



OBSERVATOIRE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE 2025 RENOUVELABLE



FRANCE
renouvelables
système électrique pilotable

Dans un contexte particulièrement marqué par des crises géopolitiques multiples et par une crise climatique dont nous subissons déjà les conséquences, une mutation profonde du système électrique s'engage. Elle est portée par l'impérieuse nécessité d'extraire notre pays de sa dépendance aux énergies fossiles importées, pour des raisons évidentes de souveraineté, mais également avec les enjeux de réindustrialisation et de pouvoir d'achat en ligne de mire.

Ce document a pour objectif d'analyser et d'objectiver les dynamiques qui régissent le développement des énergies renouvelables électriques. Mais aussi de formuler des recommandations permettant d'identifier et d'accélérer le développement des outils de la troisième électrification de la France. Les trajectoires de développement s'appuient sur le projet de PPE 3 tel qu'il était à la date d'impression de ce document, en septembre 2025.

Cette deuxième édition est une étude permettant de faire le point, en portant un travail de vulgarisation, sur les sujets suivants :

► **L'électrification des usages et les consommations.**

Une forte hausse des volumes d'électricité consommés est amorcée. Cette trajectoire nous fera passer d'environ 495 TWh à plus de 700 TWh en 2050. L'électrification des mobilités, des consommations domestiques et des procédés industriels constitueront le socle de cette augmentation. Par ailleurs, le développement de l'économie numérique et de l'IA, via les besoins liés à l'implantation de data centres, contribuera également à accroître le besoin de production d'électricité dans le pays ;

- **Les dynamiques de développement des filières EnR** au cœur des capacités de production d'électricité nécessaire à notre transition, à savoir : le solaire photovoltaïque ; l'éolien terrestre ; l'éolien en mer ; et dans cette nouvelle édition l'hydroélectricité, couvrant ainsi l'ensemble des EnR électriques ;
- **Les enjeux liés au développement des flexibilités et du stockage**, dont la progression conditionne la robustesse et la résilience de notre sécurité d'approvisionnement électrique, est un facteur essentiel de l'efficacité technico-économique d'un mix électrique diversifié, incorporant une part grandissante d'énergies renouvelables électriques.
- **Les réseaux**, chapitre rédigé conjointement avec RTE et Enedis, présentant notamment les annonces d'investissements à réaliser dans les prochaines années.

Cette étude rassemble également, au sein de cinq chapitres thématiques (photovoltaïque, éolien terrestre et offshore, hydroélectricité, stockage), les informations sur les principaux acteurs industriels de chaque composante du système électrique renouvelable ainsi que sur les tendances de marché. Ces analyses objectivent à la fois les dynamiques de croissance et les défis que chaque filière doit relever, aujourd'hui comme demain, pour faire de notre système électrique un levier central de la stratégie d'électrification des usages. Cette électrification constitue la seule trajectoire crédible vers l'indépendance et la souveraineté énergétique, en France comme en Europe, face à la dépendance aux énergies fossiles importées et aux enjeux géopolitiques qui en découlent. Notre pays s'est fixé l'objectif de passer de 60 % à 40 % de consommation d'énergies fossiles importées dans notre mix énergétique d'ici à 2035. Il est temps d'agir.



ÉDITORIAL

La transition énergétique dans laquelle la France est engagée nécessite un cadre stratégique clair, fourni par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). À l'heure de la mise sous presse de cet observatoire, ni loi de programmation ni décret n'a été publié, et ce, malgré les quasi trois ans de consultation qui se sont écoulés. Cette absence de visibilité pénalise grandement le développement des EnR en France, la création d'emplois associée, les investissements, sans parler de la souveraineté énergétique de notre pays dont le mix énergétique dépend toujours à 60 % d'énergies fossiles importées.

Avec plus de 40 milliards de recherches d'économie annoncées par le gouvernement pour le budget de l'État en 2026, le contexte s'annonce particulièrement contraint. Pourtant, ralentir l'investissement dans les EnR électriques de grandes puissances serait une aberration économique, énergétique, industrielle et bien sûr écologique.

En 2025, elles ont produit 44,5 TWh d'électricité, soit 57 % de la production énergétique soutenue dans le périmètre des charges du service public de l'énergie tout en représentant moins de 15 % de son budget total. En 2025, le coût de l'électricité a chuté à 57 €/MWh en moyenne, notamment grâce aux EnR. Si les faibles prix de marché font mécaniquement augmenter les charges à compenser, ils restent une bonne nouvelle pour les Français puisqu'ils contribuent à une baisse de la facture moyenne d'électricité.

Notre souveraineté énergétique et industrielle exige des investissements. Il n'y a pas et il n'y a jamais eu de développement de filière énergétique sans soutien public, et ce, dans le monde entier. En moyenne, cet investissement public dans les EnR électriques représente environ 7 milliards d'euros annuels, un chiffre qui doit être mis en regard des 56 milliards d'euros dépensés chaque année pour l'importation d'énergie fossile. Pour le dire autrement, soutenir les EnR électriques, c'est avant tout investir dans notre souveraineté énergétique, en mettant en cohérence nos orientations budgétaires avec nos objectifs de décarbonation et d'indépendance énergétique ; c'est soutenir la réorientation de nos budgets vers des investissements locaux, assis sur des ressources locales, au cœur de nos territoires.

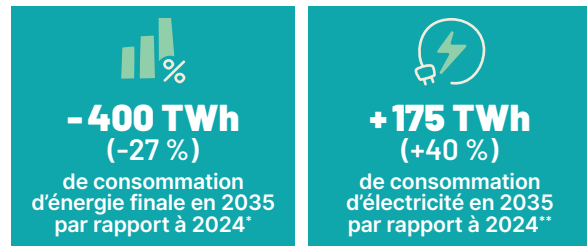
À quelques mois des élections municipales, les acteurs des énergies renouvelables électriques de grande puissance que nous représentons, sont plus que jamais engagés, guidés par un esprit de responsabilité, pour construire des projets de territoires et permettre aux Français de récolter, le plus directement possible les bénéfices de la transition.



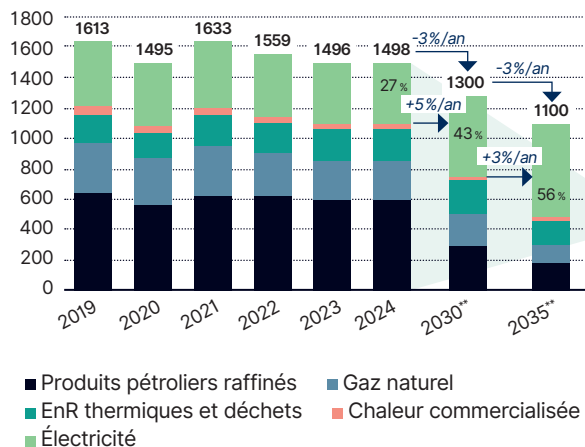
RÉSUMÉ

À L'INTENTION DES DÉCIDEURS

UNE ÉLECTRIFICATION MASSIVE DES USAGES POUR SORTIR DE NOTRE DÉPENDANCE AUX ÉNERGIES FOSSILES



Répartition de la consommation d'énergie finale française en TWh



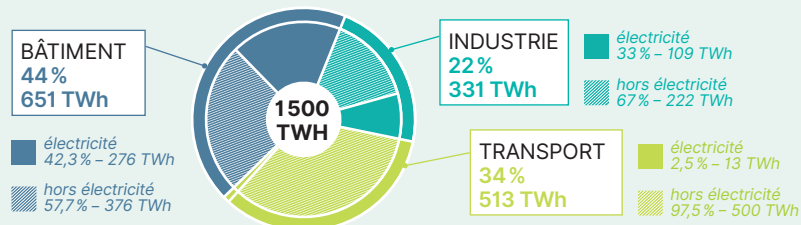
*Projet de PPE 3, ** RTE Bilan prévisionnel 2023 scénario A-ref
Source : SDES

Les leviers d'action pour la décarbonation et la souveraineté énergétique

1. Diminution de la consommation d'énergie finale à travers la sobriété et l'efficacité énergétique.
2. Electrification massive des usages fossiles.
3. Remplacement des énergies fossiles par des sources renouvelables et décarbonées.

L'électrification des usages exige de modifier en profondeur l'appareil productif du pays de sorte à se passer d'énergies fossiles. Cela aura pour impact d'accroître notre souveraineté énergétique, notre balance commerciale et respecter nos engagements climatiques.

État des lieux de la consommation énergétique en France



UNE ÉLECTRIFICATION DES USAGES PRINCIPALEMENT SOUTENU PAR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

Une électrification des usages principalement soutenus par les énergies renouvelables électriques.



+128 TWh (+87%)

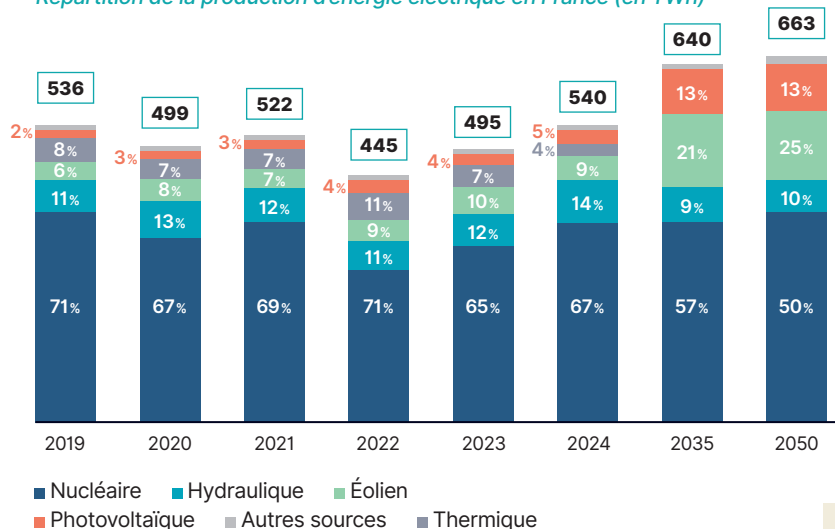
de production renouvelable à horizon 2035
par rapport à 2024



+0 TWh

de production nucléaire à horizon
2035 par rapport à 2024

Répartition de la production d'énergie électrique en France (en TWh)



L'électrification des usages va entraîner une croissance de la consommation électrique dans certains secteurs, **+40% pour l'industrie**. De plus, en 2035, 42 % des **véhicules seront électriques**, 90% en 2050.



Production totale d'électricité en 2024 de 540 TWh soit 9% de plus qu'en 2023. Horizon 2050 : augmentation de 30% de la production.



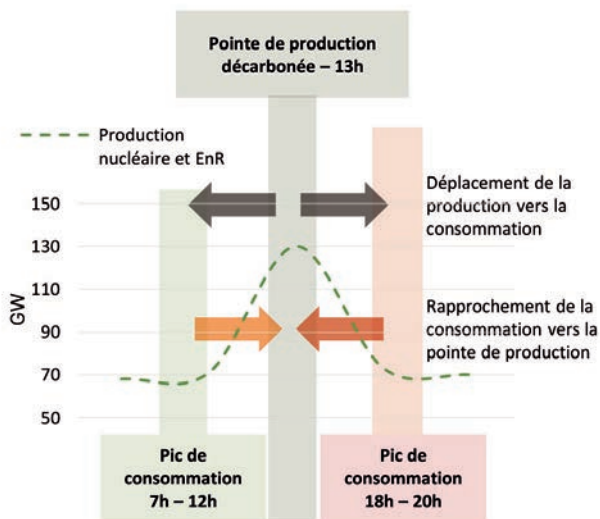
Production issue d'EnR de 147 TWh en 2024, 12% de plus qu'en 2023. Horizon 2035 : forte augmentation des EnR pour atteindre entre **270 TWh et 320 TWh**.

+ 160 à 190 TWh de production d'électricité renouvelable à horizon 2035 par rapport à 2024.

Sources : RTE, RTE scénario A – Ref. « accélération réussie », Projet de PPE 3

POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DU **SYSTÈME ÉLECTRIQUE**, LES FLEXIBILITÉS DES TECHNOLOGIES RENOUVELABLES DEVIENNENT INCONTOURNABLES

Un alignement entre pic de production et consommation
favorisé par le développement des flexibilités ...



... qui permet de renforcer l'agilité et la pilotabilité
du système électrique et de réduire les coûts
d'investissement et d'exploitation du réseau

1

Flexibilité de production à travers le déplacement de la production renouvelable lors des pointes de consommation grâce au stockage et au pilotage des parcs.

2

Stockage de l'énergie grâce aux batteries stationnaires.

3

Participation des technologies renouvelables aux mécanismes d'équilibrage (mécanisme d'ajustement, réserves primaire et secondaire).



Pour valoriser leur flexibilité, les producteurs disposent d'un ensemble de marchés et de mécanismes d'équilibrage.



Ce besoin réel constitue une opportunité : il permet au producteur de soutenir le système électrique tout en obtenant une rémunération complémentaire.

CHIFFRES CLÉS DU PHOTOVOLTAÏQUE EN 2024

Un dynamisme ressenti sur l'ensemble des segments, freiné par l'accès au raccordement et les limites administratives au développement de l'Agri PV.

**+ 5 GW**

de capacité photovoltaïque mise en service sur l'année
Dont +1,6 GW > 500 kW

**25 TWh**

d'électricité produite à partir d'énergie photovoltaïque

**49 500 emplois**

directs et indirects

**11 millions de personnes**

Une production équivalente à la consommation électrique de

2024	→	2035
25 GW	→	65 À 90 GW
+ 4 à 6,5 GW/an		

Photovoltaïque

- **Prioriser les capacités à raccorder** à travers la bonne planification et mise en œuvre du SDDR.
- **Exploiter le potentiel agrivoltaïque** (1% du foncier agricole nécessaire) à travers des modèles économiques innovants partageant la valeur entre les parties prenantes.
- **Relocaliser la chaîne de valeur en Europe** pour sécuriser les approvisionnements et les coûts, tout en créant de l'emploi et en favorisant l'acceptabilité.
- **Accélérer la FA** par la priorisation des ouvrages.



- ▶ Plus de **1175 000 installations toutes puissances** en France à fin 2024 (+ 270 000 sur l'année)
- ▶ **3 000 installations de grande puissance** (>500 kW) pour **12 GW** de puissance (+ 350 installations sur l'année)
- ▶ Le photovoltaïque de grande puissance a généré près de 93 M€ de retombées locales grâce à l'IFER en 2024

Sources : SDES, Agence ORE, RTE, PPE 3 mise en consultation

CHIFFRES CLÉS DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN 2024

Un retard de mise en service par rapport aux cibles PPE dû un à rallongement des délais de raccordement et d'instruction des projets.

**+1,1 GW**

de capacité éolienne
mise en service sur l'année

**43 TWh**

d'électricité produite à partir
d'énergie éolienne

**25 600 emplois**

directs et indirects

**19 millions**

de personnes

Une production équivalente
à la consommation électrique de

Éolien terrestre	2024	→	2035
	23,5 GW	→	40 À 45 GW
	+ 1,7 à 2,2 GW/an		

- **Réussir le repowering** pour augmenter la capacité en réduisant le nombre d'éoliennes pour s'aligner sur les standards européens (éoliennes plus puissantes) et pour libérer de nouveaux espaces fonciers dans un souci de développement harmonieux des parcs sur le territoire.
- **Renforcer l'adhésion** à travers la concertation citoyenne et le partage de la valeur.



- ▶ Plus de **9 700 éoliennes** en France réparties sur près de **2 500 parcs** à fin 2024
- ▶ L'éolien est la **2nde source d'énergie renouvelable électrique** après l'hydraulique, et la 3^e source de production d'électricité en France
- ▶ L'éolien a généré près de **200 M€ de retombées locales** grâce à l'IFER en 2024, principalement au bénéfice des communautés de communes (EPCI), des départements et des communes d'accueil des parcs
- ▶ Environ **235 MW éoliens** ont été **renouvelés** en France ces dernières années

Sources : SDES, Agence ORE, RTE, PPE 3 mise en consultation

CHIFFRES CLÉS DE L'ÉOLIEN EN MER EN 2024

Un tiers des capacités industrielles européennes sont sur le territoire français.

**+0,7 GW**

de capacité éolienne
mise en service sur l'année

**4 TWh**

d'électricité produite à partir
d'énergie éolienne

**7 800 emplois**

directs et indirects

**1,8 millions
de personnes**

Une production équivalente
à la consommation électrique de

2024	→	2035
1,5 GW	→	18 GW
+ 1,6 GW/an		

Éolien
en mer

- **Tenir les calendriers des appels d'offres** pour sécuriser les investissements et garantir l'atteinte des 18 GW en 2035.
- Publier la PPE3 pour **lancer et attribuer l'AO10 dès 2026** et assurer la continuité industrielle de la filière.
- Intégrer de manière ambitieuse et harmonieuse les critères de résilience du **NZIA pour renforcer la souveraineté** industrielle et diversifier les approvisionnements.

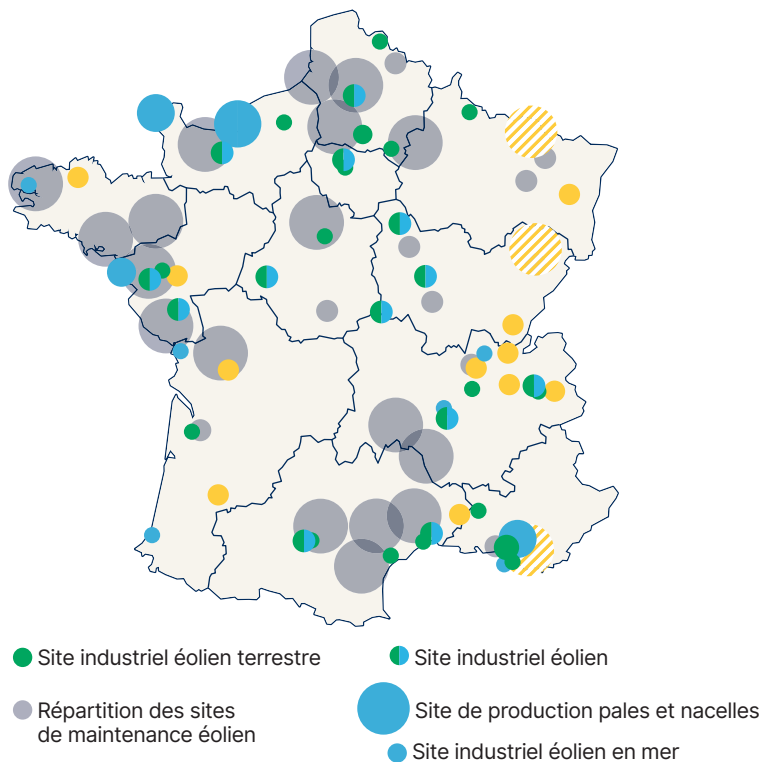


- ▶ Trois parcs éoliens déjà en service, trois autres parcs en construction
- ▶ La France teste dispose de trois projets pilotes d'éolien flottant pour tester trois technologies de flotteurs
- ▶ L'éolien en mer a généré près de 30 M€ de retombées fiscales en 2024

Sources : SDES, Agence ORE, RTE, PPE 3 mise en consultation, Observatoire des énergies de la mer

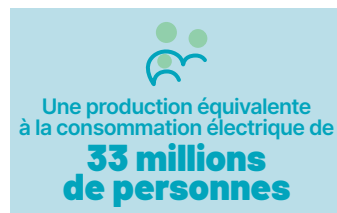
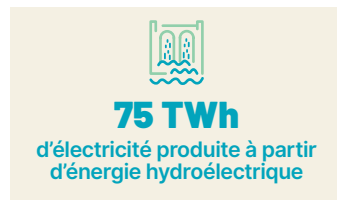
LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES : UNE PART CROISSANTE DE L'OUTIL INDUSTRIEL FRANÇAIS

Avec plus de 150 sites industriels implantés sur l'ensemble du territoire national, les énergies renouvelables électriques démontrent que transition énergétique et réindustrialisation sont les deux faces d'une même pièce.



CHIFFRES CLÉS DE L' HYDROÉLECTRICITÉ EN 2024

Les STEP, un pas de plus vers un système pilotable.



2024	→	2035
26 GW	→	28,7 GW
Dont + 1,7 GW de STEP		

Hydroélectricité

- Mettre en œuvre rapidement le **nouveau cadre juridique des concessions** pour donner de la visibilité aux producteurs et stimuler l'investissement dans la modernisation des centrales.
- Adopter une gestion équilibrée de la ressource en eau, fondée sur le risque d'impact réel, pour **concilier préservation écologique et développement hydroélectrique**.
- Mieux valoriser la **flexibilité de l'hydro grâce au marnage** afin d'exploiter pleinement son potentiel de stockage et de services au système électrique.



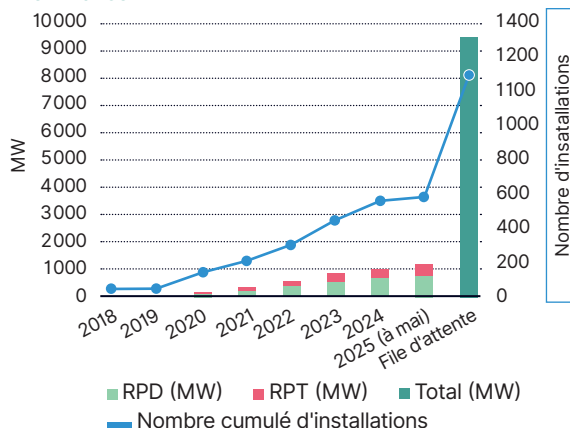
- ▶ L'hydroélectricité est la **1^{ère} source d'énergie renouvelable électrique**, et la 2^e source de production d'électricité en France
- ▶ La France est le **2^e pays producteur d'hydroélectricité Europe** (11% de la production européenne)

Sources : SDES, Agence ORE, RTE, PPE3, France Hydroélectricité

CHIFFRES CLÉS DU STOCKAGE STATIONNAIRE PAR BATTERIE EN 2024

Le stockage stationnaire par batterie, une croissance qui encourage le développement d'une industrie européenne.

Parc de batteries installées et en file d'attente en France



Stockage

2024	→	2035
1 GW	→	12,5 GW (minimum)
+ 1,2 €/an		

- **Définir des objectifs chiffrés de stockage** (puissance et énergie) à 2030 et 2035 pour mobiliser investisseurs et industrie, sécuriser les projets et ancrer une chaîne de valeur locale.
- **Réformer le mécanisme de capacité** pour instaurer un cadre pluriannuel décarboné, stable sur 15 ans, garantissant une rémunération suffisante et abaissant le coût du capital.
- **Simplifier le cadre des projets hybrides EnR+stockage et leur intégration au réseau** pour optimiser les raccordements, renforcer la flexibilité locale et soutenir la trajectoire PV en limitant la saturation du marché.



- ▶ **Amélioration de la flexibilité du réseau électrique** en limitant les investissements de renforcement de réseau et en favorisant l'intégration des EnR
- ▶ **Rendement de conversion élevé (90%)** qui réduit les pertes d'énergie lors du stockage
- ▶ **Une filière d'importance stratégique pour l'Europe** avec de nombreux projets PIIEC et une alliance européenne pour construire une industrie compétitive et durable
- ▶ **Des projets industriels d'envergure** sur le territoire français avec la gigafactory de Dunkerque ou la mine de lithium en Auvergne

Sources : CRE, France renouvelables

RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

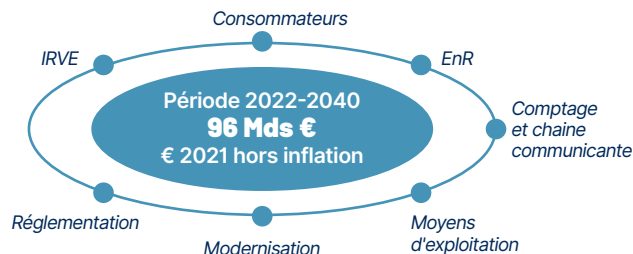
Intégrée dans la trajectoire de décarbonation décrite par la SNBC, la filière des réseaux se mobilise et se projette dans une planification permettant demain, une électrification des usages.

ENEDIS

CIBLE CAPEX 2040

Croissance continue des investissements sur toute la décennie :

7 Mds € courant en 2028

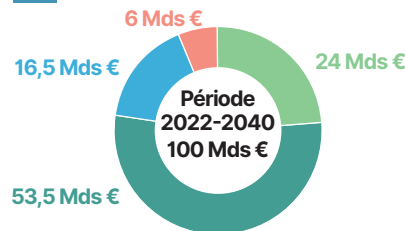


Les gestionnaires de réseaux prévoient des investissements et des recrutements importants à la hauteur de cet enjeu de souveraineté.

Ce plan d'action se découpe en trois grands axes :

- Le renouvellement du réseau électrique vieillissant et son adaptation au changement climatique ; finalement maintenir un réseau fonctionnel.
- Une prise en compte prioritaire des besoins de raccordement des consommateurs notamment des industriels et des IRVE.
- Dimensionner le réseau pour permettre le raccordement des sites de production.

RTE



- Renouvellement, adaptation au changement climatique, télécoms et pilotage du système électrique
- Raccordement de l'industrie et de la production bas-carbone
- Renforcement de la structure du réseau à très haute tension
- Investissements pour des projets mis en service au-delà de 2040

Sources : RTE, Enedis

SOMMAIRE



ÉTAT DES LIEUX DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE

- 1.1** Mix énergétique et électrification des usages p.21
- 1.2** Panorama des énergies renouvelables p.43
 - 1.2.1** Focus économie et finances p.49
 - 1.2.2** Focus emplois p.55
- 1.3** Flexibilités et mécanismes d'équilibrage du système électrique p.57



ÉTAT DE DÉVELOPPEMENT ET PERSPECTIVES DES FILIÈRES EnR

- 2.1** Photovoltaïque p.69
- 2.2** Éolien terrestre p.89
- 2.3** Éolien en mer p.111
- 2.4** Hydroélectricité p.129
- 2.5** Stockage p.135



ADAPTATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION



GRANDS ENJEUX POUR UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE



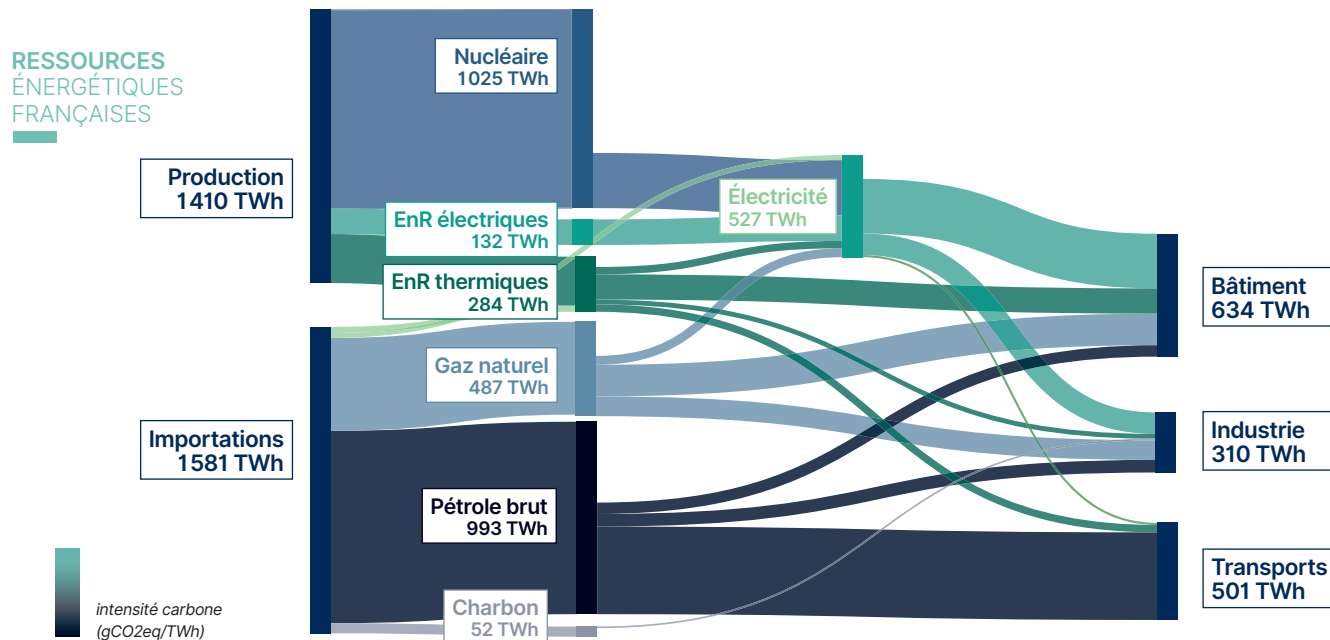
PARTIE 1

ÉTAT DES LIEUX DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE



1.1 MIX ÉNERGÉTIQUE ET ÉLECTRIFICATION DES USAGES

LE MIX ÉNERGÉTIQUE FRANÇAIS REPOSE MAJORITAIREMENT SUR DE L'ÉNERGIE FOSSILE - COÛTEUSE, IMPORTÉE ET CARBONÉE, ELLE SE RETROUVE DANS TOUS LES SECTEURS DE CONSOMMATION



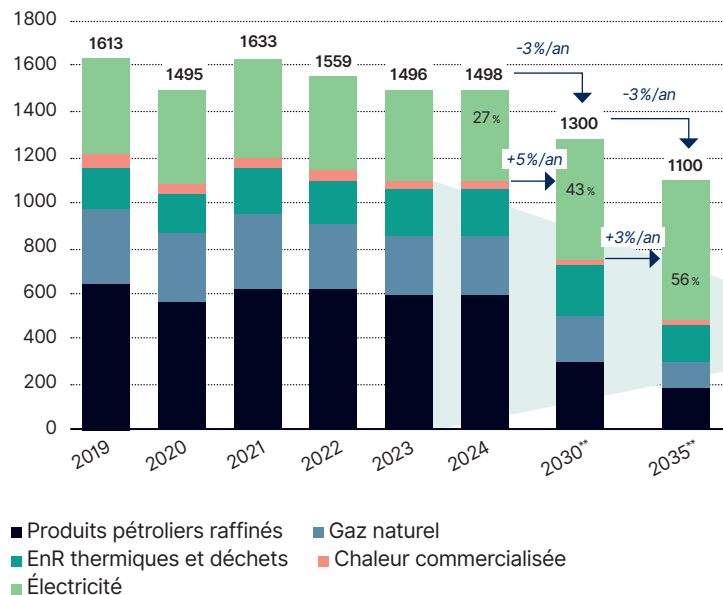
La France dépend encore largement des importations d'énergies fossiles : elles sont coûteuses, fortement carbonées et pourtant alimentent tous les secteurs de consommation, en particulier les transports.

À l'inverse, notre électricité est produite domestiquement, elle est compétitive et décarbonée. Il est temps de mettre cette énergie électrique au service de notre souveraineté et de notre économie en électrifiant nos usages.

* L'écart entre énergies primaires et consommation provient des pertes, des usages internes et non énergétiques, ainsi que des exportations et sources internationales. Les données ont aussi été modifiées par souci de lisibilité.

LA TRAJECTOIRE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE DOIT PERMETTRE LA SUBSTITUTION DES ÉNERGIES FOSSILES AU PROFIT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES

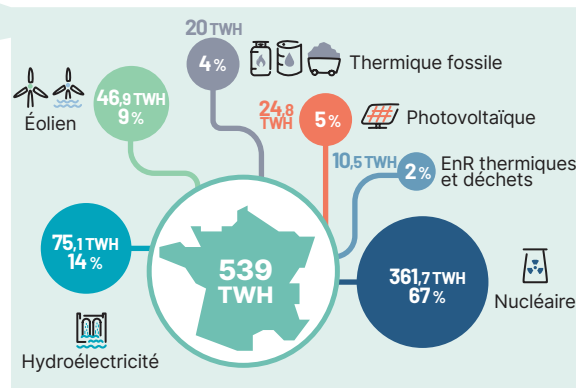
RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE FRANÇAISE (EN TWH)



Les leviers d'action pour la décarbonation

- Diminution de la consommation d'énergie finale à travers la **sobriété** et l'**efficacité énergétique**
- **Électrification massive** des usages fossiles

RÉPARTITION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE EN 2024

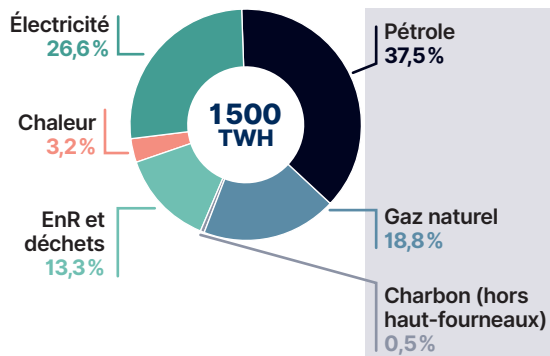


L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES, POURTANT INDISPENSABLE, SE FAIT TOUJOURS ATTENDRE

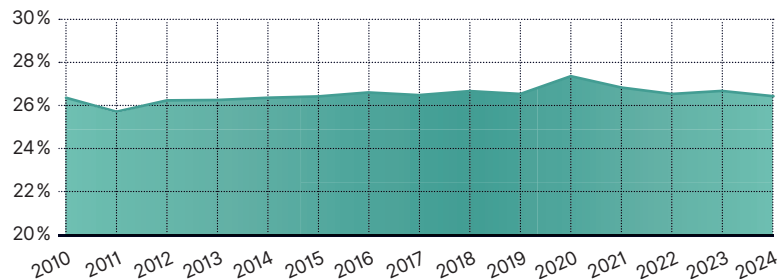
Pour parvenir à nos objectifs énergétiques – **souveraineté, compétitivité, décarbonation** – il est impératif de réduire notre consommation d'énergies fossiles 100 % importées, qui représente toujours près de 60 % de notre mix énergétique.

Toutefois, faute de vision et de cohérence dans les actions prises, la décarbonation du mix énergétique n'est pas enclenchée, la part électrique stagne à 27 % de l'énergie consommée.

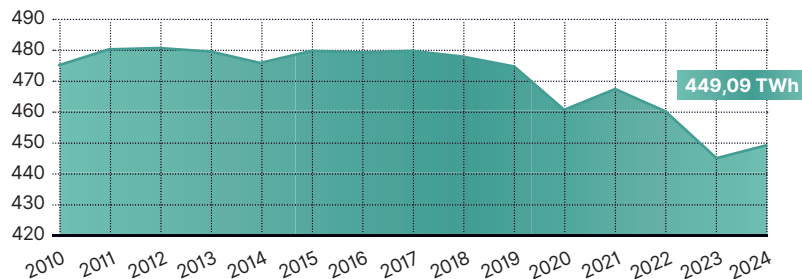
MIX DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE FINALE



LA PART D'ÉLECTRICITÉ RELATIVE AU MIX DE CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE STAGNE À 27 %

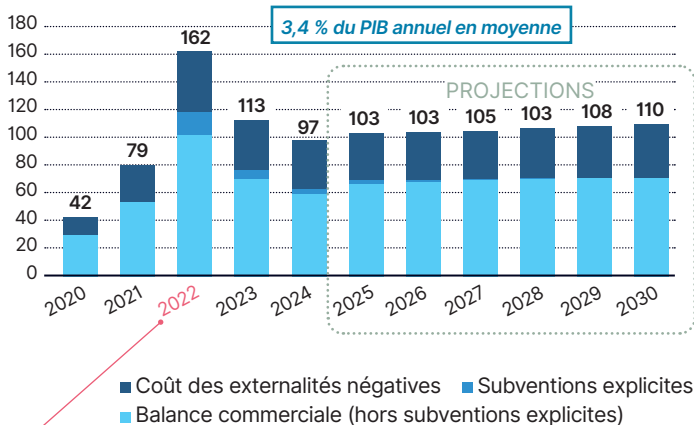


LE VOLUME D'ÉLECTRICITÉ CONSOMMÉ REMONTE LÉGÈREMENT (+0,7 %) APRÈS AVOIR ÉTÉ AU POINT LE PLUS BAS DE CES 20 DERNIÈRES ANNÉES



100 MDS€ PAR AN, C'EST EN MOYENNE LE COÛT DES ÉNERGIES FOSSILES POUR LA FRANCE

Coût des énergies fossiles pour la France (en milliards d'euros)



Le pic observé en 2022 s'explique par la crise énergétique, principalement provoquée par la guerre Russo-ukrainienne, laquelle a fortement perturbé les approvisionnements en gaz naturel russe vers l'Europe, entraînant une flambée des prix de l'énergie. Cette situation a mis en lumière la profonde dépendance de la France et plus largement de l'Union européenne. Une trajectoire de sortie des énergies fossiles est donc un vecteur de souveraineté central.

Les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) représentent un coût extrêmement élevé pour la société, en moyenne **70 milliards d'euros d'importation d'énergies fossiles par an**, pesant négativement sur notre balance commerciale.

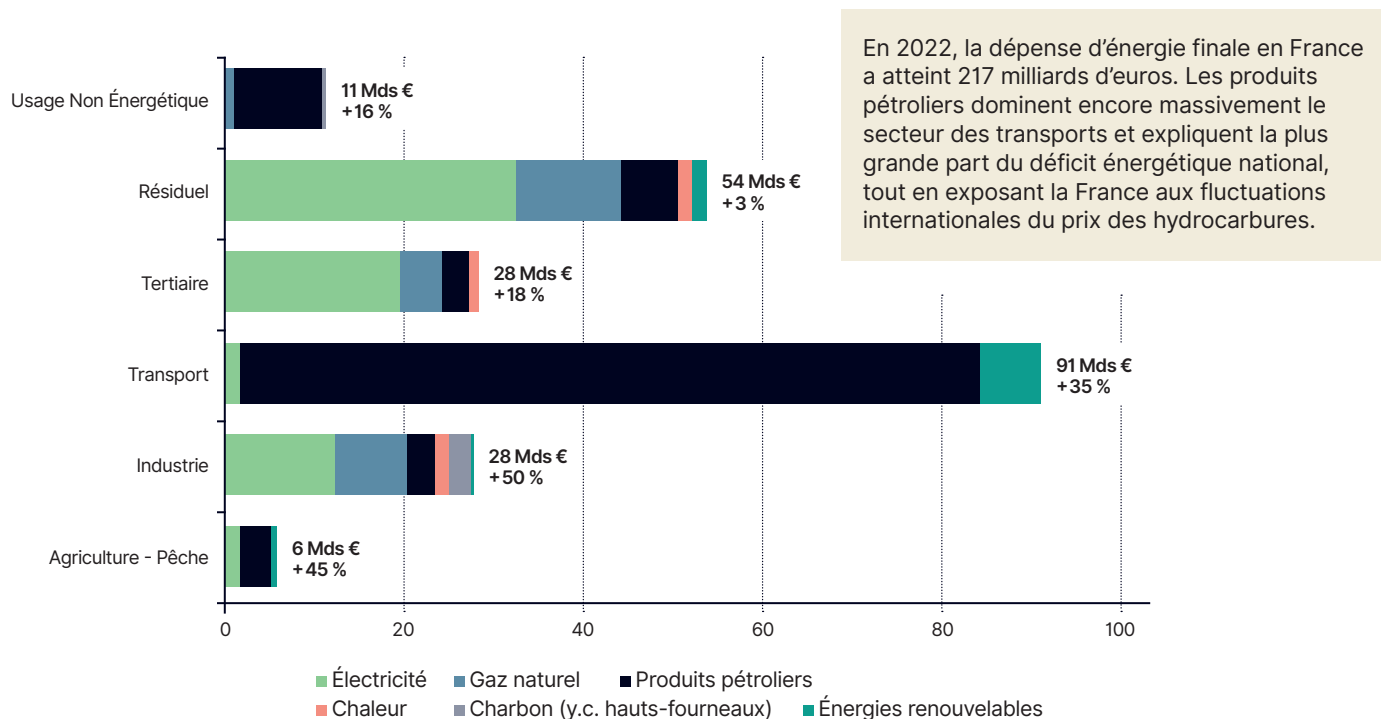


La France a cessé (hors période de crise énergétique) de subventionner directement les énergies fossiles.

Cependant, elle continue de porter le coût des externalités négatives des fossiles (telles que la pollution de l'air et l'impact du changement climatique) à hauteur d'environ **34 milliards d'euros par an**.

L'ÉLECTRICITÉ, LEVIER DE SOUVERAINETÉ FACE AU COÛT DES ÉNERGIES FOSSILES

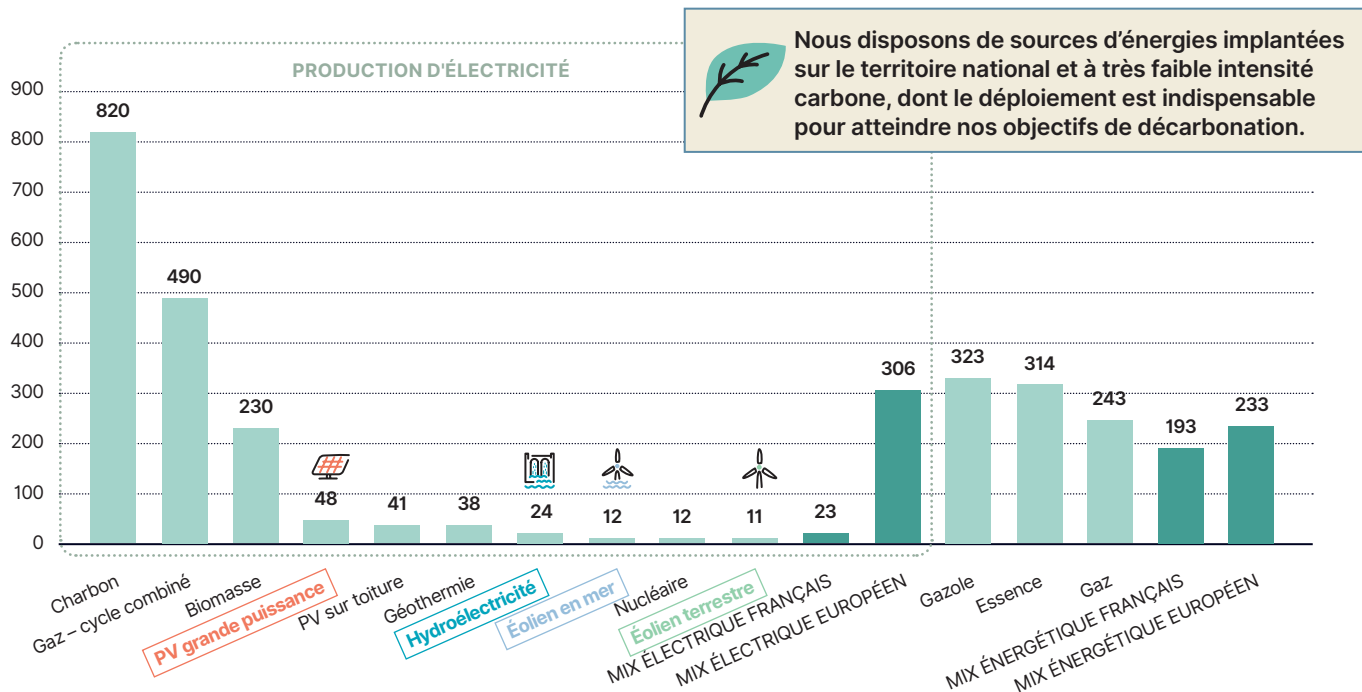
Répartition des dépenses d'énergie finale par secteur en 2022 (en milliards d'euros)



Sources : SDES

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES COMBINÉES À L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES SONT UN LEVIER POUR SORTIR DES ÉNERGIES FOSSILES, IMPORTÉES ET FORTEMENT ÉMETTRICES DE GAZ À EFFET DE SERRE

Intensités carbone des différentes sources d'énergie (gCO₂eq/kWh)



LA FRANCE DOIT SE SAISIR DE L'OUTILS DE SOUVERAINETÉ ET DE CROISSANCE QU'EST L'ÉLECTRIFICATION DE SON MIX ÉNERGÉTIQUE

La France doit renforcer l'avantage comparatif majeur qu'est sa capacité de production d'électricité renouvelable et décarbonnée, en le stimulant par une trajectoire ambitieuse d'électrification des usages, avec en ligne de mire la sortie de sa dépendance aux énergies fossiles importées et de fait, aux pays producteurs.

	SOUVERAINETÉ ET BALANCE COMMERCIALE	COMPÉTITIVITÉ	DÉCARBONATION
MIX ÉNERGÉTIQUE TOTAL 	► D'un côté, 60% de ce mix est importé, cela induit un déficit de 55 Mds € en 2024 pour la France (115 Mds en 2022), et enrichit les pays gaziers et pétroliers.	► La dépendance aux contextes géopolitiques internationaux nous expose fortement à la volatilité des prix de l'énergie.	► L'intensité carbone des hydrocarbures varie entre 290 et 1170 gCO₂eq/kWh.
DONT L'ÉLECTRICITÉ (27%) 	► De l'autre côté, la France a été exportatrice nette d'électricité 98 % du temps en 2024 pour un solde exportateur net de 89 TWh et un gain net de 5 Mds €.	► La stabilité des prix de l'électricité français permet aux entreprises des coûts réduits et prévisibles. ► L'électrification est, dans de nombreux cas, un vecteur de gain d'efficacité.	► L'électrification des usages est l'un des leviers les plus importants pour parvenir à nos objectifs de décarbonation grâce à un mix électrique décarboné à 95 % (21,3 gCO₂eq/kWh en moyenne).

Électrifier est donc une opportunité de croissance stratégique pour faire de la France un leader énergétique, économique et industriel, car cela permet de :

1

RENFORCER
la souveraineté et la balance commerciale en remplaçant les énergies fossiles importées (60%) par une production électrique nationale, maîtrisée et exportatrice.

2

ACCROÎTRE
la compétitivité des entreprises grâce à une énergie abordable et stable, offrant un avantage stratégique aux entreprises.

3

DÉCARBONER
l'économie avec une électricité 10 à 20 fois moins émettrice de GES que les fossiles, pour tenir nos engagements climatiques.

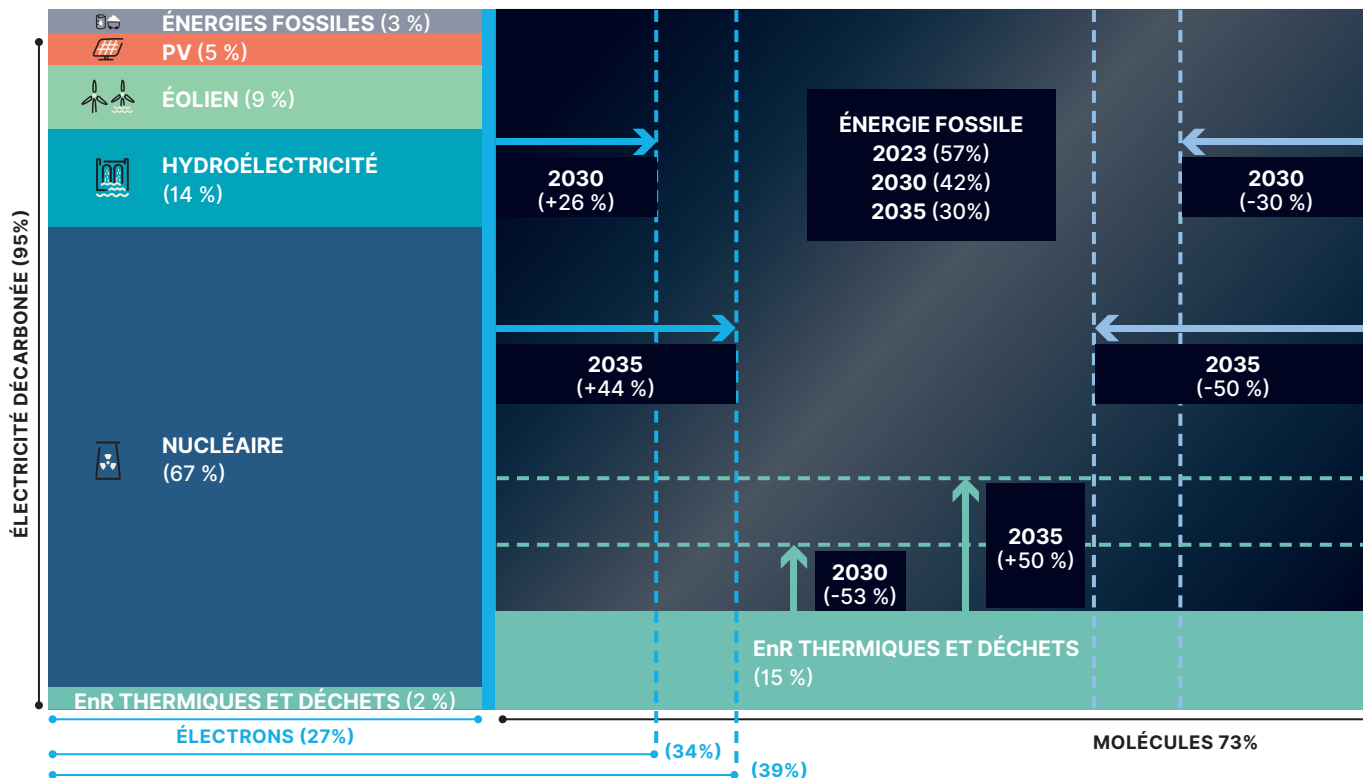
DEUX GRANDS PILIERS DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE POUR SORTIR DES FOSSILES

1

Substituer les énergies fossiles par de l'électricité

2

Consommer moins d'énergie dans son ensemble via de l'efficacité et de la sobriété



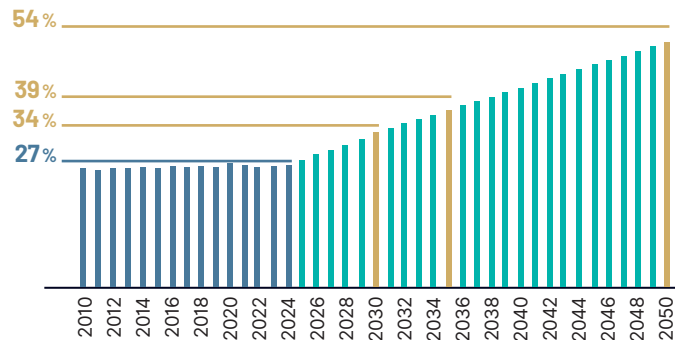
Sources : RMI, SDES, Projet de SNBC 3, RTE

LA SORTIE DES FOSSILES PAR L'ÉLECTRIFICATION MASSIVE DES USAGES ENTRAINERA UNE AUGMENTATION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

Après une stagnation depuis plus de dix ans, la proposition de Stratégie nationale bas-carbone (SNBC3) prévoit que la part de l'électricité dans la consommation finale d'énergie de la France devrait fortement s'accroître jusqu'en 2050 :

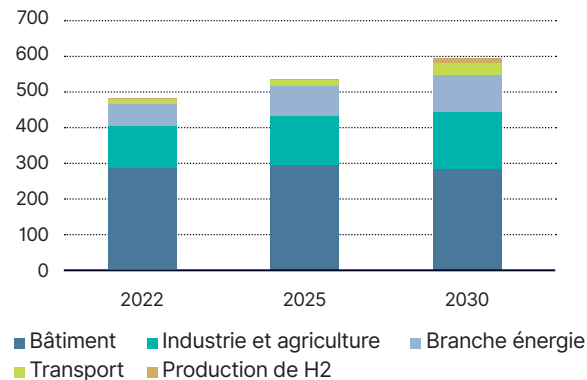
27 %	EN 2022
34 %	EN 2030
39 %	EN 2035
54 %	EN 2050

Évolution de la consommation d'électricité - SNBC3 (en %)



La SNBC prévoit une augmentation significative de la consommation d'électricité en France d'ici à 2030 et 2050. Cette hausse s'explique par l'électrification croissante des usages dans les secteurs des transports, du bâtiment et de l'industrie, ainsi que par le développement de la production d'hydrogène bas-carbone. L'électricité, majoritairement décarbonée, devient ainsi un levier central pour atteindre les objectifs de sortie des fossiles.

Évolution de la consommation d'électricité par secteurs SNBC3 (TWh)

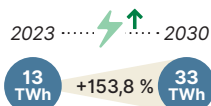


CHAQUE SECTEUR DE CONSOMMATION PRÉSENTE DES GISEMENTS D'OPPORTUNITÉ D'ÉLECTRIFICATION IMPORTANTS POUR SORTIR DES ÉNERGIES FOSSILES

TRANSPORT

Le parc de véhicules électriques devrait fortement augmenter pour atteindre **15 millions de véhicules d'ici 2035**.

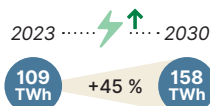
Cette croissance est stimulée par les **règlementations** orientant la décarbonation des transports : interdiction à la vente de véhicules thermiques, normes d'émissions, mise en place de ZFE ...



INDUSTRIE

La **part de l'électricité dans le mix énergétique final du secteur industriel** devrait passer de **40 % à 70 % à l'horizon 2050**.

Cette évolution est prévue notamment par l'**électrification des procédés industriels et des besoins de chaleur** notamment dans les industries stratégiques à la transition énergétique.



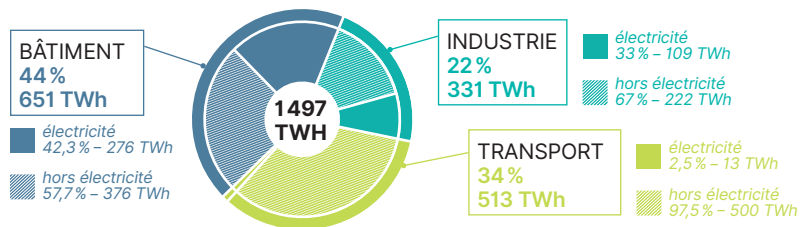
BÂTIMENT

RÉSIDENTIEL

La **part de logements chauffés à l'électricité** devrait passer de **40 % à 65 % d'ici 2035** grâce au déploiement massif de pompes à chaleur (PAC). La rénovation énergétique des bâtiments ainsi que l'impact du changement climatique sur les températures hivernales devraient cependant **stabiliser la consommation électrique du résidentiel**.



Consommation d'énergie finale par secteur d'activité en 2024 (TWh)

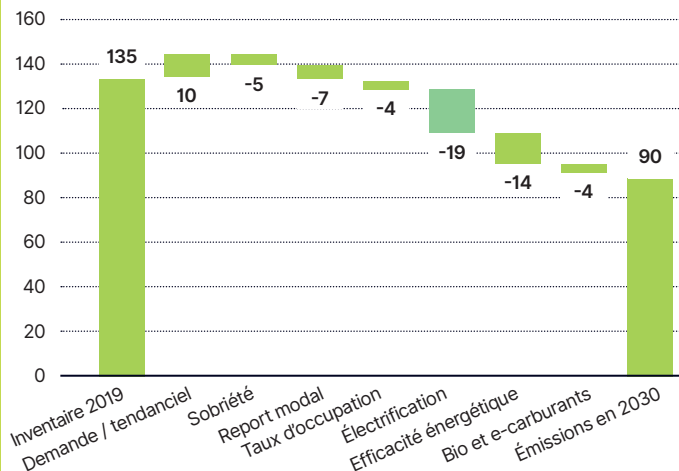


TERTIAIRE

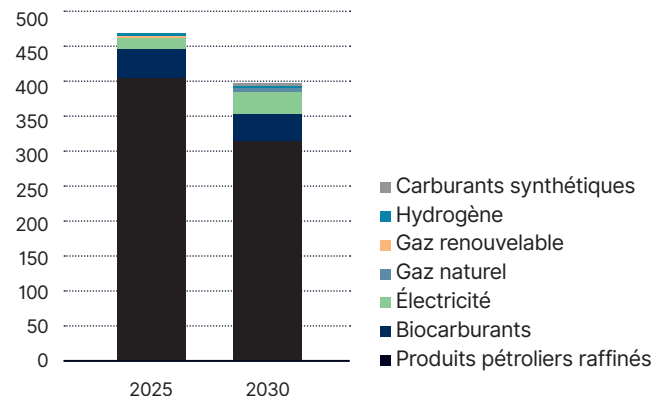
L'**efficacité énergétique des bâtiments, la transformation des modes de travail, ainsi que la sensibilisation et l'amélioration des comportements** devraient permettre de contenir la consommation d'électricité malgré une électrification massive des usages (chauffage, climatisation, ...).

ÉLECTRIFICATION DU SECTEUR DES TRANSPORTS - CONSTAT

Leviers de décarbonation envisagés
par la SNBC 3 (MtCO₂e)

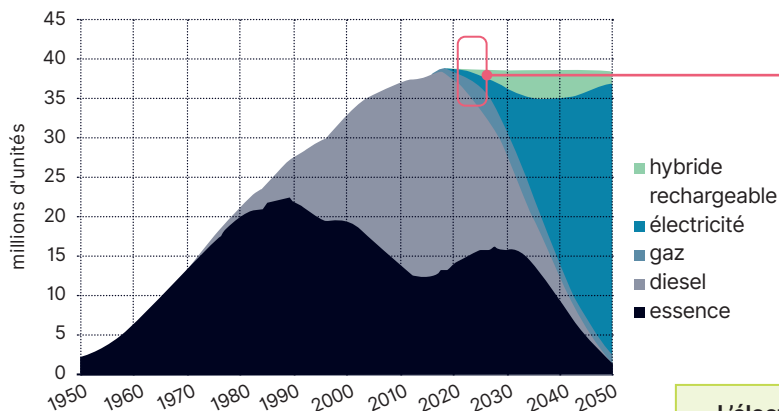


Évolution des consommations d'énergie
dans les transports (TWh Ef)

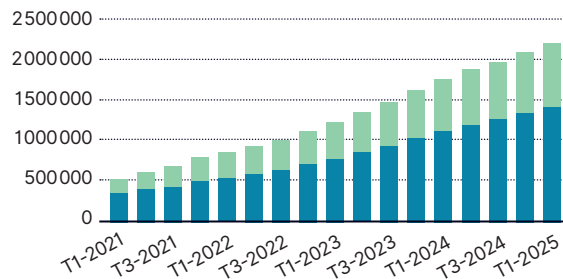


Le secteur des transports dépend à plus de 90 % des énergies fossiles et n'est à ce jour électrifié qu'à hauteur de 2,5 %. Les transports représentent donc plus de 55 % de notre consommation de fossiles. L'électrification des transports constitue ainsi le principal levier de réduction des GES – et donc de sortie des fossiles – envisagé par la SNBC3 (-19 MtCO₂eq d'ici à 2030).

ÉLECTRIFICATION DU SECTEUR DES TRANSPORTS - POINT SUR LES SOLUTIONS

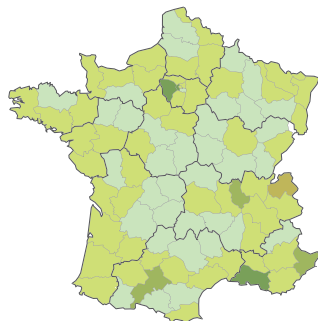


Nombres de véhicules électriques et hybrides



PARC VÉHICULES ÉLECTRIQUES + HYBRIDES RECHARGEABLES/100 000 PERSONNES

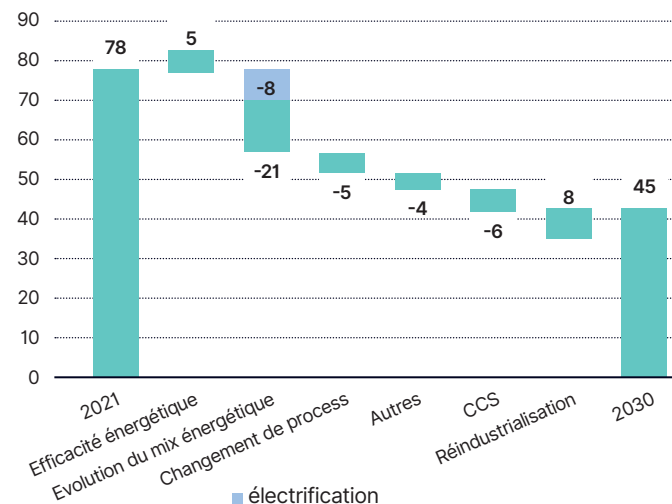
- 5900 à 7000
- 4800 à 5900
- 3700 à 4800
- 2600 à 3700
- 1500 à 2600



L'électrification des mobilités constitue un levier majeur pour réduire notre dépendance aux énergies fossiles importées. Si elle est avant tout un outil de décarbonation, elle représente également un gain concret de pouvoir d'achat : utiliser un véhicule électrique coûte en moyenne 20 % de moins qu'un véhicule thermique. Elle joue aussi un rôle clé en matière de cohésion territoriale. En effet, la voiture électrique permet aux Français vivant hors des zones urbaines de bénéficier directement des avantages économiques de cette transition. C'est donc vers les ménages les plus dépendants de la voiture individuelle, et dans les territoires où l'offre de transports collectifs est la plus limitée, que les aides à la conversion doivent être prioritairement orientées – en ciblant d'abord les foyers les plus précaires, qui ont le plus besoin d'une alternative crédible au véhicule thermique.

Sources : RTE, Observatoire Enedis, ODRE, UFC Que Choisir

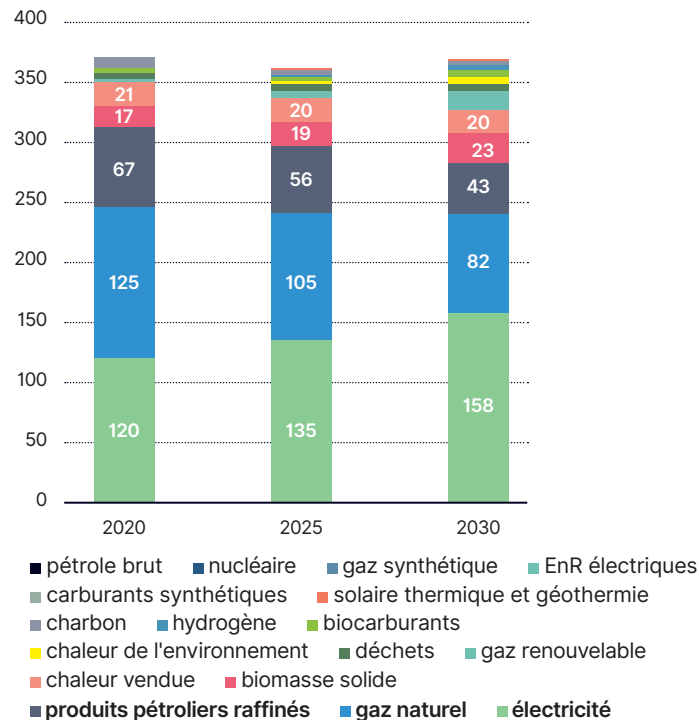
ÉLECTRIFICATION DU SECTEUR DE L'INDUSTRIE - CONSTAT

Leviers de décarbonation envisagés par la SNBC 3 (MtCO₂e)

L'industrie représente 19% de la consommation énergétique finale en France et génère 18% des émissions de gaz à effet de serre (GES). Plus de la moitié de ces émissions (55%) provient de 50 sites industriels fortement émetteurs, tandis que le reste est attribué à l'industrie dite « diffuse ». Le principal levier de décarbonation identifié dans la proposition de la SNBC3 prévoit une réduction de 8 MtCO₂e d'ici 2030.

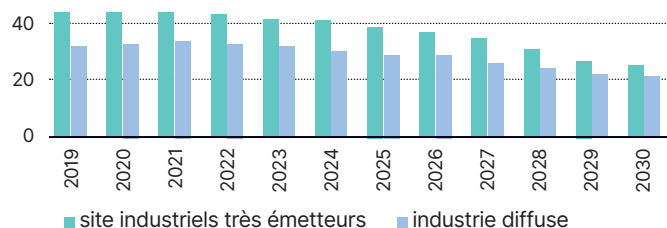
Source : Projet de SNBC 3

Évolution des consommations d'énergie à usages énergétiques dans l'industrie et l'agriculture (TWh)

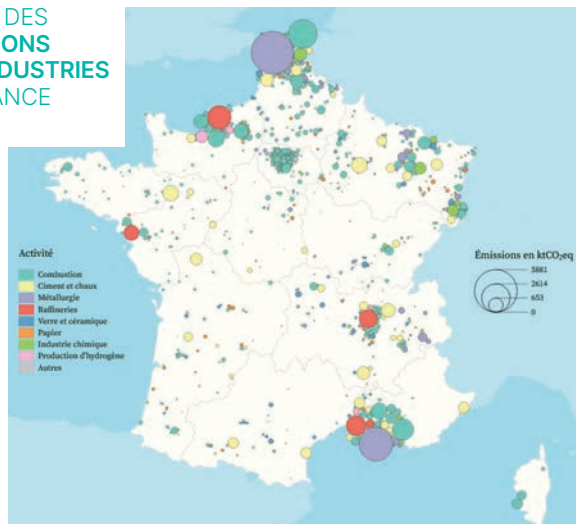


ÉLECTRIFICATION DU SECTEUR DE L'INDUSTRIE – POINT SUR LES SOLUTIONS

Émissions annuelles des sites industriels (MteqCO₂)

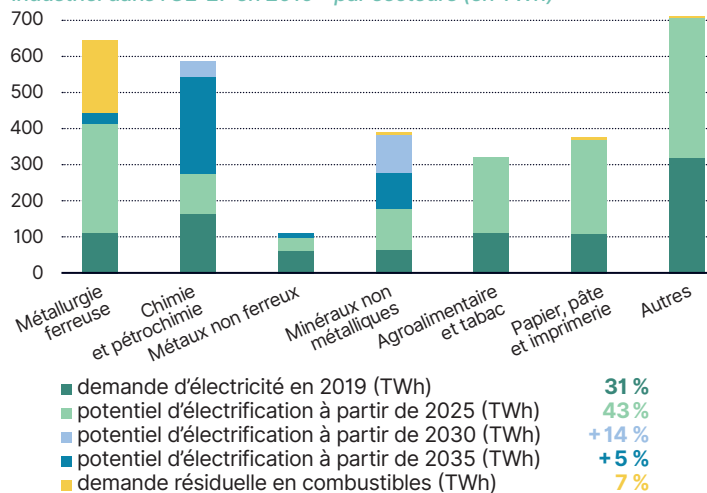


CARTE DES ÉMISSIONS DES INDUSTRIES EN FRANCE



Seul 31 % de l'industrie est électrifiée en Europe, pourtant, 43 % supplémentaires sont déjà électrifiables aujourd'hui, et 14 % de plus le seront à partir de 2030. Tous les secteurs de l'industrie ont des procédés électrifiables. Les processus thermiques, qui concentrent à eux seuls 75 % des émissions du secteur, ne sont électrifiés qu'à hauteur de 4 % à ce jour, illustrant le retard mais aussi le potentiel de transformation à engager.

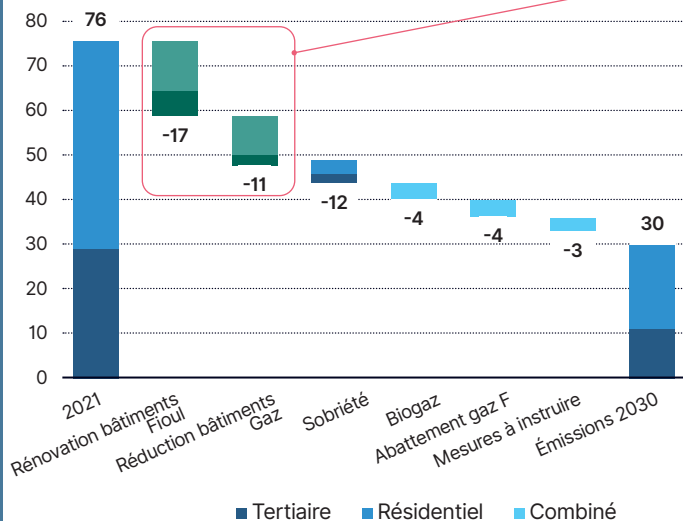
Potentiels techniques d'électrification directe par secteur industriel dans l'UE-27 en 2019 - par secteurs (en TWh)



31 %
43 %
+ 14 %
+ 5 %
7 %

ÉLECTRIFICATION DU SECTEUR DU BÂTIMENT - CONSTAT

Leviers de décarbonation envisagés par la SNBC 3 (MtCO₂e)

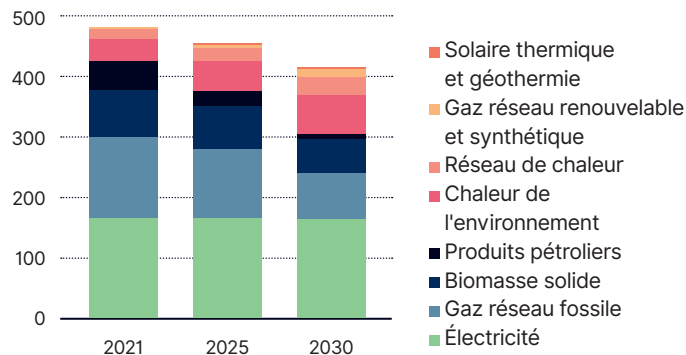


Objectifs annoncés par le gouvernement :

- Passer d'un parc de pompes à chaleur résidentielles de 2,5 à 9 millions en 2030.
- Produire et installer en France chaque année un million de PAC dès 2027

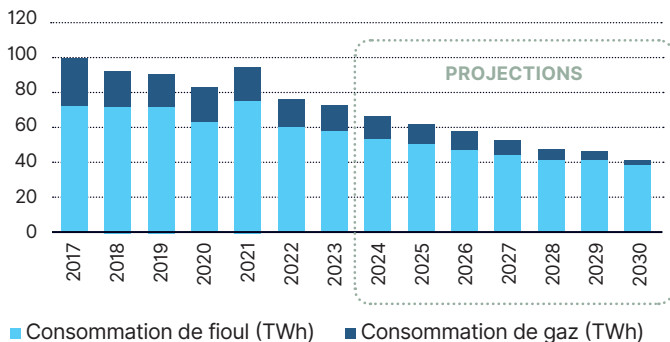
L'électrification du bâtiment passe en grande partie par le remplacement accéléré des chaudières fossiles : la SNBC-3 vise à ramener les émissions directes du secteur autour de 35 Mt CO₂ éq en 2030 (contre 76 Mt en 2019), objectif qui suppose la **disparition de 75 % des chaudières fioul et le retrait d'environ 20 % du parc de chaudières gaz, compensé notamment par un déploiement massif de pompes à chaleur**. Ce levier sécurise la sortie du fioul, et la baisse de la consommation de gaz et ancre l'électricité comme vecteur principal de chauffage pour se défaire de notre dépendance aux fossiles.

Évolution des consommations d'énergie totales du secteur résidentiel et tertiaire selon la SNBC 3 (TWh Ef/an)



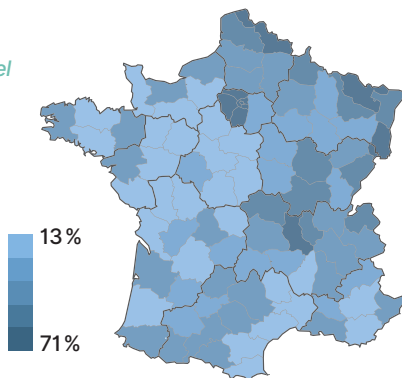
ÉLECTRIFICATION DU SECTEUR DU BÂTIMENT - LA POMPE À CHALEUR DEVRAIT REMPLACER DE NOMBREUX CHAUFFAGES AU GAZ ET AU FIOUL ENCORE LARGEMENT PRÉSENTS SUR LE TERRITOIRE

Évolution de la consommation de fioul et de gaz dans le tertiaire (TWh) (SGPE)

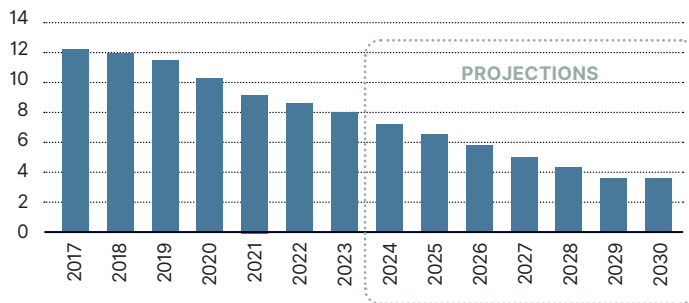


Part du fioul et du gaz dans le chauffage résiduel par commune en 2021

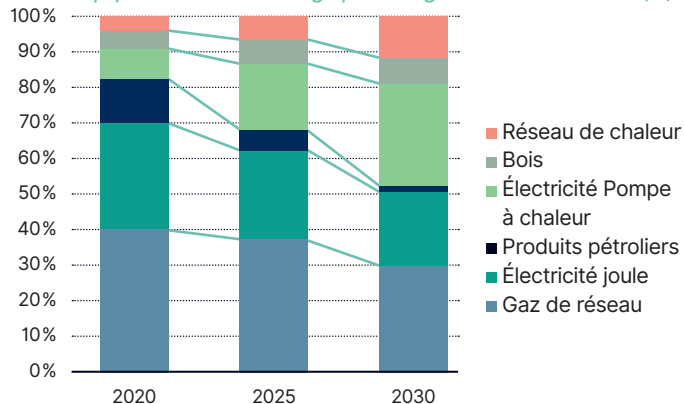
En France, environ 49 % des logements sont encore chauffés aux énergies fossiles.



Évolution de la consommation de fioul dans les résidentiel (%) (SGPE)



Parc d'équipements de chauffage par énergie dans le résidentiel (%)



Sources : Projet de SNBC 3, SGPE, INSEE

LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉCONOMIE NUMÉRIQUE ET DE L'IA : UN VECTEUR D'ÉLECTRIFICATION LIÉ À L'AMBITION STRATÉGIQUE DE LA FRANCE DANS CE SECTEUR



Data centers et développement de l'IA

- Avec l'essor des data centers, notamment porté par l'IA, la France a pris conscience de son avantage stratégique lié à son système électrique, ainsi que son besoin de numérique et souhaite donc se positionner comme un acteur majeur de l'IA sur la scène internationale.
- Pour y parvenir, un ambitieux plan d'investissement de 109 milliards d'euros a été annoncé, dédié au développement et au déploiement d'infrastructures spécifiques sur le territoire français.
- Fin 2024, RTE enregistrait environ **4,5 GW** de nouvelles demandes de raccordement électrique pour des data centers. Après correction des demandes en double ou spéculatives et tenant compte de la montée progressive en puissance des projets (estimée en moyenne à 10 ans), la puissance effective prévue pour 2030 serait d'environ 1 GW.
- La consommation électrique des data centers en France a fortement augmenté ces dernières années : de 3 TWh en 2015 à **10 TWh** en 2022, représentant environ 2 % de la consommation nationale totale d'électricité. Cette consommation **devrait doubler d'ici à 2030** pour atteindre environ **20 TWh** puis entre 23 et 28 TWh en 2035, voire jusqu'à 80 TWh si l'on prend en compte l'ensemble des projets récents exploités à pleine puissance.



TABLEAU DE BORD DE L'HYDROGÈNE, LA FILIÈRE D'H2 DÉCARBONÉ EST ENCORE NAISSANTE MAIS MONTRE UNE CROISSANCE RAPIDE

L'HYDROGÈNE EST MAJORITAIREMENT PRODUIT À BASE D'ÉNERGIES FOSSILES

6 %
Part de l'hydrogène décarboné dans la production

35 MW
Capacité de production d'hydrogène décarbonée installée cumulée

DES PROJETS DE FAIBLE CAPACITÉ ET UNE FILIÈRE CONCENTRÉE PAR UN NOMBRE RESTREINT D'ACTEURS

1,5 - 2 MW
Moyenne des capacités des projets d'hydrogène décarboné

70 %
des capacités en exploitation sont opérées par 4 acteurs industriels

UN COÛT DE PRODUCTION ENCORE ÉLEVÉ

x 4
Le coût de production de l'hydrogène décarboné par rapport à l'hydrogène gris dans des conditions optimales (électrolyseur alcalin - 4 000h d'utilisation annuelle - prix de l'électricité renouvelable à 75 €/MWh via PPA)

UNE FILIÈRE QUI DÉPEND DES MÉCANISMES DE SOUTIEN

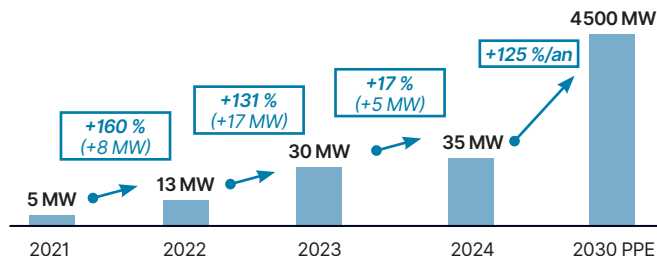
500 M€
Soutien de l'État aux projets d'infrastructure d'hydrogène décarboné

UNE TECHNOLOGIE ENCORE EN COURS DE MATURATION

70 %
Part des électrolyseurs « alcalins ». Cette technologie a un rendement faible par rapport à d'autres technologies encore peu matures

USINES EN ACTIVITÉ¹

23
Usines de fabrication d'équipement en activité (électrolyseurs, piles, réservoirs, stations, véhicules)



Source : France Hydrogène

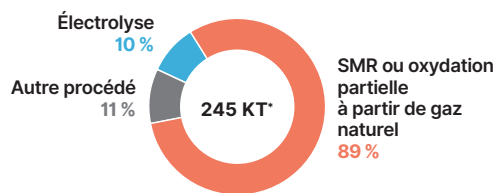
	EMPLOIS	CA	PIB
2024 ¹	16 400 (Dont 6 300 directs)	2,4 MD€	1 MD€
2035 ¹	> 66 600	32 MD€	13 MD€



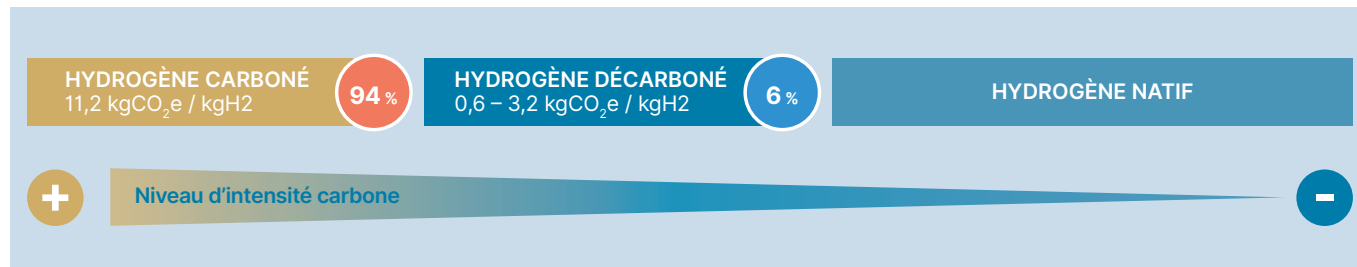
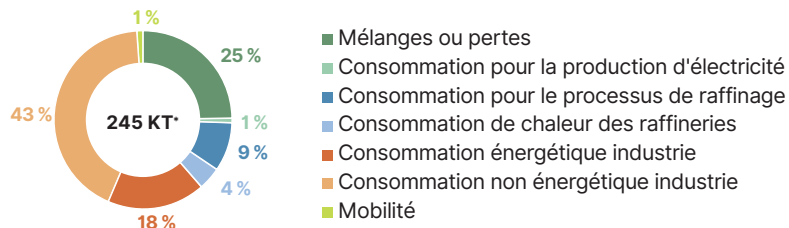
LA FRANCE PRODUIT ET CONSOMME DE L'HYDROGÈNE EN GRANDE PARTIE À USAGE INDUSTRIEL, IL CONVIENT D'EN ÉLECTRIFIER SA PRODUCTION POUR DECARBONER

PRODUIT PAR D'ÉLECTROLYSE, L'HYDROGÈNE EST DE L'ÉLECTRIFICATION INDIRECTE

Production par mode en 2023 (en %)



Emplois d'hydrogène pur en 2023 (en %)



L'hydrogène est un intrant nécessaire dans des secteurs industriels (raffinage, chimie, engrais...). Sortir de l'hydrogène fossile, c'est sortir de la dépendance aux énergies fossiles et réduire drastiquement les émissions de notre industrie lourde.

* Volume d'hydrogène pur, hors co-production et autoconsommation



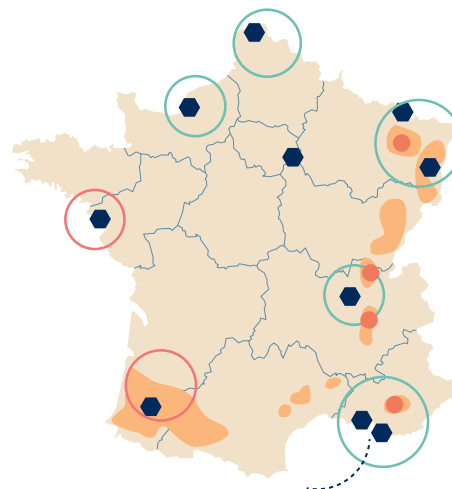
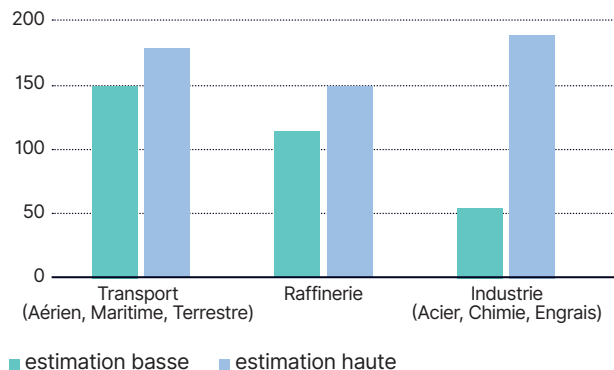
POUR SUBVENIR AUX BESOINS D'HYDROGÈNE DÉCARBONÉ, LA FILIÈRE SE STRUCTURE SUR LE TERRITOIRE, NOTAMMENT GRÂCE À LA STRATÉGIE NATIONALE HYDROGÈNE 2

SNH II

La **stratégie nationale hydrogène de la France II**, vise à développer une filière d'hydrogène décarboné compétitive reposant sur la production par électrolyse grâce au mix électrique bas-carbone français. Elle cible prioritairement la décarbonation de l'industrie (chimie, sidérurgie, engrais) et des transports lourds (aérien, maritime), via des hubs industriels locaux. L'État soutient massivement la chaîne de valeur (recherche, équipementiers, infrastructures), met en place un cadre réglementaire adapté et réserve ses aides à la production nationale. La stratégie s'inscrit dans une logique de souveraineté énergétique, d'emplois industriels et de leadership technologique à l'international.

La France cible une capacité de 4,5 GW d'électrolyse en 2030 et 8 GW en 2035.

Besoins estimés en hydrogène décarboné (ktH₂/an) en France par secteur à horizon 2030



A background image featuring a large wind turbine on the right side and a row of solar panels in the bottom left corner. The sky is blue with some light clouds. A network of thin white lines is overlaid on the entire image, creating a grid-like pattern.

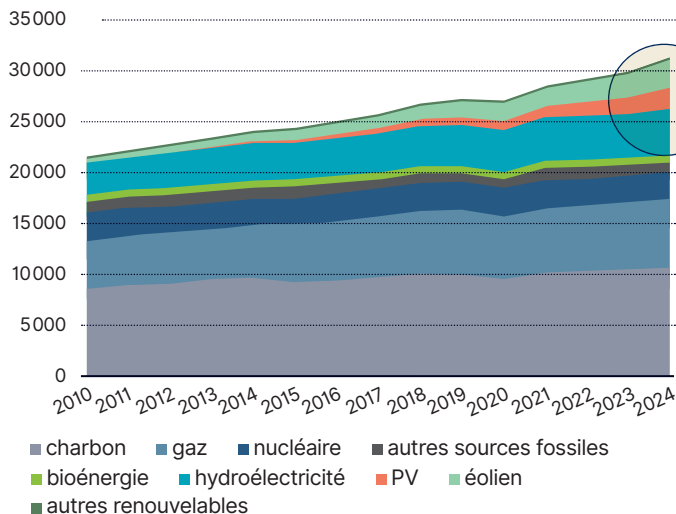
1.2

PANORAMA DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

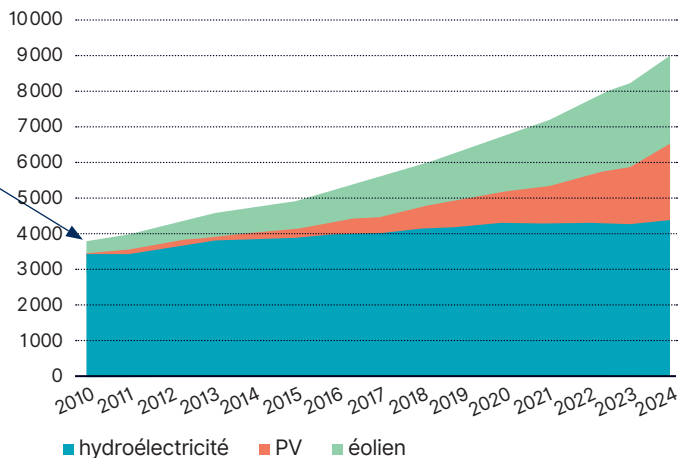


PRODUCTION ÉLECTRIQUE MONDIALE EN 2024 : UNE HAUSSE TENDANCIELLE CONSTANTE DEPUIS 10 ANS, EN ACCELERATION CES 4 DERNIÈRES ANNÉES

Production électrique mondiale (TWh)



Production électrique renouvelable mondiale (TWh)

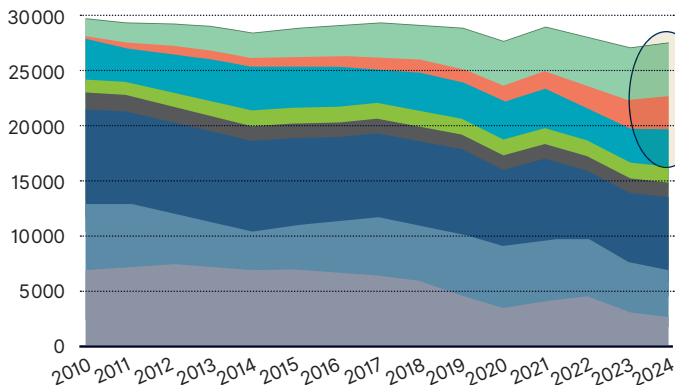


À l'échelle mondiale, la consommation d'électricité continue d'augmenter à un rythme soutenu sous l'effet de la croissance des besoins énergétiques, en particulier dans les économies émergentes. Dans ce contexte, la production issue des énergies fossiles reste majoritaire et peine encore à voir sa part significativement réduite. Toutefois, le développement rapide des énergies renouvelables se confirme : l'éolien et le photovoltaïque enregistrent une croissance particulièrement notable, soutenus par des investissements importants et une baisse continue des coûts de production. Cette évolution répond aux engagements internationaux de réduction des émissions tout en accompagnant une demande mondiale en constante hausse.



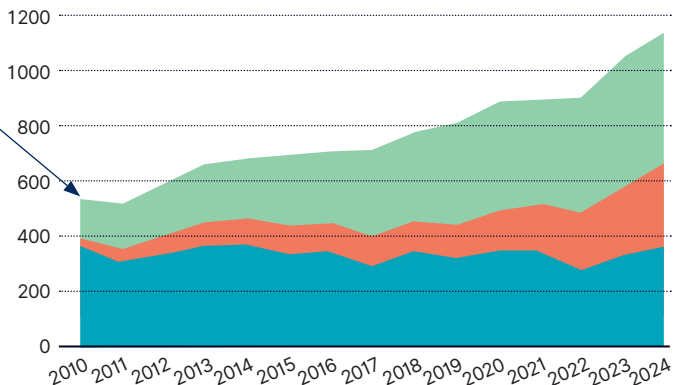
UNE PRODUCTION ÉLECTRIQUE EUROPÉENNE PORTÉE EN 2024 PAR L'ESSOR DE L'ÉOLIEN ET DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Production électrique UE (TWh)



■ charbon ■ gaz ■ nucléaire ■ autres sources fossiles
■ bioénergie ■ hydroélectricité ■ PV ■ éolien
■ autres renouvelables

Production électrique renouvelable UE (TWh)



■ hydroélectricité ■ PV ■ éolien

En 2024, la production électrique dans l'Union européenne illustre la transformation progressive de son mix énergétique. La baisse régulière du charbon et, dans une moindre mesure, du gaz traduit la volonté de réduire la dépendance aux énergies fossiles, conformément aux objectifs fixés par le Pacte vert pour l'Europe et le paquet législatif « Fit for 55 ». Pour accompagner cette mutation, la part des énergies renouvelables poursuit sa progression, portée par l'essor de l'éolien et du solaire photovoltaïque, en complément d'une production hydroélectrique stable. Cette dynamique reflète la trajectoire de décarbonation engagée, visant à renforcer l'indépendance et la souveraineté énergétiques tout en atteignant la neutralité carbone à l'horizon 2050.

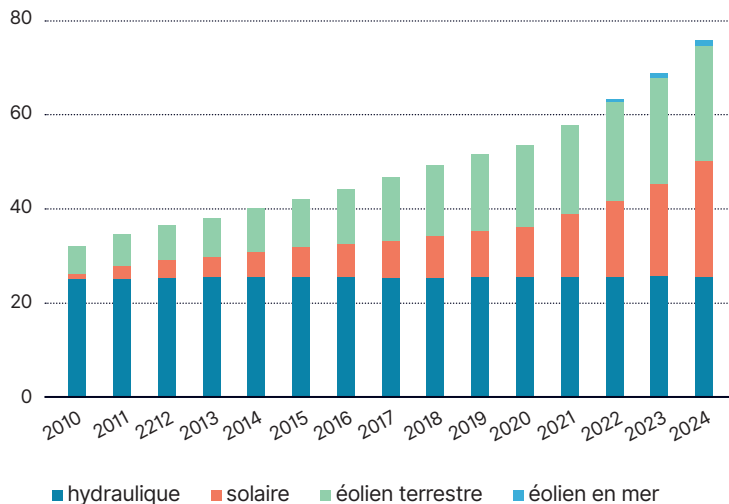
LA CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE ÉLECTRIQUE EN FRANCE CONTINUE DE SE DÉVELOPPER

Toutefois, le risque de ralentissement est très important, notamment du manque de visibilité et de l'instabilité qui caractérise la période.

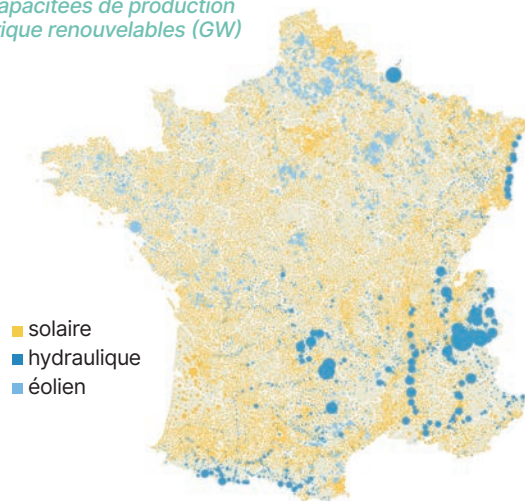
En France hexagonale, la puissance installée du parc de production d'électricité renouvelable atteint **76,7 GW** fin 2024. L'éolien et le solaire représentent **63,5 % du total** (48 717 MW), devant l'hydraulique (33,5 %, soit 25 700 MW).

En 2024, la puissance solaire a crû de **25,6 %** (5 000 MW) et dépasse désormais celle de l'éolien terrestre, qui a progressé de **5 %** (1 800 MW). Sur l'année, **6,7 GW** de nouvelles capacités ont été raccordées, soit une hausse de **38 %** par rapport à 2023.

Capacités d'énergie renouvelables installées (GW)



Distribution géographique des capacités de production électrique renouvelables (GW)

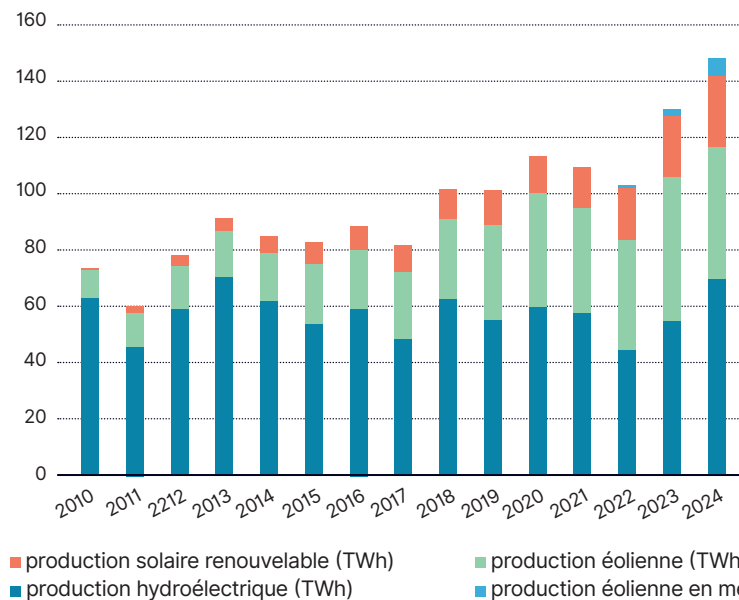


PRODUCTION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

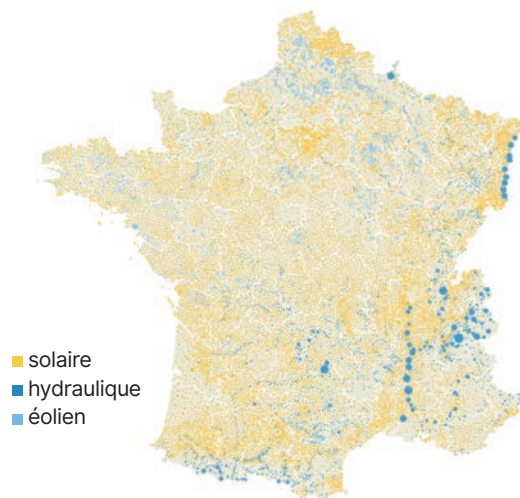
La production d'électricité renouvelable a atteint un **record de 150 TWh en 2024**, soit 1/3 de la consommation du pays (+9,8 % par rapport à 2023).

Cette hausse provient principalement du solaire : **+10 %** ; de l'hydraulique (par une conjoncture pluviométrique favorable) : **+27 %** ; de l'éolien en mer, dont la production a **plus que doublé** (+110 %). Ainsi, les renouvelables ont couvert en moyenne **33,9 %** de la consommation électrique sur l'année, contre 31,2 % en 2023.

Production annuelle des énergies renouvelables électrique annuelle (TWh)

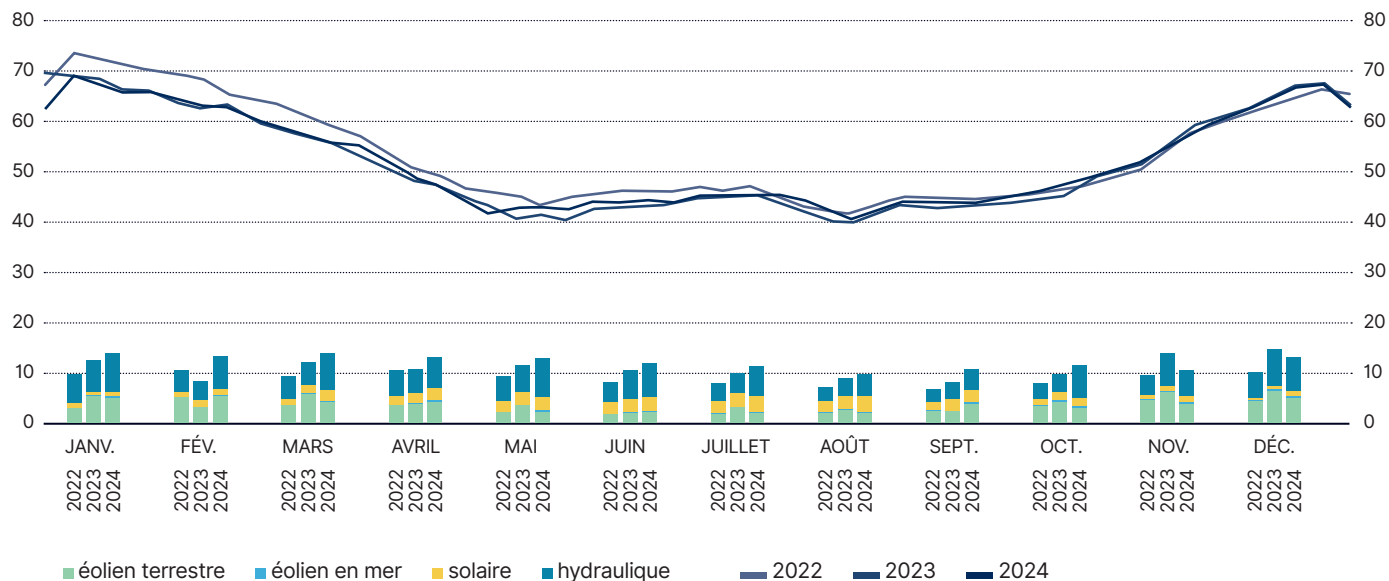


Distribution géographique du volume de production électrique renouvelable (TWh)



PRODUCTION MENSUELLE D'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

Production renouvelable et consommation électrique mensuelle (TWh)



La production d'électricité d'origine renouvelable augmente chaque année. Le photovoltaïque occupe une place prépondérante en été, tandis que l'éolien est plus productif en hiver. Avec l'hydroélectricité, ces trois sources sont complémentaires, et la somme de leur production suit globalement les variations saisonnières de la consommation électrique.

DYNAMIQUES DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ : OBLIGATIONS D'ACHAT, COMPLEMENTS DE RÉMUNÉRATION ET PPA

Obligations d'achat

Mécanisme historique, l'OA garantit aux producteurs un tarif d'achat fixe de l'électricité, sans exposition au marché. Fin 2024, il concerne 30,2 GW pour une production de 50,9 TWh (toutes technologies confondues). Supprimé en 2010 pour le photovoltaïque de grande taille et en 2015 pour l'éolien terrestre, il a également été appliqué aux deux premiers appels d'offres d'éolien en mer attribués en 2012 et 2013. Aujourd'hui, il est réservé aux petites installations photovoltaïques (< 500 kW, puis < 200 kW à partir de 2026), et son poids relatif diminue pour les projets de taille industrielle.

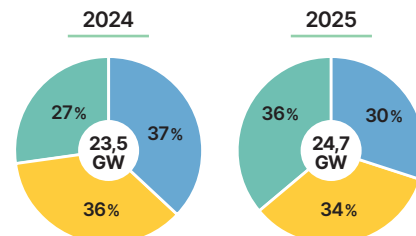
Compléments de rémunération

Le CR oblige les producteurs à vendre leur électricité sur le marché (via des agrégateurs), complété d'une prime garantissant un revenu de référence. Fin 2024, il représente **11,2 GW** et **15,8 TWh**, soit 25 % du volume soutenu. Devenu le dispositif central pour les nouveaux projets, il devrait dépasser l'OA d'ici 2032 et atteindre jusqu'à 150 TWh/an vers 2040, avec des ajustements en cours (prise en compte des prix négatifs, intégration accrue aux marchés).

Part hors mécanismes de soutien (dont PPA et autoconsommation)

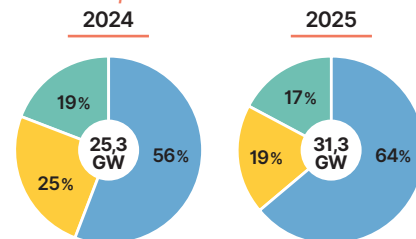
Les PPA sont des contrats privés de long terme entre producteurs et acheteurs, conclus sans subvention publique. Encore émergents, ils représentent environ 4 GW annoncés, principalement en solaire. Leur développement a été stimulé par la crise énergétique de 2022-2023, avant de ralentir avec la baisse des prix de gros. En croissance progressive, ils devraient jouer un rôle croissant en complément des dispositifs publics. Cette catégorie inclut également l'autoconsommation, avec 3,8 GW installés à des fins d'autoconsommation (y compris avec injection de surplus), ainsi que la vente directe sur le marché permettant de valoriser la part résiduelle d'actifs sortis des mécanismes de soutien.

Éolien terrestre



La part de d'OA de l'éolien terrestre est en diminution. Il s'agit d'une tendance de fond qui devrait s'éteindre d'ici 2035 et qui n'a pas vocation à s'inverser.

Photovoltaïque



Pour le PV, l'augmentation actuelle de la part de l'OA provient exclusivement de l'intégration des installations en S21 pour le PV diffus (< 500 kW). Le photovoltaïque de grande taille (> 500 kW) relève uniquement de processus concurrentiels.

BILAN DES PPA : UN MÉCANISME EN PLEIN ESSOR

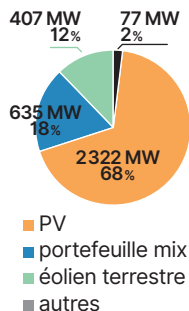
Toutefois, la France est en retard par rapport à ses voisins européens en raison du sous-dimensionnement des projets autorisés.

	PPA signés	Capacité contractuelle	Volume contractuel
TOTAL EN EUROPE	883	54,9 GW	126 TWh/an
TOTAL EN FRANCE	83	4,03 GW	6,6 TWh/an

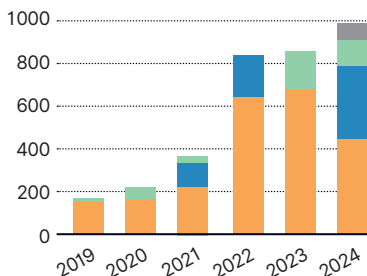
Définition du PPA et de ses principales caractéristiques

Le PPA est un **contrat d'achat d'électricité renouvelable** de long terme, négocié entre un acheteur et un producteur.

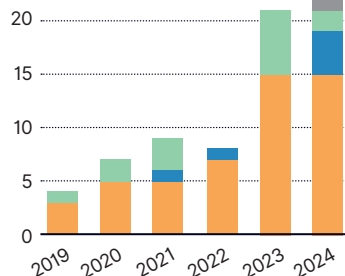
Traditionnellement, l'acheteur est une entreprise, c'est la notion de **Corporate PPA** (Utility PPA si l'acheteur est un fournisseur), et inclut l'intégralité de la production du parc caractéristique dit « **Pay as Produced** » et pour lequel le **prix est fixe** pour toute la durée de vie de l'actif, environ **20 ans**. Si le parc est neuf, on parle de PPA **Greenfield**, sinon il s'agit d'un PPA **Brownfield**.



Capacité additionnelle de PPA par an (MW)



Nombre de PPA signé par an



Marché Français Vs Marché européen : pourquoi cet écart ?

Le développement des PPA en Europe est en moyenne, plus développé qu'en France, pour deux raisons :

- ▶ Côté producteurs, des blocages réglementaires **empêchent le développement de grands projets pourtant beaucoup plus compétitifs**. Un parc PV en France est trois fois plus petit que dans les pays limitrophes et un parc éolien français se développe avec des éoliennes deux fois moins puissantes que dans le reste de l'Europe (contrainte hauteur).
- ▶ Jusqu'à très récemment les consommateurs étaient habitués aux volumes à prix très bas de l'Arenh, la fin de ce régime vient renforcer l'opportunité des PPA dans notre pays.

LES PPA PERMETTENT AUX CONSOMMATEURS PLUS DE VISIBILITÉ ET PRÉVISIBILITÉ DE LEUR COÛTS ÉNERGETIQUES DANS UNE PÉRIODE D'INSTABILITÉ NOTOIRE

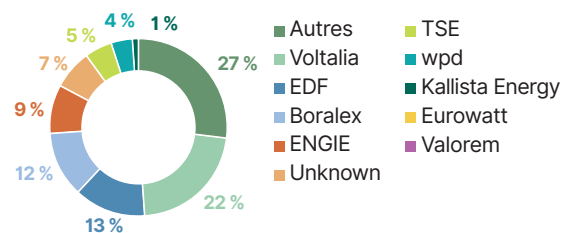
LE MARCHÉ PPA EN FRANCE EN 2025 : UN RALENTISSEMENT TEMPORAIRE

Après la crise énergétique de 2022/2023, le marché électrique connaît en 2024 un retournement. La baisse de l'intérêt des consommateurs pour les PPA s'explique par deux phénomènes concomitants : les faibles prix de marchés, tirés vers le bas par la baisse des prix d'importations des énergies fossiles et, en parallèle, l'augmentation des coûts des matières premières et des taux d'intérêt qui ont impactés le coût de production des EnR électriques. L'offre et la demande de PPA peinent ainsi à se rencontrer.

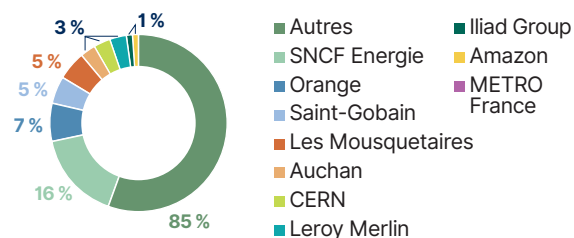
Depuis 2018, les PPA ont évolué pour répondre à plusieurs défis :

- **Qualité de signature** : pour pallier le risque acheteur, des garanties publiques (BPI France) complètent l'assouplissement bancaire.
- **Agrégation** : intégration facilitée via des produits PPA en bloc ou baseload.
- **Adéquation consommation/production** : développement de contrats multi-technologies (PV + éolien).
- **Souplesse tarifaire** : apparition d'options en bandeau, plus flexibles que le prix fixe.
- **Virtual PPA** : réponse aux besoins de couverture contre la volatilité sans engagement physique.

Vendeurs (MW)



Acheteurs (MW)

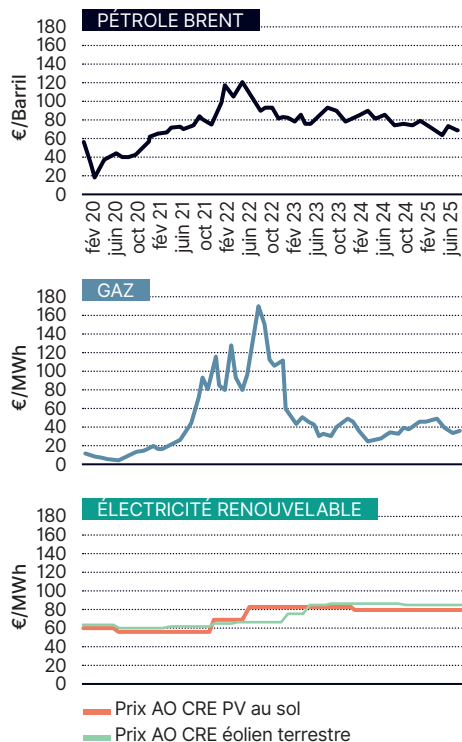


CADER 44 : un exemple de PPA au service de la collectivité

Nantes Métropole et Territoire d'énergie Loire-Atlantique (TE44) participent à la transition énergétique en signant le premier Contrat d'Achat Direct d'Énergies Renouvelables (CADER) public en France. Ce contrat inédit s'inscrit dans le cadre ouvert par la loi APER de 2023, qui autorise les collectivités à conclure des accords à long terme avec des producteurs d'électricité verte. À travers un groupement de commandes rassemblant sept entités publiques locales, **ce projet pionnier sécurise sur 20 ans l'approvisionnement de 12 GWh par an, soit 25 % de leur consommation totale.**

LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES : UNE ÉVIDENCE ÉCONOMIQUE RENFORCÉE PAR L'INSTABILITÉ GÉOPOLITIQUE

Évolution des prix de gros de l'électricité et du gaz (en €/MWh)



LES CRISES GÉOPOLITIQUES ONT UN IMPACT FORT SUR LES COURS DE MARCHÉ DES ÉNERGIES FOSSILES ET NOTAMMENT DU GAZ

L'appel aux centrales à gaz fossile dans le mix électrique influence fortement le prix de l'électricité en raison du mécanisme de fixation par le prix marginal. La reprise économique post-Covid, suivie de la guerre en Ukraine, a donc provoqué une envolée des prix de l'énergie. À l'inverse, les énergies renouvelables offrent une production à coût inférieur, stable et décorrélée des cours des énergies fossiles, contribuant ainsi à réduire le prix de l'électricité et à sécuriser l'approvisionnement.

Dans ce contexte, le développement des énergies renouvelables, déjà une évidence, s'impose plus que jamais comme une nécessité économique renforcée par l'instabilité géopolitique.

LES ÉNERGIES RENOUVELABLES AU SERVICE DE LA RÉSILIENCE ÉNERGÉTIQUE

Assurer l'indépendance énergétique de la France
et réduire la dépendance aux énergies fossiles importées

Garantir la sécurité d'approvisionnement
par l'électricité abondante et bon marché et par la diversification du mix électrique

Renforcer la résilience du système énergétique
et sa capacité à résister aux crises géopolitiques

Renforcer la flexibilité et la pilotabilité
du système électrique

PRIX NÉGATIFS SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ : POURQUOI SONT-ILS APPARUS ET COMMENT MAÎTRISER LE PHÉNOMÈNE ?

Leviers pour réduire et maîtriser l'occurrence de prix négatifs

- ▶ Accroissement de la **consommation électrique**, en remplacement des énergies fossiles.
- ▶ Développement des **flexibilités** de consommation et du **stockage**.
- ▶ Poursuivre la **flexibilité du parc de production**, modulation du parc nucléaire et contribution des EnR (éolien, PV, hydraulique).

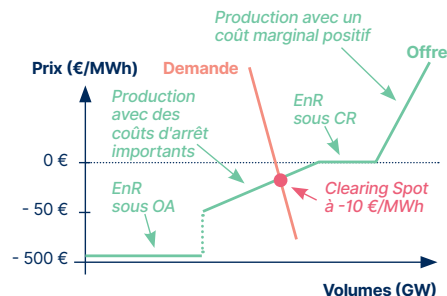
Le marché de l'électricité se caractérise par un équilibre offre = demande à chaque heure de l'année. Quand la production électrique (offre) est supérieure à la consommation (demande), le prix d'équilibre peut être extrêmement faible ou même négatif (dans ce cas, le producteur est prêt à payer pour injecter son électricité sur le réseau et ne pas arrêter sa centrale).

La conjoncture actuelle est propice à l'occurrence de prix négatifs. En effet, la consommation brute d'électricité, a été, en 2024, l'une des plus faibles des dix dernières années (même après correction des écarts météorologiques). En parallèle, les EnR ont poursuivi leur développement (+6,7 GW de parc EnR raccordés en 2024). Les actifs EnR éolien et solaire, par leur très grande réactivité (moins de 5 minutes pour arrêter un parc), contribuent à équilibrer le système électrique en se déconnectant.

Cette conjoncture ne doit pas faire oublier le besoin d'augmenter la consommation d'électricité (et donc la production associée) pour réussir la transition énergétique de sortie des énergies fossiles. La situation inverse d'une demande électrique supérieure à l'offre serait fortement préjudiciable pour les consommateurs, comme l'a démontré la crise énergétique de 2022-2023.

Les heures de prix bas et parfois négatifs, alors qu'ils devraient constituer un avantage de compétitivité prix pour le consommateur ne bénéficient pas encore suffisamment d'offre prenant en compte l'horosaisonnalité des prix. À date cette situation est une opportunité économique manquée, et un levier de pilotage de la relation offre/demande qui reste à construire.

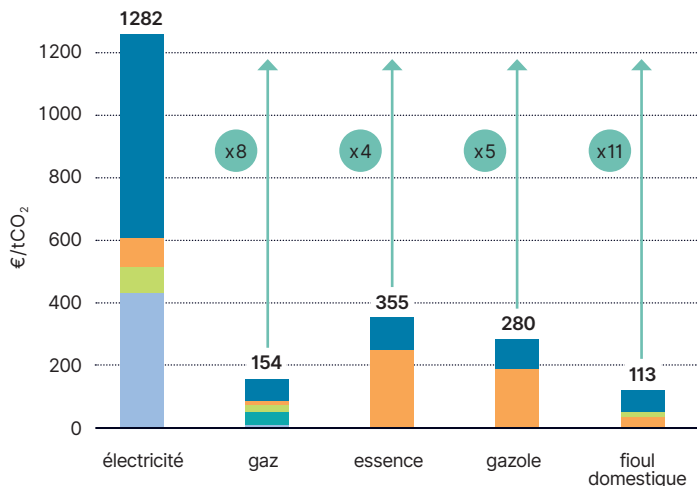
Représentation de l'équilibre sur le marché SPOT lors d'une heure à prix négatif



En 2024, le marché français a enregistré 359 heures de prix SPOT négatifs, soit 4 % du temps. Lorsqu'ils sont survenus, ces prix sont restés proches de zéro (compris entre 0 et -0,1 €/MWh).

UNE FISCALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ, 4 FOIS SUPÉRIEURE À CELLE DE L'ESSENCE, À ALIGNER AVEC NOS AMBITIONS D'ÉLECTRIFICATION

Poids carbone des taxes spécifiques sur la consommation d'énergie des ménages en France en 2025



- TVA
- CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement)
- Majoration de l'accise finançant la péréquation territoriale en ZNI
- Fraction de l'accise sur les énergies perçue sur l'électricité (ex-TICFE)

En 2024, l'électricité consommée en France a émis en **moyenne 21,7 gCO₂e par kWh**. Pourtant, sa fiscalité reste particulièrement élevée au regard de sa contribution relativement faible aux émissions nationales de gaz à effet de serre, et en comparaison avec celle appliquée aux énergies fossiles.

Rapportée à ses émissions, la consommation d'électricité est ainsi taxée, en 2025, à hauteur de 1262 € par tonne de CO₂ émise. Ce niveau est :

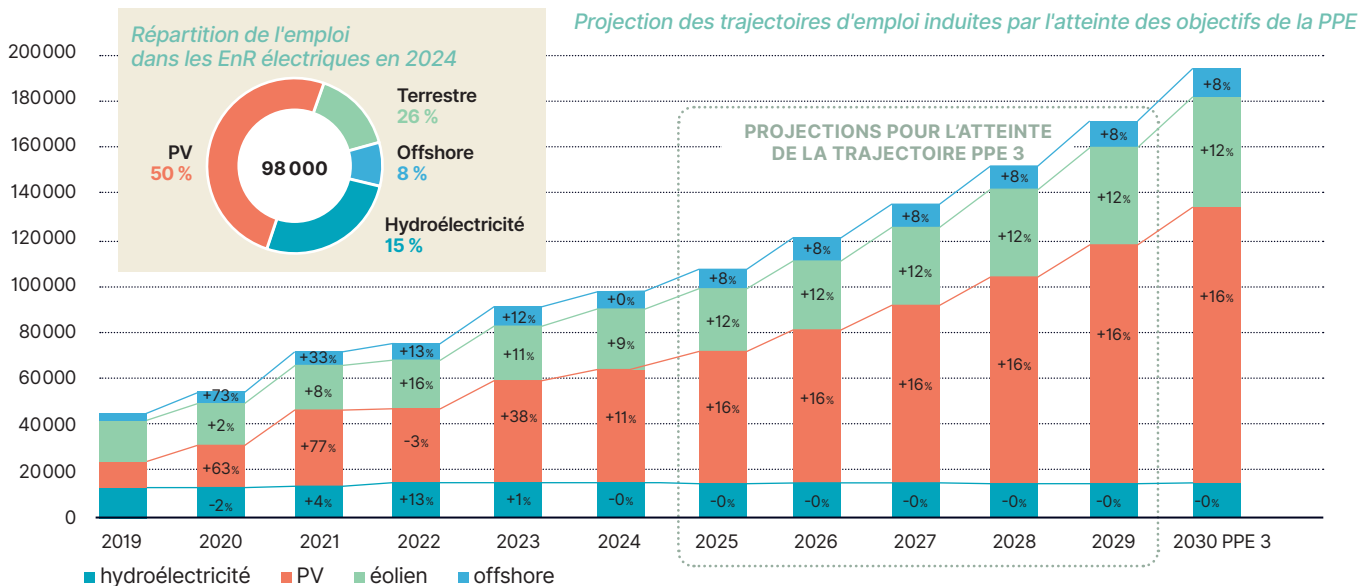
- 4 fois supérieur à celui appliqué à l'essence,
- 11 fois supérieur à celui du fioul domestique,
- 8 fois supérieur à celui du gaz naturel, malgré l'augmentation récente de l'accise sur ce dernier.

Dans un contexte où la neutralité carbone est un objectif central, **de tels écarts de taxation envoient des signaux économiques contraires aux ambitions de sortie des fossiles.**

- Fraction de l'accise sur les produits énergétiques autres que les gaz naturels et le charbon (ex-TICPE)
- Fraction de l'accise sur les gaz naturels (ex-TICGN)

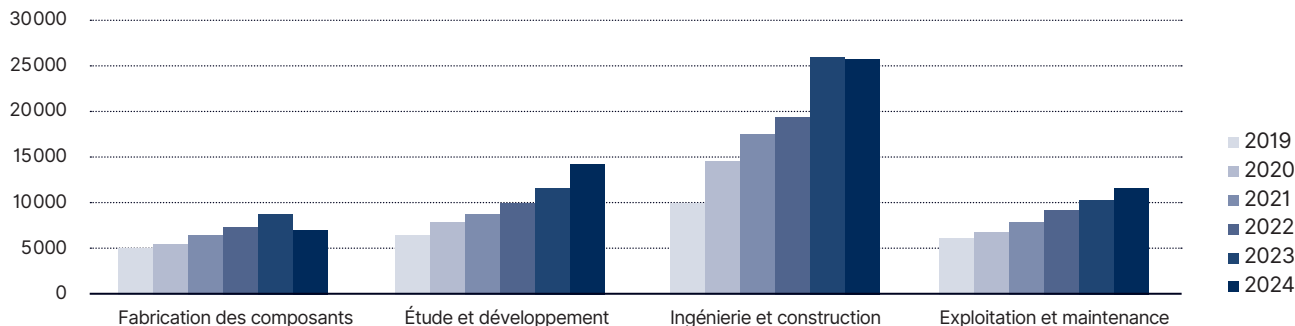
LE MANQUE DE VISIBILITÉ FREINE LA CROISSANCE DE L'EMPLOI

2024 marque une récession de la création d'emplois dans les EnR électriques et une baisse encore plus importante est à anticiper en 2025 si le manque de visibilité pour les filières se maintient et si l'instabilité qui en est la source se poursuit. En 2024, l'emploi dans les filières a progressé de 8 %, marquant un net ralentissement par rapport aux années précédentes (21 % en 2023). Cette croissance modérée contraste avec la trajectoire projetée à horizon 2030, telle qu'induite par les objectifs de déploiement des EnR du projet de PPE 3. L'ampleur des volumes à installer d'ici 2030 suppose un rythme soutenu de créations de postes. Si la tendance actuelle se maintient, le secteur pourrait ne pas répondre à la montée en charge nécessaire pour atteindre les ambitions de la politique énergétique.



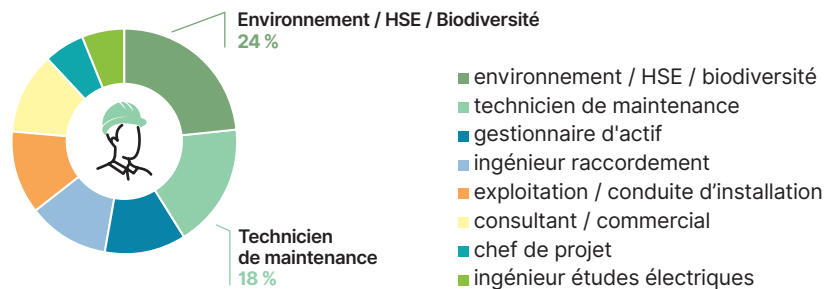
RÉPARTITION DES EMPLOIS DANS LA CHAÎNE DE VALEUR

Répartition des emplois dans les filières PV, éolien terrestre et offshore



L'emploi dans les énergies renouvelables a **diminué** dans la catégorie « **Fabrication de composants et d'équipements** », mais a augmenté dans les autres catégories correspondant aux différentes **étapes de développement des projets** : la planification et le développement, la construction et l'installation, l'exploitation-maintenance ont recruté en 2024.

Besoins en recrutement dans les EnR en 2024



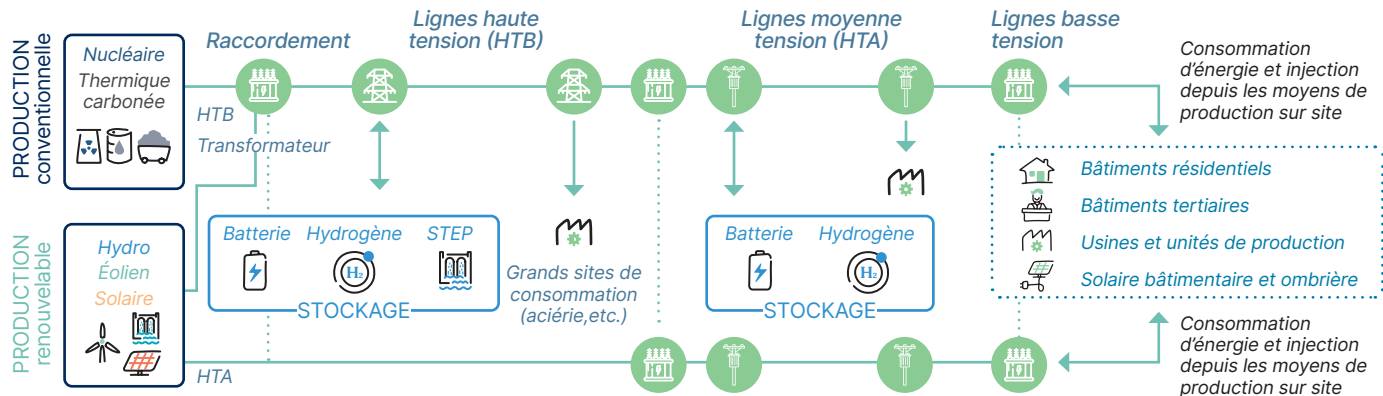


1.3

FLEXIBILITÉS ET MÉCANISMES D'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



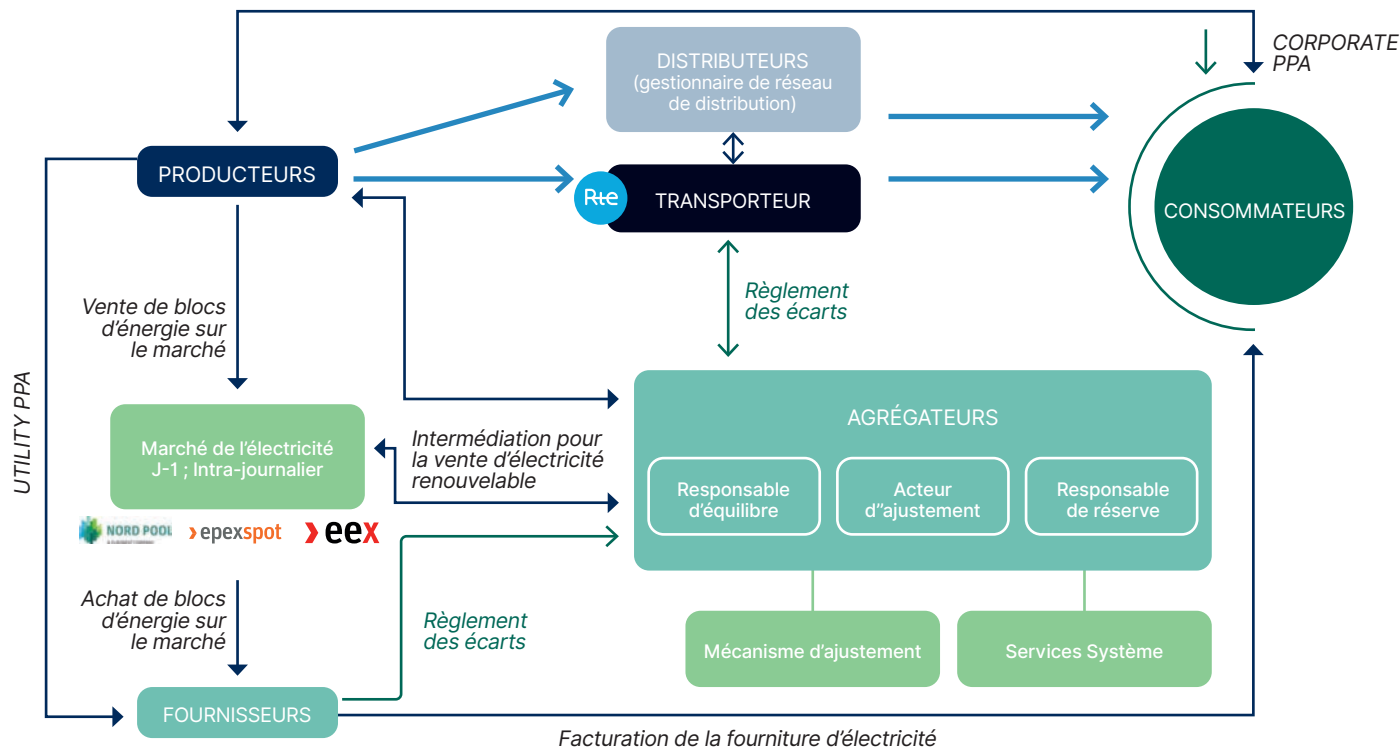
LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE EST CONFRONTÉ À DE NOUVEAUX ENJEUX, EN PARTIE LIÉS À L'INTÉGRATION MASSIVE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES



Le système électrique français est confronté à plusieurs enjeux majeurs pour mettre en œuvre la transition énergétique

- **Gérer l'équilibre production-consommation :** Dans un contexte où la consommation et la production sont de plus en plus variables (électrification des usages et intégration des EnR), l'équilibrage en temps réel du soutirage et de l'injection est plus complexe à opérer.
- **S'adapter au changement climatique :** Les acteurs du système doivent adapter leurs infrastructures face à la multiplication et l'intensification des événements climatiques et dimensionner les infrastructures électriques face à l'impact du changement climatique.
- **Accélérer l'intégration des EnR :** Le déploiement massif des EnR transforme le système électrique en un réseau décentralisé d'actifs de production avec l'émergence de producteurs-consommateurs. Les modalités de gestion du système électrique doivent évoluer pour intégrer ces nouvelles composantes.
- **Assurer la compétitivité de l'électricité :** L'accès à une électricité bon marché est crucial pour assurer la compétitivité de l'économie française et l'accès des ménages à ce bien de première nécessité dans un contexte d'électrification des usages.

LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS FAIT INTERAGIR DES ACTEURS MULTIPLES À TRAVERS DES FLUX PHYSIQUES ET DES FLUX FINANCIERS



→ flux physiques d'électrons → flux financier de fourniture → flux financier d'équilibrage

DIFFÉRENTS TYPES DE FLEXIBILITÉ SONT MOBILISÉS POUR ÉQUILIBRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE MANIÈRE OPTIMALE

La flexibilité est la capacité du système électrique de modifier la la production ou la consommation d'un des éléments du système afin d'équilibrer l'offre et la demande.

FLEXIBILITÉS DE LA CONSOMMATION

- **Ajustement de la demande** pour répondre au niveau de disponibilité et de tension sur le système électrique (réduction de consommation en **période de pointe**, décalage de consommation au moment où l'électricité est **abondante et peu chère**).

FLEXIBILITÉS DE LA PRODUCTION

- **Ajustement du niveau de production** à la hausse ou à la baisse. Les centrales thermiques et hydrauliques peuvent moduler à la hausse comme **à la baisse**. Les technologies renouvelables sont économiquement pertinentes à la baisse, même s'il est techniquement possible d'ajuster à la hausse la production EnR.

STOCKAGE D'ÉNERGIE

- Les systèmes de stockage d'énergie peuvent prendre diverses formes (STEP, batteries,...). Ils permettent de **stocker l'électricité dans une situation de surproduction ou de restituer l'électricité stockée sur le réseau en situation de surconsommation**.

BÉNÉFICES DE LA FLEXIBILITÉ

- Bénéfices structurels
- Bénéfices économiques
- Bénéfices environnementaux

	REPORT DE CHARGE	Assurer l'équilibrage du réseau en limitant le besoin d'activer des mécanismes d'équilibrage coûteux pour les usagers.
	LISSAGE DES PRIX	Limiter les pics de consommation qui activent des centrales fossiles ayant un coût marginal de production élevé.
	BAISSE DES COÛTS D'INVESTISSEMENT	Réduire les besoins d'investissements pour renforcer les capacités de transport et de distribution du réseau.
	INTÉGRATION DES ENR	Maximiser l'intégration des EnR et l'injection d' EnR dans le système électrique en améliorant la gestion de leur variabilité.



SYNTHÈSE DES MÉCANISMES D'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

	MARCHÉS	AJUSTEMENTS	SERVICES SYSTÈMES
CAPACITÉ (€/MW)	MÉCANISME DE CAPACITÉ ce mécanisme garantit la sécurité d'approvisionnement et oblige les fournisseurs d'électricité à acheter des garanties de capacité pour les périodes de pointe hivernale. Ces garanties sont achetées à des exploitants de capacités de production ou d'effacement qui s'engagent à rendre leurs capacités disponibles.  		
ÉNERGIE (€/MWh)	   MARCHÉ DE GROS les fournisseurs achètent des blocs d'électricité aux producteurs et agrégateurs pour assurer la couverture des besoins de leurs clients consommateurs sur les marchés spot (livraison le jour même ou le lendemain) et les marchés à terme : achat plusieurs mois, trimestres ou années avant la livraison. 	MÉCANISME D'AJUSTEMENT un acteur d'ajustement, en lien avec des producteurs et des consommateurs, soumet des offres d'équilibrage. Celles qui répondent au besoin d'équilibrage sont activées par RTE par ordre de préséance économique (<i>merit order</i>).  	RÉSERVE PRIMAIRE (FCR) ► Activation automatique et décentralisée au niveau des groupes de production par réponse régulatoire aux variations de fréquence. La totalité de la réserve primaire de chaque centrale peut être mobilisée en moins de 30 secondes.  
	MÉCANISME D'EFFACEMENT DE CONSOMMATION les particuliers ou les entreprises sont demandés de réduire temporairement leur consommation, lors des périodes de pointes. Ces effacements peuvent être valorisés sur le marché de gros (mécanisme NEBEF) ou sur le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire).		RÉSERVE SECONDAIRE (AFRR) ► Activation automatique (<400 sec) sur ordre centralisé de RTE en cas d'insuffisance du réglage primaire pour restaurer la stabilité du réseau. Tous les producteurs de plus de 120 MW doivent participer à l'AFRR. 
			RÉSERVE RAPIDE ET COMPLÉMENTAIRE (RR RC) ► Réserves pour restaurer la réserve secondaire en moins de 30 mn. La réserve rapide (1000 MW) est activable en moins de 15 minutes et la réserve complémentaire (500 MW) en moins 30 minutes. 

MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ

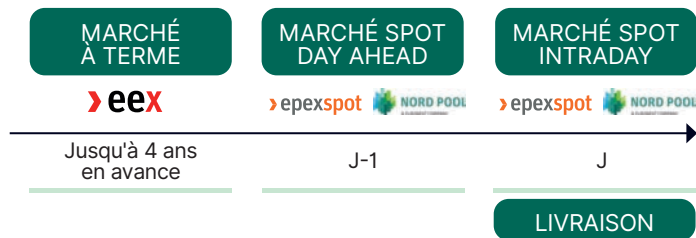
Éléments de définition et caractéristiques

Les marchés permettent aux acteurs (producteurs, agrégateurs et fournisseurs) d'échanger des blocs d'énergie pour répondre aux besoins des consommateurs. Ces transactions se font sur deux places de marché :

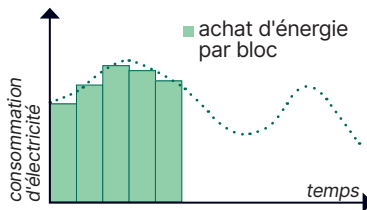
- Le marché à terme où sont échangés des blocs d'énergie pour des période de livraisons de l'électricité au mois, trimestre ou année suivante (jusqu'à 4 ans).
- Le marché SPOT où sont échangés des blocs d'énergie dont la livraison s'effectue le lendemain (marché day-ahead) ou le jour-même (intraday) jusqu'à une maille horaire de 15 min.

Les prix à terme ont baissé de manière significative en 2024. Le prix français pour une **livraison d'électricité l'année suivante a été divisé par deux**, passant de 161 €/MWh pour les produits négociés en 2023 à **77 €/MWh pour les produits négociés en 2024**.

Fonctionnement du marché de l'électricité

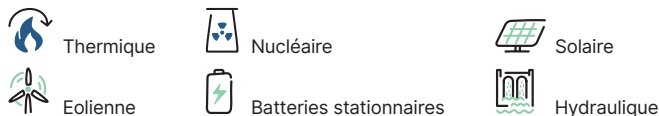


Les fournisseurs achètent des blocs d'énergie en fonction des prévisions de la consommation de leurs clients pour assurer l'équilibre injection-soutirage.

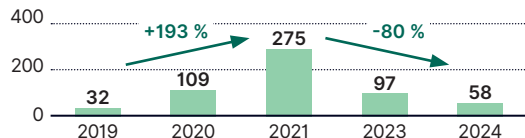


Il existe deux types de produits différents en termes d'électricité sur les marchés : Base : quantité d'électricité de puissance constante toute l'année ; Peak : quantité d'électricité de puissance constante de 8h à 20h du lundi au vendredi.

PARTICIPATION DES ACTIFS ÉNERGÉTIQUES DE PRODUCTION



Le prix spot J-1 moyen en large baisse depuis 2022 (€/MWh)



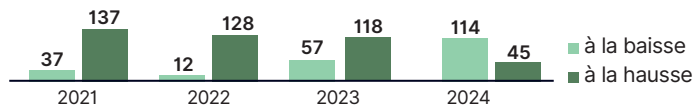
FOCUS : MÉCANISME D'AJUSTEMENT

Éléments de définition et caractéristiques

Le mécanisme d'ajustement **rétablit durablement l'équilibre** entre l'offre et la demande d'électricité, RTE sélectionne les offres selon leur adéquation avec l'ampleur et la durée du déséquilibre, par ordre de préséance technico-économique (merit order).

La loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 introduit une obligation de participation au mécanisme d'ajustement pour l'ensemble des installations dont la puissance installée est supérieure à un seuil > 10 MW.

Nombre de situation tendues en ½ journées

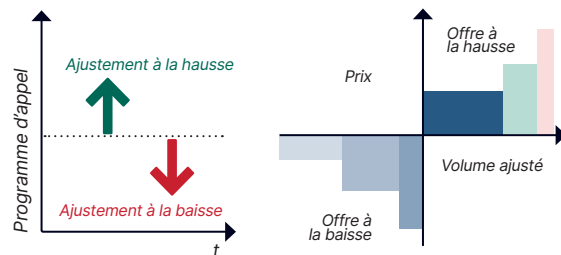


PARTICIPATION DES ACTIFS ÉNERGÉTIQUES DE PRODUCTION

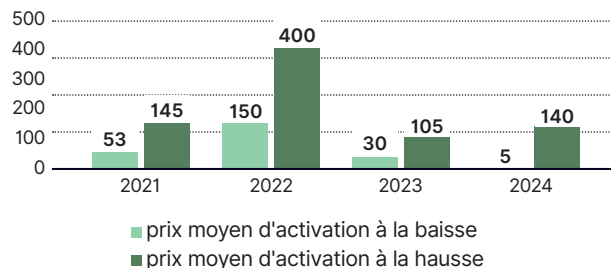


Fonctionnement du mécanisme d'ajustement

Les offres d'ajustement sont activées à la hausse ou à la baisse pour compenser un déséquilibre...
... sur la base du « merit order » (préséance économique).



Évolution des prix d'activation à la hausse et à la baisse sur le mécanisme d'ajustement (€/MWh)



FOCUS : SERVICES SYSTÈME FRÉQUENCE

Éléments de définition et caractéristiques

Deux types de services Système fréquence existent :

- **RÉSERVE PRIMAIRE** : Adaptation de puissance automatique, fournie par des centrales électriques dans un **délai inférieur à 30 secondes**, régulé par la variation de la fréquence. Cette réserve est constituée en France par un **appel d'offres mené par RTE**. La réserve primaire doit pouvoir répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production, soit une puissance de 3 000 MW au niveau européen.
- **RÉSERVE SECONDAIRE** : Adaptation de puissance par activation de RTE **dans un délai inférieur de 400 secondes**. La réserve secondaire constituée en France est comprise entre 500 MW et 1 180 MW. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer.

**BESOIN
EN CAPACITÉS
DE RÉSERVE**

540 MW
Réserve primaire

500 - 1 180 MW
Réserve secondaire

PARTICIPATION DES ACTIFS ÉNERGÉTIQUES DE PRODUCTION



Thermique



Nucléaire



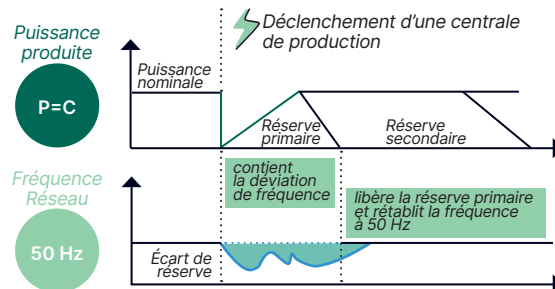
Batteries stationnaires



Hydraulique

Sources : RTE, CRE

Fonctionnement des services Système fréquence



La valorisation économique est en pleine évolution

Le coût de contractualisation de la **réserve primaire** a diminué de 67 M€ en 2023, en lien d'une part avec la diminution générale des prix de gros en 2023, et d'autre part avec la poursuite du déploiement par les acteurs d'un parc de stockage par batteries certifiées pour fournir cette réserve à moindre coût.

Une transition vers une valorisation de marché via appel d'offres (AO) pour la **réserve secondaire** est effective depuis le 19 juin 2024. Depuis cette date RTE réouvre l'appel d'offres journalier pour la contractualisation des capacités de réserve secondaire.



PARTIE 2



ÉTAT DE DÉVELOPPEMENT ET PERSPECTIVES DES FILIÈRES ENR

2.1 PHOTOVOLTAÏQUE





CHIFFRES CLÉS DU PV EN FRANCE 2024



25,3 GW

Puissance cumulée¹



24,8 TWh

Production électrique²



5,7 %

Couverture du mix électrique²

+ 5 GW



De capacité mise en service sur l'année¹

65 à 90 GW



Objectif PPE 3 - 2035



11 M hab.
Consommation équivalent²



49500 ETP

Emplois directs et indirects de la filière³



2 950

Installations

≥ 500 KW⁴

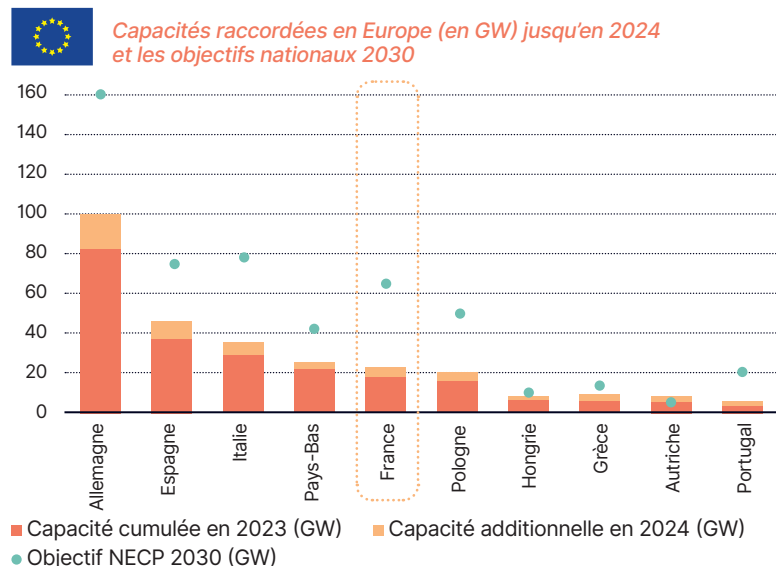


93 M€

Retombées fiscales par l'IFER⁴

BILAN ET PROSPECTIVE EN EUROPE ET EN FRANCE

Une dynamique de développement soutenue au sein de l'Union européenne, qui met en évidence le retard que la France doit rattraper.



Par rapport à 2022, le développement du photovoltaïque s'est accéléré dans les pays européens : en Espagne (+28%), en **France (+21%)**, en Allemagne (+20%), en Italie (+20%) et aux Pays-Bas (+24%). Avec 56 GW de capacités installées en 2023, **le parc solaire européen passe de 207 GW à 263 GW, soit une hausse de 27% en un an.**

Pour accélérer le développement du photovoltaïque en Europe, la Commission européenne a présenté le plan RePowerEU qui a pour objectif d'atteindre :

306 GW

De capacités installées en 2024



600 GW

de capacités installées à l'échéance 2030

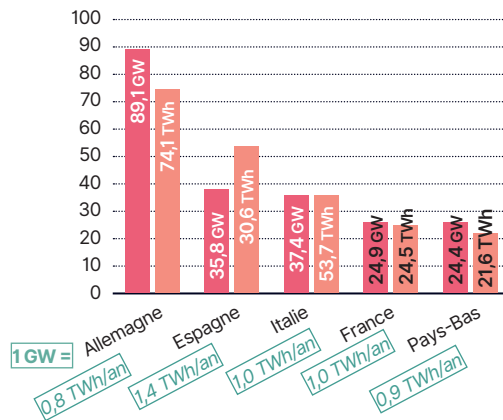


La Commission européenne propose d'obliger l'installation de panneaux solaires sur les nouveaux bâtiments publics et commerciaux, et sur les nouveaux bâtiments résidentiels.

LA FRANCE DISPOSE D'UN GISEMENT PARMIS LES PLUS IMPORTANTS D'EUROPE

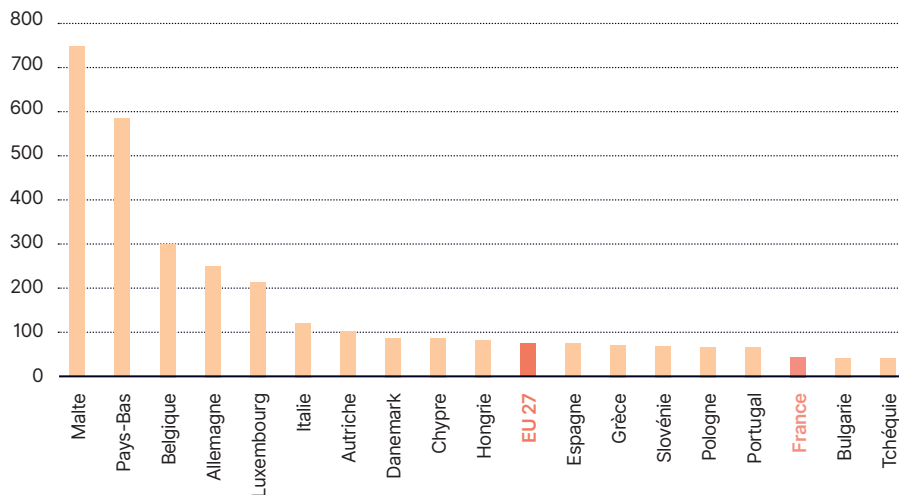


Top 5 des pays européens par capacités PV installées (en GW)



En 2024, la France est le 3^e pays européen à produire le plus d'électricité (sur les 6 plus importants) en proportion de ses capacités (GW) installées. Pour chaque GW mis en exploitation en France, 1 TWh est produit par an. En comparaison, l'Allemagne présente une plus faible production annuelle d'énergie solaire (0,8 TWh/an).

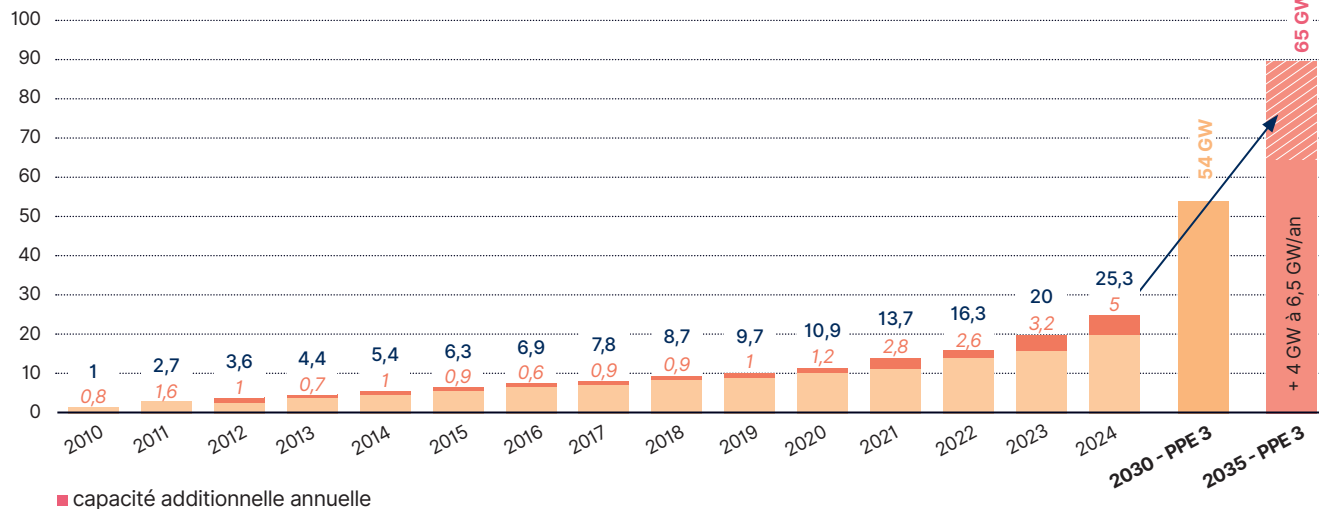
Densité photovoltaïque (W/m²)



Malgré un facteur de charge élevé, la France ne se classe qu'au 16^e rang européen en termes de **densité photovoltaïque**, avec **45 W/m²** contre 74W/m² en Europe. Elle n'occupe également que la 20^e place pour la capacité installée par habitant, **363 W/habitant**, soit un niveau nettement inférieur à la moyenne européenne de 682 W/habitant.

EN FRANCE, AVEC +5 GW INSTALLÉS EN 2024, LA FILIÈRE PV ATTEINT UN NOUVEAU RECORD DE CROISSANCE

Évolution de la puissance raccordée du PV (en GW)



Depuis 2020, la tendance de raccordement s'est fortement accélérée, avec une **croissance moyenne de 23 %**, contre 11 % pour la période 2017-2020.

Depuis 2017, la croissance de la filière est essentiellement portée par les **grandes installations** qui représentent **40 % de la capacité installée**.

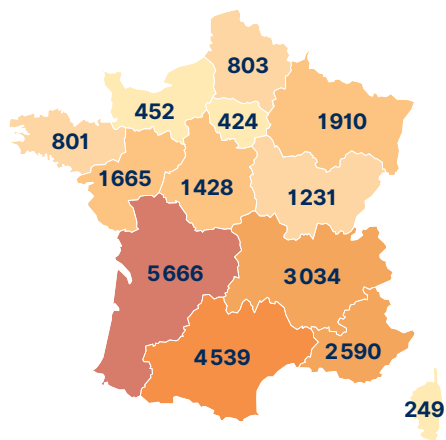
En 2024, un nouveau record est atteint avec **5 GW de nouvelles capacités raccordées au réseau**.

Sur 5 GW raccordés en 2024, **40 % représente les installations de grandes capacités***.

* est généralement considéré comme PV « grande puissance » les installations $\geq 1\text{MW}$

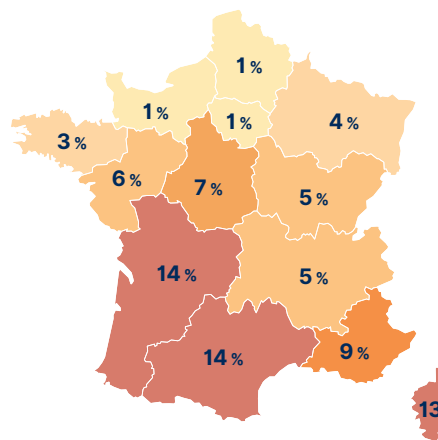
DES CAPACITÉS PHOTOVOLTAÏQUES MAJORITAIREMENT DANS LA MOITIÉ SUD DE LA FRANCE

Répartition régionale du parc photovoltaïque à fin 2024 (MW)
(Photovoltaïque toute puissance)



En 2024, la répartition du parc photovoltaïque se caractérise par une forte concentration en Nouvelle-Aquitaine et en Occitanie, qui regroupent à elles seules plus de 40 % de la puissance installée en métropole. À l'inverse, les régions du nord et de l'est affichent des niveaux d'installations plus faibles.

Couverture régionale de la consommation par le photovoltaïque en 2024 (Photovoltaïque toute puissance)

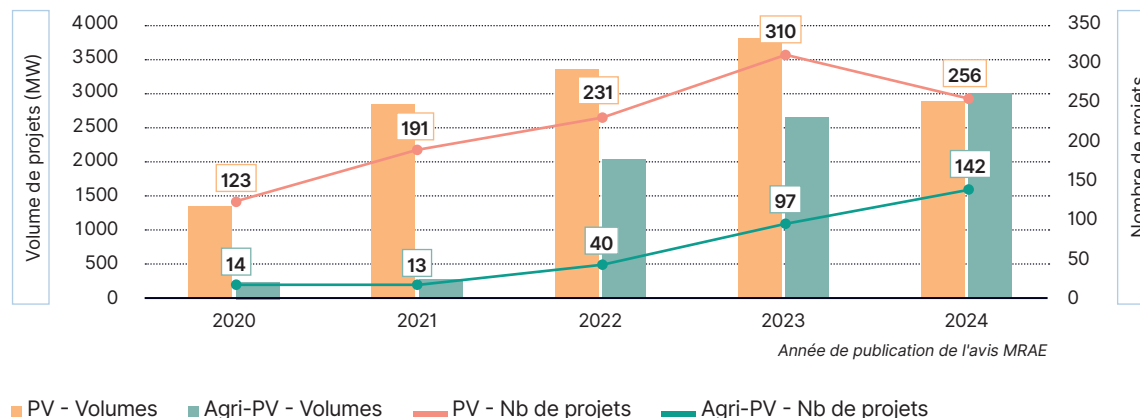


Le photovoltaïque couvre en 2024 jusqu'à 14 % de la consommation électrique en Nouvelle-Aquitaine et en Occitanie, contre moins de 5 % dans la majorité des autres régions. Cet écart illustre un déséquilibre encore important lié au gisement solaire français, néanmoins cet écart représente à la fois une opportunité et un défi pour la prochaine PPE.

DYNAMIQUE TERRITORIALE ET ÉVOLUTION DES PROJETS PV ET AGRI-PV SOUMIS À AVIS MRAE



Projets PV & Agri-PV ayant fait l'objet d'un avis MRAE



Le volume de projets photovoltaïques ayant fait l'objet d'un avis MRAE en 2024 reste élevé, bien qu'en recul par rapport au pic observé en 2023. En parallèle, l'agrivoltaïsme confirme sa montée en puissance avec une croissance continue du nombre de projets, franchissant pour la première fois les 3 GW de puissance totale, soit un volume supérieur à celui du PV au sol. Cette évolution traduit un intérêt croissant pour ce modèle, combinant production agricole et énergétique.

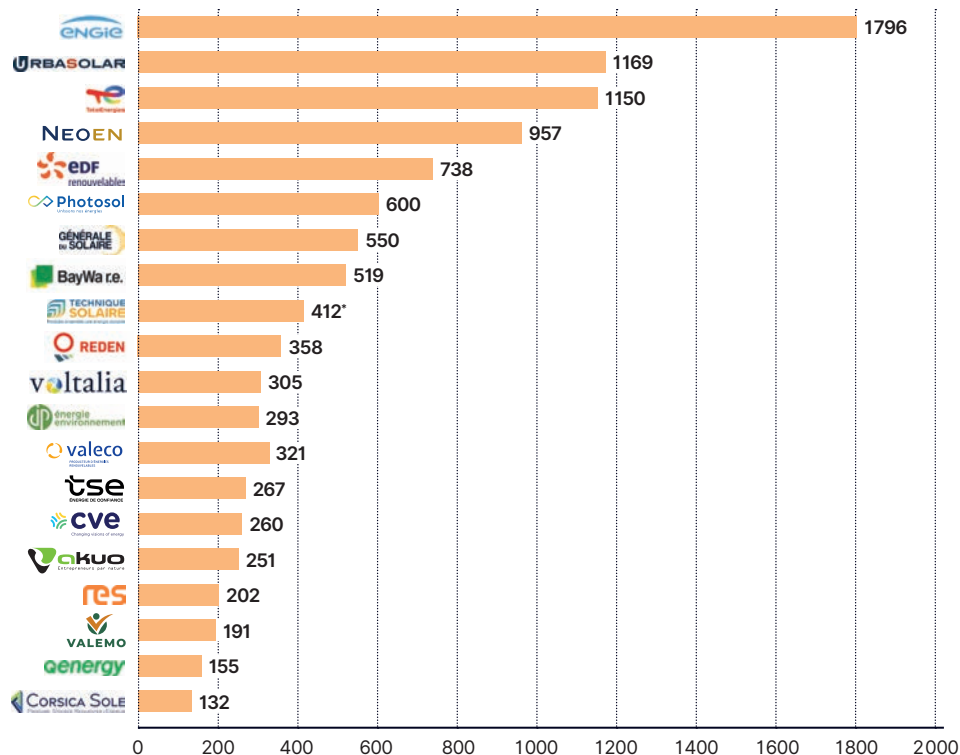
Avis MRAE : • Un avis de la MRAE (Mission Régionale d'Autorité Environnementale) est un document émis dans le cadre de l'évaluation environnementale des projets photovoltaïques au sol, lorsque ceux-ci dépassent certains seuils (projets PV au sol et flottants de plus d'1 MW). Il vise à apprécier la qualité de l'étude d'impact fournie par le porteur de projet et à formuler des recommandations sur la prise en compte des enjeux environnementaux.

• les statistiques ne font pas état des projets pour lesquels WattaBase constate une absence d'avis MRAE

Agri-PV : identifiés par WattaBase dans les avis MRAE comme "agrivoltaïques" au sens large du terme, incluant les projets agri-compatibles.

LE MARCHÉ DU PV DE GRANDE PUISSANCE EST TRÈS FRAGMENTÉ, LES 20 PREMIERS EXPLOITANTS REPRÉSENTANT 50 % DES CAPACITÉS

Top 20 des entreprises par capacités photovoltaïques ≥ 1 MW en exploitation au 30 juin 2025 (en propre et pour compte de tiers) (MW)



5 PREMIERS EXPLOITANTS =
6 GW
= **30 %** d'exploitation
des installations

20 PREMIERS EXPLOITANTS =
10 GW
= **50 %** d'exploitation
des installations

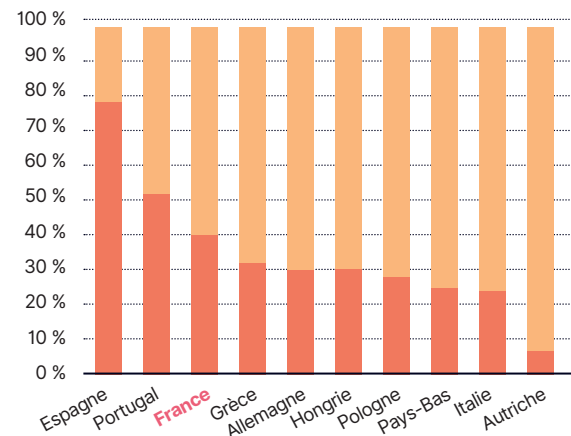


Au total, les vingt plus
grands exploitants PV
concentrent **10 GW**
de parcs de grande
puissance.

UNE RÉPARTITION HÉTÉROGÈNE ENTRE GRANDES ET PETITES INSTALLATIONS DANS LA PLUPART DES PAYS EUROPÉENS



Répartition des installations photovoltaïques par taille dans l'Union européenne

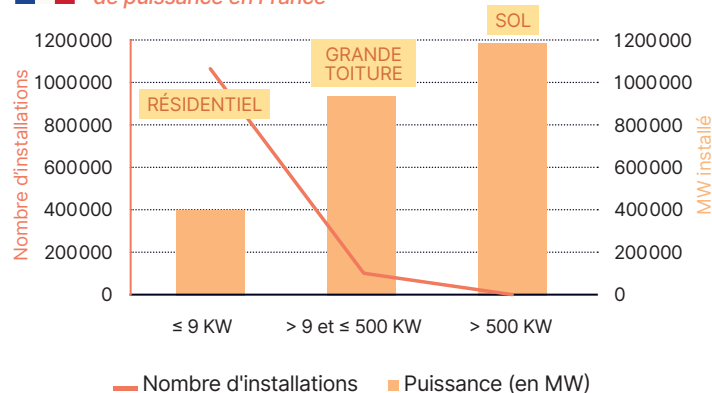


■ PV grande puissance ■ PV petite puissance

Dans les dix pays européens les plus équipés en solaire, la part des centrales photovoltaïques de grande taille (> 1MW) progresse, atteignant 40,8 % de la capacité installée en 2024, contre 34,6 % en cumulé.



Installations photovoltaïques par tranche de puissance en France



— Nombre d'installations ■ Puissance (en MW)

Avec 1 160 000 d'installations pour 24 500 MW de capacité totale, la moyenne française se fixe à 21 kW par installation.

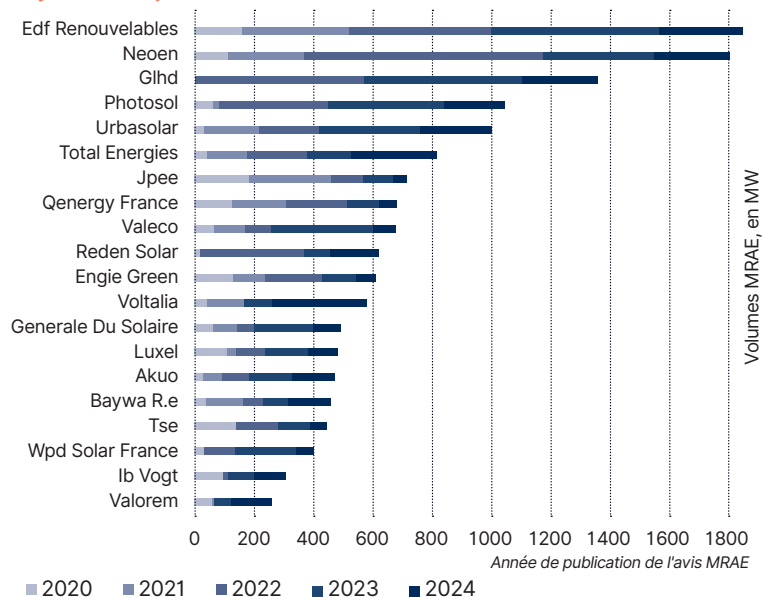
En France, en 2024, les parcs de grandes puissances représentent moins de 26 % installations. Cette évolution traduit un recentrage vers des installations de taille intermédiaire ou petite, notamment sur toiture.

Le parc français reste dominé en nombre par des installations sur petites toitures (≤ 9 kW), mais la majorité de la puissance installée provient des segments > 500 kW, principalement au sol.

DYNAMIQUE DES PROJETS PHOTOVOLTAÏQUES EN DÉVELOPPEMENT ET SOUMIS À LA MRAE



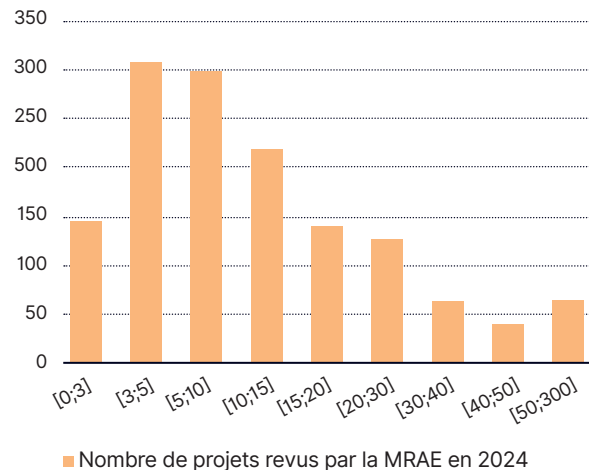
Classement des développeurs par volume PV (dont agri-PV) ayant fait l'objet d'un avis MRAE sur 2020-2024 (MW)



Entre 2020 et 2024, les volumes de projets photovoltaïques – incluant l'agri-PV – ayant fait l'objet d'un avis de la MRAE ont été portés par une poignée d'acteurs majeurs. L'ensemble du secteur montre une dynamique soutenue, avec une diversification progressive des porteurs de projets au fil des années.

Source : WattaBase

Distribution des projets par intervalle de puissance (MW) (Avis MRAE 2020 - 2024)



En observant le nombre de projets ayant reçu un avis de la MRAE, on aperçoit une concentration importante dans les tranches de puissance comprises entre 3 et 15 MW. Les projets de très petite taille (moins de 3 MW) restent largement minoritaires, tout comme ceux de plus de 40 MW. Cette répartition confirme la prédominance des projets de taille moyenne dans le développement photovoltaïque.

L'AGRIVOLTAÏSME REPRÉSENTE UN RELAI DE CROISSANCE IMPORTANT AFIN D'ATTEINDRE LES OBJECTIFS FIXÉS PAR LA SFEC

Une définition de la pratique Agrivoltaïque

Article 54 – Loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER)

« Installation de production d'électricité utilisant l'énergie radiative du soleil et dont les modules sont situés sur une parcelle agricole où ils contribuent durablement à l'installation, au maintien ou au développement d'une production agricole ».

Devant la disponibilité limitée des sites dégradés et anthropisés, l'atteinte des objectifs énergétiques français s'appuiera en partie sur le développement de l'agrivoltaïsme. Depuis la loi APER, cette pratique est définie et réglementée.

La loi et la réglementation associées à l'agrivoltaïsme garantissent que l'activité agricole reste non seulement l'activité principale de la parcelle mais qu'elle permette également un revenu durable à l'agriculteur. L'installation doit également rendre l'un de ces quatre services à la parcelle agricole :

-  Amélioration du potentiel et de l'impact agronomique,
-  Adaptation au changement climatique,
-  Protection contre les aléas,
-  Amélioration du bien-être animal.

La loi différencie les installations agrivoltaïques qui rendent un service à l'exploitation agricole et les installations photovoltaïques compatibles avec l'exercice d'une activité agricole. Ces dernières sont définies dans des documents cadres à l'échelle départementale.



MÉCANISMES DE SOUTIEN

« Pour l'agrivoltaïsme, en fonction de la maturité économique de la filière, ces projets seront soutenus par l'intermédiaire des AO PV sol et PV sur bâtiment, ou par un appel d'offre dédié, dont la puissance viendrait en déduction de celle allouée aux appels d'offres précédents. »

DIFFÉRENTES INNOVATIONS TECHNOLOGIQUES ET SYNERGIES AVEC LE MONDE AGRICOLE

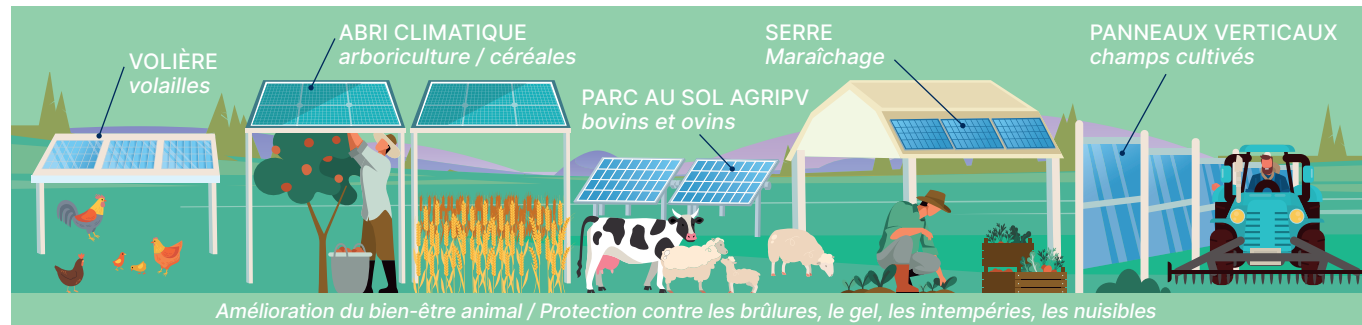
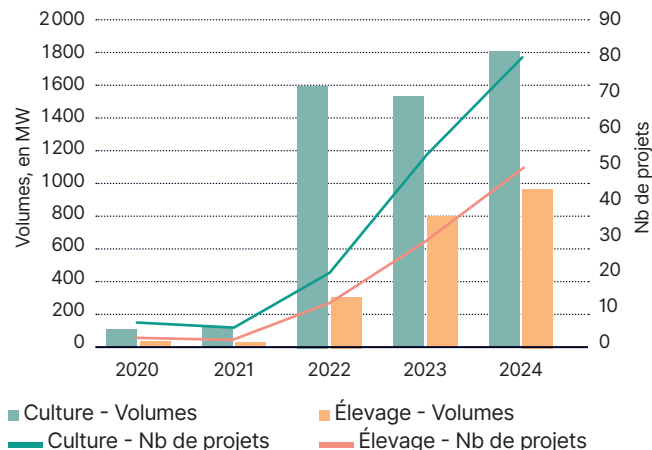
L'agrivoltaïsme résulte d'un projet co-construit avec un ou plusieurs agriculteurs et exploitants. L'agrivoltaïsme est avant tout au service de l'activité agricole. Une diversité de technologies (ombrières mobiles, panneaux bifaciaux...) permet donc d'adapter les installations aux spécificités de chaque exploitation et aux caractéristiques locales du territoire, tout en apportant des services à l'activité agricole. La synergie du projet énergétique avec les acteurs agricoles est primordiale.



L'installation de centrales agrivoltaïques sur moins de 0,1 % des surfaces agricoles utiles permettrait d'atteindre les objectifs photovoltaïques de la PPE. À titre de comparaison 4,3 % des surfaces sont déjà utilisées pour les biocarburants.

Sources : Commission européenne, JOUE, Wattabase, FranceAgriMer

Agrivoltaïsme - Évolution des volumes passés en avis MRAE (2020-2024)



MARCHÉ, ÉCONOMIE ET EMPLOI DU PV EN FRANCE

Les bénéfices multiples du marché du photovoltaïque : le développement du PV en France s'accompagne de bénéfices, à toutes les échelles, et pour toutes les parties prenantes.



ENTREPRISES ET INDUSTRIE

Le photovoltaïque comporte un tissu industriel de plus en plus présent sur le territoire ainsi que de nombreux projets en développement, visant à relocaliser la production des panneaux sur le territoire.

1.

Relance d'une filière industrielle intégrée, couvrant la production de silicium, de wafers, de cellules et de modules. Deux projets industriels majeurs prévoient chacun une capacité de 5 GW par an dès 2025-2026, générant entre 1700 et 3000 emplois.



ÉCONOMIE DU SECTEUR

Le marché solaire européen est très dynamique, marqué par l'entrée de nouveaux acteurs et une forte activité de fusions-acquisitions. Grâce à des barrières à l'entrée limitées et à des mécanismes de soutien sécurisés, le secteur attire à la fois des énergéticiens historiques, des investisseurs spécialisés et de nouveaux entrants.

3.

En 2024, le chiffre d'affaires du secteur s'élève à 7 milliards d'euros, en progression de 13 % par rapport à 2023. Le potentiel de croissance reste considérable, le portefeuille de projets en attente de raccordement représentant à lui seul une puissance équivalente à la capacité installée actuelle, soit 21,5 GW.



EMPLOI

L'emploi dans la filière photovoltaïque est passé de 11 500 à 49 500 ETP entre 2019 et 2024, et pourrait atteindre près de 120 000 ETP en 2030, soit x4,3, sous réserve d'un rythme soutenu de déploiement.

2.

En 2024, 75 % des emplois sont concentrés sur l'ingénierie, la construction, l'exploitation et la maintenance.



RECYCLABILITÉ ET RÉVERSIBILITÉ

Grâce à une filière structurée, le recyclage s'inscrit dans une logique d'économie circulaire. Les centrales au sol sont également réversibles : elles peuvent être entièrement démontées sans impact durable sur les sols.

4.

Jusqu'à 94 % d'un panneau peut être recyclé, avec 9 477 tonnes collectées en 2024.



ENTREPRISE ET INDUSTRIE : UNE PRÉSENCE SUR L'ENSEMBLE DE LA CHAÎNE DE VALEUR

En ligne avec la stratégie européenne, la France relance une industrie de production de modules photovoltaïques.

PROCESSUS DE FABRICATION D'UN MODULE PV

Extraction des silices

L'extraction de silice en carrière se fait principalement sous forme de quartz. Les gisements de silice de bonne qualité sont assez rares mais présents sur tous les continents.

Production des wafers

Le silicium est fondu, puis solidifié afin de former un réseau cristallin sous forme de lingot. Ces lingots sont ensuite découpés en plaquettes (wafers).

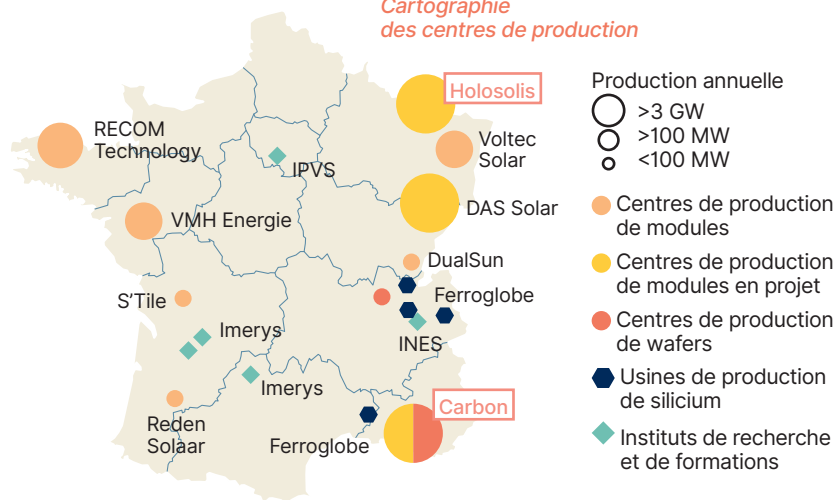
Fabrication des cellules

Les plaquettes subissent différents traitements (diffusion de dopants, passivation, dépôt de couches et d'une grille métallique) pour obtenir des cellules solaires.

Assemblage des modules

Les différentes cellules photovoltaïques créées sont connectées entre elles par soudure. Elles sont encapsulées sous un verre trempé et entourées d'un cadre en aluminium.

Cartographie des centres de production



HoloSolis

PINM*

CARBON

SARREGUEMINES-HAMBACH

- ▶ Investissement (CAPEX) **850 Md €**
- ▶ Production à partir de T2 2026 **5GW**
- ▶ Production de modules en 2025 **1700 emplois en 2025**

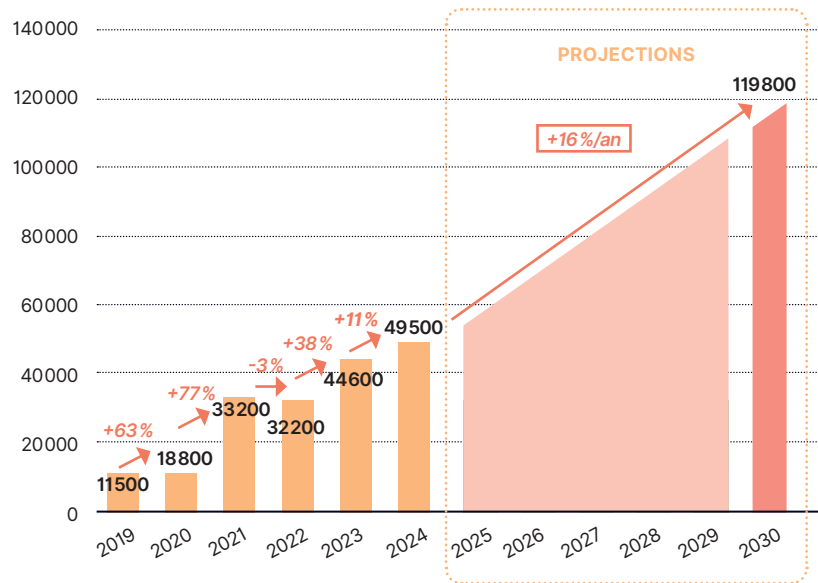
FOS-SUR-MER

- ▶ Investissement (CAPEX) **1,5 Md€**
- ▶ Production à partir de T4 2025 **5GW**
- ▶ Production de modules **3000 emplois**



EMPLOI : UNE DYNAMIQUE PORTÉE PAR LES OBJECTIFS DE LA FILIÈRE

Le développement de la filière photovoltaïque crée de la demande et des opportunités sur le marché de l'emploi.



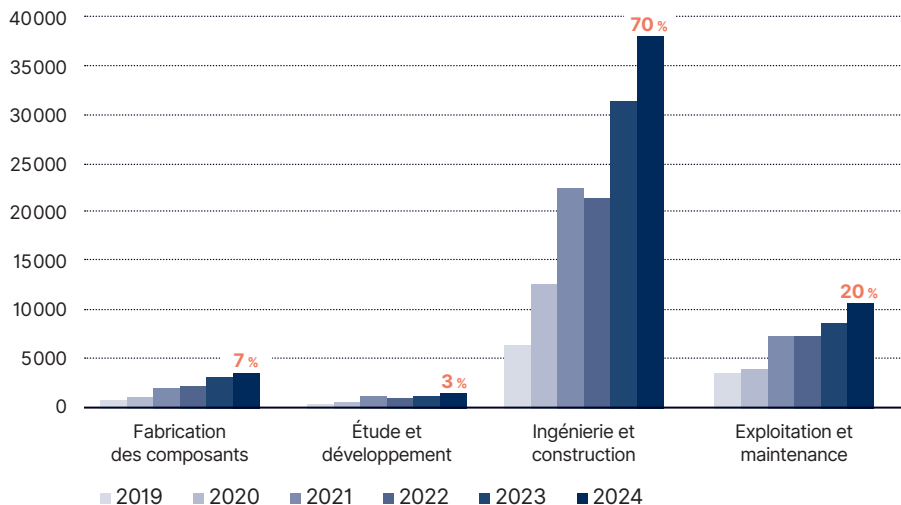
Ces projections s'appuient sur le rythme de croissance de l'emploi prévu par la PPE 3 et appliqué sur les données de l'emploi fournies par Solar Power Europe.

- Entre 2019 et 2024, le nombre d'emplois dans la filière photovoltaïque est passé de 11 500 à près de **49 500 équivalents temps plein (ETP)**, soit une multiplication par plus de quatre en cinq ans. Selon les projections actuelles, le nombre total d'emplois pourrait atteindre environ 119 800 ETP à l'horizon 2030, confirmant une dynamique de croissance soutenue et un rôle structurant pour l'économie locale.
- Cependant, l'absence de visibilité et de trajectoire claire concernant les objectifs nationaux d'installation photovoltaïque fait peser un risque majeur sur cette progression. Un ralentissement des projets pourrait entraîner un risque de réduction significative des emplois, notamment dans les maillons les plus dépendants du rythme de construction et d'installation.



EMPLOI : UNE CONCENTRATION SUR LE SEGMENT DE LA CONSTRUCTION ET DE L'INSTALLATION DES CENTRALES

Répartition des emplois par maillon de la chaîne de valeur (ETP)



La majorité des emplois créés reste concentrée sur l'ingénierie et la construction, qui représentent près de 75 % des effectifs en 2024, ainsi que sur l'exploitation et la maintenance des installations. Certains métiers, comme les chargés de projets et les électrotechniciens, sont déjà en forte tension, avec des difficultés de recrutement constatées sur tout le territoire.

Pour répondre à cette demande, les entreprises du secteur mettent en place des dispositifs de formation internes et nouent des partenariats académiques.



ÉCONOMIE DU SECTEUR : IFER – RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET FISCALES POUR LES COLLECTIVITÉS LOCALES

Le solaire photovoltaïque de grande puissance contribue durablement aux budgets locaux grâce à des retombées fiscales permettant de financer des projets ou de réduire la fiscalité.

EXEMPLES DE RETOMBÉES FISCALES

Surface*	Ressources fiscales sur la durée de vie d'un parc (20 ans)**	Ressources fiscales moyennes**	Répartition annuelle***
5 ha	350 000 €	17 700 €/an	• EPCI : 8 854 € • Département : 5 313 € • Commune : 3 542 €
10 ha	710 000 €	35 400 €/an	• EPCI : 17 708 € • Département : 10 626 € • Commune : 7 084 €
15 ha	1 million €	53 100 €/an	• EPCI : 26 562 € • Département : 15 939 € • Commune : 10 626 €

* pour un équivalent de 1 MWc/ha - ** 3 542 €/MW selon la norme IFER (en 2025)

*** Répartition : 50% EPCI, 30% département et 20% commune

L'IFER représente le revenu fiscal prédominant des parcs photovoltaïques, avec un tarif fixé pour 2024 à 8 360 € par MWc de puissance installée pour les centrales mises en service avant 2021, et à 3 542 € par MWc pour celles mises en service depuis 2021.

RETOMBÉES FISCALES DE L'IFER PHOTOVOLTAÏQUE PAR COLLECTIVITÉ (SELON CHOIX DE FISCALITÉ)

En 2025 le tarif annuel d'imposition forfaitaire est de **3 542 € par mégawatt** de puissance installée.

	Commune isolée	EPCI à fiscalité additionnelle (FA)	EPCI à fiscalité professionnelle de zone (FPZ)	EPCI à fiscalité éolienne unique (FEU)	EPCI à fiscalité professionnelle unique (FPU)
Composantes de l'IFER relatives aux parcs PV		50% EPCI 30% Département 20% Commune		Centrales photovoltaïques installées à partir du 1 ^{er} janvier 2023 : 50 % EPCI 30 % départements 20 % communes	

En tant qu'activité économique, une installation photovoltaïque d'une puissance supérieure ou égale à 100 kWc génère des revenus fiscaux :

- Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER),
- Redevance d'occupation du domaine public (RODP),
- Taxe foncière (selon la nature des structures et des terrains),
- Cotisation foncière des entreprises (CFE),
- Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE).



ÉCONOMIE DU SECTEUR : LE MARCHÉ EST TRÈS DYNAMIQUE, CARACTÉRISÉ PAR L'ENTRÉE DE NOUVEAUX ACTEURS, ET DES RACHATS D'ENTREPRISES OU DE PORTEFEUILLES D'ACTIFS

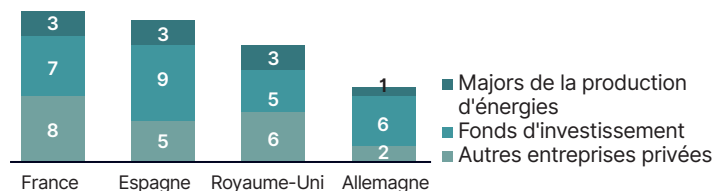
DES NOUVEAUX ENTRANTS QUI CHERCHENT À TIRER DE LA VALEUR D'UN MARCHÉ SOLAIRE ATTRACTIF

Le dynamisme du marché solaire est porté par les mécanismes de soutien et les CPPA et bénéficie de **faibles barrières à l'entrée, en comparaison des autres EnR**, avec :

- un temps de développement de projets moindre,
- des besoins en capitaux moins conséquents que pour l'éolien,
- un niveau de contraintes techniques et réglementaires qui reste modéré.

DES ACTEURS QUI CHERCHENT À ACCÉLÉRER LEUR DÉVELOPPEMENT PAR DES OPÉRATIONS DE CROISSANCE EXTERNE

Nombre d'opérations de fusions-acquisitions depuis 2019 par typologie d'acheteurs sur les principaux marchés européens



3.



3 types d'acteurs sur le marché

1. Les énergéticiens historiques / 2. Les pures players historiques des EnR / 3. Les nouveaux entrants, pure players ou sociétés non issues du secteur des énergies et disposant de ressources foncières et/ou financières (ex : La Poste Immobilier).



En 2023, La Poste Immobilier et EDF ont noué un partenariat pour accélérer la transition énergétique du parc immobilier postal. Ce programme, doté de 400 M€ d'ici 2030, prévoit la rénovation énergétique de 10 000 bâtiments, l'installation de 20 Mwc de PV sur 250 sites, ainsi que le déploiement d'IRVE. Il vise une réduction de 20 % de la consommation d'énergie et de 35 % des émissions de CO₂.



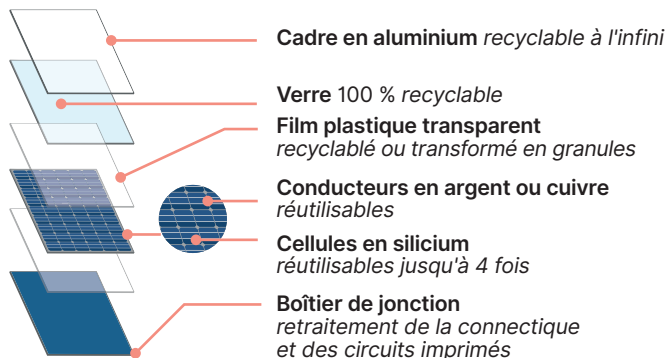
En décembre 2024, TotalEnergies a racheté le développeur d'énergies renouvelables VSB Group pour 1,57 milliard d'euros. Présent dans plusieurs pays européens, VSB dispose de 475 MW en exploitation et d'un portefeuille de projets de 18 GW dans l'éolien, le solaire et le stockage. Cette acquisition s'inscrit dans la stratégie de TotalEnergies visant 100 GW en 2030.



ENGIE Green a signé en avril 2024 l'acquisition d'Ostwind France (Ørsted), regroupant 74 MW de parcs éoliens (dont 24 MW en construction), 4 MW solaires, un portefeuille de projets en développement et 70 collaborateurs. L'opération renforce son leadership et son ancrage territorial.



RECYCLAGE DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUE : LA FRANCE À LA POINTE GRÂCE À UN POTENTIEL ÉLEVÉ ET UNE FILIÈRE STRUCTURÉE



4.



Soren est un éco-organisme à but non lucratif, agréé par l'État depuis 2015, chargé de la collecte, du traitement et du recyclage des panneaux photovoltaïques en fin de vie en France. Il coordonne fabricants, installateurs et détenteurs de panneaux. En 2024, Soren a collecté 9 477 t de PV, via un réseau de 319 points d'apport volontaire et 549 producteurs adhérents. Le taux de collecte atteint 67 %, positionnant la France au 3^e rang européen.

Le recyclage permet de valoriser environ 90 % des matériaux, dont le verre, l'aluminium et le silicium, dans une logique d'économie circulaire. Soren finance son activité grâce à l'éco-participation (environ 0,53 € par panneau), avec 8 millions d'euros collectés en 2024 et 30 millions de provisions mobilisables.

Source : Soren

Une filière bien organisée et engagée

En France, le recyclage des panneaux photovoltaïques est non seulement obligatoire, mais déjà bien structuré grâce à l'organisme Soren, qui coordonne efficacement un réseau national de collecte et de traitement.

Des taux de valorisation élevés et en progression

Aujourd'hui, jusqu'à 94 % de la masse d'un module peut être valorisée. Verre et aluminium, représentant plus de 80 % du poids, sont aisément recyclés et leur réutilisation se diversifie pour générer plus de valeur.

Des matériaux de mieux en mieux récupérés

Des technologies innovantes permettent déjà de récupérer le silicium, l'argent et le cuivre avec un taux de pureté croissant, ouvrant la voie à leur réintégration dans de nouveaux modules, et contribuant à sécuriser l'approvisionnement de la filière.

Un avenir prometteur et créateur de valeur

Avec une durée de vie qui dépasse souvent les 30 ans, la majorité des panneaux installés généreront bientôt de nouvelles opportunités pour l'économie circulaire. La France est à la pointe du recyclage et de l'innovation pour maximiser la valeur des matériaux et limiter l'impact environnemental.

2.2

ÉOLIEN TERRESTRE



FRANCE
renouvelables
système électrique pilotable



CHIFFRES-CLÉS DE L'ÉOLIEN TERRESTRE EN FRANCE 2024



23,5 GW

Puissance cumulée¹



43 TWh

Production électrique²



9,6 %

Couverture du mix électrique²

+ 1,1 GW



De capacité mise en service sur l'année¹

40 à 45 GW



Objectif PPE 3 - 2035



19 M hab.
Consommation équivalent²



25 600 ETP

Emplois directs et indirects de la filière³



2 500

Parcs

9 700

Éoliennes¹



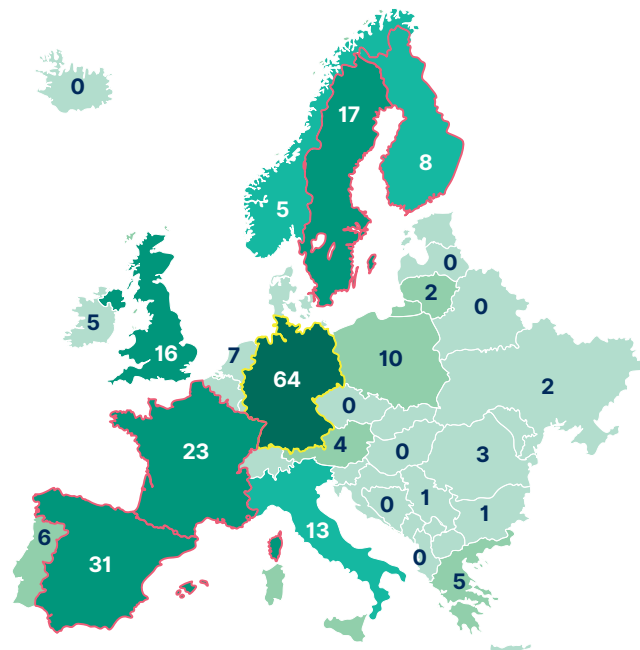
196 M€

Retombées fiscales par l'IFER⁴

BILAN ET PROSPECTIVE EN FRANCE ET EN EUROPE

La France est le 3^e pays européen en termes de puissance éolienne installée.

Puissance éolienne terrestre installée par pays dans l'UE à fin 2024



En 2024, **12,9 GW de nouvelles capacités éoliennes** ont été installées en Europe, portant la capacité totale cumulée à 285 GW.

L'objectif 2030 est d'atteindre 425 GW, ce qui implique une augmentation de 140 GW en six ans, soit environ **23 GW par an**. Pour s'en approcher, il sera nécessaire de **doubler le rythme actuel des installations**.

La France affiche un facteur de charge de 23 %, supérieur à ceux de l'Espagne (22,4 %) et de l'Allemagne (21,8 %), confirmant une nouvelle fois le fort potentiel éolien du pays.

CAPACITÉ TOTALE

- Entre 0 et 10 GW
- Entre 10 et 20 GW
- Entre 20 et 40 GW
- > 40 GW

INSTALLATION SUR 2024

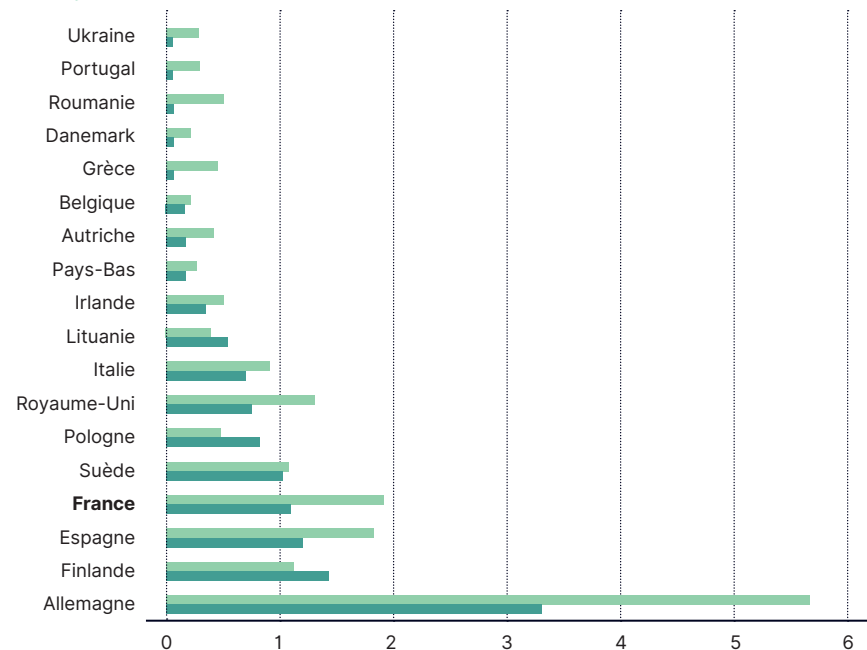
- Entre 1 et 3 GW
- Plus de 3 GW

LES PAYS EUROPÉENS DOIVENT ACCÉLÉRER LEUR RYTHME D'INSTALLATION POUR LES 3 PROCHAINES ANNÉES PAR RAPPORT A 2024



La France doit doubler son volume annuel installé pour ne pas faire défaut à ses objectifs.

Capacité éolienne installée en 2024 et rythme annuel attendu (2025-2027) pour parvenir aux objectifs 2030



À quelques exceptions près, une croissance des installations raccordées annuellement est attendue entre 2025 et 2027, ce qui confirme l'importance du secteur éolien en Europe.

Sous l'impulsion européenne, tous les pays affichent des ambitions élevées pour le développement de l'éolien.



La France doit maintenir le cap et respecter la trajectoire fixée par le projet de PPE, soit 1,85 GW installés chaque année.

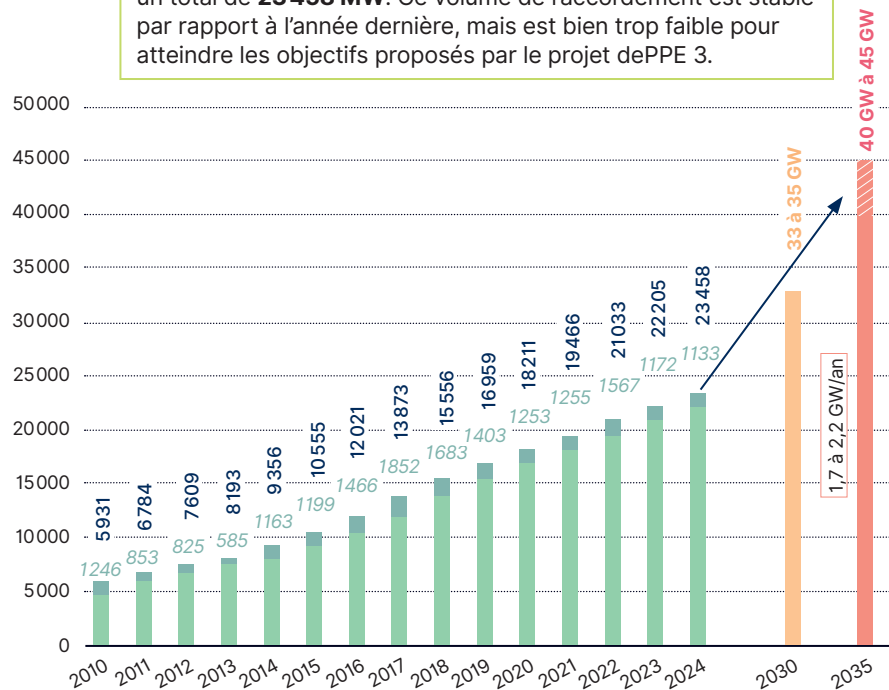
■ Moyenne à installer en 2025-2026-2027 pour atteindre les objectifs nationaux (GW) ■ Capacité installée en 2024 (GW)

LA FRANCE AMÉLIORE SA DYNAMIQUE DE DEPLOIEMENT MAIS CELLE-CI RESTE INSUFFISANTE POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE LA PPE

Évolution de la puissance raccordée de l'éolien terrestre (en MW)



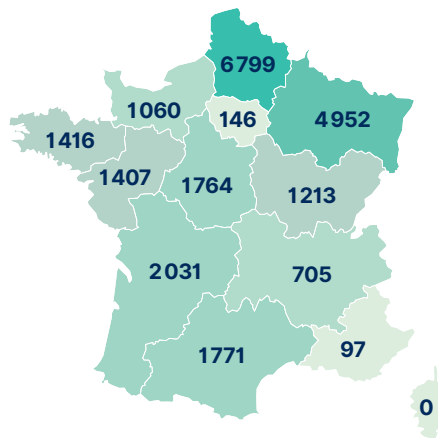
En 2024, 1 133 MW d'éolien terrestre ont été raccordés, pour un total de **23 458 MW**. Ce volume de raccordement est stable par rapport à l'année dernière, mais est bien trop faible pour atteindre les objectifs proposés par le projet de PPE 3.



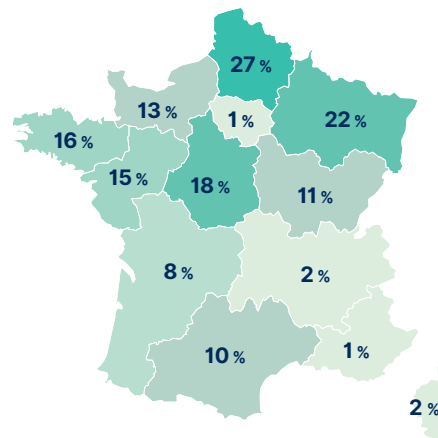
Pour atteindre les objectifs de la PPE 3 (33 GW en 2030 et entre 40 et 45 GW en 2035), il est nécessaire d'accroître le rythme d'installation de la puissance raccordée pour installer 10 GW supplémentaires d'ici 2030 et 17 à 22 GW d'ici 2035. Au rythme actuel le pays sera privé de 5 à 10 GW d'éolien terrestre en 2035.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ D'ORIGINE ÉOLIENNE EST CONCENTRÉE AU SEIN DES RÉGIONS HAUTS-DE-FRANCE ET GRAND EST

Puissance raccordée (en MW) par région au 31 décembre 2024



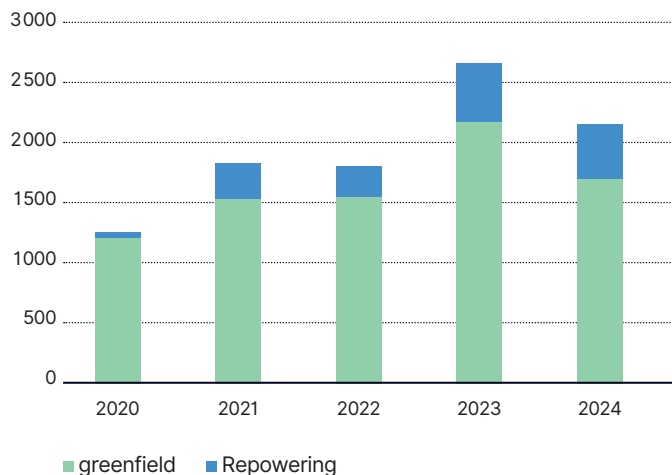
Couverture de la consommation par l'éolien terrestre par région en 2024 (en %)



Il y a une forte concentration de la production et de la puissance éoliennes terrestres dans les Hauts-de-France et le Grand Est. Ces régions cumulent les plus fortes capacités raccordées et les plus grands volumes de production, confirmant leur rôle moteur dans la filière. À l'inverse, la région AURA et le PACA affichent des niveaux de puissance et de production nettement plus modestes, traduisant une répartition encore inégale de éolien sur le territoire.

UN VOLUME D'AUTORISATION À LA HAUTEUR DES OBJECTIFS NATIONAUX MAIS ENCORE INÉGALEMENT DISTRIBUTÉ SUR LE TERRITOIRE

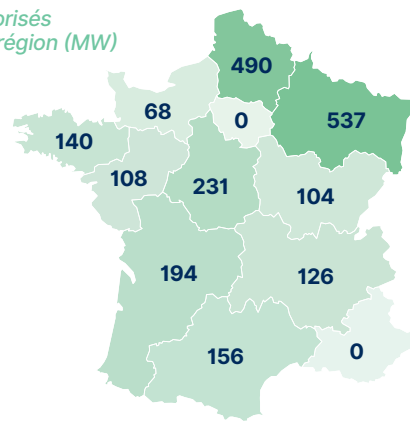
Dynamique des volumes autorisés (MW)



 **Le volume d'autorisations annuel (2,1 GW) en 2024 montre que la filière est mobilisée pour atteindre les objectifs de développement annuel fixé par la PPE 3 (1,7 à 2,2 GW/an).**

Repowering : par APC ou par nouvelle Autorisation Environnementale (redéveloppement)

Volumes autorisés en 2024 par région (MW)

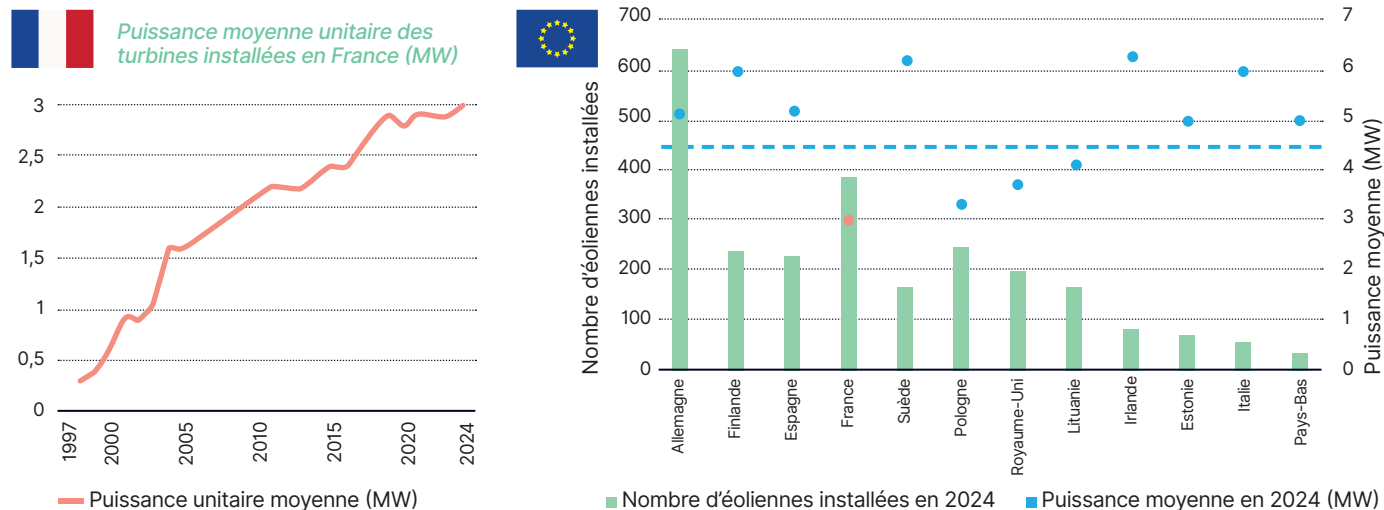


Ces volumes d'autorisations témoignent du dynamisme des développeurs, de l'implication des administrations et d'une acceptabilité locale. Les projets concernés verront le jour trois à cinq ans après l'obtention de leur autorisation.

Des volumes significatifs d'éolien sont autorisés sur l'ensemble du territoire, avec une **concentration marquée dans les Hauts-de-France et le Grand Est**, où le potentiel éolien est élevé et les contraintes techniques et réglementaires moindres.

DES TECHNOLOGIES TERRESTRES QUI POURSUIVENT LEURS ÉVOLUTIONS

En moyenne 4,6 MW par turbine en Europe, en France 3 MW.



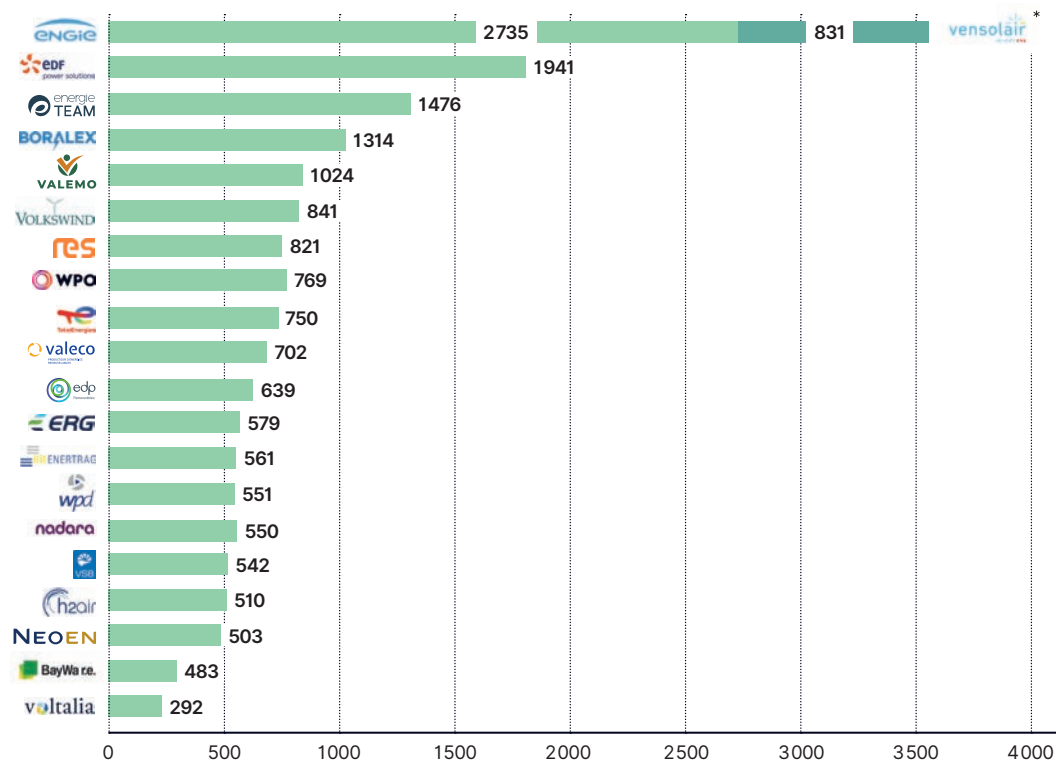
La puissance moyenne unitaire des turbines installées en France progresse tous les ans. La France est le deuxième pays européen en nombre d'éoliennes installées en 2024 (387 unités), mais elle ne se classe qu'au quatrième rang en termes de puissance totale installée (1,1 GW). Ce décalage s'explique par la faible puissance unitaire moyenne des turbines, à 3 MW, contre une moyenne européenne de 4,5 MW pour les installations de 2024.

Cette situation résulte des contraintes réglementaires fortes, renforcées en 2021, qui limitent le potentiel de réduction des coûts de l'énergie éolienne en France. Pourtant des éoliennes plus grandes et donc plus puissantes permettraient de réduire le nombre de turbines installées et le coût de l'électricité produite.

BILAN DE LA PUISSANCE RACCORDÉE – EXPLOITANTS

Top 20 des exploitants éoliens terrestres en France au 30 juin 2025.

MW en service exploités en direct et pour compte de tiers - Capacités éolien onshore

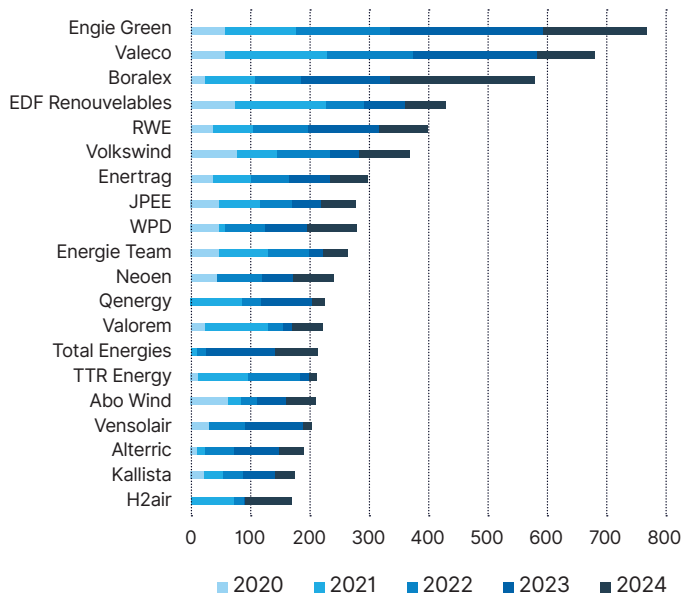


Au total, les vingt plus grands exploitants éoliens concentrent **19 GW** de parcs éoliens.

* 831 MW pour Vensolair, une société CNR exploités à hauteur de 117 MW par Engie Green, 485 MW par EnergieTEAM et 168 MW par Valemo, le reste par des tiers.

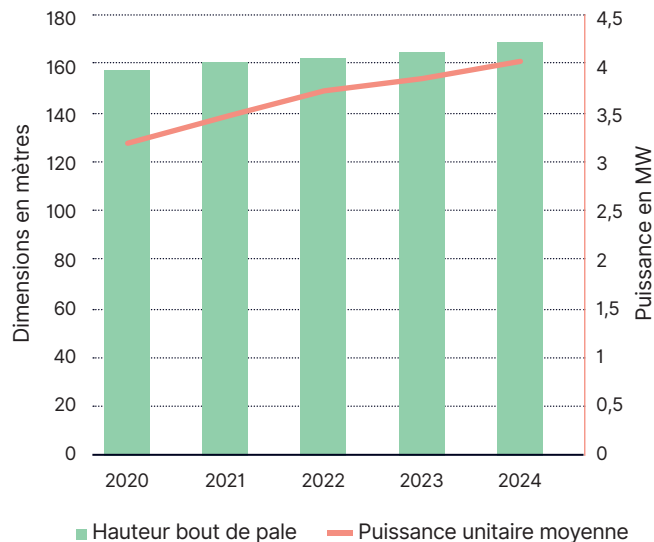
BILAN DE LA PUISSANCE AUTORISÉ – PROJETS ET DÉVELOPPEURS

Volumes autorisés par développeur et par année (greenfield et repowering) (MW)



Engie Green, Valeco et Boralex figurent parmi les premiers développeurs en volume de puissance autorisée sur la période 2020 – 2024, confirmant une dynamique de marché dominée par quelques acteurs majeurs mais qui tend à légèrement évoluer par rapport aux projets actuellement raccordés.

Dimensions et puissances moyennes des projets autorisés



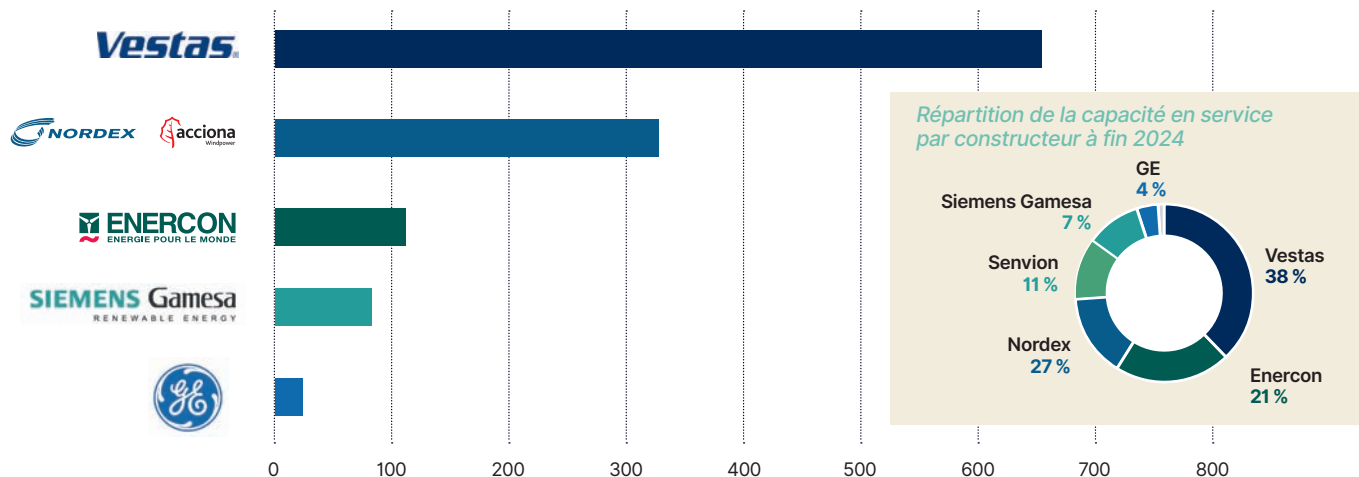
La taille moyenne des éoliennes terrestres autorisées continue de croître, avec une augmentation régulière de la hauteur, du rayon de rotor et de la puissance unitaire, atteignant en moyenne plus de **4 MW par machine en 2024**. Les machines autorisées en France cette année sont donc plus petites que celles raccordées en Europe cette année (4,6 MW).



BILAN DE LA PUISSANCE RACCORDÉE – EXPLOITANTS

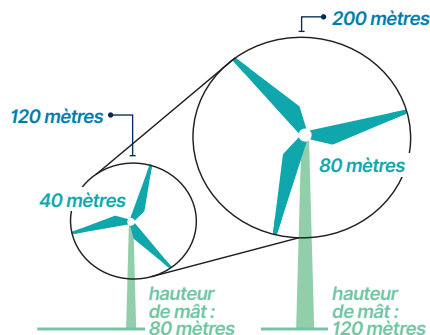
En 2024, le marché de la construction de turbines est concentré principalement entre les mains de constructeurs européens. En France, les turbiniers ont installé 1 299 MW de capacité, où les turbiniers européens représentent 95 % de la capacité installée de l'éolien terrestre.

MW raccordés par les 6 principaux constructeurs du 01/01/24 au 31/12/24



LE REPOWERING, UN RENOUVELLEMENT DES ÉOLIENNES POUR PLUS DE PUISSANCES - FAIRE MOINS ET MIEUX

*Le repowering d'une éolienne :
Renouvellement de parcs éoliens en fin
de vie par des éoliennes plus puissantes
et de plus grande hauteur*



UNE ÉOLIENNE « **REPOWERÉE** »
C'EST JUSQU'À :

+250 %
d'électricité
produite

+52 %
de puissance
unitaire
par éolienne

+52 %
de l'IFER au profit
des collectivités
territoriales

**PLUSIEURS RAISONS MOTIVENT LES DÉVELOPPEURS À RECOURIR
À UN REPOWERING DE LEURS PARCS**

Vieillesse des parcs éoliens

Le vieillissement progressif des parcs éoliens constitue l'une des principales motivations au recours au repowering : arrivées en fin de vie ou rendues obsolètes, les éoliennes anciennes subissent une perte de performance et d'efficacité énergétique. Leur remplacement par des modèles récents permet non seulement de prolonger la durée de vie du parc, mais surtout d'améliorer significativement la production grâce à des équipements plus performants et mieux adaptés aux conditions locales de vent.

Amélioration du facteur de charge

Les nouvelles générations d'éoliennes bénéficient en effet d'avancées technologiques qui se traduisent par un facteur de charge plus élevé. Cette amélioration résulte de plusieurs évolutions : une meilleure conception aérodynamique, une surface de balayage accrue permettant de capter davantage de vent, une puissance nominale supérieure et une mise en service possible à des vitesses de vent plus faibles. Ces progrès assurent une exploitation plus efficace du gisement éolien et optimisent la production d'énergie sur l'ensemble de la durée de vie des installations.

Une meilleure
acceptabilité
de la population

Un prix
de l'électricité
+ compétitif

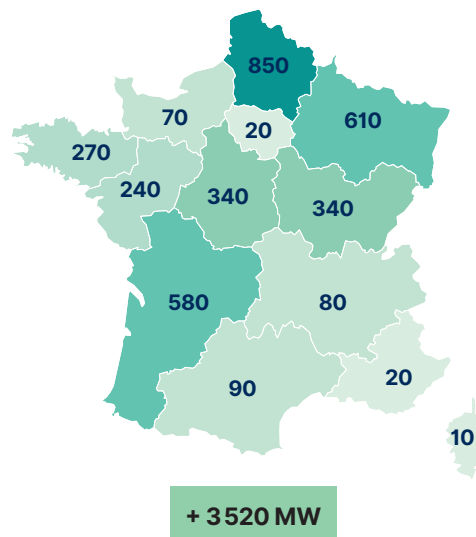
Un meilleur
**facteur
de charge**

* Dans le cas du remplacement d'une éolienne X-80 par une X-160

Sources : Étude France renouvelables

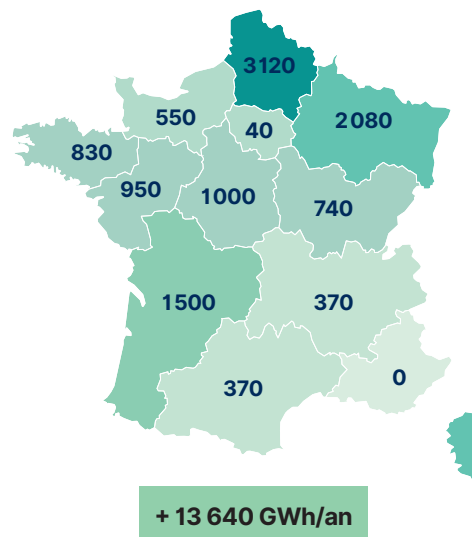
REPOWERING : UN OUTIL SUPPLÉMENTAIRE POUR PARVENIR À NOS OBJECTIFS DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Capacité excédentaire théorique du repowering d'ici à 2035 (MW)



À date, **plus de 235 MW ont été démantelés pour un repowering** depuis 2018. La dynamique de repowering devrait encore s'accroître dans les prochaines années.

Production excédentaire issue du repowering d'ici à 2035 (GWh/an)



Note : Ce modèle repose sur des hypothèses et doit être interprété avec prudence :

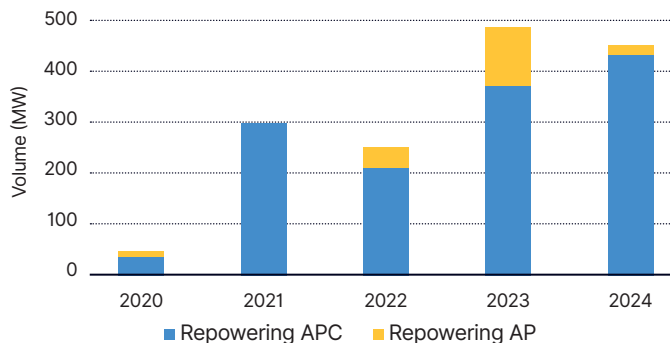
- Il considère un renouvellement systématique des parcs sortant dans leurs contrats d'achat d'ici 2035.
- Ces résultats ont vocation à donner des ordres de grandeur et alimenter la réflexion stratégique, mais ne doivent en aucun cas être considérés comme des prévisions fermes ou des objectifs réalisables à ce stade.

UN NOMBRE CROISSANT DE PROJETS REPOWERING SONT AUTORISÉS, CEPENDANT LA PLUPART AVEC DES GABARITS SOUS-OPTIMAUX



REPOWERING

Dynamique des volumes autorisés



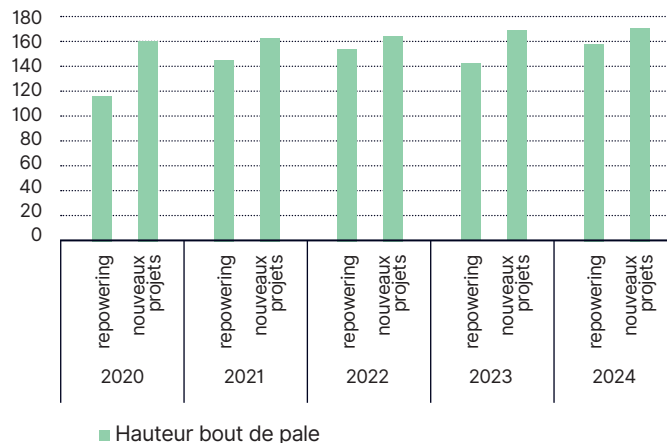
Les données illustrent la progression nette du volume de projets de repowering autorisés depuis 2020, avec une part majoritaire de renouvellements simplifiés (APC) par rapport aux projets de repowering complet. Cette dynamique traduit un **intérêt croissant pour l'optimisation des sites existants**, mais révèle également que la majorité des projets restent contraints par des gabarits techniques sous-optimaux.

REPOWERING APC : renouvellement de l'installation sur la base de l'autorisation environnementale initiale qui fait l'objet d'une modification non substantielle, donnant lieu à un Arrêté Préfectoral Complémentaire.

REPOWERING AP : renouvellement de l'installation sur la base d'une nouvelle autorisation environnementale, donnant lieu à un redéveloppement complet du projet (nouvelles études, nouvelle instruction, etc).

ÉOLIEN TERRESTRE

Dimensions moyennes de projets autorisés



Les dimensions moyennes (hauteur de mât et rayon de rotor) des projets de repowering évoluent peu et restent inférieures à celles des nouveaux projets, limitant le gain de performance potentiel. Cette situation souligne la **nécessité d'adapter la réglementation et la planification pour faciliter des renouvellements** plus ambitieux, alignés sur les standards technologiques récents et sur la maximisation des volumes repowered.

MARCHÉ, ÉCONOMIE ET EMPLOI DE L'ÉOLIEN EN FRANCE

Les bénéfices multiples du marché de l'éolien: le développement de l'éolien en France s'accompagne de bénéfices, à toutes les échelles, et pour toutes les parties prenantes.



ÉCONOMIE ET INDUSTRIE

1.

L'industrie éolienne terrestre française couvre l'ensemble de la chaîne de valeur, du développement à la maintenance, en passant par la fabrication, l'installation, le démantèlement et le repowering. Elle repose sur un tissu industriel réparti sur l'ensemble du territoire, soutenant l'emploi local à chaque étape du cycle de vie des projets. L'éolien est compétitif en termes de coûts et de rapidité de déploiement : son développement constitue un levier d'activité économique et renforce la souveraineté énergétique de la France.

L'éolien terrestre, avec un coût moyen de 87,6 €/MWh est une technologie compétitive susceptible d'être déployé rapidement et sur l'ensemble du territoire.



COLLECTIVITÉS

3.

L'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux (IFER) pour l'éolien terrestre permettra à la filière de contribuer aux budgets des collectivités à hauteur de plusieurs milliards d'euros sur le long-terme. Les collectivités pourront donc réinvestir ces bénéfices pour diminuer les impôts locaux et/ou financer des projets d'intérêt public sur leurs territoires.

L'IFER pour l'éolien terrestre a apporté près de 200 M € en 2024 aux collectivités territoriales.



EMPLOI

2.

L'emploi dans l'éolien terrestre progresse, mais la dynamique s'est récemment ralentie. Cette évolution dépend étroitement du maintien d'objectifs publics : sans visibilité politique claire et stabilité des cadres économiques et réglementaires, la filière pourrait voir sa trajectoire freinée, avec un risque réel de destruction d'emplois. Si les ambitions actuelles sont maintenues, la filière pourrait franchir les 45 000 emplois d'ici 2030.

Entre 2019 et 2024, les effectifs sont passés de 17 500 à 25 600 emplois, soit une progression de +46 % en cinq ans.



ÉTAT

4.

L'éolien contribue à la sécurité d'approvisionnement et agit en amortisseur économique. En période de prix élevés il génère des recettes pour l'État et participe au financement du bouclier tarifaire en générant à prix stable l'équivalent de la consommation de 19 millions de personnes.

Entre 2022 et 2024, l'éolien terrestre a rapporté 5,8 Md d'€ au budget de l'État via le mécanisme de complément de rémunération.



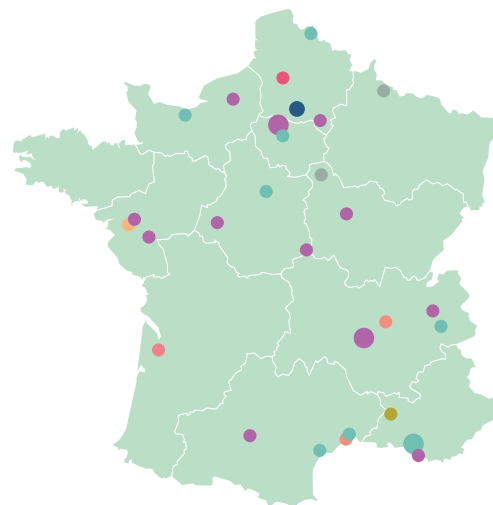
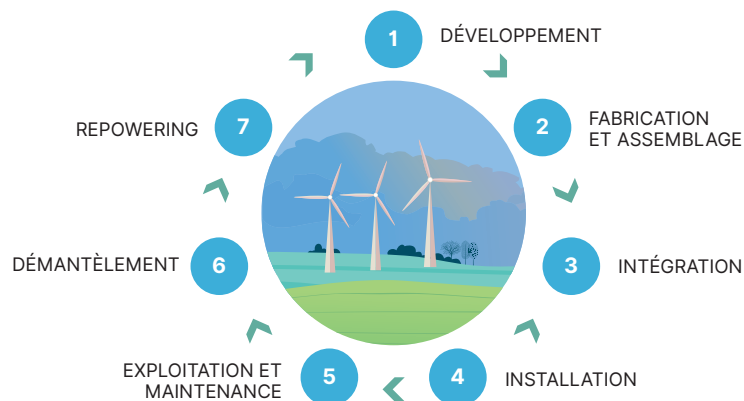
ÉCONOMIE ET INDUSTRIE

Une industrie éolienne française présente sur toute la chaîne de valeur et sur l'ensemble du territoire.

DE LA CONCEPTION AU RECYCLAGE :

UNE INDUSTRIE ÉOLIENNE FRANÇAISE PRÉSENTE SUR TOUS
LES MAILLONS DE LA CHAÎNE DE VALEUR

*Les activités de production industrielles de l'éolien
sont réparties sur l'ensemble du territoire*



- Composants
- Nacelles
- Pâles
- Fondations
- R&D
- Tours
- Services
- Câbles
- O&M



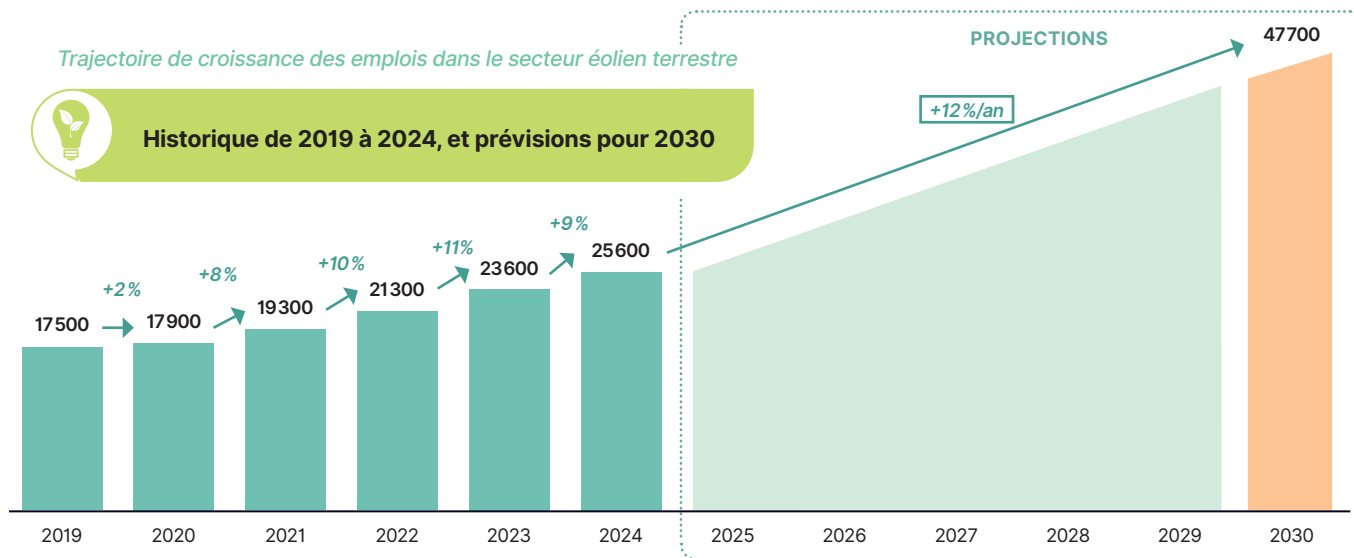
EMPLOI : UNE DYNAMIQUE PORTÉE PAR LES OBJECTIFS DE LA FILIÈRE

25 000 emplois en 2024 pour un potentiel à plus de 45 000 en 2030.

Trajectoire de croissance des emplois dans le secteur éolien terrestre



Historique de 2019 à 2024, et prévisions pour 2030

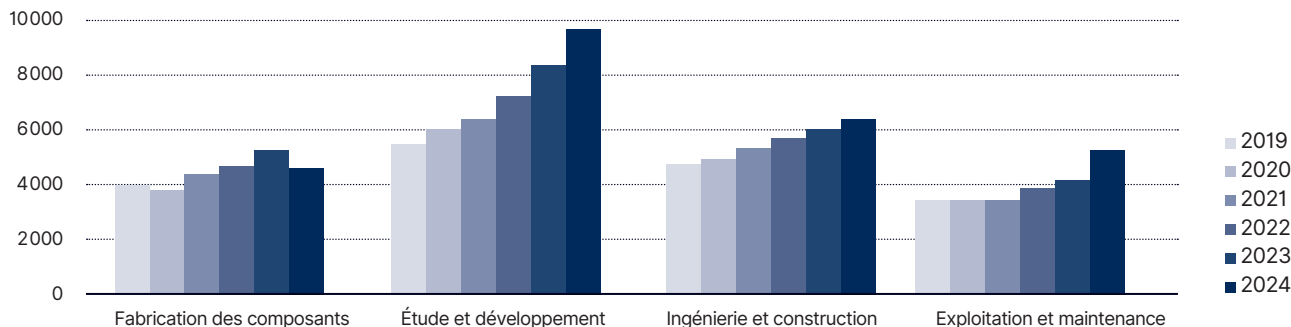


Depuis 2019, la filière bénéficie d'une croissance continue, soutenue par le développement régulier de nouvelles capacités, mais le rythme de progression tend à ralentir en 2024, repassant à un taux de croissance à un chiffre. Les projections estiment néanmoins que le nombre d'emplois pourrait dépasser 45 000 d'ici 2030, à condition de maintenir des objectifs ambitieux et un volume suffisant de projets. L'évolution de l'emploi dans le secteur de l'éolien terrestre découle en effet directement des orientations fixées par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ; à défaut, un fléchissement de cette dynamique risquerait de compromettre la trajectoire de croissance.



EMPLOI : UNE DIVERSITÉ DE MÉTIERS MOBILISÉS TOUT AU LONG DU CYCLE DE VIE DES PROJETS

Évolution des emplois par segment de la filière de l'éolien terrestre (2019-2024)



2.

Entre 2019 et 2024, la filière de l'éolien terrestre en France connaît des évolutions contrastées selon les segments d'activité. Tandis que l'emploi recule légèrement dans la fabrication des composants, il progresse de manière soutenue dans les domaines de l'étude et du développement, de l'ingénierie et de la construction, ainsi que dans l'exploitation et la maintenance. La montée en puissance du segment « étude et développement » est particulièrement marquée, signe d'un fort dynamisme en phase de préparation des projets.

À moyen terme, on peut anticiper un **transfert progressif des besoins en emploi** vers l'**ingénierie**, la **construction**, puis l'**exploitation** et la **maintenance**, à mesure que les projets actuellement en développement entrent en phase de réalisation et d'exploitation. Cette dynamique confirme que l'éolien terrestre est une **filière créatrice d'emplois stables, qualifiés et non délocalisables**, répartis sur l'ensemble du cycle de vie des projets et sur l'ensemble du territoire.

**COLLECTIVITÉS : IFER – RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET FISCALES POUR LES COLLECTIVITÉS LOCALES**

L'éolien terrestre contribue durablement aux budgets locaux grâce à des retombées fiscales permettant de financer des projets ou de réduire la fiscalité

EXEMPLES DE RETOMBÉES FISCALES

Nombre d'éoliennes*	Ressources fiscales sur la durée de vie d'un parc (20 ans)**	Ressources fiscales moyennes**	Répartition annuelle***
5	2,5 millions €	125 400 €/an	• EPCI : 62 700 € • Département : 37 620 € • Commune : 25 080 €
10	5 millions €	250 800 €/an	• EPCI : 125 400 € • Département : 75 240 € • Commune : 50 160 €
15	7,5 millions €	376 200 €/an	• EPCI : 188 100 € • Département : 112 860 € • Commune : 75 240 €

En tant qu'activité économique, une installation éolienne génère des revenus fiscaux :

- Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER),
- Redevance d'occupation du domaine public (RODP),
- Taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB),
- Cotisation foncière des entreprises (CFE),
- Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE).

* pour une éolienne de 3MW / ** 8 360 €/MW selon la norme IFER (en 2024) / *** Répartition : 50% EPCI, 30% département et 20% commune

L'IFER représente le revenu fiscal prédominant des parcs éoliens. L'éolien offre une meilleure répartition des rentes fiscales sur le territoire français : près de 1400 (1384) communes en France bénéficient de l'IFER éolien, contre 18 communes qui perçoivent des revenus de l'IFER nucléaire.

RETOMBÉES FISCALES DE L'IFER ÉOLIEN PAR COLLECTIVITÉ (SELON CHOIX DE FISCALITÉ)

Le tarif annuel d'imposition forfaitaire est de **8 360 € par MW** de puissance installée, soit 33k€/an pour une éolienne de 4 MW.

	Commune isolée	EPCI à fiscalité additionnelle (FA)	EPCI à fiscalité professionnelle de zone (FPZ)	EPCI à fiscalité éolienne unique (FEU)	EPCI à fiscalité professionnelle unique (FPU)
Composantes de l'IFER relatives aux éoliennes	80% Département 20% Commune	50% EPCI 30% Département 20% Commune		Eoliennes installées avant 2019 70% EPCI – 30% Département Eoliennes installées après 2019 50% EPCI – 30% Département – 20% Commune	

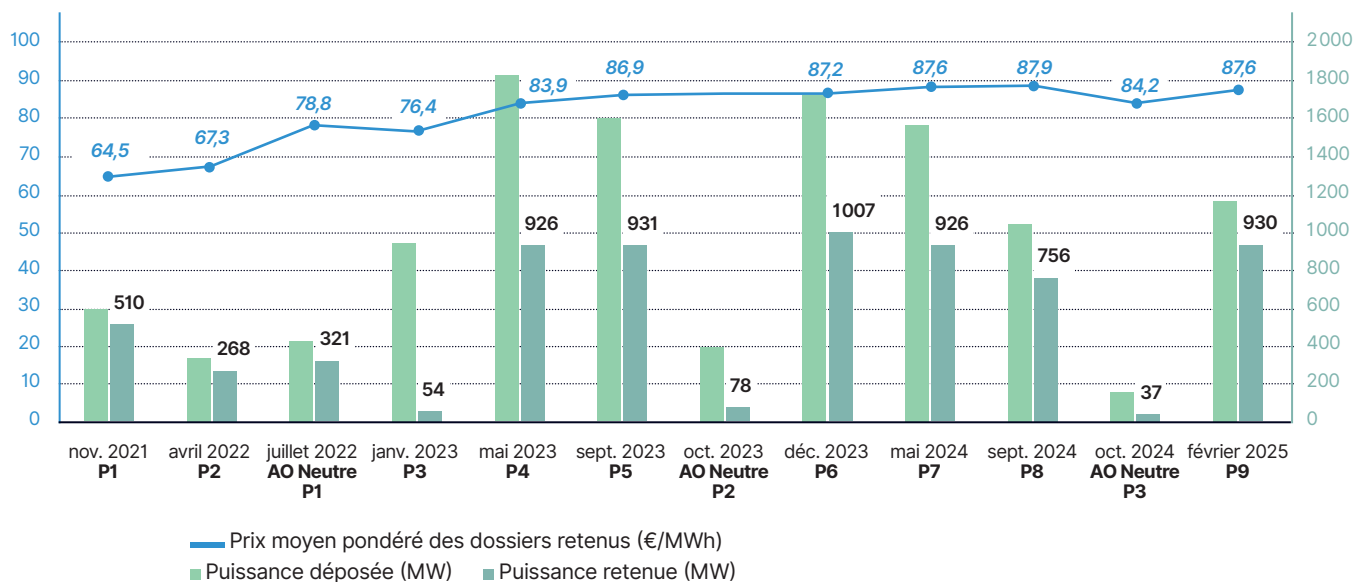
Source : BOFIP



ÉTAT : UN PRIX COMPÉTITIF ET STABLE AU TRAVERS DES CRISES SUCCESSIVES

Le prix moyen pondéré du dernier Appel d'Offre (AO) était de 87,6 €/MWh. Au regard des crises successives qui ont impacté les taux d'intérêt, le coût des matières premières et l'inflation, le prix des AO retenus reste relativement stable depuis 2021.

Résultats des AO CRE

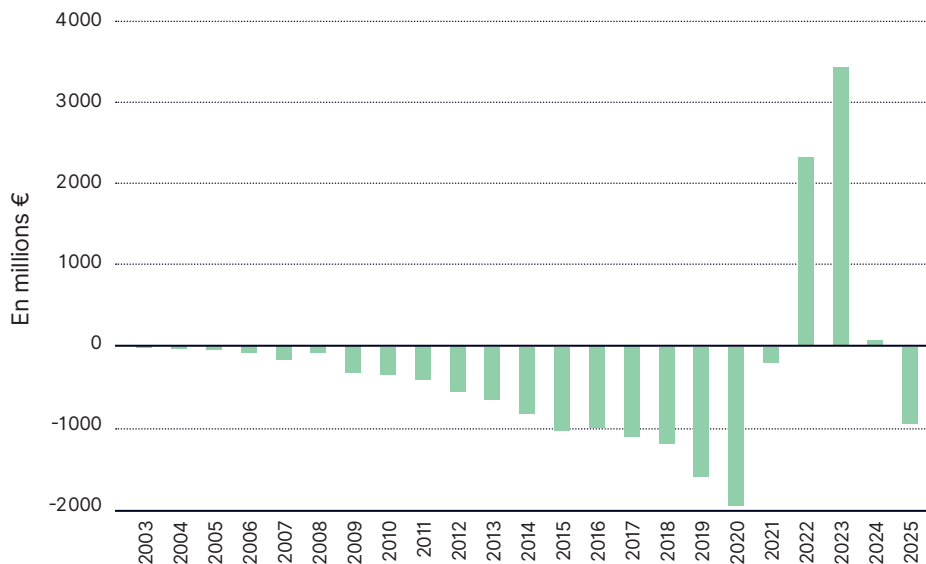




ÉTAT : EN 3 ANS, LA FILIÈRE A D'ORES ET DÉJÀ REMBOURSÉ 50% DE LA SOMME INVESTIE PAR L'ÉTAT ENTRE 2003 ET 2021

Grâce au complément de rémunération, la filière éolienne est une source de plusieurs milliards d'euros de revenus pour l'état français et un amortisseur de la volatilité des prix du marché pour les consommateurs.

Historique et projection des coûts et contributions pour l'État liés au mécanisme de soutien de l'éolien terrestre



+ 5,8 milliards €

Contribution nette de l'éolien
au budget de l'État
entre 2022 et 2024,
à travers le mécanisme
de complément de rémunération



En 3 ans,

la filière a remboursé plus de
50% de la somme investie
par l'État entre 2003 et 2021
dans le cadre du CR



2.3 ÉOLIEN EN MER



FILIÈRES EnR



CHIFFRES-CLÉS DE L'ÉOLIEN EN MER EN FRANCE 2024



1,5 GW

Puissance
installée¹



4 TWh

Production
électrique²



0,9 %

Couverture
du mix électrique²

+ 0,7 GW



De capacité
mise en service
sur l'année²

18 GW



**Objectif
PPE 3 - 2035**



1,8 M hab.

Consommation
équivalente²



7 800 ETP

Emplois directs
de la filière³



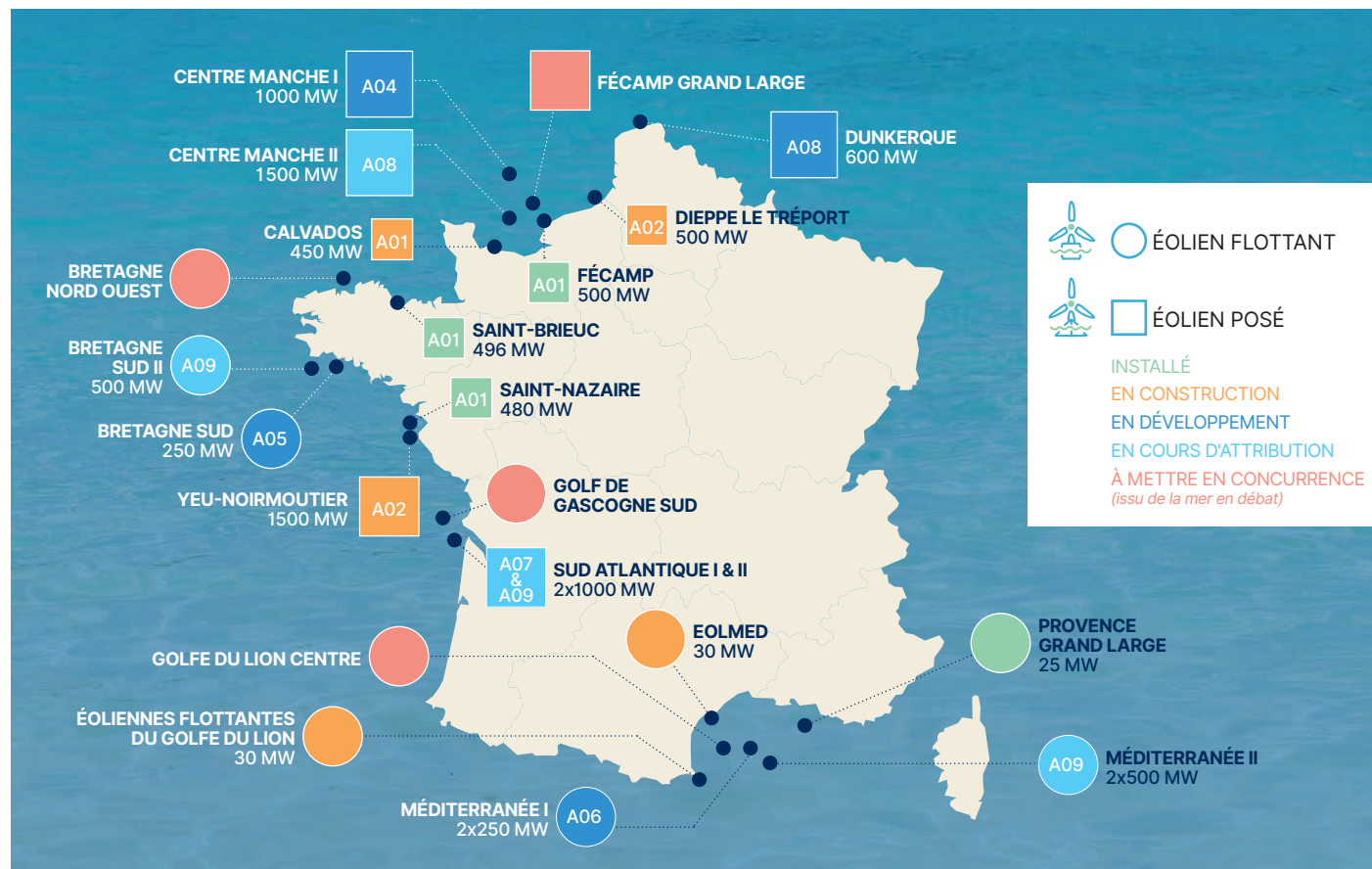
258

Entreprises impliquées
dans les EMR³



30 M€

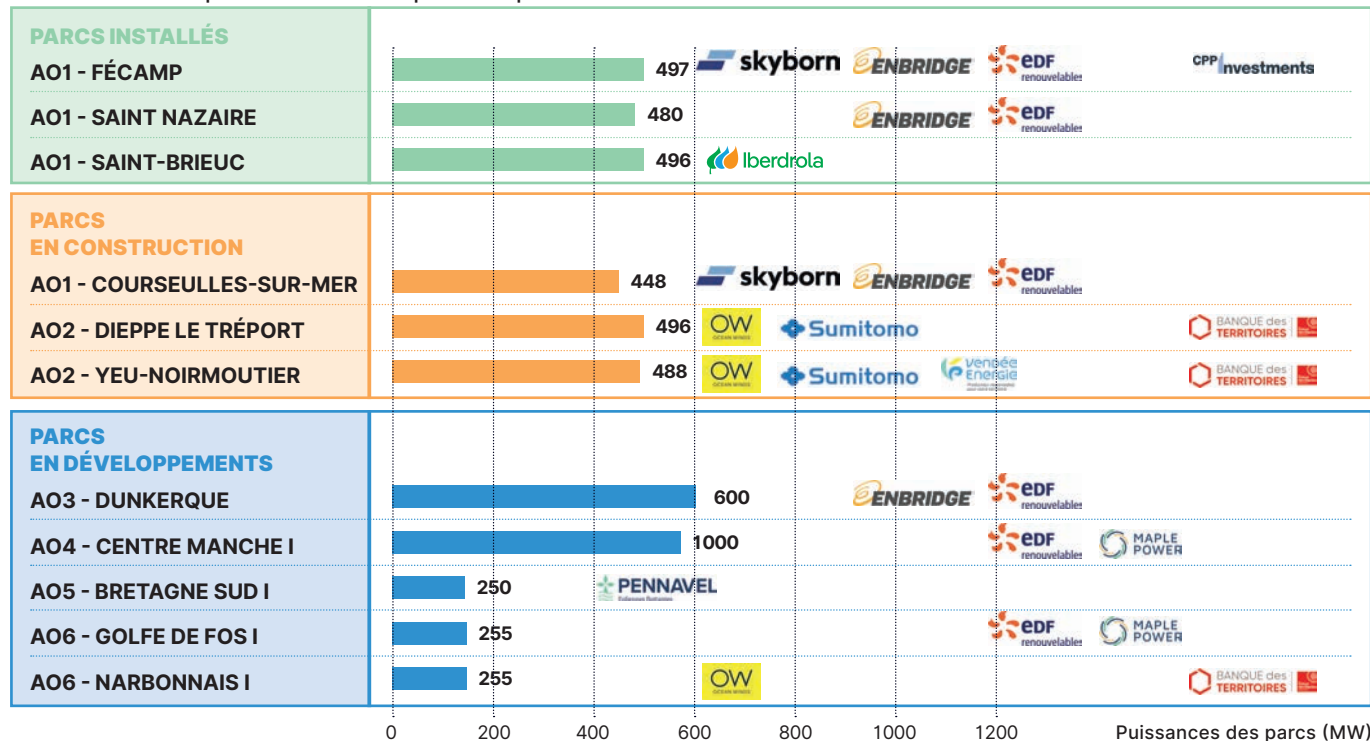
De retombées
fiscales⁴



BILAN DE LA PUISSANCE RACCORDÉE - EXPLOITANTS

ANALYSE DES EXPLOITANTS ÉOLIENS EN MER EN FRANCE AU 30 JUIN 2025

MW en service exploités en direct et pour compte de tiers



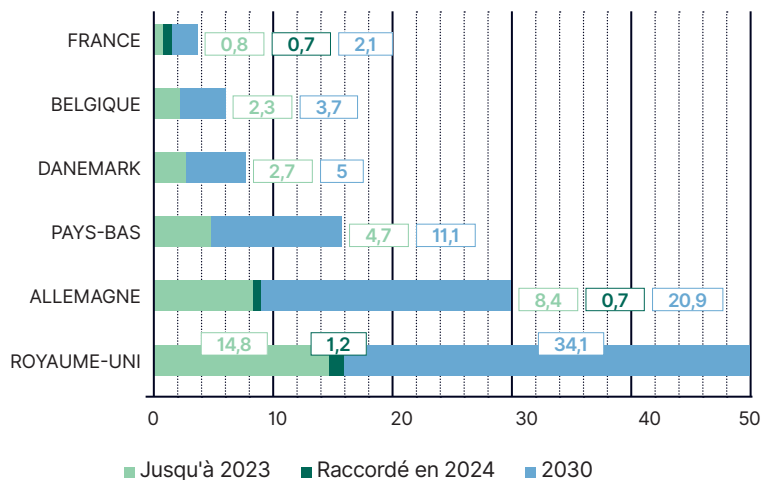
Source : Étude France Renouvelables; Eoliennesenmer.fr

BILAN ET PROSPECTIVE EN FRANCE ET EN EUROPE

Une dynamique qui illustre la nécessité pour la France de rattraper son retard développement de la filière en Europe.



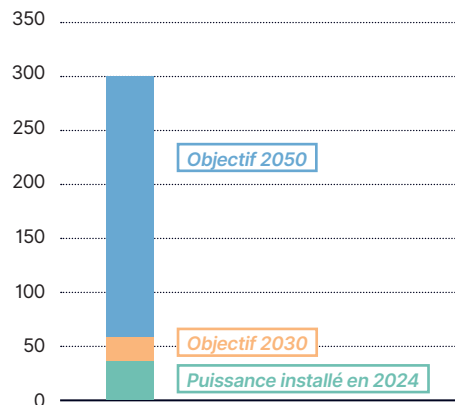
Capacités éoliennes raccordées en Europe (en GW)
jusqu'en 2030



L'énergie éolienne offshore ne représente pour le moment 0,9% de la consommation énergétique de la France, le pays est le **6^e producteur d'électricité éolienne offshore en Europe.**



Objectifs UE (en GW)



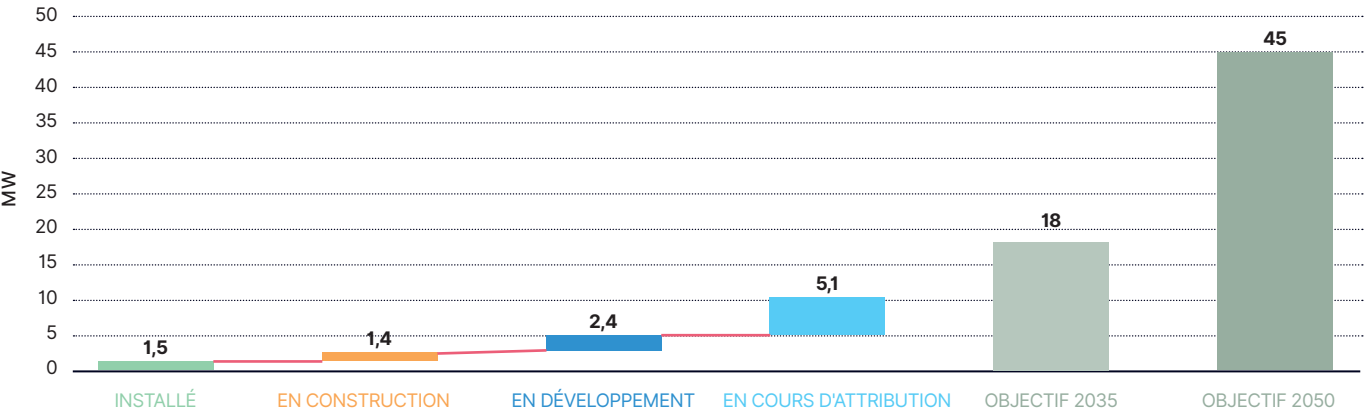
Le rythme de déploiement (2,6 GW en 2024) est pour le moment trop faible pour parvenir aux objectifs 2030 (4,4 GW/an) et 2050 (10,5 GW/an).

LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN OFFSHORE EN FRANCE

Une dynamique qui fait de la France un acteur majeur du développement de la filière en Europe.

	AO1		AO2	AO3	AO4	AO5	AO6	AO7	AO8	AO9	Identifié pour 2035*	Identifié pour 2045*
GW (AO)		1,92	0,98	0,60	1,00	0,25	0,51	1,00	1,50	2,60	9,20	26,00
Année d'attribution		2012	2014	2019	2023	2024	2024	2025	2025	2025	2026	
Début de mise en service		2022	2025	2028	2031	2031	2031	2032	2032	2032	2035	2050

**Issus de la décision ministérielle d'octobre 2024 consécutive au débat public*



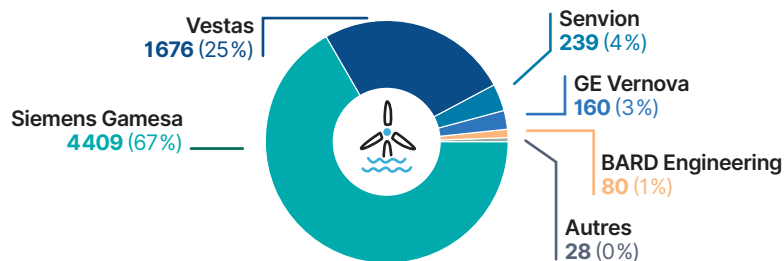
BILAN DE LA PUISSANCE RACCORDÉE PAR TURBINIER

En 2024, le marché de la construction de turbines est concentré auprès de constructeurs européens.

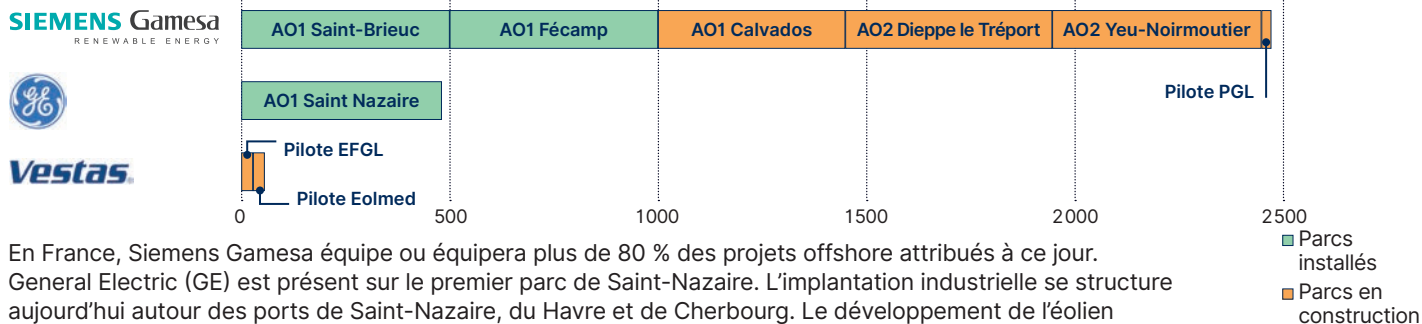
En Europe, le marché des turbines offshore est dominé par Siemens Gamesa (Espagne/Allemagne, avec un site au Havre), Vestas (Danemark) et GE Renewable Energy (États-Unis, avec site à Montoir-de-Bretagne).

L'Europe concentre la majorité des capacités industrielles mondiales, avec des hubs portuaires intégrés et une chaîne d'approvisionnement complète (pales, nacelles, tours, câblage).

 **Nombre de turbines offshore raccordées en Europe en 2024**



 **Capacités installées et en construction en France (MW)**

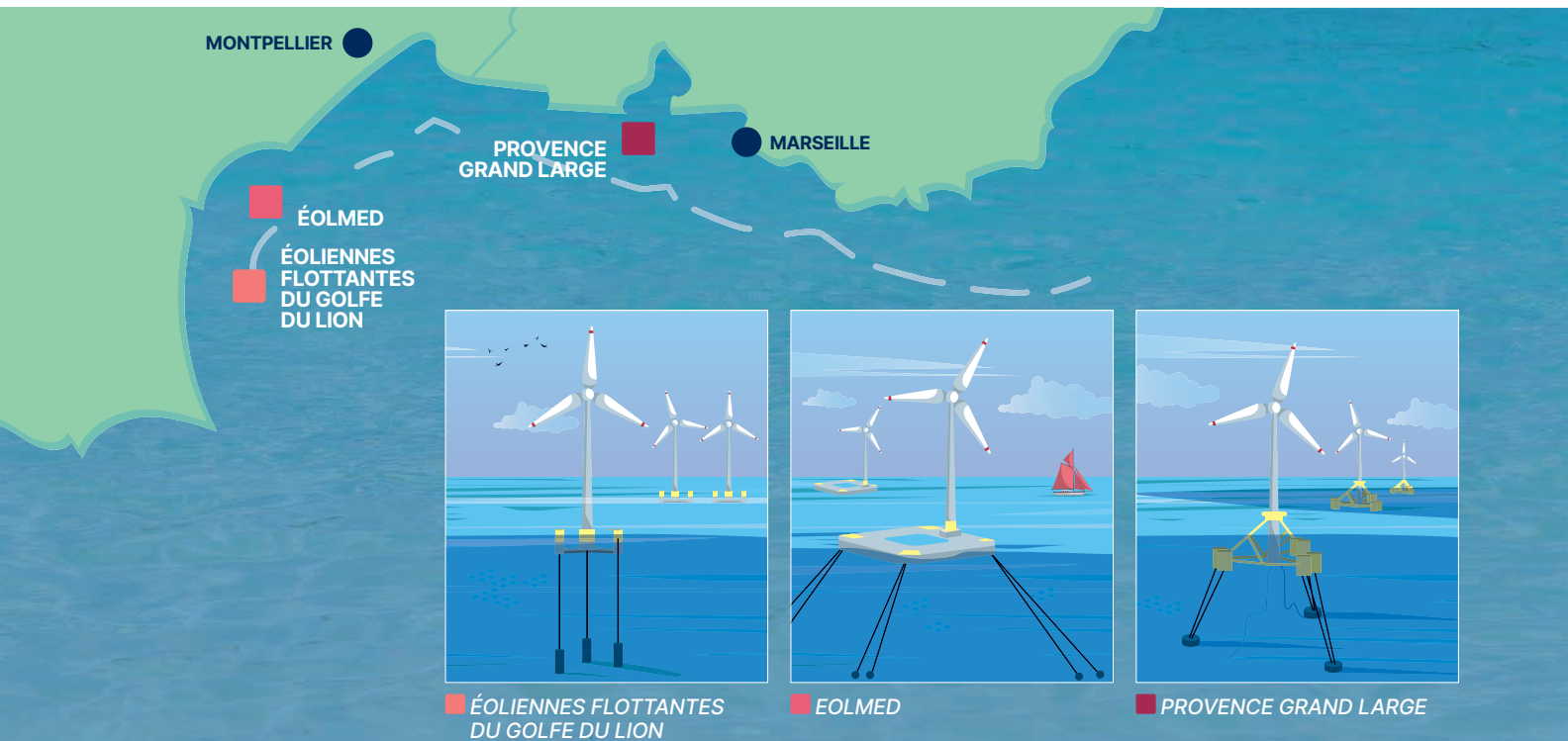


En France, Siemens Gamesa équipe ou équipera plus de 80 % des projets offshore attribués à ce jour. General Electric (GE) est présent sur le premier parc de Saint-Nazaire. L'implantation industrielle se structure aujourd'hui autour des ports de Saint-Nazaire, du Havre et de Cherbourg. Le développement de l'éolien en mer, posé comme flottant, tel qu'il est prévu dans le pacte éolien en mer, offre de nouvelles opportunités de développement de la filière industrielle sur notre territoire et chez nos voisins européens. Siemens Gamesa a engagé un investissement de plus de 200 M € pour l'extension de son usine du Havre pour exporter des pales destinées au marché européen notamment.

Source : Étude France renouvelables, Eoliennesenmer.fr

ÉOLIEN FLOTTANT : TROIS TECHNOLOGIES EXPÉRIMENTÉES EN FRANCE

Avec une fondation flottante, reliée aux fonds marins par des lignes d'ancrage, ces éoliennes peuvent être implantées plus au large, dès 60-70 m de profondeur.



MARCHÉ, ÉCONOMIE ET EMPLOI DE L'ÉOLIEN EN MER EN FRANCE

Le développement de l'éolien en mer en France s'accompagne de bénéfices à plusieurs échelles.



ÉCONOMIE ET EMPLOI

1.

L'éolien en mer est une source d'énergie **renouvelable et bas carbone**. L'éolien posé est une technologie **compétitive et dors et déjà créatrice de valeur**, l'éolien flottant dont les coûts sont en diminution au niveau mondial doit être développé en France. Le développement de la filière est **porteur d'emplois, d'activité économique** et contribue à la souveraineté industrielle de la France.

Un tarif de 45 €/MWh₂₀₂₂ sur le dernier AO d'éolien posé et une moyenne de 87 €/MWh₂₀₂₄ pour l'éolien flottant.



RETOMBÉES FISCALES

3.

La **taxe sur les éoliennes en mer** permettra à la filière de contribuer aux budgets des collectivités à hauteur de **plusieurs milliards d'euros sur le long-terme**. Autant de recettes que les collectivités pourront réinvestir sur leurs territoires.

La taxe sur les éoliennes en mer rapporte environ 30 M€/an par GW aux collectivités territoriales pour les trois parcs existants.



SOCIÉTÉ ET EMPLOI

2.

L'éolien en mer a généré un chiffre d'affaires de 4 milliards d'euros en 2024, soutenu par 3 milliards d'euros d'investissements. La filière s'appuie également sur trois projets pilotes d'éolien flottant, qui préfigurent une montée en puissance industrielle.

L'offshore représente 7 600 emplois équivalents temps plein en 2024. Grâce au Pacte éolien en mer, ce chiffre devrait atteindre près de 20 000 emplois à l'horizon 2035.



BIODIVERSITÉ

4.

De nombreux efforts sont demandés aux développeurs pour réaliser des études d'impacts sur la biodiversité, au travers des cahiers des charges. Ces études contribuent aux connaissances sur la biodiversité.

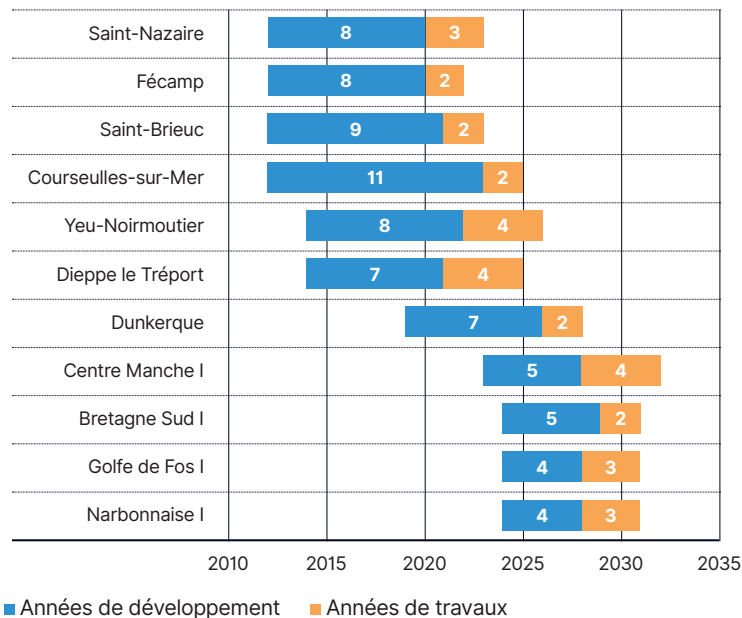
L'Observatoire de l'éolien en mer, doté d'un budget de 50 millions d'€, permet de valoriser les connaissances existantes et de mener des études sur le milieu marin et l'impact de l'éolien sur ces derniers.



ÉCONOMIE ET FILIÈRE : RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GES ET RAPIDITÉ DE DÉPLOIEMENT

TEMPS DE DÉPLOIEMENT

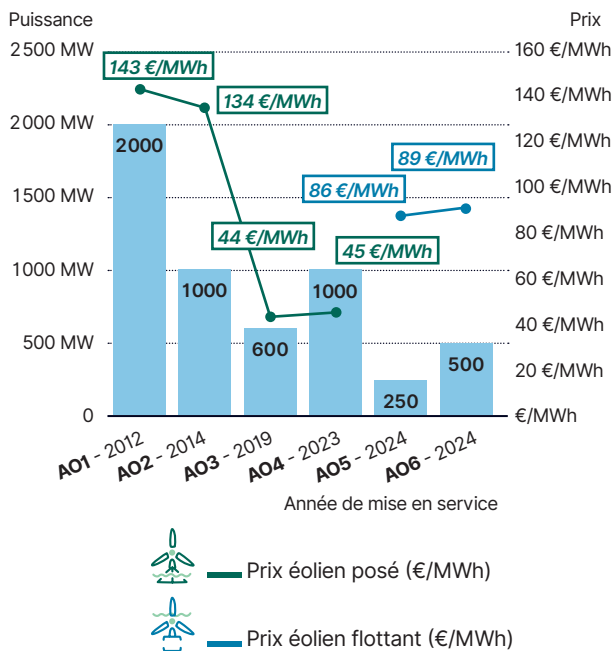
L'éolien offshore se déploie rapidement, notamment lors de la phase de construction. En moyenne il est prévu **4,6 années entre l'attribution des lauréats et le début des travaux, puis 3 années jusqu'à la mise en service des parcs**. Jusqu'à présent, il s'est écoulé en moyenne 8,5 années entre l'attribution des lauréats et le début des travaux puis 2,8 ans jusqu'à la mise en service.



ÉCONOMIE ET FILIÈRE : DES COÛTS COMPÉTITIFS

Dynamique des appels d'offres de la CRE : Le prix des offres retenues par la CRE pour l'éolien en mer a enregistré une baisse conséquente de près de 70 % en 10 ans.

*Évolution des prix de l'électricité
(hors raccordement) des parcs éoliens en mer en France*



■ Les premiers parcs éoliens en mer posés français et leurs raccordements ont coûté entre 1,4 et 2,2 milliards d'euros par projet, pour des puissances comprises entre 450 et 600 MW.

■ Les tarifs des 6 premiers projets ont été renégociés à la baisse (de 205 et 195 €/MWh à 143 et 134 €/MWh respectivement pour les AO 1 & 2), en raison d'une performance des machines supérieure à l'attendu. Cette amélioration a été rendue possible grâce aux progrès technologiques, à la structuration des filières industrielles et aux effets d'échelle.

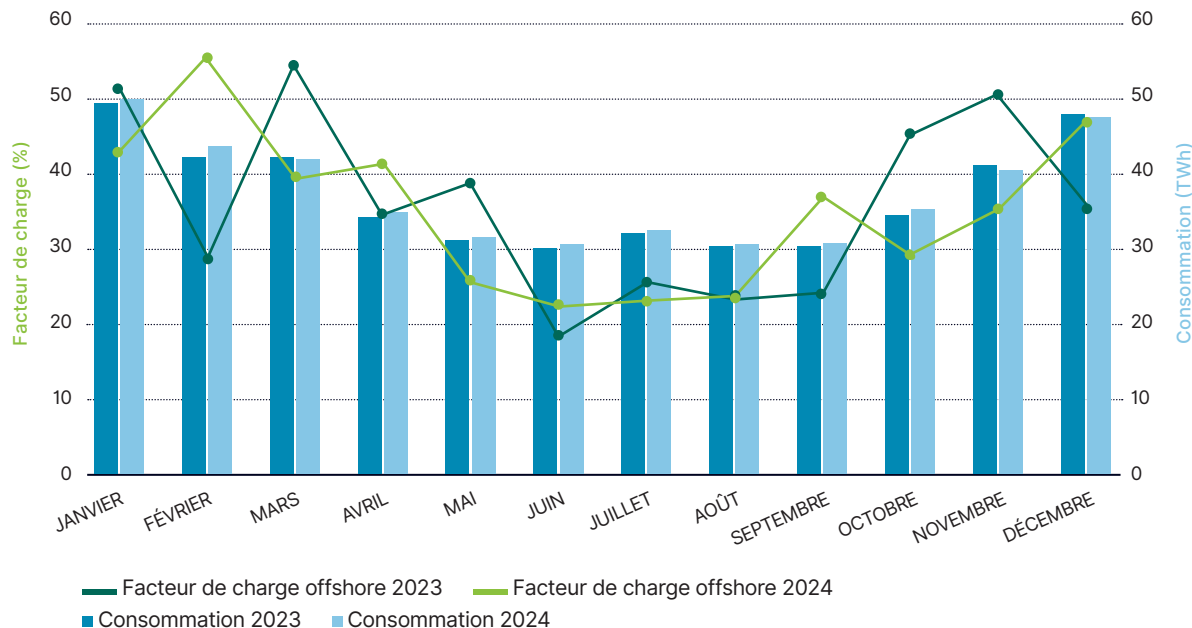
■ **Le prix des 6 premiers projets (AO1 – AO2) ont permis la mise en place des sites industriels nécessaires à la fabrication des composants** des éoliennes en mer. Cet investissement dans de nouvelles capacités industrielles était un critère d'attribution de l'appel d'offres, ce qui n'est plus le cas depuis l'AO3 (2019), faisant ainsi baisser les prix.

■ Les coûts de l'éolien en mer **flottant sont encore à ce stade supérieurs** à ceux de l'éolien en mer posé. À terme, les **coûts de l'éolien flottant devraient tendre vers ceux de l'éolien posé**.



ÉCONOMIE ET FILIÈRE : LES FACTEURS DE CHARGES ÉLEVÉS DE L'OFFSHORE

L'éolien en mer est utile au système électrique grâce à son facteur de charge important. De surcroît, l'offshore produit plus au moment où la consommation sur le territoire est la plus importante.



Le vent en mer étant plus puissant et régulier que sur terre, le facteur charge global de l'éolien en mer est élevé et approche certains mois les 50 %. Grâce à différents régimes de vents distincts, le foisonnement éolien permet d'atténuer l'ampleur des épisodes de plus faible production.

Source: RTE

SOCIÉTÉ ET EMPLOI : INDUSTRIE

Une industrie éolienne en mer française présente sur toute la chaîne de valeur et sur l'ensemble du territoire.

En 2024, l'éolien en mer représente :



87 M €

Montant des investissements portuaires pour les EMR¹



4 Md €

Chiffre d'affaires réalisé par les entreprises de l'éolien en mer¹



3 Md €

Montant des investissements de l'éolien en mer¹

En plus des activités de l'éolien en mer, son développement repose sur des infrastructures portuaires adaptées et un raccordement efficace des sites de production au réseau de transport.

2.



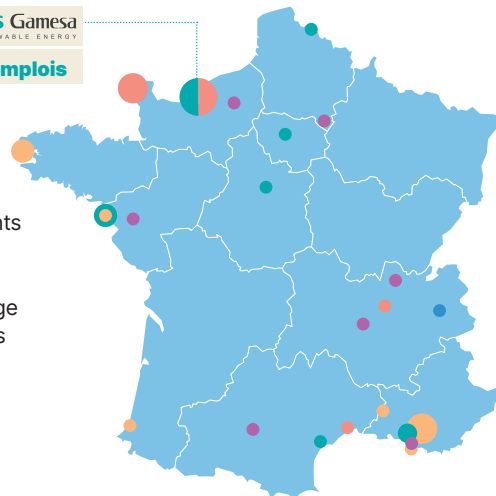
Pacte éolien en mer

Les ministres de la transition écologique, de la mer et de l'industrie ont notamment signé un pacte avec la filière, prévoyant l'**attribution de 2 GW d'éolien en mer par an** à partir de 2025 avec un objectif intermédiaire de 18 GW en service en 2035.

La filière s'est quant à elle engagée à atteindre l'objectif de **20 000 emplois éoliens en mer en 2035** et de **40 milliards d'euros d'investissement** d'ici à cette même date ainsi qu'un taux de **contenu local d'au moins 50 % sur ces projets**².

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY
1400 emplois

- Composants
- Nacelles
- Pâles
- Assemblage
- Fondations



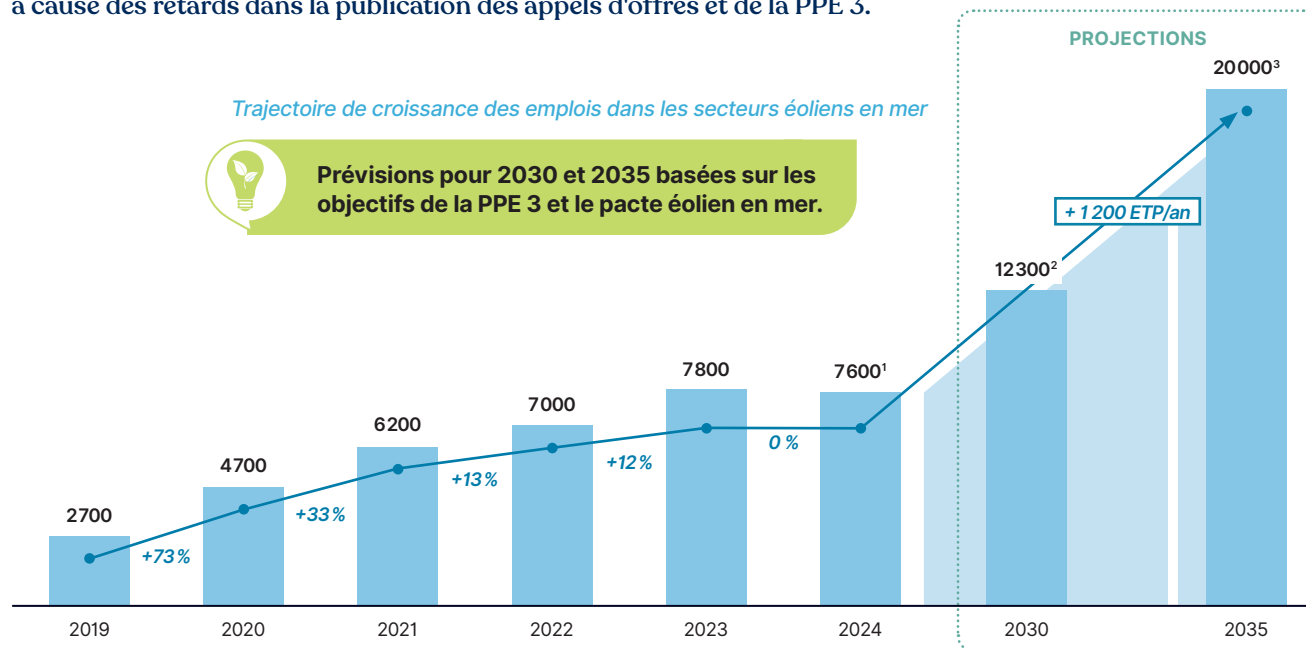
SOCIÉTÉ ET EMPLOI : UNE CROISSANCE DE L'EMPLOI QUI RALENTIT EN 2024

L'emploi dans le secteur éolien en mer maintient une croissance à deux chiffres depuis 5 ans, et prévoit de dépasser les 12 000 emplois d'ici 2030, mais en 2024, le nombre d'emplois tend à se contracter à cause des retards dans la publication des appels d'offres et de la PPE 3.

Trajectoire de croissance des emplois dans les secteurs éoliens en mer



Prévisions pour 2030 et 2035 basées sur les objectifs de la PPE 3 et le pacte éolien en mer.



La croissance de l'emploi en 2024 est soutenue par le maillon de la chaîne de valeur « études et développement », qui représente un **tiers des emplois** et a connu une augmentation de **5 % entre 2023 et 2024**¹.



RETOMBÉES FISCALES POUR L'ÉTAT ET LES COLLECTIVITÉS LOCALES

L'éolien en mer génère des retombées fiscales importantes pour les collectivités et le secteur de la pêche.

Les installations éoliennes en mer sont concernées par une **taxe spécifique** et par une **redevance annuelle d'occupation du Domaine Public Maritime (DPM)**. La répartition de ces retombées fiscales entre les collectivités dépend de la localisation des éoliennes, dans le domaine public maritime (DPM) ou en Zone Economique Exclusive (ZEE).

RÉPARTITION DES DIFFÉRENTES RETOMBÉES FISCALES SELON LA LOCALISATION DU PARC

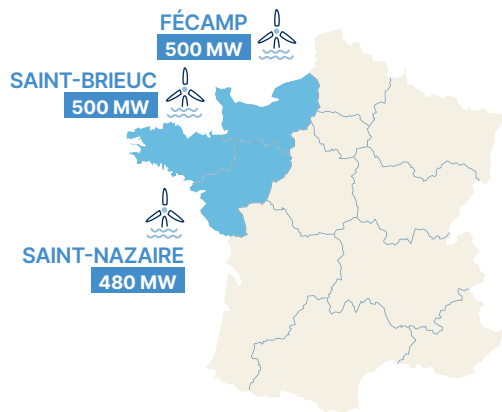
	TAXE SPÉCIFIQUE ÉOLIEN EN MER	REDEVANCE D'OCCUPATION*
	Le tarif de la taxe spécifique aux éoliennes en mer est fixé pour l'année 2025 à 20 248 €/MW de puissance électrique installée.	Le montant de la redevance est déterminé par 2 composantes : • Fixe : 1000 € par mât + 0,50 € par mètre de raccordement pour domaine public maritime (DPM) + 1 € par mètre de raccordement pour domaine public terrestre (DPT) • Variable : 4 000 € par MW en DPM vs 6 000 € par MW en DPT • En ZEE, la redevance est également due par RTE pour le poste électrique en mer, à hauteur de 10 000 € par plateforme.
PARC SITUÉ EN DPM (max. 22 km des côtes)	• 50 % communes littorales d'où les installations sont visibles • 35 % comités des pêches maritimes et des élevages marins • 10 % Office français de la biodiversité (OFB) • 5 % organismes de secours et de sauvetage en mer	100 % budget général de l'État
PARC SITUÉ EN ZEE (entre 22 et 370 km des côtes)	100 % budget général de l'État**	100 % Office français de la biodiversité (OFB)

* Payée en dehors de la période du contrat de complément de rémunération, après accord de l'État - ** Au 5 juin 2024

3. RETOMBÉES FISCALES POUR L'ÉTAT ET LES COLLECTIVITÉS LOCALES

Les parcs éoliens en mer contribueront aux budgets des collectivités à hauteur de plusieurs milliards d'euros sur le long-terme.

PARCS ÉOLIENS MARITIMES EN SERVICE



RÉPARTITION DES RETOMBÉES FISCALES SUR L'ENSEMBLE DE L'EXPLOITATION DES PARCS DÉJÀ INSTALLÉS***

375 M €	Communes littorales d'où les installations sont visibles
262 M €	Comités des pêches maritimes et des élevages marins
75 M €	Office français de la biodiversité (OFB)
37,5 M €	Organismes de secours et de sauvetage en mer



* Taxe spécifique sur les installations éoliennes en mer fixé à 19 890 €/MW en 2024

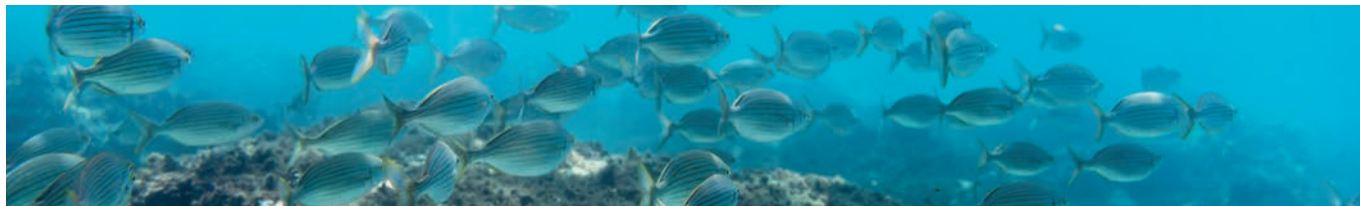
** Durée de vie d'un parc éolien en mer estimée à 25 ans

*** Répartition des retombées fiscales pour éoliennes dans le domaine public maritime



BIODIVERSITÉ

Les parcs éoliens en mer contribuent aux connaissances sur les milieux marins et la biodiversité marine par la mise en place du fonds de biodiversité et de l'Observatoire nationale de l'éolien en mer.



BUDGET ALLOUÉ À LA BIODIVERSITÉ

4.

Depuis le cahier des charges du quatrième appel d'offres français pour l'éolien en mer (AO4), les porteurs de projets offshore s'engagent systématiquement à financer des fonds pour chaque parc développé à pour vocation d'alimenter des mesures ERC (**Éviter – Réduire – Compenser les impacts**) et financer le **Fonds Biodiversité Éolien en Mer**.

Ainsi, les fonds constitués s'élèvent à :

- 75 millions d'euros pour l'AO4 (40%)
- 20 millions d'euros pour l'AO5 (25%)
- 25 millions d'euros pour l'AO6 (10%)

(Part minimum allouée au **Fonds Biodiversité Éolien en Mer**, et qui est géré par les agences de l'État)

Ce suivi contribue également à l'**amélioration des connaissances scientifiques** en biologie marine, grâce à la collecte et à la mise à disposition de données pour la communauté scientifique.

L'OBSERVATOIRE NATIONALE DE L'ÉOLIEN EN MER

Mis en place en avril 2022 avec un budget de **50 millions d'euros sur trois ans**, l'Observatoire national de l'éolien en mer se concentre sur **l'étude approfondie et la diffusion de connaissances sur les impacts environnementaux liés au développement des parcs éoliens offshore**.

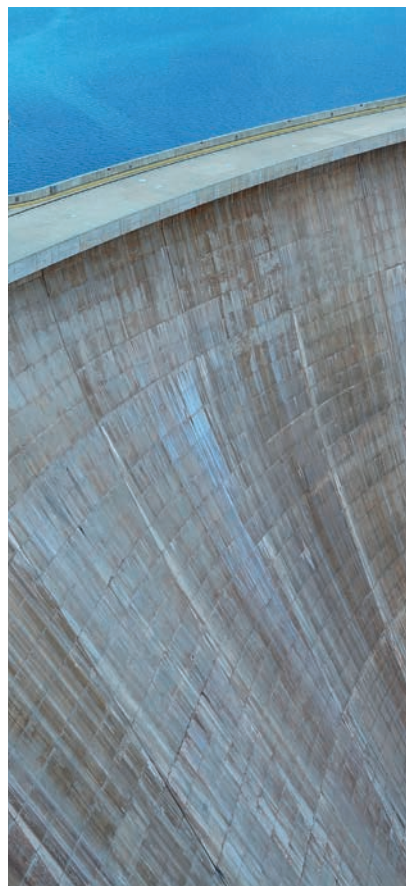
À travers ses 16 études lancées entre 2022 et 2023, ainsi que les 8 projets de recherche sélectionnés en 2023, l'Observatoire vise à mieux comprendre les **interactions entre les installations éoliennes et la biodiversité marine** (mammifères, oiseaux, cétacés) ainsi que les écosystèmes marins. Ces travaux, menés jusqu'en 2028 avec des résultats intermédiaires réguliers, ont pour but d'**alimenter le débat public** et de soutenir des décisions éclairées sur le développement durable de l'éolien offshore.

2.4

HYDROÉLECTRICITÉ



FRANCE
renouvelables
système électrique pilotable



CHIFFRES-CLÉS DE L'HYDROÉLECTRICITÉ 2024



26,2 GW

Puissance installée¹



75 TWh

Production électrique²



17 %

Couverture du mix électrique²

5 GW



De STEP en service

+2,8 GW



Objectif PPE 2035



33 M hab.

Consommation équivalent²



15 000

Emplois directs de la filière³



≈ 700

Entreprises impliquées⁴



90 M €

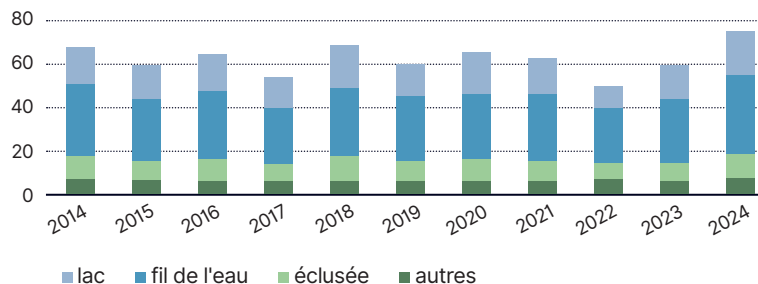
Retombées fiscales par l'IFER⁵

BILAN ET PROSPECTIVE

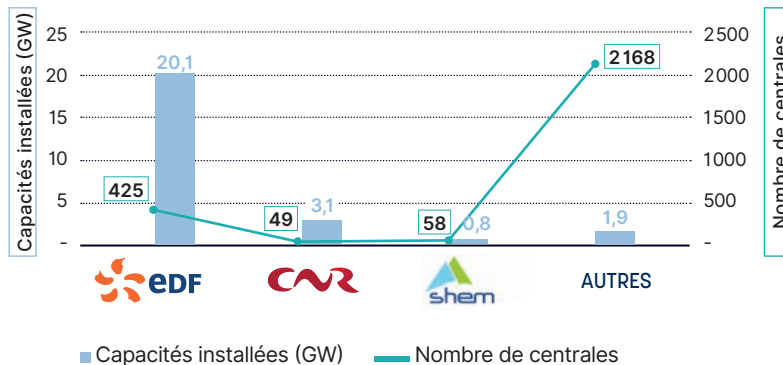
Hydroélectricité en France

- Première source d'électricité renouvelable : **plus de 40 % de la production renouvelable** et **26,2 GW de puissance installée**.
- Une **grande variation dans les volumes** d'électricité produits dû à une forte dépendance à l'hydrométrie saisonnière.
- Une **grande variation dans la taille des centrales** : de nombreuses petites centrales réparties sur de nombreuses entreprises, et une concentration des très grandes centrales autour de trois acteurs historiques.

Production hydroélectrique (TWh)¹



Nombre de centrales²



DÉVELOPPER LES STEP POUR CONTRIBUER AU PILOTAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Il est nécessaire de développer les STEP (station de transfert d'énergie par pompage), essentielles pour accroître notre capacité de stockage d'électricité et pour contribuer au pilotage du système électrique.

- La France dispose de **6 STEP**, toutes opérées par EDF.
- EDF a environ **1,5 GW de projets en développement**.
- Il existe un potentiel important de mini STEP porté par de **nombreux acteurs de la filière**.



6
STEP installées



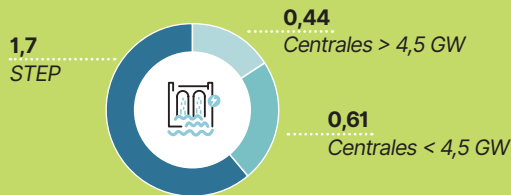
5 045 Mw
Puissance de STEP
installée



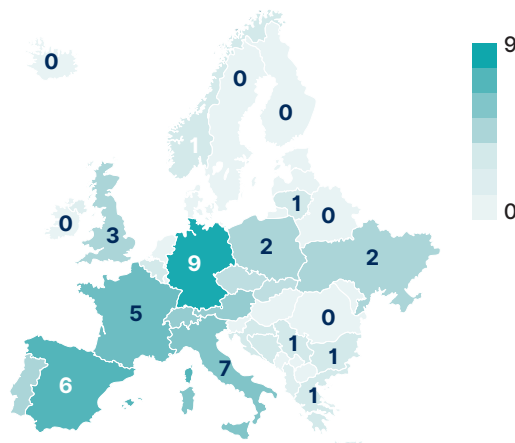
1,49 TWh
Productible moyen
par an



La PPE 3 prévoit 2,8 GW supplémentaires d'ici à 2035 et met l'accent sur l'entretien et l'optimisation des capacités existantes – le parc (EDF) ayant une moyenne d'âge de 79 ans.



Stockage par pompage (en GW)



L'HYDROÉLECTRICITÉ, UNE ÉNERGIE PLEINE D'HISTOIRE ET D'AVENIR

À Grenoble en 1882, Aristide Bergès fut le premier à exploiter une chute d'eau – 200 m par conduite forcée – pour faire tourner une génératrice, produisant ainsi de l'hydroélectricité.

LES CENTRALES AU FIL DE L'EAU



La France compte plus de **2 300 centrales au fil de l'eau, majoritairement de puissance < 10 MW**. Sans

capacité de stockage, elles produisent en continu selon le débit des rivières, fournissant une électricité de base. Elles génèrent en moyenne plus de 50 % de la production hydroélectrique nationale. Les grandes installations du Rhône et du Rhin, bien que peu nombreuses, représentent près des deux tiers de cette production.

LES STATIONS DE TRANSFERT D'ÉNERGIE PAR POMPAGE (STEP)



Les STEP fonctionnent avec deux retenues : l'eau est pompée vers l'amont pendant les heures creuses, puis turbinée en heures de pointe. Les 5 installations françaises représentent 5 GW.

LES CENTRALES DE LAC



Ces centrales disposent d'une retenue permettant de stocker l'eau et de la turbiner en période de forte demande. Elles se distinguent selon la durée de remplissage du réservoir : moins de 400 h pour les centrales d'éclusee (modulation journalière à hebdomadaire), plus de 400 h pour les centrales de lac (modulation saisonnière).



26,2 GW

Puissance installée



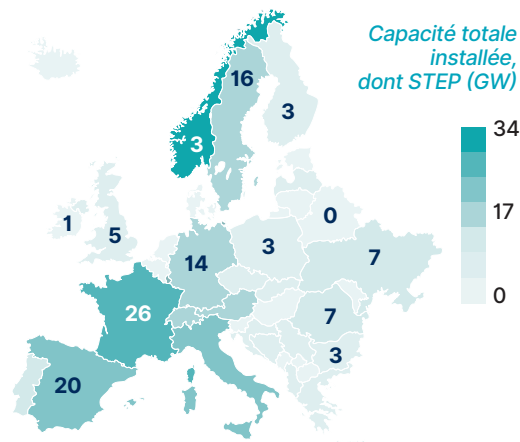
75,1 TWh

Production électrique



La France est, après la Suède, le **2^e pays en Europe** en termes de capacité d'hydroélectricité installée

L'hydroélectricité est la **1^{re} source d'énergie électrique renouvelable** en France



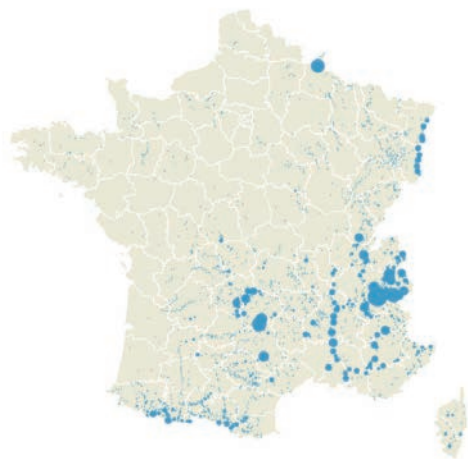
EMPLOIS, COMPÉTENCES ET INDUSTRIE

- **2700 centrales dont 2300** de petite hydroélectricité
- **15 300 emplois directs** en 2023 (+ 8,6% en un an)
- Les métiers les plus en tension sur la filière sont les **techniciens de maintenance**

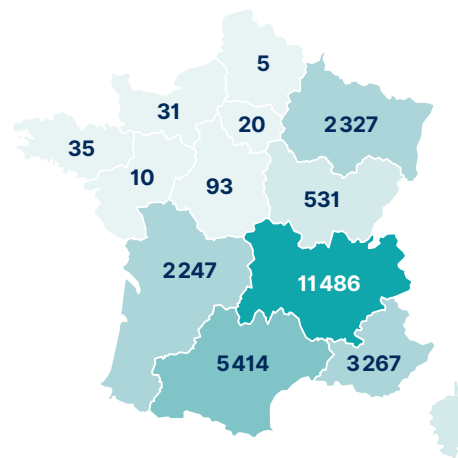
MARCHÉ ET ÉCONOMIE

- Une électricité **pilotable, prévisible et locale**
- **10 à 20 € par kW/an** de retombées locales, une redevance vitale dans des territoires montagneux
- **4 819 millions € d'activité** en 2023 (+ 1,2% en un an)

Répartition des centrales hydroélectriques



Puissances installées en région (MW)



2.5 STOCKAGE



CLEAN HORIZON



FRANCE
renouvelables
système électrique pilotable



ENERGY
STORAGE SYSTEM



RG
SYS

PANORAMA DU PARC DE BATTERIES INSTALLÉES EN FRANCE



1136 MW / 1114 MWh (540 projets)

déployés en métropole au 31 mai 2025.



46 MW / 68 MWh raccordés (34 installations)

en avril et mai après seulement 23 MW raccordés au T1
(6 installations dont une sur le RPT) : plus faible niveau depuis mi 2021.



9,5 GW (666 projets)

en file d'attente dont 8,4 GW (102 projets) sur le RPT
parmi lesquels 35 projets seront raccordés via une offre
de raccordement optimisée (ORO) et représentant 2,3 GW.

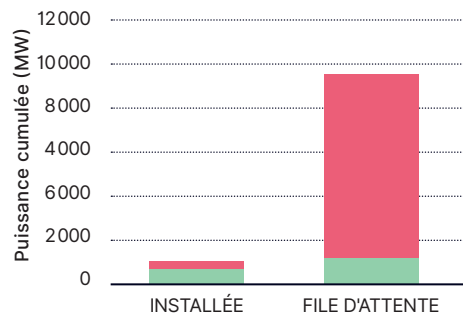
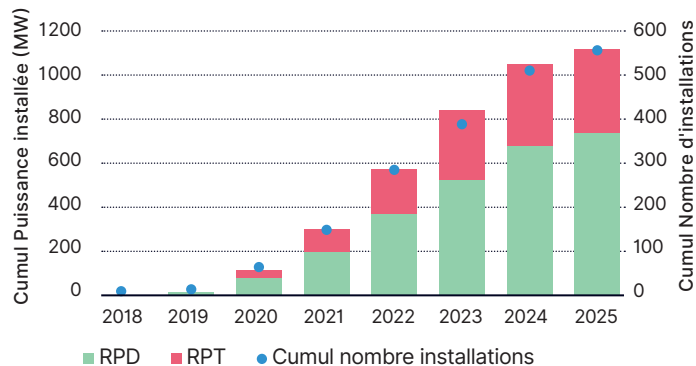


**Un marché encore
très concentré**

3 acteurs détiennent à eux seuls
81 % du parc installé

Le volume important de projets
en file d'attente ne se concrétise
pas encore dans le volume de
projets mise en service en 2025.

Parc installé à fin mai 2025

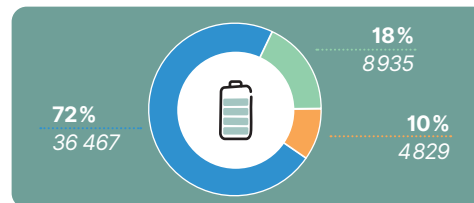
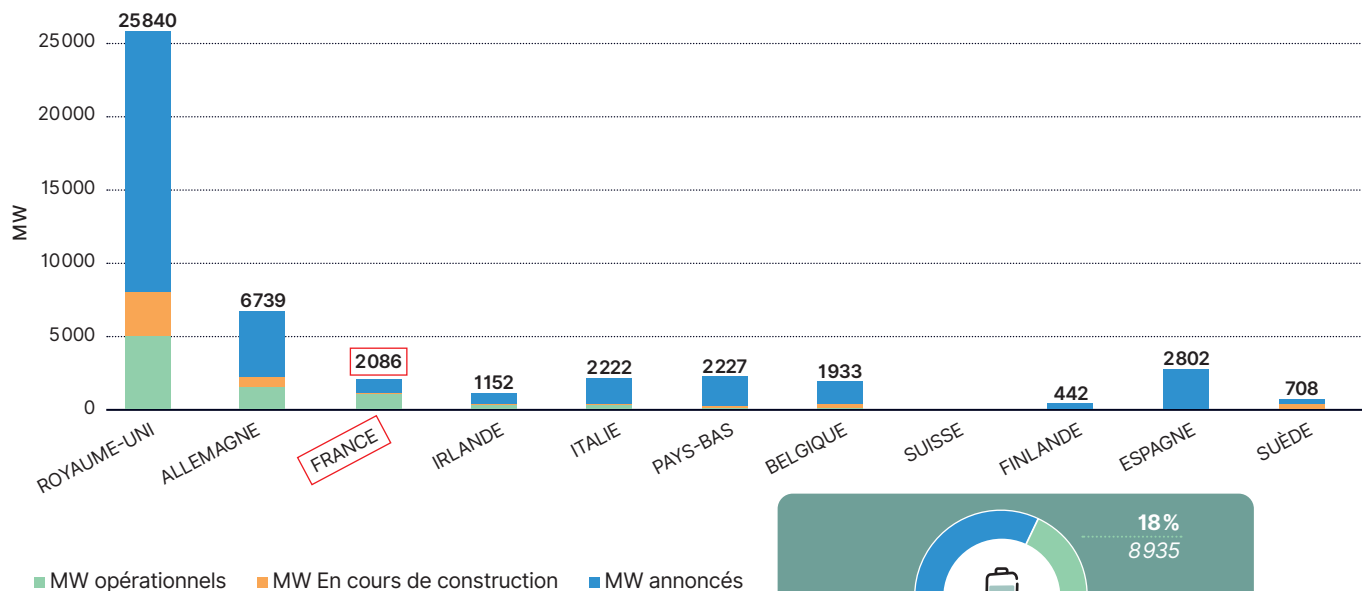


BILAN : PRINCIPAUX MARCHÉS DU STOCKAGE EN EUROPE (HORS STEP*)

La France se classe au 3^e rang européen en termes de capacité totale installée. La situation insulaire non-connectée du Royaume-Uni l'incite à développer fortement ses capacités de stockage.



Projets de stockage stationnaire installés, opérationnels et annoncés (plus de 500 kW) (par ordre de puissances opérationnelles)



Source : Clean Horizon Energy Storage Source (CHESS) - 2025

*STEP : station de transfert d'énergie par pompage

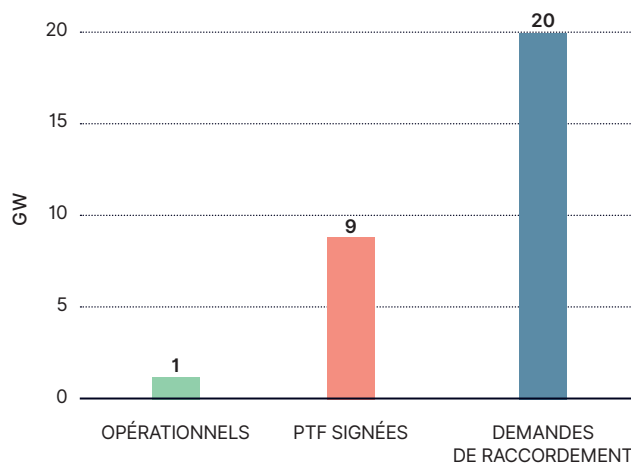
BILAN : VOLUMES DE STOCKAGE SELON LEURS ÉTATS DE DÉVELOPPEMENT

Les volumes de stockage en développement continuent de s'accroître en France. La majeure partie des projets en développement se positionne sur le réseau de transport, avec des puissances généralement entre 50 MW et 100 MW.



- Un développement qui s'accélère, avec un nombre croissant de projets en cours de raccordement au réseau RTE.
- Les faibles frais d'accès au réseau « TURPE » haute tension renforcent l'attractivité des grands projets.
- Néanmoins, ce développement relativement rapide de la filière stockage en phase amont ne doit pas préjuger des volumes installés. En effet, il peut contraster avec les incertitudes des investisseurs quant au manque de visibilité sur les marchés sur lesquels reposent les projets de stockage en France.

Projets de stockage en développement en France (Q4 2024)

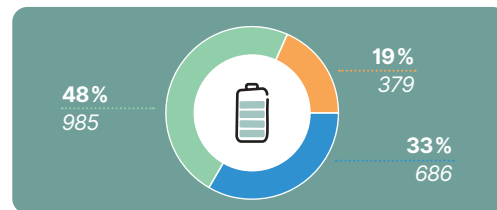
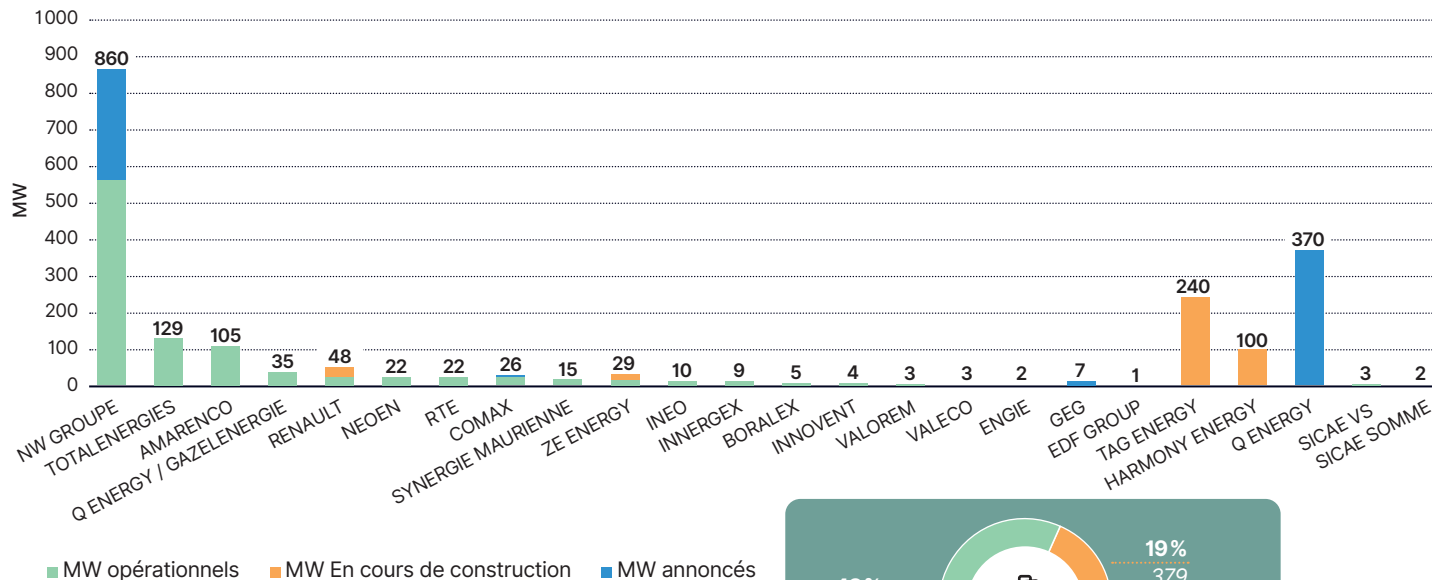


BILAN : PRINCIPAUX DÉVELOPPEURS DE PROJETS DE STOCKAGE EN FRANCE

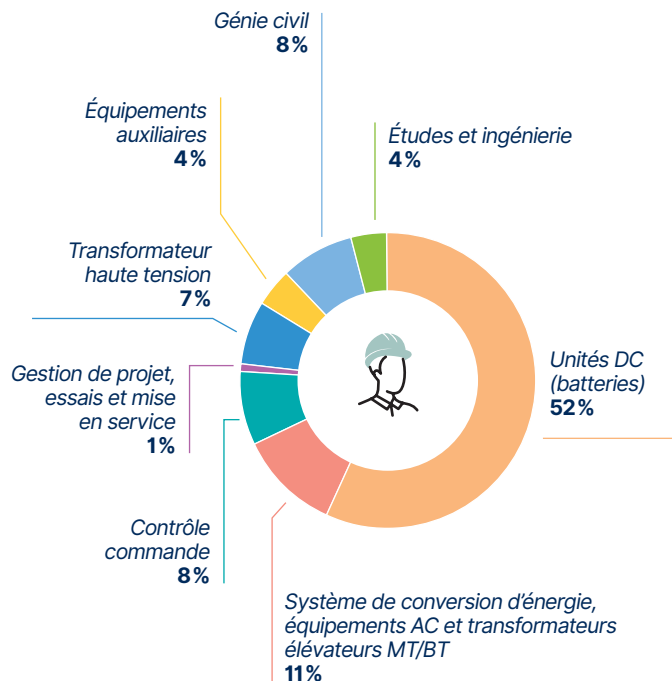
NW Groupe possède la plus grande capacité installée en France. Les projets de TagEnergy (240 MW) et Harmony Energie (100 MW) seront les plus gros en France métropolitaine à la fin de leurs constructions.



Projets installés, opérationnels et annoncés en France métropolitaine (S1 2025) (par ordre de puissances opérationnelles)



COÛTS DES ÉQUIPEMENTS



Exemple de structuration des coûts pour un projet de 50 MW / 100 MWh

STRUCTURE DE COÛT D'UN PROJET DE BATTERIE

Unités DC (batteries)

- ▶ Représentent environ 57 % du coût total du projet.
- ▶ Constituent la composante la plus coûteuse du système de stockage.

Systèmes AC

- ▶ Incluent les convertisseurs (onduleurs) et les transformateurs moyenne tension/basse tension.

Transformateur haute tension

- ▶ Nécessaire pour les projets HTB.
- ▶ Assure la conversion HT/MT pour le raccordement au réseau de transport.
- ▶ Composant à coût significatif dans le CAPEX.

Génie civil et génie électrique

- ▶ Comprend les travaux de raccordement, la préparation du site, et l'infrastructure de connexion au réseau.

Études et ingénierie

- ▶ Design, dimensionnement, ingénierie technique du projet.
- ▶ Représente environ 4 % du coût total du CAPEX.

Équipements auxiliaires

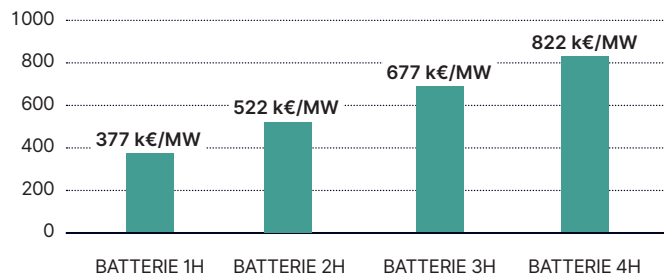
- ▶ Incluent le transformateur des auxiliaires et l'ensemble des équipements de support (contrôle commande...).

COÛTS DES ÉQUIPEMENTS

Économies d'échelle sur les coûts DC d'un système de stockage d'électricité : de 1MW à 100MW, les coûts unitaires peuvent être divisés par 2.

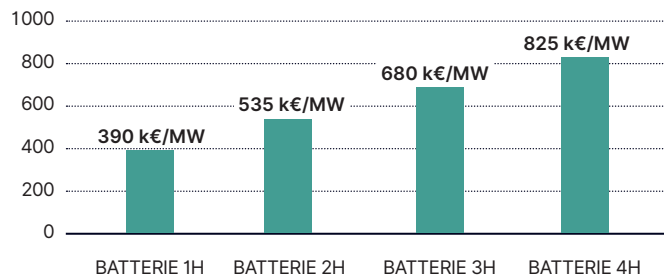
PROJET > 50 MW

Estimation du coût d'une batterie (k€/MW AC usable) en 2024



PROJET < 10 MW

Estimation du coût d'une batterie (k€/MW AC usable) en 2024

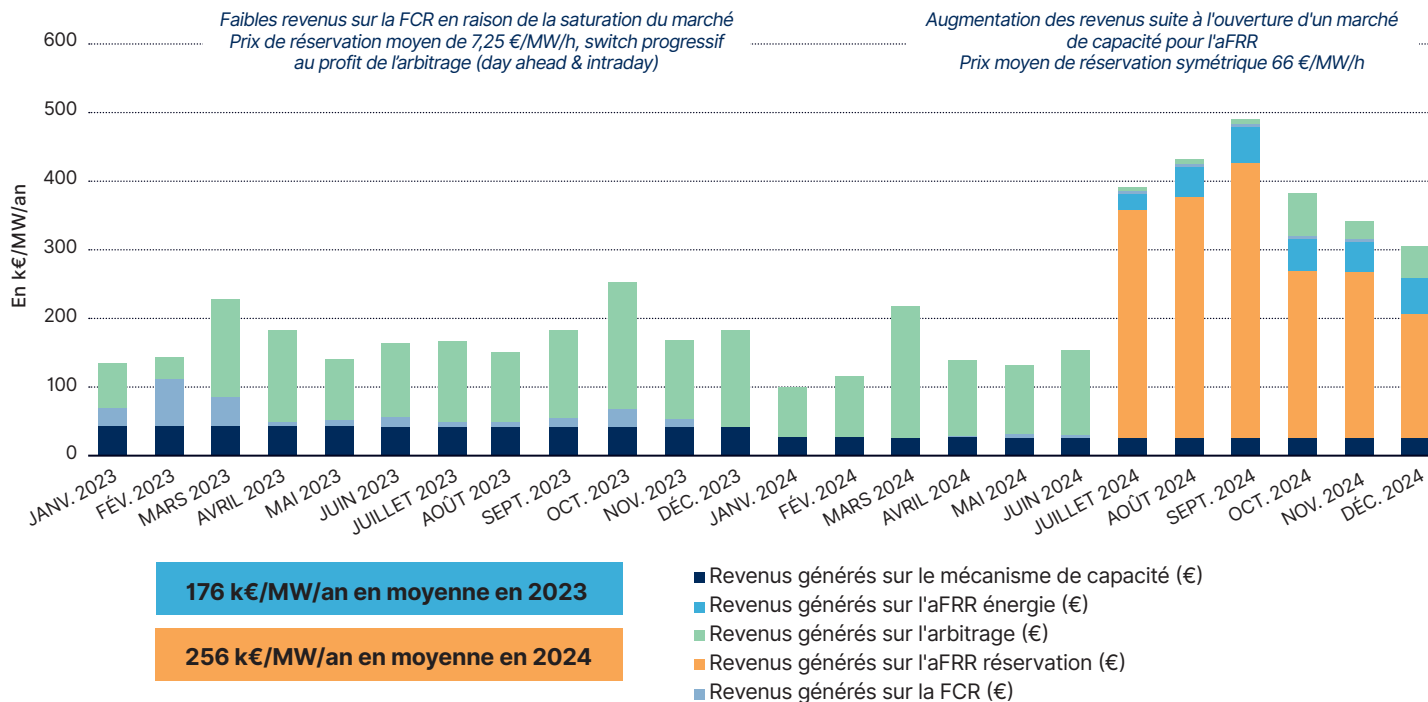


- Plus le projet est grand, plus le coût unitaire de la batterie sera faible.
- Pour les petits projets (1 à 10 MW), les fournisseurs les plus compétitifs vendent leurs équipements de batteries à environ 390 à 825 k€/MW selon la durée de la batterie.
- Pour les projets entre 50 et 100 MW, les prix unitaires des batteries les plus compétitifs varient entre 512 k€/MW à 522 k€/MW pour une batterie 2h.
- Pour les plus grands projets de 100 MW et plus, les prix des batteries peuvent être réduits à une moyenne de 492 k€/MW pour une batterie 2h.
- Certains fournisseurs vendent également leurs batteries à moins de 492 k€/MW. Ces stratégies de prix agressives visent à gagner des parts de marché sur les fournisseurs Tier 1.

REVENUS ASSOCIÉS

Depuis l'ouverture de la réserve secondaire, de nouvelles perspectives de revenus très élevés se sont ouvertes aux batteries.

Revenus historiques par marché sur la base d'un BESS de 50 MW / 100 MWh (en France, de janvier 2023 à décembre 2024)





PARTIE 3

ADAPTATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

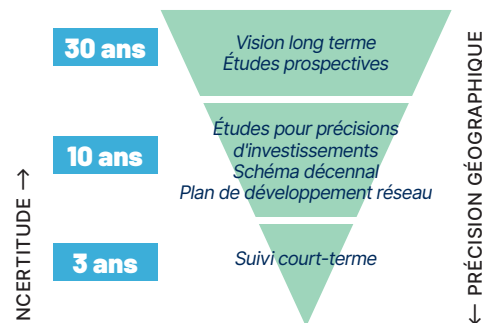
Le développement du réseau de transport se fait sur la base d'études technico-économiques, à différents horizons de temps :

- ▶ L'étude Futurs énergétiques établie par RTE porte sur l'évolution à long terme du système électrique, selon différents axes d'analyses : technique, économique, environnemental, impact sur les modes de vie... Cette étude a été publiée en 2021 et **une actualisation, portant aussi sur les horizons 2060 et au-delà, est en cours de préparation en vue d'une publication fin 2026.**
- ▶ Le **Bilan Prévisionnel de RTE** est une étude de l'évolution de l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Le prochain Bilan Prévisionnel sera publié en fin 2025 et présentera des prolongements centrés sur la flexibilité et le besoin de capacité à l'horizon 2030-2035. Il actualise le BP 2023.
- ▶ Le **Schéma décennal** de développement du réseau (SDDR) établi par RTE est un document qui englobe et synthétise les visions court-terme, moyen-terme et long-terme de l'évolution du réseau public de transport français. Le document d'orientation a été publié début 2025. Un débat public sur le SDDR aura lieu au second semestre 2025.
- ▶ Le **TYNDP (Ten-Year Network Development Plan)** est le plan décennal de développement du réseau européen, construit en collaboration avec les gestionnaires des réseaux de transport européens au sein de l'ENTSO-E.
- ▶ Les **Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)** permettent d'identifier et d'anticiper les besoins sur les réseaux de transport et de distribution pour accueillir les ambitions de développement EnR régionales fixées par le préfet de région, à un horizon de 10 à 15 ans.

Le développement du réseau de distribution se fait selon le :

- ▶ **Plan de développement de réseau** a été introduit par le code de l'énergie le 5 mars 2021 et transposant le Clean Energy Package. C'est un nouveau document qui présentera les enjeux, les méthodes et les ordres de grandeur des investissements sur le réseau de distribution à moyen terme (5 à 10 prochaines années), ainsi que les nouveaux objets à fort impact (flexibilités, EnR, mobilité électrique).

*Vision prospective et planification
du développement du réseau*

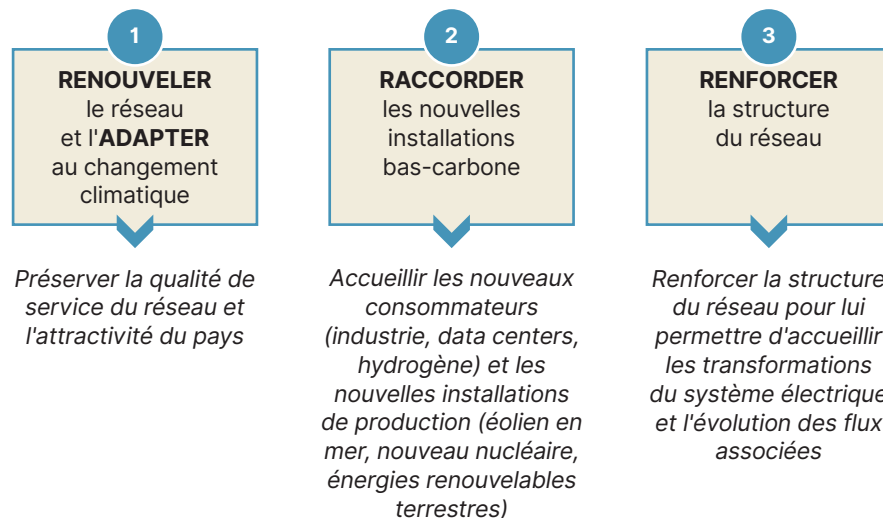


LE SDDR DÉFINIT TROIS PRIORITÉS INDUSTRIELLES POUR L'ÉVOLUTION DU RÉSEAU : RENOUVELER, RACCORDER ET RENFORCER

La France s'est dotée d'objectifs ambitieux de décarbonation reposant sur l'électrification du pays et la réindustrialisation des territoires. Les objectifs du « fit for 55 » de l'Union européenne sont la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % au moins en 2030 par rapport à 1990. Un objectif de réduction de 90 % en 2040 est aussi visé.

Le SDDR décrit la stratégie d'évolution du réseau de transport pour accompagner ces objectifs : il projette ainsi une stratégie priorisée, optimisée et cadencée des investissements sur le réseau sur les 15 prochaines années (horizon 2040).

LE SDDR EST ARTICULÉ AUTOUR DE 3 PRIORITÉS INDUSTRIELLES



Son coût est de l'ordre de 100 milliards d'euros. Cela correspond à des besoins industriels du même ordre de grandeur que le plan Messmer et la reconstruction du pays pendant les 30 glorieuses pour le réseau électrique.

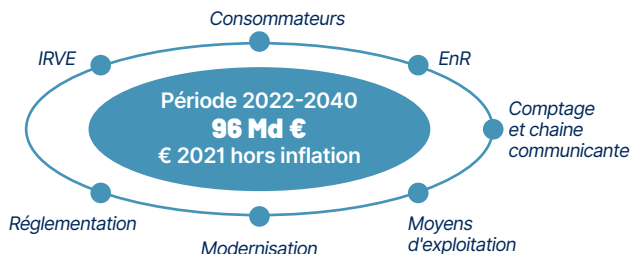
Les autorités compétentes ont été saisies au début de l'année 2025, et un débat public se tiendra entre septembre 2025 et janvier 2026.

LA STRATÉGIE DE RÉFÉRENCE NÉCESSAIRE S'ÉTABLIT AUTOUR DE 100 MDS € D'ICI 2040 POUR RTE ET ENEDIS

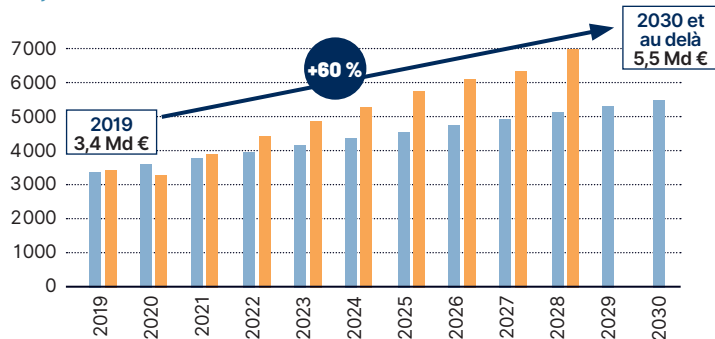
ENEDIS

CIBLE CAPEX 2040

Croissance continue des investissements sur toute la décennie :
7 Md € courant en 2028



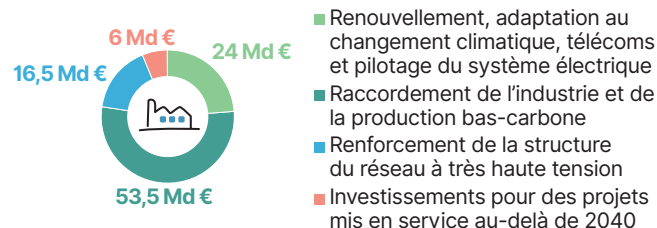
Trajectoire d'investissements 2021-2028 au 1^{er} décembre 2024



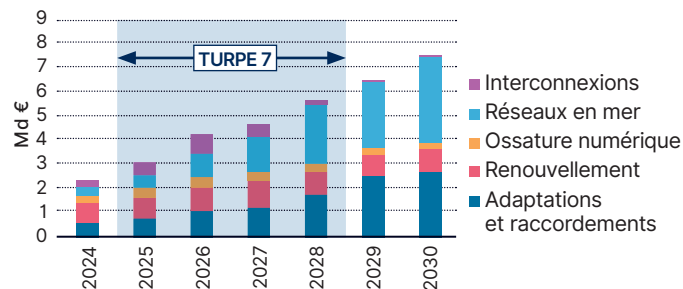
RTE

RTE propose une stratégie de référence qui s'établit autour de 100 Md € sur 15 ans.

C'est une stratégie de référence qui est (i) soutenable sur le plan industriel et financier, (ii) adaptable dans la durée, et (iii) compétitive à l'échelle européenne.



Investissements RTE 2025-2030



LE RENOUVELLEMENT DU RÉSEAU ET SON ADAPTATION AU CHANGEMENT CLIMATIQUE FORMENT LE PROGRAMME INDUSTRIEL LE PLUS IMPORTANT DU SDDR

Rte

Le renouvellement du réseau et son adaptation au changement climatique est une des trois priorités industrielles du SDDR.

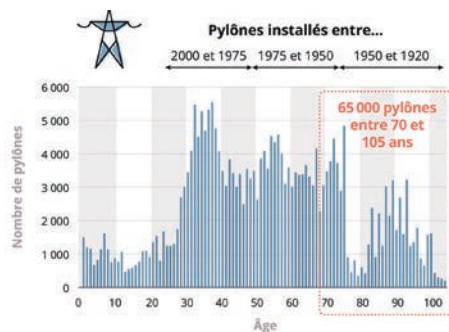
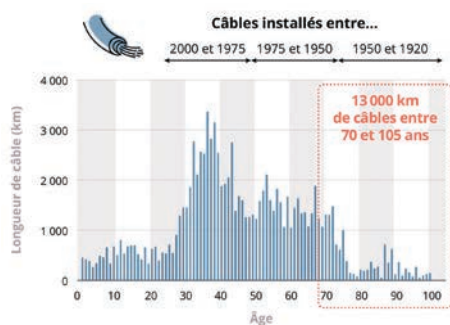
Ainsi, en plus des enjeux de vétusté identifiés dans le SDDR 2019, le SDDR 2025 intègre les besoins liés au changement climatique et propose une stratégie afin de limiter le risque inondations pour les postes électriques et le risque fortes chaleurs pour les lignes aériennes.

VÉTUSTÉ (ENJEU SDDR 2019)

La SDDR 2019 a mis en lumière les enjeux de vétusté du réseau de transport :

le renouvellement est présenté comme la priorité.

Depuis 2019, RTE a plus que **doublé les investissements de renouvellement.**



+ CHANGEMENT CLIMATIQUE (NOUVEAUTÉ SDDR 2025)



Risque inondations
pour les postes électriques



Risque fortes chaleurs
pour les lignes électriques

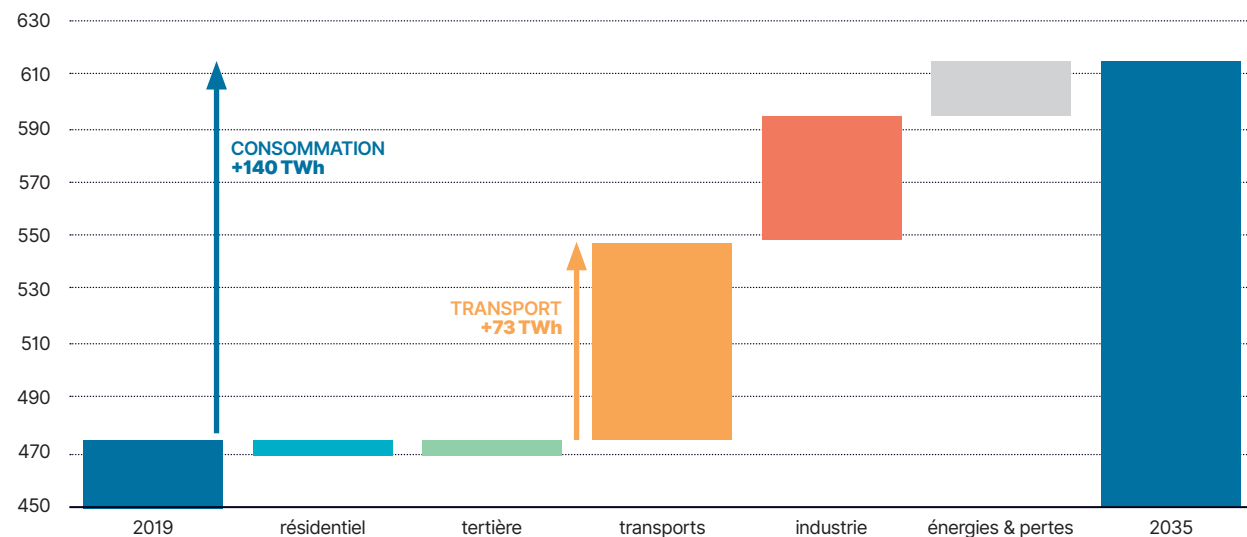
La stratégie proposée par RTE repose sur la mutualisation des travaux de renouvellement et des travaux d'adaptation au changement climatique : c'est une stratégie « deux en un ».

POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS DE SORTIE DES FOSSILES, LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AURA UNE CROISSANCE RAPIDE ET FORTE ENTRE AUJOURD'HUI ET 2035

La mobilité électrique représente la moitié de la croissance de la demande d'électricité en France. Le reste est principalement porté par l'industrie.

BILAN PRÉVISIONNEL RTE 2023 – FRANCE / SCÉNARIO A REF 2035

Évolution de la consommation 2019 – 2035 en TWh

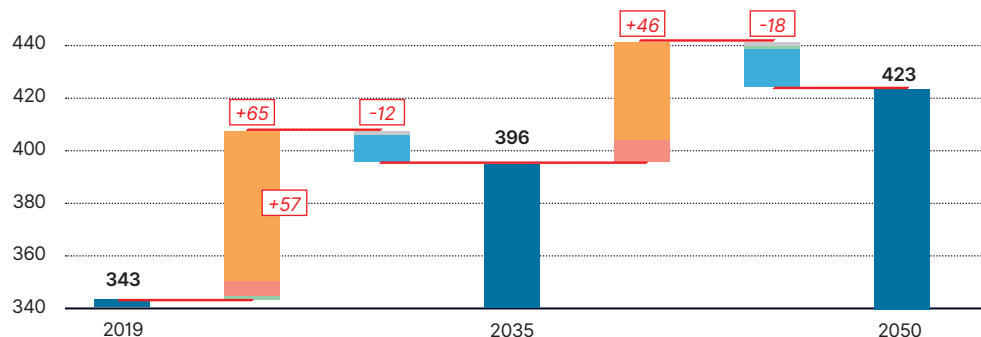


DES CHANGEMENTS DANS LE PAYSAGE ÉNERGÉTIQUE

La mobilité électrique est très largement responsable de la croissance de la demande adressée au réseau de distribution à 2035 et 2050.

ANALYSE PROSPECTIVE
DIRECTION DE LA STRATÉGIE –
ENEDIS

Évolution de la consommation au périmètre Enedis 2019 – 2035 – 2050 en TWh



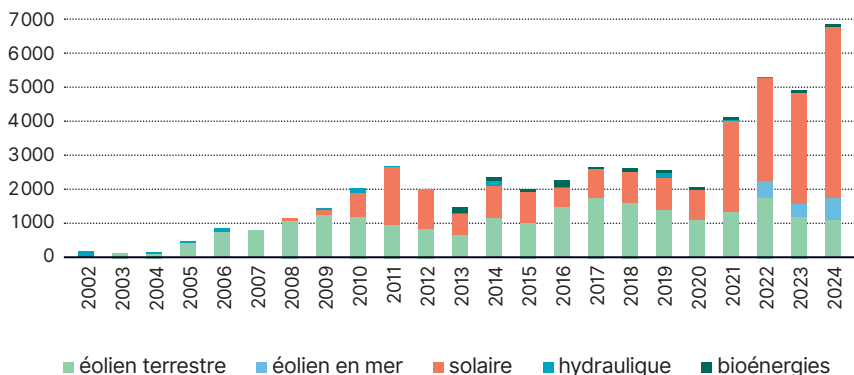
DEMANDE TOTALE
D'ÉLECTRICITÉ
ADRESSÉE AU RÉSEAU
DE DISTRIBUTION



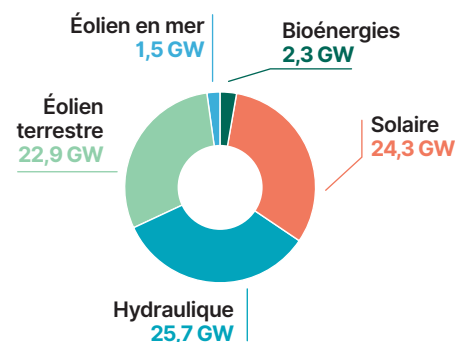
LA CROISSANCE DES BESOINS D'ÉLECTRICITÉ PROJETÉS REQUIERT UNE ACCÉLÉRATION DU DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DÉCARBONÉE, PARTICULIÈREMENT PORTÉ PAR LES ENR

Les rythmes de raccordement historiques sont en augmentation, principalement portés par le solaire.

Évolution de la puissance raccordée par an



Parc renouvelable au 31 décembre 2024



Afin d'atteindre les volumes EnR du projet de PPE 3 (mis en consultation en mars 2025), le rythme d'installation retenu est le suivant :

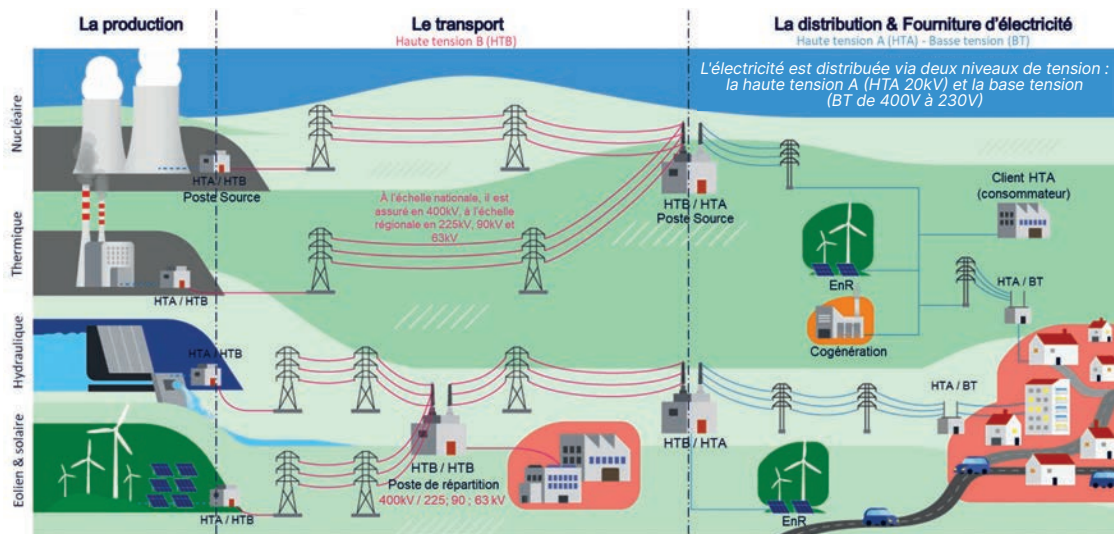
- 4 à 6 GW/an (soit légèrement supérieur au rythme 2023-2024) pour atteindre 65 à 90 GW de PV en 2035.
- 1,5 à 2 GW/an (soit supérieur au rythme 2023-2024) pour atteindre 40 à 45 GW d'éolien terrestre en 2035

Quant à l'éolien offshore, une inflexion rapide est nécessaire afin d'atteindre l'objectif du pacte éolien en mer : 18 GW en 2035.

ENEDIS ET RTE ACCÉLÈRENT LE RACCORDEMENT D'ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE NOUVEAUX CONSOMMATEURS



ARCHITECTURE DU RÉSEAU ÉLECTRIQUE EN FRANCE



55 %

L'électricité, c'est 55 % de la consommation de l'énergie finale en France en 2050, contre 24 % en 2021



+135 GW minimum

Au minimum 135 GW de puissance installée des filières éoliennes (mer et terrestre) et solaire en 2050, contre 37 GW en 2022

Enedis et RTE sont engagés depuis plusieurs années dans une démarche d'adaptation profonde de leurs réseaux afin d'accueillir les nouvelles installations de production, de consommation et de stockage d'électricité, tout en garantissant la sécurité et la sûreté du système électrique.

Enedis et RTE développent les réseaux pour **raccorder 2 fois plus d'énergies renouvelables terrestres d'ici 2035** qu'au cours des 10 années précédentes.

Sources : Enedis, RTE

DYNAMIQUES DE RACCORDEMENT – RPT : CONSOMMATION

RTE observe une très forte augmentation des demandes de raccordement de consommateurs ces dernières années : 140 projets ont déjà sécurisé 21 GW de droits d'accès au réseau. Cette puissance correspond au double de la puissance utilisée actuellement par l'industrie connectée au réseau de transport. Il s'agit principalement de projets liés à l'industrie et au numérique. Cependant le taux de concrétisation des demandes reste faible.

La stratégie de référence repose sur la planification des zones prioritaires et un séquençement des investissements pour le raccordement des nouveaux consommateurs.

En complément, RTE publie des cartes afin d'inciter les projets à se localiser dans les zones permettant un raccordement rapide. Par ailleurs, une évolution de cadre de raccordement est nécessaire afin d'éviter les phénomènes de spéculation sur les droits d'accès au réseau.

3 ZONES industrialo-portuaires

Dunkerque, Le Havre, Fos-sur-Mer

**MISE EN SERVICE
DÈS 2029**

Déclenchement des investissements dès l'obtention des autorisations administratives



7 AUTRES ZONES de mutualisation

Valenciennes, St Avoid, Sud Alsace, Vallée de la chimie, Plan-de-campagne, Loire-Estuaire, Sud Ile-de-France

**MISE EN SERVICE
À L'HORIZON 2030**

Procédures administratives en cours mais lancement des travaux en fonction de l'intérêt des acteurs

ZONES DE MUTUALISATION POTENTIELLES (issues de la consultation publique)

Châteauroux, Pyrénées, région parisienne, Alsace, Port-la-Nouvelle, Lyonnais

ACCÉLÉRATION des investissements possible sous réserve de l'accord de l'État et de l'engagement des acteurs

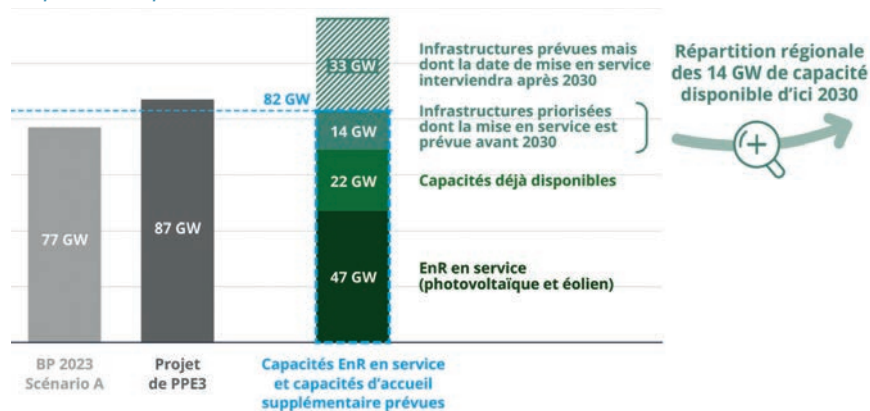


DYNAMIQUES DE RACCORDEMENT – RPT : EnR TERRESTRE

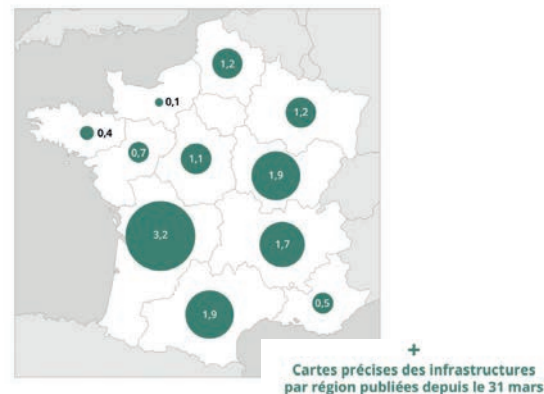
Depuis 2019, le dimensionnement optimal a été systématiquement appliqué dans les révisions des S3REN (dans 10 des 12 régions de France métropolitaine) et sa mise en œuvre a produit l'ensemble des effets attendus. Il a permis de libérer, d'un coup, entre 10 % et 30 % de capacités d'accueil selon les régions, soit entre 10 GW et 20 GW au total, sans investissement. Cette capacité supplémentaire disponible a mécaniquement réduit les besoins de renforcement (hors raccordement) et a permis de reporter au-delà de 2025 environ 1,5 Md€ d'investissements qui auraient été nécessaires, sinon, sur la période 2020-2025. En contrepartie, le dimensionnement optimal a engendré des écrêtements de production EnR dont les volumes ont progressivement augmenté pour atteindre environ 200 GWh en 2023, soit 0,3 % de la production EnR, et conduit à des situations de saturation progressive des réseaux HTB1 et HTB2.

Pour la période 2025-2030, RTE et Enedis ont conjointement travaillé à l'ordonnancement des ouvrages prioritaires à mettre en service d'ici à 2030 pour les S3REN existants, désormais visibles sur des cartes régionales publiées depuis le 31 mars.

Capacité EnR prévues à horizon 2030



Capacités d'accueil créées d'ici 2030 (GW)



À date, les capacités EnR en service et les capacités d'accueil supplémentaires prévues représentent 82 GW, soit 5 GW de moins que le projet de PPE 3 actuel.

Source : RTE

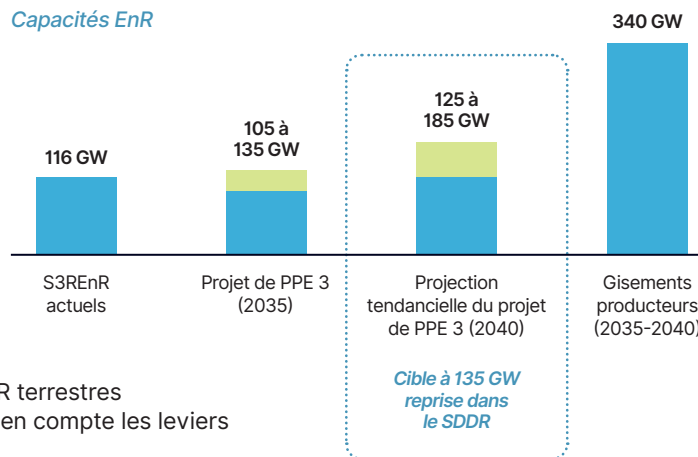
DYNAMIQUES DE RACCORDEMENT – RPT : EnR TERRESTRE

Sur la période 2030-2040, l'enjeu principal est le suivant :

- Les études du SDDR identifient et intègrent des leviers supplémentaires d'économie, en plus du dimensionnement optimal :
 - en incitant les producteurs à se raccorder sur les infrastructures disponibles (« politique de l'offre ») et en les mutualisant avec d'autres usages (p. ex : VE)
 - en offrant aux batteries un cadre de raccordement adapté pour leur permettre d'être un atout pour le réseau

La stratégie industrielle de RTE pour le raccordement des EnR terrestres représente de l'ordre de 8-9 Md € sur quinze ans en prenant en compte les leviers d'optimisations.

Elle permet l'atteinte d'une cible de 135 GW d'EnR terrestres en 2040, cohérente avec la fourchette basse du projet de PPE 3.

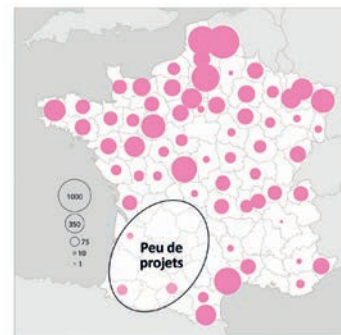


DYNAMIQUES DE RACCORDEMENT – RPT : BATTERIES

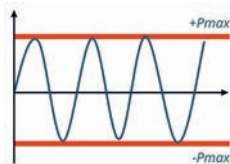
Le SDDR intègre un nouveau cadre d'accueil des batteries en complément du réseau et évalue des gains de plusieurs centaines de M€ sur les réseaux de haute tension.

- ▶ RTE a évalué à environ 500 M € les gains associés à une implantation des batteries dans des zones en contraintes avec un fort développement PV à condition que les batteries soutirent pendant les heures méridiennes.
- ▶ Les résultats sont sensibles aux hypothèses d'études mais surtout les gains réels reposent sur les modèles économiques des stockeurs. L'enjeu réside surtout dans l'identification de cadres appropriés pour capter ces gains et les vérifier « grandeur nature ».
- ▶ Le SDDR propose un nouveau cadre d'accueil des batteries permettant aux stockeurs de choisir leur mode de fonctionnement en fonction de leur implantation et en cohérence avec la tarification « stockage » prévue dans TURPE 7.

Localisation
des projets
actuels
de batteries
(MW)



1 Fonctionnement libre (sans contrainte)



- ✓ Fourniture de services au système (SSYf, marchés de l'énergie)
- ✓ Durée de raccordement selon besoins de renforcement

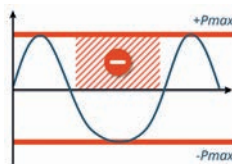
Publication d'une carte pour indiquer les postes disponibles pour un raccordement sans renforcement



Depuis la publication de la carte en mars, RTE a reçu **plus de 200 demandes de PTF**, dont RTE examine actuellement la complétude.



2 Fonctionnement encadré par un gabarit (incitation au soutirage pendant les heures méridiennes dans les zones avec contraintes d'évacuation du solaire)



- ✓ Fourniture de services au réseau et au système (hors SSYf)
- ✓ Raccordement accéléré (pas de renforcement du réseau)



Cadre contractuel concerté au sein du CURTE
Mise en œuvre au 1^{er} novembre 2025
Cartes complémentaires à venir (gabarits, tarif)

DYNAMIQUES DE RACCORDEMENT – RPT : ÉOLIEN EN MER

La trajectoire de référence du projet de PPE 3 correspond à la mise en service de l'ensemble des parcs de la PPE 1 (3 GW), de l'ensemble des parcs de la PPE 2 (6,5 GW) et de 8 parcs du projet de PPE 3 (sur 10 au total).

Pour la PPE 3, il s'agit de structurer le programme industriel le plus conséquent depuis la création de RTE.

Trois conditions de mises en œuvre sont identifiées :



Compétitivité économique au regard du système électrique

RTE vérifie la compétitivité du programme au périmètre « raccordement + production »



Maximiser la part France et Europe des approvisionnements

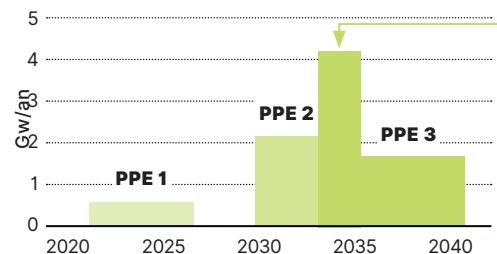
RTE vise 50 % de part France dans la fourniture maritime



Cadencer un rythme compatible avec les contraintes industrielles

RTE peut proposer jusqu'à 2 ans de retard sur la cible de 18 GW en 2035 (modification CSP de 2024)

Rythme industriel du raccordement pour l'éolien en mer en l'absence de démarche pour optimiser le rythme industriel de raccordement (rythme moyen par PPE)



**Objectif 18 GW
mis en service en 2035**

DYNAMIQUES DE RACCORDEMENT – RPD : EnR TERRESTRE

BILAN 2024 – LE MIX ENEDIS

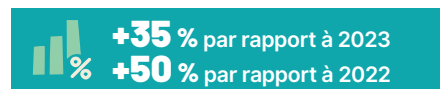
Nouvelle puissance raccordée

Les 5 GW, objectif annoncé de l'année, ont été largement dépassés, en partie grâce à un T4 exceptionnel.

Nouvelles installations raccordées

Presque 250 000 producteurs raccordés en 2024.

C'est ce rythme qui a permis d'atteindre en 2024 le million d'installations.



LE PV EN TRÈS FORTE HAUSSE PAR RAPPORT AUX TROIS DERNIÈRES ANNÉES



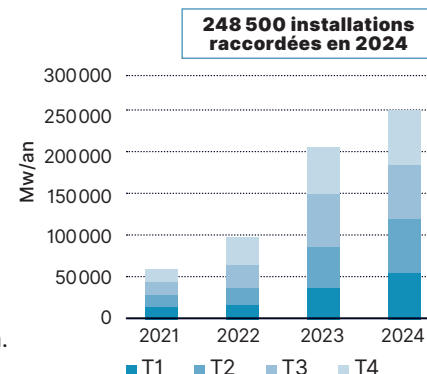
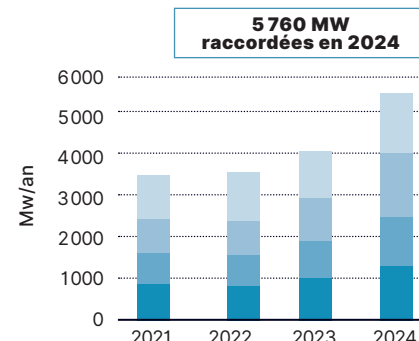
PV – Une nouvelle hausse de dynamique en 2024

- En nombre : + 248 385 (+20% comparé à 2023)
- En puissance : + 4,7 GW (+50% comparé à 2023)
- Par rapport à 2023 : doublement du rythme de la BT sup 36, avec la BT inf 36 et la HTA aussi en hausse



Éolien – Une tendance stable

- En nombre : + 79
- En puissance : + 0,9 GW (Soit 16,6% de la puissance totale des nouveaux EnR)
- Par rapport à 2023 : Les valeurs sont en baisse, en particulier relativement au PV mais la filière est stable et toujours un important moteur de transition.



INTÉGRATION DANS LE RÉSEAU À TOUS LES ÉCHELONS

Les S3REnR* sont un outil performant pour anticiper le raccordement des énergies renouvelables avec une bonne visibilité pour les différentes parties prenantes.

Les objectifs des S3REnR

- **Augmenter la capacité d'accueil des EnR** en limitant les nouveaux ouvrages.
- **Donner de la visibilité** sur les renforcements et développements décidés.
- **Anticiper les adaptations** du réseau pour faciliter l'accueil des EnR.
- **Partager les coûts** de création entre les producteurs EnR, via la quote-part* du schéma.

* QP (k€/MW) = coût mutualisé unitaire régional de création d'ouvrage payé par les producteurs lors du raccordement

Ce cadre pose les bases d'un pilotage plus agile, à condition qu'il soit porté par un dialogue stratégique permanent entre l'État, les gestionnaires de réseaux, les producteurs et les collectivités. Une concertation est en cours pour décliner l'ensemble de ces nouvelles modalités dans la documentation technique de référence (DTR), et de premières révisions de schéma dans ce nouveau cadre ont été lancées.

* Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables

Source : RTE

LE NOUVEAU FORMAT INTRODUIT PAR LA LOI APER

- **La mise en place d'une plateforme d'échange numérique** permettant une prise en compte plus fine des prévisions d'installations de production d'électricité pour l'élaboration des nouveaux schémas.
- **Des délais raccourcis pour les révisions** des schémas, en cohérence avec les rythmes de développement des projets.
- **Un horizon de planification des schémas plus long**, de 10 à 15 ans, permettant de mieux dessiner les ouvrages de réseaux à prévoir.
- **La création d'ouvrages prioritaires**, destinés à anticiper les dynamiques de projets avérés et éviter les effets de projets à long développement très incertains bloquants.
- **L'introduction de "réservoirs de travaux"** : dispositifs permettant de répondre aux demandes nouvelles de raccordement qui n'auraient pas été anticipées dans la révision d'un schéma.
- **Une concertation renforcée** avec les collectivités et acteurs de l'aménagement du territoire, pour une planification qui croise ambitions énergétiques et développement local.

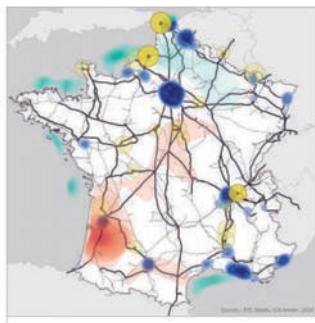
RTE PRÉVOIT D'ADAPTER LA STRUCTURE DU RÉSEAU 400 KV AFIN D'ACCOMPAGNER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

En France, la structure du réseau n'a pas été modifiée de manière importante depuis les années 1990 et le développement du programme nucléaire.

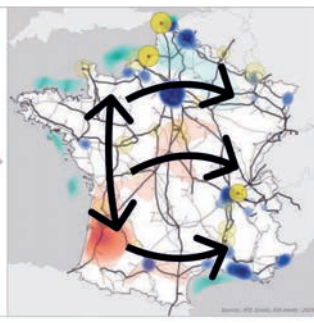
La structure du réseau actuel va devenir de plus en plus limitante :

- de plus grands volumes d'électricité devront transiter sur le réseau
- la géographie des grands déterminants électriques (production et consommation) évoluera significativement

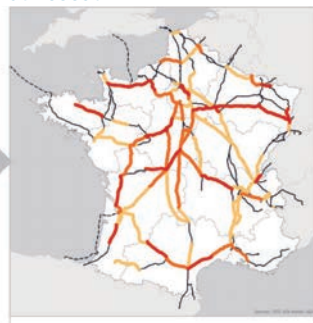
Localisation des principaux centres de consommation et de production actuels et futurs



Principales évolutions des flux sur le réseau de transport d'électricité à l'horizon 2040



Congestions en 2040 en cas d'absence totale de renforcement de la structure du réseau



Comme indiqué dans le SDDR 2019, le réseau THT nécessite des évolutions structurantes à partir de 50 GW d'énergies renouvelables. Ce volume a été atteint en 2025, et le besoin d'adaptation est confirmé par les études du SDDR 2025.

La structure du réseau devra être renforcée pour accompagner l'évolution des flux, sans quoi les congestions pourraient coûter entre 3 et 3,7 Mds€ en 2035 (coût collectivité), contre 150 M€ aujourd'hui. Au-delà de l'enjeu économique, l'exploitation d'un tel système n'est pas acquise.

CONSOMMATION

- Principales zones actuelles ou avec un développement important des secteurs industriels ou numériques

NUCLÉAIRE

- Existant
- Trois premiers sites des EPR2

EnR TERRESTRES

Principales zones de production actuelle et concentrant les demandes de raccordement

- Solaire
- Éolien terrestre

ÉOLIEN EN MER

- Principales zones identifiées pour les appels d'offres 3 à 11

FRÉQUENCE DE CONGESTION

- ≥ 3 000 h/an
- ≥ 1 750 h/an
- < 1 750 h/an

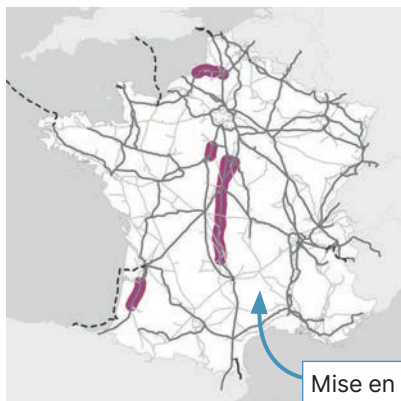
RTE PRÉVOIT D'ADAPTER LA STRUCTURE DU RÉSEAU 400 KV AFIN D'ACCOMPAGNER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Rte

RTE prévoit de renforcer le réseau en 2 phases :

Projet de renforcement d'ici 2030

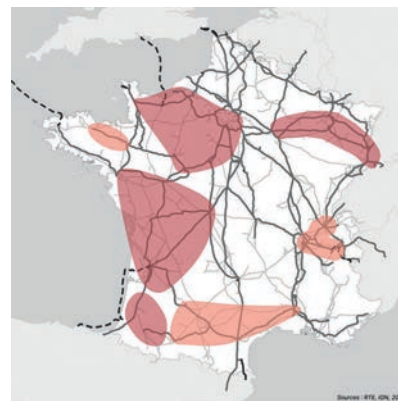
Concertation ou planification des travaux en cours



Mise en service avant 2030 des projets dans le Massif central, dans le Centre et dans les zones 1 et 2.

Zones de renforcement entre 2030 et 2040

Identification des solutions techniques en cours



Projets dont la consistance doit faire l'objet d'études approfondies

- Stratégie dont les inducteurs fermes
- Stratégie non définie dépendante de l'évolution des inducteurs

LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS PERMET À LA FRANCE DE CONTRIBUER À L'ATTEINTE DES OBJECTIFS CLIMATIQUES EUROPÉENS GRÂCE À SON MIX BAS-CARBONE ET À DES CAPACITÉS D'ÉCHANGES RENFORCÉES

Les interconnexions jouent un rôle crucial pour équilibrer le système électrique européen en fonction des situations rencontrées par les États membres. Elles contribuent à :

- La sécurité d'approvisionnement,
- L'optimisation économique,
- La réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La stratégie de référence du SDDR 2025 est la suivante :



D'ici 2030, achever la mise en service des projets issus du dernier SDDR

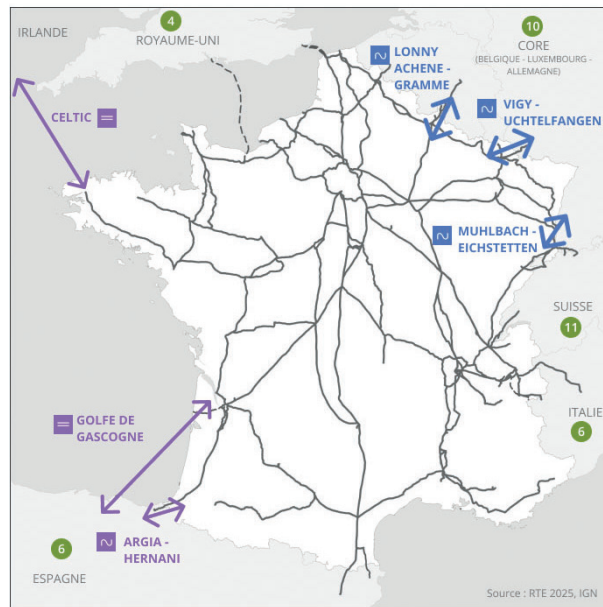
- ▶ deux projets de liaisons à courant continu avec l'Espagne et l'Irlande + travaux d'augmentation de la capacité d'échanges aux frontières espagnole, belge et allemande.

En 2030, les capacités d'échange de la France auront très fortement crû : **+ 11 GW pour l'export**
+ 9 GW pour l'import



Après 2030, conditionner tout nouveau projet d'interconnexion au renforcement préalable du réseau interne

À défaut, soit ces nouvelles interconnexions ne pourront pas être exploitées pleinement, soit leur utilisation par le marché générera des coûts pour le consommateur français.



Interconnexions

- ① Nombre d'interconnexions existantes
- Alternatif
- ↔ Travaux en cours ou déjà planifiés
- ↔ Travaux à planifier

Réseau interne

— 400 kV

PROJET REFLEX VERS UNE GÉNÉRALISATION LÀ OÙ REFLEX APPORTE LE MAXIMUM DE VALEUR

UNE GÉNÉRALISATION PROGRESSIVE ET CIBLÉE DÈS 2025

La mise à disposition d'un nouvel outil industriel de gestion des flexibilités en conduite à partir de 2028 induit une généralisation en deux phases :

DE 2025 À 2027

- Ouverture d'offres de raccordement permettant de raccorder sans attendre les travaux S3REnR (mutation ou ajout de transformateur ou création de poste-source) ciblées sur une centaine de transformateurs HTB/THA sur environ 50 postes-sources.
- De 600 MW à 800 MW de capacité d'accueil seront ainsi rendues disponibles sans attendre les travaux S3REnR.

Sélection de ces transformateurs HTB/HTA en tenant compte notamment de prérequis techniques (entre autres adaptation des automatismes et des capacités des outils de conduite actuels dans l'attente de l'industrialisation).

À PARTIR DE 2028

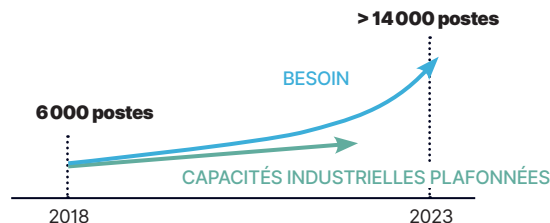
- Des outils et méthodes industrielles cibles permettant un déploiement progressif de Reflex sur tous les postes-sources pour lesquels Reflex est pertinent.

Ce passage à l'échelle s'inscrit dans des travaux conjoints avec RTE sur l'optimisation des capacités d'accueil et les questions de coordination de conduite des réseaux.

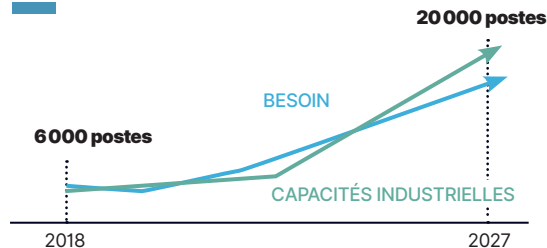
LA CHAÎNE DE VALEUR ET L'INDUSTRIE SE STRUCTURE POUR ACCOMPAGNER L'ADAPTATION DES RÉSEAUX

SITUATION DE DÉPART

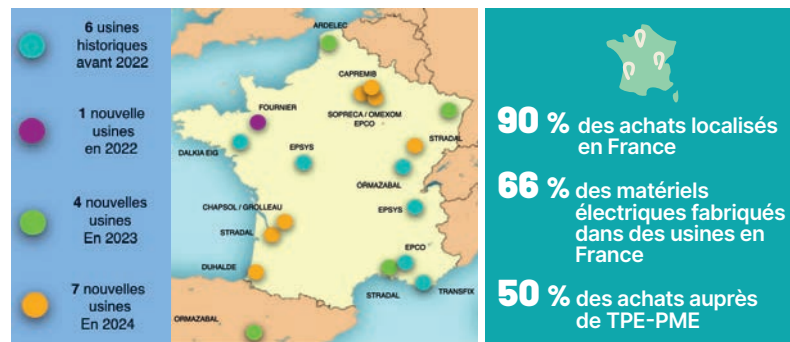
Forte augmentation des raccordements des producteurs d'une puissance supérieure 36 KVA depuis 2022



RÉSULTATS



Un panel très majoritairement français



Les réseaux électriques sont acteurs incontournables de la réindustrialisation française

Marchés postes de distribution publique
1 milliard sur 6 ans

Création de
12 nouvelles usines sur le territoire

Le besoin de postes de distribution publique (HTA/BT) a été multiplié par 3,6 entre 2021 et 2023

Au vu de la forte croissance des raccordements, Enedis a dû diversifier et développer son panel de fournisseurs de postes de distribution publique pour réussir à développer les capacités de production industrielles qui étaient jusqu'alors limitées.

CONTEXTE

En matière de ressources humaines, la filière des réseaux électriques aujourd'hui, c'est :



1600 entreprises

100 000 salariés en France en 2023

dont **66 000** emplois dédiés aux réseaux électriques

dont **50 000** emplois « cœur de métier » pour construire et exploiter le réseau

Pour répondre aux besoins d'investissement dans le réseau électrique, en moyenne :



près de 10 000 recrutements par an seront nécessaires sur l'ensemble du territoire d'ici 2030,
grâce aux Écoles des réseaux dont 7 000 par an sur les 15 emplois cœur de métier identifiés

LA FILIÈRE DES RÉSEAUX SOUHAITE ENGAGER UNE DYNAMIQUE DE RENFORCEMENT DE L'ATTRACTIVITÉ DE LA FILIÈRE ET DE L'APPAREIL DE FORMATION

Besoins combinés de la filière
des réseaux et d'autres filières
électriques



Capacités de formation existantes

Axes prioritaires identifiés :

1. Faciliter les reconversions professionnelles
2. Enrichir l'offre de formation initiale
3. Accroître l'attractivité des métiers du secteur

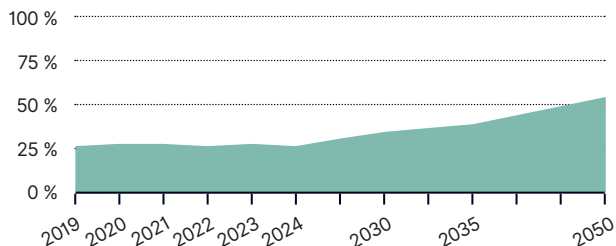


PARTIE 4

GRANDS ENJEUX POUR UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE

LA CROISSANCE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ DEVRAIT CROÎTRE JUSQU'À ATTEINDRE 39 % EN 2035, RÉDUISANT LA PART D'ÉNERGIE FOSSILE DE 60% EN 2024 À 30% EN 2035

Évolution de la part d'électricité consommée



La stratégie française de sortie des énergies fossile, pour passer de 60% à 30% en 2035 repose sur deux éléments :

La stratégie française de sortie des énergies fossile, pour passer de 60 % à 30 % en 2035 repose sur deux éléments :

- le passage de 1600 TWh de consommation d'énergie finale à environ 1100 TWh en 2035 par l'efficacité et la sobriété,
- le passage de 27 % à 39 % d'électricité consommée par une électrification massive de nos usages énergétiques (+140 à 200 TWh selon RTE*)

Cette deuxième ambition est principalement soutenue par les énergies renouvelables (+160 à 190 TWh) à horizon 2035 selon le projet de PPE 3.

* Bilan Prévisionnel de RTE : Scénario A

FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS DE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉLECTRIFICATION

Un plan national clair et structuré

Mettre en place une trajectoire d'électrification ambitieuse et cohérente, inscrite dans une planification pluriannuelle dotée d'objectifs chiffrés et de dispositifs incitatifs clairs. Le tableau de bord du projet de PPE 3 doit en être l'outil central de suivi et d'évaluation. Il s'agit aussi de fédérer l'ensemble des acteurs économiques, politiques et sociaux autour d'un récit commun, porteur de souveraineté et de prospérité.

Un accompagnement social et territorial

Faire de l'électrification un levier de cohésion nationale en ciblant en priorité les ménages précaires et les territoires les plus dépendants de la voiture individuelle. L'électrification des mobilités constitue un double gain : elle réduit la dépendance aux énergies fossiles importées et améliore le pouvoir d'achat. En renforçant l'accessibilité des véhicules électriques (qui est le premier poste de consommation fossile) et en orientant prioritairement les aides vers les foyers précaires et les zones rurales, la transition devient un facteur d'équité sociale et de cohésion territoriale.

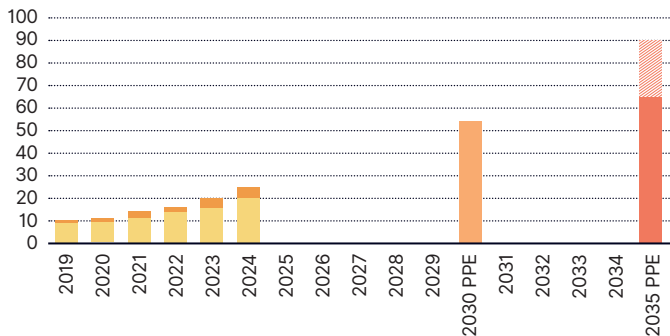
Une fiscalité alignée sur nos ambitions

Corriger l'incohérence actuelle qui voit l'électricité, ramené à son intensité carbone, davantage taxée que les énergies fossiles. La fiscalité doit être réorientée afin d'envoyer un signal prix clair et favorable à l'électricité, permettant d'accélérer son adoption par les ménages comme par les entreprises. Loin d'être une simple variable d'ajustement budgétaire, elle doit devenir un levier stratégique de souveraineté énergétique, de compétitivité économique et de réindustrialisation.



LA FILIÈRE DU PHOTOVOLTAÏQUE EST EN ORDRE DE MARCHÉ POUR ATTEINDRE 65 À 90 GW EN 2035

Trajectoires de développement de la filière de photovoltaïque (en GW)



Le photovoltaïque solaire va continuer son accélération

Trois trajectoires favorables se dégagent, toutes prévoyant une accélération, mais à des degrés différents :

- Une trajectoire très basse, prolongeant le rythme des deux dernières années (**environ +3 GW/an**),
- Une trajectoire avec un rythme " minimal " (**environ +4 GW/an**), qui semble atteignable à court terme,
- Une trajectoire souhaitable, avec une accélération plus marquée (**environ +7 GW/an**).

FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Accélérer la capacité à raccorder

Le stock de projets (34 GW fin 2024), dont seulement une partie sera installé, est équivalent à la puissance installée actuellement (25 GW). La planification et la bonne mise en œuvre du SDDR sont crucial pour permettre aux acteurs de la filière d'accélérer le rythme de raccordement et sécuriser la croissance de la filière.

Exploiter le potentiel de l'agrivoltaïsme

Les terrains agricoles constituent une réserve foncière massive (26M ha). Pour atteindre 90 GW de capacité installée, 0,15 million d'ha d'agrivoltaïsme seront nécessaires tandis que plus de 1,5 M ha sont déjà utilisés pour les biocarburants. Les acteurs de la filière et les pouvoirs publics doivent développer des modèles économiques innovants pour exploiter ce gisement de manière rentable et compétitive, en partageant la valeur avec les agriculteurs dans le respect de la loi APER.

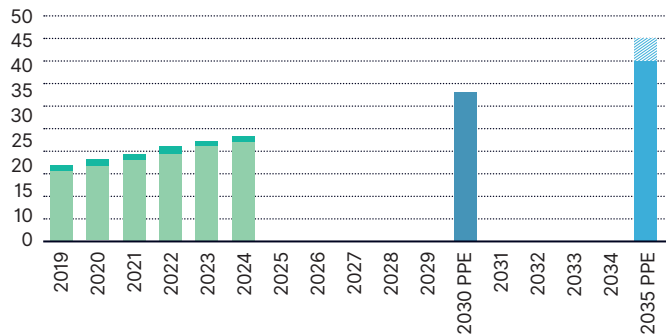
Maîtriser la chaîne d'approvisionnement

La forte dépendance des importations en provenance de Chine conditionne le développement du secteur, et entraîne des risques de pénuries et des hausses des prix des équipements. La relocalisation de la chaîne de valeur solaire à travers des gigafactories de modules, panneaux, ... permettra de renforcer l'indépendance énergétique de la France et de l'Europe tout en créant de l'emploi dans les territoires.



LA CROISSANCE DE LA CAPACITÉ ÉOLIENNE TERRESTRE INSTALLÉE DEVRAIT SE POURSUIVRE POUR ATTEINDRE 45 GW EN 2035

Trajectoires de développement de la filière de l'éolien terrestre (en GW)



La capacité installée de l'éolien terrestre en 2035 devrait rester proche des niveaux initialement envisagés, sous réserve du bon déploiement des mesures prévues dans la PPE.

- Le rythme d'installation pourrait atteindre 1,4 à 2,4 GW/an à partir de 2030, conformément à la trajectoire de la PPE.
- L'éolien est une énergie compétitive et stable qui grâce à un tissu industriel présent sur l'ensemble du territoire permet d'atteindre nos objectifs.

FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Renforcer la désirabilité socio-économique des projets

Les projets éoliens soulèvent régulièrement des interrogations. Pour renforcer l'adhésion, il convient de renforcer la concertation citoyenne, d'augmenter le partage de la valeur générée par les projets et de libérer de nouveaux espaces fonciers dans un souci de développement harmonieux des parcs sur le territoire. Il faut également accélérer les procédures administratives et limiter les recours.

Prévoir un plan ambitieux de renouvellement des parcs

Le parc éolien français entre dans une phase de repowering : les parcs construits fin 1990 - début 2000 arrivent en fin de vie. Réussir le repowering est crucial pour augmenter la production des parcs tout en réduisant le nombre d'éoliennes à travers l'installation d'éoliennes de nouvelles générations, plus puissantes et plus performantes.

Attirer l'investissement dans l'appareil industriel

Pour produire des éoliennes plus puissantes et performantes, favoriser l'investissement sur des technologies éoliennes alignées aux standards européens est déterminante. Ces investissements permettront à l'appareil industriel de servir le marché domestique et européen et ainsi répondre à la croissance de la demande et des projets.



LA CROISSANCE DE LA CAPACITÉ ÉOLIENNE EN MER INSTALLÉE DEVRAIT SE POURSUIVRE POUR ATTEINDRE L'OBJECTIF DE 18 GW EN 2035

Des AO qui restent à attribuer pour atteindre les 18 GW en 2035

AO 9 : entre 1,3 et 1,7 GW
à attribuer début 2026

PROJET	TECHNOLOGIE	PUISSANCE
Bretagne Sud II	Éolien flottant	Entre 400 et 550 MW
Narbonnaise II	Éolien flottant	Entre 450 et 550 MW
Golfe de Fos II	Éolien flottant	Entre 450 et 550 MW

AO 10 : entre 8,4 et 9,2 GW
à attribuer fin 2026

PROJET	TECHNOLOGIE	PUISSANCE
Fécamp Grand Large	Éolien posé	Au moins 4 GW
Bretagne Nord-Ouest	Éolien flottant	Entre 1,2 et 2 GW
Golfe de Gascogne Sud	Éolien flottant	1,2 GW
Golfe du Lion Centre	Éolien flottant	2 GW

FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Tenir les calendriers des AO en cours

Les pouvoirs publics doivent veiller à respecter les jalons annoncés pour les différentes procédures de mise en concurrence en cours (AO7, AO8 et AO9). Cette tenue des calendriers est un gage de visibilité industrielle pour l'ensemble des acteurs de la chaîne de valeur qui investissent massivement et s'organisent pour répondre aux besoins de développement de la filière. Cette régularité est indispensable pour préserver l'attractivité du marché français, permettre la sécurisation d'investissements sur notre territoire et éviter des décalages de mise en service qui nous éloigneraient de l'objectif de 18 GW installés en 2035.

Lancer et attribuer les projets de l'AO10

La publication de la PPE3 est indispensable pour le lancement de l'AO 10, un appel d'offres d'environ 9 GW, avec a minima 4 GW d'éolien posé en Manche Est - Mer du Nord et le reste en flottant sur les côtes atlantique et méditerranéenne. Un lancement de l'AO 10 début 2026 doit permettre une attribution avant 2027, assurant ainsi une continuité industrielle dans le prolongement des AO précédents.

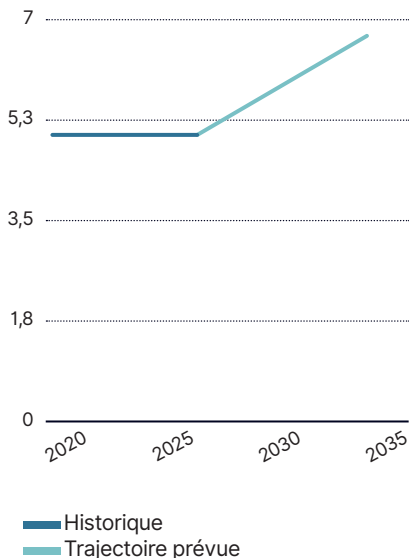
Assurer au niveau européen une mise en œuvre à la fois ambitieuse et harmonieuse du NZIA

Le règlement européen Net Zero Industry Act (NZIA) vise à renforcer la souveraineté industrielle de l'UE en relocalisant une partie de la production de technologies énergétiques propres sur le continent européen. Ce texte introduit de nouvelles obligations en matière de critères hors-prix pour les appels d'offres EnR, avec notamment des critères dits de « résilience » qui visent une plus grande diversification d'approvisionnement des projets en composants stratégiques. Ces nouveaux critères hors-prix constituent un outil supplémentaire pour renforcer la souveraineté industrielle de notre pays et de l'UE.



LA CROISSANCE DE LA CAPACITÉ HYDROÉLECTRIQUE DEVRAIT S' ACCÉLÉRER POUR ATTEINDRE 28,7 GW EN 2035, DONT 6,7 GW DE STEP

Trajectoire retenue pour le développement de la filière des STEP (en GW)



FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Donner de la visibilité sur les concessions

Près de 90 % de la puissance hydroélectrique installée repose sur des contrats de concession arrivés ou arrivant progressivement à échéance. L'accord trouvé avec la Commission européenne en 2025, fondé sur les propositions du rapport Battistel-Bolo, ouvre désormais la voie à un nouveau cadre juridique reposant sur un régime d'autorisation et la mise aux enchères de capacités virtuelles. La mise en œuvre rapide et claire de ce compromis offrira aux producteurs la visibilité nécessaire pour investir dans la modernisation des centrales et renforcer la contribution de l'hydroélectricité à la transition énergétique et à la sécurité d'approvisionnement.

Adopter une gestion équilibrée de la ressource en eau

La part des coûts environnementaux dans les coûts totaux représente 40 % et ne cesse de croître. Le relèvement des débits réservés fait perdre plusieurs TWh par an. Une gestion de la biodiversité fondée non sur la pression théorique mais sur le risque d'impact réel – évalué selon les enjeux locaux et tenant compte des mesures d'évitement intégrées dès la phase de conception – permettrait de concilier préservation écologique et développement des énergies renouvelables. Cela éviterait l'imposition en amont de prescriptions disproportionnées, voire parfois inutiles. Une clause de réévaluation post-mise en service pourrait être prévue, dans un cadre de suivi ciblé.

Mieux valoriser la flexibilité de l'hydroélectricité

L'hydroélectricité dispose d'un fort potentiel pour fournir des services au système électrique, en particulier grâce au marnage, véritable outil de stockage d'énergie. Pourtant, cette capacité reste aujourd'hui largement sous-exploitée.



LA CROISSANCE DE LA CAPACITÉ DE STOCKAGE STATIONNAIRE PAR BATTERIES DEVRAIT S' ACCÉLÉRER POUR ATTEINDRE 8 GW EN 2030 ET 12,5 GW EN 2035

DÉFINITION D'OBJECTIFS DE STOCKAGE PAR BATTERIES SELON LES BESOINS

PUISSANCE INSTALLÉE	2030	2035
Services Système	Env. 2 GW	> 2 GW
Optimisation du Système <i>Fonctionnement contracyclique pour optimisation du réseau</i>	min. 12,8 GWh/jour soit env. 6 GW	min. 22,4 GWh/jour soit env. 10,5 GW
Total	Minimum 8 GW	Minimum 12,5 GW

Trajectoires de développement du stockage batterie

- Le stockage par batteries a atteint environ 1 GW installé début 2025, et devrait être de 1 à 3 GW dès la fin de l'année, compte tenu des projets déjà avancés.
- Plus de 8 GW de projets disposent aujourd'hui d'une proposition technique et financière validée, ce qui témoigne d'un fort potentiel de croissance à court terme.
- Selon le scénario de référence de RTE, un développement de 6 GW supplémentaires de batteries, au-delà des services Système, permettrait d'optimiser l'intégration massive du photovoltaïque et de réduire les coûts de renforcement des réseaux.

FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS DE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE

Définir un objectif de stockage par batteries

La définition d'objectifs chiffrés de stockage en puissance et en énergie à l'horizon 2030 et 2035 est indispensable pour mobiliser les investisseurs, les financeurs et l'industrie. Ce signal politique permettrait non seulement de sécuriser les projets en développement, mais aussi de favoriser l'émergence d'une chaîne de valeur locale, depuis la fabrication des cellules jusqu'à l'exploitation, créant ainsi emplois et retombées fiscales en France.

Mettre en place des mécanismes de marché adaptés

La réforme du mécanisme de capacité doit être l'occasion de créer un cadre pluriannuel, décarboné et stable sur 15 ans, garantissant une rémunération suffisante pour dé-risquer les investissements. Ce signal de long terme est essentiel pour réduire le coût du financement, sécuriser les business plans et permettre au stockage de contribuer pleinement à la sécurité d'approvisionnement.

Favoriser les projets hybrides et l'intégration au réseau

Le développement des projets hybrides associant renouvelables et stockage doit être simplifié et encouragé. Leur intérêt est double : optimiser l'utilisation des capacités de raccordement, de plus en plus contraintes, et renforcer la flexibilité locale en adaptant la production aux besoins du système. Pour le photovoltaïque au sol en particulier, ces projets hybrides représentent un levier décisif pour accompagner la trajectoire d'installation (65 à 90 GW de PV en 2035), tout en limitant les effets de saturation du marché et en valorisant l'énergie produite.



POUR RÉPONDRE AUX BESOINS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE, LES ÉNERGIES RENOUVELABLES DOIVENT PARTICIPER AUX MÉCANISMES DE FLEXIBILITÉ ET D'ÉQUILIBRAGE

1



ANTICIPER ET METTRE EN VISIBILITÉ LES PRÉVISIONS DE PRODUCTION

Les producteurs d'EnR, à l'instar des autres moyens de production, doivent envoyer leurs prévisions de production tenant compte de l'ensemble des facteurs ayant un impact sur la production injectée (maintenances, bridages volontaires ou réglementaires, arrêts sur demande de l'agrégateur notamment en cas de prix spots négatifs, etc.).

Le dispositif de programmation est capital pour RTE. De bonnes prévisions constituent le premier maillon permettant à RTE de remplir ses missions, dans la mesure où **cela permet au gestionnaire de réseau d'avoir les meilleures hypothèses pour anticiper les situations d'exploitation et de décider d'actions proactives pour rétablir l'équilibre offre demande, pour gérer les congestions réseau et maîtriser le plan de tension.**

2



PARTICIPER AUX MÉCANISMES D'ÉQUILIBRAGE

Pour l'équilibre entre l'offre et la demande, les énergies renouvelables peuvent et doivent être en mesure d'adapter leur productible.

En effet, celles-ci **disposent d'une bonne agilité pour :**

- ▶ répondre aux signaux économiques des marchés de gros par l'intermédiaire des agrégateurs,
- ▶ participer aux mécanismes d'équilibrage de RTE via les réserves activées manuellement, telles que le mécanisme d'ajustement,
- ▶ à terme, participer à la plateforme européenne MARI, ainsi qu'aux réserves automatiques (aFRR et FCR).

La participation des EnR à ces mécanismes a vocation à être renforcée.

GLOSSAIRE

Institutions & organismes

ADEME	Agence de la transition écologique
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
CRE	Commission de régulation de l'énergie
RTE	Réseau de transport d'électricité
Enedis	Gestionnaire du réseau public de distribution
CNRS	Centre national de la recherche scientifique
IFPEN	IFP Énergies nouvelles
ODRE	Observatoire du développement des réseaux électriques

Politiques & cadres

PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
CSPE	Contribution au service public de l'électricité
IFER	Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux
CSR	Corporate Sustainability Reporting Directive
NZIA	Net Zero Industry Act

Filières & techniques

EnR	Énergies renouvelables
PV	Photovoltaïque
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
H2e	Hydrogène
ETP	Équivalent temps plein
IRVE	Infrastructures de recharge de véhicules électriques

Marchés & flexibilités

OA	Obligation d'achat
CR	Complément de rémunération
PPA	Power Purchase Agreement
NEBEF	Notification d'échanges de blocs d'électricité de flexibilité
FCR	Frequency Containment Reserve
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
APC	Arrêté Préfectoral Complémentaire
AP	Arrêté Préfectoral

Unités & économie

MW	Mégawatt
GW	Gigawatt
MWh	Mégawattheure
TWh	Térawattheure
kWh	Kilowattheure
CO₂eq	Dioxyde de carbone équivalent
CAPEX	Capital Expenditures
Md€ / Mds€	Milliards d'euros

Rédaction :

Théo André (France renouvelables)

Mattéo Bernard (France renouvelables)

Raphaël Briot (France renouvelables)

Camille Calmels (France renouvelables)

Clément Cunin (France renouvelables)

Paul Hamoniau (France renouvelables)

Louis Honoré (France renouvelables)

Stephanie Ledanois (France renouvelables)

Rachel Ruamps (France renouvelables)

Mattias Vandenbulcke (France renouvelables)

Pascale Courcelle (BPI France)

François Daumard (Valeco)

Benoit Gilbert (Vestas)

Étienne Thomassin (EDPR)

et toute l'équipe France renouvelables

En collaboration avec :

WattaBase

Observatoire des énergies de la mer

France Hydroélectricité

Clean Horizon

RTE

Enedis

LISTE DES MEMBRES DE FRANCE RENOUVELABLES

3D ENERGIES
3E
8.2 FRANCE
ABEI ENERGY FRANCE
ABO ENERGY
ACACIA
ADI-NA
AEOLIA AUDIT ET CONSEIL
AGENCE TACT
AGREGIO
ALAI ADVISORY
ALEXIS ASSURANCES
ALPIC
ALPIQ ENERGIE FRANCE
ALTEAS
ALTERRIC FRANCE
AMARENCO FRANCE
AM'EOLE GMBH
AMUNDI TRANSITION ENERGETIQUE
APAL MW
ARKOLIA ENERGIES SAS
ARTELIA
ATLANTIQUE MARITIME SERVICES
ATLAS ENERGIES CONSTRUCTION
AUDDICE ENVIRONNEMENT
AXPO SOLUTIONS AG
BAYWA R.E FRANCE
BCS ASSURANCES
BCTG AVOCATS
BDO IDF
BENTAM
BILLAS AVENIR ENERGIE
BIODIV-WIND SAS
BIOSECO SA
BIOTOPE
BIRD & BIRD AARPI
BKW ENERGIE AG
BKW ENERGIE FRANCE
BLACKEAGLES GREEN ADVISORS
BLUE BROKER
BLUESIGN
BMH AVOCATS
BOHR ENERGIE
BORA ENERGIES
BORALEX
BOREAS

BPCE LEASE - BPCE ENERGECO
BPI FRANCE FINANCEMENT
BRACEWELL AARPI
BREST PORT
BRETAGNE POLE NAVAL
BUREAU VERITAS SERVICE FRANCE
BW IDEOL
BWT'S FRANCE
CABINET BRUN CESSAC
CABINET RAVETTO ASSOCIES
CAISSE DES DEPOTS ET CONSIGNATIONS
CALYCE 6 SAS
CALYCE DEVELOPPEMENT
CAMPUS HEREC
CARBON
CAREMAG
CATHIE ASSOCIATES SARL
CEGELEC RENEWABLE ENERGIES
CEMATER
CEPS
CEZ FRANCE SAS
CFAI DIAFOR
CFP ENERGY
CGN EUROPE ENERGY
CGR AVOCATS
CINAV
CLEAN HORIZON CONSULTING
COFFRA GROUP
COPENHAGEN OFFSHORE PARTNERS A/S
COTE D'OR ENERGIES
COURANT PORTEUR
COVERWIND SOLUTIONS FRANCE
CREDIT AGRICOLE CIB
CREDIT AGRICOLE LEASING ET FACTORING
CREDIT INDUSTRIEL ET COMMERCIAL
CUBE GREEN ENERGY SAS
CVE
CYCLE ENERGY
DAVID PROJECT SNC
DEKRA INDUSTRIAL SAS
DERASP
DERBI
DEUTSCHE WINDTECHNIK S.A.R.L
DHL DGF
DIADES MARINE SAS
DLGA

DNV FRANCE SARL
DS AVOCATS
E3 IDENTIFLIGHT FRANCE
ECLIPSE
ECO DELTA
ECOSPHERE
EDPR FRANCE HOLDING
EES ENERGIE EOLIENNE SOLIDAIRE SAS
EKWIL SAS
ELATOS
ELEMENTS SAS
ELICIO FRANCE
ELYS
EMERSON PROCESS MANAGEMENT SAS
ENBW FRANCE
ENBW VALECO OFFSHORE
ENCAVIS ASSET MANAGEMENT AG
ENCIS WIND
ENERCON GMBH
ENERCOOP SCIC - SA
ENERGIE DU PARTAGE 3 SARL
ENERGIE EOLIENNE FRANCE
ENERGIE FONCIERE
ENERGIE PARTAGEE ASSOCIATION
ENERGIEQUELLE SAS
ENERGIES CITOYENNES EN PAYS DE VILAINE
ENERGIETEAM
ENERGITER
ENERGREEN PRODUCTION
ENERGY CONSULT FRANCE SAS
ENERTRAG SE
ENESI SARL
ENGIE GREEN FRANCE
ENI PLENITUDE RENEWABLES FRANCE
ENOE ENERGIE
ENOVOS FRANCE
ENRSUR
ENVINERGY TRANSACTIONS
ENVOL ENVIRONNEMENT
EO
EOL-C SAS
EOLE CONSTRUCTING
EOLEC
EOLFI
EOLICA EDILIZIACROBATICA FRANCE
EOLISE SAS

EOLISSUN
EOLTECH
EOS WIND FRANCE
EPSILINE
EQOS ENERGIE LUXEMBOURG SARL
EREA INGENIERIE SARL
ERG FRANCE
ERSG FRANCE
ES.FOR.IN
ESA ENERGIES SAS
ESCOFI ENERGIES NOUVELLES
ESG ENERGY SERVICE GROUP
ETCHART GCM
EUROPEAN ENERGY FRANCE
EUROWATT DEVELOPPEMENT
EUROWATT SERVICES
EUROWIND ENERGY
EVEROZE
EWZ
EXEN
EXPLAIN - LMP
EXUS FRANCE SAS
FANNY VELLIN AVOCAT SERL
FIDAL
FIDAL PARIS
FILHET-ALLARD ET COMPAGNIE
FIPELEC
FLORENCE CAILLOUX COMMUNICATION
DURABLE
FLYING FOR YOU
FLYING WHALES SERVICES
FMTC SAFETY
FONDATION OPEN-C
FONDEOLE
FRANCE CIMENT
FRCRM
FULL CIRCLE WIND SERVICES FRANCE
GAIA ENERGY SYSTEMS
GALILEO ENERGIES NOUVELLES
GAZEL ENERGIE SOLUTIONS
GDES WIND SAS
GE ENERGY SERVICES FRANCE
GEG ENR
GIDE LOYRETTE NOUEL AARPI
GOTHAER
GOWLING WLG FRANCE

GP-JOULE FRANCE SARL
 GRAND PORT MARITIME DE MARSEILLE
 GREENSOLVER
 GREENVOLT POWER FRANCE S.A.S
 GREENWITS
 GREENYELLOW
 GRETA-CFA DU MAINE
 GRID SOLUTIONS SAS
 H2AIR
 HELIANTIS ENERGIES
 HELIOPALES
 HENSOLDT FRANCE SAS
 HK LEGAL
 HOLOSOLIS
 HYDRODIESOL SAS
 HYLIOS ENERGY
 IBERDROLA FRANCE SAS
 IEL DEVELOPPEMENT
 IFOPSE
 IFP ENERGIES NOUVELLES
 IMAGIN'ERE
 INDDIGO
 INERSYS - SYSCOM
 INGETEAM SAS
 INNERGEX FRANCE SAS
 INTHY SERVICES
 IQONY WIND FRANCE S.A.S
 JEANTET
 JIGRID
 JONES DAY
 JP ENERGIE ENVIRONNEMENT
 KALLIOPE
 KJM CONSEIL SAS
 KLUBER LUBRIFICATION FRANCE SAS
 LANTHAN SAFE SKY
 LHOTELLIER TP
 LIGHT GUARD GMBH
 LINKLATERS
 LOCOGEN SAS
 LOUIS DREYFUS ARMATEURS
 LOXAM
 LYCEE SAINT FRANCOIS D'ASSISE
 M WIND
 MAGREE SOURCE
 MASER ENGINEERING
 MD WIND
 MENARD
 METROL

MIROVA
 MW ENERGIES
 NADARA LIMITED
 NATURAL FORCES FRANCE
 NATURAL POWER FRANCE
 NATURGY RENOUVELABLES FRANCE SAS
 NCA ENVIRONNEMENT
 NEOEN
 NEOPOLIA
 NILEA ENERGY
 NORDEX FRANCE
 NORIA
 NORMANDIE ENERGIES
 NORMANDIE MARITIME
 NOTUS ENERGIE FRANCE SERVICES
 NOUVERGIES
 OBSTA
 OCEAN WINDS
 OFATE (OFFICE FRANCO-ALLEMAND POUR LA
 TRANSITION ÉNERGÉTIQUE)
 OMEXOM RENEWABLE ENERGIES OFFSHORE
 GMBH
 OPALE DEVELOPPEMENT
 OVP SOLUTIONS SAS
 OXAN ENERGY
 PHOTOSOL DEVELOPPEMENT
 PINSENT MASONS FRANCE LLP
 PLANETA FRANCE SAS
 PLASTEOL
 PNE FRANCE
 POLE MER MEDITERRANEE
 POLE S2E2
 POMA LEITWIND
 POWEEND SAS
 PRINCIPLE POWER FRANCE
 PRUD'HOMME & BAUM
 PURPLE REALITY
 Q ENERGY FRANCE
 QAIR FRANCE
 QANNT SAS
 R ENERGIE VERTE
 RAZEL-BEC
 REGION OCCITANIE
 REMAP SERVICES
 RENNER ENERGIES FRANCE
 RENVO
 RES SERVICES
 RIVE PRIVATE INVESTMENT

ROBUR WIND FRANCE
 RP GLOBAL FRANCE
 RUAVEL
 RWE RENOUVELABLES FRANCE
 SAB ENERGIES RENOUVELABLES SAS
 SAEML 3D ENERGIES
 SAFIER INGENIERIE
 SAINT-LAURENT ENERGIE
 SAMWIND
 SARL HTC TRAINING (HTC TECHNIQUES
 VERTICALES)
 SCHNEIDER ELECTRIC FRANCE
 SCP LACOURTE RAQUIN TATAR
 SELECTION ENR
 SEM ENR CITOYENNE
 SENS OF LIFE
 SEPALE
 SHEFFIELD GREEN
 SICAME FRANCE
 SIEMENS ENERGY SAS
 SIEMENS GAMESA RENEWABLE ENERGY
 FRANCE SAS
 SIENNA AM FRANCE
 SINGULAIR
 SK & PARTNER
 SKYBORN RENEWABLES
 SKYWORK
 SOCIETE GENERALE
 SOFIVA ENERGIE
 SOLATERRA
 SOLEIL DU MIDI
 SOLVEO ENERGIES
 SOREGIES
 SPHERE PUBLIQUE
 SPOOR AS
 SSE RENEWABLES FRANCE
 STACKEASE
 STATKRAFT RENOUVELABLES
 STREEM ENERGY
 SUBSEA 7 LIMITED - SEAWAY7
 SUEZ RV DEEE
 SWIRE RENEWABLE ENERGY FRANCE
 SYADEN
 SYNERDEV
 SYNERIA SAS
 SYNOPS CONSEIL
 TCO WIND LORRAINE SAS
 TECHNOSTROBE INC.

TENERGIE SOLUTIONS
 TENERRDIS
 TERAPOLIS
 TES
 TIPSPPEED
 TOTALENERGIES RENOUVELABLES FRANCE
 TSE
 TTR ENERGY
 UL SOLUTIONS
 UNION DES PRODUCTEURS LOCAUX
 D'ELECTRICITE
 UNIPER RENEWABLES FRANCE
 URBASOLAR
 VAISALA FRANCE SAS
 VALECO SAS
 VALOREM ENERGIE
 VATTENFALL EOLIEN SAS
 VELES ENERGIES
 VELTO RENEWABLES, SL
 VENDEE ENERGIE
 VENSOLAIR
 VENTIS SARL
 VENTS DU NORD
 VERSANT
 VERSPIEREN
 VESTAS FRANCE
 VINCI CONSTRUCTION SERVICES PARTAGES
 VIRIDI ENERGIES RENOUVELABLES
 VOERAL ENERGIES S.L.
 VOLKSWIND FRANCE SAS
 VOLTA AVOCATS
 VOLTA DEVELOPPEMENT (EOL PROD 1)
 VOLTALIA
 VOLTAN ENERGIES
 VOLTERRES
 VSB ENERGIES NOUVELLES
 WATSON, FARLEY & WILLIAMS LLP
 WATTABASE SAS
 WATTS.GREEN SARL
 WEB ENERGIE DU VENT
 WHITE AND CASE LLP
 WINDFAN CONSULTING
 WINDSTROM FRANCE
 WINDWORK
 WPD ONSHORE FRANCE
 WPD WINDMANAGER FRANCE SAS
 WPO
 ZEPHYR

Rédaction : France renouvelables
Conception graphique : Stéphanie Zoete
Impression : Encre Nous
Crédits photos : Droits réservés
© p.5, p.17, p.169 Porstocker/shutterstock.com – p.70 Volodymyr Tverdokhlib/shutterstock.com –
p.112 Fokke Baarssen/shutterstock.com – p.135 Sashkin/shutterstock.com –
p.4, 19, 21, 38, 43, 57, 67, 69, 89, 90, 111, 127, 129, 130, 145 freepik.com



Imprimé sur Couché demi mat, papier labellisé PEFC issu de forêts gérées durablement et de sources contrôlées.



FRANCE
renouvelables
système électrique pilotable

france-renouvelables.fr | contact@france-renouvelables.fr