

Le solaire photovoltaïque en France : réalité, potentiel et défis

Des questions...



...et des réponses

*préparées par des chercheurs et des chercheurs du
CNRS et de la*

Fédération de recherche du Photovoltaïque

Troisième édition, mise à jour et enrichie

Version du 22/10/2025

Librement disponible sur <https://solairepv.fr>

Ce document est diffusé sous la [licence Creative Commons CC BY 4.0](#).

Son contenu peut être réutilisé librement en utilisant une des citations suivantes :

- Le solaire photovoltaïque en France : réalité, potentiel et défis, version du 22/10/2025, disponible sur : <https://solairepv.fr>

ou :

- <https://solairepv.fr> (22/10/2025)

Photo de couverture : Stéphane Collin

Avant-propos

L'origine anthropique du réchauffement climatique ne fait plus de doute, et l'accord de Paris adopté en 2015 par la quasi-totalité des pays du monde a fixé l'objectif de limiter l'augmentation moyenne de la température sous les 2 °C. La transition énergétique, l'un des leviers essentiels pour y parvenir, est ainsi devenue un sujet de société majeur.

Différents scénarios énergétiques sont à l'étude pour parvenir à une neutralité carbone en 2050. Ils nécessitent tous une société plus sobre en énergie, une plus grande électrification des usages énergétiques, et un développement des énergies renouvelables. Mais dans le détail, les poids respectifs des économies d'énergie, des énergies renouvelables et du nucléaire varient d'un scénario à l'autre. La société doit choisir un modèle et une trajectoire de développement d'un nouveau mix énergétique. Ce choix aura des impacts sur nos modes de vie, et supposera d'accepter des contraintes, des risques ou des coûts différents. Il nécessite un débat éclairé par les connaissances les plus récentes.

Quelle place le solaire photovoltaïque peut-il prendre dans le futur mix énergétique français ?

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) a progressé au cours des 10 dernières années à une vitesse fulgurante, que personne n'avait prédite : la capacité des installations photovoltaïques dans le monde a été multipliée par 10, le prix des panneaux photovoltaïques a été divisé par 10, et leur rendement est passé de 15 % à plus de 20 %. Le PV fournit déjà plus de 5 % de l'électricité en France et dans le monde. Le rôle que le solaire photovoltaïque peut jouer dans la transition énergétique en est bouleversé. Malheureusement, ces changements rapides sont peu pris en compte dans les débats, trop souvent biaisés par des arguments approximatifs, basés sur des données anciennes voire complètement erronées.

Un petit groupe de chercheuses et de chercheurs du Centre National de la Recherche Scientifique (CNRS) et de la Fédération de Recherche Photovoltaïque (FedPV) a formé un atelier pour travailler collectivement sur les questions posées par le développement du solaire photovoltaïque en France. Quelle est sa réalité ? Où en est-on ? Quels sont les objectifs à court, moyen et long terme ? Sont-ils atteignables ? Le photovoltaïque coûte-t-il cher ? Est-il polluant, émetteur de CO₂, dépendant de matériaux rares ?...

L'ambition de ce travail est d'apporter des réponses simples et factuelles mais précises et documentées, en utilisant les données les plus récentes, issues si possible de la littérature scientifique relue par les pairs. Ce document propose plusieurs niveaux de lecture. Pour chaque question, nous proposons une première réponse courte, en résumé, puis des éléments complémentaires pour aller plus loin. Les sources indiquent l'origine des données utilisées, et des documents ou sites web permettant d'approfondir les questions abordées.

Nous espérons que ce document sera utile au plus grand nombre, et contribuera à éclairer le débat citoyen sur la transition énergétique en France et les choix qui s'imposent. Nous invitons les lecteurs à se rendre sur le site <https://solairepv.fr> pour consulter les mises à jour futures de ce document et y trouver d'autres ressources, et à nous adresser d'éventuelles remarques ou suggestions.

L'équipe de l'Atelier SolairePV.

Résumé pour gens pressés

Les installations solaires photovoltaïques aujourd'hui

1 – Qu'est-ce qu'un panneau photovoltaïque (PV) ?	Un panneau (ou module) PV permet de transformer le rayonnement solaire en électricité. Son rendement de conversion est de l'ordre de 22 %.	En savoir plus... p. 18
2 – Quelle est la contribution du solaire PV à la production électrique française ?	En 2024, le solaire photovoltaïque a fourni 24,8 TWh, soit 5,6 % de l'énergie électrique consommée en France (contre 4,9 % en 2023).	En savoir plus... p. 19
3 – Quelle est l'énergie fournie annuellement par une installation PV de puissance nominale 1 kW ?	En France, environ 1300 kWh/an (1,3 MWh/an), avec 5 m ² de panneaux orientés au sud. Cela représente un peu plus de la moitié de la consommation électrique moyenne d'un français (2200 kWh/an).	En savoir plus... p. 20
4 – Quel est le coût d'une installation PV ?	Cela dépend de la taille de l'installation. Une grande centrale au sol coûte environ 1 €/Wc, contre 2,5 €/Wc pour une installation résidentielle. Le panneau ne représente qu'une petite partie de ce coût (0,2 €/Wc).	En savoir plus... p. 21
5 – Le solaire PV est-il compétitif ?	Oui , le solaire PV est maintenant compétitif par rapport aux autres sources d'énergie électrique, avec des coûts allant de 0,05 €/kWh pour une centrale au sol à 0,16 €/kWh pour une petite installation résidentielle en toiture.	En savoir plus... p. 22
6 – Le solaire PV est-il subventionné en France ?	Oui , le solaire photovoltaïque est soutenu par des aides publiques, comme la plupart des sources d'énergie décarbonées . Il s'agit de primes à l'investissement, de TVA réduite, ou de tarifs d'achat garantis sur des contrats de 20 ans.	En savoir plus... p. 23
7 – Une installation PV fournit-elle plus d'énergie que ce qui a été consommé pour sa fabrication ?	Oui beaucoup plus ! En France, un système PV formé d'un module en silicium monocristallin fournit l'énergie qui a été nécessaire pour sa fabrication et son cycle de vie en environ 1 an . Ce temps de retour énergétique a été divisé par deux entre 2015 et 2020.	En savoir plus... p. 24
8 – Quelle est la durée de vie d'une installation PV aujourd'hui ?	Les installations se dégradent naturellement dans le temps avec une perte d'efficacité de l'ordre de 0,5 à 0,8 % par an. Les fabricants de panneaux PV garantissent généralement une durée de vie de 25 à 30 ans , pendant laquelle la puissance reste au moins égale à 80 % de la valeur nominale.	En savoir plus... p. 25

L'industrie du photovoltaïque

9 – Quels sont les ingrédients d'un panneau PV (1/2) ?	
Un panneau PV est le plus souvent formé de cellules en silicium, protégées par du verre . Il faut à la fois des matériaux <i>fonctionnels</i> (silicium, argent. . .) qui participent directement à la conversion d'énergie, et des matériaux de <i>structure</i> (aluminium, verre, plastiques...).	En savoir plus... p. 28
10 – Quels sont les ingrédients d'un panneau PV (2/2) ?	
En termes de masse , un panneau PV contient surtout de l'aluminium et du verre (83 % de la masse). Mais la valeur des matériaux est concentrée dans la couche de silicium (40 %) et dans les contacts métalliques (15-30 %), qui représentent une fraction minime de la masse.	En savoir plus... p. 29
11 – Où sont fabriqués les panneaux PV ? D'où vient le silicium (Si) ?	
Les différentes étapes de fabrication peuvent être réalisées par différents acteurs. Actuellement, la Chine domine largement le marché : elle assure plus de 75 % de la production mondiale dans toutes les étapes de fabrication des panneaux silicium.	En savoir plus... p. 30
12 – Quelle est la capacité existante de production de panneaux PV en France ?	
En 2023, la capacité de production de panneaux photovoltaïques en France était de l'ordre de 860 MW par an, bien en deçà des installations annuelles (plus de 3000 MW en 2023).	En savoir plus... p. 31
13 – Quels sont les projets de développement de la production de panneaux PV en France ?	
De nombreux projets industriels sont actuellement en cours de développement en France . S'ils arrivaient tous à maturité, la production de panneaux PV pourrait atteindre plus de 15 GW par an d'ici 2030.	En savoir plus... p. 32
14 – Quelle est la production de systèmes PV en Europe ?	
L'Europe est présente sur une partie de la chaîne de valeur des modules (polysilicium pour la fabrication des lingots, assemblage des modules), mais très peu actuellement sur la production de lingots, plaquettes et cellules. Il existe cependant de nombreuses initiatives pour relocaliser l'ensemble de la chaîne de valeur.	En savoir plus... p. 33

Photovoltaïque, environnement et société

15 – Est-ce qu'un panneau PV peut se recycler ? (1/2)	Oui le recyclage des panneaux PV est possible, la collecte et le traitement en fin de vie des modules et de l'onduleur sont d'ailleurs obligatoires. En masse, jusqu'à 95 % d'un module peut être valorisé, ce qui ne signifie pas forcément recyclé.	En savoir plus... p. 36
16 – Est-ce qu'un panneau PV peut se recycler ? (2/2)	Le réemploi des modules est la solution privilégiée. Lorsqu'il n'est pas possible, les éléments du module doivent être séparés pour leur réutilisation ou leur recyclage. L'éco-conception des modules fait l'objet de recherches pour diminuer l'utilisation des ressources et faciliter le traitement en fin de vie.	En savoir plus... p. 37
17 – Quelle est l'empreinte carbone d'un système PV ?	Une installation PV n'émet pas de CO₂ pendant son fonctionnement. Son empreinte carbone provient majoritairement de la phase de fabrication des panneaux, avec une valeur moyenne de l'ordre de 32 gCO₂eq/kWh pour une installation sur toiture en France.	En savoir plus... p. 38
18 – Les modules PV utilisent-ils des matériaux rares ?	La rareté des matériaux utilisés pour le photovoltaïque n'est pas un verrou pour la production à grande échelle, mais leur <i>criticité</i> doit être prise en compte. Attention à ne pas confondre terres rares et matériaux rares. Les modules PV ne contiennent pas de terres rares.	En savoir plus... p. 39
19 – Les modules PV utilisent-ils des matériaux critiques ?	Certains métaux entrant dans la composition d'un panneau solaire sont considérés comme critiques (aluminium, silicium métal, argent), c'est-à-dire qu'il existe un risque pour leur approvisionnement. Cette criticité n'est pas un verrou mais doit être prise en compte pour le déploiement du PV à grande échelle.	En savoir plus... p. 40
20 – Quel est l'impact de la filière PV sur l'emploi en France ?	La filière solaire photovoltaïque française représentait environ 12000 emplois (équivalents temps plein) en 2020, en hausse de 50 % par rapport à 2019 (environ 8000 emplois). Pour l'année 2022, le nombre d'emplois est estimé à 16000.	En savoir plus... p. 41
21 – Peut-on installer des panneaux PV sur, ou aux abords des monuments historiques ?	Oui en principe, mais il faut a minima consulter les Architectes des Bâtiments de France. L'autorisation dépend notamment du niveau de protection de la zone, et de l'impact visuel du projet.	En savoir plus... p. 42

Quelle place pour le solaire photovoltaïque dans le futur mix énergétique français ?

22 – Où en est le développement du solaire PV par rapport aux objectifs de la PPE ?	
La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit 54 GW installés en 2030 (66 TWh/an) et entre 65 et 90 GW en 2035 (de 92 à 110 TWh/an) . Fin 2024, 24,3 GW étaient raccordés en France.	En savoir plus... p. 44
23 – Quelle est la production de solaire PV prévue par les différents scénarios ?	
Dans les six scénarios RTE pour le futur mix énergétique, l'énergie solaire PV produite en 2050 est comprise entre 90 et 250 TWh par an , soit 4 à 10 fois la production de 2024 .	En savoir plus... p. 45
24 – Quelle est la surface de panneaux PV nécessaire selon les scénarios en 2050 ?	
Les surfaces nécessaires pour le solaire PV en 2050 dépendent du scénario considéré, et se situent entre 400 et 1200 km² , soit une surface très inférieure aux surfaces déjà artificialisées (environ 50 000 km²) .	En savoir plus... p. 46
25 – Les surfaces déjà artificialisées suffisent-elles pour atteindre les objectifs énergétiques à l'horizon 2050 ?	
Oui , un potentiel de production solaire PV de plus de 150 TWh/an est déjà identifié en utilisant des technologies commerciales et des surfaces déjà artificialisées disponibles (toitures, friches, parkings). Les scénarios les plus ambitieux (150 à 250 TWh/an) semblent donc réalisables.	En savoir plus... p. 47
26 – Quelle est la différence entre le gisement total et le potentiel PV réel ?	
On distingue le gisement total, quantité d'électricité maximale que l'on peut produire en exploitant les espaces disponibles, et le potentiel réel qui doit prendre en compte des contraintes techniques, économiques, réglementaires...	En savoir plus... p. 48
27 – Quel est le potentiel pour le PV solaire en France ? Les toitures.	
La France a un potentiel de production d'électricité photovoltaïque en toiture de 125 TWh/an , pour une surface de 1346 km ² à un coût inférieur à 0,15 €/kWh (coûts 2019).	En savoir plus... p. 49
28 – Quel est le potentiel pour le PV solaire en France ? Les friches et parkings.	
Le potentiel de production annuel du solaire photovoltaïque installé sur des friches (zones délaissées) et des parkings (ombrières) peut être évalué entre 15 et 40 TWh par an .	En savoir plus... p. 50
29 – Quel est le potentiel pour le PV solaire en France ? Les infrastructures de transport.	
Les abords des infrastructures de transport sont propices aux installations PV grâce aux grandes surfaces disponibles et aux faibles risques de conflits d'usage. Leur potentiel est estimé à 53 TWh/an le long des routes et 13 TWh/an le long des voies ferrées .	En savoir plus... p. 51

30 – Vers de nouveaux modes de déploiement du photovoltaïque ? Les panneaux verticaux.	Il est possible d'installer des panneaux PV verticalement , par exemple sur les façades des bâtiments ou comme mur anti-bruit.	En savoir plus... p. 52
31 – Vers de nouveaux modes de déploiement du photovoltaïque ? L'agrivoltaïsme.	L'agrivoltaïsme désigne des installations photovoltaïques situées sur des parcelles agricoles, combinant ainsi production électrique et agricole. Le cadre réglementaire impose des contraintes telles que la réversibilité de l'installation et le maintien d'un revenu agricole significatif.	En savoir plus... p. 53
32 – Vers de nouveaux modes de déploiement du photovoltaïque ? Le PV flottant.	Le PV flottant désigne des installations PV situées sur des étendues d'eau. Il a pour avantage la grande disponibilité de ces surfaces, mais les impacts environnementaux ne sont pas encore bien connus.	En savoir plus... p. 54

Pour voir plus loin...

33 – Le PV contribue-t-il aux îlots de chaleur urbains ?	À ce jour, il n'y a pas de consensus sur l'impact des systèmes PV sur les températures urbaines et donc sur les îlots de chaleur urbain.	En savoir plus... p. 56
34 – Comment le photovoltaïque a-t-il été inventé ?	L'effet photovoltaïque a été découvert en 1839 en France par Edmond Becquerel. D'abord utilisé pour la mesure de l'illumination, les applications énergétiques ne démarrent vraiment qu'avec l'invention de dispositifs en silicium en 1954 et les besoins de l'industrie spatiale naissante.	En savoir plus... p. 57
35 – Quelles sont les technologies du solaire photovoltaïque ? (1/2)	Les cellules solaires en silicium représentent actuellement 98 % du marché , mais il existe aussi des cellules commerciales en couches minces de CdTe et CIGS (moins de 2 % du marché), en matériaux organiques (légères et souples) pour des applications de niche, et des multi-jonctions à haut rendement (III-V et germanium) pour les applications spatiales.	En savoir plus... p. 58
36 – Quelles sont les technologies du solaire photovoltaïque ? (2/2)	Les pérovskites hybrides sont à la base de la technologie émergente qui a connu le plus fort développement au cours des dernières années. La prochaine génération de cellules solaires pourrait être formée de tandems, par exemple pérovskite sur silicium.	En savoir plus... p. 59

37 – Le solaire PV est-il une source d'électricité variable, intermittente, pilotable, flexible, fiable, prévisible ? (1/2)

Le solaire PV est une source d'électricité dont le fonctionnement est **très fiable mais peu flexible**, et dont la production est **intermittente**. Ses variations ont pour origine l'alternance jour/nuit et les conditions environnementales.

En savoir plus... p. [60](#)

38 – Le solaire PV est-il une source d'électricité variable... (2/2)

Le solaire PV est une source d'électricité fiable mais intermittente, dont les fluctuations locales journalières sont atténuées par **l'effet de foisonnement**, et les **variations saisonnières** peuvent être en partie compensées par la complémentarité avec l'éolien. La **prévisibilité** de la production solaire PV doit être considérée à différentes échelles de temps.

En savoir plus... p. [61](#)

39 – Adapter le réseau au nouveau mix énergétique à l'horizon 2050... à quel coût ?

L'intégration massive d'énergies renouvelables nécessitera de nouveaux moyens de flexibilité. D'ici 2035, on estime que les outils existants ou déjà prévus seront suffisants. Au-delà, de nouvelles installations seront nécessaires et engendreront un surcoût, qui peut être estimé en développant des scénarios pour les mix énergétiques futurs.

En savoir plus... p. [62](#)

40 – Quelle source d'énergie pour produire de l'hydrogène par électrolyse ?

L'hydrogène peut être produit par électrolyse, et servir à l'industrie chimique, en substitution aux énergies carbonées et pour le stockage de l'énergie.

En savoir plus... p. [63](#)

41 – Quelles sont les principales défaillances dans les installations PV ?

En plus du vieillissement naturel des modules, des défaillances peuvent affecter les différents composants des installations PV tout au long de sa vie, accélérer le vieillissement et réduire de manière soudaine la production d'électricité.

En savoir plus... p. [64](#)

Démêlons le vrai du faux !

Réponses à quelques critiques courantes entendues dans le débat public.

42 – Le solaire PV, de fortes émissions de CO₂ ?

Non, le solaire PV n'a pas un mauvais bilan carbone ! Les énergies décarbonées (renouvelables et nucléaire) génèrent des émissions de 10 à 45 gCO₂eq/kWh, plus de 10 fois inférieures aux énergies fossiles, gaz ou charbon (500 à 1000 gCO₂eq/kWh).

En savoir plus... p. [66](#)

43 – Le solaire PV, une énergie diffuse, responsable de l'artificialisation des sols ?

Oui, l'énergie solaire est diffuse (260 kWh/an/m² en moyenne), **et ça n'est pas forcément un inconvénient** : l'énergie solaire est abondante, disponible partout et sans danger. Non, le développement du solaire PV ne se fera pas forcément au détriment des forêts, cultures ou espaces protégés.

En savoir plus... p. [67](#)

44 – Les énergies renouvelables, un risque pour la stabilité du réseau ?	
S'il est exact que la production photovoltaïque ne contribue pas spontanément à la stabilité du réseau comme peuvent le faire d'autres générateurs (turbines), "il y a un consensus scientifique sur l'existence de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique" (RTE), qui ne sont pas encore nécessaires.	En savoir plus... p. <u>68</u>
45 – Les énergies renouvelables, un problème pour les infrastructures ?	
Pour la prochaine décennie, les infrastructures actuelles constituent un bon ossature pour le développement des énergies renouvelables. Des adaptations du réseau de transport électrique seront nécessaires, notamment à partir de 2030-2035, mais l'ampleur des coûts spécifiques liés à l'adaptation aux énergies renouvelables restera modérée.	En savoir plus... p. <u>69</u>
46 – Le silicium, un matériau critique pour le solaire PV ?	
Attention aux mauvaises interprétations : le silicium n'est pas un matériau <i>rare</i> . En revanche, le silicium métallurgique peut être considéré comme <i>critique</i> car il est produit par peu d'acteurs à l'échelle mondiale.	En savoir plus... p. <u>70</u>
Puisque le solaire PV fonctionne bien et est devenu peu cher, à quoi la recherche menée dans les laboratoires sert-elle ?	
Les objectifs des scénarios les plus ambitieux pour le développement du solaire PV peuvent être atteints avec les technologies actuelles, à un coût mesuré, en utilisant les surfaces déjà disponibles (toitures, parkings, friches,...) et sans artificialisation supplémentaire. Les recherches actuelles visent à faciliter le déploiement du solaire PV en réduisant encore plus le coût et l'impact environnemental du PV, et en facilitant les usages (modules légers, flexibles, esthétiques...). Elles contribuent également à améliorer la compréhension fondamentale de la science du photovoltaïque. Les axes de recherche portent par exemple sur l'augmentation de l'efficacité, la diminution de la quantité de matériaux utilisés (particulièrement : rares, critiques, toxiques...) ou leur substitution, la fabrication de dispositifs conçus pour être facilement recyclables, ou de nouveaux champs d'application.	
Infographie : du soleil à l'électricité	pp. <u>12</u> - <u>13</u>
Infographies : du quartz au panneau, structure d'une cellule solaire	pp. <u>14</u> - <u>15</u>
Des ressources documentaires pour approfondir	p. <u>72</u>
Les ressources proposées par l'Atelier SolairePV	p. <u>73</u>
Glossaire	p. <u>74</u>
Acronymes et unités	p. <u>75</u>
Crédits	p. <u>78</u>

En été, à midi, sans nuage

1000
W/m²

Technologie la plus répandue : le silicium

Puissance nominale

Coût indicatif (installation résidentielle)

Empreinte carbone

Si

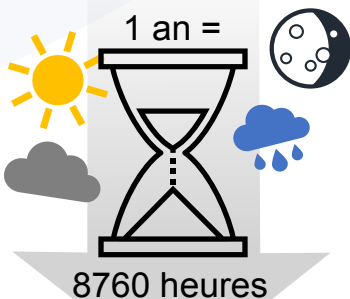
1 panneau (2 m²)

~ 450 Wc

~ 1000 €

~ 30 gCO₂eq/kWh

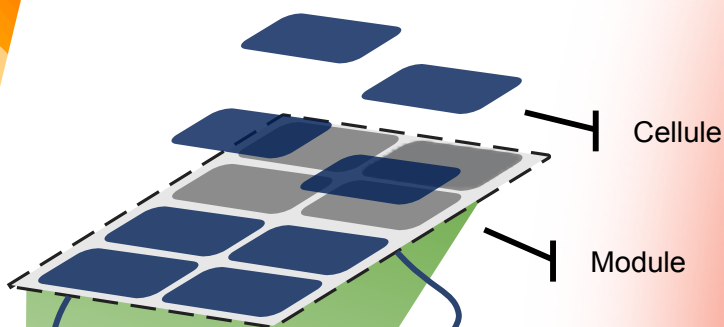
Sur un an, les conditions climatiques (et la nuit !) font qu'une surface reçoit moins d'énergie que si elle était tout le temps en plein soleil



~15%
Facteur de charge

Energie lumineuse reçue

1300
kWh/an/m²



~22%
Rendement

Électricité récupérable

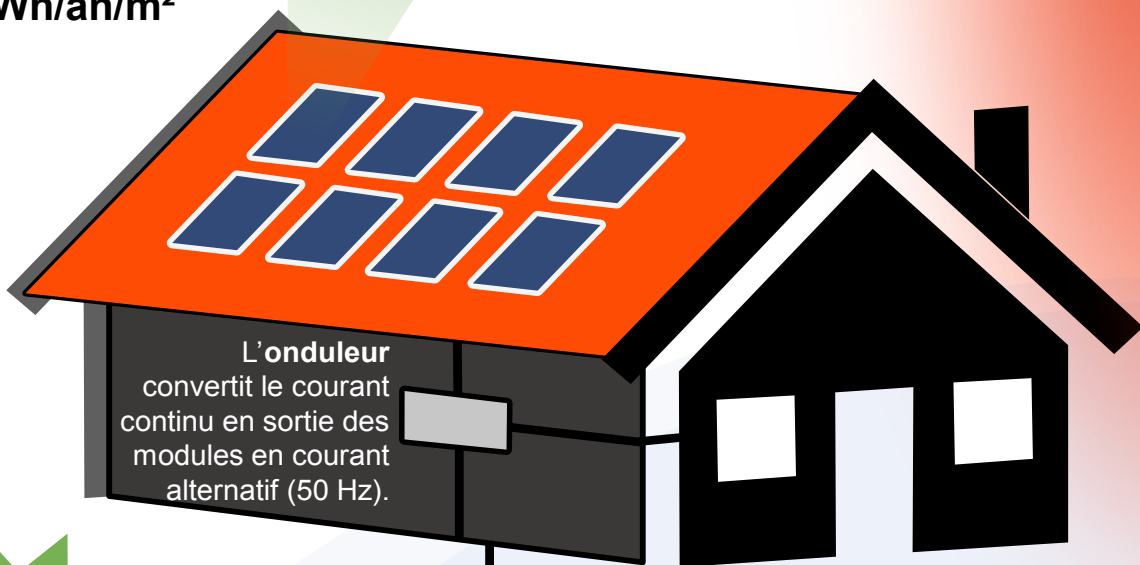
290
kWh/an/m²

20m²

10 panneaux sur un toit orienté sud

4,5kWc
Puissance nominale

5MWh
Production annuelle



Consommation électrique d'une famille de 4 (hors chauffage)

12

Autoconsommation + injection sur le réseau (vente du surplus)



1000
W/m²

En France, en milieu d'une journée d'été, la **puissance du rayonnement solaire** est d'environ **1000 W/m²** (1 kW/m²).

1300
kWh/an/m²

Cette puissance lumineuse varie au cours de l'année en fonction des saisons et des conditions météorologiques et de l'heure. L'**énergie lumineuse annuelle** reçue par unité de surface est d'environ **1300 kWh/an/m²**.

~15%
Facteur de charge

Une autre manière de tenir compte des variations d'éclairement au fil de l'année, ainsi que de l'alternance jour nuit, est de définir le **facteur de charge** d'une installation, qui est d'environ **0,15** pour le solaire PV en France. C'est le rapport entre l'énergie réellement reçue par une surface durant 1 an (=8760 h) et l'énergie fictive qui serait reçue par cette même surface si elle était en plein soleil pendant 8760 h.

~22%
Rendement

Les **modules photovoltaïques** (ou panneaux) sont le plus souvent constitués de cellules de silicium connectées entre elles et protégées par une plaque de verre. Leur **efficacité**, ou **rendement de conversion** de l'énergie lumineuse en énergie électrique, est d'environ **22 %**. Un module d'une surface d'1 m² éclairé par une puissance de 1000 W/m² fournit donc une **puissance électrique nominale de 220 W** (on parle également de puissance crête de 220 Wc).

290
kWh/an/m²

L'**énergie électrique** produite pendant une année est équivalente à celle obtenue à la puissance nominale pendant 15 % des 8760 heures d'une année, soit $220 \times 0,15 \times 8760 = \mathbf{289 \text{ kWh/m}^2}$, qui correspond bien à l'énergie lumineuse annuelle de 1300 kWh par m² multipliée par le rendement de 22 %.

20 m²

*Sur un toit
orienté sud*

EXEMPLE

Une installation solaire photovoltaïque de **20 m² en toiture** orientée sud, formée de 10 modules de 1 m x 2 m d'une puissance unitaire de 450 Wc, a une **puissance nominale de 4,5 kWc**. Elle fournira environ **5 MWh d'énergie électrique chaque année**, soit un peu plus que la consommation d'une famille de 4 personnes (hors chauffage).

5 MWh

*Production
annuelle*

Du quartz Au panneau

Le parcours du silicium



Quartz
(SiO_2 + impuretés)

1 Le quartz est un cristal impur de SiO_2 . Il est extrait de carrières de roche métamorphique appelée quartzite.



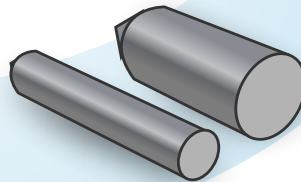
Silicium Métallurgique
(pureté > 99%)

2 Le silicium métallurgique est obtenu par fusion à 2000 °C et réduction du quartz en présence de charbon.



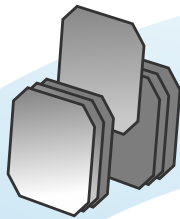
Polysilicium
(pureté > 99.999 99 %)

3 Le polysilicium s'obtient en transformant le silicium métallurgique en une espèce gazeuse appelée silane puis en redéposant les atomes de silicium par procédé Siemens.



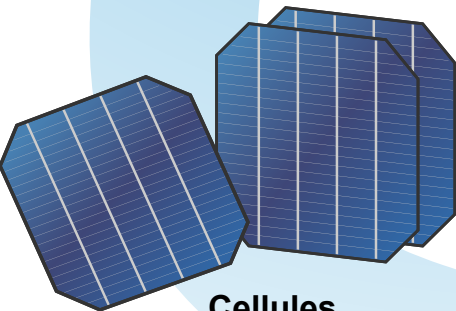
Lingot de monocristaux
(jusqu'à 5 m de hauteur)

4 Ces lingots sont formés après la fonte du polysilicium dans un creuset porté à plus de 1400 °C et la lente solidification initiée par un germe cristallin.



Plaquettes
(de 15 x 15 cm² à 21 x 21 cm²)

5 Des plaquettes (wafers) de 100 à 200 microns d'épaisseur sont découpées à partir des lingots à l'aide de scies diamantées.

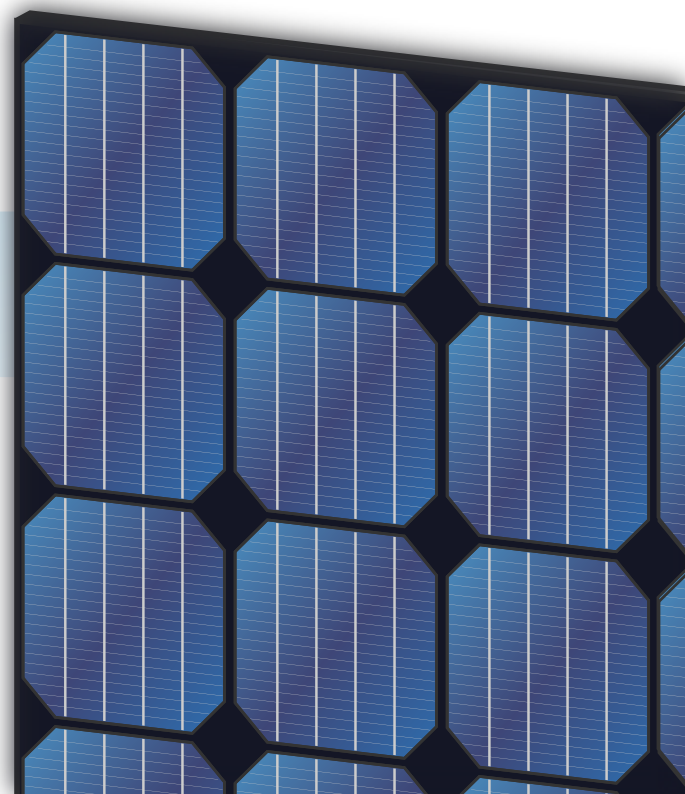


Cellules
(contactées)

Panneau
(19-24 % d'efficacité)

6 Les cellules sont obtenues en déposant successivement de nombreuses couches sur le silicium (voir page de droite)

7 Le panneau est un assemblage de cellules, de verre, d'un cadre en aluminium et de câbles électriques. Les surfaces varient.



La structure De la cellule

Un assemblage précis

Encapsulant

Polymère (EVA) permettant de protéger la couche active et d'assurer un bon collage avec le verre.

Verre

D'excellente qualité (transparence), le verre sert principalement de support mécanique pour la rigidité de la cellule.

Couche anti-reflet

Par exemple en nitrure de silicium (Si_3N_4), elle permet de minimiser les réflexions de la lumière sur la face avant.

Contact métallique avant

Grille imprimée en argent ou en cuivre pour collecter les charges (électrons) générées dans la cellule.

Silicium

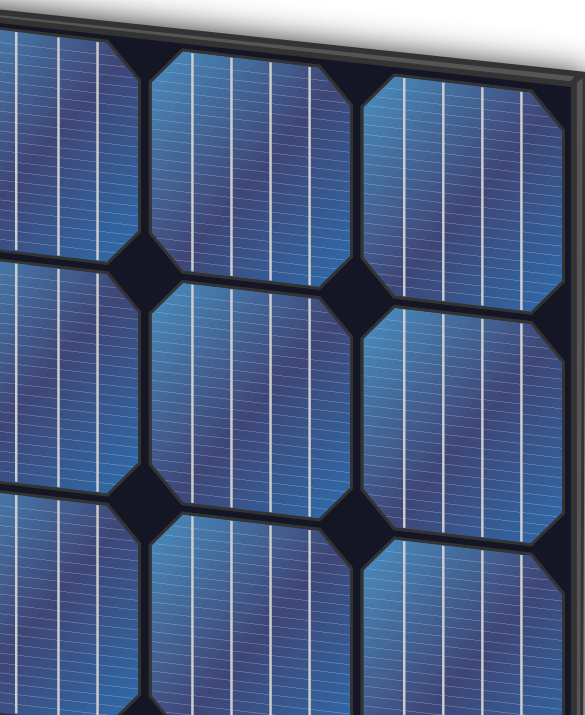
Couche active permettant d'absorber la lumière et de générer des charges. Elle est typiquement constituée d'un empilement de plusieurs couches aux propriétés (dopage) différentes.

Support

Selon la technologie, peut être un substrat de verre ou un film polymère (par exemple en Tedlar).

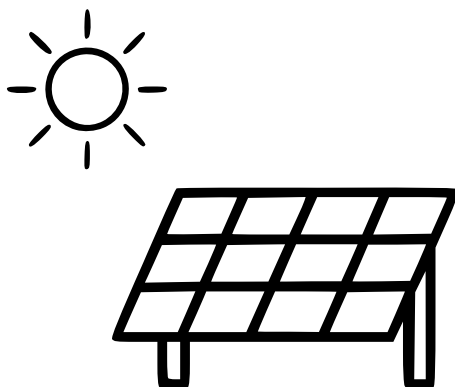
Contact métallique arrière

Grille ou contact pleine plaque.





Les installations solaires photovoltaïques aujourd'hui



1. QU'EST-CE QU'UN PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE (PV) ?



En résumé

Un panneau (ou module) photovoltaïque (PV) permet de transformer le rayonnement solaire en électricité. Il est généralement formé de cellules solaires en silicium, protégées par du verre dans un cadre en aluminium. Son rendement de conversion est de l'ordre de 22 %. Au soleil, une puissance nominale de 1 kWc est obtenue avec une surface d'environ 5 m².

Pour aller plus loin

Un panneau PV exploite une source d'énergie quasi-infinie (le soleil). Il contient des matériaux photosensibles (majoritairement des semiconducteurs) capables d'utiliser les photons du rayonnement solaire pour produire de l'énergie électrique. Son rendement est défini par le rapport entre l'énergie électrique produite et l'énergie solaire reçue sous forme de lumière. Il peut donc varier en fonction de la technologie utilisée et de l'état du panneau.

En France et dans le monde, en 2024, la technologie la plus répandue est à base de silicium monocristallin (98 % du marché mondial en 2024 [1-3]). Les rendements atteignent plus de 25 % pour les modules records [4] et environ 22 % pour les modules commerciaux bon marché, avec une puissance nominale de 450 W pour une surface de 2 m² [3].

Un panneau PV peut être installé en toiture, en façade des bâtiments, au sol, comme ombrière de parking... Il peut être connecté au réseau électrique public ou faire partie d'un système autonome. Plusieurs facteurs peuvent influencer le rendement d'un panneau PV comme le niveau d'ensoleillement, l'ombrage, la température extérieure, l'orientation et l'inclinaison du panneau, etc. Comme l'énergie fournie par le soleil dépend entre autres des conditions météorologiques et de la position du soleil dans le ciel, la puissance fournie par un panneau PV ne sera pas toujours égale à sa puissance nominale (plus de détails dans la Fiche n° 3).

Il est important de ne pas confondre un panneau solaire PV avec un panneau solaire thermique, qui permet de transférer l'énergie solaire à un fluide caloporteur sous forme de chaleur, pour ensuite être utilisée pour le chauffage de bâtiments, la production d'eau chaude sanitaire, ou encore dans divers procédés industriels.

1. IEA-PVPS, rapport : "Trends in Photovoltaic Applications", 2024 ([page web](#)).
2. International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) 2024 ([page web](#)).
3. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, version du 29 mai 2025 ([page web](#)).
4. NREL, "Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart", 2025 ([page web](#)).

2. QUELLE EST LA CONTRIBUTION DU SOLAIRE PV À LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE FRANÇAISE AUJOURD'HUI ?



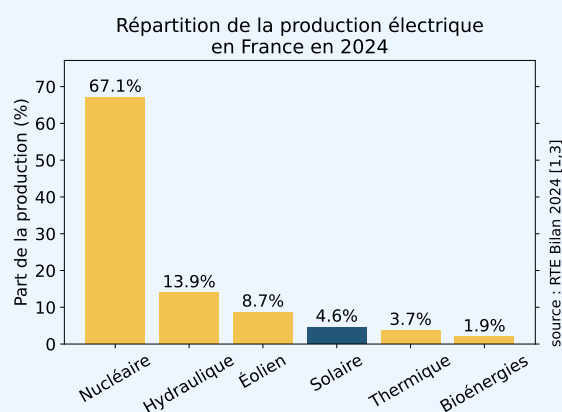
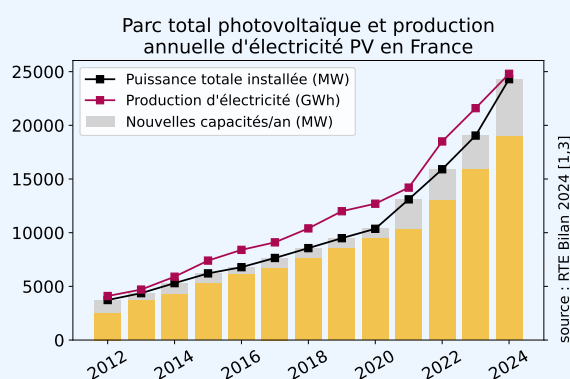
En résumé

En 2024, le solaire photovoltaïque a fourni **24,8 TWh**, soit **5,6 %** de l'énergie électrique consommée en France (contre 5,1 % en 2023) [1-2].

Pour aller plus loin

En douze ans (2012-2024), la puissance du parc photovoltaïque installé en France métropolitaine a été multipliée par 6 pour atteindre **24,3 GW**. Similairement, **la production d'énergie solaire a été multipliée par 6 et atteignait 24,8 TWh en 2024**. Note : les chiffres diffèrent légèrement selon les sources, en raison de la zone géographique considérée ou des installations prises en compte [1-7]. En comparaison, la puissance du parc éolien en 2024 était de 24,4 GW, pour une production électrique annuelle de 46,9 TWh, soit 10,6 % de l'électricité annuelle consommée [1].

Le PV a ainsi permis de couvrir 5,6 % de l'énergie électrique consommée en 2024, contre 5,1 % en 2023 et 4,2 % en 2022 [2]. **Si on compare à la production électrique française**, qui est excédentaire, le PV représente **4,6 % en 2024**, 4,4 % en 2023, 4,1 % en 2022 et 3,0 % en 2021 [2]. Les taux de couverture PV (part d'énergie PV produite sur consommation électrique totale) sont bien sûr très variables d'une région à l'autre, avec en 2024, un taux de couverture annuel de 14,3 % en Occitanie, contre seulement 1,4 % en Normandie et dans les Hauts-de-France [4].



1. RTE, rapport "Bilan électrique 2024" ([page web](#), [pdf](#)).
2. RTE, rapport "Bilan électrique 2023" ([page web](#), [pdf](#)).
3. Plateforme d'Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ) ([site web](#)) : capacités ([page web](#)) et production ([page web](#)).
4. RTE, "Panorama de l'électricité renouvelable", 31 décembre 2024 ([pdf](#)).
5. Ministère de la transition écologique, Chiffres clés des énergies renouvelables, 2024 ([page web](#)).
6. Observ'ER, Le Baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France ([pdf](#)).
7. IEA, Renewables Data Explorer ([page web](#)).

3. QUELLE EST L'ÉNERGIE FOURNIE ANNUELLEMENT PAR UNE INSTALLATION PV DE PUISSANCE NOMINALE 1 KW ?



En résumé

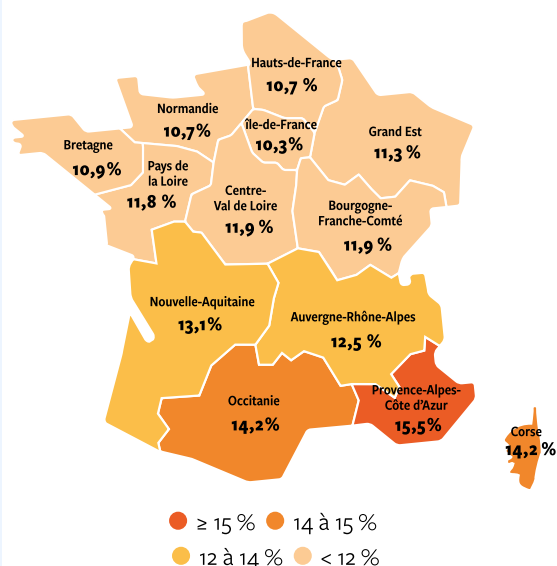
Pour une puissance nominale de **1 kW** (ou **1 kWc**, environ **5 m²** de panneaux) installée en France et orientée au Sud, la production annuelle est d'environ **1300 kWh** (**1,3 MWh**), soit un peu plus de la moitié de la consommation électrique moyenne d'un Français (**2200 kWh/an**). Cela correspond à un facteur de charge moyen de 15 %.

Pour aller plus loin

Le facteur de charge correspond au rapport entre l'énergie effectivement produite et celle qui aurait été produite si le panneau PV avait fonctionné à sa puissance nominale pendant toute la durée considérée. C'est une manière de mesurer l'écart entre les conditions réelles (ensoleillement variable, nuit, température...) et les conditions nominales (éclairage solaire de 1 kW/m² à 25 °C). Le facteur de charge varie légèrement d'une année à l'autre, il était historiquement bas à 13 % en 2024, contre 14,2 % en 2023 et 14,5 % en moyenne sur la période 2014-2023 [1].

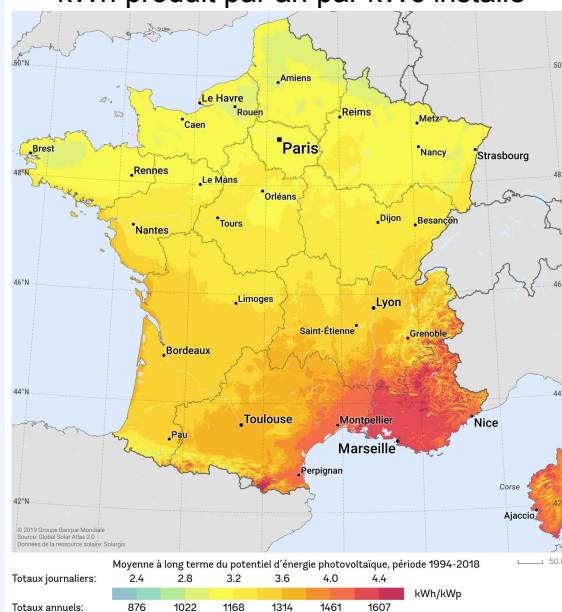
Les cartes ci-dessous donnent la distribution sur le territoire du facteur de charge et de la production par kW nominal (aussi appelé kWc). A l'échelle des régions, elles montrent que la production d'électricité photovoltaïque est jusqu'à 50 % plus élevée dans le sud de la France que dans le nord.

Facteur de charge solaire moyen en 2024



Source : Panorama de l'électricité renouvelable, 31 décembre 2024 [2]

kWh produit par an par kWc installé



Source : <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/france> [3]

1. RTE, rapports "Bilan électrique 2024" ([page web](#), [pdf](#)) et "Bilan électrique 2023" ([page web](#), [pdf](#)).
2. RTE, "Panorama de l'électricité renouvelable", 31 décembre 2024 ([pdf](#)).
3. Solargis, cartes de la ressource solaire en France, 2021 ([page web](#)).

4. QUEL EST LE COÛT D'UNE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE ?



En résumé

Les modules PV, briques de base des installations PV, ont vu leur prix être **divisé par 10 en 10 ans**. Leur prix avoisine désormais **0,15 - 0,2 €/Wc** [1] (soit 45 €/m²). Le coût des installations complètes a également beaucoup baissé. Il se situe autour de **2 - 2,5 €/Wc** pour les installations résidentielles et environ **1 €/Wc** pour les grandes centrales au sol.

Pour aller plus loin

La brique de base d'une installation photovoltaïque est le module. Son coût est exprimé en €/Wc. Grâce aux progrès techniques et à des effets d'échelle, ce coût a connu une forte diminution, d'environ 2 €/Wc en 2010 à 0,2 €/Wc en 2020 [2], soit une division par 10 en 10 ans ! Les prix oscillent aujourd'hui entre 0,15 et 0,20 €/Wc [1].

Néanmoins, les modules représentent moins 25 % du coût total d'une installation photovoltaïque [3,4]. Il faut aussi de la main d'œuvre pour les installer, ainsi qu'un ou plusieurs onduleurs et des éléments électriques pour l'interconnexion avec le réseau. Une installation complète est donc plus chère. Son coût a peu évolué au cours des 10 dernières années [3].

En France, une installation résidentielle en toiture de 3 à 9 kWc coûte aujourd'hui autour de 2 à 2,5 €/Wc, les grandes installations en toiture (quelques 100 kWc) de l'ordre de 1-1,5 €/Wc, et une grande centrale autour de 1 €/Wc [3-5].

Exemple pour un particulier d'une installation de 25 à 30 m² de panneaux PV sur un toit de maison individuelle en 2024 [6] :

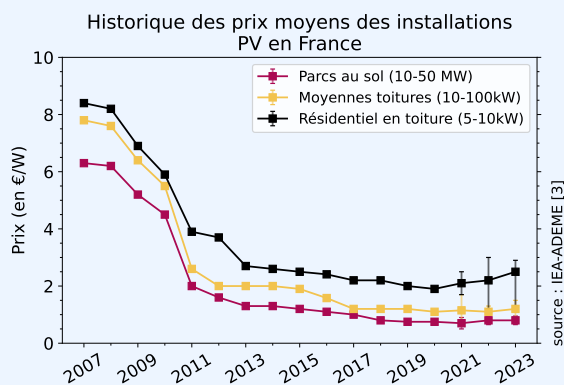
Puissance nominale : 6 kWc.

Coût d'installation : environ 13 000 € (environ 2,2 €/Wc en 2024, sans subvention)

Électricité produite par an : 7800 kWh.

Consommation électrique annuelle d'une maison hors chauffage : ~5000 kWh [7].

Rentabilité : au bout d'une dizaine d'années si l'essentiel de l'électricité produite est auto-consommée [8], beaucoup plus sinon, les tarifs d'achat du surplus injecté sur le réseau ayant fortement baissé début 2025 (Fiche n° 6).



1. PVXchange, indices des prix des modules photovoltaïques ([page web](#)).
2. IEA, évolution du coût des modules solaires photovoltaïques entre 1970 et 2020, 2 juillet 2020 ([page web](#)).
3. IEA-PVPS et ADEME, "National Survey Report of PV Power Applications in France", 2023 ([pdf](#)) et résumé en français, novembre 2024 ([pdf](#)).
4. photovoltaïque.info, "Préparer un projet, connaître les coûts et évaluer la rentabilité", 9 avril 2025 ([page web](#)).
5. Commission de régulation de l'énergie (CRE), rapport sur les appels d'offres "PPE2", septembre 2024 ([pdf](#)).
6. forum-photovoltaïque.fr, forum "avis et aide sur devis" ([page web](#)).
7. ADEME, rapport "Alléger l'empreinte environnementale de la consommation des Français en 2030 (...)", novembre 2014 ([pdf](#)).
8. AutoCalSol, logiciel de pré-dimensionnement d'installations photovoltaïques en autoconsommation ([site web](#)).

5. LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EST-IL COMPÉTITIF ?



En résumé

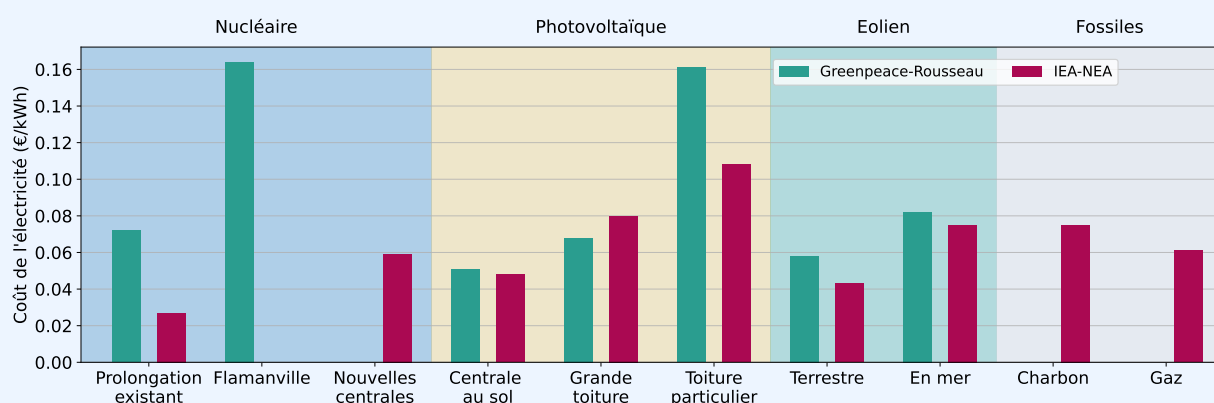
Oui, le solaire photovoltaïque est maintenant compétitif par rapport aux autres sources d'énergie électrique, avec des coûts allant de 0,05 €/kWh pour une centrale au sol à 0,16 €/kWh pour une petite installation résidentielle en toiture.

Pour aller plus loin

Le coût de l'électricité d'une installation PV dépend fortement du type et de la taille de l'installation (cf. Fiche n° 4). L'installation d'une grande centrale au sol coûte beaucoup moins cher en main d'œuvre que l'installation de la même puissance sur des toitures complexes d'accès.

La figure ci-dessous présente le résultat de deux études basées sur le cycle de vie des installations [1,2]. Le coût de l'électricité d'origine PV issue d'une installation au sol est du même ordre de grandeur que le nucléaire existant ou l'éolien terrestre, autour de 0,05 €/kWh.

Comparaison des coûts de production des différentes sources d'électricité (€/kWh) :



Note 1 : les données Greenpeace – Institut Rousseau sont spécifiques à la France, tandis que celles de l'IEA et de la NEA prennent en compte plusieurs pays. Les modes de calcul ne sont pas tout à fait équivalents. La Cour des Comptes a proposé fin 2021 des évaluations des coûts, et discute également des méthodologies de calcul et des limites de ces évaluations [3]. En 2023, la Commission de régulation de l'énergie a évalué le coût de production de l'électricité issue du nucléaire existant (dont l'EPR de Flamanville) à 0,061 €/kWh (euros de l'année 2022) pour la période 2026-2030 [4].

Note 2 : Le coût actualisé de l'énergie (LCOE, *Levelized Cost of Energy*) est généralement utilisé pour comparer les coûts moyens sur la durée de vie des installations (investissements, coûts d'exploitation et de maintenance, dégradation et démantèlement éventuels). Une synthèse récente de l'ADEME présente l'évolution des coûts actualisés des énergies renouvelables [5].

1. Greenpeace France et Institut Rousseau, rapport "Les coûts actuels des énergies électriques bas-carbone", 23 novembre 2021 ([page web](#)).
2. IEA et NEA, rapport "Projected Costs of Generating Electricity 2020", décembre 2020 ([page web](#)).
3. Cour des Comptes, rapport "L'analyse des coûts du système de production électrique en France", 15 septembre 2021 ([page web](#)).
4. Commission de régulation de l'énergie (CRE), rapport sur les coûts du parc électronucléaire, 19 septembre 2023 ([page web](#)).
5. ADEME, synthèse "Évolution des coûts des énergies renouvelables en France 2012-2022", 2024 ([page web](#)).

6. LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE EST-IL SUBVENTIONNÉ EN FRANCE ?



En résumé

Oui, le solaire photovoltaïque est soutenu par des aides publiques, **comme la plupart des sources d'énergie décarbonées**. Il s'agit de primes à l'investissement, de TVA réduite, ou de tarifs d'achat garantis sur des contrats de 20 ans. La tendance générale est à la baisse des aides, notamment pour les petites installations.

Pour aller plus loin

Les aides au développement de la production électrique PV dépendent de la puissance installée et du contrat souscrit [1-3] :

- Une **prime à l'investissement** aide le financement d'installations en autoconsommation avec vente du surplus (puissance nominale inférieure à 100 kWc).
- Des **tarifs d'achat** de la production injectée sur le réseau **garantis par contrat sur 20 ans** soutiennent l'exploitation dans la durée (≤ 500 kWc).
- Une **TVA réduite à 5,5 % sous conditions** est prévue à partir du 1er octobre 2025 (≤ 9 kWc). Les plus petites installations (≤ 3 kWc) bénéficient actuellement d'une TVA réduite à 10 % et d'une exonération d'impôt [2].

Pour les puissances supérieures à 500 kW, des **contrats de garantie de revenus** (ou **complément de rémunération**) sont établis sur 20 ans : l'Etat paie ou récupère la différence entre le prix du marché horaire et le prix de référence du contrat. Ces contrats sont obtenus après une **mise en concurrence** dans le cadre d'**appels d'offres** dédiés, par exemple pour des installations sur bâtiments, au sol ou pour des ombrières de parking.

Montant des aides, révisées chaque trimestre (arrêté du 26 mars 2025)		Puissance de l'installation (kWc)			
Type de contrat ↓	Type d'aide ↓	0-9	9-36	36-100	100-500
Autoconsommation avec vente du surplus injecté sur le réseau	Prime à l'investissement (c€/Wc)	8	19	10	/
	Tarif d'achat (c€/kWh)	4	7,61		9,5
Vente totale	Tarif d'achat (c€/kWh)	/	12,95	11,26	

Les aides aux petites installations destinées aux particuliers (≤ 9 kWc) ont fortement diminué en 2025, et visent à inciter à l'autoconsommation [4] (suppression de la vente totale, baisse du tarif d'achat de 12,65 c€/kWh à 4 c€/kWh et de la prime 16 - 21 c€/Wc à 8 c€/Wc). On donne l'exemple d'une installation de 4,5 kW (5850 kWh/an) avec 35 % d'autoconsommation (économie à 20,16 c€/kWh [5], vente de 65 %).

- **Au 1er mars 2025**, un coût d'installation de 9180 € (prix TTC de 9900 € avec une TVA à 20 %, et une prime de 720 €). La somme des économies d'électricité (autoconsommation 35 %, 413 €) et de la vente (65 %, 481 €) est de **894 €/an, soit un temps de retour sur investissement d'environ 10 ans**.
- **Au 1er avril 2025**, le coût est de 9540 € (prime de 360 €) et la vente chute à 152 €, pour un **gain annuel de 565 €, soit un retour d'investissement d'environ 17 ans**. **Au 1er octobre**, la baisse de TVA ramène le coût à 8344 € (prime inchangée), le **gain de 565 €/an représente un retour sur 15 ans**.

1. Commission de régulation de l'énergie (CRE), "Arrêtés tarifaires photovoltaïques en métropole", 2024 ([site web](#)).
2. photovoltaïque.info, tarifs d'achat, arrêté tarifaire en vigueur et historique ([page web](#)) et fiscalité ([page web](#)).
3. Ecologie.gouv, site gouvernemental, page sur l'énergie solaire ([page web](#)).
4. AutoCalSol, logiciel de pré-dimensionnement d'installations photovoltaïques en autoconsommation ([site web](#)).
5. Commission de régulation de l'énergie (CRE), "Comprendre les tarifs réglementés de vente de l'électricité" ([page web](#)).

7. UNE INSTALLATION PV FOURNIT-ELLE PLUS D'ÉNERGIE QUE CE QUI A ÉTÉ CONSOMMÉ POUR SA FABRICATION ?



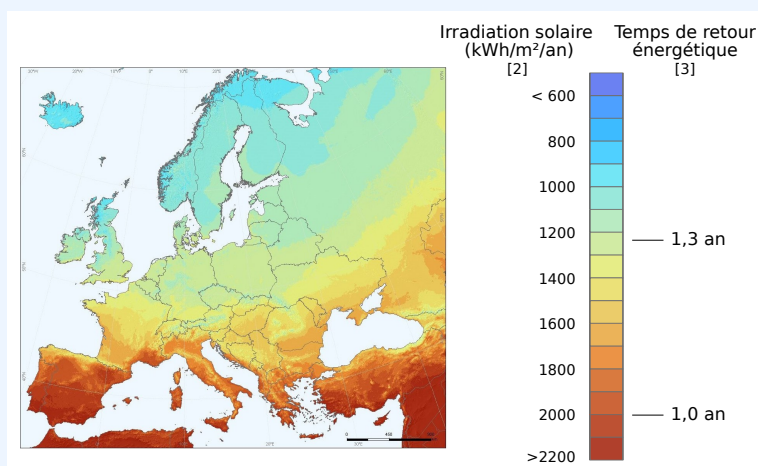
En résumé

Oui beaucoup plus ! En France, un système photovoltaïque conventionnel fournit l'énergie qui a été nécessaire pour sa fabrication et son cycle de vie en 1 an [1]. Ce temps de retour énergétique a été divisé par deux entre 2015 et 2020.

Pour aller plus loin

Le temps de retour énergétique définit la durée au bout de laquelle le système a fourni autant d'énergie que celle consommée sur l'ensemble de son cycle de vie. Cette dernière prend en compte la fabrication des modules (plus de la moitié de l'énergie consommée sur le cycle de vie), les autres équipements, le transport, la mise en place de l'installation et son démantèlement en fin de vie. La valeur du temps de retour énergétique dépend de plusieurs paramètres, en particulier de la technologie utilisée et du lieu géographique de l'installation. En France, le temps de retour énergétique est d'environ 1 an.

La carte ci-contre montre que les installations PV du nord de l'Europe ont besoin d'environ 1,3 an pour produire la même quantité d'énergie que celle consommée pour leur fabrication et mise en place, tandis que pour les systèmes PV du sud il suffit d'environ un an [2].



Pour les plus curieux : le taux de retour énergétique est le ratio entre l'énergie fournie pendant la durée de vie de l'installation et l'énergie consommée sur tout le cycle de vie. En France, il est estimé à 30 [1], mais son utilisation soulève des questions méthodologiques [3,4]. Ce calcul, comme le temps de retour énergétique, compare les énergies primaires consommées et évitées par la production du système photovoltaïque. Il dépend donc des installations de production électrique auxquelles le PV se substitue (centrales thermiques, hydrauliques, éoliennes...). Ainsi, si on compare l'énergie primaire consommée à l'énergie électrique produite par le système PV, même si ce n'est pas une méthode normalisée, le taux de retour énergétique est de l'ordre de 9 (comparé à 30) et le temps de retour énergétique de 3 ans (comparé à 1 an) [1].

1. V. Fthenakis and E. Leccisi, "Updated sustainability status of crystalline silicon-based photovoltaic systems : Life-cycle energy and environmental impact reduction trends", Prog. in Photovoltaics, 2021, <https://doi.org/10.1002/pip.3441>.
2. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, version du 21 février 2023 ([page web](#)).
3. photovoltaïque.info, temps de retour énergétique, 25 novembre 2024 ([page web](#)).
4. Le réveilleur, vidéo sur le taux de retour énergétique et références, 14 mai 2024 ([page web](#)).

8. QUELLE EST LA DURÉE DE VIE D'UNE INSTALLATION PV AUJOURD'HUI ?



En résumé

Les installations se dégradent naturellement dans le temps avec une perte d'efficacité de l'ordre de 0,5 à 0,8 % par an [1,2,3]. Les fabricants de panneaux PV garantissent généralement une durée de vie de 25 à 30 ans, pendant laquelle la puissance reste au moins égale à 80 % de la valeur nominale.

Pour aller plus loin

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (IEA), la durée de vie d'un panneau PV correspond au temps au bout duquel son rendement a été réduit de 20 % [1]. Cette perte de performance résulte de la dégradation d'un ou plusieurs composants du module : la cellule, le verre, les interconnexions métalliques entre cellules, le polymère encapsulant (EVA), le film polymère de protection (Tedlar), ou la colle assurant l'adhérence entre ces différents composants [4].

Les trois principaux mécanismes de dégradation naturelle à l'origine de pertes de performance des modules PV sont [5] :

- La **photo-dégradation**, qui traduit l'impact des UV et de l'humidité dans les modules PV notamment par la dégradation de l'EVA et sa décoloration.
- La **dégradation par hydrolyse**, liée à l'infiltration d'humidité qui accélère la corrosion dans le module PV et crée une perte d'adhérence entre les cellules et le circuit électrique.
- La **dégradation thermomécanique**, qui résulte des cycles répétés de variation de température dans les modules PV, fragilisant les cellules et le circuit électrique (micro-fissures, décollements).

La dégradation peut varier selon le type de module et les conditions environnementales [2,3]. Des taux de dégradation médians allant de 0,5 à 0,8 %/an sont observés pour les installations dans les zones tempérées [3] comme la France. Dans certains cas, le vieillissement est plus sévère que prévu et entraîne des défaillances du système (voir Fiche n° 41).

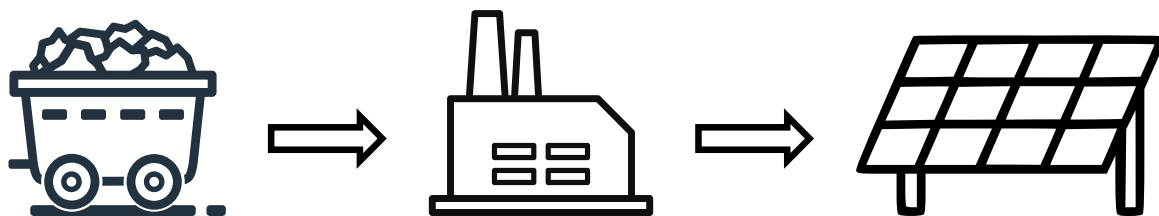
La durée de vie réelle des panneaux PV peut dépasser largement celle garantie par les fabricants, actuellement à 25 ou 30 ans : dans les références [6,7], 60 % des modules étudiés ont une efficacité supérieure à 80 % de leur efficacité initiale après 35 ans d'exploitation (climat tempéré, 288 modules testés, installation en 1982).

Dans une installation PV, d'autres composants ont une durée de vie limitée, en particulier les onduleurs, généralement garantis 5 ans et dont la durée de vie moyenne est estimée à 15 ans [8].

1. IEA-PVPS, rapport "Service Life Estimation for Photovoltaic Modules", 2021 ([pdf](#)).
2. D. C. Jordan et al., "Compendium of photovoltaic degradation rates", Prog. in PV, 2016, <https://doi.org/10.1002/pip.2744>.
3. D. C. Jordan et al., "Photovoltaic fleet degradation insights", Prog. in PV, 2022, <https://doi.org/10.1002/pip.3566>.
4. A. Ndiaye, "Étude de la dégradation et de la fiabilité des modules PV (...)", 2013 ([manuscrit de thèse](#)).
5. I. Kaaya et al., IEEE J. of PV, 2019, <https://doi.org/10.1109/JPHOTOV.2019.2916197>.
6. A. Virtuani et al., "35 years of photovoltaics (...) - Part 1", Prog. in Photovoltaics, 2019, <https://doi.org/10.1002/pip.3104>.
7. E. Annigoni et al., "35 years of photovoltaics (...) - Part 2", Prog. in Photovoltaics, 2019, <https://doi.org/10.1002/pip.3146>.
8. C. Bucher et al., Proceedings of the 8th WCPEC conference, 2022, <https://doi.org/10.4229/WCPEC-82022-3DV.1.46>.



L'industrie du photovoltaïque



9. QUELS SONT LES INGRÉDIENTS D'UN PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE (1/2) ?



En résumé

Un panneau PV requiert de nombreux éléments. Il faut à la fois des matériaux fonctionnels (silicium, argent...) qui participent directement à la conversion d'énergie ; et des matériaux de structure liés au module (aluminium, verre, plastiques...) et à l'installation (acier, béton...). Les matériaux fonctionnels représentent 50 % du coût, mais moins de 5 % de la masse.

Pour aller plus loin

Les quantités exactes de matière dépendent du type d'installation (au sol, en toiture, flottant...) et du périmètre considéré (par unité de surface, par watt installé ou par kWh produit). On donne ici des ordres de grandeur [1-5] pour des panneaux silicium installés au sol, sans inclure l'électronique de raccordement.

Matériau	Usage	Rôle	Poids en grammes		
			par m ²	par W efficacité : 20 %	par kWh ensoleillement 1700 kWh/m ² /an facteur de perf. 85 % 25 ans, -0,5 %/an
Silicium	Cellule	Absorbeur	600	3	0,1
Gallium ou Bore	Cellule	Dopant	0,0002	0,000001	0,000000003
Argent	Cellule	Contact	4	0,02	0,0006
Aluminium	Module (+ cellule)	Cadre (+ contact)	1600	8	0,24
Plastique	Module	Encapsulant + support arrière	1700	8,5	0,25
Verre	Module	Face avant	8000	40	1,2
Cuivre	Module	Connexion	900	4,5	0,14
Béton	Installation (sol)	Fondation	12000	60	1,8
Acier	Installation (sol)	Rack	14000	70	2,1

1. European Commission, Joint Research Centre, S. Carrara et al., "Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system", rapport, 2020, <https://doi.org/10.2760/160859>.
2. IEA-PVPS, rapport "Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems", 2020 ([page web](#)).
3. J. Jean et al., "Pathways for solar photovoltaics", Energy Environ. Sci., 2015, <https://doi.org/10.1039/C4EE04073B>.
4. E. Gervais et al., "Raw material needs for the large-scale deployment of photovoltaics (...)", Renewable and Sustainable Energy Reviews 113, 110589, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110589>.
5. D. Suchet & E. Johnson, Une introduction à l'énergie solaire photovoltaïque, EDP Sciences, 154 pages, 2023 ([livre - lien éditeur](#)).

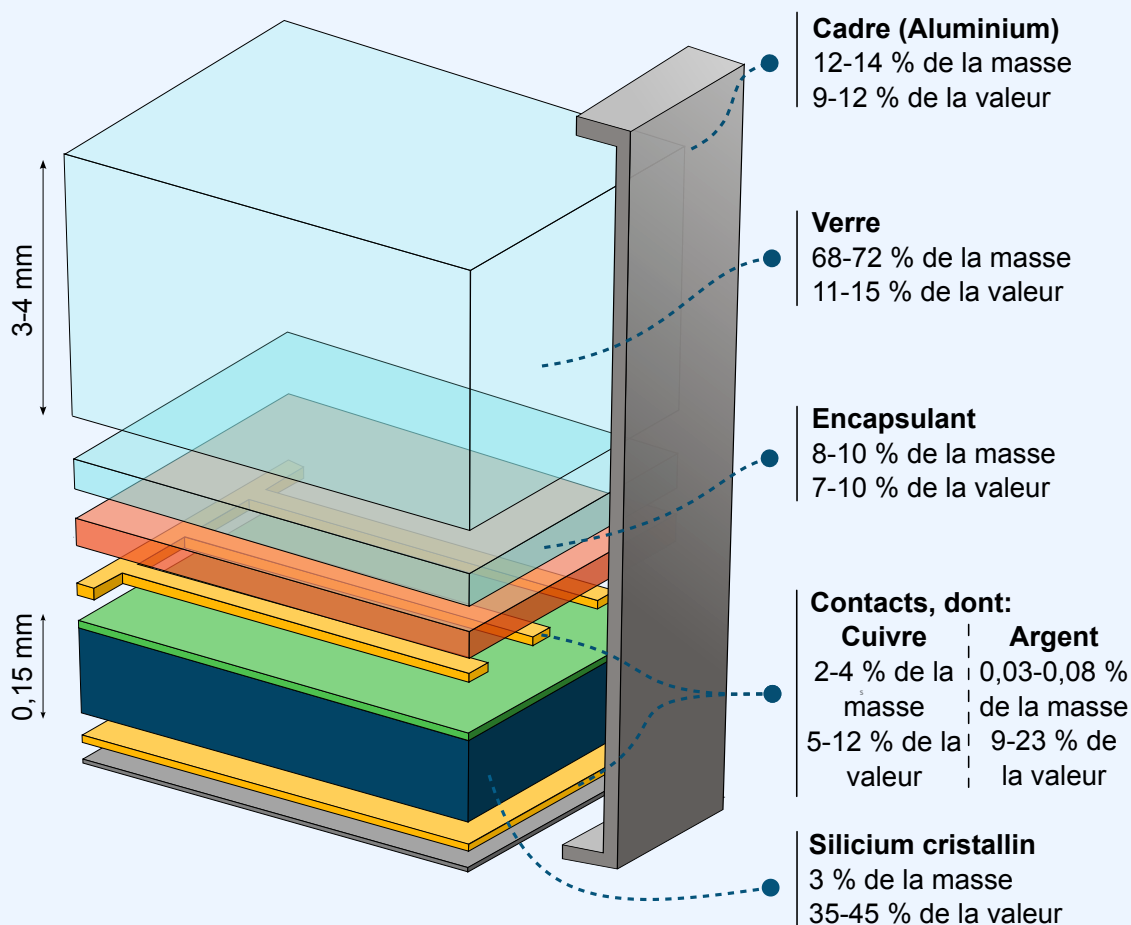
10. QUELS SONT LES INGRÉDIENTS D'UN PANNEAU PHOTOVOLTAÏQUE (2/2) ?



En résumé

En termes de masse, un panneau PV contient surtout de l'aluminium et du verre (83 % de la masse). Mais la valeur des matériaux est concentrée dans la couche de silicium (40 %) et dans les contacts métalliques (15-30 %), qui représentent une fraction minime de la masse. On ne présente ici que la technologie silicium (voir aussi l'infographie p. 15), qui domine largement le marché mondial.

Pour aller plus loin



L'infographie simplifiée montre les panneaux actuels standards [1-3]. Des architectures différentes peuvent être utilisées dans les panneaux les plus récents. Par exemple, une grille et une encapsulation transparente avec du verre peuvent également être utilisées en face arrière pour la fabrication de modules bifaciaux, de plus en plus répandus (Fiche n° 30).

1. IEA, "Special Report on Solar PV Global Supply Chains", 2022, p. 21 ([page web](#), [pdf](#)).
2. International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) 2024, p. 10 et p. 36 ([page web](#)).
3. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, version du 29 mai 2025 ([page web](#)).

11. OÙ SONT FABRIQUÉS LES PANNEAUX PV ? D'OÙ VIENT LE SILICIUM ?



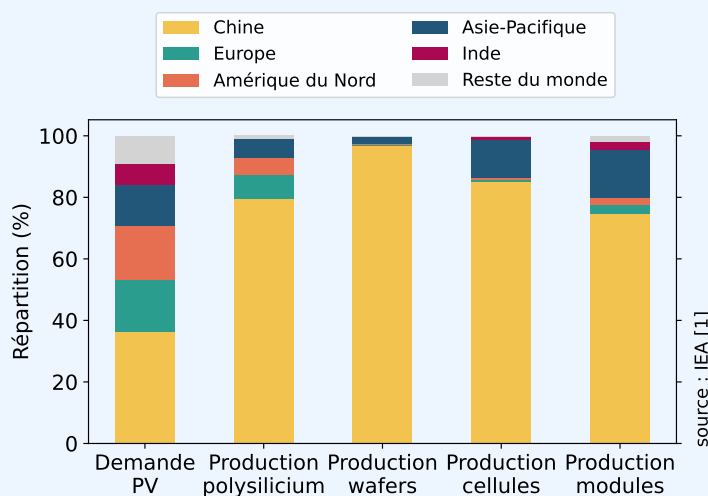
En résumé

De l'extraction de la silice à la réalisation d'un module PV en technologie silicium (Si), il existe plusieurs étapes dans la fabrication d'un panneau PV qui peuvent être réalisées par différents acteurs (schéma p. 14). La Chine domine largement le marché : elle assure plus de 75 % de la production mondiale dans toutes les étapes de la fabrication des panneaux silicium [1].

Pour aller plus loin

La 1^{ère} étape du processus de fabrication des panneaux PV à base de silicium cristallin est le raffinage du Si. Il implique l'extraction de silice en carrière, principalement sous forme de quartz (silice) [2], sa transformation en Si métallurgique, puis sa purification en Si de qualité solaire. Les gisements de silice de bonne qualité sont assez rares mais présents sur tous les continents (Amérique du Nord, Brésil, Europe, Egypte, Inde, Chine, Australie) [3]. En 2021, le polysilicium de qualité solaire (dédié à 80 % à l'industrie du PV et à 20 % à celle de la microélectronique) provenait à 80 % de Chine, 8 % d'Europe, et 12 % du reste du monde [1].

Le Si de qualité solaire est ensuite fondu, puis solidifié progressivement afin de former un lingot de silicium cristallin. Ces lingots sont ensuite découpés en plaquettes (wafers), qui constitueront la couche d'absorption de la lumière. En 2021, les plaquettes de Si utilisées pour le PV provenaient à 96,8 % de Chine [1].



Les plaquettes subissent différents traitements (diffusion de dopants, passivation, dépôt de différents matériaux sous forme de couches puis d'une grille métallique) pour obtenir des cellules solaires. En 2021, la Chine a produit 85,1 % des cellules solaires Si.

Enfin, 60 ou 72 cellules (ou 120 / 144 *demi-cellules*) identiques sont interconnectées, soudées et encapsulées pour former un module (ou panneau) PV. En 2021, 74,7 % des modules PV provenaient de Chine.

1. IEA, "Special Report on Solar PV Global Supply Chains", 2022 ([page web](#), [pdf](#)).
2. MinerallInfo, A. Boubault (BRGM), "Le silicium : un élément chimique très abondant, un affinage stratégique", Ecomine, juin 2020 ([page web](#)).
3. MinerallInfo, A. Boubault (BRGM), "Chaîne de transformation du silicium métal, recyclage et montée de la Chine sur le marché du polysilicium en 2019", Ecomine, février 2021 ([page web](#)).

12. QUELLE EST LA CAPACITÉ EXISTANTE DE PRODUCTION DE PANNEAUX PV EN FRANCE ?



En résumé

En 2023, la capacité de production de panneaux photovoltaïques en France était de l'ordre de 860 MW par an [1], bien en deçà des installations annuelles (plus de 3000 MW en 2023). A noter que ces chiffres ne comprennent que la dernière étape de fabrication (l'assemblage des cellules pour faire un module), la majorité des cellules étant importée.

Pour aller plus loin

Le tableau ci-dessous répertorie les fabricants français de modules dont la capacité dépasse les 100 MW/an.

Fabricant (département de production)	Capacité de production de modules en 2023 (MW/an)
Voltec Solar (67)	500
Reden Solar (47)	65 (200 fin 2024)
Recom Sillia* (22)	100 (*Usine fermée en 2024)

En raison de la faible marge sur l'étape de fabrication des modules, les fabricants sont très sensibles aux variations du marché. C'est particulièrement le cas pour les fabricants de modules standards en silicium, qui rivalisent avec de nombreux concurrents internationaux aux capacités de production annuelle beaucoup plus élevées (entre 50 et 85 GW en Chine [2]). Ainsi, en 2024, les fabricants français Recom Sillia et Systovi (Cetih Carquefou) ont cessé leur activité après leur placement en liquidation judiciaire.

En France, il existe d'autres acteurs, tournés vers des applications plus spécifiques et qui utilisent parfois d'autres technologies (voir Fiche n° 35 et Fiche n° 36) : modules souples (Solar Cloth (06) - cellules à base de CIGS), alimentation d'objets de faible puissance (alarmes, thermostats...) à l'intérieur des habitations (Dracula Technologies (26) - cellules à base de matériaux organiques), modules silicium légers pour toiture (Heliup (73) - cellules à base de silicium). En 2024, Heliup démarre une ligne de production d'une capacité de 100 MW/an [3].

Il existe également des acteurs industriels français présents sur différents segments de la chaîne de valeur (équipements, composants, montures, recyclage...) [4], et des industriels européens sur les autres étapes de fabrication de modules Si, voir Fiche n° 14.

1. IEA-PVPS et ADEME, "National Survey Report of PV Power Applications in France", 2023 ([pdf](#)) et résumé en français, novembre 2024 ([pdf](#)).
2. IEA-PVPS, "National Survey Report of PV Power Applications in China", 2022 ([pdf](#)).
3. Heliup Solar, production ([page web](#)).
4. Observ'ER Perspectives, numéro 1, consacré au *PV made in France*, 6 septembre 2021 ([page web](#)).

13. QUELS SONT LES PROJETS DE DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION DE PANNEAUX PV EN FRANCE ?



En résumé

De nombreux projets industriels sont actuellement en cours de développement en France. S'ils arrivaient tous à maturité, la production de panneaux photovoltaïques pourrait atteindre plus de 15 GW par an d'ici 2030.

Pour aller plus loin

Comme mentionné en Fiche n° 12, il existe plusieurs projets d'extension ou de démarrage de lignes de production en 2024 pour un total de 235 MW supplémentaires (Reden et Heliup).

En 2025, l'entreprise CréaWatt prévoit de relocaliser une chaîne d'assemblage de modules à Amilly (45), pour une capacité de production annuelle de 500 MW [1]. CréaWatt commercialise déjà des panneaux légers en silicium mais ne produit actuellement que le système de fixation, tandis que les panneaux sont fabriqués chez un partenaire chinois, impliqué dans le processus de relocalisation.

Voltec Solar s'est associé à l'Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF) pour industrialiser la prochaine génération de cellules solaires formées de tandems à base de pérovskite et de silicium [2] (voir Fiche n° 36). L'objectif est de mettre en place un démonstrateur industriel de cellules tandems de 200 MW en 2025, pour atteindre une capacité de 1 GW en 2027 puis 5 GW en 2030.

Enfin, il existe trois projets d'installation d'usines de très grande capacité, parfois appelées gigafactories, dont les caractéristiques annoncées sont données dans le tableau ci-dessous. Ces projets visent à augmenter la capacité de production des panneaux photovoltaïques mais aussi à relocaliser en France des étapes plus amont de la chaîne de valeur (infographie p. 14).

	CARBON [3]	HoloSolis [4]	DAS Solar [5]
Technologie	Silicium	Silicium	Silicium
Annonce	3 mars 2023	15 mai 2023	18 novembre 2024
Lieu de production	Fos-sur-Mer (13)	Hambach (57)	Mandeure (25)
Capacité annuelle à terme	5 GW (cellules) 3,5 GW (modules)	5 GW (cellules et modules)	3 GW (modules)
Investissement	1,5 Md€	850 M€	109 M€
Nombre d'emplois	3000	1700	450
Début production	2025 (T4)	2026 (T2)	2025 (T3)

Sources

1. CréaWatt ([site web](#)) ; La République de Centre, "[...] CréaWatt en plein essor dans le Loiret" 21 juin 2023 ([article de presse](#)).
2. Voltec Solar ([site web](#)) ; Communiqué IPVF ([site web](#)) ; PV magazine, 10 novembre 2022 ([article de presse](#)).
3. Carbon Solar ([site web](#)) ; PV magazine, 3 mars 2023 ([article de presse](#)).
4. HoloSolis ([site web](#)), document de la concertation ([site web](#)) ; PV magazine, 15 mai 2023, ([article de presse](#)).
5. DAS Solar ([site web](#)) ; France bleu, 19 novembre 2024 ([article de presse](#)).

14. QUELLE EST LA PRODUCTION DE SYSTÈMES PHOTOVOLTAÏQUES EN EUROPE ?



En résumé

L'Europe est présente sur une partie de la chaîne de valeur des modules (polysilicium pour la fabrication des lingots, assemblage des modules), mais très peu actuellement sur la production de lingots, plaquettes et cellules. Il existe cependant de nombreuses initiatives pour relocaliser l'ensemble de la chaîne de valeur.

Pour aller plus loin

Capacités de production en 2024 en Europe (Union Européenne, Suisse, Norvège et Royaume-Uni), pour les principales étapes de fabrication de modules photovoltaïques (schéma p. 14) [1] :

Silicium métallurgique : ~58 GW/an

Polysilicium : ~29 GW/an

Lingots et plaquettes : 0 GW/an

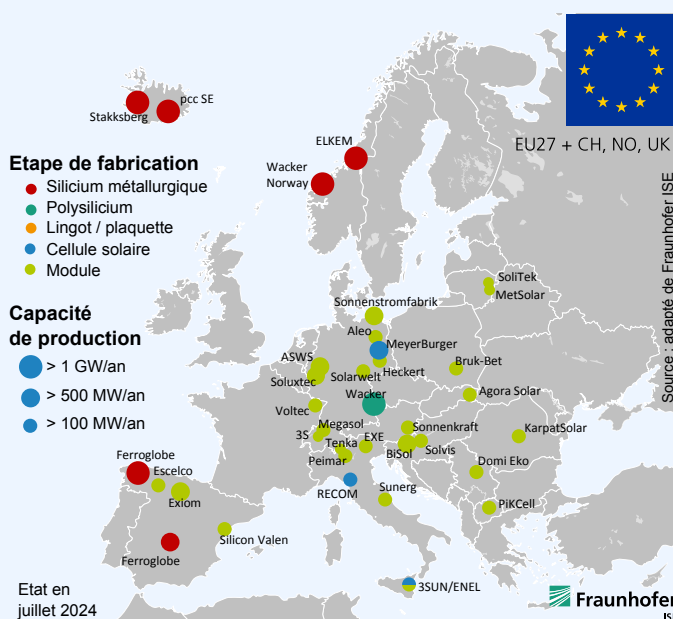
Cellules solaires : 1,4 GW/an

Modules : 8,6 GW/an

Ces chiffres sont à comparer aux 58,2 GW de modules PV installés en 2023 dans l'Union Européenne [2]. La carte ci-contre est limitée aux usines ayant une capacité supérieure à 100 MW. La production européenne de polysilicium est essentiellement dédiée à l'industrie de la microélectronique.

L'Union Européenne s'est fixé comme objectif d'atteindre une capacité de production de 30 GW en 2025, sur chacune des étapes de fabrication des modules [3]. Ce chiffre peut être comparé à la production mondiale de 700 à 800 GW en 2023, dont plus de 90 % en Chine pour le polysilicium et les cellules et 85 % pour des modules [2]. Au-delà des modules, la fabrication d'onduleurs est importante en Europe, avec une capacité de production de 70 GW en 2022, soit 5 GW de plus qu'en 2021 [4].

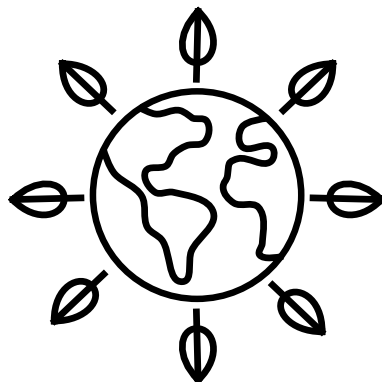
Une cartographie dynamique des fabricants européens du solaire PV est disponible [5]. L'organisme ETIP PV (Plateforme européenne de technologie et d'innovation pour le photovoltaïque) a publié une analyse de l'état des lieux de l'industrie PV européenne en mai 2023 : la production et les compétences existantes, le potentiel d'industrialisation à grande échelle secteur par secteur, et les différences de coût entre Europe et Asie [6].



1. Fraunhofer ISE, "Photovoltaic Report", version du 29 juillet 2024 ([site web](#)).
2. IEA PVPS, rapport "Trends in photovoltaics applications", 2024 ([pdf](#)).
3. Commission Européenne, "New industrial Alliance to boost the EU's solar power and energy security", 9 décembre 2022 ([pdf](#)).
4. SolarPower Europe, rapport "EU Market Outlook For Solar Power 2022 - 2026", 2022 ([site web](#)).
5. SolarPower Europe, "Cartographie dynamique des fabricants européens actifs dans le solaire PV", 2025 ([site web](#)).
6. ETIP PV, white paper "PV Manufacturing in Europe : understanding the value chain for a successful industrial policy", 2023 ([pdf](#)).



Photovoltaïque, environnement et société



15. EST-CE QU'UN PANNEAU PV PEUT SE RECYCLER ? (1/2)



En résumé

Oui le recyclage des panneaux PV est possible, leur collecte et traitement en fin de vie sont d'ailleurs obligatoires. **En masse, jusqu'à 95 % d'un module peut être valorisé.** Néanmoins, valoriser ne signifie pas toujours recycler : les matériaux récupérés peuvent perdre en pureté (et valeur), et ne peuvent pas encore tous être réutilisés dans la fabrication de nouveaux modules PV.

Pour aller plus loin

En France, les fabricants de modules et d'onduleurs ont une **obligation de collecte et de recyclage** [1]. La filière est organisée par l'éco-organisme à but non lucratif Soren [2,3,4] qui propose des points de collecte répartis sur l'ensemble du territoire.

Jusqu'à 95 % de la masse d'un module peut être valorisée [2,5,6] mais pas forcément recyclée. **Le recyclage consiste à retraiter les déchets en substances, matières ou produits pour les réutiliser dans des panneaux PV ou pour d'autres usages [7]. Il exclut la valorisation énergétique des déchets comme combustible et leur utilisation pour le remblayage.**

Le verre et l'aluminium, qui sont facilement récupérables, représentent la majeure partie de la masse d'un module (plus de 80 %, voir Fiche n° 10).

En revanche, les éléments qui représentent la majeure partie de la valeur comme le silicium, l'argent et le cuivre sont les plus difficiles à réutiliser et à recycler [2,8]. Le verre peut être réutilisé pour la production de fibres de verre, et perd donc en valeur, mais il est actuellement plus souvent utilisé pour le remblayage, ce qui ne constitue pas du recyclage. Les polymères (encapsulants, 10 % de la masse) récupérés sur un module ne sont pas recyclés, mais utilisés comme combustibles pour la production d'énergie.

Les procédés en cours de développement sont décrits dans la Fiche n° 16.

1. Directive 2012/19/UE du parlement européen et du conseil du 4 juillet 2012 relative aux déchets d'équipements électriques et électroniques (DEEE) ([pdf](#)).
2. Soren ([site web](#)).
3. PV-magazine, "Quel est l'état de la filière de recyclage en France aujourd'hui ?", 30 novembre 2023 ([article de presse](#)).
4. TF1 info, "Photovoltaïques : que deviennent nos anciens panneaux solaires ?", 2 mars 2023 ([vidéo](#)).
5. IEA-PVPS Report T12-28 :2024 "Advances in Photovoltaic Module Recycling", 2024 ([page web](#)).
6. Décrypter l'énergie, "Les panneaux photovoltaïques sont-ils recyclables ?", publié le 10/02/2021, modifié le 20 mars 2023 ([article](#)).
7. Code de l'environnement, Article L541-1-1, version en vigueur depuis le 31 juillet 2020 ([page web](#)).
8. ROSI - L'économie circulaire pour l'industrie PV ([site web](#)).

16. EST-CE QU'UN PANNEAU PV PEUT SE RECYCLER ? (2/2)



En résumé

Le **réemploi** des modules est la solution privilégiée. Lorsqu'il n'est pas possible, les éléments du module doivent être séparés pour leur **réutilisation** ou leur **recyclage**, par différentes techniques en cours de développement. Enfin, l'**éco-conception** des modules fait l'objet de recherches pour diminuer l'utilisation des ressources et faciliter le traitement en fin de vie.

Pour aller plus loin

En fin de vie, la meilleure solution du point de vue énergétique et de l'impact environnemental est le réemploi, c'est-à-dire sa réutilisation pour le même usage. La filière de réemploi des panneaux solaires usagés mais encore utilisables, par exemple remplacés dans les centrales PV, est en cours de mise en place à l'échelle industrielle [1]. La question majeure est la certification, sorte de contrôle technique de ces modules avant de pouvoir les réutiliser, et la mise en place de standards européens [2].

Le recyclage commence par le retrait du cadre en aluminium des modules. Ensuite, plusieurs options existent. Une première voie consiste ensuite à broyer le reste du module pour en récupérer les éléments après différentes méthodes de séparation. Dans une deuxième voie, le verre est séparé des matériaux actifs des cellules solaires en utilisant des lames chaudes, d'autres procédés thermiques, ou des lasers [1,3-6]. Enfin, des techniques de retraitement peuvent être mises en place afin d'augmenter la pureté des matériaux collectés. En France, par exemple, ROSI Solar développe en laboratoire et à l'échelle industrielle des techniques pour produire des matières premières recyclées de haute valeur comme le silicium, l'argent et le cuivre [4,6]. La quasi-totalité des installations PV actuelles en France ont été réalisées après 2010 avec une durée de vie supérieure à 25 ans (voir Fiche n° 8), les volumes à traiter sont donc voués à augmenter sensiblement.

Au stade de la recherche, il a d'ores et déjà été démontré que de nouvelles cellules peuvent être fabriquées à partir de silicium recyclé [7, 8]. L'éco-conception se développe également pour optimiser l'utilisation des ressources, le choix des matériaux, la fabrication des panneaux, et pour faciliter le recyclage et réduire les impacts environnementaux [9].

1. Envie, "Envie 2E Aquitaine inaugure son site de réemploi et de traitement de panneaux photovoltaïques", 2022 ([page web](#)).
2. PV-magazine, "L'éco-organisme Soren met en garde sur les filières non contrôlées de réemploi des panneaux solaires", 5 juin 2024 ([article de presse](#)).
3. TF1 info, "Photovoltaïques : que deviennent nos anciens panneaux solaires ?", 2 mars 2023 ([vidéo](#)).
4. IEA-PVPS Report T12-28 :2024 "Advances in Photovoltaic Module Recycling", 2024 ([page web](#)).
5. Décrypter l'énergie, "Les panneaux photovoltaïques sont-ils recyclables ?", publié le 10/02/2021, modifié le 20 mars 2023 ([article](#)).
6. ROSI ([site web](#)).
7. Fraunhofer ISE, "PERC Solar Cells from 100 Percent Recycled Silicon", 7 février 2022 ([communiqué de presse](#)).
8. Exemple de module à faible empreinte carbone : T. Béjat et al., "Design for the environment : SHJ module with ultra-low carbon footprint", Progress in Photovoltaics 33, 184, 2024, <https://doi.org/10.1002/pip.3803>.
9. PV-magazine, "Zoom sur le module solaire à ossature bois du CEA-INES, avec un bilan carbone de 313 kgCO₂eq/kW", 24 mai 2024 ([article de presse](#)).

17. QUELLE EST L'EMPREINTE CARBONE D'UN SYSTÈME PV ?



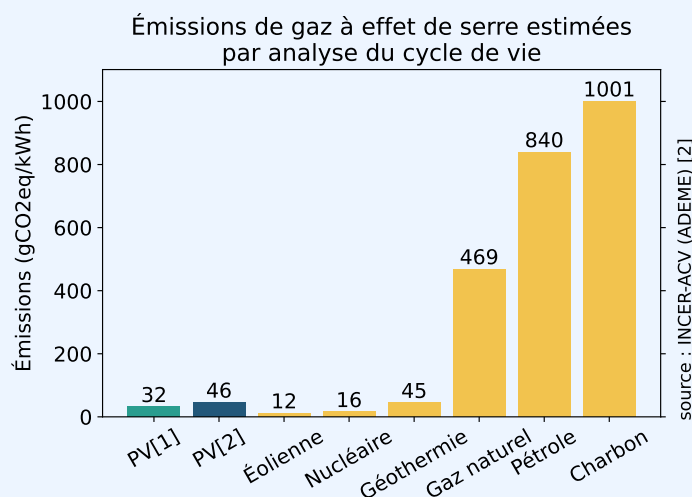
En résumé

Une installation PV n'émet pas de CO₂ pendant son fonctionnement. Son empreinte carbone provient majoritairement de la phase de fabrication des panneaux, avec une valeur moyenne de l'ordre de 32 gCO₂eq/kWh pour une installation sur toiture en France [1].

Pour aller plus loin

Pour analyser l'empreinte carbone d'une installation photovoltaïque, il faut prendre en compte les émissions de gaz à effet de serre correspondant aux étapes de fabrication, de transport, d'utilisation et de fin de vie de l'ensemble des éléments de l'installation PV (module, onduleur, support). Cette méthode est appelée analyse de cycle de vie (ACV). En France, pour des installations avec injection sur le réseau (sans batterie), les émissions sur le cycle de vie sont d'environ 32 gCO₂eq/kWh selon les études les plus récentes [1] (46 gCO₂eq/kWh selon [2]), soit 31 fois moins que les centrales fonctionnant au charbon (environ 1000 gCO₂eq/kWh [2]).

Ces émissions sont majoritairement dues aux étapes de fabrication [2] et notamment aux procédés à haute température durant les phases d'affinage du silicium (voir schéma p. 14) [3]. L'empreinte carbone des installations PV sera progressivement diminuée par l'augmentation de la part des énergies bas carbone dans le mix énergétique alimentant les usines.



La colonne bleue PV correspond aux données ADEME [2] qui proviennent elle-même du 5ème rapport du GIEC (2013) [3]. Il est important de noter que le secteur évolue très vite et que ce chiffre est désormais obsolète, comme le montre ici la colonne verte (données de [1]). La surestimation de l'empreinte carbone du PV a fait l'objet d'une publication en 2023 [4].

1. V. Fthenakis and E. Leccisi, "Updated sustainability status of crystalline silicon-based photovoltaic systems : Lifecycle energy and environmental impact reduction trends", Progress in Photovoltaics, 2021, <https://doi.org/10.1002/pip.3441>.
2. Rapport final du projet INCER-ACV soutenu par l'ADEME, Janvier 2021 ([page web](#), [pdf](#)).
3. Rapport du GIEC AR5, contribution du groupe I, 2013 ([pdf](#)).
4. R. Besseau et al., Progress in Photovoltaics, 2023, <https://doi.org/10.1002/pip.3695>.

18. LES MODULES PV UTILISENT-ILS DES MATÉRIAUX RARES ?



En résumé

La *rareté* des matériaux utilisés pour le photovoltaïque n'est pas un verrou pour la production à grande échelle, mais leur *criticité* doit être prise en compte (voir Fiche n° 19). Attention à ne pas confondre *terres rares* et matériaux rares. Les modules PV ne contiennent pas de terres rares.

Pour aller plus loin

Les modules en silicium utilisent-ils des *matériaux rares* ?

Le silicium, principal élément constitutif des cellules solaires, est très abondant, mais seuls certains filons de quartz très pur sont actuellement exploités pour la production de silicium de qualité solaire. La quantité utilisée dans les panneaux PV a néanmoins fortement diminué en passant de 16 à 2,2 g/W entre 2004 et 2023 [1]. Certains métaux entrant dans la composition des modules en silicium ne sont disponibles qu'en quantité limitée (argent, indium), ce qui obligera l'industrie à adapter ses technologies, par exemple en remplaçant l'argent par le cuivre [1].

Quelle est la situation des autres technologies sur le marché ?

Les technologies couches minces (3 % du marché en 2023 [1]) reposent sur l'utilisation de plusieurs métaux rares [2] : le tellure (Te) pour la filière CdTe, et l'indium (In) et le gallium (Ga) pour la filière CIGS. Dans les deux cas, le développement actuel n'est pas limité par la disponibilité des ressources à court et moyen terme. Par exemple, les ressources et les technologies actuelles permettent un déploiement à l'échelle de 100 GW par an pour les filières CdTe et CIGS [3,4], voire à l'échelle du TW avec de nouvelles ruptures technologiques [4].

L'abondance des matériaux n'est cependant pas un critère suffisant. **L'approvisionnement de certains matériaux, rares ou pas, est considéré comme critique (voir Fiche n° 19).**

Les modules PV utilisent-ils des *terres rares* ?

Attention à ne pas confondre terres rares et matériaux rares. Contrairement à ce que l'on peut parfois entendre, aucun des 17 éléments constituant la famille des « terres rares », sous-ensemble du tableau périodique, n'est utilisé dans les technologies photovoltaïques actuelles [5].

1. International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) 2024 ([page web](#)).
2. IEA, World Energy Outlook Special Report : "The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions", mai 2021 ([page web](#), [pdf](#)).
3. V. Fthenakis et al., "Sustainability evaluation of CdTe PV : An update", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109776>.
4. CIGS-PV, "Indium Availability for CIGS thin-film solar cells", 5 juillet 2021 ([page web](#), [pdf](#)).
5. ADEME, fiche technique "Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie", 18 avril 2025 ([page web](#)).

19. LES MODULES PV UTILISENT-ILS DES MATÉRIAUX CRITIQUES ?



En résumé

Certains métaux entrant dans la composition d'un panneau solaire sont considérés comme **critiques** (aluminium, silicium métallurgique, argent), c'est-à-dire qu'il existe un **risque pour leur approvisionnement**. Cette criticité n'est pas un verrou mais doit être prise en compte pour le déploiement du PV à grande échelle.

Pour aller plus loin

La criticité est un paramètre permettant d'aller plus loin que la simple rareté géologique. Cette notion de criticité dépend toutefois très largement des acteurs la définissant. Pour établir leur liste des métaux critiques, la Commission Européenne et le comité pour les métaux stratégiques (COMES) se basent sur deux paramètres : l'importance économique et le risque de pénurie d'approvisionnement [1, 2].

En ce qui concerne les panneaux Si monocristallins actuels (97 % du marché en 2023 [3]), 3 métaux peuvent être considérés comme critiques :

- L'aluminium, de par son utilisation dans le cadre du panneau, est considéré critique par la commission européenne (sous la forme de minerai de bauxite) [2], l'IEA [4] et la banque mondiale [5]. Le cadre en aluminium est toutefois un des composants les plus faciles à recycler (voir Fiche n° 15) et à substituer (technologie frameless - sans cadre -, cadre en bois acier ou composite).
- Le silicium métallurgique (après première purification) est également considéré comme critique par l'UE de par sa dépendance aux importations chinoises [2]. Le silicium ne présente toutefois pas de problème de rareté géologique.
- L'argent, utilisé pour collecter le courant des cellules solaires, entre dans la liste du COMES [1], bien que sa criticité ait été revue à la baisse en 2021 [6]. Il est à noter qu'entre 2019 et 2023 la part de la demande mondiale d'argent attribuée au PV est passée de 7,5 à 16 % et que cette tendance se poursuit en 2024 [7]. Des travaux de recherche et développement visent à substituer l'argent par d'autres matériaux conducteurs comme le cuivre.

Des scénarios établis par l'IEA [4] et par Zhang et al. [8] montrent que des technologies PV aujourd'hui marginales (CdTe, CIGS, perovskite, III-V, hétérojonction) pourraient se développer et élargir cette liste de métaux critiques. L'indium, considéré comme critique en Europe jusqu'en 2023 [2], est par exemple utilisé dans les cellules à hétérojonctions (5 % du marché en 2021, 15 % attendus en 2030). La démocratisation de cette technologie pourrait faire revenir ce métal dans la liste des métaux critiques de la Commission Européenne.

En conclusion, le développement industriel du photovoltaïque à l'échelle de plusieurs TW par an est possible [8], mais le choix des technologies doit prendre en compte la criticité de certains matériaux.

1. COMES, note de position sur la criticité des métaux pour l'économie française, avril 2018 ([pdf](#)).
2. Commission Européenne, Study on the Critical Raw Materials for the EU, final report, 2023 ([page web](#)).
3. International Technology Roadmap for Photovoltaics (ITRPV) 2024 ([page web](#)).
4. IEA, World Energy Outlook Special Report "The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions", mai 2021 ([page web](#), [pdf](#)).
5. World Bank, Minerals for Climate Action : The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition, 2020 ([page web](#), [pdf](#)).
6. BRGM/COMES, fiche de criticité de l'argent, disponible sur MinéralInfo, avril 2021 ([page web](#)).
7. The Silver Institute, Silver supply & demands ([page web](#)).
8. Y. Zhang et al., "Design considerations for multi-terawatt scale manufacturing of existing and future photovoltaic technologies (...)", Energy & Environmental Science, 2021, <https://doi.org/10.1039/D1EE01814K>.

20. QUEL EST L'IMPACT DE LA FILIÈRE PV SUR L'EMPLOI EN FRANCE ?



En résumé

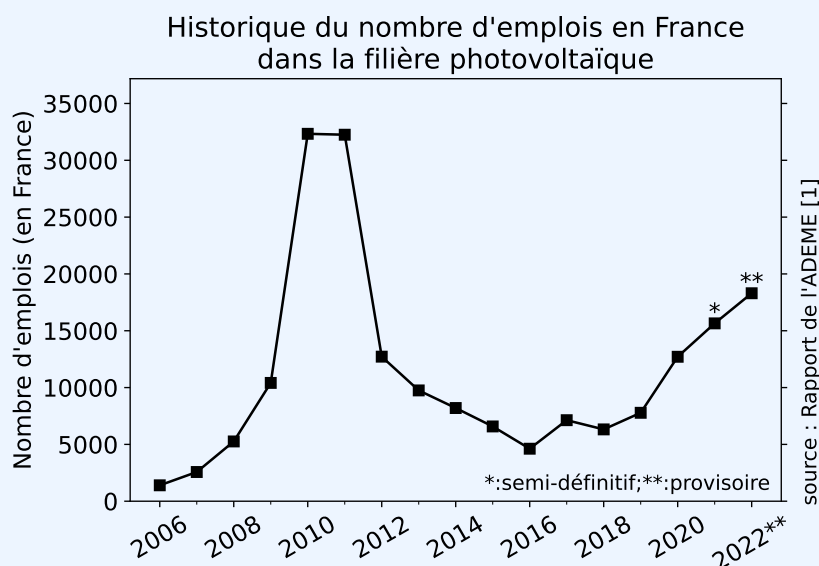
La filière solaire photovoltaïque française représentait environ 12000 emplois (équivalents temps plein) en 2020, en hausse de 50 % par rapport à 2019 (environ 8000 emplois). Pour l'année 2022, le nombre d'emplois est estimé à 16000.

Pour aller plus loin

On estime que la filière photovoltaïque représentait 12000 emplois en 2020 (en équivalents temps plein) [1, 2].

On peut voir sur la figure ci-dessous qu'un pic d'activité a eu lieu en 2010-2011, porté par les installations individuelles et les tarifs d'achats de l'électricité produite. Un moratoire des aides publiques, puis une reprise avec des tarifs d'achat très inférieurs, ont fortement diminué les installations et causé un net recul de l'emploi au début des années 2010, avant une nouvelle croissance plus régulière depuis 2016.

Dans le détail, plus de la moitié de ces emplois concerne l'installation des systèmes photovoltaïques, suivie de l'exploitation et la vente de l'énergie, puis de la fabrication des équipements [1].



On peut toutefois regretter le peu d'études sur le sujet et l'absence de données actualisées.

1. ADEME, "Marchés et emplois concourant à la transition énergétique dans le secteur des énergies renouvelables et de récupération", rapport de septembre 2024 ([page web](#)).
2. Observ'ER, Le Baromètre 2024 de l'électricité renouvelable en France ([pdf](#)).

21. PEUT-ON INSTALLER DES PANNEAUX PHOTOVOLTAÏQUES SUR, OU AUX ABORDS DES MONUMENTS HISTORIQUES ?



En résumé

Oui en principe, mais il faut a minima consulter les Architectes des Bâtiments de France. L'autorisation dépend notamment du niveau de protection de la zone, et de l'impact visuel du projet.

Pour aller plus loin

Les installations PV résidentielles sont soumises à une autorisation d'urbanisme délivrée par la mairie. Dans le cas de zones protégées aux abords d'un édifice classé ou inscrit au titre des monuments historiques, le projet doit respecter les prescriptions architecturales. L'autorisation est soumise à l'avis des Architectes des Bâtiments de France (ABF). Les centrales au sol sont aussi concernées par cette règle. Pour connaître l'emplacement des zones protégées, il est possible de se renseigner en mairie, de consulter le PLU (Plan Local d'Urbanisme) ou de consulter l'Atlas des patrimoines (en ligne) [1].

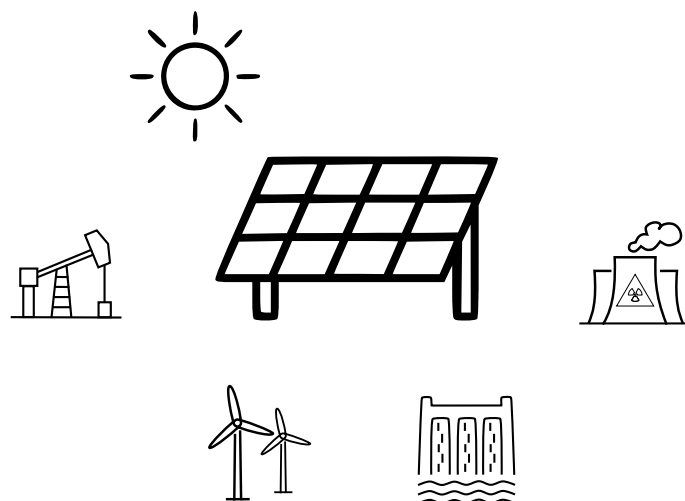
En cas de covisibilité du projet avec le monument historique (si ils sont visibles conjointement depuis l'espace public, ou si le projet est visible depuis le monument historique), l'avis rendu par l'ABF est dit 'conforme' et la mairie doit alors le suivre. Dans d'autres cas, l'avis n'est que 'simple' et la mairie choisit d'accorder l'autorisation ou non, même en cas d'avis défavorable de l'ABF. Jusqu'à présent, les avis de l'ABF ont été souvent défavorables [2] et sont généralement suivis par la mairie.

La nécessité de déployer du solaire photovoltaïque sur les surfaces bâties pousse les autorités à faciliter ces démarches. C'est en ce sens qu'une instruction interministérielle de janvier 2023 invite les ABF à donner leur aval pour des bâtiments récents (à partir des années 50) ou des bâtiments se situant dans des zones d'activités, logistiques ou industrielles [3].

L'arbitrage négatif des ABF peut être contesté par un recours gracieux ou contentieux. Récemment, le tribunal administratif de Melun a ainsi annulé une décision d'opposition d'une mairie fondée sur l'avis d'opposition de l'ABF, selon lequel : "Les panneaux photovoltaïques, de par leur aspect lisse et leur matériaux, ne s'accordent pas avec la couverture en tuile de cette maison traditionnelle". L'ABF concluait : "Le projet dénaturerait les abords du monument et n'est donc pas acceptable". Le tribunal a donné tort à l'ABF en estimant que "l'avis de l'architecte des bâtiments de France est entaché d'une erreur d'appréciation", et il a annulé l'avis d'opposition de la mairie [4,5].

1. Atlas des patrimoines ([page web](#)).
2. Sénat, question écrite n°02290 publiée le 04/08/2022, "Assouplissement des formalités d'installation de panneaux photovoltaïques en zone classée" ([page web](#)).
3. Ministère de la culture, instruction relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables : instruction des demandes d'autorisation et suivi des travaux d'implantation de panneaux solaires, 9 décembre 2022 ([pdf](#)).
4. Journal du Photovoltaïque N°47, pp. 6-8, avril-mai-juin 2023 ([revue](#)).
5. Jugement N°2101420 du Tribunal Administratif de Melun, 20 décembre 2022 ([pdf](#)).

Quelle place pour le solaire photovoltaïque dans le futur mix énergétique français ?



22. OÙ EN EST LE DÉVELOPPEMENT DU SOLAIRE PV PAR RAPPORT AUX OBJECTIFS DE LA PPE ?



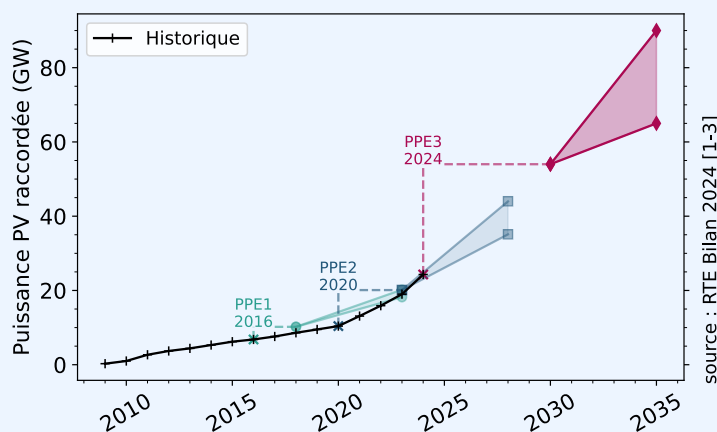
En résumé

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit d'atteindre une capacité installée de **54 GW en 2030** (soit une production d'énergie de **66 TWh/an**) et **entre 65 et 90 GW en 2035 (de 92 à 110 TWh/an)** [1]. Fin 2024, 24,3 GW étaient raccordés en France [2].

Pour aller plus loin

La **Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE)** est un outil de pilotage dont s'est dotée la France avec l'objectif de réduire nos émissions de CO₂, en accord avec la **Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC)** [3,4,5]. Elle contient différents volets : sécurité d'approvisionnement, économies d'énergies, énergies renouvelables, stockage, mobilité, formation... Elle comprend des objectifs de développement pour le photovoltaïque en particulier, représentés sur le graphique ci-dessous avec la trajectoire actuelle. En 2023, la puissance PV installée était de 19 GW, dans la fourchette de la PPE1 adoptée en 2016 (18,2-20,2 GW) et en-dessous de l'objectif de la PPE2 adopté en 2020 (20,1 GW).

La troisième édition de la PPE est en préparation [6] et devrait être publiée par décret mi-2025. Le projet de PPE mis en consultation début 2025 prévoit d'atteindre une capacité PV installée de **54 GW en 2030 (environ 66 TWh/an)** et **65 à 90 GW en 2035 (de 92 à 110 TWh/an)**, avec un objectif de développement de capacités industrielles françaises de production de modules PV de 5 à 10 GW/an [1].



La PPE3 propose une répartition indicative par type d'installation :

- 41 % sur petites et moyennes toitures
- 5 % sur petites installations au sol
- 54 % sur grandes installations (38 % au sol et 16 % sur toiture)

1. Projet de 3ème Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) : site de la consultation ([page web](#)) et projet de PPE3 ([pdf](#)).
2. RTE, rapport "Bilan électrique 2024" ([page web](#), [pdf](#)).
3. Programmes pluriannuels de l'énergie (PPE) 1 et 2 ([page web](#), [pdf](#)).
4. Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) ([page web](#)).
5. Ministère de la transition écologique, Chiffres clés des énergies renouvelables, 2024 ([page web](#)).
6. Publications et documents de travail du Secrétariat général à la planification écologique ([site web](#)) :
 - a. La planification écologique dans l'énergie, 12 juin 2023 ([pdf](#)).
 - b. Tableau de bord de la planification écologique, version 1, juillet 2023 ([pdf](#)).
 - c. Énergie : synthèse de la mise en œuvre du plan, avril 2024 ([pdf](#)).

23. QUELLE EST LA PRODUCTION DE SOLAIRE PV PRÉVUE PAR LES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS ?



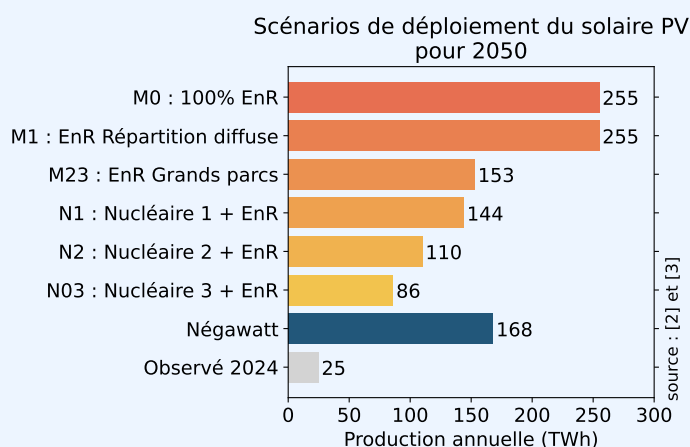
En résumé

Dans les six scénarios de RTE pour le futur mix énergétique, l'énergie solaire PV produite en 2050 est comprise entre **90 et 250 TWh par an**, soit **4 à 10 fois la production de 2024**.

Pour aller plus loin

RTE (réseau de transport d'électricité) propose six scénarios pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et respecter ainsi les accords de Paris [1,2]. Ils prévoient une demande annuelle d'énergie électrique de 555 à 752 TWh (soit +25 % à +70 % comparé à 2023) liée à une électrification importante des usages. La production électrique est envisagée soit de manière intégralement renouvelable, soit par des mix diversifiés impliquant la construction de nouvelles centrales nucléaires. Dans tous les cas, la production du solaire PV devrait être multipliée par 4 à 10.

Pour les scénarios s'appuyant sur le développement d'énergies 100% renouvelables, la part de production solaire se situe entre 150 et 250 TWh (M0, M1, M23, Négawatt [3]). Les scénarios basés sur le développement d'un mix nucléaire + renouvelables supposent une production solaire PV de l'ordre de 90-150 TWh.



Les scénarios M0 et M1 proposent le photovoltaïque comme première source d'électricité avec 36 % de la production [2]. Ils se distinguent par le profil de production. Par exemple, le scénario M1 de RTE implique un fort développement des panneaux sur petites et grandes toitures et de l'autoproduction chez les particuliers, les commerces et les petites entreprises, avec 100 GW de PV diffus.

Un support visuel présentant les scénarios de RTE est disponible en format poster [4]. Les sites [metawatt.fr](https://www.metawatt.fr) et [comprendre2050.fr](https://www.comprendre2050.fr) présentent également d'autres scénarios de transition (ADEME, NegaWatt...) [5].

1. RTE, étude "Futurs Énergétiques 2050", principaux résultats, octobre 2021 ([site web](#), [pdf](#)).
2. RTE, étude "Futurs Énergétiques 2050", rapport complet, octobre 2022 ([pdf en fichier .zip](#)).
3. Association négaWatt, Scénario 2022 ([page web](#)).
4. SolairePV, Kakémonos librement disponibles ([page web](#)), kakémono IV sur les scénarios ([pdf](#)).
5. Présentations et décryptages de différents scénarios de transition énergétique électrique : Metawatt ([page web](#)), comprendre2050 ([page web](#)).

24. QUELLE EST LA SURFACE DE PANNEAUX PV NÉCESSAIRE SELON LES SCÉNARIOS EN 2050 ?



En résumé

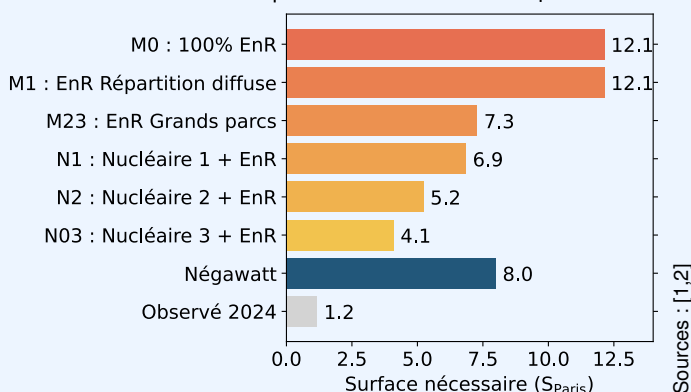
Les surfaces nécessaires pour le solaire PV sont très dépendantes du scénario considéré, et se situent entre **400 et 1200 km²**, soit une surface **très inférieure aux surfaces déjà artificialisées (environ 50 000 km²)**.

Pour aller plus loin

Nous pouvons comparer les surfaces de panneaux PV nécessaires pour chaque scénario à la surface de Paris intra-muros (105 km²), dans les différents scénarios (figure de droite) [1,2]. Dans la figure ci-dessous, la surface de solaire PV nécessaire (carrés bleus à gauche) est comparée aux différents types de surfaces en France métropolitaine (rectangles colorés) [3].

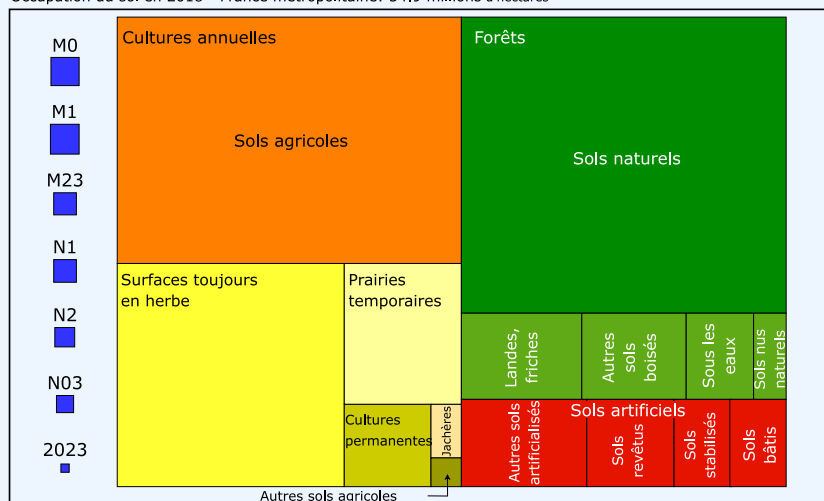
Même dans les scénarios incluant le plus de PV (M0 et M1), la surface nécessaire à la production PV est équivalente à 1200 km² (12 fois la surface de Paris), soit 0,2 % de la surface de la France métropolitaine, et moins de 3 % des surfaces déjà artificialisées (voir Fiche n° 25).

Scénarios de déploiement du solaire PV pour 2050



Répartition des surfaces en France métropolitaine

Les sols agricoles recouvrent plus de la moitié du territoire métropolitain
Occupation du sol en 2018 - France métropolitaine: 54,9 millions d'hectares



Note de lecture: les sols agricoles représentent 52 % du territoire métropolitain, les sols naturels 39 % et les sols artificialisés 9 %.
Source: Agreste - Enquêtes Teruti 2017-2018-2019

Note : Pour ces calculs, les productions annuelles dans les scénarios prennent en compte une irradiation annuelle moyenne de 1000 kWh/m² et une efficacité de conversion de 20 % : la production annuelle utilisée ici de 200 kWh/m², ou 200 GWh/km², suppose une couverture optimale, possible sur de petites installations (toitures). La production de centrales solaires au sol est de l'ordre de 100 GWh/km².

1. RTE, "Futurs Energétiques 2050", rapport complet, octobre 2022 ([pdf en fichier .zip](#)).
2. Association négaWatt, Scénario 2022 ([page web](#)).
3. Agreste, "L'occupation du sol entre 1982 et 2018", rapport d'avril 2021 ([pdf](#)).

25. LES SURFACES DÉJÀ ARTIFICIALISÉES SUFFISENT-ELLES POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS ÉNERGÉTIQUES À L'HORIZON 2050 ?



En résumé

Oui, un potentiel de production solaire PV de **plus de 150 TWh/an** est déjà identifié en utilisant les technologies commerciales disponibles aujourd'hui et des surfaces déjà artificialisées (toitures, friches, parkings). Les scénarios les plus ambitieux pour 2050 (150 à 250 TWh/an) semblent donc réalisables.

Pour aller plus loin

Des besoins en solaire PV de 150 TWh à 250 TWh/an :

Les scénarios de mix électrique en 2050 qui incluent la plus forte part de solaire PV estiment les besoins entre 150 TWh (Negawatt 2022, scénarios N1 et M23 RTE 2021) et 250 TWh (scénarios M0 et M1 RTE 2021). Plus de détails Fiche n° 23.

Un potentiel actuel de plus de 150 TWh/an [1] :

- Un potentiel de toiture d'au moins 125 TWh/an (Fiche n° 27).
- Un potentiel en friches industrielles ou ombrières de parking de 15 à 40 TWh/an, auquel on peut ajouter les implantations à proximité des voies ferrées (Fiche n° 28).

Des panneaux verticaux installés aux abords des routes et des voies ferrées offrent un potentiel estimé à 65 TWh/an, avec une faible emprise au sol (Fiche n° 29).

De nouveaux modes d'implantation sont à l'étude, dont le potentiel n'a pas encore été estimé : en façade des bâtiments (Fiche n° 30), en agrivoltaïsme (Fiche n° 31), en installation flottante (Fiche n° 32)...

Les scénarios RTE semblent donc compatibles avec le développement du solaire PV sans artificialisation de nouvelles surfaces.

Les estimations actuelles sont souvent assez conservatrices sur les surfaces disponibles et les rendements des modules PV utilisés, généralement de 20 % ou moins. Des rendements de modules PV de plus de 24 % ont déjà été démontrés avec des technologies industrielles qui devraient être commercialisées d'ici quelques années. Il est également nécessaire de bien différencier le gisement total et le potentiel réel du solaire photovoltaïque (Fiche n° 26).

Un point sur les surfaces artificialisées en France : d'après un rapport de l'ADEME [2], la surface artificialisée en France métropolitaine a augmenté environ 3 fois plus vite que la population au cours des deux dernières décennies. Elle représentait environ 9 % du territoire en 2018, avec la répartition suivante : 17 % des surfaces artificialisées correspondent à des sols bâtis (maisons, immeubles...), 44 % à des sols revêtus ou stabilisés (routes, parkings...) et 38 % à d'autres espaces (jardins, chantiers...) [3].

1. La version précédente du guide (14 septembre 2023) mentionnait un potentiel de l'ordre de 200 TWh sur la base d'estimations sur-estimées pour les friches selon les études les plus récentes (Fiche n° 28). Une estimation plus précise nécessiterait des données sur les potentiels d'installation qui ne sont pas encore disponibles.
2. ADEME, "Alléger l'empreinte environnementale de la consommation des Français en 2030. Vers une évolution profonde des modes de production et de consommation", novembre 2014 ([pdf](#)).
3. Agreste, rapport : "L'occupation du sol entre 1982 et 2018", avril 2021 ([pdf](#)).

26. QUELLE EST LA DIFFÉRENCE ENTRE LE GISEMENT TOTAL ET LE POTENTIEL PV RÉEL ?



En résumé

Le gisement et le potentiel PV indiquent la quantité d'électricité que l'on peut produire en exploitant les espaces disponibles. Il faut cependant distinguer le gisement total, par exemple l'ensemble des toitures disponibles à un moment donné, et le potentiel réel qui doit prendre en compte un ensemble de contraintes (zones protégées, coût de raccordement, difficultés techniques...).

Pour aller plus loin

Le gisement ou les différents potentiels photovoltaïques sont parfois confondus. De plus la définition des surfaces et de l'énergie photovoltaïque réellement exploitables peut varier fortement d'une étude à l'autre. L'absence de référentiels clairs et la difficulté à évaluer précisément les contraintes limitantes entraînent parfois des écarts importants entre les estimations, selon les hypothèses retenues ; c'est notamment le cas pour le potentiel photovoltaïque des parkings (voir Fiche n° 28). Lorsqu'on compare deux estimations de potentiel, il est donc essentiel de s'assurer que l'on prend en compte les mêmes hypothèses et les mêmes niveaux de contraintes. On peut différencier par exemple :

- **Potentiel théorique, ou gisement.** Il est généralement déterminé pour une efficacité de conversion standard, et une installation optimale (orientation/inclinaison). Par exemple, le potentiel PV théorique sur toiture pourrait être défini à partir de l'ensemble des toitures existantes, sans autre contrainte (voir Fiche n° 27). Cependant, toutes les surfaces n'ont pas la même pertinence à des fins de production PV et différentes contraintes sont à considérer.
- **Potentiel technique.** Il intègre les contraintes d'installation. Un bâtiment peut-il supporter des panneaux standards ? Le réseau est-il dimensionné pour le raccordement ? A-t-on accès au toit du bâtiment ? Quel est l'impact des contraintes techniques sur les performances du système ?
- **Potentiel économique et réglementaire.** Ce potentiel peut intégrer le coût de l'installation, les subventions et/ou surcoûts liés à des contraintes techniques (difficulté d'accès, surcoût pour le raccordement...) et réglementaires (contraintes patrimoniales nécessitant des panneaux spécifiques, contraintes environnementales avec la mise en place de mesures de protection ou de compensation de l'impact de l'installation...), les aspects juridiques (coûts d'assurance), l'existence de zones protégées par exemple au titre du patrimoine, ou encore la compétition entre différents usages (une friche peut être réhabilitée et utilisée à d'autres fins qu'une installation PV, voir Fiche n° 28).

La définition de ces potentiels n'est pas figée et dépend du niveau de détail souhaité ou encore du type d'installation (en toiture, sur friche, parking ou autre).

1. D. Assouline et al., "Estimation of Large-Scale Solar Rooftop PV Potential for Smart Grid Integration : A Methodological Review", chapitre du livre "Sustainable interdependent networks : From theory to application", pp. 173-219, 2018, https://doi.org/10.1007/978-3-319-74412-4_11.

27. QUEL EST LE POTENTIEL POUR LE PV SOLAIRE EN FRANCE ? LES TOITURES



En résumé

La France a un potentiel de production d'électricité photovoltaïque en toiture de 125 TWh/an, pour une surface de 1346 km² à un coût inférieur à 0,15 €/kWh (coûts 2019). C'est le plus fort potentiel en toiture en Europe [1].

Pour aller plus loin

Ce potentiel de production PV est issu d'une analyse technico-économique, pour un coût 2019 de l'électricité inférieur à 0,15 €/kWh. Ce résultat est néanmoins discutable et potentiellement sous-estimé. Il est obtenu avec une surface de toiture estimée par imagerie satellite à 1346 km² [1], alors que l'ADEME évalue la surface totale de toitures à 2276 km² en utilisant une base de données de l'IGN [2].

Un calcul facile : on retrouve une estimation de production PV de 125 TWh/an en utilisant une surface de 625 km², qui correspond à peu près à la moitié des 1346 km² de toiture disponible en France estimée par l'étude [1], avec une irradiation moyenne de 1 MWh/m²/an, et un rendement de conversion de 20 %. A noter que la référence [1] réalise une analyse technico-économique plus complexe.

Remarques :

- Ces chiffres ci-dessus ne comprennent pas le PV en façade, les ombrières de parking, l'agrivoltaïque, les centrales au sol dans des zones inexploitablees comme les anciennes carrières ou les installations militaires, le PV flottant...
- La technologie standard de modules photovoltaïques peut être directement utilisée sur les habitations mais pas toujours sur les hangars et bâtiments industriels pour des raisons de masse et de structure. Des entreprises développent des solutions légères de modules photovoltaïques pour palier ce problème (voir la Fiche n° 12).
- L'étude [1] est basée sur l'analyse d'images satellites à l'échelle européenne.
- Une étude antérieure de l'ADEME publiée en 2016 [2] évalue les gisements PV en surface, capacité installable et énergie produite à (1507 km², 241 GW, 265 TWh/an) pour les toitures résidentielles et (769 km², 123 GW, 134 TWh/an) pour les toitures industrielles. Cette étude utilise une base de données IGN pour les surfaces de toit, et applique des ratios par région pour déterminer la part exploitable pour une installation PV, et pour estimer la production annuelle.
- Des sources plus récentes évaluent la surface de toitures "exploitables" pour le PV à 1181 km² [3] et 4693 km² [4].
- Le déploiement dépendra du cadre économique (tendance à la baisse des aides, tendance à la hausse du prix de l'électricité, contraintes assurantielles).

1. K. Bódis et al., "A high-resolution geospatial assessment of the rooftop solar photovoltaic potential in the European Union", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109309>.
2. ADEME, étude "Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations - annexe_eolienpv.pdf", 2025 ([page web](#)).
3. S. Joshi et al., High resolution global spatiotemporal assessment of rooftop solar photovoltaics potential for renewable electricity generation, Nature Communications, 2021. Voir la Table 7 du Supplementary, <https://doi.org/10.1038/s41467-021-25720-2>.
4. Cadastre solaire publié par Cythelia Energy ([site web](#)).

28. QUEL EST LE POTENTIEL POUR LE PV SOLAIRE EN FRANCE ? LES FRICHES ET LES PARKINGS



En résumé

Le potentiel de production annuel du solaire photovoltaïque installé sur des friches (zones délaissées) et des parkings (ombrières) peut être évalué entre **15 et 40 TWh par an**. Des estimations précises sont encore manquantes.

Pour aller plus loin

Friches

Dans une étude d'avril 2019 [1], l'ADEME a évalué le gisement national des zones délaissées (friches) propices au déploiement du photovoltaïque, correspondant à un potentiel PV de 49 GW. Une partie seulement est exploitable, et une étude plus récente DGEC/ADEME (2022) retient l'estimation de **8,6 GW**, qui pourrait néanmoins être minoré après une étude plus approfondie des sites identifiés [2,3]. Avec une production annuelle en France de l'ordre de 1300 kWh/kW (facteur de charge de 15 %), le potentiel de production PV serait d'environ **11 TWh/an** pour les friches.

Parkings

L'étude de 2019 de l'ADEME [1] évalue également un potentiel PV sur les parkings à **4 GW**, en utilisant une base de données de l'IGN. Elle considère 15 000 parkings de surface minimale de 0,29 ha, soit une puissance minimale de 250 kW.

Dans le cadre de la préparation du projet de loi APER (accélération de la production des énergies renouvelables), le gouvernement a estimé en 2022 une puissance de **6,75 à 11,25 GW** si la moitié des parkings de plus de 2500 m² est recouverte d'ombrières photovoltaïques [4], mais ce calcul est issu d'une extrapolation très approximative, sans méthodologie solide.

La plateforme France Potentiel Solaire a publié un cadastre solaire basé sur la base de données Openstreetmap, qui comprend a priori 250 000 parkings de toutes tailles [5]. La méthodologie utilise des hypothèses de production standards, elle n'applique pas de surface minimale, mais une irradiation d'au moins 1000 kWh/m²/an, et une réduction de la surface obtenue par un facteur 2 pour prendre en compte les zones non-couvertes par les ombrières. Il en résulte une capacité potentielle de **31,7 GW** pour les parkings en additionnant les régions métropolitaines, pour une production estimée à **31,2 TWh/an**.

En conclusion, le potentiel photovoltaïque des parkings en France est compris entre **4 et 31 GW** (environ **5 à 30 TWh/an**), il n'existe pas actuellement d'étude précise publiée avec une méthodologie solide mais des données sont accessibles en ligne [6].

1. ADEME, "Evaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques", rapport, 2019 ([page web](#)).
2. ADEME, "Identification, par département français, de zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques", rapport, 2022 ([pdf](#)).
3. Cerema, "Cartofriches, un inventaire national des friches qui s'appuie sur la connaissance locale", 2025 ([site web](#)).
4. "Projet de loi relatif à l'accélération de la production des énergies renouvelables (loi APER)", 22 septembre 2022 ([texte législatif](#)).
5. Cadastre solaire publié par Cythelia Energy ([site web](#)).
6. IGN Géoservices, "Portail cartographique des énergies renouvelables" ([page web](#)).

29. QUEL EST LE POTENTIEL POUR LE PV SOLAIRE EN FRANCE ? LES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT



En résumé

Les abords des infrastructures de transport sont propices aux installations PV grâce aux grandes surfaces disponibles et aux faibles risques de conflits d'usage. Leur potentiel est estimé à **53 TWh/an le long des routes et 13 TWh/an le long des voies ferrées**.

Pour aller plus loin

Les abords des infrastructures de transport, en particulier les routes et les voies ferrées, sont identifiées comme une source importante de surfaces disponibles, bien adaptées à l'installation de panneaux photovoltaïques car peu soumises aux conflits d'usage. Le potentiel d'installations PV verticales déployées le long des infrastructures routières et ferroviaires européennes a été évalué en 2024 [1]. Cette étude utilise des données géospatiales et prend en compte de nombreuses contraintes liées à l'environnement, aux limitations d'usage, et aux paramètres technico-économiques.

Pour de telles installations verticales (voir Fiche n° 30), l'usage de modules bifaciaux, qui absorbent la lumière arrivant sur les deux faces, offre les meilleurs résultats. **Pour la France, le potentiel PV est estimé à 52,5 GW le long des routes pour une production de 53 TWh/an, et 12,6 GW le long des voies ferrées (13 TWh/an), soit un potentiel cumulé de 66 TWh/an.**

La **SNCF** dispose de nombreuses installations et terrains propices au PV. Elle a pour objectif de devenir producteur pour couvrir une partie de ses besoins électriques [2]. Dans une première phase, SNCF Renouvelables a prévu l'installation d'**1 GW** de PV sur 1000 ha d'ici 2030 pour produire 15 à 20 % de sa consommation de 9 TWh/an, en utilisant en particulier des zones délaissées. La SNCF étudie également des centrales PV sur de grands linéaires le long des voies ferrées.

Le concept de **route solaire** consiste à intégrer des modules photovoltaïques dans le revêtement des routes [3]. Il permet d'exploiter de grandes surfaces déjà artificialisées. Néanmoins, leur développement a été limité par la faible robustesse des prototypes, insuffisante pour supporter le passage fréquent de véhicules lourds, et leur coût pour l'instant prohibitif par rapport à des installations PV au sol ou sur bâtiments. Parmi les autres difficultés, l'efficacité est affectée par le manque de transparence des couches de protection épaisses, l'absence d'inclinaison des panneaux, et leur encrassement rapide. Désormais les expérimentations sont principalement menées sur des pistes cyclables.

1. G. Kakoulaki et al., "European transport infrastructure as a solar photovoltaic energy hub", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.114344>.
2. SNCF, "Développement durable - SNCF Renouvelables" ([page web](#)).
3. EDF, "Tout savoir sur les routes solaires", 2023 ([page web](#)).

30. VERS DE NOUVEAUX MODES DE DÉPLOIEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE ? LES PANNEAUX VERTICAUX



En résumé

Il est possible d'installer des panneaux photovoltaïques verticalement, par exemple sur les façades des bâtiments ou comme mur anti-bruit. Les modules bifaciaux absorbent la lumière sur leurs deux faces et peuvent être particulièrement bien adaptés à une pose verticale.

Pour aller plus loin

Les deux principaux exemples de panneaux PV placés verticalement sont les installations sur les façades des bâtiments, et le remplacement de murs anti-bruit ou de clôtures qui bordent par exemple les autoroutes ou les voies ferrées [1].

Avantages :

- La production de panneaux installés verticalement est plus forte lorsque le soleil est bas sur l'horizon (début et fin de journée, hiver), donc a priori mieux adaptée aux pics de consommation [2,3].
- Les panneaux verticaux bénéficient plus de la réflexion de la lumière sur le sol (albédo), et peuvent faire appel à des panneaux bifaciaux [4,5], maintenant standard, qui permet de capter la lumière des 2 côtés avec pratiquement le même rendement.
- Il y a moins de conflits d'usage du foncier qu'avec des panneaux "horizontaux".

Inconvénients :

- Pour une surface de panneaux donnée, la production moyenne sera inférieure à une installation au sol ou en toiture dont l'inclinaison et l'orientation seraient optimisées (autour de 30° en orientation sud).
- Les panneaux utilisés pour ces usages sont généralement spécifiques et donc un peu plus onéreux, par exemple avec une étanchéité renforcée pour former des murs ou des clôtures, ou des panneaux à l'esthétique soignée, d'aspect uni noir ou coloré, pour un usage en façade de bâtiments.

Le potentiel des installations de panneaux verticaux le long des infrastructures de transport (routes et rail) a été estimé récemment (Fiche n° 29).

A noter : Le calcul de la production PV sur les **façades des bâtiments en ville** est complexe à cause de l'impact de l'environnement comme les ombrages, les réflexions sur les bâtiments voisins ou encore les îlots de chaleur (voir la Fiche n° 33). Il fait actuellement l'objet de recherches académiques. Il n'est donc pas encore possible d'estimer précisément le potentiel PV en façade.

1. Tescol, "Démonstrateur de parc photovoltaïque linéaire bifacial vertical", 2021 ([page web](#)).
2. PV magazine, "Installation de panneaux photovoltaïques verticaux orientés est-ouest", 2022 ([article de presse](#)).
3. L. Szabo et al., "Impacts of large-scale deployment of vertical bifacial photovoltaics on European electricity market dynamics", Nature Communications, 2024, <https://doi.org/10.1038/s41467-024-50762-7>.
4. R. Kopecek & J. Libal, "Towards large-scale deployment of bifacial photovoltaics", Nature Energy, 2018, <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0178-0>.
5. R. Kopecek & J. Libal, "Bifacial photovoltaics 2021 : Status, opportunities and challenges", Energies, 2021, <https://doi.org/10.3390/en14082076>.

31. VERS DE NOUVEAUX MODES DE DÉPLOIEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE ? L'AGRIVOLTAÏSME



En résumé

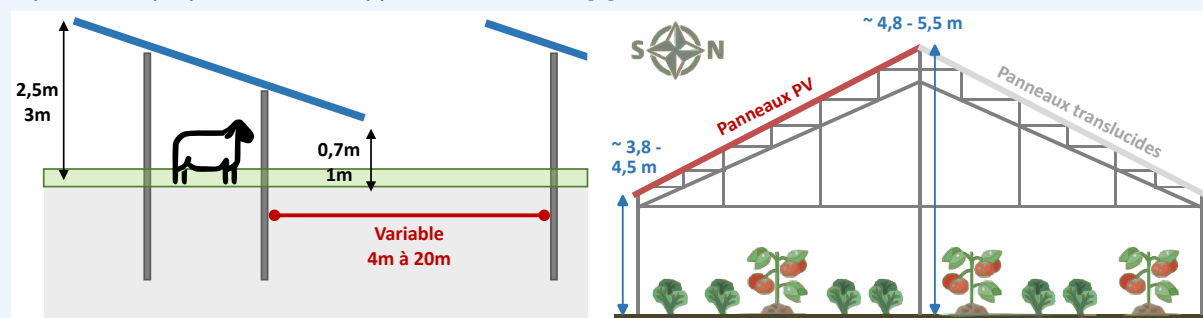
L'agrivoltaïsme désigne des installations photovoltaïques situées sur des parcelles agricoles, combinant ainsi production électrique et agricole. L'intérêt de ce type d'installation est de disposer de grandes surfaces, tandis que le risque est de mettre en compétition deux ressources vitales. Un cadre doit être mis en place pour que son développement ne mette pas en péril les installations agricoles.

Pour aller plus loin

Les installations agrivoltaïques peuvent prendre différentes formes, par exemple des panneaux solaires installés sur des serres, des pâturages ou encore des champs. En 2022, l'ADEME dénombre en France 167 projets d'agrivoltaïsme pour une capacité de 1,3 GW [1]. Leur intérêt est de permettre l'accès à de grandes surfaces. En 2019, 52 % de la superficie de la France métropolitaine est utilisée à des fins agricoles, soit 26,8 millions d'hectares [2], dont 3 % étaient consacrée aux agrocarburants en 2022 [3]. Moins de 0,2 % de cette surface serait nécessaire pour atteindre les objectifs de puissance installée de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) de 2028, soit 44 GW dans sa fourchette haute (voir Fiche n° 22), à raison d'1 MW installé par hectare.

La limite de cette stratégie est qu'elle peut faire entrer en compétition les productions agricoles et énergétiques. Une telle confrontation serait exacerbée par la différence des loyers proposés par unité de surface, estimés au moins 10 fois plus élevés pour une installation photovoltaïque. Cette différence risque d'entraîner une augmentation du coût de location des terres, mettant en péril l'équilibre économique de certaines activités agricoles. Un premier enjeu de gouvernance est d'encadrer le développement de l'agrivoltaïsme pour prévenir de tels impacts négatifs. Un second enjeu, technique, est de trouver des conditions permettant une synergie entre les deux productions, par exemple avec des panneaux solaires inclinables, laissant passer la lumière quand les plantes en ont besoin, et se refermant lorsqu'une protection physique peut être bénéfique (rayonnement trop important, grêle...). Les enjeux sont donc surtout de nature socio-économiques, avec l'importante question du partage de la valeur entre les parties prenantes.

La loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables de mars 2023 [4] cherche à aller dans ce sens, en considérant qu'une installation ne peut être qualifiée d'agrivoltaïque que si elle permet un maintien significatif de la production et des revenus agricoles. Elle doit également apporter au moins l'un des services suivants : l'amélioration du potentiel et de l'impact agronomiques, l'adaptation au changement climatique, la protection contre les aléas ou l'amélioration du bien-être animal. Elle doit de plus être réversible. Cet encadrement reprend des propositions des rapports de l'ADEME [5].



Figures adaptées de [5]

1. Sénat, "Rapport n°13 (2022-2023) – Proposition de loi en faveur du développement de l'agrivoltaïsme", déposé par M. Franck MENONVILLE, sénateur, 5 octobre 2022 ([texte législatif](#)).
2. INSEE, "La France et ses territoires - 3.2 Identité agricole des régions", 2021 ([site web](#)).
3. Site du ministère de l'agriculture, "Tout savoir sur les biocarburants", 22 septembre 2023 ([lien](#)).
4. Loi n°2023-175 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables, 10 mars 2023 ([texte législatif](#)).
5. ADEME, I Care & Consult, Ceresco, Cétiac. "Caractériser les projets photovoltaïques sur terrains agricoles et l'agrivoltaïsme", 2025 ([page web](#)).

32. VERS DE NOUVEAUX MODES DE DÉPLOIEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE ? LE PHOTOVOLTAÏQUE FLOTTANT



En résumé

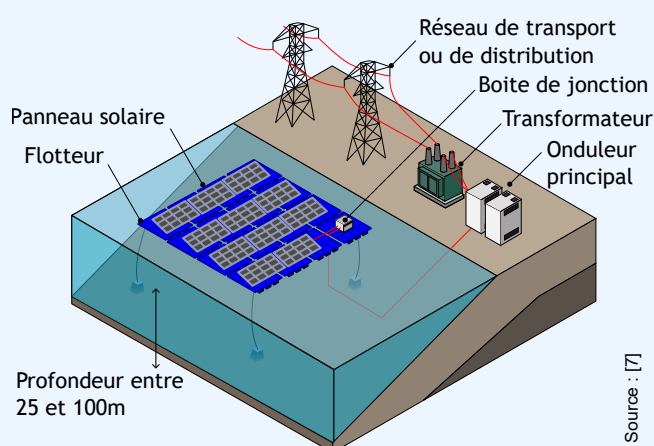
Le photovoltaïque flottant désigne des installations PV situées sur des étendues d'eau (le plus souvent douce). Même si les impacts environnementaux ne sont pas encore bien connus, certains avantages potentiels tels que la grande disponibilité de ces zones et des bénéfices secondaires tels que la réduction de l'évaporation de l'eau, rendent ces installations attractives et expliquent leur fort développement actuel dans le monde.

Pour aller plus loin

Le photovoltaïque flottant désigne l'ensemble des pratiques visant à installer des panneaux PV sur des étendues d'eau. Le principal intérêt du PV flottant est la forte disponibilité de ces surfaces. Par exemple, l'étude [1] estime que couvrir 10 % des surfaces des lacs de barrage avec des panneaux PV suffirait à produire autant d'électricité que l'ensemble des usines à énergie fossile. Actuellement, les installations en PV flottant représentent environ 7,7 GW dans le monde [2]. En France les premières centrales flottantes d'environ 20 MW ont vu le jour récemment [3]. Le PV flottant est en développement et on dispose de peu de recul sur cette technologie.

Avantages potentiels :

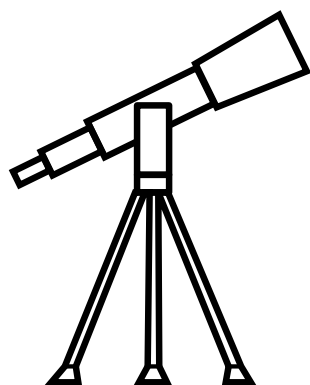
- Le refroidissement des panneaux qui permet une meilleure efficacité [4].
- Moins d'infrastructures permanentes (comparées à des centrales solaires au sol), avec potentiellement une facilité d'installation et de désinstallation.
- Les synergies avec les installations hydroélectriques (réduction de la formation d'algues dans la retenue [5], limitation de l'évaporation de l'eau et connexion au réseau facilitée [6]) et l'éolien flottant en mer.



Inconvénients potentiels : L'impact environnemental de ces installations, surtout à grande échelle, est encore mal connu en particulier sur l'écosystème aquatique. De trop grandes étendues pourraient affecter le taux de dissolution d'oxygène dans l'eau ainsi que la photosynthèse des plantes aquatiques [5]. Les panneaux eux-mêmes seraient exposés à des conditions d'humidité accrues et pour certains projets de déploiement en mer feraient face à des défis tels que la corrosion [6]. Les systèmes d'ancrage, de câbles d'amarrage et de pontons sont également à l'étude pour la durabilité des installations [5], et les activités de maintenance sont plus compliquées.

1. R. Almeida et al., Nature, 2022, <https://doi.org/10.1038/d41586-022-01525-1>.
2. IEA-PVPS, "Floating Photovoltaic Power Plants : A Review of Energy Yield, Reliability, and Maintenance", 2025 ([page web](#)).
3. Première centrale solaire flottante en France ([lien](#)), centrale solaire flottante installée sur le lac d'un barrage hydroélectrique ([lien](#)).
4. G. Kakoulaki et al., "Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in Europe", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2023, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112989>.
5. S. Ganzaku et al., Sustainability, 2021, <https://doi.org/10.3390/su13084317>.
6. H. Pouran et al., iScience, 2022, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.105253>.
7. Daniel Suchet et Erik Jonhson, "L'énergie solaire photovoltaïque", EDP Sciences, 154 pages, 2023 ([livre - lien éditeur](#)).

Pour voir plus loin...



33. LE PV CONTRIBUE-T-IL AUX ÎLOTS DE CHALEUR URBAINS ?



En résumé

À ce jour, il n'y a pas de consensus sur l'impact des systèmes PV sur les températures urbaines et donc sur les îlots de chaleur urbain.

Pour aller plus loin

Lors de l'installation en toiture d'un système photovoltaïque, on recouvre et/ou remplace une surface existante (toiture en tuile, ardoise, toit plat, etc.) par un système photovoltaïque. Cela entraîne une modification des propriétés optiques et thermiques de la paroi. En effet, un système PV n'absorbe pas nécessairement la même quantité de rayonnement et n'échange pas nécessairement la même quantité de chaleur que la paroi qu'il recouvre. De plus, le système PV convertit une part de l'énergie solaire en énergie électrique, modifiant ainsi la part qui pourrait être directement rejetée dans l'environnement. Enfin, les propriétés d'inertie thermique et de réflexivité des panneaux PV sont différentes de celles du matériau qu'ils remplacent.

Alors que pour des systèmes relativement petits et isolés, l'impact sera très certainement négligeable, la question peut se poser pour des systèmes de grande taille et installés sur un grand nombre de toitures.

A ce jour, plusieurs études, numériques et expérimentales, ont été menées pour répondre à cette question. Cependant, il n'y a pas de consensus établi, certaines études concluant à une augmentation de la température locale de quelques degrés [1], d'autres à une réduction [2].

Une récente revue de la littérature scientifique a compilé les quelques études expérimentales et les études numériques les plus complètes (et récentes). D'après leurs conclusions, le PV urbain réchaufferait l'environnement local en journée, et le refroidirait la nuit [3]. Cependant il est probable que cette conclusion ne soit pas universelle, et dépende largement des conditions locales. Les études s'accordent cependant sur un impact limité sur la température urbaine, souvent de quelques dixièmes de degrés.

Ces effets sont également discutés dans la référence [4].

1. G. Barron-Gafford et al., "The Photovoltaic Heat Island Effect : Larger solar power plants increase local temperatures", Scientific Reports, 2016, <https://doi.org/10.1038/srep35070>.
2. V. Masson et al., "Solar panels reduce both global warming and urban heat island", Frontiers in Environmental Science, 2014, <https://doi.org/10.3389/fenvs.2014.00014>.
3. D.J. Sailor et al., "Photovoltaics in the built environment : A critical review", Energy and Buildings, 2021, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2021.111479>.
4. photovoltaïque.info, "Les îlots de chaleur et le photovoltaïque", 2025 ([page web](#)).

34. COMMENT LE PHOTOVOLTAÏQUE A-T-IL ÉTÉ INVENTÉ ?



En résumé

La découverte de l'effet photovoltaïque remonte à 1839, en France, par Edmond Becquerel. D'abord utilisé pour la mesure de l'illumination, les applications énergétiques ne démarrent vraiment qu'avec l'invention de dispositifs en silicium en 1954 et les besoins de l'industrie spatiale naissante.

Pour aller plus loin

La première description de l'effet photovoltaïque date de 1839 [1], elle est rapportée dans une communication à l'académie des sciences par Edmond Becquerel (le père d'Henri Becquerel, découvreur de la radioactivité naturelle, avec qui il est souvent confondu [2]). S'apercevant que la lumière permet de générer un courant électrique à l'interface entre une électrode métallique et un électrolyte, il met au point le premier détecteur d'intensité lumineuse [3].

L'effet photovoltaïque dans un matériau solide, le sélénium, a été mis en évidence en 1879 par W. Adams et D. Day ouvrant la porte à de premières applications, concrétisées par Charles Fritts qui fabrique la première cellule solaire fonctionnelle et installe en 1884 le premier système photovoltaïque sur un toit de New York [3]. Le rendement encore faible, inférieur à 1 %, limite les applications commerciales dans le domaine de la production d'énergie.

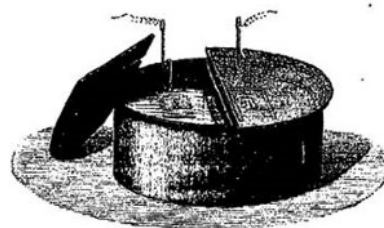
Suite aux progrès dans le domaine de la science des matériaux et de la physique des semiconducteurs, les premières diodes électroniques apparaissent, et Russel Ohl fabrique la première cellule solaire à base de silicium en 1941. Celle-ci est perfectionnée, et en 1954 Chapin, Pearson et Fuller démontrent un rendement de 6 %. Cette technologie sera utilisée en 1958 pour alimenter le satellite américain Vanguard inaugurant les premières applications industrielles.

Le développement de la technologie et de ses applications est alors lancé, en particulier dans le spatial. De nombreux autres matériaux et systèmes permettant la conversion photovoltaïque vont être découverts par la suite, les rendements ne vont cesser de s'améliorer, et les technologies de se perfectionner permettant une réduction des coûts et une amélioration de la fiabilité. Les applications terrestres vont se développer à un rythme exponentiel avec un doublement de la production tous les 2,5 ans sur les 3 dernières décades, et une réduction des coûts de 25 % à chaque doublement [4].

COMPTE RENDU DES SÉANCES DE L'ACADÉMIE DES SCIENCES.

SÉANCE DU LUNDI 4 NOVEMBRE 1839.

PRÉSIDENCE DE M. CHEVREUL.



1. E. Becquerel, "Compte-rendu de l'Académie des Sciences", 1839 ([pdf](#)).
2. IPVF, "Symposium Edmond Becquerel", 2020 ([site web](#)).
3. Daniel Lincot, "Energie Solaire Photovoltaïque et Transition Énergétique", leçon inaugurale du Collège de France, Fayard, 2022 ([livre - lien éditeur](#)).
4. Fraunhofer ISE, Photovoltaics Report, version du 29 mai 2025 ([page web](#)).

35. QUELLES SONT LES TECHNOLOGIES DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE ? (1/2)



En résumé

Les cellules solaires en silicium représentent actuellement 92 % du marché, mais il existe également des cellules solaires commerciales en couches minces de CdTe et CIGS (moins de 2 % du marché), en matériaux organiques (légères et souples) pour des applications de niche, et des multi-jonctions à haut rendement (III-V et germanium) pour les applications spatiales [1].

Pour aller plus loin

Les technologies commerciales.

Le silicium. Les modules en silicium sont aujourd'hui la technologie dominante (98 % du marché). Les modules sont faits d'assemblages de plaquettes de silicium monocristallin (fabrication voir pages 14 et 15), qui remplacent progressivement le silicium polycristallin d'aspect marbré, qui était moins cher à fabriquer mais moins efficace. L'efficacité des modules a augmenté d'environ 0,5 % par an au cours des dernières années grâce à une évolution de la technologie des cellules : la technologie Al-BSF (Aluminium Back Surface Field) utilisée pendant longtemps est aujourd'hui remplacée par la technologie PERC (Passivated Emitter and Rear Cell). Les prochaines technologies, industrialisées dans les usines les plus récentes, sont les TOPCon (Tunneling Oxide Passivated Contact) et HJT (cellule à hétérojonction). En 2025, les meilleurs modules commerciaux ont des rendements supérieurs à 22 %. Les cellules solaires records ont atteint une efficacité de 27,3 % [2].

Les couches minces. Les cellules en couches minces en alliages CdTe et plus marginalement CIGS représentent un peu moins de 3 % du marché. Les matériaux sont déposés en couches de 2 à 4 µm d'épaisseur sur du verre ou sur un substrat flexible, les modules présentent un aspect uniforme. Les rendements des modules commerciaux restent inférieurs à 20 %, et les records de cellules sont de 22,3 % pour le CdTe et 23,6 % pour le CIGS [2]. D'autres alliages formés de matériaux abondants sont à l'étude : CZTS, SbSSe, et les perovskites hybrides (voir Fiche n° 36).

Les multi-jonctions III-V. Les applications spatiales utilisent généralement des cellules multi-jonctions en semiconducteurs III-V (GaAs, AlGaAs, GaInP) et germanium, malgré leur coût très élevé (de l'ordre de 100 €/W) : l'empilement de plusieurs matériaux permet d'atteindre des efficacités de 32 % pour les cellules commerciales, et 39,5 % pour la cellule record [2].

Les organiques. Il existe également des cellules et modules commerciaux formés de matériaux organiques (polymères). Ils ont l'avantage d'être peu chers, légers et souples, mais leurs efficacités sont nettement plus faibles, inférieures à 10 % pour les modules (mais avec un record de cellules à 19,2 % [2]). Cette technologie est aujourd'hui dédiée à des marchés de niche.

1. Daniel Suchet et Erik Jonhson, "L'énergie solaire photovoltaïque", EDP Sciences, 154 pages, 2023 ([livre - lien éditeur](#)).
2. NREL, "Best Research-Cell Efficiency Chart" ([site web](#)), "Champion Photovoltaic Module Efficiency Chart" ([site web](#)).

36. QUELLES SONT LES TECHNOLOGIES DU SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE ? (2/2)



En résumé

Les pérovskites hybrides sont à la base de la technologie émergente qui a connu le plus fort développement au cours des dernières années. La prochaine génération de cellules solaires pourrait être formée de tandems, par exemple pérovskite sur silicium.

Pour aller plus loin

Les technologies émergentes.

Les pérovskites. Les pérovskites hybrides, formés d'halogénures de plomb et de ligands organiques, sont apparus récemment et ont connu un fort développement avec l'obtention rapide de rendements très élevés (record de 26,9 % [1]). La production industrielle de cette technologie est en développement. Les obstacles pour leur commercialisation portent en particulier sur la durée de vie des cellules solaires, et sur leur utilisation de plomb.

Les tandems. L'efficacité maximale théorique des cellules solaires « simple jonction » en silicium est autour de 30 %. Pour dépasser cette limite, la prochaine génération de cellules devrait être formée de tandems (ou « multi-jonctions ») associant une cellule en couche mince sur une cellule en silicium [2]. Les cellules solaires en pérovskites hybrides, qui peuvent être fabriquées par voie liquide, sont considérées comme la solution la plus prometteuse pour fabriquer des tandems à bas coût avec des efficacités supérieures à 30 %. Les cellules tandems records en pérovskite sur silicium atteignent 34,6 % en 2024 [1].

1. NREL, "Best Research-Cell Efficiency Chart", 2025 ([page web](#)).
2. Daniel Suchet et Erik Jonhson, "L'énergie solaire photovoltaïque", EDP Sciences, 154 pages, 2023 ([livre - lien éditeur](#)).

37. LE SOLAIRE PV EST-IL UNE SOURCE D'ÉLECTRICITÉ VARIABLE, INTERMITTENTE, PILOTABLE, FLEXIBLE, FIABLE, PRÉVISIBLE ? (1/2)



En résumé

Le solaire PV est une source d'électricité dont le fonctionnement est très fiable mais peu flexible, et dont la production est intermittente. Ses variations ont pour origine l'alternance jour/nuit et les conditions environnementales (voir Fiche n° 38).

Pour aller plus loin

Chaque source d'énergie a ses caractéristiques et contraintes propres, qui ont un impact sur ses conditions d'utilisation, sa disponibilité, et son coût. La disponibilité des sources d'électricité dépend de nombreux facteurs (voir également Fiche n° 38).

Variabilité et intermittence [1]. La **variabilité** est une notion qui caractérise les fluctuations d'une source, mais ni leur rapidité ni leur amplitude. Parmi les sources variables, la notion d'intermittence suggère des variations rapides et de grande amplitude de la source, dont la puissance fournie peut devenir nulle.

L'intermittence est subie lorsqu'elle est liée aux conditions environnementales, par exemple dans le cas de sources d'énergie renouvelables (solaire PV, éolien), mais aussi dans le cas de défaillances de matériel [2].

L'intermittence est choisie lorsqu'on pilote la production d'une source en l'éteignant fréquemment. C'est par exemple le cas des moyens de production de pointe, qui sont allumés ou éteints en l'espace de quelques heures.

Pilotage et flexibilité : c'est ce qui caractérise une source d'électricité dont la production peut être modulée suivant les besoins (équilibre production/consommation, stabilité du réseau). Le solaire PV, comme l'éolien, n'est pilotable que par écrêtement, c'est-à-dire en arrêtant ou en réduisant la production [3]. L'écrêtement constitue une perte nette pour le producteur puisque la source pourrait fournir plus d'énergie sans surcoût. La demande (consommation électrique) est également une source importante de flexibilité [4,5].

Fiabilité. Elle caractérise la probabilité de fonctionnement sans panne sur une période donnée. Le solaire PV est une source d'énergie particulièrement fiable, du fait de l'absence de pièce mobile et donc d'usure mécanique. Le taux de défaillance est très faible [6,7], et sans impact à l'échelle nationale grâce à l'effet de foisonnement (voir Fiche n° 38).

1. D. Suchet, A. Jeantet, T. Elghozi, Z. Jehl, "Defining and Quantifying Intermittency in the Power Sector", *Energies*, 2020, <https://doi.org/10.3390/en13133366>.
2. RTE, "Disponibilité des moyens de production électrique en France", 2025 ([site web](#)).
3. IEA, "Impact du solaire PV et de l'éolien sur les besoins en écrêtement", 2023 ([site web](#)).
4. ADEME, "Avis d'experts - Flexibilité du système électrique", 18 avril 2025 ([page web](#)).
5. Arthur de Lassus et Cédric Philibert, rapport, IFRI, "La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques : opportunités en Europe", 30 avril 2025 ([site web](#), [PDF français](#), [PDF anglais](#)).
6. D. C. Jordan, B. Marion, C. Deline, T. Barnes, M. Bolinger, "PV field reliability status—Analysis of 100 000 solar systems", *Progress in Photovoltaics*, 2020, <https://doi.org/10.1002/pip.3262>.
7. IEA PVPS, "Reliability and Performance of Photovoltaic Systems", 2025 ([site web](#)).

38. LE SOLAIRE PV EST-IL UNE SOURCE D'ÉLECTRICITÉ VARIABLE, INTERMITTENTE, PILOTABLE, FLEXIBLE, FIABLE, PRÉVISIBLE ? (2/2)



En résumé

Le solaire PV est une source d'électricité fiable mais intermittente (voir Fiche n° 37), dont les fluctuations locales journalières sont atténuées par l'effet de foisonnement, et les variations saisonnières peuvent être en partie compensées par la complémentarité avec l'éolien. La prévisibilité de la production solaire PV doit être considérée à différentes échelles de temps.

Pour aller plus loin

Le solaire PV est une source d'énergie intermittente, dont les variations ont principalement deux origines :

1. l'alternance jour/nuit et plus généralement la trajectoire du soleil dans le ciel, parfaitement prévisible,
2. les conditions météorologiques : nuages, ombres, mais aussi la température et le vent. L'efficacité d'une cellule solaire diminue d'environ 0,3 à 0,5 % par degré Celsius, et le vent contribue à son refroidissement.

L'impact de ces variations peut être atténué de différentes manières.

L'effet de foisonnement, obtenu par la multiplication de sources éloignées, atténue les effets des fluctuations temporelles aux petites échelles de temps (jusqu'à quelques heures) liées à l'intermittence et la variabilité de la production d'énergie [1,2]. Il n'est donc pas nécessaire de prévoir la production solaire PV à une petite échelle de temps et d'espace.

La complémentarité des ressources solaires (maximales en été) et éoliennes (maximales à l'automne et au printemps) permet d'atténuer l'impact des variations saisonnières (voir les scénarios pour le futur mix énergétique, Fiche n° 23 et Fiche n° 24) sans faire disparaître l'intermittence.

Prévisibilité. Prévoir la production solaire PV est utile pour faciliter la gestion du réseau électrique (stabilité, équilibre production/consommation) et les besoins de stockage (voir Fiche n° 39 et Fiche n° 44). La prévisibilité de la production solaire PV doit être considérée à différentes échelles de temps.

- Aux temps courts (quelques heures à quelques jours), le foisonnement diminue le besoin d'une prévision locale, qui dépend de la fiabilité des prévisions météorologiques. Pour la prévision à 24 heures de l'irradiation solaire intégrée sur une heure, les erreurs sont de l'ordre de 5 à 10 % [3,4].
- Sur le temps long, les variations saisonnières sont importantes mais facilement prévisibles. Pour un lieu et un mois donnés, la production PV mensuelle est soumise à des variations interannuelles relativement faibles. Au centre de la France, on trouve par exemple que l'irradiation solaire mensuelle varie d'un facteur 5 entre décembre et juillet, mais les variations interannuelles sont de l'ordre de 10 % pendant la période de production maximale (mars-octobre) [5].

1. Commission de régulation de l'énergie (CRE), "Foisonnement" ([glossaire](#)).
2. M Anvari et al., "Short term fluctuations of wind and solar power systems", New Journal of Physics, 2016, <https://doi.org/10.1088/1367-2630/18/6/063027>.
3. Caicheng Liu et al., "A Review of Multitemporal and Multispatial Scales Photovoltaic Forecasting Methods", IEEE Access, 2022, <https://doi.org/10.1109/access.2022.3162206>.
4. S. Sobri et al., "Solar photovoltaic generation forecasting methods : A review", Energy Conversion and Management, 2018, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.11.019>.
5. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), "Ecart-types relatifs sur la période 2005-2020 au centre de la France [Lat/Lon : 46,339°/2,432°] d'après la base de données PVGIS-SARAH2" ([page web](#)).

39. ADAPTER LE RÉSEAU AU NOUVEAU MIX ÉNERGÉTIQUE À L'HORIZON 2050... À QUEL COÛT ?



En résumé

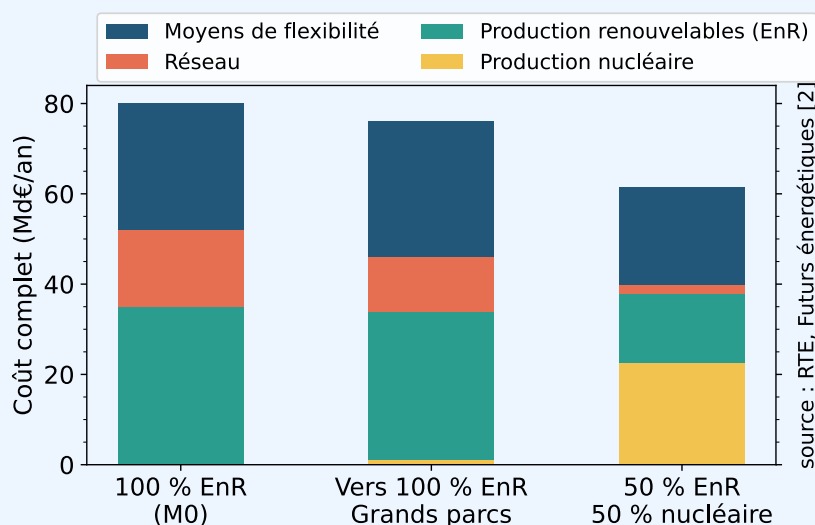
L'intégration massive d'énergies renouvelables nécessitera de nouveaux moyens de flexibilité. D'ici 2035, on estime que les outils existants ou déjà prévus seront suffisants. Au-delà, de nouvelles installations seront nécessaires et engendreront un surcoût. Celui-ci peut être estimé en développant des scénarios pour les mix énergétiques futurs.

Pour aller plus loin

Le solaire photovoltaïque est une énergie intermittente dont la production n'est pas en parfaite adéquation avec la consommation. La complémentarité avec d'autres sources d'énergies, comme l'éolien, permet d'atténuer partiellement ce problème. Néanmoins, avec l'accroissement des énergies renouvelables, des moyens d'adaptation seront nécessaires : sources d'énergies non-renouvelables et pilotables, stockage, flexibilité de la demande. RTE estime que nous disposons de moyens suffisants pour intégrer de nouvelles sources d'énergies renouvelables jusqu'en 2035 (au rythme de la PPE 2020) [1].

Au-delà de 2035, des moyens de flexibilité supplémentaires seront nécessaires et généreront un surcoût qui dépend du mix énergétique. Le développement de scénarios futurs permet de les évaluer, malgré de fortes incertitudes, voire des paris technologiques.

RTE a ainsi estimé les coûts complets de production et de gestion du réseau (maintenance, développement, flexibilité) à l'horizon 2050 dans différents scénarios [2].



Ce coût complet est estimé à 80 milliards d'euros par an (Md€/an) pour un mix 100 % renouvelables, et 60 Md€/an pour un mix reposant à parts égales sur les renouvelables et le nucléaire. Le rapport explore également différentes variantes. Par exemple, le coût complet d'un réseau 100 % renouvelable, basé prioritairement sur de grandes centrales, serait de 70 Md€/an.

1. RTE et IEA, étude "Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050", janvier 2021 ([page web](#)).
2. RTE, "Futurs énergétiques 2050- Scénarios", 2021 ([site web](#)).

40. QUELLE SOURCE D'ÉNERGIE POUR PRODUIRE DE L'HYDROGÈNE PAR ÉLECTROLYSE ?



En résumé

L'hydrogène peut être produit par électrolyse, et servir à l'industrie chimique, en substitution aux énergies carbonées et pour le stockage de l'énergie.

Pour aller plus loin

Verbatim : Lu dans Le Monde du 17/11/2021 : "La France a un avantage sur les autres grands pays, car elle a « un nucléaire solide, installé » qui lui permet de « produire de l'hydrogène beaucoup plus massivement », a plaidé lundi le président de la République." [1]

Le nucléaire procure-t-il vraiment un avantage pour la production d'hydrogène, en particulier par rapport au solaire PV ? Sur le plan économique ?

Question : Pour produire de l'hydrogène par électrolyse, est-il plus intéressant économiquement d'installer des centrales nucléaires ou solaires photovoltaïques ?

Réponse rapide : cela dépend du ratio entre le coût de l'électrolyseur et le coût du kWh électrique qui l'alimente. Le PV solaire est plus intéressant si le coût du kWh est prépondérant dans l'équation, le nucléaire prend l'avantage si c'est l'électrolyseur qui est le premier facteur de coût, car son facteur de charge sera plus élevé.

Solaire PV pour la production d'H₂ par électrolyse

Avantage : l'électricité est moins chère, les nouvelles centrales au sol permettent de produire l'électricité à un coût de l'ordre de 50 €/MWh (Fiche n° 5) , voire moins.

Inconvénient : le facteur de charge est de l'ordre de 15 %, ce qui renchérit le coût des électrolyseurs si le PV est la seule source d'alimentation.

Nouveau nucléaire pour la production d'H₂ par électrolyse

Avantages : le facteur de charge est de l'ordre de 75-80 %, ce qui optimise l'usage des électrolyseurs sans besoin de stockage ou de mix d'alimentation. L'utilisation de la chaleur de la centrale (actuellement perdue) peut permettre de diminuer le coût énergétique de l'électrolyse.

Inconvénient : c'est probablement plus cher au kWh électrique, avec des estimations qui vont de 60 €/MWh à plus de 100 €/MWh. Pour les futurs réacteurs d'Hinkley Point au Royaume-Uni, un prix de l'électricité de 92,5 £ par MWh (106 €/MWh) est garanti pendant 35 ans [2].

1. Le Monde, "France 2030 : Emmanuel Macron promet 1,9 milliard d'euros pour développer la filière hydrogène en France", 16 novembre 2021 ([article de presse](#)).
2. Le Monde, "Au Royaume-Uni, vers la fin du financement privé du nucléaire", 10 novembre 2018 ([article de presse](#)).

41. QUELLES SONT LES PRINCIPALES DÉFAILLANCES DANS LES INSTALLATIONS PV ?



En résumé

En plus du vieillissement naturel des modules (voir Fiche n° 8), des défaillances peuvent affecter les différents composants de l'installation PV tout au long de sa vie. Ces défaillances accélèrent le vieillissement, réduisent de manière soudaine la production d'électricité, et peuvent engendrer des problèmes de sécurité.

Pour aller plus loin

« La défaillance d'un module photovoltaïque (PV) est un effet qui (1) dégrade la puissance du module sans réversibilité, ou (2) crée un problème de sécurité » [1]. Les défaillances peuvent aussi affecter d'autres composants de l'installation PV : connectique, onduleur, systèmes de protection. Elles apparaissent à différentes étapes de la vie de l'installation PV [1] :

- **Défaillances précoces** : Ces défaillances apparaissent lors de la mise en place du système PV. Elles peuvent être liées à des défauts de conception, une mauvaise qualité de fabrication, d'installation ou de transport et peuvent se traduire par des fissures de cellule, des défauts de structure porteuse, de câblage, des bris de verres, ou un ombrage imprévu.
- **Défaillances de mi-vie** : Ces défaillances apparaissent durant la phase d'exploitation du système. Elles sont principalement causées par des conditions environnementales contraignantes. Des épisodes de vent fort ou de grêle particulièrement intense peuvent provoquer des bris de verre. Cependant, ces défaillances de mi-vie peuvent aussi être dues à des défaillances précoces qui auraient mis du temps à se déclarer ou à des défaillances de fin de vie qui se déclarent prématurément.
- **Défaillances de fin de vie** : Dans le temps, les modules PV peuvent se dégrader plus rapidement que prévu (corrosion plus prononcée, décoloration accrue de l'EVA (Fiche n° 8), sectionnements d'interconnexions, etc.). Les diodes bypass intégrées aux panneaux ainsi que les composants des onduleurs ont également une durée de vie limitée.

Les défaillances impactent l'installation PV sur différents plans. Cela va de la perte de performance, majeure (défaillance onduleur ou connectique) ou mineure (défaillance module), à la sécurité électrique ou incendie [1, 2].

Les défaillances pouvant engendrer des situations à danger restent rares : 30 incendies par an pour 1 million d'installations selon une estimation de 2013 [3]. Les panneaux sur toiture sont maintenant installés majoritairement en surimposition plutôt qu'intégrées au bâti, ce qui contribue à minimiser le risque d'incendie. L'instauration de normes et de bonnes pratiques, comme le guide UTE C15-712-1 [4], a également permis de diminuer l'apparition de défaillances, rendant les installations photovoltaïques sûres à l'utilisation domestique.

1. M. Herz et al. IEA-PVPS, "Quantification of Technical Risks in PV power Systems", rapport technique T13-23 :2021, 2022 ([pdf](#)).
2. C. Miquel et al. Rapport technique AQC - HESPUL, "Dysfonctionnement électriques des installations photovoltaïques : points de vigilance", 2024 ([pdf](#)).
3. H. Laukamp et al., "PV fire hazard-analysis and assessment of fire incidents", Proceeding of the 28th EUPVSEC conference, Paris, 2013, <https://doi.org/10.4229/28THEUPVSEC2013-5BV.7.71> ([pdf](#)).
4. UTE, norme technique : "C15-712-1 : Installations électriques à basse tension - Guide pratique - Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution", juillet 2013 ([page web](#)).

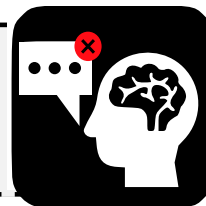
Démêlons le vrai du faux

*Réponses à quelques critiques courantes
entendues dans le débat public*



42. LE SOLAIRE PV, DE FORTES ÉMISSIONS DE CO₂ ?

1. « Il faut dépenser plus de CO₂ pour faire le panneau [photovoltaïque] que pour faire la centrale nucléaire. » Entendu dans [1].



En résumé

Il faut faire une analyse des émissions sur le cycle de vie des moyens de production électrique, et pas uniquement au moment de la construction. Si le PV génère des émissions supérieures au nucléaire, ces dernières restent du même ordre de grandeur (10-45 gCO₂eq/kWh), largement inférieures à celles des centrales à gaz, charbon ou fioul (500-1000 gCO₂eq/kWh), voir la Fiche n° 17. L'empreinte carbone de la production d'électricité solaire PV continue de diminuer et n'est pas un enjeu majeur.

Pour aller plus loin

RTE prévoit une baisse des émissions des installations PV liée à (i) une augmentation de la durée de vie des installations, (ii) l'amélioration de l'efficacité des modules et (iii) la réduction de la quantité d'énergie nécessaire à leur fabrication. Ces progrès pourraient conduire la filière à réduire les émissions des panneaux à 15 gCO₂eq/kWh à terme (2050) et davantage en prenant en compte la décarbonation de l'énergie nécessaire à leur fabrication [2,3].

Technologie	Emissions (gCO ₂ eq/kWh)	Source
Photovoltaïque (Si cristallin)		
Mix électrique chinois	43,9	[5]
Mix électrique européen	32,3	
Mix électrique français	25,2	
Eolien (moy. terrestre et en mer)	15	[2]
Hydroélectrique	6	[2]
Centrale Nucléaire		
France	7	[2]
Monde	12	[6]
Centrale à gaz	500	[2]
Centrale à charbon	1100	
Centrale à fioul	930	

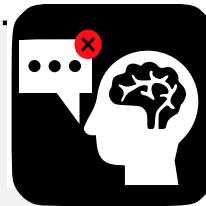
En effet, aujourd'hui 85 % des panneaux PV viennent de Chine [4], mais des projets d'usines en Europe pourrait contribuer à la diminution de l'empreinte carbone des panneaux. À titre de comparaison, les émissions moyennes du système électrique européen étaient de 213 gCO₂eq/kWh en 2024, contre 560 en Chine [7].

D'autres estimations sont même inférieures à 10 gCO₂eq/kWh pour le PV solaire installé en 2050, et sont compatibles avec les scénarios permettant de limiter le réchauffement climatique à 2 °C d'ici 2050 [8].

1. France Culture, Jean-Marc Jancovici interviewé par Guillaume Erner, 14 mai 2020 ([podcast](#)).
2. RTE, "Futurs énergétiques 2050, chapitre 12 Analyse environnementale", 2022 ([pdf](#)).
3. R. Besseau et al., Progress in Photovoltaics, 2023, <https://doi.org/10.1002/pip.3695>.
4. IEA PVPS Report T1-43 :2024 "Trends in photovoltaics applications 2024" ([pdf](#)).
5. Projet INCER-ACV, Rapport final, 2021 ([pdf](#)) , soutenu par l'ADEME ([page web](#)) ; France Nature Environnement, "Rapport Photoscope", 2022 ([page web](#)).
6. Rapport du GIEC AR5, annexe III, 2014 ([pdf](#)).
7. Our World in Data, "Carbon intensity of electricity generation", 2024 ([page web](#)).
8. M. Pehl et al., Nature Energy, 2017, <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0032-9>.

43. LE SOLAIRE PV, UNE ÉNERGIE DIFFUSE RESPONSABLE DE L'ARTIFICIALISATION DES SOLS ?

1. « Il faut 1000 fois plus de surface, 1000 fois plus de surface pour faire la même quantité d'électricité dans l'année en solaire qu'en nucléaire, 1000 fois plus de surface au sol, artificialisée donc, il faut entre 10 et 100 fois plus de métal par kWh produit quand vous utilisez de l'éolien ou du solaire qui exploitent des énergies très diffuses que quand vous utilisez du nucléaire qui est une énergie très concentrée. » Entendu dans [1]
2. « Énergie diffuse [solaire PV]. Il y a besoin de tellement d'espace que ça commence à empiéter sur les forêts, les cultures et les espaces protégés. » Lu dans [2]



En résumé

Oui, l'énergie solaire est diffuse, et ça n'est pas forcément un inconvénient. L'énergie solaire est abondante, sans le danger que constitue toute source d'énergie concentrée. Elle est disponible partout et adaptée à l'autoconsommation. **Non, le développement du solaire photovoltaïque ne nécessite pas d'empiéter sur les espaces naturels ou agricoles**, il ne se fera pas forcément au détriment des forêts, des cultures ou des espaces protégés (voir toutes les fiches entre la Fiche n° 25 et la Fiche n° 32). **Il n'est pas nécessaire d'augmenter l'artificialisation des sols pour atteindre les objectifs de neutralité carbone en 2050.**

Pour aller plus loin

- Non, le développement du solaire photovoltaïque tel que prévu par les différents scénarios de transition énergétique ne doit pas nécessairement augmenter de manière significative l'artificialisation des sols. Les surfaces déjà artificialisées (toitures, façades, friches industrielles, parkings...) et les usages mixtes (agrivoltaïsme, photovoltaïque flottant...) pourraient fournir une ressource suffisante (voir toutes les fiches entre la Fiche n° 25 et la Fiche n° 32).
- Non, il ne faut pas 1000 fois plus de surface pour le photovoltaïque que pour le nucléaire, mais 100 fois plus (calcul ci-dessous), et de toute façon ça n'est pas un problème puisque ces surfaces sont disponibles sans conflit d'usage.
- Une centrale PV au sol n'est pas systématiquement considérée comme de l'artificialisation [3].

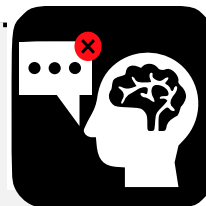
Comparons l'énergie produite par unité de surface par des installations solaire et nucléaire :

- L'énergie solaire reçue en France est d'environ 1 MWh/m²/an. Avec un rendement de conversion de 15 %, facilement obtenu par les systèmes PV actuels, on obtient donc 0,15 MWh/m²/an d'électricité d'origine solaire (3 MWh par an avec une surface de toit de 20 m²), ou 0,15 TWh/km²/an.
- La production nucléaire annuelle française est d'environ 360 TWh (362 TWh en 2024) pour une capacité de 55 GW [4], ce qui donne une production d'environ 6,5 TWh par GW de capacité installée, et un facteur de charge de l'ordre de 75 %. La centrale du Bugey dispose de 4 réacteurs de 900 MW soit 3,6 GW, qui ont produit en 2024 18,5 TWh [5] sur une surface de 1,3 km², soit 14,2 TWh/km²/an. La centrale de Saint-Alban (2 réacteurs de 1,3 GW) a produit 15,96 TWh en 2022 [6] sur une surface de 0,73 km², soit 21,9 TWh/km²/an.

1. France Culture, Jean-Marc Jancovici interviewé par Guillaume Erner, 14 mai 2020 ([podcast](#)).
2. Christophe Blain et Jean-Marc Jancovici, "Le Monde Sans Fin", Dargaud, 2021 ([livre - lien éditeur](#)).
3. Ministère de la transition écologique, Décret n° 2023-1408 du 29 décembre 2023 ([texte législatif](#)).
4. RTE, "Production d'énergie nucléaire en France", 2025 ([page web](#)).
5. EDF, la Centrale nucléaire de Bugey ([site web](#)).
6. EDF, La centrale nucléaire de Saint-Alban Saint-Maurice ([site web](#)).

44. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES, UN RISQUE POUR LA STABILITÉ DU RÉSEAU ?

1. « D'autre part, la stabilité de la fréquence (50 Hertz en Europe) du système électrique est aujourd'hui assurée par les rotors des alternateurs des centrales thermiques (nucléaires et fossiles). Sans eux, comment assurer cette stabilité puisque les convertisseurs de puissance, associés aux parcs éoliens et aux panneaux photovoltaïques et utilisés pour leur connexion au réseau, sont inopérants ? » Lu dans [1]
2. « Il est inéluctable que nous allons droit à des difficultés considérables et même à une impasse, nous empêchant techniquement de remplir les objectifs que nous prétendons solennellement avoir fixés ! (...) L'essor de technologies permettant la stabilité de la fréquence du réseau : cette stabilité est assurée aujourd'hui par la régularité de la rotation des machines tournantes dans les centrales électronucléaires, thermiques ou hydrauliques mais n'est pas garantie en cas de déploiement massif d'éoliennes et de panneaux solaires. » Lu dans [2]
3. « Si Enedis et RTE ne gèrent que des réseaux à courant alternatif, les producteurs d'énergies renouvelables leur fournissent bel et bien un tel courant, qui ne diffère en rien de ceux d'autres producteurs. » Lu dans [3]



En résumé

S'il est exact que la production photovoltaïque ne contribue pas spontanément à la stabilité du réseau comme peuvent le faire d'autres générateurs (turbines), « il existe un consensus scientifique sur l'existence de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique » (RTE [4]). Ces solutions technologiques ne sont pas aujourd'hui nécessaires, mais pourraient être déployées pour assurer la stabilité du réseau sans impact économique majeur [5].

Pour aller plus loin

Extrait adapté de [5] :

Le développement des productions renouvelables connectées par de l'électronique de puissance conduit à une baisse de l'inertie du système électrique européen, rendant les déviations de fréquence plus rapides quand surviennent des aléas temps réel sur l'équilibre entre la production et la consommation. Au-delà de certains seuils (suivant le réseau, 60 % à 80 % de production instantanée de l'éolien et du solaire sur la production totale), la stabilité du système peut être menacée en raison du manque de réglages stabilisateurs.

Deux solutions permettent d'avoir une part très élevée de production éolienne et photovoltaïque raccordée via de l'électronique de puissance, quelle que soit celle des machines synchrones [thermiques] qui resteront en fonctionnement : les compensateurs synchrones (technologie mature) ou les onduleurs grid-forming (technologie émergente). Le développement de solutions grid-forming par des onduleurs ou des compensateurs synchrones induit des coûts annualisés supplémentaires de même ordre de grandeur, variant suivant les scénarios entre 200 et 900 millions d'euros en 2060. Ce montant est faible comparé au coût total du système dans les différents scénarios.

1. Sébastien Candel et Marc Fontecave, Le Monde, 4 mars 2021 ([tribune](#)).
2. Note N°4 du Haut-Commissariat au Plan, "Électricité : le devoir de lucidité", 23 mars 2021 ([pdf](#)).
3. SER, "Le droit à la vérité, préalable indispensable au devoir de lucidité", 31 mars 2021 ([lettre ouverte](#)).
4. RTE-AIE, "Futurs énergétiques 2050", janvier 2021 ([site web](#)).
5. cf. référence [4], chapitre 7, "Garantir la sécurité d'approvisionnement" ([pdf](#)).

45. LES ÉNERGIES RENOUVELABLES, UN PROBLÈME POUR LES INFRASTRUCTURES ?

1. « *Le dernier problème [des énergies renouvelables] découle de la nécessité de développer de nouvelles infrastructures de réseaux électriques, puisque le transport et la distribution de l'électricité d'origine éolienne et solaire ne peuvent malheureusement pas s'appuyer sur le réseau actuel sans modifications, adaptations, extensions et renforcement. Le coût économique de cette transformation, qui prendra du temps, est très élevé.* » Lu dans [1]



En résumé

Pour la prochaine décennie, les infrastructures actuelles constituent une bonne ossature pour le développement des renouvelables. Des investissements dans le réseau de transport électrique seront de toute façon nécessaires, notamment à partir de 2030-2035, mais l'ampleur des coûts spécifiques liés à l'adaptation aux énergies renouvelables restera modérée.

Pour aller plus loin

Le rapport RTE-AIE publié en janvier 2021 apporte des détails sur l'impact des futurs mix électriques prévus dans les différents scénarios [2] :

« Pour la prochaine décennie, ces évolutions sont déjà intégrées aux programmes publics. (...) Pour permettre l'intégration des EnR, ces programmes prévoient non seulement des adaptations du réseau de transport d'électricité, mais aussi une optimisation de son utilisation en généralisant l'utilisation en temps réel des flexibilités, et en particulier de l'écêtement des EnR (principalement des parcs éoliens). »

« A cet horizon de moyen terme [2035], le besoin de nouvelles infrastructures de réseau en France demeurera modéré : l'ampleur des adaptations à engager est inférieure à celle des années 1980 pour le parc électronucléaire. »

Pour résumer :

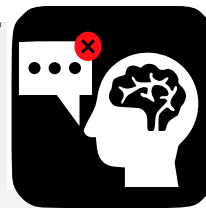
1. Pour la décennie en cours, le réseau public de transport français constitue une bonne ossature sur laquelle s'appuyer. Il ne risque pas de devenir un facteur limitant pour l'intégration d'une part plus importante d'EnR si des adaptations ciblées sont mises en œuvre. Ces adaptations nécessaires restent limitées par rapport au rythme de développement du réseau au 20^e siècle.
2. Au-delà de 2030, une extension, un renforcement et une restructuration en profondeur du réseau seront nécessaires pour atteindre des parts élevées d'EnR. Compte tenu du temps nécessaire pour consulter les parties prenantes et obtenir les autorisations, ces développements doivent être planifiés rapidement et décidés dans les années à venir.

Enfin, des adaptations du réseau seront indispensables pour **l'électrification massive des usages** (en particulier pour les secteurs carbonés comme le **transport** [3] et **l'industrie** [4]), et ce **quel que soit le choix de la source de production de l'électricité** [5].

1. Sébastien Candel et Marc Fontecave, Le Monde, 4 mars 2021 ([tribune](#)).
2. RTE-AIE, "Futurs énergétiques 2050", janvier 2021 ([site web](#)).
3. RTE, "Bilan électrique - Électrification des usages", rapport 2022 ([page web](#)), rapport 2024 ([page web](#)).
4. RTE, "Fiche raccordement industrie", 2025 ([pdf](#)).
5. RTE, "Le schéma de développement du réseau (SDDR)", 2025 ([page web](#)).

46. LE SILICIUM, UN MATÉRIAU CRITIQUE POUR LE SOLAIRE PV ?

1. « Si le verre et l'aluminium sont recyclables, ce n'est pour l'instant pas le cas des métaux et des matériaux polymères. (...) Problème : certains de ces métaux - dont le silicium métal - font partie des matériaux critiques, et le risque pour l'industrie d'être confrontée à des difficultés d'approvisionnement est réel. » Lu dans [1]



En résumé

Attention aux mauvaises interprétations : le silicium n'est pas un matériau rare. En revanche, le silicium métallurgique peut être considéré comme critique car il est produit par peu d'acteurs à l'échelle mondiale (voir la Fiche n° 19).

Pour aller plus loin

Le silicium est un matériau extrêmement abondant dans la nature, mais dont les méthodes de raffinage actuelles nécessitent d'exploiter des gisements très purs (principalement de quartz). Il n'existe pas à ce jour d'estimation fiable des stocks actuellement exploitables, mais aucune limitation n'a été identifiée d'après le Bureau de Recherches Géologiques et Minières (BRGM). Notons également que les capacités de raffinage du silicium ne sont pas limitées aujourd'hui, puisqu'elles sont environ 2 fois plus importantes que la production mondiale annuelle. Si le silicium métallurgique est décrit comme critique, c'est parce que la Chine détient près de 70 % de la production mondiale, ce qui peut être perçu comme une menace pour certains marchés [2].

En outre, l'immense majorité des panneaux PV (la technologie silicium) n'utilise pas de "terres rares" comme vu dans la Fiche n° 18. Le problème de l'industrie du PV est donc bien l'utilisation de matériaux critiques, dont l'utilisation industrielle est sous tension, comme l'argent ou le silicium métallurgique, mais qui restent disponibles en larges quantités. De nombreuses pistes sont poursuivies par l'industrie du PV pour réduire sa dépendance aux matériaux critiques, comme le remplacement de l'argent par d'autres métaux. A ce jour, le recyclage ne permet pas de produire des volumes significatifs de matière première économiquement viables (voir la Fiche n° 15 et la Fiche n° 16.).

La confusion entre matériaux rares et critiques reste néanmoins courante, par exemple dans "La guerre des métaux rares", livre à succès de Guillaume Pitron paru en janvier 2018, qui écrit "Or les métaux rares permettent précisément de produire une électricité propre : « ils (...) transforment les rayons du soleil en courant par le biais des panneaux photovoltaïques. » [3]. Une note de bas de page viendra néanmoins rectifier le propos dans l'édition de poche parue en octobre 2019 en précisant « C'est plus particulièrement le cas pour les panneaux solaires fabriqués à partir de CIGS (cuivre, indium, gallium et sélénium). » [4]

On retiendra que le développement du solaire photovoltaïque n'est pas contraint à court terme par l'approvisionnement de matériaux rares, bien que des aménagements technologiques soient nécessaires pour continuer d'augmenter la production à moyen et long terme.

Sources

1. Sciences et Vie N° 1253, Février 2022. Dossier "Déchets énergétiques. L'autre péril écologique" ([revue](#)).
2. Le portail français des ressources minérales, "Silicium, un élément abondant, un affinage stratégique", 2020 ([page web](#)).
3. Guillaume Pitron, "La guerre des métaux rares. La face cachée de la transition énergétique et numérique" édition Les liens qui libèrent, 296 pages, date de parution : 10/01/2018, ([livre - lien éditeur](#)).
4. cf. référence [3], édition de poche, 310 pages, date de parution : 09/10/2019. ([livre - lien éditeur](#)).

Des ressources documentaires pour approfondir

- <https://www.ademe.fr/>
Le site de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie est une source très riche d'informations et d'études sur les énergies renouvelables et le photovoltaïque en particulier.
- <https://www.photovoltaique.info/>
Ce site est lié au Centre National de Ressources sur le Photovoltaïque a été créé en 2007 par l'association [Hespul](#). C'est une source d'informations très complète et régulièrement mise à jour, très précieuse pour les producteurs PV actuels ou futurs.
- <https://reseaux.photovoltaique.info/>
Également créé par l'association [Hespul](#), ce site est complémentaire du précédent. Il apporte des informations plus générales sur les enjeux et perspectives des énergies renouvelables et le fonctionnement du réseau électrique.
- <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html> (en anglais), *Recent Facts about Photovoltaics in Germany* (en anglais), Harry Wirth, Fraunhofer ISE.
Le Fraunhofer ISE, institut allemand de référence dans le domaine de la recherche sur le photovoltaïque et l'énergie solaire, a publié une Foire aux Questions très complète sur le développement du photovoltaïque en Allemagne, qui a inspiré ce travail.
- *L'énergie solaire photovoltaïque*, Daniel Suchet et Erik Jonhson, livre, 154 p., EDP Sciences, 2023.
Ce livre propose un tour d'horizon de l'énergie solaire photovoltaïque : son histoire et ses perspectives, les principes de fonctionnement et les différentes technologies, les ordres de grandeur, les coûts, et ses impacts économiques et écologiques. Il s'adresse à un large public.
- <https://www.pveducation.org/> (en anglais)
Site web interactif qui explique pas à pas les principes de fonctionnement des cellules solaires et des systèmes PV. En complément, le site <https://pv-manufacturing.org/> décrit les procédés industriels de fabrication de cellules solaires et de modules photovoltaïques.
- Cartes interactives mises à jour régulièrement :
 - <https://enr-dashboard.fr/>
Un tableau de bord interactif dédié aux énergies renouvelables en France. Il permet de visualiser les puissances installées pour chaque type de source, d'après les bases de données publiques.
 - <https://www.eurobserv-er.org/online-database/> (en anglais)
Les principaux indicateurs sur le développement des énergies renouvelables en Europe. Les données sont issues d'Eurostat, de l'Agence Européenne de Statistique, et d'EurObserv'ER.
 - <https://geoservices.ign.fr/portail-cartographique-enr>
Système de cartographie pour le développement des énergies renouvelables en France publié très récemment, en version bêta.
 - <https://france-potentiel-solaire.cadastre-solaire.fr/>
Cadastre solaire pour la France, nécessite une inscription (gratuite).
 - <https://www.solarpowereurope.org/insights/interactive-data/solar-manufacturing-map>
Cartographie des industries du solaire en Europe, par spécialité.

Les ressources proposées par l'Atelier SolairePV

- **Soirées-débats disponibles en rediffusion**

<https://solairepv.fr/soirees-debats-videos/>

Des soirées-débats sont organisées chaque année par l'atelier SolairePV qui prépare et édite ce guide, à l'occasion des Journées Nationales du PhotoVoltaire (JNPV) :

- *Quels impacts environnementaux et sociétaux du déploiement du photovoltaïque ? État actuel et perspectives (2024)*
- *Hespul et BDPV, deux associations de soutien au déploiement du PV (2024)*
- *Les scénarios pour le futur mix électrique décarboné en France et la place du photovoltaïque (2023)*
- *L'industrie photovoltaïque en France. Les projets, les besoins et les contraintes (2023)*
- *L'agrivoltaïsme (2022)*

- **Des questionnaires ludiques en ligne**

<https://solairepv.fr/testez-vos-connaissances-2/>

De nouveaux *quiz* sont mis en ligne à l'occasion de la publication de la nouvelle version de ce guide, mi-2025. Des questionnaires de niveaux variés, et sur les différentes thématiques abordées par le guide, sont proposés.

- Des questionnaires par niveau de difficulté : facile, intermédiaire, difficile.
- Des questionnaires par thématique : industrie, technologie, environnement, économie, futurs mix énergétiques, état des lieux.

- **Des kakémonos didactiques en téléchargement**

<https://solairepv.fr/kakemonos/>

Plusieurs kakémonos, que nous utilisons à l'occasion d'échanges avec le public, sont téléchargeables au format pdf. Ils peuvent être imprimés et utilisés librement.

- I. De la lumière à l'électricité
- II. En France aujourd'hui
- III. Environnement et société
- IV. Photovoltaïque, scénarios 2050

- **Traduction anglaise (partielle) du guide SolairePV**

<https://solairepv.fr/en/>

Une partie des fiches du guide est en cours de traduction en anglais et sera progressivement mise en ligne sur notre site web.

- **Archivages des sources**

<https://solairepv.fr/archives-des-sources-v3/>

Sur cette page de notre site, nous fournissons un accès aux documents pdf cités dans les fiches, à utiliser si les documents ne sont plus accessibles via les liens originels.

Glossaire

Énergie décarbonée : Une ressource est "décarbonée" si elle fournit de l'énergie sans émission de CO₂. Toutes les énergies renouvelables ainsi que l'énergie nucléaire sont considérées comme décarbonées, tandis que les énergies fossiles sont catégorisées comme carbonées. En pratique, aucune énergie n'émet « zéro carbone » si l'on intègre les étapes en amont et en aval de la production d'énergie (fabrication du panneau solaire, de l'éolienne, du réacteur nucléaire...), dans une analyse du cycle de vie. En toute rigueur, il faudrait donc parler d'énergies « faiblement carbonées ».

Facteur de charge : le facteur de charge d'une unité de production électrique est le rapport entre l'énergie électrique effectivement produite et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale (ensoleillement de 1 kW/m² à 25 °C) sur une période donnée. Il est exprimé en pourcentage et calculé sur une période d'un an. Par exemple, pour un panneau de puissance nominale de 1 kW, un facteur de charge de 0,15 signifie qu'il fournit l'équivalent d'une puissance de 1 kW pendant 15 % des 8760 heures d'une année, soit une énergie annuelle de 1314 kWh (ou 1,3 MWh).

Kilowatt heure (kWh) : Le kilowatt-heure ou kilowattheure est une unité d'énergie. Un kilowatt-heure vaut 3,6 méga (million de) joules. Si de l'énergie est produite ou consommée à puissance constante sur une période donnée, l'énergie totale en kilowatts-heures est égale à la puissance en kilowatts multipliée par le temps en heures.

Scénarios énergétiques : Ces scénarios modélisent les évolutions possibles du système énergétique d'un territoire. Ils explorent la faisabilité et les implications des différentes options disponibles, par exemple le recours plus ou moins prononcé aux énergies renouvelables, au nucléaire, aux économies d'énergies, la diminution plus ou moins rapide de la consommation des énergies fossiles... Ces scénarios ayant un aspect prospectif, ils intègrent différents niveaux d'incertitude, et peuvent inclure des paris technologiques. Nous faisons régulièrement référence dans les fiches questions - réponses aux scénarios de RTE (Réseau de Transport d'Electricité), qui documentent plusieurs trajectoires possibles vers la neutralité carbone en 2050 en France.

<https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

Surface artificialisée : L'artificialisation consiste à transformer un sol naturel, agricole ou forestier, par des opérations d'aménagement pouvant entraîner une imperméabilisation partielle ou totale, afin de les affecter notamment à des fonctions urbaines ou de transport (habitat, activités, commerces, infrastructures, équipements publics...).

Source : ministère de l'écologie (<https://www.ecologie.gouv.fr/artificialisation-des-sols>)

Watt crête (Wc) : Parfois appelé "watt nominal", il s'agit de l'unité de mesure de puissance d'un panneau solaire. Il correspond à la délivrance d'une puissance électrique de 1 Watt, sous les conditions nominales d'ensoleillement (1 kW/m²) et d'orientation (incidence normale). En anglais, on parle de "watt peak", abrégé en "Wp".

Acronymes

AIE : Agence Internationale de l'Energie.

ADEME : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie. Egalement appelée "Agence de la transition écologique", l'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

<https://www.ademe.fr/>

CRE : La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante française créée le 24 mars 2000 et chargée de veiller au bon fonctionnement du marché de l'énergie et d'arbitrer les différends entre les utilisateurs et les divers exploitants.

<https://www.cre.fr/>

EnR : Sigle pour "Energies renouvelables". L'ADEME en donne la définition suivante :

« On appelle énergies renouvelables, les énergies issues de sources non fossiles renouvelables. Elles servent à produire de la chaleur, de l'électricité ou des carburants. Les techniques de cogénération permettent de produire à la fois chaleur et électricité. Les principales énergies renouvelables sont : l'énergie hydroélectrique, l'énergie éolienne, l'énergie de biomasse, l'énergie solaire, la géothermie, les énergies marines. »

LCOE : Sigle anglais de Levelized Cost of Energy, signifiant « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond au prix complet d'une énergie (l'électricité dans la plupart des cas) sur la durée de vie de l'équipement qui la produit. (Source : Wikipédia)

PPE : Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir Fiche n° 22).

PV : Acronyme de *PhotoVoltaïque*, désigne souvent le photovoltaïque solaire, c'est-à-dire un dispositif permettant de convertir l'énergie lumineuse en énergie électrique.

RTE : Réseau de Transport de l'Electricité. C'est le gestionnaire de réseau de transport français responsable du réseau public de transport d'électricité haute tension en France métropolitaine.

<https://www.rte-france.com/>

SER : Syndicat des Energies Renouvelables.

SNBC : Stratégie Nationale Bas Carbone contenue dans la loi énergie-climat.

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité, c'est le tarif payé par les utilisateurs des réseaux d'électricité. Les producteurs d'électricité photovoltaïque contribuent au financement des réseaux électriques par des frais de raccordement au réseau à la mise en service, puis la facturation annuelle du TURPE à Enedis pour l'injection de la production sur le réseau en vue de sa vente.

Unités

gCO₂eq/kWh : gramme de CO₂ équivalent émis par kilo-Watt heure d'électricité produite, quantité de gaz à effet de serre émis par unité d'énergie produite.

W, kW : Watt ou kilo-Watt, unité de puissance (énergie produite ou consommée par seconde).

Wc : Watt-crête

Wh, kWh : Watt Heure, ou kilo-Watt heure, unité d'énergie.

Crédits

Première édition

La première version de ce guide est née d'un atelier mené par des équipes du Centre de Nanosciences et de Nanotechnologies (C2N, CNRS, Université Paris-Saclay) et de l'Unité Mixte de Recherche de l'Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France (IPVF, CNRS, Ecole Polytechnique), et rejointes par d'autres membres de la Fédération de recherche du Photovoltaïque (FedPV),

sous l'impulsion et la supervision de Stéphane Collin et Jean-François Guillemoles,

et avec la participation d'Amaury Delamarre, Thomas Vezin, Guillaume Vidon, Capucine Tong, Bérangère Frouin, Marie Legrand, Mohamed Amara, Tiphaine Mathieu, Lucas Gavotto, Daniel Suchet...

Une première étape a été menée en octobre et novembre 2021 pour préparer une soirée-débat organisée aux Journées Nationales du PhotoVoltaïque (JNPV) le mercredi 1er décembre 2021, intitulée *Le photovoltaïque solaire en France : réalité, potentiel, et défis*. Les premiers résultats de ce travail ont alors été partagés et ont reçu un accueil enthousiaste de la part de la communauté scientifique du photovoltaïque. Cette étape a permis d'étoffer l'équipe de l'atelier et d'enrichir les questions abordées.

La version 1 du guide a été publiée le 7 mars 2022, puis le 13 juin 2022 avec la correction de quelques coquilles. L'équipe de l'Atelier SolairePV remercie Daniel Lincot pour avoir inspiré ce travail, ainsi que les très nombreux relecteurs.

Deuxième édition

Dans la deuxième version du guide SolairePV publiée le 14 septembre 2023, l'ensemble des fiches a été revu, les chiffres et références ont été mis à jour. Le guide s'est également enrichi d'une quinzaine de fiches thématiques. Nous y présentons en particulier la fabrication et l'industrie des modules photovoltaïques. Nous avons analysé de manière plus approfondie les notions de matériaux rares et critiques, et les installations près des monuments historiques, verticales, pour l'agrivoltaïsme et le PV flottant. Et pour voir plus loin, nous avons proposé une discussion sur les îlots de chaleur urbains, un bref historique du PV, un panorama des technologies du PV, et nous avons introduit les notions de sources d'électricité intermittentes, variables, fiables, pilotables, flexibles et prévisibles.

Pour la deuxième édition du guide, l'Atelier SolairePV, supervisé par Stéphane Collin et Jean-François Guillemoles, a bénéficié de la très forte implication de Thomas Vezin (animation, mise en page, figures) et Amaury Delamarre (animation, soirée-débat), des participations assidues de Maxime Levillayer, Martin Thebault, Guillaume Vidon, Tiphaine Mathieu, Mohamed Amara, Nao Harada, Daniel Suchet et Antoine Perelman, et des contributions de l'ensemble du collectif également composé de Léopold Boudier, Lucas Gavotto, Léo Choubrac, Capucine Tong, Inès Revol (Massiot), José Alvarez, Judikael Le Rouzo, Amaury Martin, Jean-Baptiste Puel, Antoine Tiberj, James Connolly, Bérangère Frouin, Marie Legrand.

La deuxième édition du guide collectif SolairePV publiée en 2023 (document pdf et le site web <https://solairepv.fr>) a été labellisée Année de la physique 2023-2024, et s'est vu décerner le Prix Lumières Arnulf-Françon 2023 par la Société Française d'Optique (SFO).

Troisième édition

Dans la **troisième édition du guide Solaire PV** que vous avez entre les mains, la plupart des fiches ont été réécrites pour les rendre encore plus claires et précises, les chiffres ont été mis à jour, et de nombreuses références ont été ajoutées. De nouvelles fiches ont fait leur apparition pour approfondir les questions du recyclage, du potentiel théorique et pratique du photovoltaïque, des installations le long des routes et du rail, et des défaillances dans les installations. Change-ment peut-être imperceptible à première vue, l'édition du guide a été entièrement revue pour offrir une meilleure qualité graphique dans un fichier plus léger.

L'Atelier Solaire PV vous propose également de nouvelles ressources sur son site web : de nombreux [questionnaires sérieux mais ludiques](#) sur le photovoltaïque, les [vidéos des soirées-débats](#) organisées lors des Journées Nationales du PhotoVoltaïque (JNPV), des [kakémonos téléchargeables](#), l'[archivage des sources](#), et une [traduction anglaise](#) à paraître dans les prochaines semaines et les prochains mois.

Pour cette nouvelle édition, le collectif animé par Stéphane Collin et Jean-François Guillemoles a bénéficié de l'implication très forte d'Amaury Delamarre, Maxime Levillayer, Nathalie Mangelinck-Noël, Tiphaine Mathieu, Martin Thebault et Thomas Vezin, des contributions importantes de Anna Capitaine, Nao Harada, Aubin Parmentier, Daniel Suchet et Jérémie Schuhmann, et de la participation de Negar Naghavi, Alexandre Mathieu, Loukiana Kozlov, Judikael Le Rouzo, Mohamed Amara, Antoine Grosjean, Alexis Vossier, Léo Choubrac, Daniel Mc Dermott, Damien Aureau, James Connolly et l'ensemble des participants de l'Atelier Solaire PV.

L'équipe tient à remercier chaleureusement Emilien Lassara (Hespul) et Sophie Bernard (ADEME) pour leurs relectures et nombreux conseils qui ont contribué à améliorer ce guide.

La troisième version (3.0) du guide a été publiée le 19/06/2025.

Cette **version du 22/10/2025** (3.1) corrige quelques fautes de frappe et mentionne sa labellisation dans le cadre de l'[Année de l'ingénierie 2025-2026](#).

Ce document sera complété et mis à jour régulièrement, et disponible sur le site : <https://solairepv.fr/>

Contact : stephane.collin@cnrs.fr

Ce document est diffusé sous la [licence Creative Commons CC BY 4.0](#).

Son contenu peut être réutilisé librement en utilisant une des citations suivantes :

- Le solaire photovoltaïque en France : réalité, potentiel et défis, version du 22/10/2025, disponible sur : <https://solairepv.fr>

ou :

- <https://solairepv.fr> (22/10/2025)



Le guide collectif SolairePV (le site web <https://solairepv.fr> et ce document pdf) ont été labellisés **Année de l'ingénierie 2025-2026**.

Année 2025-2026
DE L'INGÉNIERIE
CONSTRUIRE UN AVENIR SOUTENABLE

Ce document a été édité grâce au soutien du [CNRS](#), du Centre de Nanosciences et de Nanotechnologies ([C2N](#)), de l'Institut Photovoltaïque d'Ile-de-France ([IPVF](#)) et de la Fédération de Recherche Photovoltaïque ([FedPV](#)).

Il est librement disponible sur : <https://solairepv.fr>

