Relocaliser le solaire photovoltaïque pour sécuriser la transition énergétique européenne

Marie-Ann Evans*, Pierre-Philippe Grand*, Julien Dupuis*

@ 38593

Mots-clés : souveraineté, relocalisation, photovoltaïque, production, approvisionnement

Le solaire photovoltaïque (PV) est une des filières clés de la transition énergétique et climatique. La quasi-totalité de sa fabrication se fait en Chine, dans des gigafactories qui ont permis une réduction significative des coûts et favorisé son extension à l'échelle mondiale. Mais face aux crises énergétiques, sanitaires et politiques successives, fragilisant les chaînes d'approvisionnement mondialisées, l'Europe remet la souveraineté au cœur du débat et cherche à relocaliser des capacités de production des technologies stratégiques, dont celles de la transition énergétique comme le PV. Les auteurs proposent une évaluation de cette stratégie et des alternatives pour sécuriser la filière tout en limitant les coûts finaux.

Introduction

Le solaire photovoltaïque (PV) est l'une des technologies principales dans les stratégies de décarbonation mondiale, offrant une source d'énergie parmi les moins chères, les plus faciles à installer et entièrement renouvelable. Pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050, le scénario net zéro de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que le PV devra représenter 20 % de la production mondiale d'électricité en 2030 et plus de 30 % en 2050. Les capacités installées correspondantes devraient atteindre 4 000 GW d'ici 2030 (scénario net zéro). Plus de 1 000 GW ont déjà été atteints en 2024, dont presque la moitié en Chine, premier marché du PV.

Cette croissance a été rendue possible grâce aux progrès de la technologie elle-même, aux avancées dans les technologies de flexibilité permettant d'intégrer les sources intermittentes dans le système électrique, ainsi qu'à l'augmentation massive et rentable des capacités de fabrication des panneaux solaires dans les gigafactories d'Asie du Sud-Est. Aujourd'hui, la capacité de production mondiale dépasse 1 000 GW par an, dont 85 % sont concentrés en Chine. Cette concentration est encore plus marquée dans les segments intermédiaires de la chaîne de valeur du PV, la Chine produisant 97 % des composants stratégiques tels que les lingots et les wafers, tout en protégeant son avantage concurrentiel par des brevets et des restrictions à l'exportation.

Compte tenu des crises énergétiques, sanitaires et politiques qui ont perturbé et continuent de menacer les chaînes d'approvisionnement mondialisées — en particulier celles des technologies de production d'énergie stratégiques — la souveraineté européenne est revenue au premier plan. L'Union européenne ne souhaite pas construire son avenir énergétique sur des produits dont elle ne peut garantir la fiabilité et la disponibilité. L'un des leviers principaux, pilier de la stratégie américaine développée dans le cadre de l'*Inflation Reduction Act* (IRA) mise en place lors de la présidence de Joe Biden, est de relocaliser une part stratégique des capacités de production de PV. Toutefois, comme l'a montré l'exemple des

* EDF Lab Paris-Saclay.

États-Unis, les coûts sont importants et doivent être clairement explicités pour orienter au mieux les politiques et les financements.

Cet article dépeint le contexte industriel actuel en Europe et l'écart avec les objectifs affichés de fabrication domestique de panneaux PV, puis les résultats du modèle de simulation d'EDF sur les coûts qu'engendrerait la fabrication de ces modules en Europe. Enfin, les auteurs analysent les principaux facteurs derrière ces coûts afin d'étudier leur possible réduction, et discutent d'autres leviers pour sécuriser les chaînes d'approvisionnement du PV, et poursuivre durablement la feuille de route énergie et climat de l'Europe.

1. La filière européenne du PV souhaite relocaliser une partie de sa production aujourd'hui quasi exclusivement importée de Chine

1.1. La filière européenne du PV importe largement ses modules et ses composants de Chine

Pour faire face au changement climatique et atteindre les objectifs ambitieux de neutralité carbone, le scénario *Net Zero Emissions* (NZE) de l'AIE montre que le PV devrait représenter 20 % de la production mondiale d'électricité en 2030, soit 7 000 TWh, et plus de 30 %, soit 25 000 TWh, en 2050. Les capacités installées correspondantes devraient atteindre 4 000 GW dans le monde en 2030 et la demande annuelle mondiale d'installations photovoltaïques dépasser 850 GW/an d'ici 2030. Les capacités de fabrication de modules photovoltaïques en Chine dépassent déjà les

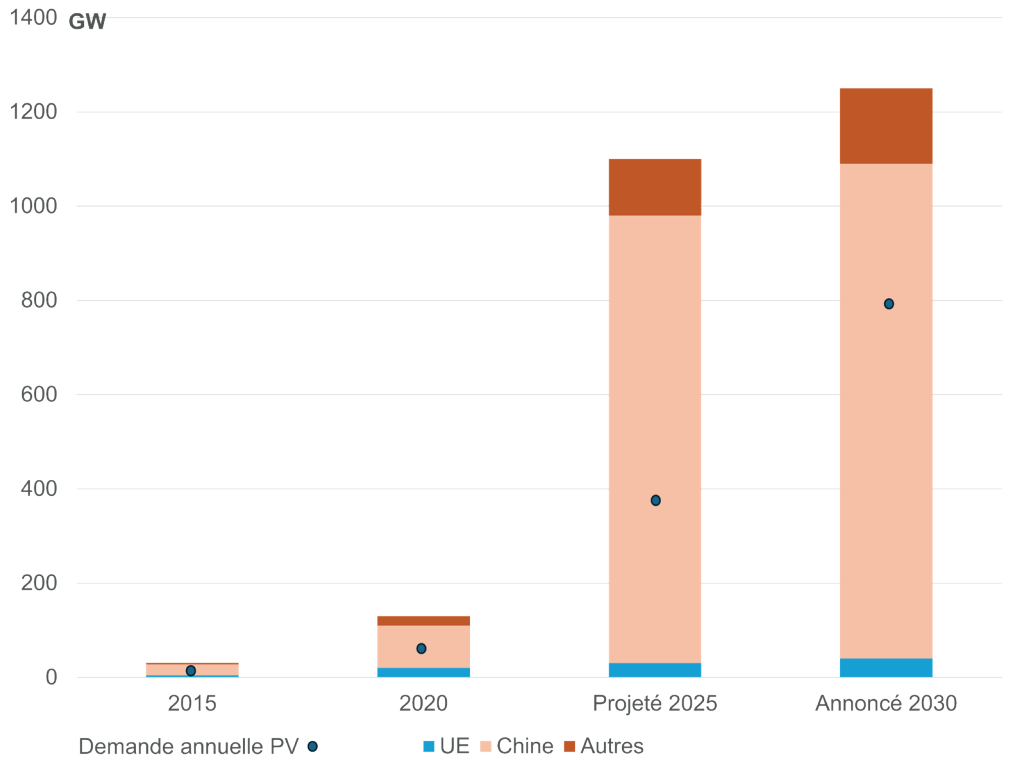


Figure 1. Demande annuelle mondiale et capacités de production (GW)

1 000 GW en capacité nominale, contre un peu plus de 20 GW en Europe. D'importantes capacités sont également en cours d'installation en Inde et aux États-Unis. La capacité de production mondiale de PV devrait largement dépasser la demande, avec 1 250 GW annoncés pour les modules et un taux d'utilisation d'environ 50 % de la capacité de production des gigafactories annoncées au cours de la prochaine décennie. Cette situation de surcapacité en Chine, stimulée par le plus grand marché mondial, des politiques nationales fortes de soutien des énergies renouvelables, des coûts de main-d'œuvre faibles et des prix de l'électricité bas, devrait permettre au pays de conserver un avantage concurrentiel inégalé en matière de fabrication par rapport aux autres pays.

Les gigafactories chinoises ont permis des avancées technologiques majeures dans la fabrication des modules et de leurs composants, une amélioration des rendements de production et une réduction significative des coûts au cours de la dernière décennie. Ces progrès ont bénéficié au déploiement des énergies renouvelables dans le monde entier. L'Europe importe de plus en plus de panneaux photovoltaïques bon marché en provenance de Chine, encore davantage ces dernières années en raison de la réglementation américaine (*Inflation Reduction Act*) limitant les exportations chinoises vers les États-Unis, concentrant ainsi ces exportations vers le marché européen. Cette domination écrasante a néanmoins entraîné des conséquences critiques pour la chaîne de valeur amont du PV européen, pionnière dans les années 1990 et principale productrice jusque 2005-2010.

La part de l'Europe dans la production mondiale de panneaux solaires est passée de plus de 30 % en 2010 à moins de 5 % aujourd'hui. La région européenne dispose encore de quelques sites de production situés dans des clusters industriels, offrant des avantages logistiques et une proximité avec les clients. Toutefois, ces sites ne représentent qu'une part relativement faible de la fabrication de modules et de la production de polysilicium au niveau mondial : respectivement moins de 3 % et 8 %. Les modules totalisent 22 GW, répartis entre plus de 20 usines spécialisées, avec des capacités moyennes de 100 à 500 MW, alors que les gigafactories chinoises atteignent au moins 20 à 30 GW. Certains projets récents annoncent même des usines de plusieurs centaines de gigawatts. L'industrie européenne du polysilicium repose sur une seule entreprise, Wacker, avec quelques sites en Allemagne et en Scandinavie, totalisant 24 GW.

La désindustrialisation du secteur PV a touché plus fortement encore les segments intermédiaires de la chaîne, lingots, wafers et cellules (moins de 1 % de la production mondiale), ainsi que la fabrication des équipements nécessaires correspondants. Il ne reste que 3 sites en Europe pour les lingots et wafers d'environ 500 MW chacun, moins de 10 sites pour les cellules totalisant une capacité de 10 GW. Les équipements comme les scies-diamants ou les éléments des zones chaudes (creusets, graphite) dépendent entièrement d'importations chinoises. La disparition de ces industries en Europe a affaibli la formation de qualité et le développement d'emplois dans toute la chaîne amont du secteur PV stratégique.

L'Europe reste toutefois leader en recherche et en innovation dans les technologies solaires émergentes, grâce à des instituts et centres de recherche de renommée mondiale. Des entreprises européennes développent des cellules à haut rendement grâce à une expertise de pointe, des brevets industriels et des équipements innovants. Le standard industriel TOPCon, développé en 2013 par Fraunhofer ISE, atteint 24 % de rendement au format M10 avec des contacts en cuivre électrodéposé. D'autres technologies à haut rendement (à hétérojonction (HJT), à contact arrière interdigité (IBC), ou encore *Metal Wrap Through* (MWT)) ont été perfectionnées par le CEA INES, ISC-Konstanz, Fraunhofer ISE et Meyer Burger. Les cellules Tandem à base de silicium et de pérovskite sont en cours de développement industriel. Oxford PV détient un record mondial de rendement à 29,52 %, visant 33 %. Des instituts comme l'Institut photovoltaïque d'Île-de-France (IPVF), l'Institut de microélectronique et composants belge (IMEC) et le PV Lab de l'École polytechnique de Lausanne (EPFL) travaillent également

sur les cellules à haut rendement (organiques, à boîtes quantiques, III/V). Au niveau des modules, l'Europe bénéficie de plus de 40 ans d'expérience et d'un écosystème dédié à la conception de modules spécialisés (flexibles, semi-transparents, légers — inférieurs à 10 kg/m²) adaptés à des marchés spécifiques (systèmes rétractables, flottants, intégrés aux bâtiments ou véhicules, murs anti-bruit). Ces modules ciblent des marchés de niche et ne sont pas en concurrence directe avec les produits asiatiques de masse.

L'Europe reste également leader en matière d'écologie et de durabilité : labels verts, produits éco-conçus, faible empreinte carbone, recyclabilité intégrée. Les révisions des directives DEEE et RoHS encouragent le recyclage à haute valeur ajoutée, coordonné au niveau européen via PV Cycle. L'éco-conception repose sur trois piliers : réduction des ressources non renouvelables, incorporation de matériaux recyclés, et recyclabilité accrue. Cette démarche se traduit dans les procédés : réduction de l'épaisseur des wafers, cellules avec moins d'argent et de cuivre, garantie produit supérieure à 30 ans, matériaux sans perturbateurs de recyclage (soudure sans plomb, verre sans antimoine, *backsheet* sans fluor), matériaux biosourcés.

Cependant, en termes d'industrialisation à grande échelle, l'Europe a été largement distancée par la Chine au cours des quinze dernières années.

1.2. Les politiques européennes visent à relocaliser la chaîne d'approvisionnement du PV

Face aux crises sanitaires, énergétiques et géopolitiques, l'Europe remet la souveraineté industrielle au cœur du débat. La concentration de la chaîne PV en Chine menace la feuille de route énergétique et climatique de l'UE. Une rupture d'approvisionnement serait critique, notamment lors du *repowering* des infrastructures. L'indisponibilité de composants clés pourrait compromettre le bon fonctionnement des installations. Des inquiétudes émergent aussi sur la cybersécurité des composants externalisés. Ces préoccupations concernent les chaînes d'approvisionnement de toutes les technologies clés de la transition énergétique : PV, batteries, onduleurs, éolien, électrolyseurs.

À l'image de l'*Inflation Reduction Act* américain, l'Europe envisage de relocaliser des usines dans tous les secteurs stratégiques. En 2019, le Pacte vert pour l'Europe (*European Green Deal*) a fixé l'objectif de rendre l'Europe climatiquement neutre d'ici 2050, avec un objectif intermédiaire de réduction d'au moins 55 % des émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990. Ces objectifs ont été rendus juridiquement contraignants par la loi européenne sur le climat. Ce paquet législatif fournit une feuille de route pour aligner l'économie européenne sur ses ambitions climatiques, avec le plan REPowerEU visant à accélérer la sortie des combustibles fossiles russes, en complément du plan d'action pour l'économie circulaire. Le plan industriel du Pacte vert, présenté en 2023, vient le renforcer en stimulant l'industrie des technologies propres et en garantissant la résilience et la compétitivité de l'Union européenne.

La loi sur l'industrie à zéro émission nette (*Net Zero Industry Act*, NZIA), qui fait partie de ce plan, vise à accroître la production de technologies propres dans l'UE. L'objectif global est de rendre le système énergétique plus sûr et durable, en réduisant la dépendance aux importations (souvent à forte empreinte carbone) et en renforçant la résilience face aux perturbations. Alors que l'Europe augmente ses déploiements d'énergies renouvelables avec des objectifs plus ambitieux, elle devra garantir la maintenance fiable de sa production électrique, ainsi que la disponibilité et la fiabilité des composants. Dans environ 20 ans, il sera crucial de renouveler et remplacer les infrastructures installées, qui représenteront alors une part importante de la production d'électricité. La loi NZIA encourage les investissements dans les technologies propres en Europe, avec pour objectif que 40 % des besoins en technologies stratégiques à zéro émission nette soient produits localement d'ici 2030. Cela vise à renforcer la compétitivité de l'industrie européenne,

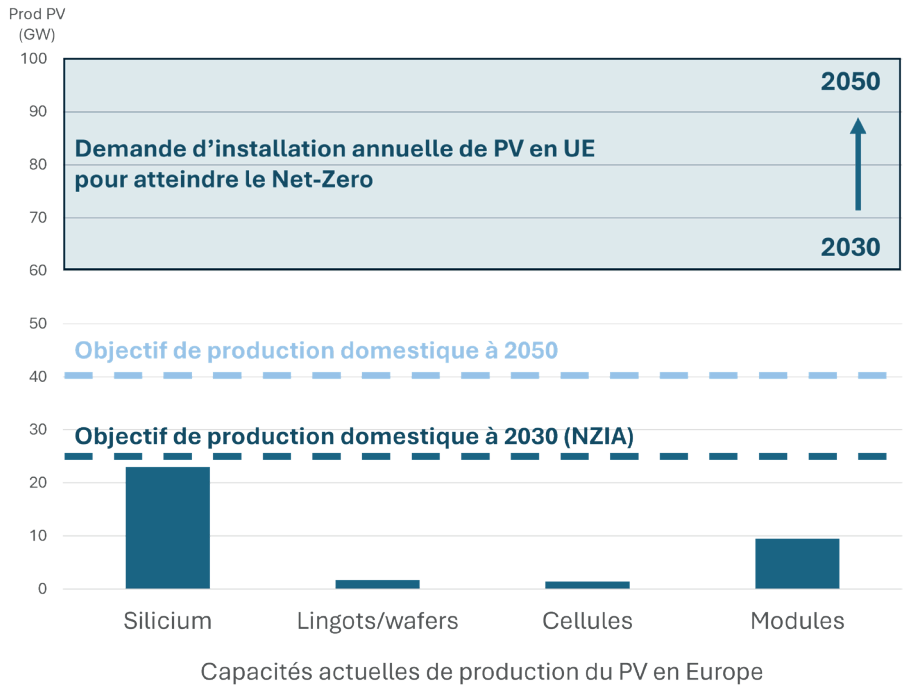


Figure 2. Capacités de production PV en UE en 2024 et objectifs 2030-2050

créer des emplois de qualité et soutenir les efforts de l'UE pour devenir énergétiquement résiliente.

En complément, la proposition de loi européenne sur les matières premières critiques vise à sécuriser les chaînes de valeur des matériaux stratégiques, tandis que la réforme du marché de l'électricité complète ce cadre. La NZIA s'appuie sur les leçons tirées de la pandémie de Covid-19 et de la crise énergétique déclenchée par l'invasion russe de l'Ukraine. Elle couvre les technologies contribuant fortement à la décarbonation : énergies renouvelables, batteries, technologies de réseau, etc. Le photovoltaïque solaire est également concerné par l'objectif de 40 % de production locale.

Cet objectif signifie que 40 % de la demande européenne pour chaque segment de la chaîne de valeur PV devra être produite en Europe d'ici 2030. Actuellement, selon les statistiques de l'AIE (voir Figure 2), la capacité de production de l'UE est de 24 GW pour le polysilicium, 2 GW pour les wafers, 7 GW pour les cellules et 22 GW pour les modules. Si l'Europe suit l'ambition de 750 GW de capacité PV installée d'ici 2030 (REPowerEU), cela implique un rythme d'installation de 60 GW/an, qui devra encore augmenter à 90-100 GW/an entre 2030 et 2050 pour atteindre la neutralité carbone. Produire 40 % de cette demande en Europe, comme le prévoit la NZIA, signifie 24 GW/an pour chaque étape de la chaîne de valeur. Cela impliquerait de conserver toute la production européenne actuelle de polysilicium (aujourd'hui exportée), de même pour les modules, de tripler la production actuelle de cellules, et de reconstruire entièrement la production de lingots et de wafers.

Les objectifs politiques sont ambitieux, mais sont-ils réalistes et quels seraient les coûts et les investissements nécessaires pour les atteindre ?

2. Estimation et analyse des coûts d'un module PV fabriqué en Europe par rapport à la Chine

2.1. Description du modèle EDF technico-économique du coût de fabrication de modules PV

Pour analyser l'impact de la relocalisation de la production photovoltaïque en Europe sur les coûts de production, un modèle technico-économique ascendant a été développé par EDF R&D, en s'appuyant sur l'expertise de ses propres laboratoires photovoltaïques (y compris EDF Lab Chine), sur celle de la filiale EDF Renouvelables, qui exploite 15 GW d'énergies renouvelables dans le monde, et sur son partenariat scientifique avec l'IPVF.

La Figure 3 illustre la structure du modèle, qui décompose les coûts de production de l'ensemble de la chaîne de valeur en six catégories, en les «chaînant» depuis le segment initial de la transformation du polysilicium en lingots jusqu'à l'assemblage des modules, en tenant compte des pertes à chaque étape. Le polysilicium est considéré comme la matière première de base dans cette chaîne de transformation.

Les catégories de coûts identifiées pour chaque segment de la chaîne d'approvisionnement PV sont le rendement de l'usine, les dépenses d'investissement (CAPEX), les dépenses d'exploitation (OPEX), la main-d'œuvre (salaires), la maintenance des équipements (O&M), et les utilités (énergie, eau, etc.).

Tout d'abord, des paramètres génériques sont définis comme données d'entrée du modèle, du temps d'amortissement des bâtiments et des lignes de production aux salaires et aux principaux coûts des services publics. Les durées d'amortissement suivent les standards de l'industrie : 5 ans pour la ligne de production, 10 ans pour les installations, 20 ans pour les bâtiments. Les tailles des lignes de production de modules sont basées sur des usines récemment construites : 5 GW pour l'Europe, 30 GW pour la Chine. Un effet d'échelle est pris en compte pour les grandes usines ou gigafactories, qui sont plus efficaces sur la plupart des postes de coûts par gigawatt produit. Toute modification d'échelle affecterait les ratios utilisés dans le modèle. Les autres données proviennent de la feuille de route *International Technology Roadmap for PV* (ITRPV), de China Photovoltaic Industry Association (CPIA), les prix spot de PV Info Link.

Les prix industriels moyens du polysilicium et des autres matières premières principales sont

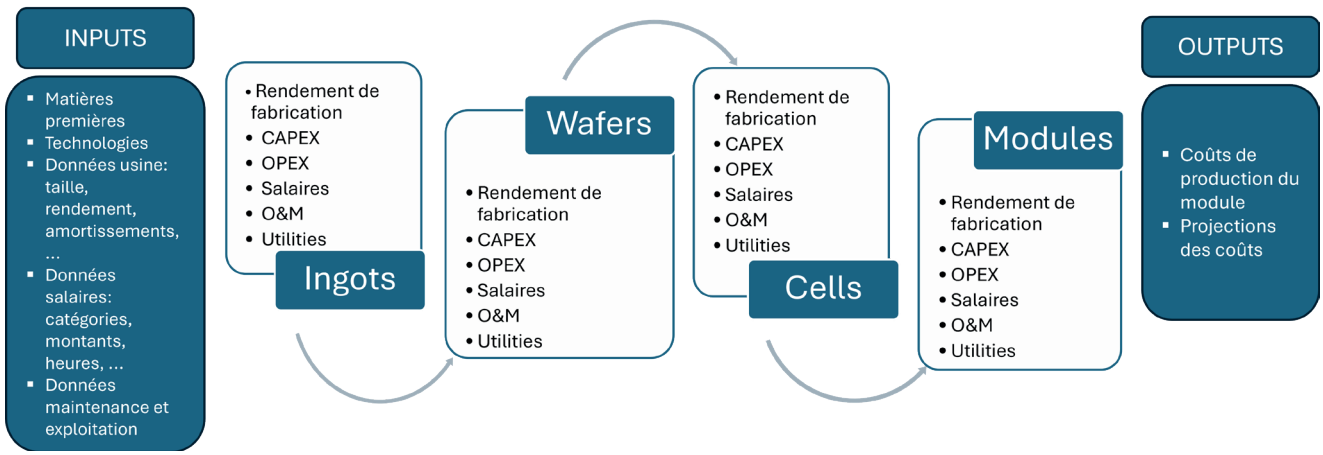


Figure 3. Structure du modèle technico-économique d'EDF R&D

détaillés dans les OPEX. Pour l'Europe, nous avons appliqué les prix actuels de la production européenne de polysilicium, basés sur les données de Wacker, la seule entreprise européenne dans ce domaine, soit 18 USD/kg, contre 8 USD/kg pour la Chine. Pour les autres matériaux, nous avons considéré les prix réels par région (UE, Asie), en tenant compte de chaînes d'approvisionnement mondialisées, qui ne sont pas nécessairement entièrement localisées dans l'UE. Les coûts de production globalisée pour le verre solaire sont pris à 2,30 USD/m² et celui de l'aluminium des cadres à 1,57 USD/m². D'autres consommables importants sont également pris en compte, tels que les creusets, les scies-diamants ou les encapsulants. Une estimation globale des coûts de gaz et de produits chimiques est également utilisée pour chaque segment de la chaîne de valeur PV.

La main-d'œuvre est généralement estimée en nombre total de personnes travaillant sur la ligne. Le modèle distingue les opérateurs, techniciens et ingénieurs, avec des catégories salariales distinctes. Sur la base de l'expérience industrielle, nous avons utilisé un ratio de 1 technicien pour 15 opérateurs et 1 ingénieur pour 50 opérateurs. Ce ratio tend à diminuer avec l'augmentation de l'automatisation, mais la littérature ne fournit pas de données fiables pour appuyer cette hypothèse. Une valeur moyenne a été retenue pour l'Europe, les salaires pouvant varier du simple au double entre l'Europe de l'Est (salaires plus bas) et l'Europe de l'Ouest (salaires plus élevés), et entre 27 000 USD/an pour un technicien et 84 000 USD/an pour un ingénieur en moyenne européenne.

La valeur des coûts d'exploitation et de maintenance (O&M) est fixée à 4 % du CAPEX par an pour tous les segments de la chaîne de valeur. Concernant les services publics, les prix moyens annuels de l'électricité pour l'industrie sont pris en compte. En 2024, les valeurs moyennes retenues sont de 0,16 USD/kWh pour l'Europe et 0,08 USD/kWh pour la Chine, sur la base des prix de l'électricité livrée aux grandes industries.

Les valeurs pour tous les paramètres sont documentées de 2020 à 2024, pour la Chine et l'Europe, afin de soutenir des projections jusqu'en 2027 (prévision à 3 ans), en tenant compte des évolutions technologiques.

Concernant les technologies, l'étude considère les deux principales : PERC (*Passivated Emitter and Rear Cell*) et TOPCon (*Tunnel Oxide Passivated Contacts*). La feuille de route technologique internationale pour le PV (ITRPV) montre que la TOPCon est en train de remplacer la PERC sur le marché, représentant plus de 50 % du marché en 2024 et en croissance, tandis que la PERC diminue de 60 % en 2023 à moins de 30-40 % aujourd'hui. C'est pourquoi nos résultats seront principalement détaillés pour cette technologie.

Les valeurs d'efficacité de fonctionnement du module retenues pour les deux technologies sont de 21,7-22,7 % pour une puissance de module 562-588 watts crête (Wc), sur la base des performances actuelles. Les valeurs sont prises pour les modules p-PERC (type p, silicium cristallin dopé positivement) les plus couramment vendus, et pour l'alternative émergente n-TOPCon (type n, silicium cristallin dopé négativement). L'efficacité technologique, la consommation électrique à chaque étape de la chaîne de valeur PV, ainsi que le rendement des usines sont documentés dans la littérature.

L'architecture TOPCon est plus efficace que celle de la PERC, mais elle nécessite trois étapes de procédés supplémentaires (ce qui augmente le CAPEX) et utilise davantage d'argent pour les contacts des cellules solaires (98 contre 82 mg/cellule, ce qui augmente l'OPEX). Elle requiert également une pureté de silicium plus élevée de type 12N contre 9N pour la PERC. En revanche, cette architecture permet l'utilisation de wafers plus fins (130 µm contre 140), ce qui réduit les coûts.

Les rendements d'une étape à l'autre de la chaîne de fabrication sont des paramètres clés du modèle, car toutes les étapes du processus sont liées entre elles («chaînées»). Le rendement mesure la production d'un segment de processus (en gigawatts) par rapport à l'entrée du segment précédent (également en gigawatts).

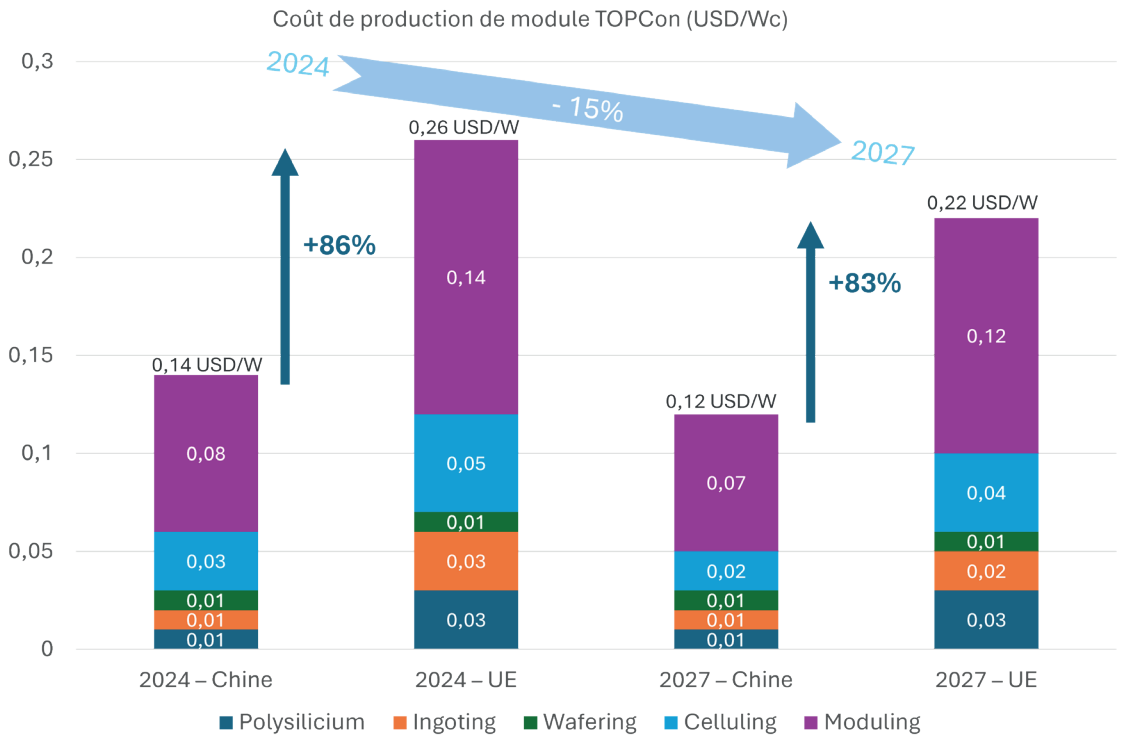


Figure 4. Résultats des coûts de production d'un module TOPCon en Chine et en UE, 2024 et projections 2027 (USD/W)

Par exemple, pour produire 5 GW de modules PV, il faut 5,68 GW de wafers de silicium, en raison des pertes lors de l'assemblage des modules. Aucun recyclage de matériaux n'est pris en compte. Les valeurs de rendement (en pourcentage) varient de 95 à 99 % en fonction des étapes du processus (lingots, wafers, cellules, modules), pour les technologies PERC et TOPCon.

Le modèle a été calibré sur les données les plus récentes documentées pour les modules PV actuels (PERC, TOPCon), principalement fabriqués en Chine entre 2020 et 2024. Pour l'Europe, nous avons appliqué un rendement inférieur de 2 à 5 % par rapport à la Chine (technologies moins performantes), en particulier pour les étapes d'*ingotage* et de *wafering*, car l'Europe ne dispose pas des équipements de pointe développés par la Chine au cours de la dernière décennie. Ces segments, en plein essor en Chine, bénéficient d'un avantage concurrentiel stratégique et sont protégés par des brevets et le secret industriel. Quasiment inexistants en Europe ou limités à quelques installations spécifiques, les coûts d'*ingotage* et de *wafering* sont difficiles à estimer précisément pour un module «made in EU».

2.2. Premiers résultats du modèle : le module européen coûte presque le double du module asiatique

Les données ont été utilisées pour exécuter le modèle de coûts de production en Europe et en Chine, pour les technologies PERC et TOPCon, en 2024 (valeurs références) et en 2027 (projections à 3 ans). Le modèle fournit des résultats pour chaque segment intermédiaire de la chaîne de valeur (du silicium à l'assemblage des modules) et pour chaque catégorie de coûts (du CAPEX aux services publics). Les résultats sont présentés en Figure 4 pour un module PV produit en Europe avec une chaîne d'approvisionnement locale en

2024, sur la base des prix actuels des salaires, du CAPEX et de l'OPEX. Les coûts de production en Europe atteignent 0,26 USD/Wc contre 0,14 USD/Wc en Chine. C'est presque le double du prix d'un module asiatique standard.

En réalisant une projection de réduction des coûts à 2027 sur la base des améliorations des performances technologiques annoncées, les coûts pourraient diminuer de 20 %, atteignant 0,12 USD/Wc pour la Chine et 0,23 USD/Wc pour l'Europe. Cela ne modifie pas la répartition des coûts dans la chaîne de valeur. Le module européen coûterait toujours deux fois plus cher qu'un module asiatique.

Dans la construction du modèle, le prix du polysilicium européen est répercuté depuis le segment silicium jusqu'à toutes les étapes suivantes, représentant une part importante du surcoût, car le polysilicium européen coûte plus du double de celui produit en Asie. Le *wafering* est moins impacté, car il est moins intensif en matières premières, en main-d'œuvre et en énergie, mais le modèle souffre d'un manque de données sur la relocalisation de cette étape, ce qui pourrait en réalité représenter un coût plus élevé pour l'Europe. Avec l'ajout de matériaux à forte valeur ajoutée comme le verre solaire ou la pâte d'argent, et l'intégration des connexions électroniques, les étapes de *celluling* et surtout de *moduling* deviennent les plus coûteuses du processus de fabrication : elles représentent plus de la moitié du coût final. L'écart de coûts est aggravé par la taille réduite des usines européennes, moins de 10 GW en Europe pour plusieurs dizaines de gigawatts en Chine, donc moins efficaces et compétitives que les gigafactories chinoises.

Les résultats sont similaires pour la technologie PERC et cohérents avec les études récentes, notamment les mises à jour du Wood Mackenzie PV Market Outlook.

Avec un module européen deux fois plus cher qu'un module asiatique, soit un surcoût d'environ 0,10-0,12 USD par watt crête fabriqué dans l'UE, et en prenant en compte l'objectif de production domestique de 24 GW/an dans l'UE à 2030 (40 % de la demande prévue de 60 GW/an), cela représenterait un surcoût général de près de 2,5 milliards d'euros supplémentaires par an en conservant cet écart de coût de production projeté entre 2027 et 2030.

Par ailleurs, se pose la question de la capacité de l'Europe à construire et exploiter rapidement des gigafactories. Non seulement cela nécessite des investissements massifs — l'Alliance solaire européenne évoque au moins 8 milliards d'euros — mais il manque également une expertise dans plusieurs procédés industriels (*ingotage*, *wafering*), des capacités de fabrication de machines-outils, ainsi qu'une main-d'œuvre locale formée et qualifiée.

2.3. Analyse du poids des matières premières et de l'énergie dans ces coûts

Les graphes de la Figure 5 présentent les résultats par catégorie pour l'ensemble de la chaîne de valeur du module, calculés dans le modèle. Ils montrent que le principal poste de coût est constitué des matières premières à forte valeur ajoutée. La main-d'œuvre joue un rôle, mais reste peu significative (4 %), car la majorité du processus est automatisée. Il en va de même pour les coûts d'exploitation et de maintenance (O&M). Le CAPEX et l'amortissement représentent 8 à 9 % du coût total. Les utilités, notamment l'électricité, comptent pour 7 %.

Les matières premières représentent 75 à 77 % des coûts : 9 à 10 % pour le silicium seul, 66 à 67 % pour les autres matériaux (verre, aluminium, cuivre, argent, acier et divers polymères). Parmi ces matières premières, le polysilicium de qualité solaire est la principale, bien que sa part diminue avec l'amélioration des technologies de découpe des wafers, qui utilisent moins de silicium. Le prix du polysilicium produit en Europe, principalement par Wacker en Allemagne et en Scandinavie, est d'environ 18 USD/kg, contre 8 USD/kg en Chine. L'extraction de la silice, matière première du silicium, n'est ni très différente ni très coûteuse entre les deux régions. Mais dans le processus de fabrication du polysilicium, comme pour la plupart des matières premières des panneaux

solaires (aluminium du cadre, verre solaire, argent pour les contacts), le principal poste de coût est l'énergie, notamment celle utilisée pour la fusion et les zones chaudes.

D'autres étapes, comme la séparation, la purification et la mise en forme de ces matériaux, sont également très énergivores. Des combustibles fossiles peuvent être utilisés à certaines étapes, mais la source d'énergie principale et croissante — en particulier avec les technologies innovantes bas carbone — est l'électricité. La littérature indique que l'électricité pourrait représenter 40 à 80 % des coûts de fabrication dans ces secteurs à forte intensité énergétique. Il est difficile d'obtenir des données fiables et à jour, car les procédés évoluent constamment pour réduire leur consommation d'énergie et leurs émissions de CO_2. Toutefois, compte tenu du poids moyen de cette consommation indirecte d'électricité (intensité énergétique × prix de l'énergie), une analyse plus approfondie a été menée.

Le prix de l'électricité en Europe est particulièrement hétérogène. Chaque État membre applique des politiques spécifiques pour soutenir ses grandes industries en matière de prix de l'énergie. Le coût de l'électricité dans la fabrication des matières premières a d'abord été estimé sur la base d'un prix de fourniture de 15 c$/MWh, valeur indicative pour les clients électro-intensifs en Allemagne. Ce prix est inférieur au prix moyen pour les consommateurs (22 c$/MWh), mais supérieur au prix asiatique, qui se situe entre 6 et 8 c$/MWh. Les grands producteurs industriels

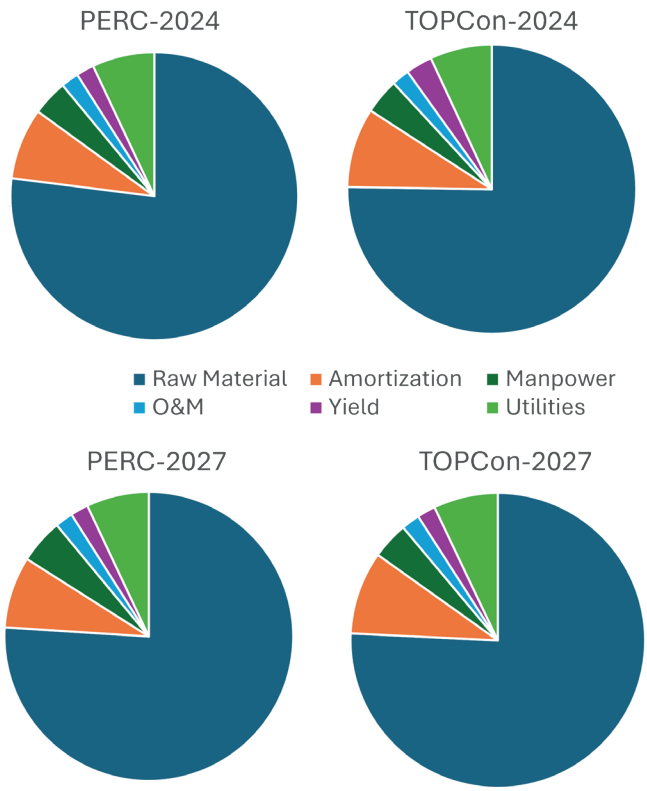


Figure 5. Distribution des coûts pour les technologies PERC et TOPCon, 2024 et 2027

Source : EDF R&D

négocient des prix avec les États membres pour rester compétitifs face à la Chine.

Concernant l'intensité électrique des procédés, le polysilicium est produit par réduction du dioxyde de silicium (SiO_2) avec du silane (SiH_4) dans un réacteur à haute température, un procédé appelé réduction chloro-siliciée. Pour produire 1 tonne de polysilicium de qualité PV, la consommation électrique varie généralement entre 50 000 et 233 000 kWh selon la technologie utilisée (par exemple, la méthode Siemens est plus efficace) et l'efficacité énergétique de l'usine (récupération de chaleur, etc.). En prenant une valeur moyenne de 140 MWh/t, l'électricité représente jusqu'à 75 % du coût total de production du polysilicium PV.

La production d'aluminium est également très énergivore, car elle repose sur l'électrolyse de l'alumine (Al_2O_3). Il faut en moyenne 13 000 à 15 000 kWh pour produire 1 tonne d'aluminium à partir de bauxite (procédé Hall-Héroult). L'électricité représente alors 40 à 50 % du coût total.

L'industrie du verre a présenté son plan de transition sectoriel, avec cinq actions (du plus au moins mature) : recyclage amélioré, économies d'énergie, électrification des fours, substitution des combustibles fossiles (biogaz, hydrogène), capture du carbone. Pour produire 1 tonne de verre PV (verre sodo-calcique), il faut entre 1 500 et 2 600 kWh couvrant la fusion des matières premières (sable, calcaire, carbonate de soude), la mise en forme et le refroidissement. L'électricité représente alors environ 50 % du coût total.

Sur la base de ces données, une première estimation de l'intensité énergétique des matériaux de qualité solaire montre que l'électricité incorporée dans les matières premières représente environ 50 % de leurs coûts de fabrication, 75 % pour le silicium. Étant donné leur part dans le coût du module (67 % pour les matériaux, 9 % pour le silicium), l'électricité incorporée représenterait 40 % des coûts des matières premières. En y ajoutant les 7 % d'électricité utilisée directement (services publics), l'électricité devient le principal poste de coût (plus de 47 %) et un paramètre clé pour concurrencer la production asiatique.

2.4. Un scénario «Europe compétitive» limiterait le surcoût des modules européens à +50 % par rapport à la Chine

Comme expliqué précédemment, notre scénario initial pour l'UE introduisait une relocalisation de la chaîne de valeur photovoltaïque, en appliquant les prix actuels de l'électricité et du silicium en Europe. Il a été montré que l'électricité (directe et indirecte) est prépondérante dans les coûts globaux de production des modules. Nous avons donc développé un scénario dit «UE compétitive», dans lequel les prix de l'électricité sont alignés sur ceux de la Chine — entre 0,06 USD et 0,10 USD/kWh. Ces prix ont ensuite été répercutés sur les coûts de fabrication du silicium et des principales matières premières utilisées dans le processus. Réduire de moitié le prix de l'électricité permet de diminuer significativement les coûts des charges et des matières premières dans le modèle.

Concernant les coûts de main-d'œuvre, les salaires sont de 2 à 4 fois plus élevés en Europe — plus élevés en Europe de l'Ouest, plus bas en Europe de l'Est — par rapport à la Chine. Dans le scénario «UE compétitive», nous avons appliqué la valeur salariale la plus basse en Europe. Étant donné que la fabrication PV est un processus très automatisé, l'impact reste limité.

Les coûts d'investissement en capital (CAPEX) sont 2 à 3 fois plus élevés en Europe, principalement en raison de l'échelle de production et de la maîtrise technologique. En raison de la densité de population, de l'accès au foncier et du coût des bâtiments, les coûts sont significatifs en Europe, tandis qu'en Chine, des programmes publics de long terme (crédits, contrats) ont fortement soutenu le développement de capacités industrielles à grande échelle. Cela a également permis le développement de clusters industriels pour les matériaux et équipements nécessaires. Toutefois, nous ne disposions pas de données fiables pour modifier ce paramètre.

Les autres paramètres du modèle n'ont pas été modifiés.

La Figure 6 présente les résultats de l'application de ces hypothèses dans le scénario « UE compétitive », comparés aux coûts chinois et aux coûts européens initiaux, pour 2024, et les projections à court terme pour 2027. Les coûts totaux du module européen recalculé passent de 0,26 à 0,19 USD/Wc en 2024, de 0,23 à 0,17 USD/Wc en 2027. Cela représente une baisse importante par rapport au scénario initial européen, mais les coûts restent 36-50 % plus élevés que ceux de la Chine.

Bien que l'étape de *moduling* soit celle qui bénéficie le plus en valeur de la réduction des coûts (2-3 USD/Wc, soit -21 %), elle reste la plus coûteuse de la chaîne. En pourcentage, c'est la production de polysilicium, très énergivore, qui bénéficie le plus de la réduction des coûts notamment d'énergie, avec des coûts divisés par 3.

Avec des hypothèses fortes sur les prix de l'énergie en Europe, le surcoût d'un module européen pourrait être limité à 36-50 % par rapport aux modules chinois. Cela reste un surcoût significatif, et encore une fois il dépend de la capacité à relocaliser la production non seulement des composants du PV mais également de l'extraction et raffinage des matières premières. Cependant, il doit être mis en regard du coût global d'installation d'un système PV et des bénéfices associés à une chaîne d'approvisionnement domestique.

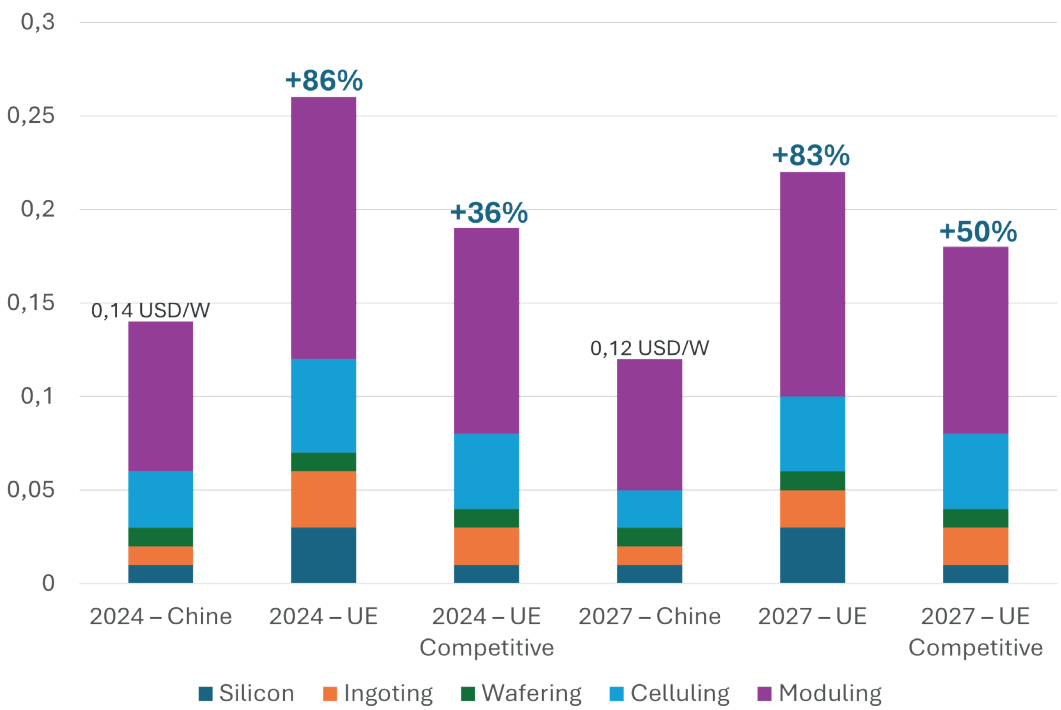


Figure 6. Réduction des surcoûts de production de modules TOPCon avec un scénario « Europe compétitive » (USD/W)

3. Autres facteurs à prendre en compte dans la sécurisation de la filière PV en Europe

3.1. Surcoût du module européen en regard du coût total d'installation du système PV

Avec un soutien politique, notamment sur les prix de l'énergie, notre étude montre que les coûts des modules fabriqués dans l'UE pourraient être limités à 50 % de plus que ceux des modules entièrement fabriqués en Chine. Bien que ce surcoût soit significatif, le prix du module ne représente selon les études du Fraunhofer Institute qu'un peu plus d'un tiers du coût total d'un système photovoltaïque installé, une fois pris en compte l'ingénierie, le câblage, l'installation et les services associés. Le reste du système est moins impacté par la relocalisation, car la chaîne de valeur en aval repose principalement sur des emplois et entreprises locaux : elle intègre déjà les coûts européens.

Ainsi, une hausse de 50 % du prix des modules entraînerait une augmentation de 15 % du prix du système installé. L'impact est encore plus faible pour le résidentiel (+10 %), où la conception et l'installation représentent une part plus importante du coût total, en raison de la plus petite taille et de la moindre efficacité par rapport à une centrale solaire. Ce surcoût pourrait être acceptable pour l'installation de modules «fabriqués en Europe», surtout s'il est soutenu par des dispositifs financiers.

Toutefois, ces surcoûts doivent être contenus, sans quoi ils pourraient menacer l'ensemble du secteur aval de l'installation, avec les emplois et la valeur ajoutée qui y sont associés. Des recherches récentes de Chen *et al.* [2025] ont projeté qu'à l'horizon 2030, les pays et régions adoptant des mesures de découplage pour favoriser la production locale verraient les prix des modules PV augmenter de 20 à 46 %, ce qui est cohérent avec notre scénario «UE compétitive», et une réduction de la capacité d'installation de 15 à 19 % par rapport à un scénario reposant sur des chaînes d'approvisionnement mondiales. Cela ralentirait considérablement le déploiement du PV dans ces régions. Pour l'Union européenne, leur modèle prévoit une baisse de 17 % (-125 GW) de la capacité PV installée d'ici 2030 entre le maintien des chaînes mondiales et un basculement progressif vers une production locale moins compétitive. L'UE n'atteindrait pas ses objectifs de déploiement des énergies renouvelables. Et surtout, ralentir le déploiement affecterait fortement la chaîne de valeur aval du PV, qui crée bien plus d'emplois que la fabrication de panneaux. Ces emplois concernent principalement l'installation, le développement de projets, mais aussi la vente, la distribution, l'exploitation et la maintenance. Ils génèrent une valeur plus élevée, sont en prise directe avec les clients et sont moins susceptibles d'être automatisés ou délocalisés que ceux de la fabrication.

Si des financements et subventions sont dirigés vers l'industrie PV, renforcer cette chaîne aval à forte valeur ajoutée est clé. Le financement de la formation est un autre levier essentiel, car l'installation nécessite une main-d'œuvre qualifiée pour manipuler des équipements complexes et respecter les normes de sécurité. Le soutien aux dispositifs de financement est également crucial : financement par la dette, par fonds propres, et autres structures financières jouent un rôle déterminant dans les coûts initiaux et les résultats financiers à long terme.

Des recherches supplémentaires pour quantifier les effets de l'investissement sur ces leviers seraient utiles pour repenser des politiques plus efficaces. Bien que le renforcement de la chaîne aval semble être une option sans regret, elle dépend d'une chaîne d'approvisionnement amont solide, sécurisée et compétitive.

3.2. Surcoût du module européen en regard des bénéfices environnementaux à relocaliser la production

Au-delà des aspects économiques, un rapport récent de McKinsey sur la construction de chaînes d'approvisionnement solaires souligne l'importance croissante des critères ESG (environnementaux, sociaux et de gouvernance). Les fournisseurs d'énergie pourraient être prêts

à payer un surcoût pour des modules européens offrant une sécurité d'approvisionnement, de bonnes garanties sociales et une empreinte carbone réduite. En effet, selon l'analyse de cycle de vie récente menée par l'Institut Fraunhofer, l'utilisation d'électricité bas carbone européenne pour produire des panneaux PV permettrait de diviser leur empreinte carbone par 2 à 6 par rapport aux panneaux produits en Chine, dont le mix énergétique reste fortement carboné — bien qu'en amélioration avec le développement de leur part de production EnR.

Les normes vertes européennes, qui encouragent le recyclage, permettent non seulement de réduire les émissions de gaz à effet de serre, mais aussi les autres pollutions liées à l'extraction minière et aux traitements chimiques utilisés dans la production PV. Cela améliore l'impact environnemental mais pourrait aussi, à long terme, réduire la dépendance à tous les intrants et donc aux matières premières importées. En effet, bien que le PV n'utilise pas de terres rares, il consomme des métaux (aluminium, cuivre) principalement raffinés en Asie. Ces métaux figurent déjà sur la liste des matières premières critiques identifiées par la Commission européenne, en raison de leur importance économique élevée, leur risque d'approvisionnement élevé et leur rôle clé dans les transitions verte et numérique. Le recyclage et la réutilisation de ces matériaux sont un pilier de la politique verte européenne, et des subventions sont allouées au développement de ces technologies.

La pureté atteinte actuellement pour ces matières recyclées ne permet pas leur réemploi direct dans la filière de fabrication des cellules PV, cependant des innovations dans ce domaine pourraient apporter des solutions à terme.

3.3. Surcoût du module européen limité à un talon stratégique de la production

Une piste à explorer pour limiter les investissements coûteux liés à la relocalisation est de déterminer la part minimale de la demande d'installation PV qui doit être produite localement pour garantir un niveau de sécurité satisfaisant. Au-delà de ce seuil, l'installation de panneaux PV peut s'appuyer sur des chaînes d'approvisionnement mondiales plus compétitives. La stratégie européenne pour l'énergie solaire estime qu'une couverture progressive d'un tiers à la moitié de la demande annuelle satisfait les critères de sécurité stratégique. La récente loi européenne sur l'industrie à zéro émission nette (NZIA) a fixé un objectif politique de 40 % de production locale. En revanche, la loi sur les matières premières critiques fixe une part stratégique à 10 %, considérée comme un talon stratégique de sécurité, à partir duquel relancer la production domestique en cas de perturbation durable des chaînes mondiales à bas coût. Une part de 10 % des 60 GW/an visés en 2030 serait plus facile à atteindre, notamment pour les étapes intermédiaires de production, aujourd'hui quasi inexistantes en Europe. Cela serait moins coûteux et laisserait plus de temps pour se préparer à l'objectif de 100 GW/an d'ici 2050. Ce compromis pourrait être utile pour aborder la question de la construction et de l'exploitation des usines pour l'*ingotage* et le *wafering*, segments énergivores, à faible valeur ajoutée et à risques chimiques. L'Europe ne compte aujourd'hui que quelques producteurs de niche (NorSun, Norwegian Crystals), dont les projets d'expansion sont à l'arrêt. Le renforcement de toute la base industrielle locale nécessite des actions européennes fortes et coordonnées pour garantir des investissements durables dans les secteurs stratégiques.

3.4. Autres pistes pour la diversification de l'approvisionnement en composants PV

En parallèle, diversifier les fournisseurs hors de Chine est également une stratégie recommandée pour réduire les risques de vulnérabilité. Cependant, les autres principaux fournisseurs mondiaux sont les États-Unis et l'Inde, qui rencontrent des difficultés similaires, se concentrant sur leurs marchés domestiques et développant des produits relativement coûteux. Les capacités en Corée sont intéressantes mais les volumes de production restent faibles. De nouvelles usines sont en construction en Asie du Sud-Est (Malaisie, Vietnam), à des prix compétitifs. Toutefois, la majorité

des actionnaires sont chinois, ce qui ne réduit pas réellement la dépendance.

Pour atteindre une position moins vulnérable et un équilibre entre importations et production locale, il est crucial de maintenir de bonnes relations commerciales avec la Chine. Cela permet de poursuivre les échanges avec les fournisseurs actuels, détenteurs de brevets, et seuls fabricants actuels de composants clés (lingots, wafers), de consommables (graphite pour zones chaudes) et d'équipements (scies-diamants).

Une approche intéressante serait d'accueillir des entreprises asiatiques leaders pour construire des usines en Europe. À la suite de l'*Inflation Reduction Act* américain de 2022, certaines grandes entreprises chinoises (Longi, JA Solar) prévoient d'investir dans des usines aux États-Unis, et annoncent également des projets en Europe. Leur savoir-faire industriel pourrait permettre de mettre sur le marché des technologies innovantes développées à petite échelle en Europe. Ces partenariats pourraient aussi inclure la formation de la main-d'œuvre locale et le transfert de compétences, essentiels pour exploiter les technologies amont et intermédiaires de la chaîne PV. Plusieurs consortiums et coentreprises euro-chinois sont actuellement à l'étude pour construire des usines en Europe, bénéficiant de l'expertise industrielle et de l'avantage coût de la Chine. Il faudrait toutefois veiller à ce que ces projets ne se limitent pas à l'étape d'assemblage de modules avec des matériaux et composants importés, mais couvrent bien l'ensemble de la chaîne de valeur.

Conclusion

La prise de conscience de la vulnérabilité des chaînes d'approvisionnement mondiales, renforcée par la crise du gaz liée à la guerre en Ukraine, a replacé la sécurité énergétique et la souveraineté au cœur des débats européens sur l'énergie et le climat. Face à des objectifs de plus en plus ambitieux en matière d'énergies renouvelables, l'Europe envisage plusieurs voies pour sécuriser son déploiement solaire, notamment :

- La construction de grandes usines intégrées verticalement en Europe, sur le modèle des gigafactories et hubs chinois ;
- Des partenariats avec des fabricants chinois pour importer leurs compétences et technologies ;
- Des investissements dans des technologies PV alternatives et innovantes, comme les modules légers pour le bâtiment ou les cellules à hétérojonction, qui ne concurrencent pas directement les produits asiatiques à grande échelle ;
- Des accords avec d'autres fournisseurs hors Chine (États-Unis, Inde) pour diversifier les sources d'importation ;
- La mise en place de critères ESG et d'exigences ambitieuses en matière d'éco-conception, de recyclage et de réutilisation des panneaux pour limiter les intrants extérieurs.

Les enjeux du photovoltaïque s'étendent à toutes les technologies stratégiques du plan de transition énergétique. L'Alliance européenne pour les batteries lance la construction de gigafactories pour véhicules électriques. L'industrie éolienne commence à affronter des défis similaires. Toutes ces industries sont confrontées à la concurrence massive des volumes à bas coût chinois, accentuée par les mesures de l'IRA américain. Pour que l'Europe préserve sa souveraineté dans les sources d'énergie propres du futur, des décisions fortes doivent être prises dès maintenant, dans un contexte politique et économique incertain.

Bibliographie

ADEME, 2021. Plan de transition sectoriel – verre, mémo d'analyse des enjeux de décarbonation du secteur verre, réf. ADEME 011519.

Chen Z., Gu B., Yu D., Wang C., 2025. "Quantifying the accelerated diffusion and cost savings of global solar photovoltaic supply chains", *iScience*, volume 28, issue 1, https://doi.org/10.1016/j.isci.2024.111610.

China PV Industry Development Roadmap (2022-2023), 2023. https://archive.org/details/china-pv-industry-development-roadmap-2022-2023.pdf/page/n29/mode/2up, consulted the 26/09/2024.

Chowdhury T., Dehghanimadvar M., Chang N., Corkish R., 2025. "Review of issues and opportunities for glass supply for photovoltaic production at multiterawatt (TW) scale", *Sustainable Energy Fuels*, 2025, 9, 1414-1431, doi: 10.1039/D4SE01567C.

Danel A., Chaugier N., Veirman J., Varache R., Albaric M., Pihan E., 2023. "Closing the gap between n- and p-type silicon heterojunction solar cells: 24.47% efficiency on lightly doped Ga wafers", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 31(12): 1235-1244, doi:10.1002/pip.3635.

ESIA, 2024. European solar PV industry alliance, Current state of the EU photovoltaic industry, https://solaralliance.eu/wp-content/uploads/2024/03/ESIA-Report-Ingots-and-Wafers.pdf.

ETIP Photovoltaics, 2023. PV Manufacturing in Europe, pv-manufacturing-in-europe-ensuring-resilience-thr.pdf.

European Commission, 2020. DG ENER, Study on energy prices, costs and their impact on industry and households, Final report, European Union, doi:10.2833/49063.

European Commission, 2022. EU Solar Energy Strategy, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52022DC0221.

Fiala P.J., 2022. Material Development for Perovskite/Silicon Tandem Photovoltaics, pHD thesis.

Fraunhofer, 2022. Photovoltaics Report, https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html.

Hallam B., Kim M., Underwood R., Drury S., Wang L., Dias P., 2022. "A Polysilicon Learning Curve and the Material Requirements for Broad Electrification with Photovoltaics by 2050", *Solar RRL*, 6: 2200458, https://doi.org/10.1002/solr.202200458.

IEA, 2022. Solar PV Global Supply Chains, https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains.

International Aluminum Industry, 2024. Aluminium Sector Greenhouse Gas Pathways to 2050, https://international-aluminium.org/statistics/greenhouse-gas-emissions-primary-aluminium.

ITRE, 2020. Energy-intensive industries – Challenges and opportunities in energy transition, http://www.europarl.europa.eu/supporting-analyses.

McKinsey, 2022. Building a competitive solar-PV supply chain in Europe, https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/building-a-competitive-solar-pv-supply-chain-in-europe#/.

Molina P., Khan M.Z., Reichel C., Nold S., Neuhaus H., 2024. Effect of reshoring the PV Supply Chain in the EU on the Carbon Footprint of c-Si PV Module Manufacturing, 13th Silicon PV, Chambéry, France.

PV Info Link. https://www.infolink-group.com/spot-price/, consulted the 26/09/2024.

VDMA. 14th International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), vdma.org, https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic, consulted the 26/09/2024.

Wood Mackenzie, 2024. Global solar PV market outlook update: Q1 2024, https://www.woodmac.com/reports/power-markets-global-solar-pv-market-outlook-update-q1-2024-150211095/.

Biographies

Marie-Ann Evans est cheffe de projet seniore au sein d'EDF Lab Paris-Saclay. Diplômée en énergie et environnement (AgroParisTech, Eaux et Forêts, MinesParisTech) en 1998, elle a occupé divers postes chez EDF en tant que chercheuse, responsable de programme de recherche, et cheffe de groupe de recherche. Elle dirige actuellement un projet sur les trajectoires et les leviers de décarbonation des systèmes énergétiques au sein du département SYSTEME d'EDF R&D. En collaboration avec des experts en technologies, économie et régulation, elle coordonne des études sur la relocalisation des technologies de transition énergétique afin de garantir la souveraineté européenne et la sécurité énergétique. Cela concerne notamment l'industrie du photovoltaïque, mais aussi l'éolien et les batteries.

Pierre-Philippe Grand a obtenu son doctorat en 2001 avec une thèse sur le stockage de l'hydrogène. Il a ensuite intégré EDF R&D en tant que chercheur permanent, travaillant sur l'élaboration de couches minces pour cellules solaires photovoltaïques. De 2009 à 2015, il a rejoint Nexcis, une start-up située dans le sud de la France, en tant que responsable du groupe procédés humides. Il travaille actuellement comme expert photovoltaïque pour EDF R&D à l'IPVF (Institut photovoltaïque d'Île-de-France). Ses principaux domaines d'expertise sont les études technico-économiques et le développement de l'innovation dans le domaine du photovoltaïque. Il participe à des projets nationaux et européens, et est coauteur de plus de 50 publications scientifiques et de 15 brevets.

Julien Dupuis a soutenu sa thèse en 2009 sur les couches antireflets et les couches de passivation pour les cellules solaires au silicium, à l'Institut de nanotechnologie de Lyon. Après trois années passées chez Apollon Solar à travailler sur des modules photovoltaïques innovants (technologie NICE), il a rejoint le département R&D d'EDF. De 2013 à 2016, il a été chef de projet sur le développement des activités liées aux cellules solaires au silicium. Depuis 2016, il est responsable du programme de fiabilité des modules photovoltaïques et des analyses technico-économiques de la chaîne de valeur de la technologie silicium chez EDF R&D.

À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Énergie solaire au Maroc : vers un leadership régional?, *Maryème Kettani, Jean-Guy Devezeaux de Lavergne, Maria Eugenia Sanin (n° 659, novembre-décembre 2021)*
- Le photovoltaïque «en base» – Où dans le monde, quand, comment?, *Paul de Montchenu, Jean-Michel Trochet, François Dassa (n° 663, juillet-août 2022)*

À retrouver sur **www.larevuedelenergie.com**.