

Appels d'offre verts européens : analyse de nouveaux critères de résilience

Une mesure de marché efficace pour protéger la transition verte ?

André Wolf



La transformation rapide de l'Europe en une économie neutre sur le plan climatique a mis en lumière un ensemble limité de technologies liées aux énergies renouvelables, telles que les pompes à chaleur et les modules solaires, au cœur de la stratégie industrielle de l'UE. Pour certains de ces biens technologiques « zéro émission nette », l'UE présente des dépendances d'importation significatives vis-à-vis de quelques pays tiers, principalement la Chine. Cela expose les chaînes d'approvisionnement européennes à des risques difficilement gérables. Le Net-Zero Industry Act (NZIA) a ouvert la voie à un nouvel instrument basé sur le marché pour surmonter les dépendances critiques et internaliser les contributions à la résilience : l'introduction de critères de résilience dans les marchés publics et les enchères de soutien aux énergies renouvelables. Cet input du cep étudie sa conception et ses effets attendus, en s'appuyant sur une étude de cas du soutien à l'énergie photovoltaïque en Allemagne.

Principaux résultats :

- ▶ L'ajout de critères de résilience aux appels d'offres publics est un moyen efficace de stimuler la demande de technologies zéro-net auprès de fournisseurs alternatifs. Pour limiter l'incertitude des coûts et maintenir la concurrence entre les soumissionnaires, ces critères devraient être conçus exclusivement comme des critères d'attribution des enchères, c'est-à-dire une fois que les projets ont été déposés afin de les départager, et non comme des critères de préqualification aux enchères. En outre, pour plus de précision, ils devraient être mis en œuvre de manière verticalement différenciée, c'est-à-dire sous la forme d'une pondération basée sur la valeur des contributions à la résilience de chaque composant principal.
- ▶ Les conséquences des principes de calcul spécifiques doivent être testées de manière approfondie par le biais d'expériences scientifiques et d'enchères pilotes à l'échelle de l'UE. Si la mise en œuvre est réussie, la Commission devrait insister pour que les États membres l'appliquent de manière homogène, afin d'éviter les distorsions du marché intérieur.
- ▶ Pour accroître son efficacité et réduire le risque de mise en œuvre, la mesure devrait être accompagnée d'une intensification des initiatives du côté de l'offre. Cela devrait inclure des efforts conjoints pour surmonter les contraintes liées aux ressources nationales, le développement de grappes industrielles spécialisées pour favoriser les usines à grande échelle et un nouvel accent mis sur la promotion de l'innovation de rupture.

Table des matières

1	Contexte	3
2	Critères de résilience dans la législation européenne actuelle	4
2.1	Marchés publics.....	4
2.2	Promotion des énergies renouvelables.....	5
3	Motivation économique des critères de résilience	6
4	Conception de critères de résilience dans les enchères de soutien aux énergies renouvelables	8
4.1	Aperçu des critères de conception.....	8
4.2	Expérience des critères d'enchères non tarifaires.....	9
4.3	Options de mise en œuvre des critères de résilience.....	11
5	Étude de cas : Soutien à l'énergie solaire	13
5.1	Caractéristiques de la chaîne d'approvisionnement photovoltaïque.....	13
5.2	Situation du marché mondial.....	15
5.3	Analyse de la conception des enchères de résilience.....	18
5.3.1	Méthode.....	18
5.3.2	Données.....	20
5.3.3	Scénarios.....	22
5.3.4	Résultats.....	23
6	Recommandations politiques	27
7	Conclusion	30

Liste des graphiques

Graphique 1 : Fréquence des critères autres que le prix dans les ventes aux enchères d'aides aux énergies renouvelables dans les États membres.....	9
Graphique 2 : Étapes de l'élaboration de critères de résilience fondés sur un appel d'offres.....	12
Graphique 3 : Répartition des volumes de production mondiaux aux différents stades de la chaîne d'approvisionnement photovoltaïque en 2022.....	15
Graphique 4 : Estimation des écarts de coûts entre la production de modules en Chine et dans l'UE.....	17
Graphique 5 : Sensibilité de la demande de modules et des prix de l'offre (scénario : "assemblage domestique de modules").....	24
Graphique 6 : Sensibilité de la demande de modules et des prix de l'offre (scénario : "production nationale intégrée").....	25
Graphique 7 : Évolution des coûts de production des modules et de la demande de modules nationaux.....	26
Graphique 8 : Proposition d'un critère de résilience différencié verticalement.....	29

1 Contexte

Le sort de la transformation de l'Europe vers la neutralité climatique dépendra de la disponibilité d'un ensemble limité de technologies liées aux énergies renouvelables. Sur les marchés mondiaux de certaines de ces technologies clés de neutralité nette, telles que les batteries de stockage et les modules photovoltaïques, les fabricants européens ne jouent qu'un rôle mineur. À l'avenir, leur position risque d'être encore affaiblie par des désavantages structurels en matière de coûts pour des ressources telles que la main-d'œuvre et l'électricité. Cette situation met non seulement en péril l'importante capacité d'innovation de l'Europe dans ces domaines, mais elle renforce également sa dépendance à l'égard des importations en provenance d'un petit nombre de pays fournisseurs, en particulier la Chine. Un tel scénario expose l'UE à un risque élevé de perturbations commerciales et de chantage politique. Il est également en contradiction avec l'idée de l'UE selon laquelle le commerce international est régi par les avantages comparatifs, étant donné que la position dominante de la Chine sur le marché est en partie la conséquence de subventions industrielles ciblées¹.

Dans ce contexte, l'UE a formulé un objectif ambitieux. En 2030, la capacité de production nationale pour les technologies zéro-net doit atteindre un niveau de 40 % des besoins annuels de déploiement de l'UE². Les mesures correspondantes relatives à l'offre convenues au niveau de l'UE jusqu'à présent - principalement un raccourcissement des procédures d'approbation des projets de fabrication et une rationalisation des canaux de financement existants - sont loin d'être à la hauteur de l'ambition de cet objectif. Par conséquent, les espoirs reposent sur un nouvel instrument de soutien basé sur la demande, l'introduction de critères de résilience dans les marchés publics et les ventes aux enchères pour les énergies renouvelables. En cas de forte dépendance à l'égard de certains pays tiers, des seuils maximaux sont imposés pour la part d'équipements à technologie nette zéro obtenus auprès de fournisseurs dominants. Cela incite les soumissionnaires à diversifier leurs canaux d'approvisionnement, créant ainsi une demande d'intrants provenant d'autres sources d'approvisionnement. Ces critères peuvent être mis en œuvre à la fois en tant qu'exigences de participation contraignantes (préqualification) et en tant que critères d'attribution.

Le Net-Zero Industry Act définit les conditions-cadres de base pour ces procédures, qui seront précisées par des actes d'exécution ultérieurs. En outre, dans ses orientations politiques pour la prochaine Commission européenne 2024-2029, la présidente Ursula von der Leyen a annoncé des propositions visant à modifier la directive sur les marchés publics afin d'accorder la préférence aux produits européens dans les secteurs stratégiques, ce qui pourrait impliquer une extension des règles de résilience au-delà du champ d'application des technologies zéro-net³.

Cependant, la mise en œuvre de ces nouveaux critères n'est pas sans risque économique et politique. Cet Input du cep étudie les questions de conception et leurs conséquences probables, à la fois sur un plan théorique général et de manière empirique à travers une étude de cas sur le soutien au photovoltaïque en Allemagne. Sur la base du raisonnement économique, des recommandations pour

¹ Bickenbach, F., Dohse, D., Langhammer, R. J., & Liu, W. H. (2024). Foul play? On the scale and scope of industrial subsidies in China (No. 173). Kiel Policy Brief.

² Union européenne (2024). Règlement (UE) 2024/1735 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 établissant un cadre de mesures pour le renforcement de l'écosystème manufacturier européen à technologie nette zéro et modifiant le règlement (UE) 2018/1724.

³ Von der Leyen, U. (2024). Le choix de l'Europe - Orientations politiques pour la prochaine Commission européenne 2024-2029.

la spécification de critères de résilience et leur intégration dans un cadre de soutien holistique sont formulées.

2 Critères de résilience dans la législation européenne actuelle

2.1 Marchés publics

Dans son article 25, le Net-Zero Industry Act (NZIA) régit l'application des critères de durabilité environnementale et de résilience dans les procédures de passation de marchés publics lorsque les contrats impliquent des technologies qui appartiennent à la liste des technologies zéro-net définie à l'article 4(1) de la même loi.

En ce qui concerne la durabilité environnementale, des exigences minimales obligatoires doivent être définies (article 25, paragraphe 1), dont la spécification détaillée sera précisée ultérieurement par un acte d'exécution (article 25, paragraphe 4). En formulant les exigences spécifiques, l'acte d'exécution prendra en compte les éléments suivants (article 25, paragraphe 5) :

- La situation du marché au niveau de l'Union pour les technologies concernées ;
- Les dispositions relatives à la durabilité environnementale figurant dans d'autres actes législatifs et non législatifs de l'Union applicables aux procédures de passation de marchés publics couvertes par l'obligation énoncée à l'article 4, paragraphe 1 ;
- Les engagements internationaux de l'Union, l'accord de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) sur les marchés publics (AMP) et d'autres accords internationaux auxquels l'Union est liée.

En outre, le NZIA formule des conditions préalables concrètes pour l'application des critères de résilience (article 25(7-11)). Contrairement aux critères de durabilité, ces critères ne doivent pas être appliqués à toutes les technologies zéro-net répertoriées, mais uniquement à celles dont la dépendance d'approvisionnement vis-à-vis de pays tiers spécifiques dépasse au moins l'un des deux seuils (article 25(7)) :

- La proportion d'une technologie nette-zéro spécifique ou de ses principaux composants spécifiques originaires d'un pays tiers représente plus de **50 %** de l'approvisionnement de cette technologie nette-zéro spécifique ou de ses principaux composants spécifiques dans l'Union ;
- La proportion de l'offre dans l'Union d'une technologie nette zéro spécifique ou de ses principaux composants spécifiques originaires d'un pays tiers a augmenté d'au moins **10 points de pourcentage** en moyenne pendant deux années consécutives et atteint au moins **40 %** de l'offre dans l'Union.

Si ces seuils sont dépassés, les États membres incluent dans les marchés publics une obligation selon laquelle pas plus de **50 %** de la valeur de la technologie nette zéro et pas plus de **50 %** de la valeur de ses principaux composants spécifiques sont fournis par des prestataires d'un seul pays tiers. Le non-respect de ces obligations entraîne le paiement d'une redevance d'au moins **10 %** de la valeur des technologies nettes zéro concernées.

Par conséquent, même si l'objectif principal du NZIA est de favoriser le développement des capacités de production internes de l'UE pour les technologies zéro-net, il évite de formuler des critères de résilience sous la forme d'exigences explicites en matière de contenu local. Au lieu de cela, les critères

font référence à l'objectif de diversification des canaux d'approvisionnement, c'est-à-dire à la réduction de la dépendance à l'égard de pays fournisseurs dominants comme la Chine, sans nécessairement réduire la dépendance à l'égard des importations en général.

Dans le même temps, le NZIA prévoit des exceptions liées au coût et à la faisabilité (article 25(8-11)). Les pouvoirs adjudicateurs peuvent décider de ne pas appliquer les critères de résilience si la technologie nette zéro ne peut être fournie, dans des conditions de marché équitables, que par un seul fournisseur, si aucune offre appropriée n'a été soumise dans le cadre de procédures de marché similaires au cours des deux dernières années ou si l'application de ces critères entraînerait des coûts d'équipement disproportionnés (définis comme une différence de coût estimée supérieure à **20 %**). En outre, les critères ne doivent pas être contraires aux accords commerciaux internationaux, c'est-à-dire que l'approvisionnement auprès de pays tiers ayant conclu de tels accords avec l'UE est exclu.

Par conséquent, le maintien de la proportionnalité des règles de résilience est considéré comme important, en particulier en ce qui concerne le rapport coût-efficacité des procédures de passation de marchés concurrentielles.

2.2 Promotion des énergies renouvelables

Dans son article 26, le NZIA définit des critères concrets pour les ventes aux enchères soutenant le déploiement des énergies renouvelables. Tout d'abord, cela inclut l'application de types spécifiques de critères de pré-qualification (Article 26(1)). Lors de la conception des enchères de soutien aux énergies renouvelables, la liste des critères de pré-qualification appliqués par les projets des États membres doit inclure des conditions préalables sur la conduite responsable des entreprises, le maintien de la cybersécurité et de la sécurité des données, ainsi que la capacité à fournir le projet dans son intégralité et dans les délais impartis. En outre, des critères relatifs à la contribution de la vente aux enchères en matière de durabilité et de résilience, qui pourraient prendre la forme de critères de pré-qualification ou de critères d'attribution.

Les détails seront précisés dans un autre acte d'exécution (article 26, paragraphe 3). Le NZIA lui-même définit certaines conditions préalables fondamentales (article 26, paragraphe 2). Ainsi, les critères doivent être objectifs, transparents et non discriminatoires. Par analogie avec les procédures de marchés publics (voir sous-section 2.1), la fourniture de **plus de 50 %** d'une technologie zéro nette ou de ses principaux composants spécifiques par un seul pays tiers doit être appliquée comme critère de résilience. Ainsi, la résilience est censée être obtenue par une diversification des canaux d'approvisionnement existants.

Dans le cas de l'application des contributions à la durabilité et/ou à la résilience comme critères d'attribution, le NZIA fixe des exigences pour la pondération de ces critères. Dans la décision d'attribution, les États membres accordent à chacun des deux aspects une pondération minimale de **5 %** et une pondération combinée **comprise entre 15 % et 30 %** (article 26(4)). Les États membres peuvent s'abstenir totalement d'appliquer les critères de durabilité et de résilience si leur application entraîne des coûts disproportionnés. Les coûts disproportionnés sont définis comme une différence de coût estimée à **plus de 15 %** (article 26, paragraphe 5). De cette manière, le compromis entre la résilience et l'objectif d'une promotion rentable des énergies renouvelables est censé être contrôlé.

Cependant, des détails importants doivent encore être clarifiés par l'acte d'exécution annoncé. Premièrement, il s'agit du degré exact de liberté dans la spécification des critères de durabilité et de

résilience en tant que critères de préqualification ou d'attribution. Deuxièmement, dans le cas d'une spécification en tant que critères d'attribution, il s'agit de la base de mesure qui sous-tend les prescriptions de pondération définies à l'article 26, paragraphe 4. Par exemple, la décision de mesurer la contribution à la résilience soit comme un critère binaire (contribution : oui/non), soit comme un critère métrique (ampleur de la contribution à la résilience, par exemple sous la forme d'un indice de diversification) pourrait avoir une incidence considérable sur sa variation entre les projets, et donc sur son impact effectif sur la procédure d'attribution pour toute pondération formelle donnée. Étant donné le rôle clé du déploiement des énergies renouvelables dans les objectifs de décarbonisation, cela pourrait sérieusement affecter le destin de l'Europe vers la neutralité climatique dans son ensemble.

Par conséquent, une analyse plus approfondie est nécessaire avant de formuler des conditions de mise en œuvre concrètes. C'est pourquoi nous mettrons l'accent sur le cas des ventes aux enchères de soutien aux énergies renouvelables dans les discussions qui suivent.

3 Motivation économique des critères de résilience

Une justification intuitive des critères de résilience contraignants pourrait être la volonté de surmonter les monopoles ou les oligopoles sur les marchés des technologies critiques. L'introduction de ces critères détourne directement la demande des producteurs actuellement dominants. Si les investisseurs considèrent que l'adhésion permanente à ces critères est crédible, cela peut stimuler les investissements dans d'autres sites de production, en aidant à surmonter les barrières à l'entrée imposées par les économies d'échelle. Il en résulterait une intensification de la concurrence. De cette manière, les critères de résilience pourraient devenir superflus avec le temps. Toutefois, comme les critères de résilience ne sont liés qu'à la géographie de la production, ils manquent de précision en tant qu'instruments favorables à la concurrence. Comme le montre l'exemple des modules photovoltaïques, une forte concentration géographique de l'offre peut très bien être associée à une concurrence féroce sur les prix entre les fournisseurs d'une même région (dans ce cas : la Chine⁴). Les importateurs européens bénéficient ainsi de prix bas sur le marché mondial. Des critères de résilience rigoureusement formulés pourraient même réduire l'intensité de la concurrence s'ils limitent considérablement le nombre de fournisseurs acceptés.

Un argument économique plus convaincant en faveur des critères de résilience est la présence de risques d'approvisionnement liés à la politique. Une forte concentration de l'offre mondiale de technologies critiques dans un seul pays signifie que les marchés mondiaux dépendent fortement des politiques industrielles et commerciales de ce pays. Premièrement, cela renforce la position de force géostratégique de ce pays, car il peut utiliser sa propre politique économique comme levier diplomatique. Deuxièmement, cela crée des risques économiques directs pour les chaînes de valeur des pays importateurs. Si les risques liés aux prix peuvent potentiellement être couverts, les risques liés à l'approvisionnement physique ne le peuvent pas, du moins à court terme. Si le produit en question est une technologie en amont difficile à remplacer, ces risques d'approvisionnement peuvent s'étendre à l'ensemble des chaînes d'approvisionnement. Du point de vue de l'investisseur, la diversification des risques est particulièrement difficile lorsque la technologie correspondante, en raison de son large éventail d'applications, constitue la base des chaînes d'approvisionnement dans un

⁴ Crooks, E. (2024). [La croissance de l'énergie solaire en Chine fait chuter les prix des modules](#). Wood MacKenzie. Blogpost, 05 avril, 2024.

grand nombre de secteurs différents, comme c'est le cas pour certaines technologies liées aux énergies renouvelables. Cela implique des risques sectoriels fortement corrélés positivement. Pour les technologies de base des énergies renouvelables telles que les modules photovoltaïques et les pompes à chaleur, cette situation se maintiendra certainement dans les années à venir.

C'est pourquoi les mesures pratiques visant à surmonter ces dépendances peuvent être considérées comme une forme d'externalité positive. En contribuant à la création de capacités de production spatialement diversifiées, elles réduisent l'exposition au risque de tous les importateurs. En raison du caractère externe de cette contribution, le consentement à payer des individus est insuffisant du point de vue du bien-être. Cela peut constituer une justification fondamentale des exigences en matière de résilience. Toutefois, cette externalité doit être mise en balance avec les coûts liés à la mise en place d'autres canaux d'approvisionnement, qui se traduiront par des prix d'achat plus élevés à court terme. Ces prix plus élevés peuvent à leur tour affecter la compétitivité des prix des technologies nationales en aval dans les pays importateurs. L'effet à moyen terme sur les prix n'est a priori pas clair. Dans un scénario positif, l'impulsion de la demande entraînerait une réduction des coûts de production des fournisseurs alternatifs grâce à des économies d'échelle. Dans un scénario négatif, les incitations au saut technologique, c'est-à-dire à la recherche de technologies entièrement nouvelles, seraient contrecarrées, car les producteurs nationaux seraient tentés de s'appuyer sur le bouclier protecteur des exigences de résilience.

L'impact réel dépendra de la conception. Tout d'abord, la question fondamentale est de savoir si les exigences sont conçues comme des exigences de contenu local, comme dans la loi américaine sur la réduction de l'inflation, ou comme des critères généraux de diversification, comme l'UE l'a fait dans le cadre du NZIA. Tout d'abord, la législation de l'OMC s'oppose directement aux exigences en matière de contenu local. Le principe du traitement national du GATT empêche les membres de l'OMC d'imposer des exigences de contenu local pour la production de biens. La distinction fondée sur l'origine qui accompagne nécessairement une telle exigence constitue une violation de l'article III du GATT⁵. L'UE, qui a fait de la préservation d'un système commercial fondé sur des règles une priorité de sa stratégie de politique commerciale, devrait se sentir liée par ce principe. Les pays producteurs actuellement dominants risquent également de prendre des contre-mesures restrictives. Au contraire, une formulation en tant que critère de diversification qui ne discrimine pas exclusivement certains pays d'origine semble beaucoup moins protectionniste.

Une deuxième question clé est celle du champ d'application des critères. Outre leur application dans les marchés publics et les ventes aux enchères d'énergies renouvelables, les critères de résilience pourraient également être rendus obligatoires pour l'accès à d'autres formes d'aide publique. Cela pourrait s'appliquer, par exemple, à l'accès aux investissements publics ou au financement de la recherche. Une telle application des critères de résilience dans des domaines autres que les appels d'offres nécessite le développement de nouvelles formes de mise en œuvre. En particulier, il est important de veiller à ce que les implications financières des critères n'aillent pas à l'encontre des objectifs de financement.

Dans un premier temps, certains arguments plaident en faveur de l'application de critères de résilience contraignants aux ventes aux enchères de soutien aux vecteurs d'énergie renouvelable tels que

⁵ Figueiredo, N. D. L. (2022). Les exigences en matière de contenu local dans le droit de l'OMC : Entre le libre-échange et le droit au développement. Thèse de doctorat.

l'énergie éolienne et l'électricité photovoltaïque. L'un des avantages de ce scénario est qu'il n'y a pas de risques de coûts directs pour les industries en aval. En effet, les coûts supportés par les développeurs de projets bénéficiant d'une aide sont des coûts fixes et n'ont donc pas d'influence directe sur la fixation des prix sur les marchés de l'électricité. Par conséquent, les critères de résilience ne risquent pas de compromettre le succès de la transformation verte dans son ensemble en exerçant une pression sur les coûts de l'énergie. Néanmoins, des coûts potentiellement importants seront supportés par les contribuables sous la forme de besoins de financement public. Lors de la spécification de critères de résilience spécifiques, les interactions avec la conception existante des appels d'offres pour les énergies renouvelables doivent donc être soigneusement analysées. Dans ce qui suit, nous analysons comment les critères de résilience peuvent être intégrés au mieux dans les systèmes de soutien existants pour les énergies renouvelables.

4 Conception de critères de résilience dans les enchères de soutien aux énergies renouvelables

4.1 Aperçu des critères de conception

Au niveau international, un grand nombre de pays au sein et en dehors de l'UE accordent des subventions pour les énergies renouvelables sous la forme de ventes aux enchères. Cependant, les systèmes nationaux diffèrent considérablement en ce qui concerne de nombreux aspects de la conception. Haelg (2020) divise les options de conception en cinq catégories : portée de la vente aux enchères, exigences de pré-qualification, processus d'attribution, conception du contrat et politiques auxiliaires⁶. En ce qui concerne le **champ d'application** des enchères, une question clé est de savoir si les enchères sont conçues pour être spécifiques à une technologie ou multi technologies. En Allemagne, comme dans de nombreux autres États membres, la promotion de l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque fait l'objet d'appels d'offres distincts. Cela facilite la spécification technique de la résilience de la chaîne d'approvisionnement.

Les **exigences de préqualification** définissent les conditions que les développeurs de projets doivent remplir pour pouvoir participer aux ventes aux enchères. Tout d'abord, des critères sont formulés pour s'assurer que les projets peuvent effectivement fournir les quantités d'électricité offertes. Il s'agit notamment de critères d'éligibilité technique concernant l'expérience du développeur, la preuve de la faisabilité du projet, les démarches juridiques entreprises pour obtenir les autorisations et la qualité des matériaux utilisés. Ils comprennent également des critères visant à garantir la viabilité financière des développeurs de projets sous la forme d'états financiers, de preuves du soutien des investisseurs ou de la fourniture directe de garanties financières en cas de non-conformité (cautions de soumission)⁷.

Le **processus d'attribution** peut être différencié en fonction des règles de soumission des offres, du type d'offres soumises et des critères d'attribution. Les offres peuvent être soumises sous forme d'offres scellées ou sous la forme de plusieurs tours d'appel d'offres avec divulgation des résultats du tour précédent. Les offres peuvent contenir uniquement un prix ou d'autres éléments pertinents tels que des critères de résilience. Outre le nombre et la pondération de ces éléments, les critères

⁶ Haelg, L. (2020). Promouvoir la diversité technologique : How renewable energy auction designs influence policy outcomes. *Energy Research & Social Science*, 69, 101636.

⁷ Matthäus, D. (2020). Designing effective auctions for renewable energy support (Conception d'enchères efficaces pour le soutien aux énergies renouvelables). *Energy Policy*, 142, 111462.

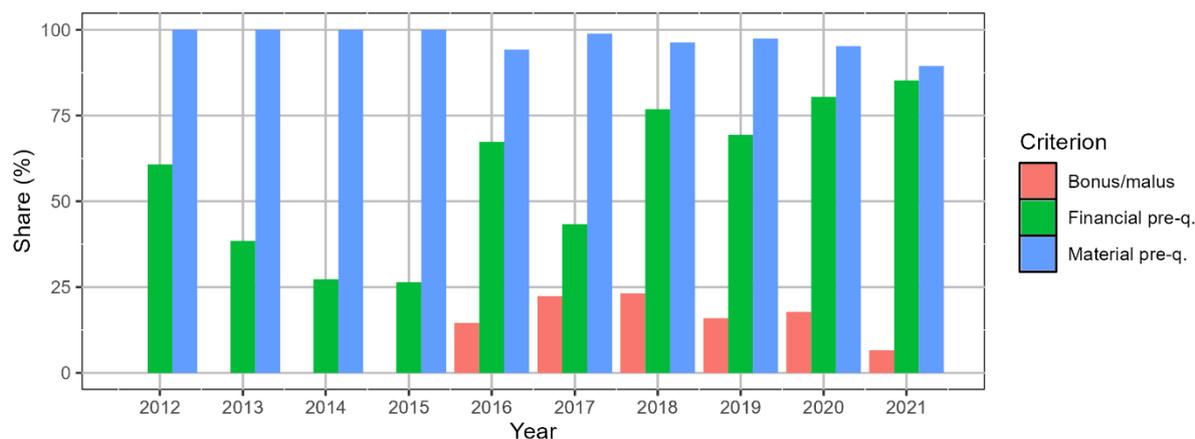
d'attribution comprennent également les règles de répartition des paiements. Les enchères à prix uniforme prévoient un paiement homogène par unité d'électricité à tous les soumissionnaires, égal à la valeur la plus élevée de l'offre retenue (offre marginale). Les enchères avec paiement à l'offre, au contraire, rémunèrent tous les soumissionnaires retenus en fonction de la valeur de leur offre respective.

Le **contrat** définit la forme de rémunération versée par le gouvernement au développeur de projet. Il s'agit notamment de la base d'évaluation (généralement un kWh d'électricité produit), de la conditionnalité de la subvention versée (prime fixe ou variable sur les prix de gros de l'électricité), des spécifications temporelles pour la durée de la subvention et du délai accordé pour la construction (délai d'exécution de la construction). Enfin, les **politiques auxiliaires** comprennent des mesures qui n'affectent pas directement la conception de l'enchère, mais qui influencent les résultats de l'enchère par leur impact direct sur les revenus et les coûts des participants. Il s'agit, par exemple, de mesures de soutien à l'investissement qui influencent les coûts en capital des développeurs de projets et réduisent les coûts administratifs des procédures d'approbation des projets. Si des critères de résilience sont introduits, l'interaction avec ces mesures auxiliaires doit être soigneusement évaluée.

4.2 Expérience des critères d'enchères non tarifaires

Des critères non liés au prix, sous la forme de critères de préqualification et d'attribution, sont déjà appliqués dans les ventes aux enchères de soutien des États membres. La base de données AURES II présente les caractéristiques de toutes les ventes aux enchères nationales de soutien aux énergies renouvelables dans l'UE⁸. En conséquence, alors que les ajustements bonus/malus des prix des offres n'ont pas été un phénomène fréquent au cours des dernières années, les critères de pré-qualification ont été des instruments standard. En particulier, les critères de préqualification matériels étaient présents dans une grande majorité des ventes aux enchères (voir graphique 1). Ces critères prenaient généralement la forme d'exigences documentaires relatives à la faisabilité technique ou à l'existence de permis de construire.

Graphique 1: Fréquence des critères autres que le prix dans les ventes aux enchères d'aides aux énergies renouvelables dans les États membres



Source : AURES II (2022)

⁸ Aurès II (2022). [Base de données des ventes aux enchères](#). Enchères pour le projet de soutien aux énergies renouvelables II.

À ce jour, aucun État membre n'a introduit d'exigences spécifiques en matière de contenu local dans ses appels d'offres concernant les énergies renouvelables. La mesure qui se rapproche le plus d'une forme indirecte de soutien au contenu local est un seuil d'empreinte carbone appliqué aux projets en France.⁹ Toutefois, à l'échelle mondiale, la situation est tout à fait différente. Dans une étude comparative mondiale réalisée en 2021, Del Rio & Kiefer (2021) ont constaté que les exigences en matière de contenu local étaient fréquentes dans les ventes aux enchères d'énergies renouvelables en Afrique (50 % de toutes les ventes aux enchères), en Amérique (40 %) et en Asie (40 %), bien que dans chacune de ces régions, la tendance soit à la baisse au fil du temps¹⁰. En Turquie et dans certains pays africains, le contenu local n'est pas obligatoire, mais les projets correspondants sont favorisés dans les enchères par des primes ou d'autres mécanismes¹¹.

L'impact des exigences de préqualification sur les prix des offres, et donc sur les coûts sociétaux de la promotion des énergies renouvelables, n'est pas clair a priori. Le respect des exigences entraîne généralement des coûts. Certains de ces coûts sont encourus avant la participation à la vente aux enchères, comme le travail administratif nécessaire à la préparation et à la soumission des preuves. Étant donné qu'il s'agit de coûts irrécupérables, ces coûts ne devraient pas avoir d'incidence directe sur le prix de l'offre. Toutefois, leur effet dissuasif pourrait indirectement conduire à des prix d'offre plus élevés si le niveau de concurrence est réduit par une diminution du nombre de participants¹².

Dans d'autres cas, les exigences imposent des coûts supplémentaires au stade de la mise en œuvre, tels que les coûts liés au respect de certaines exigences environnementales. Les soumissionnaires essaieront de compenser certains de ces coûts par des prix d'offre plus élevés, c'est-à-dire de les répercuter sur le grand public. Les chances dépendent de l'hétérogénéité des coûts et du degré de concurrence dans le processus. Il est également concevable que les spécifications puissent, dans certaines circonstances, conduire à des prix d'offre plus bas. Ce serait le cas si des exigences technologiques strictes réduisaient l'incertitude technologique pour les développeurs de projets et diminuaient ainsi les coûts de décision¹³.

Les critères de résilience contraignants sont susceptibles d'exercer une pression à la hausse sur les prix des offres. Les exigences en matière de diversification des intrants, si elles nécessitent un changement de fournisseurs d'intrants, entraînent des coûts d'investissement plus élevés pour les développeurs de projets à court terme. En effet, les voies d'approvisionnement alternatives sont généralement plus coûteuses. Ces coûts supplémentaires ne sont pas, pour la plupart (c'est-à-dire à l'exception des coûts de recherche), des coûts irrécupérables. Ils n'apparaissent qu'une fois le projet mis en œuvre. Les critères de résilience sont donc susceptibles d'augmenter les coûts sociétaux des enchères de soutien aux énergies renouvelables, au moins à court terme. Il est donc essentiel de concevoir les critères de résilience de manière à obtenir une relation efficace entre les effets de résilience et les coûts sociétaux.

⁹ AIE (2023). Tendances des applications photovoltaïques 2023. Agence internationale de l'énergie - Programme sur les systèmes d'alimentation photovoltaïques (PVPS).

¹⁰ Del Río, P. et Kiefer, C. P. (2021). Analyser les modèles et les tendances dans les enchères pour l'électricité renouvelable. *Energy for Sustainable Development*, 62, 195-213.

¹¹ Voir AIE (2023).

¹² Anatolitis, V., Azanbayev, A. et Fleck, A. K. (2022). Comment concevoir des enchères efficaces pour les énergies renouvelables ? *Empirical insights from Europe. Energy Policy*, 166, 112982.

¹³ Kreiss, J., Ehrhart, K. M., & Haufe, M. C. (2017). Conception appropriée des enchères pour le soutien aux énergies renouvelables - Préqualifications et pénalités. *Energy Policy*, 101, 512-520.

4.3 Options de mise en œuvre des critères de résilience

Dans un scénario idéal, les critères de résilience récompenseraient directement les projets pour leur contribution à la réduction des risques liés à l'approvisionnement collectif. Dans la réalité, cependant, on manque d'informations concrètes pour quantifier à la fois l'ampleur des risques et leurs conséquences concrètes du point de vue de la chaîne de valeur. Les critères de résilience doivent donc être basés sur des approximations mesurables et prendre en compte leur interaction avec les autres caractéristiques de l'enchère. Dans ce qui suit, nous donnons un aperçu de la séquence hiérarchique des étapes de décision dans la spécification des critères.

La première caractéristique est la position du critère dans le processus d'enchères. Les critères de résilience peuvent être spécifiés en tant que critères de préqualification définissant les exigences de participation ou en tant que critères d'attribution complétant le prix de l'offre. **La deuxième caractéristique est le point de référence.** La forme la plus directe de discrimination spatiale est constituée par les exigences en matière de contenu local. La forme la plus indirecte consiste en des exigences qui ne sont pas directement spatiales mais qui sont censées être respectées uniquement par les producteurs de certaines régions (ou ne pas être respectées par les producteurs de certaines régions). Il peut s'agir d'exigences environnementales rigides pour la production de certains composants, ou de limites sur l'empreinte carbone de chaînes d'approvisionnement entières. Une troisième approche fixe des exigences géographiques spécifiques pour l'origine des équipements, mais ne les lie pas directement à des pays spécifiques, mais plutôt au degré global de diversification. C'est l'approche choisie par le NZIA (voir section 2).

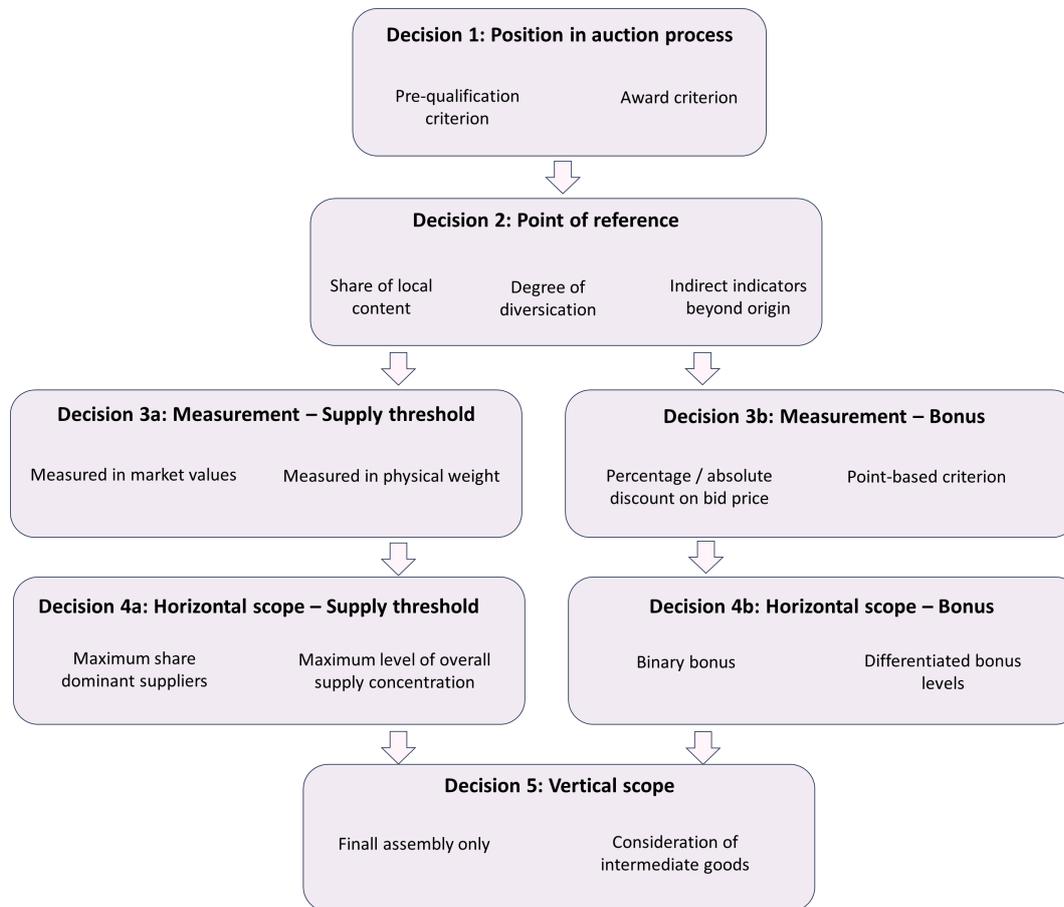
La troisième caractéristique est le choix de l'unité de mesure. En principe, les seuils d'approvisionnement peuvent être mesurés en valeur ou en poids. Avec des rapports valeur/poids variables entre les composants, cela peut faire une grande différence pour l'impact global du critère de résilience. Dans le cas d'une application comme critère d'attribution, le choix de la mesure concerne le type de prime accordée pour le respect du critère. Par exemple, il peut s'agir d'une remise absolue ou en pourcentage sur le prix de l'offre appliqué dans la procédure d'attribution. Il est également possible d'attribuer des points au prix de l'offre et à la prime de résilience (ainsi qu'à d'éventuels autres critères non liés au prix), puis de les additionner pour déterminer le critère d'attribution total.

La quatrième caractéristique est la portée horizontale du critère. Dans le cas des critères de pré-qualification, il s'agit du niveau d'un seuil que les soumissionnaires ne peuvent pas dépasser. Sa définition varie en fonction de la référence spatiale. Par exemple, il peut s'agir d'une part de marché maximale des différents pays fournisseurs ou d'une valeur maximale pour une mesure de concentration spatiale. Dans le cas d'une candidature comme critère d'attribution, le champ d'application horizontal représente l'éventail des primes associées au respect des critères de résilience. Les primes peuvent être formulées comme des critères binaires (oui/non) - ce qui nécessite également la définition d'un seuil - ou sur une échelle ordinale, reflétant différents degrés de contribution à la résilience (par exemple, sur la base du niveau individuel de diversification de l'approvisionnement).

Enfin, la cinquième caractéristique est la portée verticale du critère. Elle définit les étapes de la chaîne d'approvisionnement visées par les exigences de résilience. Par exemple, des exigences pourraient être formulées uniquement pour le lieu d'assemblage final de la technologie, ou également pour l'origine des matières premières ou des produits intermédiaires utilisés.

La graphique 2 résume les étapes de la décision.

Graphique 2: Étapes de l'élaboration de critères de résilience fondés sur un appel d'offres



Source : illustration personnelle

Un avantage général des critères de préqualification est le contrôle plus direct des objectifs politiques. Les exigences obligatoires en matière de diversification des intrants garantissent que toutes les centrales subventionnées contribuent à l'objectif de résilience. Dans les régimes de soutien aux énergies renouvelables qui prévoient un volume annuel fixe de capacité de production subventionnée, l'expansion des canaux d'approvisionnement alternatifs peut être directement orientée. En revanche, lorsque les critères de résilience sont conçus comme des critères d'attribution, il n'est pas certain que les soumissionnaires décident d'utiliser ou non une prime de résilience. Cette incertitude est particulièrement élevée si les enchères sont caractérisées par un comportement stratégique des soumissionnaires et une forte hétérogénéité des coûts entre les soumissionnaires.

Cependant, les critères d'attribution offrent une plus grande flexibilité aux soumissionnaires. Cela réduit le risque que l'introduction de critères de résilience entraîne une augmentation disproportionnée des coûts de financement. Le mécanisme d'appel d'offres garantit que les soumissionnaires ne choisiront d'autres canaux d'approvisionnement que si cela améliore leur bénéfice net escompté, en tenant compte de la prime de résilience. Cela permet d'éviter que les fabricants d'équipements ne réalisent des bénéfices inattendus.

En revanche, avec les critères de préqualification, il existe un risque que des objectifs de résilience trop ambitieux augmentent de manière significative le prix des équipements provenant de filières

alternatives, en raison de la demande supplémentaire inélastique par rapport au prix. Ce risque est particulièrement élevé dans les premiers temps, lorsque les capacités de production alternatives doivent d'abord être mises en place. Les coûts supplémentaires qui en résulteraient seraient alors supportés par le grand public sous la forme d'une augmentation des prix des offres. Dans le pire des cas, cela pourrait même ralentir l'expansion des énergies renouvelables si les investissements dans la production d'équipements ne peuvent pas suivre le rythme de la demande induite.

Afin d'éviter ce risque, un niveau élevé d'information (par exemple concernant la structure des coûts de production des équipements, les volumes d'investissement sur les marchés des équipements) est nécessaire pour la définition des critères de préqualification. Ces critères devraient également être adaptés fréquemment à l'évolution réelle du marché afin de maintenir l'équilibre entre l'impact et le coût. Les critères d'attribution, en revanche, permettent une entrée progressive dans les canaux alternatifs de passation de marchés par le biais du mécanisme de concurrence et nécessitent moins d'ajustements au niveau de la conception.

Enfin, l'impact sur les incitations à l'innovation est un facteur pertinent à long terme. À cet égard, les critères de préqualification semblent également plus problématiques. Cela est particulièrement vrai si la concurrence entre les fabricants d'équipements alternatifs est initialement limitée. La demande garantie créée par les exigences obligatoires en matière de résilience pourrait alors devenir un amortisseur pour les fabricants d'équipements, ce qui réduirait les incitations à la R&D et donc à l'innovation à long terme en vue d'améliorer l'efficacité. En revanche, dans le cas des critères d'attribution, la mise en balance des coûts et des avantages supplémentaires de la prime d'enchère crée des incitations à l'innovation visant à réduire les coûts dans le secteur des équipements. La baisse des prix des équipements peut encourager un plus grand nombre de soumissionnaires à profiter de la prime de résilience, augmentant ainsi la part de marché des fabricants d'équipements alternatifs.

L'efficacité et les coûts des différents modèles peuvent difficilement être évalués isolément, car ils dépendent de l'interaction avec les autres critères de l'enchère (voir le point 4.1). En particulier, le mécanisme de tarification peut jouer un rôle. Dans le cas d'enchères concurrentielles à prix uniforme, on peut s'attendre à ce que les coûts supplémentaires résultant des exigences de résilience soient entièrement répercutés sur les prix des offres. Dans le cas des systèmes de paiement à l'offre, tels qu'ils sont appliqués en Allemagne et dans certains autres États membres, l'effet est plus complexe en raison des incitations à un comportement d'offre stratégique. Dans ce qui suit, nous analysons ce scénario dans une étude de cas, en prenant comme exemple le soutien public à l'électricité photovoltaïque à l'échelle industrielle en Allemagne.

5 Étude de cas : Soutien à l'énergie solaire

5.1 Caractéristiques de la chaîne d'approvisionnement photovoltaïque

La base de la production d'électricité à partir des technologies photovoltaïques est représentée par la cellule photovoltaïque individuelle. Elle contient un matériau semi-conducteur. Lorsqu'il est exposé à la lumière du soleil, le semi-conducteur absorbe l'énergie lumineuse et la transfère à des électrons. Ces électrons circulent à travers les différentes couches du matériau semi-conducteur, créant ainsi un courant électrique. Avant d'entrer dans le réseau électrique, le courant électrique est converti de

courant continu en courant alternatif au moyen d'un onduleur¹⁴. En tant que matériau semi-conducteur choisi, le silicium domine le marché mondial. Il est utilisé sous forme cristalline. Sa part de marché en 2023 est estimée à 95 %¹⁵. Avant d'entrer dans la production de cellules, les cristaux sont découpés en tranches très fines. Celles-ci sont ensuite transformées en diodes et équipées de contacts métalliques à l'arrière et à l'avant, pour capter le courant et le transférer hors de la cellule¹⁶.

Les variantes de ces cellules sont généralement classées en deux catégories : les cellules monocristallines (mono c-Si) et les cellules polycristallines (poly c-Si). Les cellules mono c-Si présentent une structure monocristalline. Ces dernières années, elles sont devenues la technologie cellulaire dominante (part de marché de plus de 90 % en 2023)¹⁷, principalement en raison de leur efficacité de conversion supérieure et donc de leur capacité à générer un rendement électrique élevé dans des conditions de surface de plus en plus restreintes¹⁸. La part de marché des cellules polyc-Si, moins chères mais moins efficaces, composées d'un certain nombre de petits cristaux, est tombée à un peu moins de 5 %. Les 5 % restants du marché mondial des cellules photovoltaïques sont actuellement couverts par les technologies plus récentes des couches minces. Il existe de nombreuses variantes de ces technologies, dont la caractéristique commune est que l'épaisseur du matériau de surface est beaucoup plus faible que dans le cas des cellules c-Si, ce qui permet de réaliser des économies de matériau. Toutefois, en raison des faibles capacités de production, les coûts de production tendent à être assez élevés. Les types de cellules à couches minces les plus courants sur le marché mondial sont les cellules basées sur le tellure de cadmium (CdTe), le sélénium de cuivre et d'indium et de gallium (CIGS) ou le silicium amorphe en tant que matériaux semi-conducteurs¹⁹. En outre, un large éventail d'autres matériaux et technologies de traitement font actuellement l'objet de recherches et d'essais²⁰.

Les cellules se distinguent également par le nombre et la combinaison des couches appliquées. Les modules traditionnels ne comportaient que deux couches de silicium, ce qui contribuait à une accumulation excessive de chaleur et à d'autres formes de pertes d'efficacité. Au fil des ans, différentes méthodes ont été mises au point pour minimiser ces pertes. Jusqu'à récemment, une méthode courante consistait à placer une autre couche à l'arrière du module (cellule à émetteur et à arrière passivés (PERC)). Elle augmente l'efficacité de la cellule en réfléchissant une partie de la lumière solaire non utilisée vers l'intérieur de la cellule²¹. D'autres solutions incluent la technologie à hétérojonction (HJT), où le silicium cristallin et le silicium amorphe sont combinés dans une cellule hybride²². Dans la technologie TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact Technology), une cellule PERC est combinée avec une couche isolante supplémentaire d'oxyde de silicium, entre la couche de silicium et la connexion métallique, afin d'éviter les pertes d'efficacité causées par la recombinaison²³. Dans les

¹⁴ Energy.gov (2024). [Principes de base de la technologie solaire photovoltaïque](#). Bureau américain de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables.

¹⁵ VDMA (2023). Résultats de la feuille de route technologique internationale pour le photovoltaïque (ITRPV) pour 2022.

¹⁶ Voir Energy.gov (2024).

¹⁷ Fraunhofer ISE (2024). Faits récents sur le photovoltaïque en Allemagne. Version du 3.4.2024. Institut Fraunhofer des systèmes d'énergie solaire.

¹⁸ Voir Energy.gov (2024).

¹⁹ Voir Fraunhofer ISE (2024).

²⁰ George, S. D. B., Soosaimanickam, A. et Sundaram, S. (2024). Third-generation photovoltaics : Introduction, overview, innovation, and potential markets (photovoltaïque de troisième génération : introduction, aperçu, innovation et marchés potentiels). Dans *Photovoltaics Beyond Silicon* (pp. 75-110). Elsevier.

²¹ Aurora (2024). [Ce qu'il faut savoir sur les cellules solaires PERC](#).

²² Le monde de l'énergie solaire (2019). [Que sont les panneaux solaires à technologie hétérojonction \(HJT\) ?](#).

²³ Le monde de l'énergie solaire (2022). [Qu'est-ce que la TOPCon technologie des panneaux solaires](#)

cellules solaires à contact arrière interdigité (IBC), les contacts positifs et négatifs sont situés à l'arrière de la cellule, afin de minimiser les pertes dues à l'ombrage²⁴.

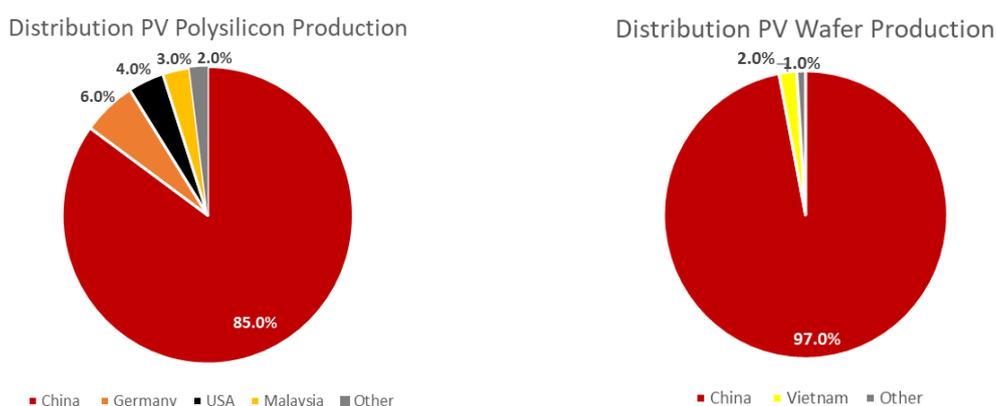
Pour obtenir une capacité de production suffisante, les cellules solaires individuelles sont reliées entre elles, placées sur une feuille arrière et recouvertes de verre pour former des modules (ou panneaux). Avec l'onduleur et la structure de montage, qui optimisent l'orientation des panneaux vers le soleil, ils forment le système photovoltaïque²⁵.

5.2 Situation du marché mondial

Les chaînes d'approvisionnement internationales actuelles sont caractérisées par une forte domination des producteurs d'Asie de l'Est, principalement de Chine. Cela commence par les étapes primaires de l'extraction et de la transformation des ressources naturelles (par exemple, la cristallisation du silicium). Bien que les besoins futurs en ressources dépendent de l'évolution technologique incertaine, il est clair que le silicium et le gallium resteront essentiels dans les années à venir²⁶. Selon l'institut d'études géologiques des États-Unis, la Chine est un producteur dominant de ces deux matériaux, représentant en 2023 des parts de production mondiale de 79 % et 98 %, respectivement²⁷.

Dans les étapes suivantes de la production de plaquettes, de la production de cellules et de l'assemblage de modules, la Chine n'a cessé de renforcer sa position de leader au cours des dernières décennies. Selon les estimations de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), la Chine a atteint en 2022 des parts de production mondiales de 97 % dans la production de wafers, 84 % dans la production de cellules et 78 % dans la production de modules. Les parts cumulées des pays européens étaient inférieures à 1 % dans les trois segments (voir graphique 3).²⁸ En termes de chiffre d'affaires annuel, l'industrie chinoise des modules photovoltaïques a éclipsé, avec un chiffre d'affaires de 79 milliards USD en 2022, le reste du monde (23 milliards USD au total).²⁹

Graphique 3: Répartition des volumes de production mondiaux aux différents stades de la chaîne d'approvisionnement photovoltaïque en 2022



²⁴ ELAT SOLAR (2024). [TOPCon Panneaux solaires](#).

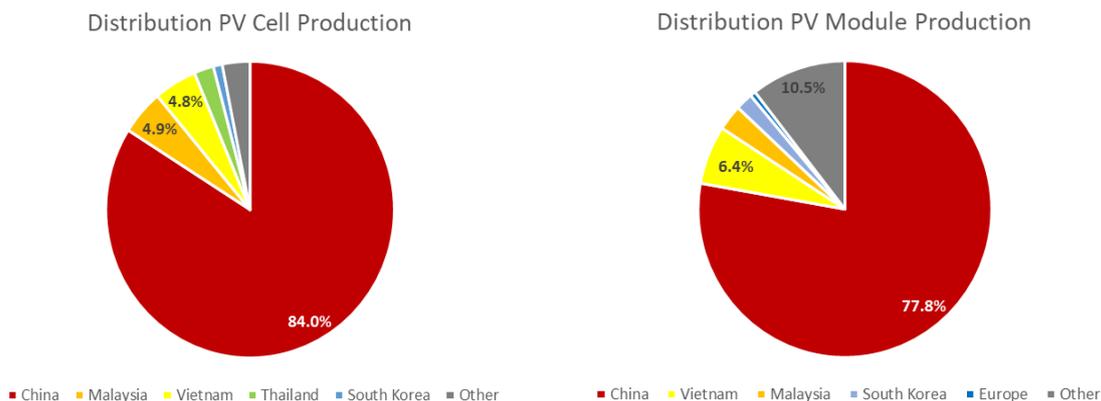
²⁵ Voir Energy.gov (2024).

²⁶ Voir Energy.gov (2024).

²⁷ USGS (2024). [Résumés des produits minéraux](#). US Geological Survey.

²⁸ AIE (2023). Tendances des applications photovoltaïques 2023. Agence internationale de l'énergie - Programme sur les systèmes d'alimentation photovoltaïques (PVPS).

²⁹ Voir AIE (2023).

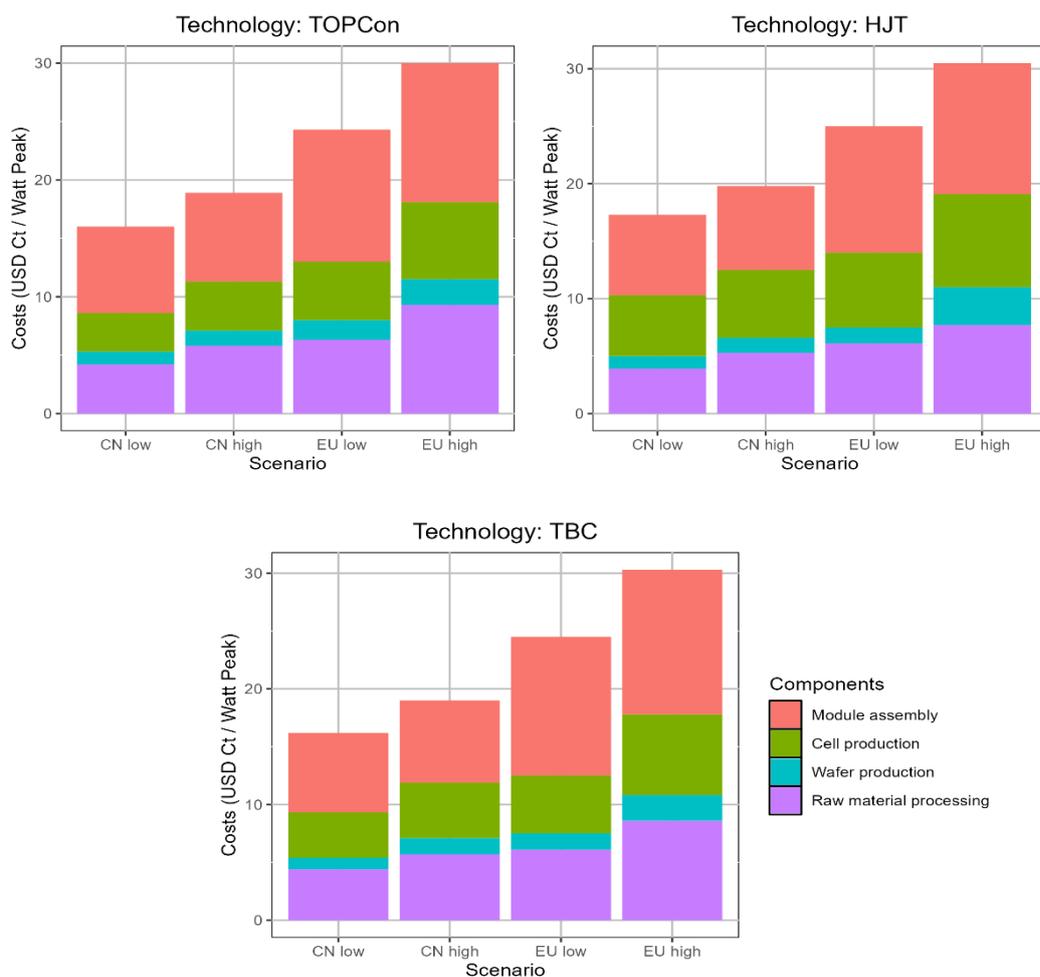


Source : AIE (2023) ; représentation propre : AIE (2023) ; représentation propre.

Selon les estimations du CCR, cela a entraîné en 2022 un déficit commercial de l'UE pour les modules et composants photovoltaïques de près de 22 milliards d'euros par rapport au reste du monde. Environ un milliard d'euros d'exportations s'opposent à 23 milliards d'euros d'importations en provenance de pays tiers. 83 % des importations provenaient de Chine et consistaient presque exclusivement en produits finis, c'est-à-dire en cellules photovoltaïques assemblées³⁰. Cela souligne une fois de plus la mainmise de la Chine sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement. Du point de vue de la réglementation européenne, il est intéressant de noter que ces 83 % dépassent nettement le seuil de 50 % fixé dans l'accord de libre-échange nord-américain pour la dépendance de l'UE à l'égard d'un seul pays tiers (voir la sous-section 2.1). Les règles nouvellement établies pourraient donc inciter à l'action. Les données suggèrent que le passage à d'autres pays tiers en tant que fournisseurs ne sera pas une option viable, du moins à court terme, car les capacités en dehors de la Chine sont très limitées. Au lieu de cela, l'impulsion de diversification devra venir en grande partie de la stimulation de la production à l'intérieur de l'UE. Dans ce contexte, l'Alliance européenne de l'industrie solaire photovoltaïque (ESIA) a formulé l'objectif d'atteindre 30 GW de capacité de production européenne engagée d'ici 2025 dans tous les segments de la chaîne de valeur photovoltaïque (polysilicium, lingots, wafers, cellules, modules, recyclage)³¹.

³⁰ CCR (2023a). Le photovoltaïque dans l'Union européenne en 2023. Centre commun de recherche de l'Union européenne. Observatoire des technologies des énergies propres.

³¹ ESIA (2022). Conférence de lancement de haut niveau de l'Alliance européenne de l'industrie solaire photovoltaïque - Déclaration commune. Alliance européenne de l'industrie solaire photovoltaïque.

Graphique 4: Estimation des écarts de coûts entre la production de modules en Chine et dans l'UE

Source : ETIP (2024) ; représentation propre : ETIP (2024) ; représentation propre.

Toutefois, la situation des coûts pourrait constituer un obstacle à une percée à grande échelle du marché pour les producteurs européens de modules. Dans le cadre d'une étude de faisabilité des chaînes d'approvisionnement photovoltaïques en Europe, le projet Libertas produit des estimations ascendantes détaillées des coûts de production comparatifs et de leurs composantes³². Le graphique 4 présente les résultats préliminaires publiés pour trois technologies de modules populaires (voir la section précédente) pour la mise en place d'une usine photovoltaïque intégrée de 10 GW. En conséquence, les coûts totaux actuels de production de modules dans l'UE sont estimés être entre 26% et 97% plus élevés que les coûts totaux de production de modules en Chine. En ce qui concerne les différentes étapes de la production, les écarts de coûts les plus importants sont estimés pour les premières étapes de la production, c'est-à-dire le traitement du silicium et la production de plaquettes. Pour expliquer l'énorme désavantage de l'Europe en matière de coûts, les chercheurs se réfèrent à une variété d'éléments de coûts. Les différentes composantes des OPEX (main-d'œuvre, électricité, matériaux) et des CAPEX (équipement, bâtiment) sont estimées être nettement plus élevées que dans le cas de la production en Chine³³.

³² Libertas (2024). [Projet Libertas](#).

³³ ETIP (2024). Fabrication de panneaux photovoltaïques en Europe : Assurer la résilience par la politique industrielle. Livre blanc. Plate-forme européenne de technologie et d'innovation pour le photovoltaïque.

5.3 Analyse de la conception des enchères de résilience

5.3.1 Méthode

Pour évaluer l'impact de l'introduction de critères de résilience dans les ventes aux enchères d'énergies renouvelables, nous appliquons un modèle de simulation technico-économique. Étant donné que les États membres diffèrent en termes de portée et de caractéristiques des régimes de soutien basés sur les enchères, nous nous abstenons de fournir des estimations à l'échelle de l'UE. Nous nous concentrons plutôt sur le système national allemand en tant qu'étude de cas spécifique. L'Allemagne étant de loin le plus grand marché d'énergies renouvelables parmi les États membres³⁴, l'introduction de critères de résilience dans le système de soutien allemand devrait donner une impulsion significative à l'ensemble de l'UE. En ce qui concerne la technologie, nous considérons la production d'électricité à partir de l'énergie photovoltaïque, en raison de la dépendance externe particulièrement élevée des chaînes d'approvisionnement en modules photovoltaïques (voir ci-dessus). En Allemagne, l'aide à la production d'électricité photovoltaïque n'est allouée par le biais d'enchères que pour les installations d'une capacité d'au moins 1 MW (à l'échelle de l'industrie). Les installations photovoltaïques plus petites sont toujours encouragées par un système conventionnel consistant en un prix fixe garanti par kWh produit et injecté dans le réseau³⁵.

Les enchères sont organisées sous forme d'appels d'offres spécifiques au photovoltaïque, avec des prix minimums garantis par kWh produit. Il en résulte une majoration dégressive des prix (variables dans le temps) du marché de gros de l'électricité. Des formats d'enchères distincts sont organisés pour les installations photovoltaïques en toiture et les installations photovoltaïques au sol. Toutes deux sont conçues comme des enchères à un tour avec paiement à l'offre pour une capacité de production totale fixe. Les développeurs de projets participants soumettent des offres scellées comprenant une capacité de production individuelle et un prix souhaité par kWh produit. Les offres sont classées par ordre croissant de prix. Les participants se voient ensuite attribuer leurs prix individuels souhaités jusqu'à ce que la capacité de production totale soit épuisée. Pour les deux types de technologie, trois ventes aux enchères ont lieu chaque année.³⁶

Jusqu'à présent, contrairement au cas de l'éolien offshore en Allemagne, l'allocation dans le système actuel est purement basée sur le prix. Nous simulons l'impact de l'ajout d'un critère de résilience supplémentaire dans les enchères pour le photovoltaïque au sol. Les estimations de coûts pour les installations photovoltaïques à l'échelle industrielle sont généralement fournies pour les installations au sol. En outre, les volumes d'enchères pour le photovoltaïque au sol sont beaucoup plus élevés que pour le photovoltaïque en toiture, ce qui promet une plus grande attraction de la demande pour la production de modules photovoltaïques³⁷.

Comme nous l'avons vu à la section 4.3, un critère de résilience peut prendre la forme d'un critère de pré-qualification ou d'un critère d'attribution. Nous nous concentrerons sur ce dernier, car il nécessite moins d'ajustements de la part des décideurs politiques au fil du temps et est plus sensible à l'évolution des différentiels de prix des modules. Cela implique une transformation du système d'enchères en un système multicritères. À cet égard, nous partons de l'hypothèse la plus simple possible. Les

³⁴ Voir AIE (2023).

³⁵ EEG (2023). Loi pour l'exploitation d'énergies renouvelables (Erneuerbare-Energien-Gesetz).

³⁶ Voir EEG (2023).

³⁷ Agence fédérale des réseaux (2024). [Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen](#).

producteurs d'électricité photovoltaïque peuvent choisir d'acheter des modules photovoltaïques auprès de deux sources différentes : l'acteur dominant en place ou une source alternative. S'ils choisissent d'acheter à la source alternative, ils reçoivent une certaine prime de résilience (en € Ct / kWh) dans le système d'enchères. Les contrats de promotion sont attribués dans l'ordre croissant des valeurs nettes des offres des participants, définies comme la valeur brute des offres moins la prime de résilience potentielle. Ainsi, en choisissant un autre canal d'approvisionnement, les soumissionnaires sont en mesure d'améliorer leur probabilité de succès pour un niveau d'offre brut donné. Dans cette configuration, les soumissionnaires doivent prendre au moins deux décisions liées aux enchères : le prix souhaité par kWh et le canal d'approvisionnement pour les modules photovoltaïques utilisés pour produire l'électricité.

Dans un système de paiement à l'offre, il n'y a pas de récompense uniforme pour les offres retenues. Par conséquent, les incitations à faire des offres stratégiques sont plus importantes que dans un autre système d'enchères uniformes. Le profit individuel tiré du processus d'adjudication est maximisé lorsque le niveau de l'offre nette se situe juste en dessous du seuil maximal (ci-après dénommé "offre marginale"), à condition que ce profit soit positif. Toutefois, dans une enchère à prix scellé, le niveau de l'offre marginale est a priori inconnu des participants. Les décisions individuelles d'optimisation sont donc prises dans l'incertitude. Pour formuler une règle de décision, nous suivons l'approche de Federico & Rahman (2003)³⁸. Ils supposent que les producteurs sont neutres face au risque, c'est-à-dire qu'ils cherchent à maximiser leur profit attendu. Le niveau d'interaction stratégique entre les soumissionnaires est limité en supposant que chaque soumissionnaire considère la probabilité de succès comme une fonction donnée de son niveau d'offre individuel. La forme de cette fonction dépend de l'ensemble des offres faites. Cela correspond à la situation d'un processus d'appel d'offres concurrentiel avec de nombreux participants, ce qui semble être un reflet adéquat du système allemand d'enchères photovoltaïques.

Dans ces conditions, les décisions individuelles des soumissionnaires sont soumises à de multiples arbitrages. Par exemple, l'augmentation du prix de l'offre augmenterait la récompense nette reçue en cas de succès, mais pourrait diminuer la probabilité de succès. L'achat du module photovoltaïque auprès d'un autre canal augmente la probabilité de succès mais (en raison de prix d'achat plus élevés) diminue la récompense nette en cas de succès. En raison des différences dans les coûts unitaires de production d'électricité (dus par exemple aux niveaux de rayonnement solaire spécifiques au site), les optima individuels sont susceptibles de différer entre les projets photovoltaïques dans la réalité. Pour introduire une telle hétérogénéité dans nos simulations, nous suivons Bichler et al. (2020)³⁹ et traitons les coûts unitaires des différents soumissionnaires de manière stochastique, nous combinons des données sur les emplacements des projets passés avec des données sur les conditions régionales de production en Allemagne (voir la sous-section suivante). De même, les écarts entre les capacités de production des différents projets sont modélisés de manière stochastique sur la base des informations tirées des enchères passées.

Pour simuler les résultats concrets des enchères, nous appliquons une approche itérative. Elle consiste d'abord à calculer à plusieurs reprises les niveaux optimaux des offres et les décisions d'achat de

³⁸ Federico, G. et Rahman, D. (2003). Bidding in an electricity pay-as-bid auction. *Journal of Regulatory Economics*, 24(2), 175-211.

³⁹ Bichler, M., Grimm, V., Kretschmer, S. et Sutterer, P. (2020). Market design for renewable energy auctions : An analysis of alternative auction formats. *Energy Economics*, 92, 104904.

modules photovoltaïques⁴⁰ pour différentes répartitions des coûts unitaires et des capacités de projet entre les soumissionnaires. Les distributions d'offres marginales qui en résultent sont utilisées pour mettre à jour la fonction des probabilités de succès. Cette fonction mise à jour, à son tour, est utilisée comme entrée pour la prochaine série de calculs répétés des niveaux d'offres optimaux et des décisions d'achat. Le processus est poursuivi jusqu'à ce qu'il y ait convergence, c'est-à-dire que les probabilités de succès supposées et obtenues se rapprochent l'une de l'autre et que la fonction de probabilité ne soit plus sujette à des changements mesurables.⁴¹

Enfin, les distributions des résultats des enchères sont analysées en fonction de plusieurs caractéristiques : les niveaux moyens des offres gagnantes, les coûts associés de la production d'électricité et la demande totale de modules photovoltaïques obtenus à partir de la source alternative. De cette manière, les simulations donnent une impression de l'efficacité des critères de résilience pour les objectifs de diversification de l'UE, ainsi que de leurs coûts sous la forme de subventions plus élevées pour les producteurs d'électricité.

5.3.2 Données

Pour simuler les enchères allemandes de soutien au photovoltaïque au sol, nous nous appuyons sur plusieurs sources de données. Tout d'abord, nous utilisons un rapport de l'Agence fédérale allemande des réseaux sur les résultats des ventes aux enchères passées.⁴² La distribution des capacités des projets est spécifiée sur la base des informations disponibles sur les capacités minimales, maximales et médianes des enchères de 2023. Comme type de distribution, nous avons choisi une distribution PERT, qui s'avère être une bonne approximation de la distribution des tailles dans le monde réel. En outre, le rapport comprend des informations sur le nombre d'offres soumises par État fédéral. Suivant l'approche de Bichler et al. (2020), nous utilisons ces chiffres pour fixer les parts des projets des différents États fédéraux dans nos enchères simulées. Par rapport aux chiffres indiqués pour 2023, le nombre total de projets est ajusté à la hausse sur la base du pourcentage d'augmentation des capacités mises aux enchères dans le temps prévu par la loi sur les énergies renouvelables (EGG - Erneuerbare-Energien-Gesetz en allemand)⁴³.

Les estimations des coûts par kWh d'électricité produite - les "Levelized Costs of Electricity" (LCOE) - sont dérivées d'autres sources. Les différences dans les conditions de production régionales sont modélisées par des facteurs de capacité spécifiques à la région, c'est-à-dire le rapport entre la production annuelle d'électricité attendue et la capacité installée. La base de données ENSPRESO du Centre commun de recherche (CCR) de la Commission européenne fournit des estimations des facteurs de capacité pour les centrales photovoltaïques au niveau des régions NUTS-2 (Nomenclature des unités territoriales statistiques) de l'UE⁴⁴. Celles-ci sont utilisées pour spécifier la gamme des facteurs de capacité au niveau des États fédéraux, en définissant les valeurs minimales et maximales des régions

⁴⁰ Comme les fonctions des probabilités de succès ne sont pas différentiables, les décisions optimales sont déterminées numériquement.

⁴¹ Nous supposons donc que chaque soumissionnaire connaît les coûts de production et les probabilités de participation des producteurs photovoltaïques dans les différentes régions allemandes, mais pas la composition de ses concurrents dans l'enchère en question.

⁴² Agence fédérale des réseaux (2024). [Statistiken : Solaranlagen Freiflächen-Ausschreibungen](#).

⁴³ EEG (2023). Loi pour l'exploitation d'énergies renouvelables (Erneuerbare-Energien-Gesetz).

⁴⁴ CCR (2023b). ENSPRESO - une base de données ouverte, transparente et cohérente des potentiels énergétiques éoliens, solaires et de la biomasse, à l'échelle de l'UE-28. [ENSPRESO - SOLAIRE - Ensemble de données PV et CSP](#). Centre commun de recherche de l'Union européenne.

NUTS-2 au sein de chaque État fédéral en tant que limites des distributions uniformes spécifiques à l'État.

Pour étudier l'influence spécifique des coûts des modules, les dépenses d'investissement (CAPEX) par MW de capacité installée ont été divisées en deux parties. La première partie est constituée des coûts de fabrication des modules photovoltaïques. Nous distinguons les performances en matière de coûts d'un producteur dominant et d'un producteur alternatif. Pour ce faire, nous nous appuyons sur les estimations du projet Libertas (voir la graphique 4 dans la sous-section 5.2). Les coûts unitaires du producteur dominant sont définis par la fourchette d'estimations pour la Chine, reflétant la situation actuelle du marché (voir ci-dessus). Plus précisément, nous considérons les estimations minimales et maximales des coûts par MW communiquées par Libertas pour les trois technologies de modules étudiées comme les limites d'une distribution uniforme, reflétant ainsi l'hétérogénéité des coûts induite par la technologie. La distribution des coûts du producteur alternatif est définie par les estimations minimales et maximales communiquées par Libertas pour l'UE, ce qui nous permet d'évaluer les chances d'un effet de croissance sur la production européenne⁴⁵.

Le reste des CAPEX - y compris les coûts des onduleurs, de l'installation, de la connexion au réseau et des autorisations - est obtenu à partir d'estimations des coûts totaux d'installation de systèmes photovoltaïques à grande échelle en Allemagne, tirées d'un rapport de marché actuel du Fraunhofer ISE⁴⁶, en soustrayant la partie des coûts des modules⁴⁷. L'estimation des dépenses opérationnelles (OPEX) - y compris les travaux d'inspection et de réparation - provient de Fraunhofer ISE (2021)⁴⁸. Pour obtenir les coûts annuels par MW installé, les CAPEX sont annualisés en supposant une durée de vie de la centrale de 20 ans et un taux d'actualisation annuel de 6 %. La conversion de ces coûts en appliquant des facteurs de capacité individuels permet d'obtenir des estimations spécifiques au projet des coûts de production par kWh. Les variations dans les enchères simulées sont donc dues à trois facteurs : les différences dans les volumes de capacité, les facteurs de capacité et les coûts des modules entre les projets.

Pour modéliser l'évolution du LCOE dans le temps, plusieurs hypothèses sont formulées. La baisse future des coûts des modules chinois est considérée comme exogène, en supposant que le système d'enchères allemand n'a pas d'impact significatif sur le potentiel de vente mondial des producteurs chinois. Nous supposons une baisse annuelle des coûts de fabrication des modules photovoltaïques de la filière d'approvisionnement existante sur la base des prévisions faites par VDMA/ITRPV (2023) pour la période 2023-2033⁴⁹. De même, la baisse annuelle des dépenses résiduelles en capital est calibrée sur la base des prévisions de la même source. La baisse du coût de l'assemblage des modules en Allemagne est traitée de manière endogène, ce qui permet d'évaluer les effets dynamiques sur les coûts de l'introduction de critères de résilience dans le régime d'aide allemand. Conformément à une procédure standard, cette baisse est paramétrée au moyen d'un taux d'apprentissage, indiquant le pourcentage de baisse des coûts à chaque doublement des volumes de production cumulés de

⁴⁵ Cela ne signifie pas que nous favorisons des critères de résilience sous la forme d'exigences en matière de contenu local. Cela reflète plutôt l'idée qu'en raison de la capacité de production limitée en dehors de la Chine, toute stratégie de diversification à court terme devra s'appuyer fortement sur la production nationale.

⁴⁶ Voir Fraunhofer ISE (2024).

⁴⁷ Comme nous nous concentrons sur les tendances des coûts à long terme, l'impact des fluctuations à court terme des prix des ressources, en particulier du silicium, n'est pas pris en compte dans notre configuration.

⁴⁸ Fraunhofer ISE (2021). Coût nivelé de l'électricité des technologies d'énergie renouvelable. Institut Fraunhofer des systèmes d'énergie solaire.

⁴⁹ Voir VDMA (2023).

modules photovoltaïques au fil du temps. Pour une moyenne des technologies de modules, Fraunhofer ISE (2024) estime un taux d'apprentissage à long terme de 24,9 %⁵⁰. Cette valeur reflète l'influence d'un large éventail de facteurs tels que les perturbations technologiques, l'apprentissage par la pratique et l'évolution des coûts des ressources. Pour isoler une estimation de l'effet attendu des économies d'échelle pures (dégressivité statique des coûts fixes, apprentissage par la pratique) - des effets imprévisibles de l'innovation, nous nous appuyons sur les travaux de Kavlak et al. (2018)⁵¹. Ils ont estimé que les économies d'échelle statiques et l'apprentissage par la pratique représentaient conjointement environ 30 % de la baisse totale des coûts à long terme des modules photovoltaïques. Appliqué au chiffre du Fraunhofer ISE, cela donne une estimation approximative de 7,5 % pour un taux d'apprentissage lié aux économies d'échelle. Enfin, les volumes de production cumulés passés des producteurs de modules de l'UE ont été dérivés des séries chronologiques de production publiées dans Fraunhofer ISE (2024).

Le tableau 1 résume les choix de paramètres et les sources de données correspondantes.

Tableau 1: Aperçu des paramètres pour l'analyse de simulation

Paramètres	Valeur	Source
Général		
Taux d'actualisation annuel	6 %	Fraunhofer ISE (2021)
Coûts de la production d'électricité (PV à l'échelle industrielle)		
Installations photovoltaïques : Durée de vie	25 ans	Fraunhofer ISE (2021)
Centrales photovoltaïques : CAPEX	573,180 EUR/MW	Fraunhofer ISE (2021;2024)
Centrales photovoltaïques : OPEX (O&M)	13,300 EUR/MW/an	Fraunhofer ISE (2024)
Centrales photovoltaïques : Facteurs de capacité	spécifique à une région	CCR (2023b)
Coûts Production de modules photovoltaïques		
Chine : Assemblage final des modules	62,790 EUR - 69,160 EUR	ETIP (2024) ; converti en euros (0,91 EUR/USD)
UE : Assemblage final du module	100 100 EUR - 113 750 EUR	ETIP (2024) ; converti en euros (0,91 EUR/USD)
Chine : Chaîne d'approvisionnement complète	145 600 EUR - 172 900 EUR	ETIP (2024) ; converti en euros (0,91 EUR/USD)
UE : Chaîne d'approvisionnement complète	221 130 EUR - 277 550 EUR	ETIP (2024) ; converti en euros (0,91 EUR/USD)
Taux d'apprentissage annuel (lié à l'échelle)	7.5 %	Fraunhofer ISE (2024) ; Kavlak et al. (2018)
Marché mondial des modules photovoltaïques		
Baisse annuelle des prix	3 %	VDMA (2023)
Volume de production cumulé Europe	30 MW	Fraunhofer ISE (2024) ; agrégation propre
Conception d'enchères de soutien au photovoltaïque		
Volume annuel	9 900 MW	EEG (2023)
Allocation	Paiement par appel d'offres	EEG (2023)
Modus	A simple tour	EEG (2023)

Source : illustration personnelle

5.3.3 Scénarios

Nos simulations comparent deux scénarios, qui se distinguent par la portée verticale de la prime de résilience. Dans le scénario "*assemblage de modules nationaux*", une prime de résilience est accordée

⁵⁰ Voir Fraunhofer ISE (2024).

⁵¹ Kavlak, G., McNerney, J. et Trancik, J. E. (2018). Évaluation des causes de la réduction des coûts des modules photovoltaïques. Energy policy, 123, 700-710.

si les modules photovoltaïques utilisés par une centrale photovoltaïque sont assemblés dans le pays. La majoration du CAPEX de l'usine photovoltaïque due à la production du module dans le pays plutôt qu'en Chine est spécifiée comme la différence de coût en pourcentage entre l'assemblage de modules dans l'UE et en Chine, publiée dans l'ETIP (2024). Dans le scénario "*production nationale intégrée*", une prime de résilience n'est accordée que si l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, de la transformation des matières premières à l'assemblage des modules, est transféré dans le pays d'origine. En conséquence, la majoration des dépenses d'investissement dans les centrales photovoltaïques résultant de la production de tous les composants dans le pays plutôt qu'en Chine est définie comme la différence en pourcentage entre les estimations des coûts totaux des chaînes d'approvisionnement basées dans l'UE et en Chine publiées dans l'ETIP (2024) :

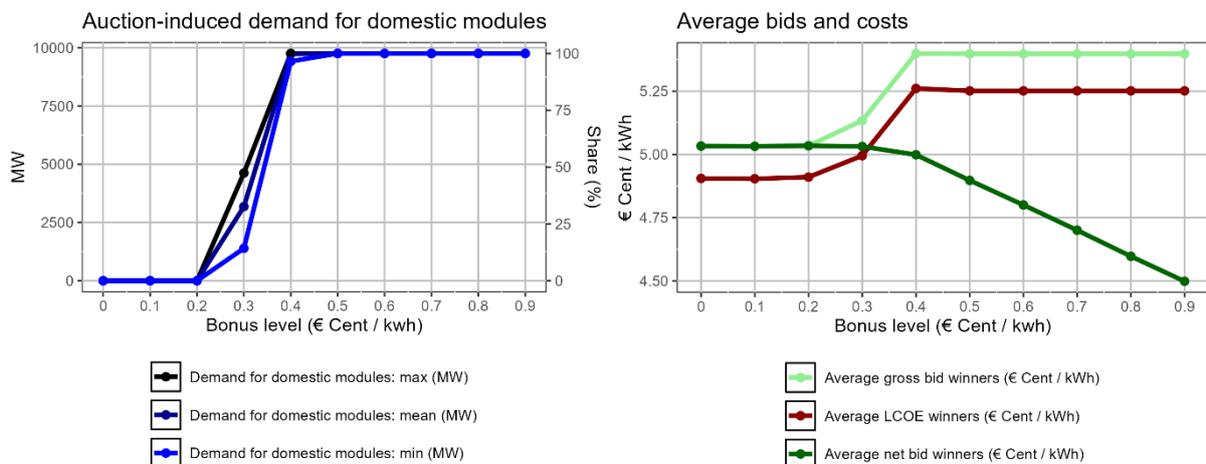
Les deux scénarios sont d'abord comparés en ce qui concerne leur réactivité par rapport à l'ampleur d'une prime de résilience au cours de sa période d'introduction (par hypothèse : l'année 2025). Ensuite, nous analysons l'impact d'une prime de résilience dans le temps, en simulant une période de 15 ans (années 2025-2039).

5.3.4 Résultats

Avant d'analyser l'impact du système d'enchères ajusté sur la dynamique des coûts, nous examinons le rôle du niveau de prime choisi lors de la mise en place du système. En commençant par le scénario "*assemblage de modules domestiques*", le graphique 5 présente les résultats simulés des enchères au cours de la première période d'enchères pour différents niveaux de primes. En raison de l'interdépendance stratégique et du comportement rationnel des participants aux enchères, l'influence est fortement non linéaire. Pour des niveaux de bonus inférieurs à 0,3 €/Cent/kWh, le système de bonus s'avère inefficace : aucun participant aux enchères n'opte pour des modules européens. La prime est tout simplement insuffisante pour compenser l'écart de coût entre les modules photovoltaïques chinois et européens.

Cette situation change radicalement avec des niveaux légèrement plus élevés. Tout d'abord, les soumissionnaires dont le LCOE est proche de l'offre marginale moyenne opteront pour des modules européens. Leurs probabilités de réussite sont les plus sensibles au bonus offert. Ils sont donc les premiers à être prêts à payer un montant supplémentaire pour les modules afin de réduire leur offre nette. Avec des niveaux de primes plus élevés, cette tendance s'étend aux soumissionnaires dont le LCOE est plus faible. La raison en est la pression concurrentielle plus forte causée par des niveaux de primes plus élevés. Le nombre de soumissionnaires ayant un LCOE moyen et cherchant à réduire leur offre nette grâce à la prime de résilience exerce une pression à la baisse sur la distribution des offres marginales. Cela réduit les probabilités de succès des soumissionnaires les plus efficaces, les incitant à opter également pour des modules européens. Par conséquent, nos simulations prévoient que, pour des niveaux de prime de 0,4 centime d'euro/kWh, tous les soumissionnaires retenus opteront pour des modules européens. Ainsi, l'interaction stratégique peut induire un "effet domino", ce qui signifie que des changements déjà minimes dans la prime de résilience accordée peuvent avoir des conséquences radicales.

Graphique 5: Sensibilité de la demande de modules et des prix de l'offre (scénario : "assemblage domestique de modules")



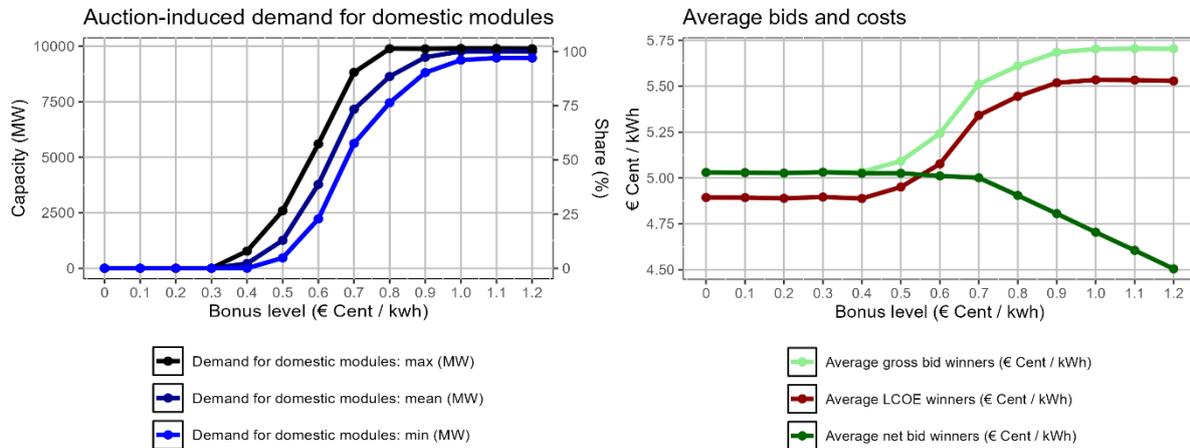
Source : calculs personnels

Ce mécanisme se reflète également dans la distribution des offres brutes et nettes moyennes des gagnants des enchères (graphique de droite de la graphique 5). En l'absence d'un système de primes efficace, les offres moyennes couvrent le LCOE des modules chinois plus une certaine marge résultant du comportement stratégique des soumissionnaires. Les soumissionnaires les plus efficaces peuvent se permettre d'exiger des marges élevées sans réduire leur probabilité de succès, car aucun des soumissionnaires moins efficaces ne sera disposé à faire une offre inférieure à son LCOE élevé. Pour les niveaux de primes supérieurs à 0,2 € Cent/kWh, les soumissionnaires optent pour des modules européens. Il en résulte une division des offres brutes et nettes. Les offres brutes moyennes augmentent pour couvrir l'augmentation du LCOE causée par l'achat de modules européens. Avec un plus grand nombre de soumissionnaires recevant le bonus de résilience, la pression concurrentielle sur les offres marginales augmente. Par conséquent, à des niveaux de bonus suffisamment élevés pour inciter chaque soumissionnaire à choisir des modules européens (dans ce cas : 0,4 € Cent/kWh), toute augmentation supplémentaire du bonus n'entraîne qu'une baisse équivalente des offres nettes. À partir de ce moment, les offres brutes restent donc inchangées. Dans l'ensemble, les gains nets moyens pour les gagnants ne sont pas affectés de manière significative par le système de primes. Par conséquent, une prime de résilience permet aux promoteurs de projets photovoltaïques de répercuter les coûts plus élevés des modules, même dans les conditions d'une vente aux enchères avec paiement à l'offre.

Les résultats de la simulation pour le scénario "production domestique intégrée" montrent une image qualitativement similaire (voir graphique 6). Dans ce cas, l'impact du système de primes ne commence à se faire sentir qu'à des niveaux de primes plus élevés, en raison de l'écart de coût plus important résultant de la production de tous les composants en Europe. Pour la même raison, le régime a également un effet plus important sur les offres brutes moyennes que dans le scénario "assemblage national de modules". En outre, le spectre des niveaux de primes pour lesquels seule une fraction des gagnants choisit des modules européens est plus large. Cela s'explique par la plus grande variance des coûts totaux des modules, conséquence de l'incertitude des coûts aux différents stades de la production nationale de modules. Bien que la sensibilité aux niveaux de primes ne soit pas exactement aussi extrême que dans le scénario "assemblage de modules nationaux", ce scénario confirme les

caractéristiques qualitatives notées ci-dessus : la possibilité d'un "effet domino" dans l'investissement dans les modules et une baisse des offres nettes en raison de la pression concurrentielle.

Graphique 6: Sensibilité de la demande de modules et des prix de l'offre (scénario : "production domestique intégrée")

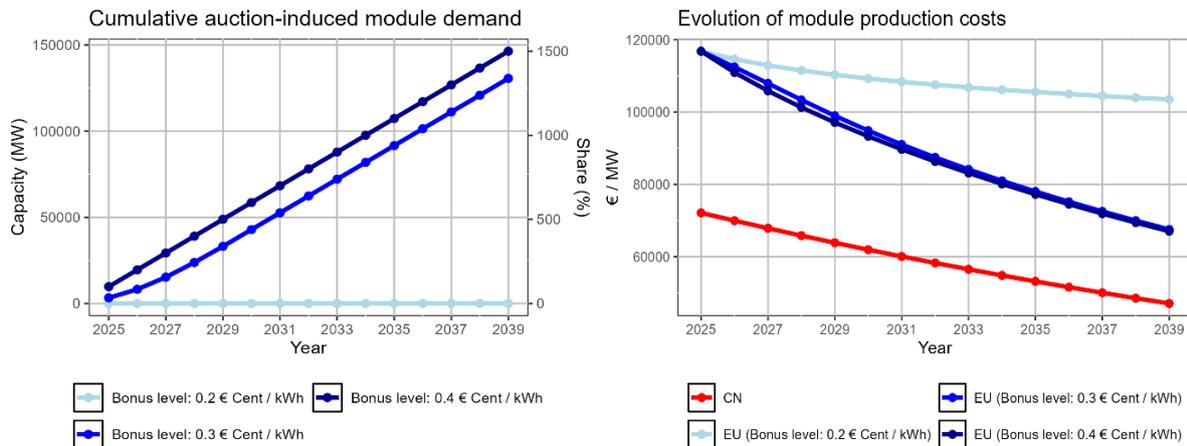


Source : calculs personnels

En réalité, on ne peut pas s'attendre à ce qu'un tel système de primes fonctionne aussi bien dès sa phase d'introduction. Les investisseurs dans les projets photovoltaïques devront recueillir les informations supplémentaires nécessaires sur le marché. Ils devront également se familiariser avec la complexité accrue de la prise de décision et son impact sur la logique de l'appel d'offres. Toutefois, à moyen terme, en supposant que les soumissionnaires soient réceptifs, l'expérience accumulée en matière d'appels d'offres devrait permettre à des appels d'offres bien conçus et compétitifs de converger vers les caractéristiques démontrées par nos simulations.

Pour évaluer les implications d'un tel système de primes sur les coûts à long terme, la graphique 7 présente, pour le scénario "assemblage de modules nationaux", l'évolution des coûts des modules photovoltaïques européens au fil du temps, en comparant différents niveaux de primes. Avec un niveau de prime de seulement 0,2 centime d'euro/kWh, le système de prime devrait être inefficace tout au long de la période d'observation. Il n'entraîne pas de demande supplémentaire pour les modules nationaux et ne contribue donc pas à réduire l'écart de coût par rapport aux modules chinois grâce aux économies d'échelle. À un niveau de 0,3 €Cent/kWh, la dynamique est déjà remarquablement différente. L'impulsion de la demande créée au cours de la période initiale induit une baisse plus marquée des coûts pour les modules nationaux, ce qui, au cours des périodes suivantes, augmente l'attrait de la prime de résilience et contribue ainsi à une expansion progressive de la demande de modules nationaux. En 2030, cela conduit tous les soumissionnaires à opter pour des modules nationaux. À un niveau de 0,4 centime d'euro/kWh, cela se produit déjà instantanément, ce qui implique une dynamique des coûts encore plus forte au cours des périodes antérieures.

Graphique 7: Évolution des coûts de production des modules et de la demande de modules nationaux



Source : calculs personnels

Quoi qu'il en soit, le soutien à la montée en puissance de la production nationale de modules a un coût pour la société. Malgré l'accélération de la baisse des prix des modules, les modules nationaux resteront le choix le plus coûteux à moyen terme. Du point de vue des contribuables, cela implique des coûts de soutien plus élevés pour l'électricité photovoltaïque par kWh. Toutefois, grâce à l'effet de concurrence évoqué plus haut, ces "coûts de résilience" peuvent effectivement être limités.

En même temps, il ne faut pas s'attendre à un effet immédiat sur les prix de gros de l'électricité. À partir du moment où le système photovoltaïque commence à fonctionner, les coûts de résilience sont irrécupérables et n'ont aucun impact sur les coûts marginaux (proches de zéro) de production de l'électricité. Ils n'affectent donc pas l'ordre de mérite sur les marchés de gros de l'électricité. Par conséquent, la répartition des coûts de soutien supplémentaires est exclusivement déterminée par le mécanisme de financement. Si le financement est assuré par le budget général de l'État, comme c'est actuellement le cas en Allemagne, les coûts sont supportés par l'ensemble des contribuables. Rapportés à la consommation totale d'électricité, les coûts de résilience des modules photovoltaïques semblent plutôt modestes. En supposant une prime de résilience de 1 € Ct par offre et une consommation annuelle d'électricité en Allemagne au même niveau qu'en 2023, les coûts annuels de résilience pour 2025 sont estimés à 0,007 € Ct / kWh d'électricité totale consommée pour le scénario "assemblage domestique de modules" et à 0,012 € Ct / kWh d'électricité totale consommée pour le scénario "production domestique intégrée"⁵². En termes absolus, cela impliquerait des coûts de soutien supplémentaire de l'ordre de 36,8 millions à 60 millions d'euros par an. Au fil du temps, avec la promotion de nouvelles centrales photovoltaïques, les coûts annuels vont augmenter. Toutefois, en raison de l'effet d'échelle qui réduit les coûts, le soutien accordé à chaque nouvelle installation diminuera avec le temps, ce qui limitera l'augmentation des coûts de résilience totaux.

⁵² En Allemagne, la consommation annuelle totale d'électricité en 2023 s'élevait à environ 525 TWh. Avec un facteur de capacité moyen d'environ 0,11, le potentiel de production annuel attendu (1 an = 8460 heures) de la capacité PV de 9 900 MW couverte par la vente aux enchères de soutien s'élevait à environ 9,54 TWh, soit environ 1,8 % de la consommation totale. D'après nos résultats de simulation, la prime de résilience devrait entraîner une augmentation des offres brutes moyennes de 0,37 € Ct / kWh (scénario : assemblage domestique de modules) ou de 0,67 € Ct / kWh (scénario : production domestique intégrée). En appliquant la part de 1,8 % à ces chiffres, on obtient les estimations rapportées.

Enfin, les résultats doivent être examinés à la lumière des hypothèses fondées sur les données. Tout d'abord, en raison de l'absence de données détaillées sur le marché, nous n'avons pas été en mesure de modéliser explicitement les marchés mondiaux des modules photovoltaïques et de leurs composants, et nous avons supposé que l'offre de modules réagissait pleinement aux variations de la demande. En réalité, des retards dans l'expansion des capacités et d'autres frictions sur le marché pourraient signifier que les producteurs nationaux de modules ne seront pas en mesure de répondre instantanément à la demande supplémentaire causée par les critères de résilience. Il pourrait en résulter une pénurie physique et/ou des marges plus élevées pour les producteurs de modules, ce qui augmenterait le coût de l'introduction des critères de résilience. Deuxièmement, en tant que source de diminution du coût par MW de capacité de module, seules les améliorations progressives par la mise à l'échelle ont été prises en compte, et non l'innovation perturbatrice. Cela nécessiterait un modèle élargi intégrant l'impact des critères de résilience sur les incitations à investir dans la R&D. Enfin, notre scénario est limité dans le sens où nous ne prenons en compte que l'Allemagne et uniquement les installations photovoltaïques au sol à l'échelle industrielle.

6 Recommandations politiques

Pour réussir la décarbonisation, il faut surveiller les risques liés à l'approvisionnement. La forte dépendance de l'UE à l'égard des importations de certaines technologies clés à zéro émission en provenance de pays fournisseurs uniques expose les chaînes d'approvisionnement climatiquement neutres de l'avenir à des risques élevés en matière de politique commerciale. Les aides traditionnelles à l'investissement ne suffiront pas à elles seules à réduire ces risques. Pour créer des incitations suffisantes à investir dans des capacités de production alternatives, il faut des perspectives de vente claires et, au moins temporairement, une compensation pour les désavantages actuels en termes de coûts. La segmentation du marché basée sur des critères de résilience peut donner l'impulsion nécessaire à la demande.

Les systèmes d'appel d'offres dans le domaine des marchés publics et le soutien aux énergies renouvelables constituent des domaines d'application idéaux. L'inclusion de critères de résilience en tant que critères d'attribution supplémentaires (à côté du prix de l'offre) dans les procédures d'appel d'offres permet une pondération judicieuse des coûts associés aux canaux d'approvisionnement alternatifs. Par rapport aux obligations d'achat interventionnistes, cela réduit les risques liés au coût social de l'instrument. À long terme, les critères de résilience peuvent également contribuer à renforcer la compétitivité des prix des canaux d'approvisionnement alternatifs grâce à des économies d'échelle.

Dans le même temps, les effets secondaires sur les incitations à investir dans la transformation du système énergétique doivent être soigneusement vérifiés. C'est pourquoi le financement du bien public "résilience" doit être suffisamment diversifié. Une répartition unilatérale des coûts sociétaux des critères de résilience pourrait ralentir la transformation verte, soit en limitant la marge de manœuvre budgétaire, soit en réduisant les incitations privées à investir dans des installations d'énergie renouvelable. En outre, la compatibilité avec la législation actuelle de l'OMC doit être assurée, notamment pour ne pas affaiblir la crédibilité et la position stratégique de l'Europe dans les négociations commerciales. Enfin, l'interaction des critères de résilience avec d'autres instruments de la politique de transformation doit être soigneusement étudiée, ce qui nécessite une stratégie globale. Dans ce contexte, nous formulons les recommandations concrètes suivantes :

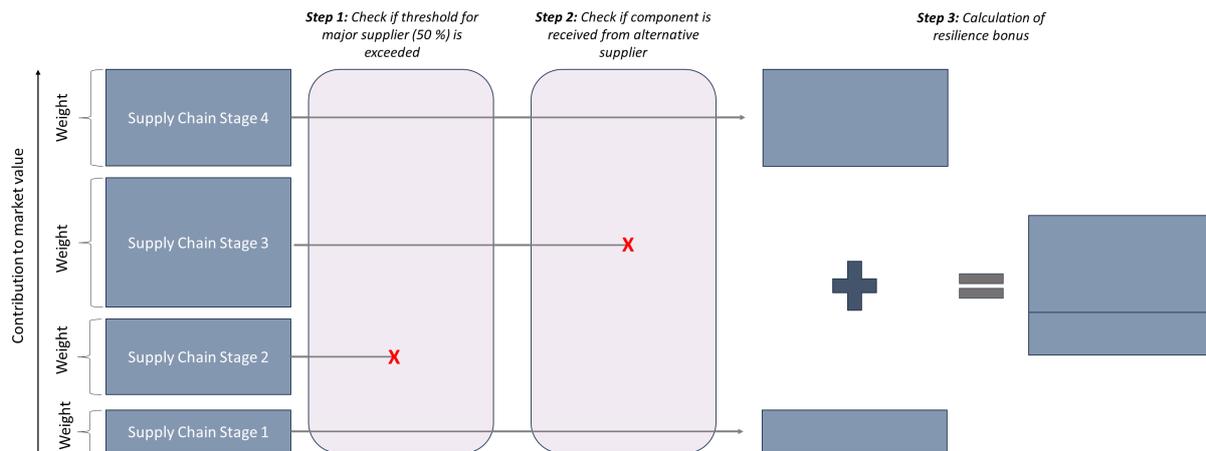
1. Application des critères de résilience comme critères de bonus ciblés dans les appels d'offres

Pour réduire les risques d'asymétrie des coûts et orienter correctement les incitations économiques, nous proposons de mettre en œuvre les critères de résilience en tant que critères de prime ciblés dans les systèmes d'appel d'offres. Cela signifie que les critères de résilience devraient exclusivement prendre la forme de critères d'attribution, afin d'offrir une flexibilité suffisante aux soumissionnaires (voir la discussion dans la sous-section 4.3). Contrairement aux conditions définies par le NZIA (voir section 2), nous proposons un système verticalement différencié : une décision distincte sur l'application des critères de résilience devrait être prise pour chaque composant principal d'une technologie nette zéro (au lieu de simplement pour les composants principaux dans leur ensemble). Cette décision devrait être basée sur le degré de dépendance des importations à l'échelle de l'UE vis-à-vis d'un seul pays fournisseur pour le composant spécifique, en appliquant la part maximale de 50 % prévue dans le NZIA comme seuil.

Dans ce système, le calcul d'une prime potentielle se fait en trois étapes. Tout d'abord, le degré de dépendance est évalué pour chaque composant principal des technologies zéro-net utilisées pour fournir le service soumissionné. Deuxièmement, pour les composants pour lesquels les conditions d'application du critère de résilience sont remplies, les soumissionnaires peuvent demander une prime de résilience en apportant la preuve que les composants proviennent d'un pays (de l'UE ou non) autre que le fournisseur dominant. Troisièmement, la prime de résilience totale accordée à un soumissionnaire est calculée comme une somme pondérée des primes accordées aux différents composants, avec les parts de valeur des composants comme pondérations. De cette manière, les écarts dans la pertinence économique des composants sont pris en compte de manière ciblée.

L'unité de mesure utilisée pour calculer le bonus dépend nécessairement du service. Dans le cas des ventes aux enchères de soutien aux énergies renouvelables, elle pourrait prendre la forme d'une remise sur l'offre en Cent / kWh, comme illustré dans notre étude de cas. Dans le cas des marchés publics, une règle générale intuitive pourrait être l'application d'un pourcentage de réduction sur le prix de l'offre, ou, comme l'implique ` , une pondération relative de tous les critères dans un système d'évaluation basé sur des points. En tout état de cause, les conséquences de principes de calcul spécifiques doivent être testées de manière approfondie par le biais d'expériences scientifiques et d'enchères test à l'échelle de l'UE. Si la mise en œuvre est réussie, la Commission devrait faire pression pour que les États membres l'appliquent de manière homogène.

Graphique 8: Proposition d'un critère de résilience différencié verticalement



Source : illustration personnelle

2. Promotion de conditions-cadres favorables à l'industrie manufacturière nationale

Si des critères de résilience bien conçus peuvent exercer une forte attraction sur la demande, il est peu probable qu'ils compensent entièrement les désavantages structurels en matière de coûts et les goulets d'étranglement en matière de ressources auxquels l'Europe est confrontée en tant que site de production. Dans le pire des cas, un manque de ressources contrecarre l'effet d'attraction incitatif. Pour combler ces lacunes, il faudra continuer à coordonner les efforts et à vouloir regrouper et concentrer les ressources existantes. Tout d'abord, les exigences de priorisation des projets stratégiques nets zéro établies par le NZIA doivent être pleinement mises en œuvre par les États membres. Cela nécessite la mise à disposition de ressources administratives suffisantes pour l'organisation de guichets uniques et l'accélération des procédures d'approbation. Les goulets d'étranglement menaçants en matière de compétences doivent être traités conjointement par le biais d'une coopération dans le développement de programmes de master communs, l'exploitation de centres de formation spécialisés et des campagnes visant à attirer les talents mondiaux. Afin d'exploiter les potentiels de spécialisation existants dans les technologies zéro-net pour les régions disposant d'un environnement industriel adéquat mais d'une faible dynamique d'investissement, l'UE devrait fournir à ces régions un soutien ciblé dans la modernisation de leur infrastructure publique (matérielle et non matérielle). En particulier, l'émergence d'usines efficaces à grande échelle devrait être soutenue. À cette fin, les objectifs stratégiques fixés pour l'allocation des fonds du Fonds européen de développement régional (FEDER) et du Fonds de cohésion de l'UE devraient être complétés par des objectifs spécifiques pour le financement des infrastructures dans les vallées d'accélération nettes zéro⁵³. Combinées, ces mesures pourraient exercer une pression significative sur l'offre, complétant ainsi l'effet de demande des critères de résilience.

3. Soutien supplémentaire à la recherche en matière d'innovation révolutionnaire pour les technologies zéro-net

Pour éviter tout effet négatif indésirable sur les incitations à investir dans l'innovation révolutionnaire dans les technologies zéro-net, l'introduction de critères de résilience devrait s'accompagner d'une intensification des efforts visant à renforcer les capacités d'innovation de l'Europe. À cette fin, les

⁵³ Wolf, A. (2024). Net-Zero Industry Valleys in Europe. cepStudy No. 5/2024.

canaux de financement existants au niveau de l'UE et des États membres devraient être rationalisés en établissant des priorités de financement stratégiques communes. Celles-ci ne devraient pas se limiter au soutien du développement et des essais en laboratoire, mais devraient inclure les premières étapes de la commercialisation. Les programmes de financement devraient être coordonnés avec le financement des technologies en aval par la plateforme STEP. Dans le cadre du financement des initiatives de recherche, l'accent devrait être mis sur les consortiums qui présentent un degré élevé d'intégration de la chaîne de valeur et une ouverture aux parties prenantes de différents types d'institutions (par exemple, les entreprises privées, les universités, les centres de recherche). En outre, les partenariats technologiques avec des pays tiers à fort potentiel de recherche devraient être renforcés et stabilisés grâce à un accès réciproque aux programmes publics de soutien à la R&D.

4. Stimulation de la demande privée par des "contrats de résilience pour la différence".

Outre l'augmentation de la demande par le biais d'appels d'offres publics, des instruments supplémentaires visant à renforcer la demande privée devraient également être envisagés. L'alignement sur les objectifs d'efficacité doit également être une exigence, en particulier pour les industries nationales en aval confrontées à une forte concurrence internationale. Un nouvel instrument approprié à cet effet pourrait être les "contrats de résilience pour différence", un analogue des contrats de carbone pour différence déjà mis en œuvre. Dans ce modèle, les producteurs nationaux de technologies zéro-net concluraient des contrats d'approvisionnement à long terme avec des clients nationaux à un prix de marché équitable par unité fournie. La différence entre les coûts unitaires initialement élevés des nouveaux producteurs nationaux et le niveau des prix du marché serait partiellement couverte par des subventions publiques aux producteurs. La subvention devrait être continuellement réduite sur une trajectoire définie ex ante, afin de tenir compte des avantages futurs attendus en termes d'échelle et de maintenir les incitations à l'amélioration de l'efficacité.

7 Conclusion

À un moment de vulnérabilité particulière - la transformation du stock de capital industriel vers une production climatiquement neutre - l'UE est confrontée à une course mondiale aux subventions pour les technologies critiques. En particulier, l'Europe, en tant que site de production, n'a que peu de moyens de contrer les capacités de planification et d'expansion de la stratégie industrielle chinoise. Cette situation risque de consolider de manière permanente les dépendances actuelles à l'égard des importations pour les technologies clés à zéro émission, avec des conséquences potentiellement graves pour la force d'innovation. L'Europe est donc confrontée au défi de maintenir sa souveraineté technologique dans des domaines critiques sans trahir son identité façonnée par les principes de la concurrence interne et du libre-échange international. Outre une coopération accrue avec des partenaires partageant les mêmes idées, cela nécessitera des instruments politiques innovants et intelligents.

Cet Input du cep analyse les exigences de conception et les impacts d'un nouvel instrument de soutien basé sur la demande, l'introduction de critères de résilience dans les marchés publics et les enchères de soutien aux énergies renouvelables. Il soutient qu'en stimulant la demande, ces critères peuvent être un moyen efficace de diversifier les canaux d'approvisionnement existants pour les technologies net zéro à court terme. À moyen terme, en exploitant les effets d'échelle, ils peuvent contribuer à réduire les désavantages structurels en matière de coûts par rapport aux concurrents. Dans le même temps, cependant, les risques liés à ce nouvel instrument doivent être gérés avec soin. Il s'agit en

particulier des risques de nouveaux conflits commerciaux et de charges élevées pour les budgets publics. Dans ce contexte, la définition précise des critères jouera un rôle crucial.

Nous plaidons en faveur d'une spécification axée de manière cohérente sur l'objectif de diversification de l'offre, sans référence au contenu local et sans discrimination à l'égard de certains pays tiers. À cet égard, les exigences spécifiées dans la loi sur l'industrie nette zéro constituent un modèle judicieux. Afin de limiter les risques de conception grâce à la flexibilité et d'initier une concurrence réduisant les coûts, les critères de résilience ne devraient être formulés que comme des critères d'attribution, et non comme des critères de préqualification. Ces critères d'attribution devraient être différenciés verticalement en fonction de l'origine des principaux composants d'une technologie nette zéro, afin de garantir une application ciblée. Dans le calcul de la prime de résilience qui en résulte, les composants individuels devraient être pondérés en fonction de leur valeur marchande.

Avant une mise en œuvre généralisée, il convient d'acquérir une expérience suffisante des effets pratiques par le biais d'expériences scientifiques et de ventes aux enchères expérimentales. Celles-ci devraient, dans la mesure du possible, être coordonnées dans l'ensemble de l'UE afin d'améliorer le partage des connaissances. Pour réduire les risques liés à la conception et améliorer l'efficacité, il est également essentiel d'accompagner un tel instrument axé sur la demande d'incitations complémentaires à l'investissement du côté de l'offre. Cela devrait inclure des efforts conjoints pour surmonter les contraintes liées aux ressources nationales, le développement de grappes industrielles spécialisées pour favoriser l'efficacité des usines à grande échelle et un soutien accru à l'innovation de rupture. Enfin, pour mobiliser la demande privée afin de renforcer la résilience, l'UE devrait envisager des instruments supplémentaires fondés sur le marché pour compenser les désavantages liés aux coûts, idéalement sur la base de l'approche des contrats de différence.

**Auteur :**

Dr. André Wolf

Chef de la division "Technologie, infrastructure et développement industriel"

wolf@cep.eu

Traductrice :

Emma Drouet, Chargée de communication au cep France

drouet@cep.eu

Centrum für Europäische Politik FREIBURG | BERLIN

Kaiser-Joseph-Straße 266 | D-79098 Freiburg

Schiffbauerdamm 40 Räume 4205/06 | D-10117 Berlin

Tél. + 49 761 38693-0

Le **Centrum für Europäische Politik** FREIBURG | BERLIN, le **Centre de Politique Européenne** PARIS, et le **Centro Politiche Europee** ROMA forment ensemble le **réseau des Centres de Politique Européenne** FREIBURG | BERLIN | PARIS | ROMA.

Exempt d'intérêts particuliers et neutre sur le plan politique, le réseau des centres de politique européenne fournit une analyse et une évaluation de la politique de l'Union européenne, dans le but de soutenir l'intégration européenne et de défendre les principes d'un système économique de libre-échange.