

Déployer l'hydrogène pour la décarbonation en Europe : la pertinence des contrats pour la différence

Ines Bouacida (Iddri)

L'hydrogène pourrait jouer un rôle clé pour la décarbonation de certains segments de l'industrie et du transport de longue distance en Europe. Néanmoins, les technologies associées sont en grande partie à un stade précoce de déploiement et peu compétitives par rapport aux alternatives fossiles, et l'hydrogène utilisé est majoritairement fossile. Il semble donc incontournable de mettre en place des politiques publiques visant à encourager le déploiement et la baisse de coûts de certaines technologies. En particulier, l'Union européenne et ses États membres ont récemment réaffirmé leur intention de mettre en œuvre des contrats pour la différence (selon l'acronyme anglais CfDs, pour *contracts for difference*) visant à soutenir la production d'hydrogène. Ces contrats passés entre la puissance publique ou un acteur privé et un développeur de projet permettraient d'accélérer la production d'hydrogène, notamment par électrolyse, en finançant de premiers projets à l'échelle commerciale grâce à la garantie d'un niveau de revenus aux producteurs, comme cela a été réalisé pour les énergies renouvelables.

Ce *Document de propositions* définit les CfDs, expose les enjeux de leur développement et propose des principes directeurs pour leur conception, qui peut s'appuyer sur les expériences européennes de déploiement des énergies renouvelables depuis le début des années 2000.

MESSAGES CLÉS

Les investissements dans de nouvelles technologies liées à l'utilisation d'hydrogène sont aujourd'hui nécessaires pour la décarbonation, mais restent risqués car des incertitudes subsistent quant aux revenus des producteurs. Pour encourager leur déploiement rapide, un cadre de soutien public doit être mis en place, comprenant des incitations au développement de la demande dans les secteurs prioritaires (industrie et transport aérien et maritime) et de la production, et fondé sur une définition partagée de l'hydrogène éligible au soutien.

Le soutien à la production d'hydrogène par électrolyse en France *via* des CfDs pourrait rapporter jusqu'à 5 milliards d'euros et coûter jusqu'à 3 milliards d'euros à l'État français d'ici à 2030 selon des scénarios centraux ; ce coût est plus faible qu'avant la hausse des prix de l'énergie. Ces coûts pourraient augmenter significativement en cas de stagnation ou baisse du prix du CO₂, de retour à des prix bas du gaz naturel ou de déploiement plus fort de l'électrolyse.

Côté production, les contrats pour la différence (CfDs) semblent être un outil important pour les acteurs publics européens. Ils peuvent permettre de faire décroître les coûts de production de l'hydrogène en stimulant l'apprentissage technologique en dé-risquant et finançant de premiers projets, mais doivent permettre de sélectionner les technologies importantes pour la décarbonation et de favoriser la commercialisation directe (sans soutien) à terme.

Les CfDs doivent être limités aux technologies de production d'hydrogène compatibles avec une trajectoire vers la neutralité climat, en priorité l'électrolyse. Pour s'assurer que toutes les technologies importantes pour la décarbonation sont développées, ces contrats pourraient prioriser des projets clés pour le déploiement de certaines infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène lié à des usages clés ou certaines technologies encore peu matures.

1. LES CfDs, L'UNE DES BRIQUES DU CADRE DE SOUTIEN PUBLIC A L'HYDROGÈNE

Certaines technologies hydrogène sont déterminantes pour la décarbonation de l'industrie, notamment l'électrolyse pour la production d'hydrogène et la réduction directe du minerai de fer par l'hydrogène pour la fabrication d'acier (Bouacida & Berghmans, 2022 ; IEA, 2019 ; Ueckerdt *et al.*, 2021).

Aujourd'hui, l'électrolyse alcaline et celle par membrane électrolytique polymère (PEM en anglais) sont des technologies assez matures mais peu déployées ; par ailleurs, d'autres technologies d'électrolyse, comme l'électrolyse à oxyde solide (SOEC), sont encore à un stade pré-commercial mais auraient un intérêt pour la décarbonation (IEA, 2023).

Le fait que ces technologies soient peu matures ou peu déployées crée une « surcharge verte », un surcoût par rapport aux alternatives fossiles existantes (principalement le vaporeformage du méthane), ce qui suggère que les acteurs privés n'investiraient pas sans cadre de soutien comblant cet écart. Avec un prix du gaz naturel à des niveaux d'avant crise à 40 €/MWh, l'hydrogène par électrolyse n'est pas compétitif, même s'il bénéficie d'une électricité peu chère à 20 €/MWh, étant donné les coûts des électrolyseurs (Bouacida & Berghmans, 2022).

Cela souligne l'importance d'un soutien financier à la production d'hydrogène pour la décarbonation. L'objectif de telles politiques est, pour les usages existants de l'hydrogène, d'assurer la compétitivité de l'hydrogène par électrolyse renouvelable ou nucléaire par rapport à leur homologue fossile, et, pour les nouveaux usages de l'hydrogène, de stimuler le déploiement de premiers projets commerciaux pour réaliser des économies d'échelle et d'apprentissage au niveau de technologies consommatrices d'hydrogène et encore peu développées.

Comme le suggèrent des travaux existants sur l'hydrogène, mais aussi les leçons tirées de l'expérience du déploiement des énergies renouvelables (EnR), l'ensemble des mécanismes de soutien à l'hydrogène doit combiner des soutiens financiers, qui permettent entre autres de dérisquer les investissements, des incitations à la création de marchés de demande et la définition de standards de marché (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021 ; IRENA, 2021).

1.1. La tarification du carbone, outil important mais insuffisant à ce stade de déploiement

L'un des piliers de la stratégie européenne de décarbonation repose sur le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE), qui limite depuis 2005 les émissions de GES dans la plupart des secteurs de l'industrie énérgo-intensive, leur fixe un coût et permet l'échange de quotas.

Mais cette tarification du carbone est insuffisante pour déclencher les investissements nécessaires dans les filières industrielles difficiles à décarboner, malgré la fin annoncée des

allocations gratuites, la mise en place d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières annoncé en 2022 et la hausse récente des prix du carbone autour de 60-100 €/t CO₂¹.

Le nouveau prix plus élevé des énergies fossiles depuis fin 2021 améliore la compétitivité des projets d'hydrogène par électrolyse (en supposant que l'électricité utilisée ne provient pas du marché) selon les premières analyses (Calthrop, 2022 ; Zheng *et al.*, 2022 ; Sartor & Bataille, 2019).

1.2. La standardisation d'un hydrogène « soutenable »

En termes de standardisation, la définition d'un hydrogène éligible aux soutiens publics fait l'objet de désaccords politiques au niveau européen, notamment quant à l'inclusion ou non d'hydrogène fabriqué à partir de gaz naturel et captage et stockage du CO₂ (CCS) et d'électricité d'origine nucléaire.

Le « paquet gaz », en cours de discussion au niveau européen, pourrait donner une définition de l'hydrogène « bas-carbone » similaire à celle adoptée dans la révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED) qui sera adoptée début 2023, à savoir un hydrogène dont le bilan d'émissions de GES est inférieur à 3,38 kg CO₂/kg H₂, ce qui est aussi cohérent avec le seuil de 3 kg CO₂/kg H₂ adopté dans la taxonomie. Ce seuil a l'avantage de représenter une forte réduction par rapport à l'hydrogène fossile (70 %) ; il pourrait être baissé à l'avenir à mesure que le système électrique européen se décarbone, pour garantir que l'hydrogène produit ait la plus petite empreinte carbone possible. Mais, pour l'instant, l'hydrogène doit aussi être renouvelable pour être comptabilisé dans l'atteinte des objectifs sectoriels de la directive sur les énergies renouvelables (RED), en cours de révision, alors que la taxonomie ne met pas de restriction en termes de méthode de production.

Il est essentiel qu'une définition claire soit choisie dans les textes européens et qu'elle soit exigeante en termes environnementaux pour enclencher les investissements dans les premiers projets d'hydrogène.

1.3. Encourager la demande

Côté demande, la RED propose des quotas d'hydrogène renouvelable dans l'UE dans l'industrie et la mobilité, mais ne prévoit pas de clauses d'élimination (*sunset clauses*) de certaines technologies fossiles, comme l'acier produit à partir de charbon, ou de politiques d'achats publics de produits « verts », qui auraient pu mieux stimuler la demande (Agora Energiewende & Guidehouse, 2021). C'est aussi le cas dans la plupart des États membres.

Même si ces mesures sont importantes pour créer une demande dans les premières phases de déploiement, elles ne diminuent pas la totalité du risque financier encouru par les investisseurs, en partie lié aux coûts d'opération supérieurs pour

¹ Une publication scientifique récente indique que l'hydrogène électrolytique n'est compétitif, sur la période 2020-2025, avec le gaz naturel et les carburants fossiles qu'à partir d'un coût entre 800 et 1 200 €/t CO₂ (Ueckerdt *et al.*, 2021).

de nombreuses technologies bas-carbone utilisant l'hydrogène (e.g., la réduction directe du minerai de fer par l'hydrogène), et à l'incertitude autour des coûts de production de l'hydrogène (e.g., prix de l'électricité pour produire de l'hydrogène, prix du carbone).

Pour une politique de soutien à l'hydrogène efficace, il faut donc des outils complémentaires, notamment par le transfert d'une partie du risque d'investir dans l'hydrogène vers la puissance publique (Pahle & Schweizerhof, 2016). L'UE et plusieurs États membres étudient la mise en œuvre de contrats carbone pour la différence (CCfDs) – à ne pas confondre avec les CfDs –, qui contribuent à diminuer le risque à l'investissement dans les technologies aval de l'hydrogène, par exemple pour l'acier, en garantissant une rémunération liée aux émissions de GES évitées. Ainsi, les industriels fabriquant des produits « verts » issus d'hydrogène par électrolyse reçoivent la différence entre leurs coûts de production et le prix (plus bas) auquel ils vendent leur produit sur le marché, ce qui leur permet d'être compétitifs par rapport à leurs homologues utilisant encore les énergies fossiles. La puissance publique ou des acteurs privés paient la « surcharge verte » du produit issu d'hydrogène par électrolyse (Richstein & Neuhoff, 2022). Ces CCfDs seraient surtout déployés pour la décarbonation de l'industrie, y compris *via* des technologies non liées à l'hydrogène.

En théorie, les CCfDs pourraient aussi être utilisés côté production. Mais un outil considéré par de nombreux États membres est le CfD, un contrat où la puissance publique ou des acheteurs privés fournissent un complément de rémunération aux producteurs d'hydrogène en fonction du volume produit, sous certaines conditions. Par rapport aux CCfDs, fondés sur les émissions évitées, les CfDs permettent de garantir un certain niveau de production. Les producteurs d'hydrogène par électrolyse peuvent ainsi vendre leur hydrogène à un prix concurrençant l'hydrogène fossile. Cela permet de garantir un certain volume de production d'hydrogène et en théorie de faire baisser le coût de l'électrolyse en favorisant l'apprentissage technologique.

Cet instrument a été largement utilisé pour soutenir le déploiement des EnR en Europe, le plus souvent sous la forme d'enchères. Il est généralement reconnu qu'il a été efficace pour réduire le coût des technologies et assurer leur déploiement (European Commission, 2022 ; Mora *et al.*, 2017). Il est essentiel d'étudier les conditions précises de définition des CfDs parce qu'ils sont censés enclencher des investissements industriels à longue durée de vie, mobilisent généralement des volumes de financements publics conséquents, et représentent ainsi l'un des outils principaux du déploiement de l'hydrogène.

2. DÉFINIR DES CfDs, POUR SÉCURISER DES PREMIERS INVESTISSEMENTS

Au niveau européen, la Commission avait annoncé dès sa stratégie hydrogène à l'été 2020 l'importance d'un « *cadre réglementaire favorisant un marché de l'hydrogène liquide et performant [...] notamment en comblant l'écart de coûts entre les*

solutions classiques et l'hydrogène renouvelable et bas carbone », ce qui a été confirmé par l'adoption en 2021 des nouvelles règles en matières d'aides d'État dans le secteur de l'énergie (déjà en révision pour faire face à l'Inflation Reduction Act américain²). Concrètement, une partie (au moins 3 milliards d'€) du plan REPowerEU servira à financer des projets dédiés entre autres à l'hydrogène pour la décarbonation de l'industrie ; les premiers devraient être financés début 2024. De nombreux États européens définissent actuellement des CfDs, comme les Pays-Bas, dont le premier appel pour la production d'hydrogène s'est clôturé en octobre dernier, tandis que l'Allemagne, la France, et le Royaume-Uni sont à un stade plus précoce. Les CfDs devraient viser trois objectifs principaux.

2.1. Assurer l'utilisation de l'hydrogène dans les usages prioritaires

Il est primordial que les financements pour développer l'hydrogène soient dirigés en priorité vers les secteurs où son usage est incontournable pour la décarbonation, à savoir les usages existants de l'hydrogène fossile (industrie chimique et raffineries), l'acier et le transport maritime et aérien, comme développé dans une étude Iddri de 2022.

Cela peut être notamment réalisé en couplant le soutien à la production à l'incitation ou l'obligation de vendre à certains consommateurs uniquement. Par exemple, le mécanisme allemand en cours de développement H2Global vise à soutenir financièrement des producteurs d'hydrogène renouvelable à l'étranger *via* des contrats de long terme (dix ans) signés avec une entité, financée par entre autres par le gouvernement allemand, qui paie la « surcharge verte », et ensuite revend cet hydrogène à des consommateurs de secteurs de l'industrie, du transport ou de l'énergie, qui ont ainsi accès à un hydrogène par électrolyse moins cher. Il serait aussi possible de conditionner les aides aux producteurs à des contrats d'achat à des consommateurs prioritaires d'hydrogène.

Le soutien financier à l'hydrogène peut être cumulé côté production et consommation, mais l'aide doit alors être bien proportionnée pour assurer une incitation suffisante côté industriel sans déséquilibre des dépenses publiques. Par exemple, des CfDs côté production pourraient être combinés à des CCfDs dans l'industrie, qui garantissent aux consommateurs une rémunération liée aux émissions de GES évitées (voir section 1).

2.2. Encourager l'apprentissage technologique pour la décarbonation

L'un des objectifs des mécanismes de soutien financier à l'hydrogène par électrolyse est de stimuler l'apprentissage technologique pour notamment faire baisser son coût de production et à terme rendre le soutien public inutile. Pour ce faire, les critères d'éligibilité et la sélection des projets bénéficiant de soutien sont déterminants. L'enjeu est – comme pour les EnR électriques – de

² <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/plan-europeen-pour-une-industrie-verte-trois-priorites>

soutenir le déploiement de technologies émergentes et peu matures, tout en s'assurant que l'on choisit les technologies « gagnantes », qui donneront lieu aux diminutions de coût escomptées.

Pour être éligibles aux CfDs, les technologies de production d'hydrogène doivent permettre de diminuer significativement les émissions de GES par rapport aux technologies fossiles existantes et éviter les verrouillages dans des impasses technologiques. Ainsi, les applications d'hydrogène issu de gaz naturel avec captage et stockage du CO₂, qui ne sont pas cohérentes à long terme avec un système neutre en émissions, peuvent être candidates dans une période transitoire, mais doivent remplir des conditions strictes : (1) capter une forte proportion des émissions de CO₂ produites, (2) assurer que le gaz naturel utilisé est compatible avec les efforts européens de réduire aussi vite que possible la dépendance au gaz russe, (3) minimiser les fuites de méthane le long de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel (Bouacida & Berghmans, 2022).

Au-delà de l'éligibilité, les technologies de production de l'hydrogène importantes pour la décarbonation doivent avoir accès au mécanisme de soutien, y compris lorsqu'elles sont peu matures. Il pourrait aussi être pertinent de prioriser les appels à projets qui permettent d'apporter des investissements dans des infrastructures nécessaires pour la transition, par exemple les projets intégrés qui développent des infrastructures de stockage ou de transport dans des zones identifiées, ou des projets qui prévoient la construction de capacités de renouvelables électriques dédiées (Agora Industrie et al., 2021).

Or le mode d'octroi des CfDs dans les mécanismes proposés jusqu'à présent repose souvent sur des enchères, remportées par les projets les moins chers par volume d'hydrogène produit ou par tonne de CO₂ évitée. L'objectif est d'encourager la concurrence entre acteurs industriels et les coûts les plus faibles pour la puissance publique, mais les enchères défavorisent les technologies plus chères, plus innovantes, et les acteurs nouveaux entrants, qui peuvent néanmoins être importants pour la décarbonation. Par exemple, l'électrolyse à oxyde solide (SOEC) et par membrane échangeuse d'anions (AEM) sont encore en phase pré-commerciale, mais pourraient à long terme être des solutions plus efficaces énergétiquement, alors que l'électrolyse alcaline et l'électrolyse à membrane électrolytique polymère (PEM) sont à des phases commerciales précoces. L'expérience des EnR souligne qu'il est possible de limiter ces effets en ajustant les paramètres d'octroi des aides (European Commission, 2022).

Une option intéressante, parfois utilisée avec les EnR, serait de limiter la taille des projets éligibles aux enchères. Une autre possibilité est d'octroyer les CfDs par « paniers » de technologies en séparant les technologies de production que l'on estime incontournables, tout en conservant une forme de concurrence (European Commission, 2022). Chaque panier pourrait avoir une enveloppe budgétaire garantie pour fixer la concurrence entre paniers, comme cela est proposé par le nouveau système de CcfdS SDE++ aux Pays-Bas et par le système CfD britannique pour l'électricité renouvelable.

Les CfDs pourraient aussi être attribués selon un format de guichet ouvert plutôt que d'enchères, où tous les projets éligibles peuvent recevoir une aide, comme c'est aujourd'hui le cas en France pour certaines installations renouvelables électriques – mais qui doivent être réservées aux projets de petite taille selon les règles européennes actuelles sur les aides d'État. Les guichets ouverts à un stade précoce de déploiement de technologies comme l'hydrogène ont pour inconvénient pour les financeurs l'incertitude du coût des technologies et des volumes financiers à déployer.

2.3. Optimiser le partage du risque et maîtriser le coût pour les finances publiques

Les CfDs permettent de partager le risque financier entre la puissance publique et des investisseurs privés. Etant donné l'état de maturité des technologies hydrogène, les fortes incertitudes de coût de l'énergie, une approche prudente doit être adoptée et le risque doit à terme être transféré vers les développeurs de projet (Pahle & Schweizerhof, 2016).

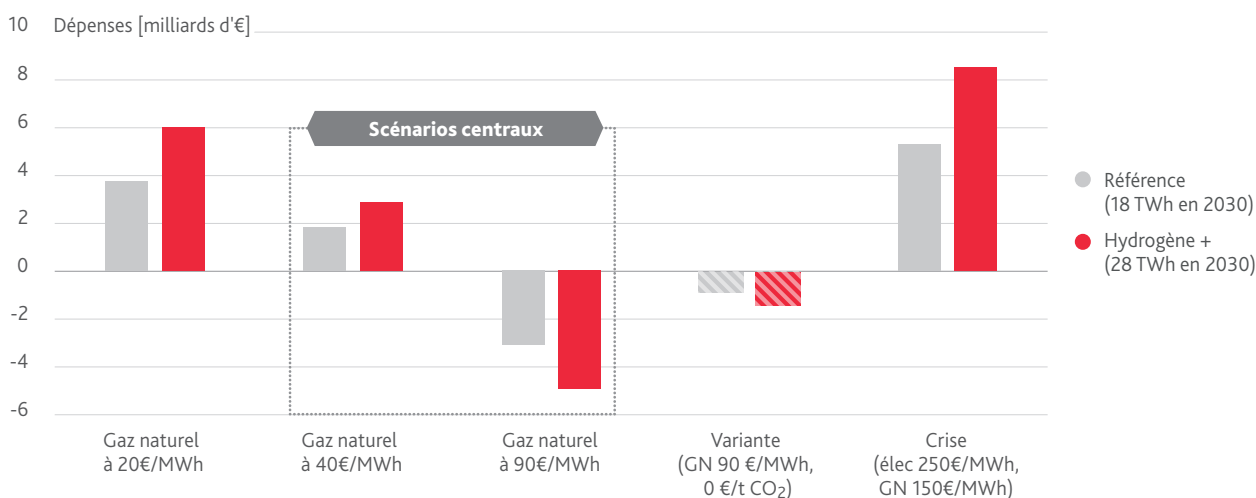
Une façon complémentaire ou alternative de limiter le risque d'investissement est d'exiger que les développeurs de projets hydrogène couvrent une partie de leur consommation d'électricité par des contrats d'achat de long terme (*power purchase agreement* ou PPA). Néanmoins, les PPA sont relativement peu disponibles (manque d'offre), ce qui suggère qu'ils ne pourraient se substituer aux CfDs pour dérisquer la production. L'État pourrait jouer un rôle d'intermédiaire pour procurer des PPA aux producteurs d'hydrogène *via* des CfDs pour la production d'électricité.

Les investissements actuels des acteurs publics dans l'hydrogène doivent faire partie d'une stratégie de déploiement des technologies, avec des objectifs chiffrés, traduits en une trajectoire d'investissements dans le temps et des enveloppes financières suffisantes à horizon 2030. En outre, les plans d'investissements doivent inclure des points d'étape réguliers pour ajuster au besoin les niveaux de soutien selon les technologies et évaluer les projets existants et la progression des barrières au déploiement de l'hydrogène, comme l'a recommandé la Commission de régulation de l'énergie en France à la suite des premières expériences de soutien aux EnR électriques (CRE, 2014).

L'Idri a calculé le coût de soutenir toute la production d'hydrogène d'ici à 2030 selon différents scénarios de prix de l'électricité, du gaz naturel, du CO₂, et du niveau de production d'hydrogène (voir Figure 1 et supplément méthodologique disponible en ligne).

- Le soutien à la production d'hydrogène *via* des CfDs en France pourrait rapporter jusqu'à 5 milliards ou coûter jusqu'à 3 milliards d'euros à l'État d'ici à 2030 selon un scénario central (gaz naturel entre 40 et 90 €/MWh, prix du CO₂ passant de 80 à 100 €/t CO₂, demande en hydrogène comprise dans l'intervalle des trajectoires proposées par RTE).
- Si le gaz naturel passe à un niveau de prix supérieur à 90 €/MWh, le soutien à l'hydrogène par électrolyse ne serait pas nécessaire en termes financiers.

FIGURE 1. Coût de soutien à la production d'hydrogène pour la France via des CfDs selon différents scénarios de prix du gaz naturel, de l'électricité, et de demande en hydrogène, cumulé sur la période 2023-2030



Hypothèses : demande en hydrogène issue des deux trajectoires RTE (« référence » et « hydrogène + ») pour 2050 ; on fait l'hypothèse que la France produit tout l'hydrogène dont elle a besoin. Prix de l'électricité correspond au coût complet de l'électricité dans le scénario de production N03 de RTE en supposant que les électrolyseurs ne fonctionnent que 90% de l'année et ne paient que 80% du coût complet. Prix du CO₂ à 80 €/t CO₂ en 2023 à 100 €/t CO₂ en 2030.

- Selon l'évolution de ces paramètres, l'hydrogène par électrolyse a besoin ou non de soutien supplémentaire pour concurrencer l'hydrogène fossile après 2030.
- Si les prix de l'électricité se maintiennent très haut jusqu'à 2030, le coût du soutien pourrait augmenter de manière significative jusqu'à 9 milliards d'euros au total.

Nos estimations indiquent que les coûts du soutien à l'hydrogène paraissent supportables par la puissance publique par rapport au montant total engagé pour soutenir le déploiement de l'hydrogène (9 milliards d'€ d'ici à 2030 en France), bien que cela dépende de l'augmentation du prix du CO₂ à 100 €/t CO₂, du maintien d'un prix du gaz naturel à plus de 40 €/MWh_{gaz}, et d'une l'électricité dont le prix correspond aux hypothèses de RTE (entre 90 et 95 €/MWh_{élec}), sans quoi les coûts pourraient augmenter significativement. À titre de comparaison, sur les premières huit années de soutien important aux EnR (2003-2010), la France a engagé environ 15 milliards d'euros de financement, qu'elle devrait en partie récupérer (à hauteur d'environ 11 milliards d'€) en 2023 car les prix de marché de l'électricité et du gaz naturel sont élevés (CRE, 2022).

Dans une logique de minimisation des dépenses, il serait pertinent de ne financer qu'une partie seulement de la production d'un projet donné. Sans compter la faisabilité financière ou non d'un soutien complet, il s'agit d'inciter les développeurs à stimuler la commercialisation directe : les CfDs n'ont vocation qu'à financer les premiers projets décarbonés pour enclencher des réductions de coût suffisantes pour concurrencer les options fossiles.

Par ailleurs, limiter les contrats à des durées relativement courtes (dix ou quinze ans) permet de limiter les risques pour les finances publiques. Enfin, le niveau d'aide peut être plafonné et soumis à plancher pour éviter des dépenses trop importantes ou peu utiles si les conditions de prix évoluent fortement.

RÉFÉRENCES

Agora Energiewende, & Guidehouse (2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive. Policy instruments for supporting green H₂*. <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/making-renewable-hydrogen-cost-competitive/>

Agora Industrie, FutureCamp, Wuppertal Institute, & Ecologic Institute (2021). *Klimaschutzverträge für die Industrietransformation: Kurzfristige Schritte auf dem Pfad zur Klimaneutralität der deutschen Grundstoffindustrie*. <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaschutzvertraege-fuer-die-industrietransformation-gesamtstudie/>

Bouacida, I., & Berghmans, N. (2022). Hydrogène pour la neutralité climat : conditions de déploiement en France et en Europe. *Etude IDDRI*, 2. <https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/etude/hydrogene-pour-la-neutralite-climat-conditions-de-deploiement-en>

Calthrop, E. (2022). Energy crisis makes public banks even more important. *European Investment Bank Blog Post*. <https://www.eib.org/en/stories/energy-crisis-net-zero-transition>

CRE (2014). *Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine*.

CRE (2022, October 10). *Financement du soutien aux EnR*. <https://www.cre.fr/Transition-energetique-et-innovation-technologique/soutien-a-la-production/financement-du-soutien-aux-enr>

European Commission (2022). Study on the performance of support for electricity from renewable sources granted by means of tendering procedures in the Union. *Publications Office of the European Union*. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/93256>

Held, A., Ragwitz, M., Gephart, M., Kleßmann, C., & de Visser, E. (2014). *Best practice design features for RES- E support schemes and best practice methodologies to determine remuneration levels*. September.

IEA (2019). *The Future of Hydrogen*. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

IEA (2023). *ETP Clean Energy Technology Guide*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/etp-clean-energy-technology-guide>

IRENA (2021). *Green hydrogen supply: A guide to policy making*. <https://www.irena.org/publications/2021/May/Green-Hydrogen-Supply-A-Guide-To-Policy-Making>

Mora, D., Islam, M., Soysal, E. R., Kitzing, L., Blanco, A. L. A., Forster, S., Tiedemann, S., & Wigand, F. (2017). Experiences with auctions for renewable energy support. *International Conference on the European Energy Market, EEM*. <https://doi.org/10.1109/EEM.2017.7981922>

Pahle, M., & Schweizerhof, H. (2016). Time for Tough Love : Towards Gradual Risk Transfer to Renewables in Germany. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 5(2), 117–134. <https://www.jstor.org/stable/10.2307/26189509>

Richstein, J. C., & Neuhoff, K. (2022). Carbon contracts-for-difference: How to de-risk innovative investments for a low-carbon industry? *IScience*, 25(8). <https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.104700>

Sartor, O., & Bataille, C. (2019). Decarbonising basic materials in Europe: How Carbon Contracts-for-Difference could help bring breakthrough technologies to market. *IDDRI Study*, 6. <https://www.iddri.org/en/publications-and-events/study/decarbonising-basic-materials-europe>

Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnmaier, A., Everall, J., Sacchi, R., & Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*. <https://doi.org/10.1109/EDUCON.2018.8363203>

Zheng, L., Anatolitis, V., & Winkler, J. (2022). Which support instruments can be used to promote green hydrogen? - lessons learned from renewable electricity support schemes. *International Conference on the European Energy Market, EEM, 2022-Sept*. <https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9920979>

Citation: Bouacida, I. (2023). Déployer l'hydrogène pour la décarbonation en Europe : la pertinence des contrats pour la différence. Iddri, *Document de propositions* N°02/23.

Ce travail a bénéficié d'un soutien du gouvernement français au titre du programme « Investissements d'avenir », administré par l'Agence nationale de la recherche (ANR) sous la référence ANR-10-LABX-14-01.

CONTACT

ines.bouacida@iddri.org

Institut du développement durable
et des relations internationales
41, rue du Four – 75006 Paris – France

WWW.IDDRI.ORG

@IDDRI_THINKTANK