

Note de position de France Hydrogène sur le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné

Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné, vers lequel seraient fléchés plus de 4 milliards d'euros du plan d'investissements France 2030, est un levier de développement et d'accélération décisif pour la filière hydrogène française, qui partage ses recommandations dans la présente note.

Éléments clefs

- 1. Proposer un cahier des charges à la consultation en vue du lancement de la 1ère tranche d'appel d'offres dans les meilleurs délais**, et mener cette accélération sur le mécanisme de soutien de pair avec la finalisation des dispositifs de soutien *ad hoc* de décarbonation de l'industrie liés à l'hydrogène.
 - 2. Economie générale du mécanisme de soutien :**
 - a. Ajuster le niveau de soutien annuel uniquement par rapport aux évolutions du prix de l'électricité, et maintenir un contrefactuel fossile stable.** Le prix d'hydrogène associé au contrefactuel fossile doit être celui (stable, fixé en amont) qui permet à l'industriel final de conserver sa compétitivité sur un marché mondial, et non celui d'un hydrogène carboné européen conjoncturellement très cher et qui pourrait entraîner des diminutions d'activité de sites industriels européens vitaux.
 - b. Calculer le montant d'aide à allouer en tenant compte en amont du mécanisme de compensation des coûts indirects du carbone et de la valorisation des quotas gratuits sur le marché EU-ETS.**
 - 3. Usages :**
 - a. Articulation avec la TIRUERT :** s'il est cohérent que l'hydrogène produit à des fins d'usage direct dans la mobilité routière ne puisse bénéficier du mécanisme de soutien, le cadre actuel de la TIRUERT ne permet en revanche pas de donner la visibilité nécessaire pour lancer les investissements lourds pour la décarbonation des procédés en raffineries. **Tant qu'un tel cadre -qui implique de repenser en partie le fonctionnement de la TIRUERT- n'est pas en place, l'hydrogène électrolytique utilisé pour le raffinage doit pouvoir bénéficier du mécanisme de soutien.**
 - b. La notion « d'usages directs » de l'hydrogène doit être clarifiée. S'il apparaît cohérent que l'hydrogène utilisé pour la production d'e-fuels ne bénéficie pas de ce mécanisme de soutien** (car pas le même niveau de besoin que l'industrie), il n'en restera pas moins **indispensable d'élaborer des mécanismes de soutien spécifiques et adaptés à l'émergence d'une filière française d'e-fuels** maritimes et aériens. L'hydrogène alimentant **la production de méthanol ou de méthane de synthèse pour l'industrie, ou utilisé pour générer de la chaleur industrielle ou dans des groupes électrogènes servant à l'effacement industriel, doit pouvoir bénéficier du mécanisme de soutien.**
 - c. Lorsque des capacités d'électrolyse ne sont pas localisées à proximité de sites industriels mais qu'elles bénéficieront d'un accès à une infrastructure de transport/distribution ou de stockage (les connectant à des offtakers industriels), celles-ci doivent être éligibles au mécanisme.**
- 4. Abaisser le seuil d'éligibilité *a minima* de 30MW à 20MW d'électrolyse.**
- 5. Faire de l'hydrogène un accélérateur de renouvelables en valorisant les gisements difficilement raccordables au réseau.** Pour cela, lancer, en 2023, une étude approfondie sur le potentiel réellement mobilisable de cet « hydrogène offgrid » et, selon les résultats, lancer en 2024 une première tranche de dispositif expérimental pour cet « AO offgrid », en parallèle du mécanisme principal.

Le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné, vers lequel seraient fléchés plus de 4 milliards d'euros du plan d'investissements France 2030, est un levier de développement et d'accélération décisif pour la filière hydrogène française. Alors que la France doit passer en 7 ans de moins de 20MW d'électrolyse déployés à au moins 6,5GW, et que la mise en place de ce mécanisme est prévue par l'ordonnance relative à l'hydrogène du 17 février 2021 (article L812 du Code de l'énergie), **il apparaît aujourd'hui urgent de proposer un cahier des charges à la consultation en vue du lancement de la 1^{ère} tranche d'appel d'offres dans les meilleurs délais.**

Les acteurs industriels sont prêts à massifier la production et les usages d'hydrogène décarboné : dans son étude publiée en décembre 2022¹, France Hydrogène a identifié un « tuyau » de projets représentant, en 2030, une production totale de 1070kt d'hydrogène (dont 95% reposant sur l'électrolyse). Mais les décisions finales d'investissement (FID) doivent encore être prises. Si la difficulté actuelle à passer des projets aux FIDs est évidemment liée à un faisceau de facteurs, l'incertitude pesant sur le cadre de soutien annoncé est un élément bloquant tout à fait majeur. D'une part pour les projets fortement dépendants de la mise en place d'un tel soutien sur le coût de l'hydrogène, notamment liés en aval à des consommateurs industriels évoluant sur des marchés exposés à une concurrence internationale intense et soumis à d'importants risques de fuite carbone. D'autre part les projets de carburants de synthèse à destination des transports maritime et aérien, dont les consommateurs sont capables de payer un certain *premium* (notamment le cas pour les « premiers volumes »), qui nécessiteraient des mesures d'accompagnement spécifiques. Pour cette dernière catégorie de projets, les porteurs ne veulent pas risquer de passer à côté d'une opportunité de soutien, et sont donc eux aussi suspendus à la présentation d'un cadre de financement. **Accélérer sur la parution du cahier des charges du mécanisme de soutien à la production est donc non seulement indispensable pour les projets en dépendant, mais également pour lancer le travail essentiel d'identification d'autres leviers (notamment financiers, mais pas uniquement) sur le maritime et l'aérien.**

Il est par ailleurs indispensable de mener cette accélération sur le mécanisme de soutien de pair avec la finalisation des dispositifs de soutien *ad hoc* de décarbonation de l'industrie liés à l'hydrogène (plus de 3 milliards d'euros). Le retard pris sur la notification de ces dispositifs, annoncés en février 2022², risque d'obérer la confiance des acteurs industriels impliqués, qui seraient alors éventuellement amenés à candidater au mécanisme de soutien à la production. Alors même que leurs besoins identifiés étaient d'une autre nature (porté sur les dépenses d'investissements). Cette incertitude générale peut ainsi générer des biais qui seraient dommageables pour la bonne allocation des deniers publics, et pour le développement global de la filière hydrogène nationale.

Au-delà de l'accélération nécessaire sur la finalisation de ce mécanisme, France Hydrogène partage dans cette note les réflexions de la filière sur la conception de ce mécanisme.

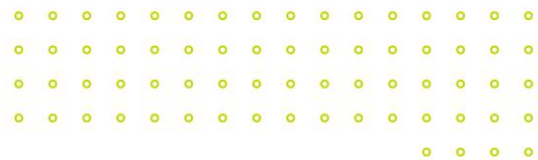
1. Économie générale du mécanisme de soutien

a. Le principe du contrat pour la différence (CfD) : oui, mais uniquement « indexé » sur l'électricité

Tel que présenté dans le document de pré-notification à la Commission européenne (décembre 2021) et lors d'échanges avec la filière à l'automne 2022, le mécanisme de soutien à la production d'hydrogène décarboné doit reposer sur un contrat pour la différence (CfD). Serait donc financée la différence entre le coût de production de l'hydrogène décarboné (auquel on additionne une marge raisonnable), et le prix d'un contrefactuel carboné, en l'espèce l'hydrogène produit par vaporeformage du méthane (qui supporte donc notamment le coût du carbone sur l'EU-ETS). Lors des deux premières tranches d'appels d'offres, potentiellement en dialogue concurrentiel, il est possible que les projets candidats déclarent leur propre niveau de contrefactuel, et la différence à financer qui en résulte.

¹ [Trajectoire 2030 – Volet 2](#), France Hydrogène

² Déplacement du Premier Ministre, Jean Castex, sur le site Arcelor Mittal de Dunkerque



Dans l'ensemble des cas, il apparaît que cette différence à financer serait réévaluée sur une base annuelle, afin de prendre en compte :

- d'une part l'évolution du contrefactuel, suivant les cours du gaz et du prix de la tonne de CO₂ sur le marché EU-ETS.
- D'autre part l'évolution du prix de l'électricité.

Si cette actualisation régulière semble constituer de prime abord un bon levier pour optimiser l'aide allouée par volume d'hydrogène décarboné produit, il est essentiel de prendre en compte qu'une part des projets lauréats alimentera vraisemblablement, pour tout ou partie, des industriels évoluant dans un marché international hautement concurrentiel, et se trouvant ainsi en compétition avec des industries carbonées non-européennes pouvant s'alimenter en gaz naturel abordable, et sans devoir supporter le coût d'un marché du carbone. A titre d'exemple, en décembre 2022, alors que le gaz naturel coûtait 112€/MWh en Europe (prix spots), les industriels américains et notamment vaporeformeurs pouvaient s'approvisionner sur un gaz à 17€/MWh³. Ainsi, dans la situation européenne actuelle combinant un cours du gaz et du CO₂ élevés, le besoin de financement de l'hydrogène électrolytique serait certes minimisé, mais cela provoquerait des dommages importants sur l'industrie consommatrice de cet hydrogène (et donc *in fine* également sur la filière de production d'hydrogène décarboné qui se structure en France), qui a besoin d'un prix de fourniture plus compétitif pour évoluer dans la compétition mondiale. Et si pour les produits concernés le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) vient répondre à la composante EU-ETS du problème pour les imports, cela ne change en rien l'impact différencié du cours du gaz (régionalisé). Par ailleurs, le MACF ne prévoit pas de mécanisme pour soutenir l'export de ces industries lourdes. **L'indexation du différentiel à payer sur le prix régional du gaz et du carbone présente donc des risques majeurs. Le prix d'hydrogène associé au contrefactuel fossile doit être celui (stable, fixé en amont) qui permet à l'industriel final de conserver sa compétitivité sur un marché mondial, et non celui d'un hydrogène carboné européen conjoncturellement très cher et qui pourrait entraîner des diminutions d'activité de sites industriels européens vitaux.**

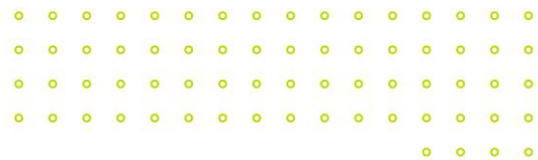
A contrario, et tel que prévu par l'Etat, **il apparaît pertinent d'ajuster régulièrement le montant de soutien par rapport aux prix de l'électricité.** Il est en effet possible qu'une partie de l'approvisionnement électrique des projets lauréats reste exposée au marché spot : soit parce que les PPA ne couvriront pas tout le besoin électrique, ou pas sur toute la période, soit parce que ces PPA présenteront une clause d'indexation sur les prix de marché spot. Cette indexation pourrait a fortiori être bénéfique pour les deniers publics, la réforme du marché européen de l'électricité pouvant conduire à une baisse structurelle des cours.

En conséquence, **il nous apparaît nécessaire que l'aide allouée soit ajustée uniquement par rapport aux évolutions du prix de l'électricité, et que l'indexation sur le prix régional de l'hydrogène carboné ne soit plus prise comme variable.**

b. Réduire le différentiel à financer en mobilisant les leviers complémentaires existants (sans double-subventionnement)

Il nous apparaît par ailleurs essentiel de bien clarifier et assurer qu'il soit possible pour les projets candidats de mobiliser des leviers de financement complémentaires au mécanisme de soutien. **Ces leviers ne viendraient pas se cumuler à la subvention apportée par le mécanisme de soutien, mais seraient au contraire intégrés**

³ Source : [Prix du gaz en Europe et aux États-Unis 2022 | Statista](#)



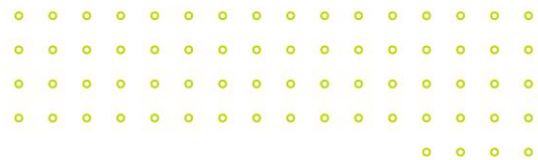
dans le dossier de candidature comme des éléments réduisant le différentiel à financer par l'Etat. En l'espèce, France Hydrogène appelle à mobiliser les trois outils suivants :

- **Le mécanisme de compensation des coûts indirects de l'EU-ETS.** Ce mécanisme permet de réduire le coût de l'électricité de 18,36€/MWh dans le cas d'un prix de la tonne de CO₂ de 60€, et de 24,6€/MWh dans le cas d'un prix de la tonne de CO₂ de 80€, soit respectivement un abattement de 1 à 1,35€/kg d'hydrogène décarboné. Si cela aboutit dans les deux cas à un financement par l'Etat, **il est légitime que le coût du carbone se répercutant sur l'hydrogène soit bien supporté par une enveloppe budgétaire générale pour les électro-intensifs exposés à un risque de fuite carbone, et non par l'enveloppe Hydrogène du plan France 2030.** Afin d'intégrer la compensation des coûts indirects du carbone dès l'envoi des candidatures, l'Etat fixerait une valeur indicative du coût du carbone (éventuellement dynamique, en alignement avec le corridor de prix envisagé au niveau européen) que tous les candidats devraient retenir sur les volumes d'électricité pour lesquels la compensation peut s'appliquer. A l'issue de chaque exercice, le montant total de soutien attribué serait revu et ajusté fonction de la différence entre le niveau de compensation des coûts indirects qui avait été anticipé, et le montant réellement reçu par les porteurs de projets (qui peut également dépendre d'une évolution du facteur d'émission de l'électricité consommé retenu pour la France, et appelé à être révisé à échéances régulières).
- **La vente / valorisation de quotas gratuits sur le marché EU-ETS.** La révision de la directive sur le marché EU-ETS prévoit l'abaissement du benchmark pour la production d'hydrogène à 5 tonnes par jour, à partir de 2026. Cela rend « éligibles » toutes les installations candidates au mécanisme de soutien à la production, y compris en tenant compte d'un abaissement du seuil d'éligibilité à 20MW d'électrolyse (tel que préconisé dans la partie 3a)⁴. Nous ne connaissons pas encore les règles de calcul exactes pour l'allocation des quotas gratuits (cela appelle à une législation secondaire avant 2026), et les volumes prévisionnels seront toujours soumis à l'incertitude du « facteur correctif trans-sectoriel » qui peut être appliqué à la fin de chaque exercice⁵. Nous proposons ainsi que soit fixée par l'Etat une valeur prévisionnelle de valorisation de la tonne d'hydrogène décarboné sur le marché EU-ETS, et qui serait intégrée dans le calcul du différentiel à financer par le mécanisme de soutien. **A l'issue de chaque exercice, fonction de la valorisation réelle de ces quotas par le producteur d'hydrogène (dépendant du cours réel du carbone, et de la valeur appliquée du facteur correctif trans-sectoriel), l'Etat ajusterait le montant de soutien alloué.**

La bonne articulation de ces dispositifs avec le mécanisme de soutien sera clé pour réduire le différentiel à financer sans impact sur la compétitivité de l'hydrogène décarboné pour l'utilisateur industriel.

⁴ Cela tient compte d'un facteur de charge important des électrolyseurs, de plus de 75%.

⁵ Lorsque la demande globale de quotas gratuits sur le marché EU-ETS dépasse 43% du total des quotas, un facteur est appliqué sur toutes les demandes pour ramener ce volume global en-deça des 43%. Le facteur correctif est appliqué uniformément à tous les secteurs de l'EU-ETS.



2. Les usages ciblés

a. Principe de ciblage de l'industrie et articulation avec la TIRUERT

Il apparaît de manière claire que ce mécanisme vise à soutenir la production d'hydrogène décarboné alimentant des usages industriels, et qui ne seraient pas couverts par la TIRUERT. L'hydrogène produit à des fins d'utilisation de manière directe dans la mobilité routière, ou au cours des procédés de raffinage de carburants conventionnels ou biocarburants, serait donc exclu du bénéfice de ce mécanisme de soutien.

Si cette articulation épargnerait les finances publiques elle n'aurait d'effet qu'à condition que la TIRUERT soit réellement mobilisable par les acteurs. Ce cadre est manquant aujourd'hui : pour lancer des investissements et des projets, les acteurs de la chaîne de valeur ont avant tout besoin de disposer d'une visibilité pluriannuelle, ce que ne permet pas d'obtenir la TIRUERT dans sa conception actuelle :

Cette évolution de la TIRUERT, afin d'en faire un levier réellement efficace pour la filière hydrogène, est au cœur des mécanismes proposés par France Hydrogène dans son « Plan Mobilité », actuellement présenté aux services de l'Etat. Dans ce cadre, **il apparaît effectivement cohérent d'exclure l'hydrogène utilisé directement dans la mobilité routière du bénéfice du mécanisme de soutien**. Les modalités pratiques d'articulation entre la TIRUERT et le mécanisme de soutien à la production sont décrites dans [notre réponse à la consultation flash](#) sur le sujet (avril 2023).

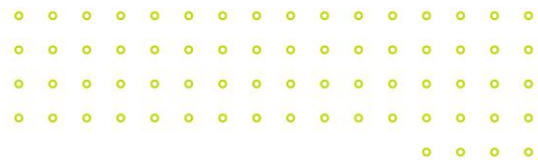
- Cette logique n'est pas aisément répliquable pour l'hydrogène utilisé dans les procédés de raffinage. Soumis à des aléas de marché et politiques, le « signal TIRUERT » actuel ne permet pas de garantir une incitation suffisante pour lancer les investissements très lourds dans les actifs de production du secteur. **Tant que n'aura pas été créé, en collaboration avec les acteurs du secteur et la filière hydrogène, un mécanisme rendant la TIRUERT efficace pour lancer les projets de décarbonation des raffineries, l'hydrogène électrolytique utilisé en raffineries ne devrait pas être exclu du bénéfice du mécanisme de soutien.**

b. Pour quels usages industriels visés ?

Lors de la présentation des pistes pour le cahier des charges du mécanisme de soutien à l'automne 2022, l'Administration évoquait que les productions soutenues devraient adresser des « usages directs » de l'hydrogène – ou du moins les volumes soutenus, un parc d'électrolyse pouvant adresser différents usages finaux avec des leviers de soutien distincts.

France Hydrogène appelle à clarifier cette notion d'usages directs, et recommande l'adoption du périmètre suivant (au-delà des usages matière déjà ciblés de manière certaine) :

- Il semble cohérent de **ne pas inclure l'hydrogène utilisé pour la production de carburants de synthèse pour l'aviation, dans le périmètre** de ce mécanisme de soutien à la production. **Un soutien sera nécessaire pour structurer une filière nationale de production d'e-SAF, mais celui-ci devra être spécifique et mobiliser une panoplie d'outils distincts afin d'être coût-optimal.**
- De même, un mécanisme *ad hoc* est nécessaire pour structurer une filière d'e-fuels pour le transport maritime, et ceux-ci n'ont donc pas à être inclus dans ce mécanisme de soutien.
- Il est essentiel que la production d'hydrogène destiné à la production de méthanol (ou de méthane) de synthèse pour l'industrie, puisse bénéficier du mécanisme de soutien à la production.
- Pour le méthanol et le méthane de synthèse, il est alors nécessaire de prévoir des cas de projets où les *offtakers* peuvent être hybrides, i.e pour partie industriels, pour partie armateurs. Dans ce cas :
 - le mécanisme de soutien ad hoc pour les e-fuels dans le transport maritime, que nous appelons de nos vœux, devra prévoir les cas d'articulation avec le mécanisme de soutien à la production.

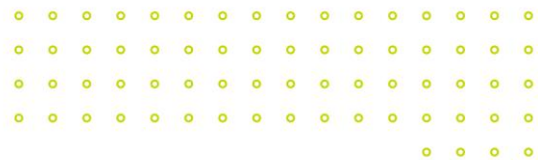


- dans le cas de la mise en place d'une extension de la TIRUERT au transport maritime (à l'étude), il sera nécessaire d'appliquer la même articulation entre les deux dispositifs que celle préconisée par France Hydrogène dans sa [réponse à la consultation flash correspondante](#).

- **Les volumes d'hydrogène soutenus devraient également pouvoir être utilisés pour la génération de chaleur industrielle haute température.** Le cas échéant, il serait acceptable que le recours à cet usage soit conditionné par la remise d'un rapport de l'*offtaker* industriel, détaillant en quelle mesure l'hydrogène constitue la solution la plus appropriée de décarbonation de la chaleur pour ledit site, notamment par rapport à des solutions d'électrification directe. Par rapport au calendrier prévisionnel du mécanisme de soutien à la production, et les quatre tranches d'appels d'offres mentionnées, il est quasi certain que l'usage chaleur n'apparaîtrait que dans quelques projets, et avec un poids minoritaire. Il n'en reste pas moins essentiel de rendre cet usage éligible au bénéfice du mécanisme : un prix compétitif de l'hydrogène décarboné peut permettre aux industriels utilisateurs de lancer les dépenses d'investissement dans les modifications de procédés nécessaires à l'utilisation d'hydrogène, et ouvrir un marché, une rampe de lancement pour des acteurs nationaux (équipementiers ...).
- **Enfin, et même si elles devraient représenter un volume minoritaire d'hydrogène sur un panier d'*offtakers* (besoin uniquement ponctuel), il est essentiel d'inclure les solutions type groupes électro-hydrogène dans les usages finaux éligibles, lorsqu'elles servent de groupes de secours/d'effacement pour des sites industriels.** L'effacement électrique sera un levier de flexibilité majeur. Lorsque celui-ci est réalisé via un opérateur d'effacement (puissances interruptibles <60MW), il peut notamment être étudié en quelle mesure (puissance, et pendant combien de temps) l'industriel peut compenser une baisse de soutirage électrique sur le réseau par une production électrique sur site à partir de groupes électrogènes. Dans ce dernier cas, il apparaît d'intérêt public, tant pour la décarbonation que pour éviter des nuisances locales -pollution atmosphérique, sonore ...- et pour lancer des acteurs français stratégiquement positionnés, d'encourager au développement des solutions de groupes électro-hydrogène en réduisant le prix de l'hydrogène.

c. Colocalisation de la production et des usages

Lors des présentations de l'automne 2022, il était évoqué comme critère d'éligibilité le fait que les productions soutenues soient situées à proximité des sites industriels. France Hydrogène souligne qu' **un cas alternatif d'éligibilité doit être prévu : si la production d'hydrogène est située à proximité d'une infrastructure de transport/distribution /stockage qui est engagée dans un processus permettant d'anticiper une utilisation (avec un niveau de confiance élevé) dès la date de mise en service prévisionnelle du projet de production d'hydrogène (devant permettre de connecter cette production avec des *offtakers* industriels).**



3. Production et critères d'éligibilité

a. Seuil d'éligibilité : passer de 30 à 20MW d'électrolyse

L'Administration semble prévoir de fixer un seuil d'éligibilité à 30MW d'électrolyse. **France Hydrogène appelle à abaisser ce seuil d'éligibilité *a minima* à 20MW d'électrolyse.** Suite à des travaux internes et externes, France Hydrogène estime que les économies d'échelle majeures sont atteintes dès 20MW, et que fixer un seuil à 30MW exclurait donc du périmètre des projets potentiellement compétitifs, sans justification financière. La compétitivité de la production d'hydrogène représentant ensuite le principal élément décisionnel (70%), la sélection pourra se faire en aval du dépôt des candidatures. L'exclusion *a priori* de certains projets, d'autant plus si le mécanisme de soutien initialement prévu ne venait à cibler que quelques installations de très grande capacité, serait dommageable pour la filière.

France Hydrogène salue à ce titre la position de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) sur le projet de décret relatif au dispositif de soutien à la production⁶. La CRE souligne notamment qu'il faut veiller dans la mise en œuvre de ce mécanisme à « *ne pas empêcher l'émergence d'une diversité d'acteurs sur un marché naissant* ». En complément de cette analyse, France Hydrogène souhaite rappeler l'importance de tenir compte de la temporalité du déploiement de l'hydrogène en France pour créer une filière souveraine et compétitive :

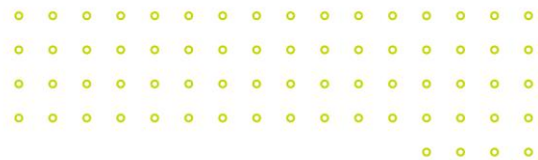
- Les *méga-projets* (>100MW) joueront un rôle essentiel dans le développement de la filière, et ce avant 2030.
- Mais leur déploiement peut prendre plus de temps que des projets de taille moyenne (<100MW). Ces derniers permettront à la filière hydrogène (et notamment la manufacture, en amont) de poursuivre sa progression sur la courbe d'apprentissage, afin précisément que les solutions technologiques soient prêtes pour les *méga-projets*, et que ceux-ci soient dérisqués. Il est donc essentiel de garder un cadre ouvert pour le lancement des projets de taille moyenne.

b. Un seuil acceptable si des dispositifs complémentaires sont développés par ailleurs pour la décarbonation de l'industrie

Ce passage à un seuil d'éligibilité de 20MW d'électrolyse nous apparaît cohérent financièrement, mais n'en laisse pas moins de côté des projets de décarbonation de l'industrie à taille plus moyenne, entre 10 et 20MW d'électrolyse (ou équivalent en volumes lorsque la production est assurée par pyrogazéification/thermolyse de la biomasse). L'AAP Ecosystèmes territoriaux de l'Ademe ne portera vraisemblablement pas sur ces puissances ou volumes. **Des dispositifs doivent donc être élaborés pour stimuler le développement de ces projets, qui adressent de réels besoins de décarbonation (bien que plus diffus), et ont eux aussi un rôle dans la progression de la filière hydrogène sur la courbe d'apprentissage et la diversification des solutions déployées** (notamment valoriser des gisements de biomasse durable inexploités à date, par pyrogazéification/thermolyse). Ces dispositifs n'ont pas à porter nécessairement sur l'hydrogène de manière spécifique, mais bien s'insérer dans une ambition générale sur la décarbonation de la « moyenne industrie ». Le projet de loi relatif à l'industrie verte constitue un vecteur législatif intéressant, mais **l'ambition sur ces typologies de projets et diversification technologique (pas uniquement électrolyse) doit surtout être affirmée dans la stratégie nationale hydrogène révisée.**

Par ailleurs, **pour la décarbonation des procédés de raffinage, la production d'hydrogène par vaporeformage et capture du carbone (SMR + CCS) devrait constituer une part importante de la solution, mais ne bénéficie pas aujourd'hui du soutien ou de signaux nécessaires au lancement des investissements.** Ni la TIRUERT, ni le mécanisme de soutien à la production, ne portent sur cette solution. Il est certes légitime de conserver ces

⁶ Délibération n°2023-89, CRE, 23 mars 2023



approches distinctes, car le SMR + CCS ne fait aujourd'hui pas l'objet du même niveau de surcoût que les autres modes de production d'hydrogène décarboné. Avec une estimation moyenne d'un coût d'abattement de 100€/t CO₂⁷ dans le rapport Criqui (mais qui peut monter à 150-200€ avec d'autres évaluations), compte tenu des cours très élevés actuels sur le marché EU-ETS, ces solutions pourraient quasiment être auto-financées par le marché carbone. Néanmoins, ici aussi, il manque une assurance, une visibilité pluriannuelle aux industriels et financiers. Pour ce cas spécifique (mais massif !), il apparaît pertinent de :

- Mener une investigation poussée du coût d'abattement (€/tCO₂ évitée) de la solution SMR+CCS.
- Prévoir le financement par l'Etat de la différence avec le coût réel de la tonne de carbone sur le marché EU-ETS. Si ce coût réel dépasse le coût d'abattement estimé, il pourrait être étudié l'opportunité d'appliquer un mécanisme bi-directionnel, comme ce qu'il se dessine pour le secteur électrique (i.e que l'industriel transfère son bénéfice vers l'Etat).

c. Critère hors-prix (notation voire éligibilité) : favoriser le contenu local des équipements tout en respectant les règles de concurrence

L'un des intérêts majeurs du développement de la filière hydrogène repose sur la possibilité d'en faire un vecteur de réindustrialisation, de création de valeur ajoutée industrielle et d'emplois dans les territoires. Cet atout constitue d'ailleurs l'un des trois piliers sur lesquels est fondée la Stratégie nationale hydrogène de septembre 2020.

A ce titre, il est important de maximiser les chances que les deniers publics contribuent au déploiement d'une chaîne de valeur industrielle, si ce n'est purement française, *a minima* européenne. Cela ne peut néanmoins constituer un critère d'attribution en tant que tel, puisque ne serait pas conforme au droit de la concurrence. Les fabricants d'équipements clés (électrolyseurs, piles à combustibles, stations de ravitaillement en hydrogène) ont en revanche travaillé en propre de l'opportunité d'introduire certaines clauses d'éligibilité qui augmentent les chances ou la compétitivité des offreurs européens, tout en permettant de mieux garantir la sécurité et la qualité du service rendu.

Il s'agirait ainsi d'introduire une clause de fourniture d'une assurance, par un tiers de confiance, sur :

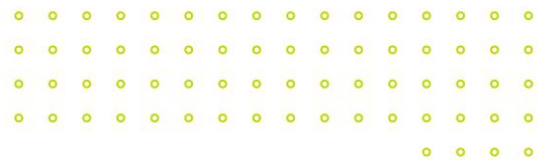
- la qualité de l'équipement, de sa *supply chain* (assurance qualité des fournisseurs de composants) et de son outil de production associé (*manufacturing readiness level*, qualité de fabrication, et assurance de capacité) et de sa capacité à livrer dans les temps requis ;
- La bonne gestion des risques du fabricant (Risk & Safety Management), en particulier en matière de cybersécurité ;
- Une performance minimale des électrolyseurs (rendement énergétique, durée de vie).

Une vérification indépendante devrait par ailleurs être demandée et notamment inclure les exigences suivantes :

- La localisation des services de maintenance (centres physiques & personnels) est en Europe et un délai maximal d'intervention sur site de 48 heures, garanti par le fabricant : cette condition est nécessaire pour garantir aux utilisateurs que les équipements seront utilisables sur le long terme, et apparaît donc conforme au droit de la concurrence ;
- Les données informatiques émises par les équipements lors de leur utilisation sont stockées en Europe, pour garantir la sécurité informatique des équipements, le respect des règles RGPD et les droits des utilisateurs associés.

d. Critère hors-prix bis (notation voire éligibilité) : s'assurer des délais de déploiement des projets

⁷ [Les coûts d'abattement – partie 4 : Hydrogène](#), France Stratégie (Patrick Criqui), mai 2022



Enfin, **il nous semble essentiel que les projets (et les équipements afférents) puissent être évalués à l'aune de leur capacité à être mis en service rapidement après la désignation des lauréats.** Il pourrait par exemple être demandé aux candidats de proposer un calendrier prévisionnel de mise en service de leur projet, permettant ainsi d'accorder aux projets une bonification en fonction de leur stade de maturité. Cette évaluation peut être réalisée grâce à un faisceau d'éléments, dont la sécurisation du foncier, l'état d'avancement des raccordements aux réseaux et l'état d'avancement de sécurisation de *l'offtake*, mais également la capacité industrielle à développer ledit projet.

4. Faire de l'hydrogène un accélérateur de renouvelables, avec le lancement d'un dispositif expérimental dans le cadre du mécanisme de soutien à la production

La filière hydrogène va représenter un poste de consommation majeur d'électricité décarbonée. Mais, symétriquement, les solutions hydrogène peuvent aussi constituer un atout précieux pour accélérer sur le déploiement et l'intégration des énergies renouvelables dans le système énergétique. L'hydrogène pourrait ainsi servir à exploiter des gisements d'énergies renouvelables inexploités aujourd'hui. En effet, certains parcs photovoltaïques et éoliens (incluant opérations de *repowering*) sont aujourd'hui « prêts au montage » en France, mais ne sont pas lancés du fait de délais et/ou coûts de raccordement au réseau électrique trop importants. France Energie Eolienne (FEE) estime à 1GW ce potentiel inexploité à date pour la seule filière éolienne. Alors que nous devons impérativement accélérer sur le déploiement des énergies renouvelables, il apparaît essentiel de « débloquer » ces gisements EnR.

Dans certains cas, ces gisements d'énergies renouvelables pourraient être exploités en implantant des électrolyseurs « aux pieds » des installations photovoltaïques et éoliennes. Cette voie présente plusieurs avantages :

- Puisque les installations EnR concernées ne peuvent de toute manière être intégrées sur le marché électrique de gros (faute de raccordement physique), le prix de vente de l'électricité ne sera pas soumis à cette concurrence du marché de gros. Nous pourrions ainsi disposer de productions d'hydrogène renouvelable particulièrement compétitives « en sortie d'électrolyseur ».
- La filière hydrogène française va massivement reposer sur des électrolyseurs fonctionnant avec un facteur de charge très élevé, c'est un fait. C'est notre avantage compétitif et nous devons l'exploiter. Mais ce n'est pas le modèle majoritaire qui se construira dans d'autres pays, et il semble essentiel pour l'apprentissage de nos industriels manufacturiers, que ceux-ci puissent également « se faire la main » sur des approvisionnements électriques très intermittents.
- Enfin, de telles installations seraient rendues éligibles dès 5MW d'électrolyse, et peuvent donc constituer un bon palier pour la courbe d'apprentissage des fabricants d'électrolyseurs nationaux.

Néanmoins, mobiliser ce gisement est soumis au respect de conditions non évaluées aujourd'hui :

- Il faut que les gisements d'énergies renouvelables en question soient localisés dans une même zone (périmètre à définir, éventuellement selon une variable contenu carbone de la logistique et du transport) que des installations industrielles consommatrices d'hydrogène.
- La solution logistique, de stockage et de transport/distribution d'hydrogène jusqu'aux *offtakers*, doit être clairement identifiée et réaliste.

France Hydrogène propose ainsi de lancer, en 2023, une étude approfondie sur le potentiel réellement mobilisable de cet « hydrogène offgrid » et, selon les résultats, de lancer en 2024 une première tranche de dispositif expérimental pour cet « AO offgrid », en parallèle du mécanisme principal.