

---

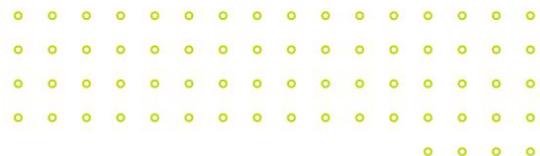
## Position de France Hydrogène sur les règles sur la production d'hydrogène renouvelable (RED III)

---

L'Union européenne prépare depuis de longs mois les règles et conditions encadrant la production d'hydrogène renouvelable. Le retard de publication par la Commission européenne des actes délégués prévus aux articles 27 (3) et 28 (5) de la directive sur les énergies renouvelables (RED II), ainsi que le vote du Parlement européen le 14 septembre sur la révision de la directive (RED III), créent **une situation d'incertitude et d'instabilité réglementaire dommageable pour toute la filière européenne de l'hydrogène**, de laquelle il faudrait sortir au plus vite.

Avec la phase de trilogue s'ouvrant entre Parlement européen, Conseil et Commission européenne, France Hydrogène a identifié **sept conditions à étudier pour trouver une solution de sortie** aux débats sur la juste proportion des règles et critères encadrant la production d'hydrogène renouvelable :

- 1. Une stabilité réglementaire dès que possible.** Des compromis doivent être trouvés au plus vite entre les parties pour déboucher sur des règles stables et lisibles pour la filière européenne de l'hydrogène. **L'instabilité réglementaire est un facteur à risque pour le leadership européen, avec des décisions d'investissements aujourd'hui retardées** faute de pouvoir bien dimensionner les projets de déploiement d'électrolyseurs dans l'UE.
- 2. Maintenir le critère d'additionnalité, avec des dérogations encadrées.** Le critère d'additionnalité doit être réintroduit pour que la filière électrolyse ne compromette pas la décarbonation des Etats membres, mais **des dérogations doivent être accordées pour les projets mis en service avant 2030**. Durant cette phase, la responsabilité de l'additionnalité doit être **transférée des producteurs individuels d'hydrogène aux Etats membres**, qui devraient être contraints d'aligner des capacités d'énergies renouvelables additionnelles équivalents à leurs ambitions de production d'hydrogène renouvelable. Durant cette phase de décollage du marché européen de l'hydrogène, les producteurs d'hydrogène devraient pouvoir **s'appuyer sur des EnR existantes, notamment l'hydroélectricité**. Les délais d'autorisation représentent en effet un obstacle au déploiement rapide de nouvelles capacités de production renouvelables : en France, il faut 4 à 5 ans pour déployer du solaire, 5 à 7 ans pour de l'éolien sur terre, ou 10 ans pour de l'éolien offshore, contre 2 à 3 ans pour une installation d'électrolyse. Cette période dérogatoire doit permettre d'atteindre l'objectif du plan RePower EU vers 10 millions de tonnes d'hydrogène à produire en 2030.
- 3. Des dérogations pour tous les mix électriques décarbonés.** La version de l'Acte délégué soumise à consultation en mai 2022 prévoit d'accorder une forme de « bonus » aux pays dont les mix de consommation électrique présentaient **une part d'EnR supérieure à 90 %**. **Ce seuil garantit un niveau exigeant de décarbonation et doit être maintenu**. Mais il biaise le libre choix énergétique des Etats membres garanti par les Traités de l'UE. Des pays comme la France ou la Suède présentent **un mix électrique déjà décarboné à plus de 90 % grâce à un bouquet combinant renouvelables et nucléaire**. Ils devraient également pouvoir bénéficier d'une forme de bonus, qui pourrait alternativement davantage reposer sur un seuil d'émission pour l'intensité carbone du réseau.
- 4. Révocation du critère d'absence de soutien financier aux EnR.** **La suppression du critère d'absence de soutien CAPEX ou OPEX aux installations solaires et éoliennes est un acquis** du vote du Parlement européen et doit être préservée. Avec un tel critère, l'Europe se prive de quasiment tous les gisements d'EnR actuels ou futurs dans l'essentiel des Etats membres, dont la France.
- 5. Une corrélation temporelle appropriée entre la production de l'électrolyseur et celle du ou des parcs renouvelables avec un PPA.** Aspect phare des controverses, **une corrélation temporelle trop lâche crée le risque de greenwashing**, d'autant plus si elle est associée à une corrélation géographique assouplie. Avec ce système, un électrolyseur installé à Hambourg pourrait consommer 55 MWh d'électricité du réseau allemand à 400-500 gCO<sub>2</sub>e/kWh fin décembre en prétendant consommer 55 MWh d'électricité solaire « zéro carbone » produite dans le sud de la France trois mois plus tôt. Il en résulterait un hydrogène produit par électrolyse en Allemagne avec un bilan carbone proche de 20 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>, soit deux fois plus que l'hydrogène produit par



vaporeformage de gaz naturel (11 kgCO<sub>2</sub>e/kgH<sub>2</sub>). Il s'agit ici des critiques bien connues entourant les garanties d'origine d'électricité et les « offres vertes » : en France, leur durée de vie a été ramenée de 12 à 1 mois en 2021. La proposition de la Commission établissait **une corrélation mensuelle jusqu'en 2030, puis horaire, une position qui apparaît comme un compromis raisonnable entre conditions de lancement des projets de production d'hydrogène et préservation d'un niveau exigeant de décarbonation.**

6. **Equivalence des règles entre productions domestiques et importations.** Les règles et critères adoptés pour la production domestique d'hydrogène renouvelable doivent **s'appliquer aussi aux importations d'hydrogène et ses dérivés (ammoniac, méthanol, e-fuels)**. Dans le cas contraire, les règles créeraient **des distorsions de concurrence** et prêteraient le flan à **des pratiques de greenwashing à l'étranger**. Exemple : le projet d'électrolyse 260 MW de Sinopec à Kuqa dans le Xinjiang soulève déjà des doutes du côté de BloombergNEF qui n'identifie que la moitié de l'approvisionnement électrique de l'installation à partir de 361 MW solaire, et craint un complément de moitié par l'électricité du réseau chinois alimenté par ses centrales à charbon.
7. **Reconnaissance du rôle de l'hydrogène bas-carbone dans la législation européenne.** A la suite du plan RePower EU, **le rôle de l'hydrogène bas-carbone, notamment produit à partir du nucléaire, doit enfin être reconnu pour l'atteinte des objectifs de décarbonation** de l'UE. Les quotas de consommation d'hydrogène pour l'industrie (50 % en 2030 puis 70 % en 2035) et les transports (5,7 % en 2030), réservés à l'hydrogène renouvelable, ne doivent pas contrevir au principe de libre choix par les Etats membres de leurs différentes sources d'énergie (art.194 TFUE), mais s'ouvrir d'une façon ou d'une autre à l'hydrogène bas-carbone. Seule une **stratégie cohérente de diversification des sources d'électricité renouvelable et bas-carbone** sera à même de sécuriser l'approvisionnement des 550 TWh requis pour produire les 10 millions de tonnes visées par l'UE à 2030. Aux Etats-Unis, la politique de soutien ambitieuse à « l'hydrogène propre », via un crédit d'impôt à la production jusqu'à 3 \$/kg, est ouverte à tous les formes d'hydrogène renouvelable ou bas-carbone, avec un premium accordé aux formes les plus vertueuses en termes d'intensité carbone.

**Exemple de capacités électriques additionnelles pour générer 120 TWh d'électricité nécessaires à la production de 2,1 millions de tonnes d'hydrogène par électrolyse (source : RTE)**

**Figure 9.14** Capacités additionnelles nécessaires en 2050 par rapport au scénario de référence, pour le « scénario hydrogène+ », en cas d'ajustement seulement sur une filière

