

## Note de position

### Sur le modèle de régulation pour le déploiement des énergies renouvelables électriques

#### Résumé

Le succès de la stratégie nationale hydrogène dépend intrinsèquement de la possibilité pour les producteurs d'hydrogène par électrolyse d'accéder à une électricité décarbonée compétitive, dans des quantités suffisantes relativement aux ambitions portées par le Gouvernement et la filière. En ce sens, il s'agit notamment de créer les conditions réglementaires :

- Pour réussir une forte accélération sur le déploiement des énergies renouvelables ;
- Et pour que les hyper électro-intensifs puissent s'approvisionner en électricité renouvelable compétitive via des Power Purchase Agreements (PPAs), ceux-ci constituant la preuve nécessaire pour qualifier l'hydrogène de renouvelable au regard des actes délégués européens définissant les règles de production des RFNBOs<sup>1</sup>.

Dans ce contexte, France Hydrogène recommande une refonte partielle du mode réglementaire de développement des énergies renouvelables, qui doit bénéficier à la filière mais aussi de manière plus générale au développement de PPAs renouvelables (quel que soit le type d'offtakers), ainsi qu'au niveau global de déploiement des capacités éoliennes et photovoltaïques :

- Maintenir le développement des énergies renouvelables électriques par CfD bidirectionnel (...)
- (...) mais ouvrir la possibilité pour le producteur de sortir du CfD pour un contrat en PPA. La durée minimale de ce PPA doit être déterminée avec les pouvoirs publics (ou, si ce contrôle n'est pas possible légalement, inciter structurellement à atteindre cette durée minimale de PPA en limitant à 5 ans après la prise d'effet du CfD, l'option gratuite de basculement du CfD vers un ou des PPAs) ;
- La puissance publique ayant ici été déterminante pour le financement-construction du parc de production renouvelable via la réassurance offerte par le CfD, nous proposons une régulation *ex ante* du prix de vente de l'électricité sous PPA : maximum +X% (valeur relative à déterminer) relativement au prix de vente en CfD.
- Le fonds de garantie PPAs piloté par BPI France devra être dimensionné à la hauteur de ces nouveaux besoins capacitaires, et pouvoir naturellement porter sur des actifs qui ne soient pas *greenfield PPAs* (puisque leur construction aura été lancée sous un régime CfD).

<sup>1</sup> Pour un mix électrique bas-carbone (<18gCO<sub>2</sub>/MJ) comme la France métropolitaine, sur les heures d'utilisation « d'électricité réseau » (i.e volumes non liés à des actifs en PPA), il sera également possible de qualifier de RFNBO une part de la production équivalente au taux de pénétration des énergies renouvelables sur ledit réseau à l'année n-2. Les différentes méthodes de qualification de RFNBOs (particulièrement PPAs et méthode dite « mix réseau ») peuvent être combinées. Plus de détails dans [cette présentation détaillée des actes délégués RFNBOs](#).

## 1. Contexte réglementaire

Pour la production d'hydrogène par électrolyse, la filière mise sur la complémentarité entre sources électriques nucléaire et renouvelable, permettant respectivement de qualifier l'hydrogène produit de bas-carbone (et non-fossile) et de renouvelable au sens des règles de production des carburants renouvelables non-biologiques (RFNBOs), définies par les actes délégués (UE)2023/1184 et (UE)2023/1185. L'une des manières de qualifier l'hydrogène produit est d'utiliser de l'électricité renouvelable via un PPA, et respectant plusieurs conditions :

- Corrélation géographique : l'électrolyseur est situé dans la même bidding zone que les actifs EnR avec lesquels il est lié par PPA.
- Corrélation temporelle : l'électrolyseur consomme les quantités d'électricité sur le même pas de temps que la production par les actifs EnR ; ce pas est mensuel jusqu'au 31 décembre 2029, et devient horaire à partir du 1er janvier 2030.
- Additionalité, i.e que les actifs EnR ont été mis en service au plus tôt 36 mois avant la mise en service des électrolyseurs. La France bénéficie d'une dérogation à cette règle compte tenu de son mix électrique bas-carbone.
- Absence de soutien d'aides d'Etat (en cours ou déjà reçues) aux actifs EnR avec lesquels les électrolyseurs sont liés via PPA. La France bénéficie d'une dérogation à cette règle compte tenu de son mix électrique bas-carbone.

Dans ce cadre, il est essentiel pour la filière hydrogène d'être en mesure de contractualiser des PPAs, celui-ci étant l'un des vecteurs contractuels principaux pour l'atteinte d'objectifs réglementaires européens (relatifs à l'utilisation de RFNBOs et d'hydrogène non-fossile dans l'industrie et les transports) et pour adresser durablement un marché (le produit RFNBO bénéficiant d'une meilleure valorisation sur le marché final que le bas-carbone, la possibilité d'optimiser la part RFNBO de la production peut faciliter l'atteinte d'un équilibre économique).

## 2. Constats technico-économiques

### 2.1. Les PPAs : des difficultés structurelles avec le modèle actuel

La filière hydrogène dresse plusieurs constats relatifs au développement actuel ou anticipé des PPAs renouvelables en France.

Tout d'abord, le développement des PPAs rencontre des difficultés structurelles en France relativement à d'autres Etats européens, comme souligné par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans son rapport de 2022<sup>2</sup> qui constatait que « *la France est le pays où les PPA sont le moins développés dans notre panel* ». Ce positionnement « *s'explique par des mécanismes de soutien public aux ENR conséquents (en prix et en volume) qui ne permettent pas de vendre la GO à un potentiel off-taker ; la parité réseau n'est pas atteinte du fait du faible coût de l'électricité ; le mix électrique est déjà largement décarboné* ». Or l'augmentation anticipée de la consommation d'électricité en France, liée à l'électrification des usages et à la trajectoire de réindustrialisation, conduit à des besoins additionnels en électricité décarbonée qui seront satisfaits par des nouveaux actifs renouvelables d'ici 2030-2035, et le développement des PPAs devient à ce titre stratégique.

Il est malheureusement plausible que le constat posé sur les difficultés structurelles au développement de PPAs en France se vérifie particulièrement pour les PPAs conclus avec des producteurs d'hydrogène par électrolyse, du fait du risque associé à ces projets par les institutions financières. De manière plus générale, en amont, l'existence de risques simultanés sur la réalisation du parc renouvelable et sur la bonne mise en service des électrolyseurs, peut rendre particulièrement difficile la projection sur un PPA des deux acteurs (producteur d'électricité, et consommateur, en l'espèce producteur d'hydrogène par électrolyse).

<sup>2</sup> [Développement des contrats de type PPA](#), CRE, mars 2022

## 2.2. Les contrats pour la différence (CfD) bidirectionnels : un modèle très efficace de développement des EnR, mais inopérant pour la qualification de l'hydrogène produit

Face à ce constat de difficultés structurelles rencontrées par les PPAs, il est possible d'opposer une efficacité prouvée du modèle actuellement en place en France pour le développement des énergies renouvelables, en l'espèce l'appel d'offres pour CfD bidirectionnels. La garantie donnée par l'Etat au producteur de ce prix de valorisation de l'électricité, sur une période de 20 ans généralement, répond à l'enjeu de financement des producteurs EnR auprès des banques, à des taux acceptables.

La réforme du marché de l'électricité a d'ailleurs confirmé cette vision du CfD bidirectionnel comme outil privilégié pour le développement de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable.

Néanmoins, ici l'électricité renouvelable produite est envoyée sur le marché de gros, et les producteurs d'hydrogène par électrolyse ne pourront donc pas l'utiliser pour qualifier leur production de RFNBOs. Par ailleurs, compte tenu des CAPEX massifs à engager pour leurs projets (ce n'est pas le cas de toutes les industries EI/HEI<sup>3</sup>, certaines reposant sur des actifs déjà amortis), les futurs producteurs d'hydrogène ont généralement besoin d'une visibilité supérieure à 10 ans sur le prix d'une part de leur approvisionnement électrique, et les PPAs renouvelables sont clés pour donner cette visibilité.

Enfin, le CfD tel qu'utilisé actuellement ne répond pas à l'objectif de découpler progressivement le déploiement des énergies renouvelables et le soutien financier de la puissance publique.

## 2.3. AO mixtes : des risques anticipés pour la contractualisation PPA par les producteurs d'hydrogène

Enfin, le principe d'appels d'offres (AO) mixtes est parfois évoqué. Il s'agit de réaliser des AO sur des puissances (de photovoltaïque ou d'éolien), pour lesquelles les producteurs EnR candidatent au prix le plus compétitif pour un CfD bidirectionnel (modèle actuel), mais en gardant une partie (%) de la puissance du parc valorisée par PPA et non par CfD.

Si le schéma semble de prime abord concilier les réponses aux différentes contraintes déjà évoquées, France Hydrogène identifie deux difficultés majeures. En effet, sous ce schéma, les développeurs EnR n'auraient pas suffisamment d'intérêts à contractualiser des PPAs avec des producteurs d'hydrogène :

- 1- Les développeurs EnR vont favoriser une contractualisation avec des consommateurs existants afin de réduire le risque d'un défaut de l'acheteur. Les développeurs EnR vont généralement chercher à assurer la (pré-)contractualisation de la part PPA de leurs projets en parallèle du processus de candidature en CfD, ou peu de temps après avoir été désignés lauréats du CfD. Or, les électrolyseurs ne sont pas encore en service, et un risque important est donc associé à la bonne réalisation des projets hydrogène par les développeurs EnR et les financeurs de ces projets EnR. Sous le schéma d'AO mixte, il y a donc un risque que les producteurs d'hydrogène soient loin dans l'ordre de mérite des types de consommateurs privilégiés par les développeurs EnR pour conclure un PPA. Par ailleurs, c'est dès la phase amont de montage technico-économique du projet que les producteurs d'hydrogène ont besoin de sécuriser une part de leur futur approvisionnement électrique par PPA renouvelable. .
- 2- Les développeurs EnR vont chercher à maximiser le prix de vente de leur électricité sous PPA, conduisant à prioriser certaines catégories de consommateurs moins sensibles au prix de l'électricité

---

<sup>3</sup> Industries électro-intensives et hyper électro-intensives, définies comme un ratio de MWh/€ de valeur ajoutée. La production d'hydrogène par électrolyse devrait être qualifiée d'HEI.

que des producteurs d'hydrogène par électrolyse (ou autres électro-intensifs). Par sa structure l'AO mixte conduit le développeur Enr à chercher un consommateur PPA avec une forte propension à payer un premium, car cela permet symétriquement au développeur de minimiser son prix de candidature au CfD et donc maximise ses chances d'être lauréat. Si non encadré / orienté, ce modèle conduira mécaniquement à favoriser la vente d'électricité renouvelable au secteur tertiaire (qui dispose structurellement d'une forte propension à payer un premium), alors que les industries hyper-électro-intensives sont les premières à avoir besoin de cette électricité en PPA, y compris pour l'atteinte d'objectifs réglementaires contraignants.

### 3. Recommandation

Dans ce contexte, France Hydrogène propose :

- 1- **De conserver en amont le modèle de déploiement par AO pour CfD bidirectionnels sur 20 ans :** ce modèle a fait ses preuves d'efficacité sur la réassurance et donc la capacité de financement auprès des institutions financières, ainsi que pour fournir une électricité renouvelable aussi compétitive que possible.
- 2- **Mais en laissant au producteur d'électricité lauréat la possibilité de sortir du CfD en contractualisant des PPAs.** La durée minimale de ces PPAs devrait être déterminée en bonne intelligence avec le régulateur et le législateur, relativement à l'objectif de donner de la profondeur (temporelle) au marché de l'électricité. Si ce contrôle n'est pas possible légalement, il serait possible d'inciter structurellement à contractualiser des PPAs à long terme en **limitant la possibilité de basculer sans frais (option gratuite) du CfD vers un ou des PPAs, jusqu'à 5 ans après la prise d'effet du contrat CfD.** à cette échéance de la vie du projet, la signature d'un PPA long terme serait mécaniquement un prérequis pour que les financeurs du projet acceptent de renoncer au revenu garanti par l'Etat sur le long terme. Cette disposition contribue également à limiter les éventuels effets d'aubaine.
- 3- **La puissance publique ayant ici été déterminante pour le financement-construction du parc de production renouvelable via la réassurance offerte par le CfD, nous proposons une régulation ex ante du prix de vente de l'électricité sous PPA : maximum +X% (valeur relative à déterminer) relativement au prix de vente en CfD.** Ce plafonnement doit ainsi permettre aux consommateurs HEI tels que les producteurs d'hydrogène, particulièrement sensibles au prix de l'électricité, d'accéder aux PPAs car seront moins exposés à la concurrence de consommateurs du secteur tertiaire capables de payer un premium élevé pour l'électricité renouvelable. **Le système proposé doit ainsi conjuguer les objectifs d'augmentation de la profondeur temporelle du marché de l'électricité, de baisse progressive de l'adossement des actifs EnR à un soutien public sans compromettre leur vitesse de déploiement, et d'accès à des PPAs renouvelables compétitifs pour les industries stratégiques EI/HEI.**
- 4- Le fonds de garantie PPAs piloté par BPI France devra être dimensionné à la hauteur de ces nouveaux besoins capacitaires, et pouvoir naturellement porter sur des actifs qui ne soient pas *greenfield PPAs* (puisque leur construction aura été lancée sous un régime CfD).

Sur ce système général, particulièrement pour l'éolien offshore (qui présente un facteur de charge élevé), il devrait être laissé aux développeurs EnR la possibilité de ne basculer qu'une partie de la puissance totale du parc en PPA, avec une priorité d'appel sur le PPA. Il serait ainsi possible de produire une forme de bandeau PPA, qui conviendrait particulièrement aux besoins de stabilité et prédictibilité de l'approvisionnement électrique que requièrent certaines industries HEI, particulièrement la production d'hydrogène.

**Ce modèle réglementaire est une manière concrète d'exploiter l'avantage comparatif théorique obtenu par le Gouvernement français dans la rédaction des actes délégués RFNBOs.** En effet, comme rappelé en partie 1 de la présente note, à l'exception des pays disposant d'un mix électrique bas-carbone comme la France ou la Suède, les électrolyseurs doivent être connectés en PPA à des actifs de production renouvelables qui justifient d'une absence de soutien par des aides d'Etat au cours de leur vie. En conséquence, dans le reste de l'Union, les producteurs d'hydrogène ne pourraient pas être les offtakers de ces parcs initialement développés par CfD ; ce modèle est une opportunité de développer un avantage comparatif français sur la production d'hydrogène renouvelable.