

Décembre 2025

## Position de l'UFE sur les avantages et inconvénients des différentes conceptions du complément de rémunération

Le 17 août 2015, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit le mécanisme du complément de rémunération (CR), ensuite intégré au Code de l'énergie à l'article L. 314-18, qui définit ce dispositif de soutien destiné à favoriser le développement des installations produisant de l'électricité, notamment d'origine renouvelable.

Plus récemment, la réforme du marché européen de l'électricité adoptée en juin 2024 précise que les mécanismes de soutien direct des prix pour les investissements dans de nouvelles installations de production d'électricité à partir de l'énergie éolienne, solaire, géothermique, hydraulique au fil de l'eau et de l'énergie nucléaire doivent, pour les contrats conclus après le 17 juillet 2017, prendre la forme de contrats pour différence (*Contract for Difference* (CfD) en anglais) bidirectionnels ou de mécanismes équivalents. (Règlement (UE) 2024/1747 modifiant l'article 19 quinque, paragraphes 1 et 2, du Règlement (UE) 2019/943).

Depuis, plusieurs pays, ont initié des réflexions sur la possibilité de faire évoluer le complément de rémunération sur la base « *d'un volume de productible normatif* ». L'Allemagne en 2024 via le rapport *Electricity market design of the future* du BMWK (Ministère fédéral de l'Économie et de la Protection du Climat), la France plus récemment dans le cadre des GT AO PPE 3 de la DGEC, et la Commission européenne a publié ses orientations sur le design des CfD, apportant un cadre de référence non contraignant à ces discussions.

Dans ce contexte, l'UFE revient sur les principes définissant le fonctionnement actuel du complément de rémunération en France et présente une première évaluation qualitative de différentes évolutions possibles du complément de rémunération :

- L'UFE souligne que les CfDs fondés sur un volume de productible normatif, plutôt que sur la production réelle de l'installation présentent des avantages en matière d'insertion des installations renouvelables dans le marché de l'électricité : le découplage du versement du

complément de rémunération de la production effective incite le producteur à concevoir, exploiter et maintenir son installation pour maximiser sa valeur sur les marchés de gros (journalier, infra-journalier et équilibrage) plutôt que de seulement maximiser le volume produit.

- Différentes modalités de conception des CfDs et d'estimation du productible normatif peuvent être envisagées, chacune impliquant un partage des risques entre le producteur et l'État, différent du dispositif actuel. Dès lors, **l'UFE recommande de poursuivre l'analyse de ce partage de risques dans les différents modèles de CfDs fondés sur le productible normatif**, en complétant les analyses qualitatives préliminaires figurant ci-dessous par des simulations et évaluations quantitatives dont l'objectif serait d'identifier les paramétrages adéquats des CfD basés sur un productible normatif.
- En tout état de cause, **l'UFE souligne que quel que soit le choix du CfD, il convient d'éviter que leur déclinaison augmente indûment les risques portés par les producteurs**, sans quoi cela entraînerait une hausse du coût du capital et, par conséquent, du coût du soutien public.
- L'UFE note enfin que, bien qu'étant d'une complexité et d'une rigidité significatives, des mécanismes additionnels du dispositif de soutien actuel ont été mis en œuvre afin d'atténuer les distorsions sur les marchés de gros (journalier, infra-journalier et équilibrage). **L'analyse des bonnes propriétés des CfD basés sur un productible normatif devra vérifier si les gains en termes de simplification et de flexibilisation du cadre, favorisant une meilleure intégration des installations ENR dans le fonctionnement des marchés, sont suffisants pour justifier les coûts de transition associés.**

## Description du principe de fonctionnement du complément de rémunération et analyse préliminaire de différentes évolutions possibles

Le reste de la note ci-dessous présente une première analyse qualitative du régime de complément de rémunération existant en France et de différentes évolutions de design possibles, notamment des CfDs fondés sur un volume de productible normatif. L'UFE tient à souligner (i) qu'il s'agit à ce stade d'une analyse préliminaire qui a vocation à être affinée dans les prochains mois par des simulations et évaluations quantitatives et (ii) qu'une évaluation définitive nécessite de déterminer le paramétrage précis des différentes options, ce qui n'est pas le cas à ce stade.

### Le complément de rémunération en France

Les contrats de complément de rémunération sont des instruments financiers conclus entre un producteur et l'Etat. Les installations produisant de l'électricité d'origine bas carbone possèdent deux caractéristiques particulières : (i) elles ont des coûts d'investissement (CAPEX) élevés et des coûts d'exploitation (OPEX) faibles, et (ii) elles ont une durée de vie importante (supérieure à 20 ans). Dès

lors, la durée de vie de l'actif s'étendant sur une vingtaine d'années, les acteurs n'ont pas de visibilité sur le prix de revente de l'électricité produite. **Par conséquent, en l'absence de garantie d'un prix de revente sur le long terme, l'incertitude des revenus de l'installation est importante, ce qui augmente le coût du capital et peut compromettre la décision d'investissement finale.**

Dans ce cadre, ces contrats prennent la forme d'une prime variable sur la production effective de l'installation, permettant ainsi de garantir un prix de vente sur le long terme. Les contrats de complément de rémunération permettent de transférer à l'Etat une partie du risque prix de la vente d'électricité pour le producteur afin que celui-ci puisse financer le développement du projet.

Contrairement aux contrats d'obligation d'achat, les producteurs qui bénéficient d'un contrat de complément de rémunération sont responsables de la vente de l'électricité produite sur les marchés de l'électricité et reçoivent, grâce à celui-ci, une prime *a posteriori* en complément de la vente de leur électricité. Cette prime est définie comme étant la différence entre un tarif de référence (T) et un prix de marché de référence (M0). Le tarif de référence est défini par arrêté tarifaire ou dans le cadre d'une procédure concurrentielle et le M0 correspond au prix capté par un groupe d'installations de référence. Par conséquent, les revenus totaux du producteur sont donc égaux à la somme des revenus captés de l'installation (c'est-à-dire les revenus moyens de l'installation par MWh liés à la vente de sa production) et de la différence entre le tarif de référence et le prix de marché de référence.

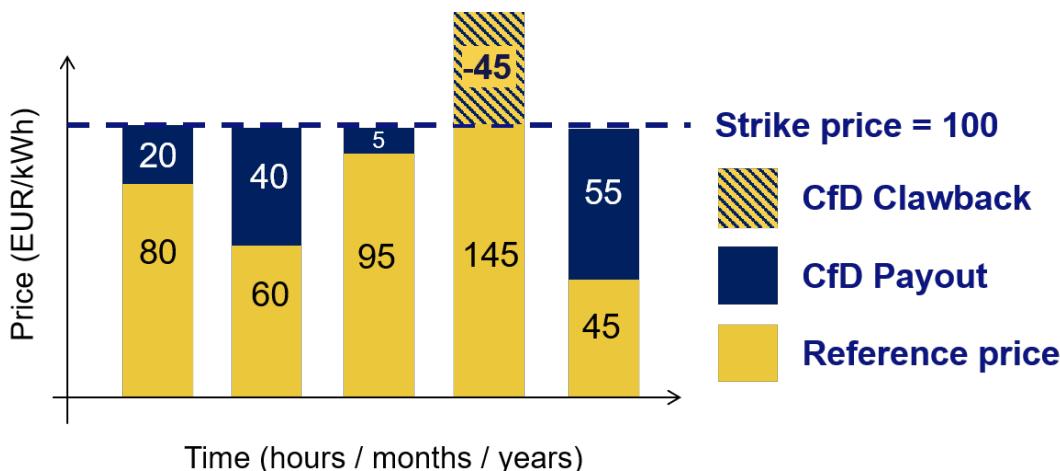


Figure 1 : Schéma d'un contrat de complément de rémunération symétrique (Source : Florence School of Regulation)

Cette prime variable est ainsi positive lorsque le prix de marché de référence est inférieur au tarif de référence, mais elle peut également être négative dans le cas inverse. Les compléments de rémunération dits « bidirectionnels » sont ceux dont la prime est dite « symétrique », c'est-à-dire qu'elle peut être négative ou positive. **Un complément de rémunération bidirectionnel permet donc un partage de risque efficace en cas de prix bas et hauts. En effet, si les prix de marchés de référence deviennent supérieurs au tarif de référence, le producteur versera la différence au co-contractant, c'est-à-dire l'Etat.** A l'instar du Royaume-Uni, du Danemark et de l'Espagne, le complément de

rémunération en France est symétrique tandis que l'Allemagne a par exemple un complément de rémunération asymétrique.

Concernant la durée du contrat de complément de rémunération, elle est en général de 20 ans en France, assurant ainsi une couverture sur la majeure partie de la durée de vie de l'installation. Le Royaume-Uni et les Pays-Bas ont choisi une durée de 15 ans, et l'Espagne une durée de 12 ans. Il convient toutefois de noter que cela évolue au Royaume-Uni : l'appel d'offres de cette année propose une durée portée à 20 ans. Le droit européen, notamment via le CISAF, autorise des durées de contrat jusqu'à 25 ans.

S'agissant de la méthode de calcul du prix de marché de référence, l'UFE souligne que sa définition repose sur trois paramètres : (i) le choix du marché de référence, (ii) le pas de temps de calcul et (iii) la pondération. Le marché de référence est défini comme étant le marché spot J-1. Chaque filière ayant des contraintes techniques différentes, celles-ci n'ont pas toutes la même capacité à être réactives aux prix de marché. Cependant, l'UFE note que plus le pas de temps de calcul est long (par exemple mensuel plutôt que journalier ou horaire), plus le producteur est soumis au risque d'écart de prix et plus il est incité à optimiser sa production au sein du pas de temps considéré. Le risque d'écart de prix est défini comme la différence entre le prix capté par l'installation et le prix de marché de référence. La France a choisi un pas de temps mensuel pour le solaire photovoltaïque, l'éolien à terre, l'éolien en mer et la petite hydroélectricité (à partir de 2023 pour les installations soutenues par appel d'offres et depuis 2024 pour les installations soutenues en guichet ouvert) ou annuel pour le biogaz, la biomasse et la géothermie, tandis que le Royaume-Uni et l'Espagne ont un pas de temps horaire alors que l'Allemagne (depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023), les Pays-Bas et le Danemark ont un pas de temps annuel.

De plus, la moyenne des prix de marché de référence peut éventuellement être pondérée par un profil de production de référence. L'UFE note qu'une non-pondération du M0 (c'est-à-dire une moyenne simple) représente un risque d'écart significatif entre le prix capté et le prix de référence. Pour les filières renouvelables comme l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, compte tenu de l'effet de cannibalisation des revenus, le risque du producteur sur l'estimation du prix capté par la filière et le prix moyen sur la durée du contrat est particulièrement important. D'un autre côté, une pondération par le profil de production du parc du producteur n'engendrerait aucune incitation à optimiser le profil de production de l'installation. A l'instar de l'Allemagne, la France a fait le choix d'un M0 pondéré par un profil de production représentatif de la filière pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque. Au niveau européen, le Royaume-Uni et l'Espagne n'appliquent pas de pondération, le Danemark applique un M0 non pondéré sur les prix spot de l'année précédente et les Pays-Bas ont opté pour une moyenne non pondérée.

Lors des moments de faible consommation d'électricité conjugués à une forte offre de production d'électricité à prix négatifs, il est possible que les prix de l'électricité sur le marché spot deviennent négatifs. En effet, en raison de contraintes à la baisse sur le parc conventionnel (coûts de démarrage,

seuil technique de puissance minimum à respecter, durée minimale incompressible d'arrêt...), il est plus rationnel pour certains moyens de production de payer pour continuer à produire plutôt que de s'arrêter. Ce phénomène est aussi lié à la structure de l'obligation d'achat (OA) qui insensibilise les installations sous OA à ce signal prix négatif et conduit les acheteurs obligés à vendre cette production à tout prix sur les marchés de l'électricité. L'article 175 de la loi de finances 2025 vise à réduire ce biais régulatoire en permettant aux acheteurs obligés de demander l'arrêt ou la limitation de la production des installations sous OA de plus de 10 MW lorsque cela permet de réduire la CSPE et donc notamment en cas de prix négatifs. Or, l'alinéa 123 des lignes directrices concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 souligne que « *Les aides doivent être conçues de manière à éviter toute distorsion non désirée du fonctionnement efficient des marchés, et en particulier préserver l'efficacité des incitations et des signaux de prix. [...] En particulier, les bénéficiaires ne devraient pas être incités à vendre leur production en dessous de leurs coûts marginaux et ne doivent pas bénéficier d'aides à la production au cours de périodes où la valeur marchande de cette production est négative* ». Par conséquent, puisque le complément de rémunération n'est versé que pendant les heures où les prix spot sont positifs, le producteur doit estimer, lors de la décision d'investissement, le nombre d'occurrences de prix négatifs à venir pendant la durée du contrat. Cette estimation est très incertaine et augmente *in fine* le risque porté par le producteur, ce qui peut engendrer une augmentation du tarif de référence. Dès lors, l'Etat français a fait le choix de compenser en partie la perte de revenus pour cause d'arrêt en cas de prix négatifs sur le marché Spot. Cette prime pour prix négatifs dépend d'un facteur de charge normatif défini par filière et d'une franchise d'heures associée. Par conséquent, lorsque le nombre d'heures de prix négatifs sur le marché Spot dépasse la franchise et que le producteur s'arrête, celui-ci est compensé par l'Etat. Il est intéressant de noter que tous les pays européens n'ont pas fait le choix d'introduire une compensation en cas d'arrêt pour prix négatifs. Par exemple en Allemagne, les producteurs ne reçoivent pas de complément de rémunération pour des périodes de prix négatifs, mais la durée du contrat de soutien est allongée de la durée pendant laquelle l'installation s'est arrêtée. Depuis fin octobre 2025, l'Espagne, quant à elle, a introduit un nouveau décret permettant de continuer à verser les CR aux producteurs si les prix sont négatifs jusqu'à six heures en cumulées.

L'UFE tient également à souligner que le complément de rémunération français possède une particularité introduite par l'article 175 de la loi de finances pour 2025. **En effet, les installations bénéficiant du complément de rémunération sont incitées à participer aux marchés infra-journaliers.** En effet, si le prix spot est négatif à une certaine heure mais que l'une des enchères infra-journalières est positive, le producteur peut produire et toucher la prime pour prix négatifs ainsi que sa rémunération au marché.

Pour le producteur :

Avantages	Inconvénients
Maintien du cadre existant.	<p>Le CR actuel ne couvre pas le risque volume (ni le risque météo, ni le risque technique) et donc pas le revenu (si le producteur produit peu au réel, il en tire un faible revenu marché et un faible CR). Cela augmente l'incertitude sur les revenus du producteur et donc le coût du capital. A noter que les modèles de prévision météorologiques étant de plus en plus précis et poussés, et les banques accoutumées à travailler au financement de projet avec différents types de scénarios de productible (P50, P90 voire P95), ce risque volume est dans la pratique, évalué et chiffré par tous les acteurs impliqués dans le financement de projet.</p>
<p>Le producteur est compensé de façon normative lorsqu'il s'arrête pendant les occurrences de prix négatifs. Cette compensation réduit le risque prix du producteur, qui est indépendant de ses actions, et diminue ainsi le coût du capital. D'après le rapport de REX de la CRE sur les CR, aucun des autres pays européens étudiés ne prévoit de « prime pour prix négatifs » comme en France, mais d'autres dispositifs visant à compenser les producteurs peuvent exister (par exemple, en Allemagne, via un allongement de la durée du contrat de soutien de la durée cumulée des heures de prix négatifs ou en Espagne, via la possibilité de continuer à verser les CR aux producteurs si les prix sont négatifs jusqu'à six heures cumulées.).</p>	<p>L'existence d'une franchise (la prime prix négatif n'est pas versée dès la première occurrence de prix négatif lorsque le producteur s'arrête mais seulement après un nombre d'occurrences de prix négatifs où le producteur s'est arrêté, différencié par filière) conduit à augmenter le risque du producteur et donc le besoin de couverture de ce risque par le producteur, ce qui se traduit par une augmentation de son "strike price" demandé lors des appels d'offres.</p>

Pour l'Etat :

Avantages	Inconvénients
Maintien du cadre existant	<p>Le CR étant calculé sur la base de la production réelle, il existe un biais de type « <i>produce and forget</i> » :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dispatch :           <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas d'incitation à optimiser la valorisation de son installation sur les différents marchés (J-1<sup>1</sup>, IJ<sup>2</sup> et Equilibrage)</li> <li>- Distorsions du J-1 : risque d'arbitrage dans certaines situations de prix<sup>3</sup></li> </ul> </li> <li>• Maintenance : Pas d'incitation à planifier la maintenance lors de périodes de prix faible</li> </ul>
	Complexité : contrairement aux CfDs basés sur productible normatif qui embarque nativement ces incitations, nécessité de mettre en œuvre

<sup>1</sup> Du fait du M0 mensuel, si les installations sont incitées à optimiser les profils de production au sein de chaque mois, elles ne sont pas incitées à produire davantage lors des mois pendant lesquels les prix sont plus élevés. Du fait du M0 mensuel, si les installations sont incitées à optimiser les profils de production au sein de chaque mois, elles ne sont pas incitées à produire davantage lors des mois pendant lesquels les prix sont plus élevés (et donc à placer leur maintenance au printemps ou en été, les mois où les prix sont les plus faibles). Une installation PV a ainsi tout intérêt à effectuer un arrêt pour maintenance en hiver, lorsque sa production est la plus faible, alors que ce comportement est sous-optimal du point de vue du système électrique compte tenu des prix de gros plus élevés en hiver.

<sup>2</sup> Ces distorsions des marchés IJ et Equilibrage tendent à être atténuées par les dispositions introduites à l'article 175 de la loi de finances 2025 qui prévoient d'une part la possibilité pour une installation sous CR de toucher la prime Pneg que l'installation produise ou pas lorsque le prix J-1 est négatif mais l'une des enchères infra-journalière est positive et d'autre part la régularisation de l'énergie/de la Pneg résultant d'une activation sur le MA ou les SSY dans la production rémunérée au titre du contrat/compensée au titre de la Pneg afin d'encourager les installations à s'offrir à leur prix réel d'ajustement.

<sup>3</sup> Il existe des cas dans lesquels, lorsque le prix de référence mensuel dépasse le strike et que le prix spot journalier est faible, le producteur est incité à s'arrêter de produire, alors même que le prix spot demeure supérieur à ses coûts variables. Dans ces situations, produire conduit le producteur à reverser à l'Etat un montant supérieur à son revenu marché, ce qui rend la production économiquement non rationnelle. Cette situation est particulièrement susceptible de se produire en fin de période de référence (en fin de mois), lorsque le producteur dispose d'une bonne visibilité sur le niveau du prix de référence mensuel. Ces situations, autrefois exceptionnelles, sont devenues fréquentes en 2021 et 2022 avec la crise des prix de l'électricité.

	<p>par le cadre réglementaire un grand nombre de « mécanismes additionnels » complexes pour inciter à un comportement vertueux vis-à-vis du marché/système électrique (prime Pneg, versement de la prime Pneg si le prix J-1 est négatif mais l'une des enchères infra-journalières est positive, correction des données d'énergie pour les activations au MA/SSY/flex locales...) qui n'existeraient pas dans le cas d'un CR basé sur une production normative.</p>
	<p>L'existence d'une franchise sur les prix négatifs accroît les risques des producteurs, qui doivent estimer le nombre annuel d'heures au cours desquelles les prix spot seront négatifs sur la durée de leur contrat et, par conséquent, l'espérance de perte de revenus associée. Cela induit un renchérissement du niveau des tarifs de référence proposés par les candidats aux appels d'offres et in fine un renchérissement du coût pour l'Etat du soutien des installations de production à partir d'énergies renouvelables.</p>

## Analyse des différentes évolutions possibles du design du mécanisme de complément de rémunération

### Un complément de rémunération avec un plancher et un plafond de prix

Cette conception du complément de rémunération est basée sur la production réelle de l'installation et est assortie d'un prix plancher et d'un prix plafond. Lorsque le prix de marché de référence est en dessous du prix plancher, l'Etat verse le complément de rémunération au producteur et lorsque le prix de marché de référence est au-dessus du prix plafond, le producteur verse la différence à l'Etat. Au sein de cet intervalle de prix de marché, ainsi que pour les pas de temps où le prix est négatif, le producteur ne touche pas de complément de rémunération. Par conséquent, plus l'écart entre le prix plancher et le prix plafond est important, plus le producteur conserve les revenus qu'il a tirés de la vente de son électricité sur les marchés de l'électricité.

#### Eléments à approfondir :

- Le choix des modalités des appels d'offres et de la méthode pour la détermination du

plancher, du plafond de prix, de la taille du corridor.

- L'étude de ce mécanisme dans différentes configurations (CR basé sur une production réelle/sur un productible et dans le cas de ce dernier approfondissement de la méthode de calcul du productible de l'installation de référence).

## How does a two-way contract for difference work?

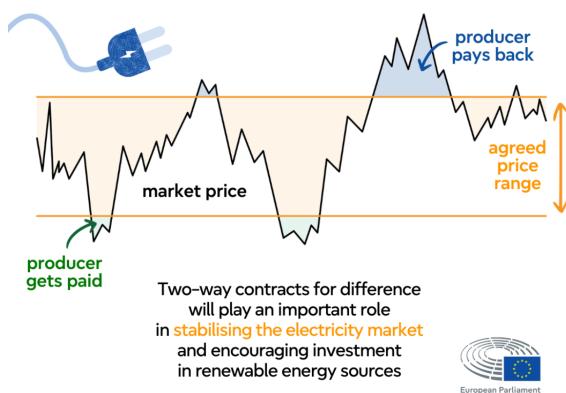


Figure 2 : Schéma d'un contrat de complément de rémunération avec un plancher et un plafond de prix (Source : Parlement Européen)

Pour le producteur :

Avantages	Inconvénients
	Plus l'intervalle entre le prix plancher et le prix plafond est important, plus le producteur est sensible aux variations de prix, ce qui conduit à augmenter le coût du capital.
	Le CR proposé ne couvre pas le risque volume (ni le risque météo, ni le risque technique) et donc pas le revenu (si le producteur produit peu au réel, il en tire un faible revenu marché et un faible CR). Cela augmente l'incertitude sur les revenus du producteur et donc le coût du capital. A noter que les modèles de prévision météorologiques étant de plus en plus précis et poussés, et les banques accoutumées à travailler au financement de projet avec différents types de scénarios de productible

	(P50, P90 voire P95), ce risque volume est dans la pratique, évalué et chiffré par tous les acteurs impliqués dans le financement de projet.
	Le non-versement du CR lorsque les prix de marché sont négatifs est un facteur de risque important (le producteur doit anticiper les occurrences de prix négatifs) lors de l'investissement initial, ce qui augmente le coût du capital.

Pour l'Etat :

Avantages	Inconvénients
	<p>Le CR étant calculé sur la base de la production réelle, il existe en dehors du corridor un biais de type « <i>produce and forget</i> » sur le dispatch:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Pas d'incitation à optimiser la valorisation de son installation sur les différents marchés (J-1, IJ, Equilibrage)</li> <li>- Distorsions du J-1 : risque d'arbitrage dans certaines situations de prix</li> <li>• Maintenance : Plus le pas du temps de calcul du prix de marché de référence est court, moins le producteur est incité à planifier la maintenance lors de périodes de prix faible</li> </ul>
	Complexité administrative potentielle liée à la définition initiale des paramètres du corridor et au traitement des versements (exclusion des pas de temps où le prix de référence est négatif ou dans le corridor).
	Le but d'un mécanisme de soutien pour l'Etat est de soutenir le développement des installations renouvelables à moindre cout afin d'atteindre les objectifs PPE. Au risque volume préexistant dans le CR actuel, le corridor ajoute pour le producteur un risque prix (intervalle

	<p>entre le plancher et le plafond), ce qui le conduira à augmenter ses exigences lors de l'appel d'offres menant soit à renchérir le coût du soutien public (prix plancher élevé) soit à manquer la cible PPE (moindre volume contractualisé).</p>
--	---

### **Un complément de rémunération basé sur le potentiel de production de l'installation, « *Capability based CfD* »**

Ce design de CR est novateur dans la mesure où le complément de rémunération est versé en fonction du productible de l'installation de référence et non pas de la production réelle de l'installation. De la même manière que les CR symétriques, un prix de marché de référence serait défini, le signe de la prime serait positif ou négatif et la prime serait variable. Par conséquent, le producteur est encouragé à maximiser les revenus de sa production, indépendamment du montant du soutien accordé. Avec ce design, dans le cas où le prix de marché de référence est inférieur au tarif de référence, l'Etat verserait au producteur le complément de rémunération sur la base du productible de l'installation de référence, indépendamment de la quantité d'électricité produite par l'installation soutenue. Ce type de complément de rémunération pose la question de la définition de l'installation de référence. L'UFE souligne que le potentiel peut être déterminé selon plusieurs méthodes : (i) de manière normative en fonction du facteur de charge de la filière, (ii) en fonction de données météorologiques en temps réel ou issues d'un modèle météorologique, ou (iii) en prenant la moyenne de la production des installations du même type de technologie située dans une même localisation. L'UFE rappelle que le choix de la méthode pour la définition de l'installation de référence a un impact déterminant sur le partage du risque volume d'écart entre l'Etat et le producteur. L'UFE invite ainsi à analyser la matérialisation des risques d'écart entre d'une part l'estimation de productible et le productible sur la base duquel est calculé le CR et d'autre part entre le productible et la production réelle de l'installation (en tenant compte des spécificités du parc en termes de bridages avifaune et acoustique et d'effets de sillage). Par conséquent, il est nécessaire que la méthode de calcul du productible de l'installation de référence soit transparente et accessible aux producteurs au moment de la candidature.

#### Eléments à approfondir :

- Détermination de la méthode de calcul du productible de l'installation de référence.
- Approfondissement du partage de risques entre producteur et Etat en fonction de la méthode de calcul du productible de l'installation de référence.
- Effets du mécanisme sur l'intérêt des banques et des investisseurs à financer de nouvelles capacités de production électrique.

Pour le producteur :

Avantages	Inconvénients
<p>Lorsque le prix de référence est inférieur au strike, le producteur continue de toucher un CR en période de maintenance ce qui n'est pas le cas actuellement dans le CR sur production réelle.</p> <p>Il est par ailleurs incité à placer sa maintenance quand les prix sont bas car son complément de rémunération sera d'autant plus élevé (plus le prix est bas, plus la différence avec le strike est importante).</p>	<p>Le producteur étant incité à une meilleure insertion dans le marché de l'électricité, il est plus contraint dans le placement de sa maintenance puisqu'il est incité à la placer en période de prix faible.</p>
	<p>Bien qu'un CfD « capability-based » ait été inscrit dans un cahier des charges d'un AO éolien en mer dans ces deux pays, aucun projet n'a pour le moment été attribué. Le partage de risque volume entre l'Etat et le producteur dépend de la méthodologie de définition du productible de l'installation de référence. Ce risque doit donc pouvoir être évalué par le producteur au moment de la candidature et la méthodologie de définition du productible de l'installation de référence doit être prévue par le cahier des charges de l'appel d'offres.</p>

Pour l'Etat :

Avantages	Inconvénients
<p>Le CR calculé sur la base d'un productible résout les inconvénients de type « <i>produce and forget</i> » des CR fondés sur une production réelle en incitant le producteur, comme tout producteur pleinement exposé au marché, à maximiser la valeur du kWh produit et non seulement le volume produit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Design</b>: incitation à concevoir son installation (emplacement, taille, orientation, système de stockage ...) pour maximiser la valeur du kWh</li> </ul>	<p>Coûts de mise en œuvre importants. En fonction du degré de précision souhaité, la méthodologie d'estimation du productible peut s'avérer complexe à définir et à implémenter pour le co-contractant et les producteurs.</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Dispatch</b> :           <ul style="list-style-type: none"> <li>- Incitation à produire davantage en période de prix élevés et à optimiser la valorisation de son installation sur les différents marchés (J-1, IJ, Equilibrage)</li> <li>- Suppression des distorsions du J-1 existant dans le CR <i>pay as produced</i> : puisque le CfD ne dépend pas de la production réelle, l'opérateur n'a aucune raison de s'arrêter quand le prix spot est positif/aucune raison de produire quand le prix spot est inférieur à ses coûts variables (pas besoin de régulation spécifique sur les heures négatives)</li> </ul> </li> </ul>	<p>Risque d'une moindre incitation à réparer son installation/à produire pour le producteur (notamment en fin de contrat), en situation de prix faibles où le CR est positif, étant donné qu'il touche un complément de rémunération indépendant de sa production réelle ce qui pourrait supposer de rendre le soutien conditionnel à une vérification périodique de la disponibilité de l'installation.</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Maintenance</b> : incitation à planifier la maintenance lors de périodes de prix faibles alors que dans le CR <i>pay as produced</i> le producteur est incité à placer ses maintenances pendant les périodes de faibles productions (typiquement en hiver pour le PV), souvent corrélées à des prix élevés.</li> </ul>	

### Un complément de rémunération basé sur un revenu capacitaire, « *Financial CfD* »

Le complément de rémunération capacitaire, aussi appelé « financier », consiste à offrir un paiement capacitaire fixe. En effet, le producteur recevrait une rémunération fixe indépendante de la production, c'est-à-dire en euro/MW, en échange de laquelle il versera à l'Etat les revenus de l'**installation de référence**. Ainsi, de la même manière que pour l'option précédente, étant donné que le soutien de l'Etat à l'installation est fixe, le producteur est encouragé à maximiser ses revenus de marché et à conserver le surplus issu de cette surperformance. Comme pour l'option précédente, l'UFE souligne que cette option demande également une attention particulière à la définition du productible de l'installation de référence, qui aura un impact fort sur le risque porté par le producteur.

Eléments à approfondir :

- Détermination de la méthode de calcul du productible de l'installation de référence.
- Approfondissement du partage de risques entre le producteur et l'Etat en fonction de la méthode de calcul du productible de l'installation de référence.
- Effets du mécanisme sur l'intérêt des banques et des investisseurs à financer de nouvelles capacités de production électrique.

Pour le producteur :

Avantages	Inconvénients
Le producteur reçoit un paiement capacitaire fixe et prévisible (car indépendant de sa production et du prix de marché de référence) sur toute la durée du contrat (meilleure couverture du risque volume). Cela réduit a priori l'incertitude sur les revenus et donc le coût du capital, à condition que la méthodologie définissant le productible de l'installation de référence soit précise et compréhensible par l'écosystème du développement et du financement des projets d'énergies renouvelables.	Il s'agit d'un modèle pour le moment purement théorique. Le partage du risque volume entre Etat et producteur dépend de la méthodologie de définition du productible de l'installation de référence. Ce risque doit donc pouvoir être évalué par le producteur au moment de la candidature et la méthodologie de définition du productible de l'installation de référence doit donc être prévue dans le cahier des charges de l'appel d'offres.
	Le producteur doit être, à minima, au plus proche du profil de production de l'installation de référence pour ne pas perdre de revenus.

Pour l'Etat :

Avantages	Inconvénients
<p>Le CR calculé sur la base d'un productible potentiel résout les inconvénients de type « <i>produce and forget</i> » des CR fondés sur une production réelle en incitant le producteur, comme tout producteur pleinement exposé au marché, à maximiser la valeur du kWh produit et non seulement le volume produit :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Design</b>: incitation à concevoir son installation (emplacement, taille, orientation, système de stockage ...) pour maximiser la valeur du kWh</li> </ul>	Coûts de mise en œuvre importants. En fonction du degré de précision souhaité, la méthodologie d'estimation du productible normatif peut s'avérer complexe à définir et à implémenter.

<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Dispatch :</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Incitation à produire davantage en période de prix élevés et à optimiser la valorisation de son installation sur les différents marchés (J-1, IJ, Equilibrage)</li> <li>- Suppression des distorsions du J-1 existant dans le CR <i>pay as produced</i> : puisque le CfD ne dépend pas de la production réelle, l'opérateur n'a aucune raison de s'arrêter quand le prix spot est positif/aucune raison de produire quand le prix spot est inférieur à ses coûts variables (pas besoin de régulation spécifique sur les heures négatives)</li> </ul> </li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Maintenance</b> : incitation à planifier la maintenance lors de périodes de prix faibles alors que dans le CR <i>pay as produced</i> le producteur est incité à placer ses maintenances pendant les périodes de faibles productions (typiquement en hiver pour le PV), souvent corrélées à des prix élevés.</li> <li><b>Le risque d'indisponibilité en cas de fortuit</b> est désormais corrélé au prix de l'électricité : dans les CfD traditionnels, les producteurs font face au risque d'arrêt de l'installation, ce qui entraîne une interruption totale de leurs revenus. Dans ce CfD, le risque d'indisponibilité est désormais corrélé aux prix de l'électricité : lorsque les prix de l'électricité sont élevés, les producteurs sont incités à dépenser autant que possible pour remettre rapidement l'installation en service, tandis qu'en période de prix bas, ils peuvent prendre plus de temps et donc dépenser moins en maintenance.</li> </ul>	