

POWER PURCHASE AGREEMENTS

Guide de financement 2024



PRÉAMBULE



En 2018-2019, **La Plateforme Verte** publiait un guide des CPPA pour permettre aux professionnels du secteur de comprendre et d'approcher l'ensemble des questions techniques, juridiques et opérationnelles de ces nouveaux modèles d'affaires.



Depuis 2019, les membres participant au groupe de travail des PPA ont participé aux travaux législatifs et réglementaires dans un objectif de favoriser leur développement et limiter au mieux les contraintes portant sur leur structuration et leur financement.



Dans la poursuite de ses travaux, La Plateforme Verte a rédigé le présent **Guide de financement des PPA 2024** pour apporter au marché des solutions pour favoriser l'émergence et la variété des PPA ainsi que leur financement.



Sylvie PERRIN

Présidente et Fondatrice de La Plateforme Verte
Avocate Associée du Cabinet De Gaulle Fleurance

DE GAULLE
FLEURANCE



Alexandre SOROKO

Responsable du GT Financement de la Plateforme Verte
Head of Power and PPA Advisory - Greensolver



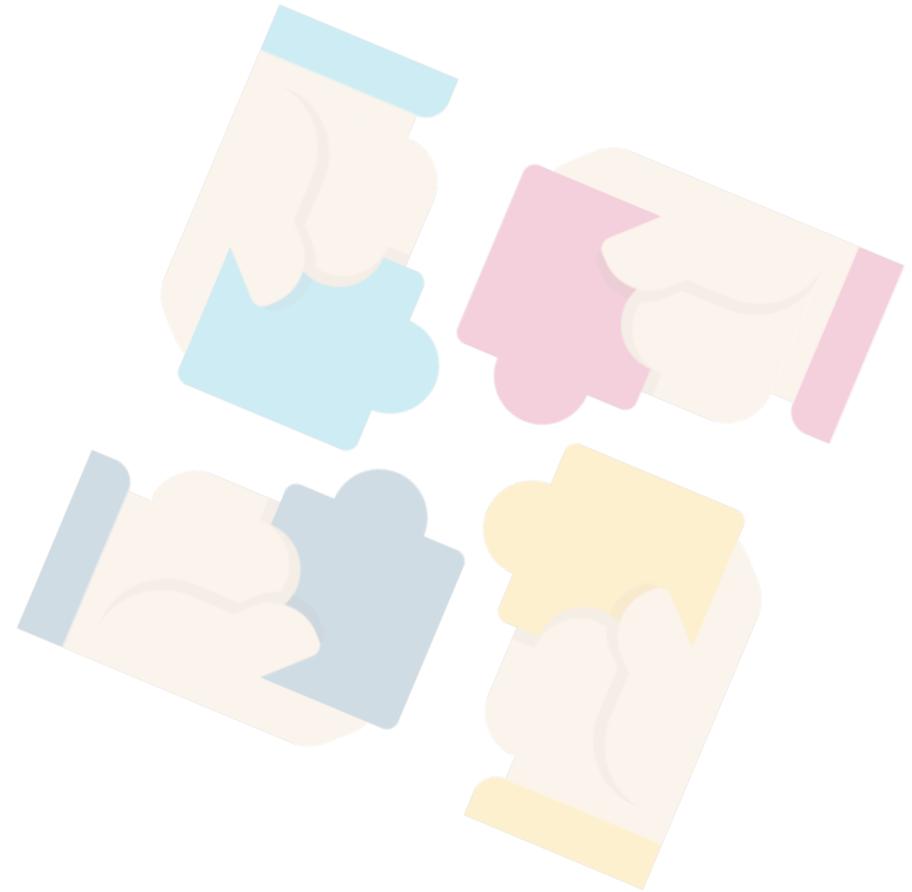
Remerciements

Les rédacteurs expriment leur profonde gratitude à l'ensemble des membres du Sous-Groupe de Travail Financement de la Plateforme Verte pour leur précieuse contribution et leur expertise.

Grâce à de nombreuses réunions et à des débats constructifs, leur engagement et leurs efforts ont permis d'enrichir ce guide de financement des *Power Purchase Agreements*, en apportant des perspectives essentielles et une compréhension approfondie des enjeux juridiques et financiers dans le domaine de l'énergie.

Leur collaboration a été fondamentale pour faire de ce guide une ressource précieuse pour tous les acteurs du secteur.

Merci au **Crédit Agricole**, **BPCE Energenco**, **Groupe Pochet**, **Sunmind**, **ETIC**, **Greensolver**, **De Gaulle Fleurance** et **BPI France**, ainsi qu'à tous les participants et pour leur soutien et leur dévouement.



Eléments introductifs



Dans un contexte de crise énergétique et d'envolée des factures, les acteurs économiques cherchent à **diversifier leur stratégie énergétique**, tout en veillant à atteindre leurs objectifs de décarbonation et de sécurisation des dépenses.



Parmi les outils à disposition pour accompagner les entreprises dans cette période de transformation des modèles économiques et d'électrification des usages, la **signature de contrats d'achat direct d'électricité à long terme** (*PPA – Power Purchase Agreements*) apparaît comme un levier d'action séduisant et efficace.

En mars 2024, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) dénombre **plus d'une centaine de PPA** sur le territoire français, pour une **puissance totale de 2 gigawatts (GW)** d'électricité renouvelable.



Le *PPA* régit **la vente et l'achat d'énergie électrique**. D'origine renouvelable, l'électricité pourra être produite à partir d'installations de différentes technologies (photovoltaïques, éolien, hydroélectrique, biomasse...), que celles-ci soient existantes ou à construire. C'est un contrat entre deux parties : l'une qui produit ou génère de l'électricité pour la vendre et l'autre qui souhaite acquérir de l'électricité.



En **sécurisant les flux de paiements** entre l'opérateur d'une centrale électrique indépendante et l'acheteur, généralement un consommateur d'électricité détenu par un actionnaire ou par une entreprise privée, le *PPA* est un élément clé dans le développement de tout nouveau projet énergétique, fournissant le cadre de construction et d'exploitation de ce dernier.



En 2023 dans l'Union Européenne : 216 PPA signés par des entreprises

- 44 % contractés avec une entreprise de type fournisseur d'électricité (Utility PPA)
- 56 % avec un développeur/producteur indépendant ou fonds de gestion

Préférence pour les contrats directs avec les porteurs de projets pour atteindre les objectifs en matière d'additionnalité définis par les entreprises contractantes, en cohérence avec les politiques climatiques européennes.



La volatilité des prix a accru la sensibilisation des entreprises aux facteurs de risques de prix et de profil

- Changement dans les stratégies d'approvisionnement: les PPA d'entreprise sont utilisés comme outil de couverture.
- Constat d'erreurs de tarification dans certains accords, pour lesquels les entreprises risquent de payer un prix excessif sur le long terme en raison de mauvaises hypothèses.



Les volumes de **PPA solaires** ont quadruplé en 2023

- Le photovoltaïque est le plus populaire dans les contrats de PPA, avec 160 accords totalisant 10,5 GW (soit 65 % des 16,2 GW au total)
- En comparaison : l'éolien terrestre atteint 2,3 GW pour 58 contrats, et l'éolien offshore 2 GW pour 20 contrats.



Gain de popularité des **PPA hybrides** depuis 2023

- Croissance des projets combinant énergies renouvelables et stockage en Europe
- Premiers PPA hybrides pour des projets solaires à grande échelle sans subvention
- Les économies de raccordement au réseau sont un avantage clé de la co-localisation
- Valeur ajoutée grâce aux services réseau et à l'optimisation des revenus au niveau des actifs
- Modèle économique orienté par la création de valeur combinée



PPA Hydrogène Vert

- Vente d'électricité renouvelable à un producteur d'hydrogène pour alimenter un électrolyseur.
- Signes précoces de croissance.
- Annoncés en Norvège, en France et en Allemagne.



BPA en hausse en Europe

- Les contrats d'achat de biométhane (BPA) sont également en hausse en Europe
- Croissance notable en France, en Allemagne et au Danemark.



Hausse des PPA multi-acheteurs

- PPA « agrégés ».
- Apparus pour la première fois en 2016 sur le marché européen des PPA.

SOMMAIRE

1 Typologies de PPA

2 Positionnement des parties au PPA

3 Risques et solutions

4 Phasage du financement des PPA

5 Conclusion et annexes

Partie 1

Typologies de PPA

Partie 1 – Les typologies de PPA

1 Introduction et chiffres

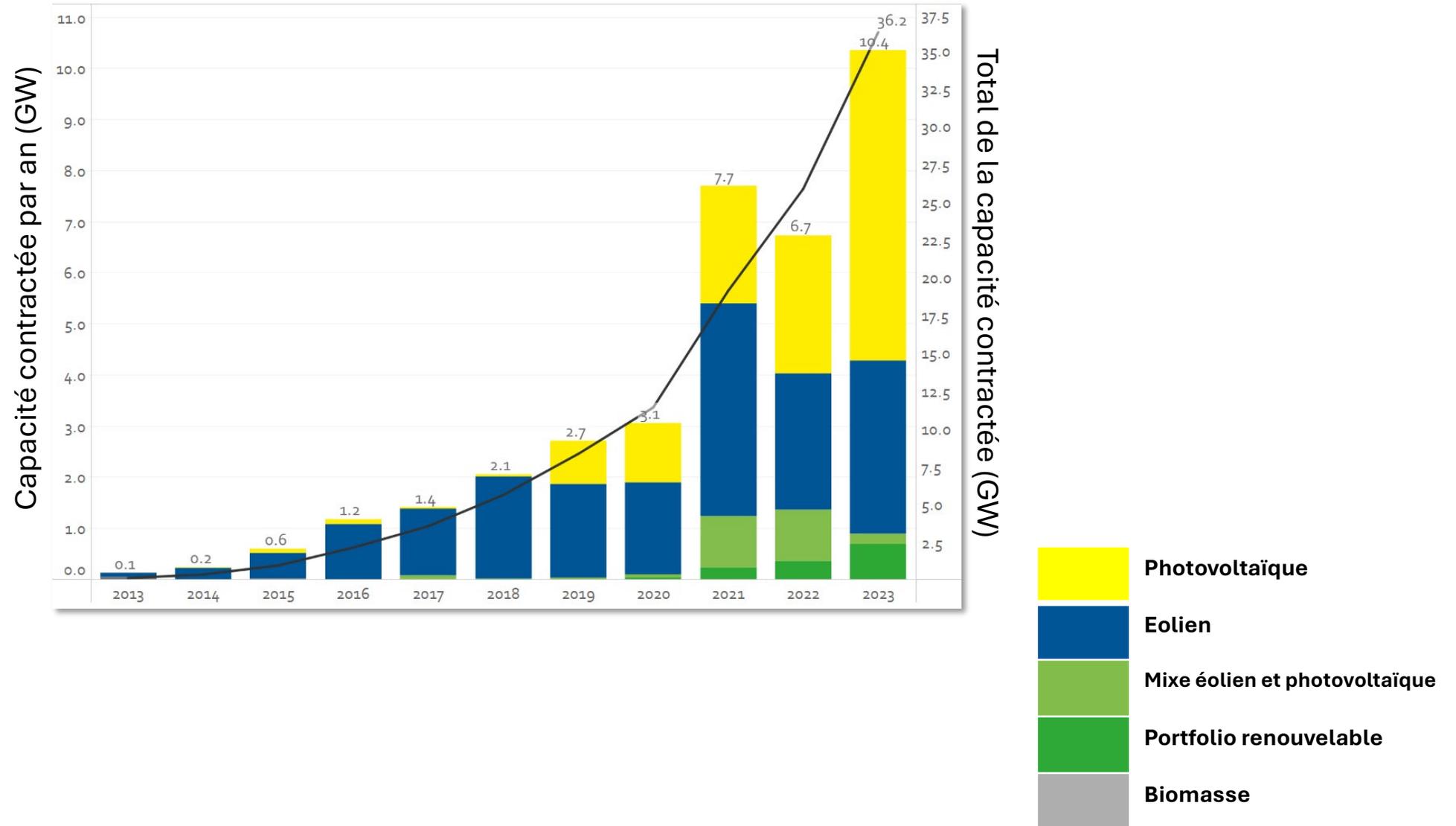
2 Les types de CPPA

3 Modèles de structuration

Les PPA en chiffres

Contrats PPA déclarés par an en Europe, sur la période 2013 – 2023

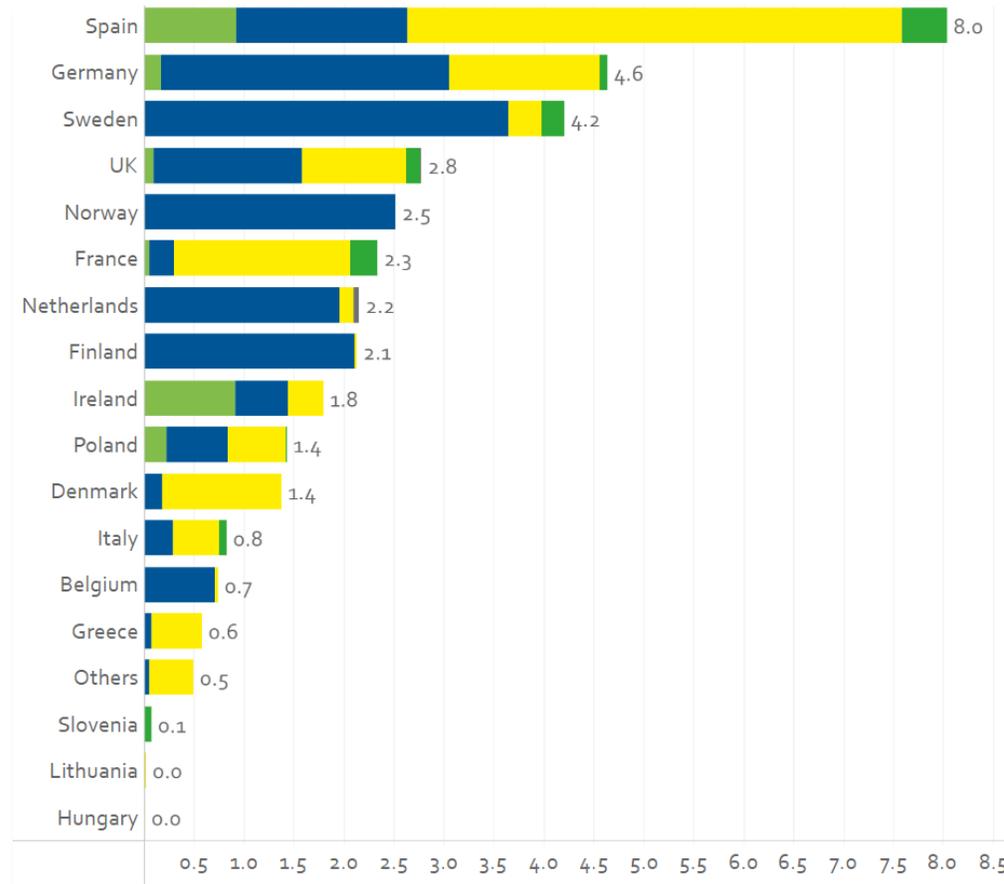
Source : RE-Source Plaform EU



Les PPA en chiffres

Contrats PPA déclarés par pays européen en 2023

Source : RE-Source Plaform EU



Total de la capacité contractée (GW)

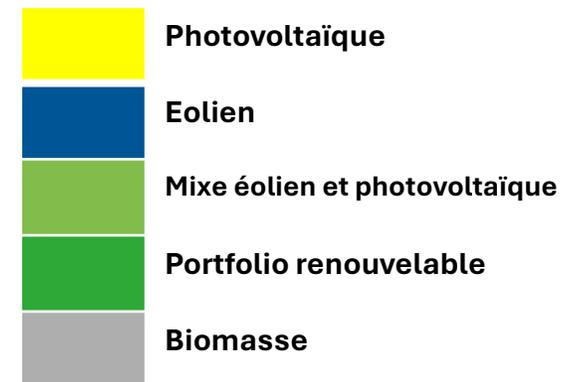
Focus sur la France :

Photovoltaïque : 1,8 GW

Eolien : 0,2 GW

Mixe éolien-PV : 0,1 GW

Portfolio renouvelable : 0,3 GW



1.1 Notions : *CPPA* vs. *UPPA*

CPPA

Le terme CPPA est l'acronyme de *Corporate Power Purchase Agreement*, soit contrat d'achat direct d'électricité renouvelable, entre un producteur et un consommateur final.

UPPA

Le terme *Utility PPA* (aussi dénommé *PPA marchand*) désigne un contrat conclu entre un producteur et un fournisseur d'électricité. Ces types de *PPA* ont généralement une durée plus courte que les *CPPA*. Le fournisseur d'électricité n'est pas le consommateur de l'énergie achetée : cette électricité sera vendue à ses clients ou sur les marchés de l'énergie.

Cadre du présent guide : **Focus sur les CPPA.**

Il n'existe pas de classification unique des PPA, dont il existe de nombreuses formes. Divers facteurs peuvent influencer sur la forme finale du contrat : localisation et envergure du projet, source d'énergie, durée de l'accord, profil d'approvisionnement en volume...

Si le caractère *ad hoc* des PPA demeure l'une de leurs principales caractéristiques, la typologie présentée ci-après met en exergue les principales catégories de PPA existant à ce jour.

1.2 Les types de CPPA : *Compatibilité des modèles types*



Les modèles présentés sont façonnés selon des critères de distinction et schémas simplifiés : **de nombreuses variantes sont possibles** en fonction des besoins et des contraintes du consommateur d'électricité.

	Critères qualifiants	Quelle entité achète l'électricité produite sur le site ?	
	Compatibilité des types de CPPA	Physique	Virtuel
Comment l'électricité produite est-elle livrée à l'acheteur?	On-site		
	Off-site		

1.2 Les types de CPPA : *On-site* vs. *Off-site*



Critère qualifiant :
Comment l'électricité produite est-elle livrée à l'acheteur ?



On-site PPA

Le PPA “sur site” se caractérise par l'emplacement physique du producteur, qui garantit la fourniture directe d'électricité à l'acheteur **sans passer par le réseau.**

La centrale électrique peut ainsi être totalement hors réseau (ou limiter sa connexion à certains services auxiliaires ainsi qu'à l'approvisionnement de secours en cas de pannes planifiées ou imprévues).



Off-site PPA

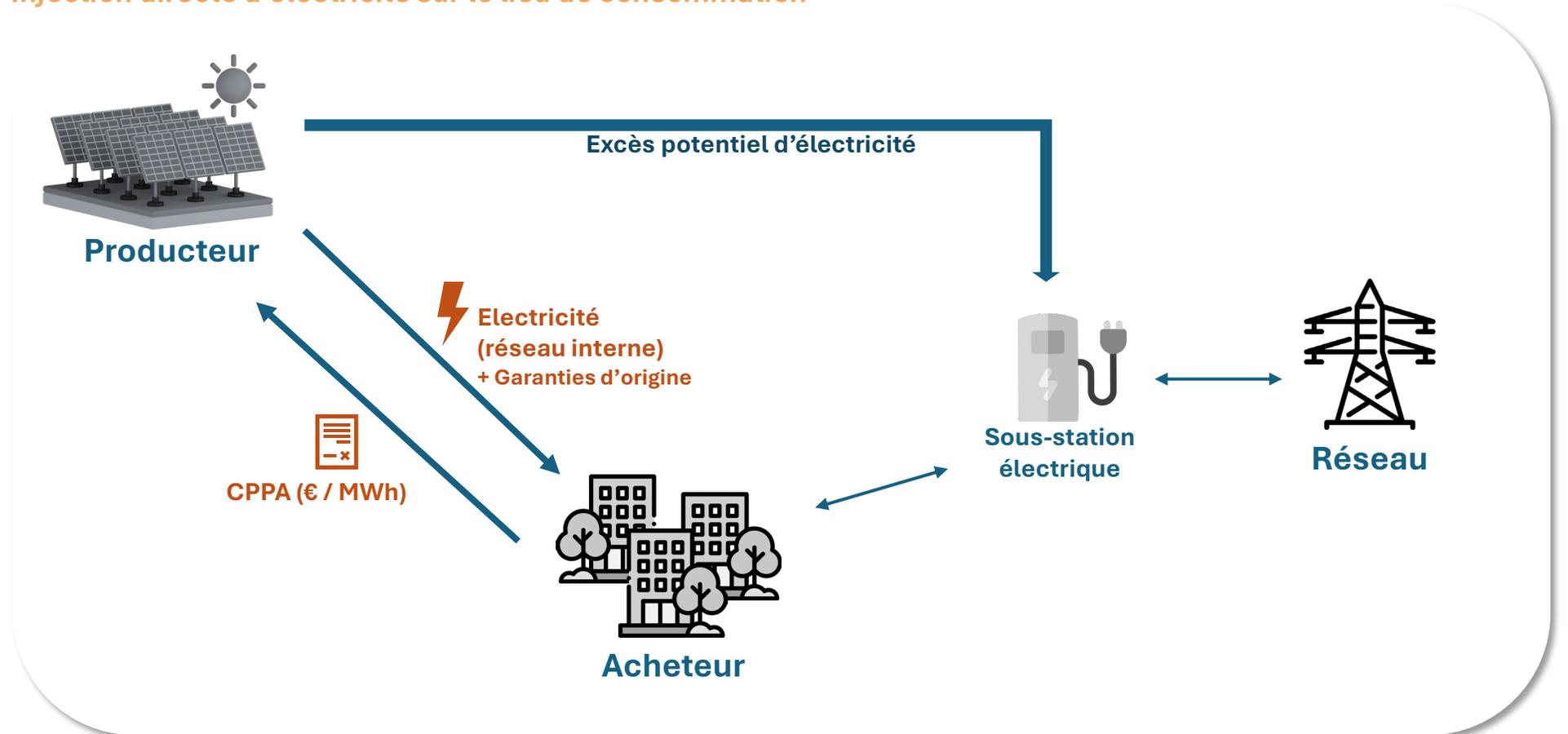
Le PPA “hors site” désigne les situations dans lesquelles l'actif de production d'électricité renouvelable n'est pas situé sur le site de consommation.

Le producteur d'électricité n'étant pas à proximité de l'acheteur, l'électricité achetée doit être livrée via le réseau électrique pour la consommation de l'acheteur.

1.2 Les types de CPPA : *On-site vs. Off-site*

On-site CPPA

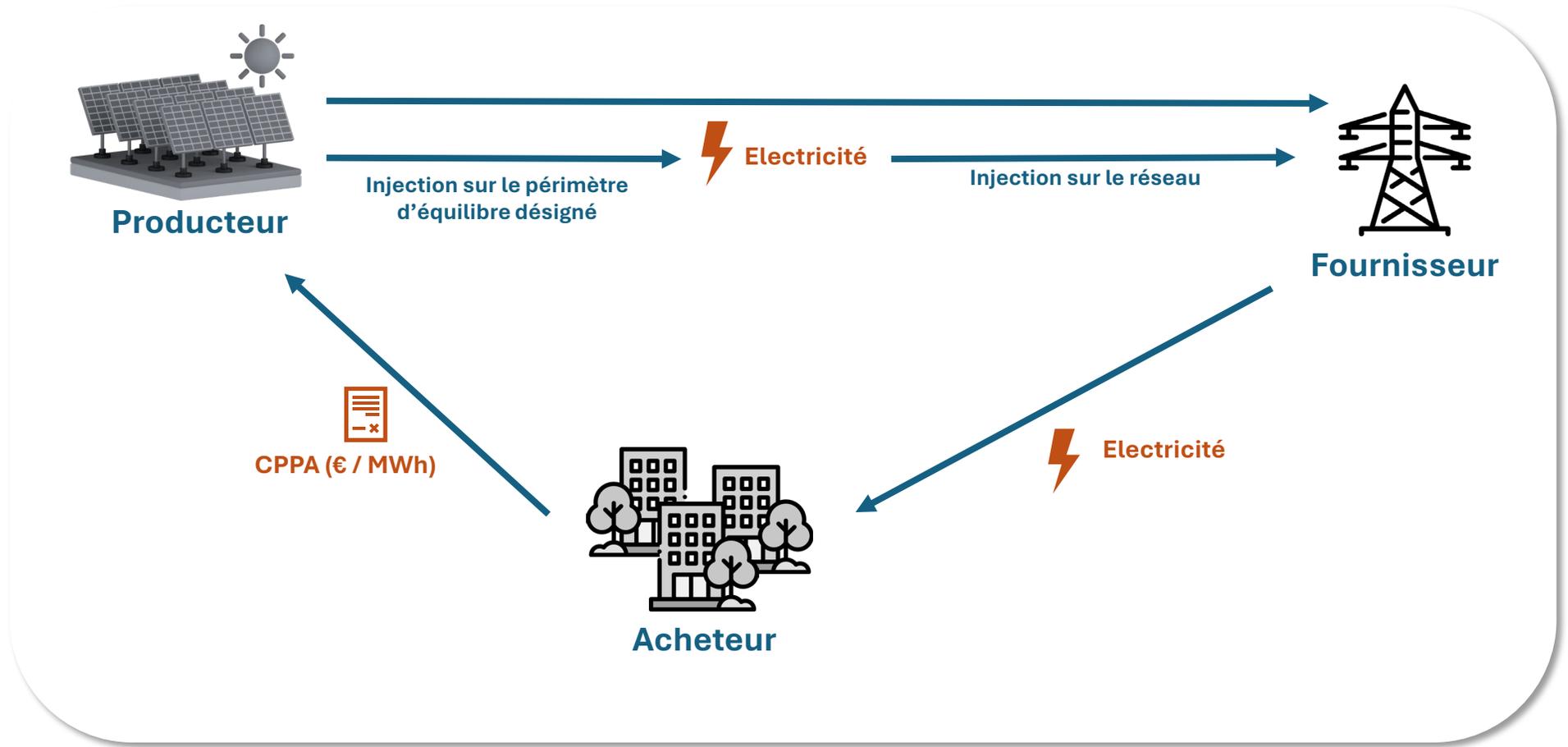
Injection directe d'électricité sur le lieu de consommation



1.2 Les types de CPPA : *On-site* vs. *Off-site*

Off-site CPPA

Injection d'électricité via le réseau



1.2 Les types de CPPA : *Physiques vs. virtuels*



Critère qualifiant : Quelle entité achète l'électricité produite sur site ?



CPPA Physiques

Transfert réel d'électricité du producteur vers l'acheteur.

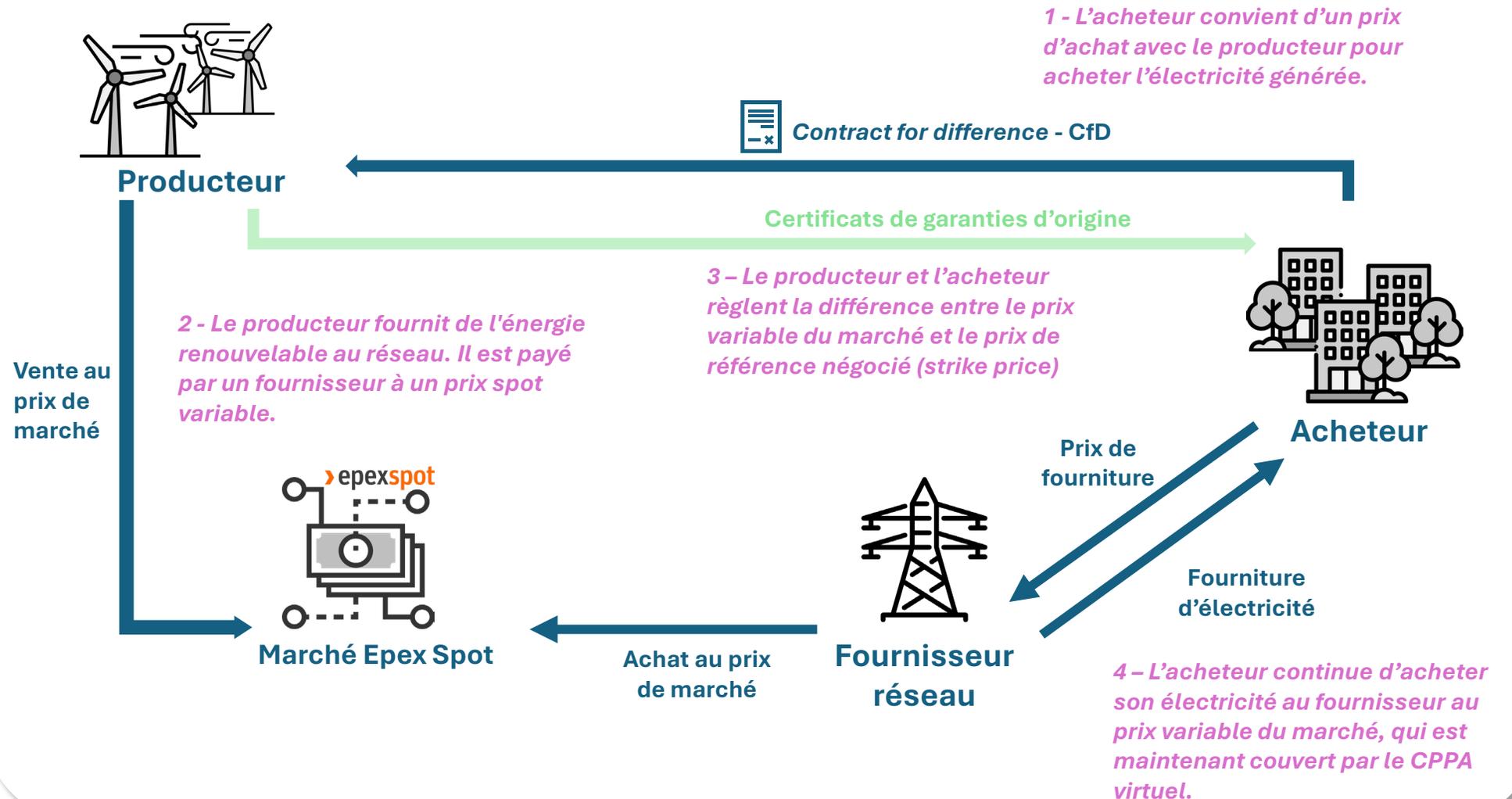


CPPA Virtuels

- **Basés sur un mécanisme de *contract for difference*:** le consommateur s'engage à payer la différence entre un prix de référence négocié (strike price) et un prix de marché, généralement spot (comme celui coté sur Epex en France), pour chaque MWh produit et vendu sur le marché.
- **Pas de vente directe d'énergie :** l'objet du CPPA virtuel est un complément de rémunération (différence entre prix de référence et prix de marché).
- **Garanties d'origine :**
 - Sont bien vendues dans les CPPA virtuels, comme dans les CPPA physiques.
 - Correspondent effectivement à la production d'électricité.
- **Choix des CPPA virtuels :**
 - Souvent privilégiés lorsque le site de consommation et le site de production sont sur des réseaux de transport différents.
 - Permettent de gérer les coûts d'interconnexion entre réseaux sur la durée du CPPA.
- **Avantages des CPPA virtuels :**
 - Aucun impact direct sur le contrat de fourniture complémentaire, qui couvre ainsi 100 % de la consommation du client.
 - Reproduit l'effet financier d'un CPPA physique sans interférer avec la fourniture.
- **Inconvénient IFRS 9 pour les CPPA virtuels :**
 - Exposition aux exigences de la norme IFRS 9 sur les instruments financiers.
 - Pour éviter cet impact, il est nécessaire de prouver un perfect hedge (couverture parfaite) garantissant un prix fixe pour l'électricité produite dans le cadre du CPPA.
 - Pour y parvenir, le prix du contrat de fourniture complémentaire doit correspondre au prix de marché retenu dans le CPPA, au moins pour les volumes correspondant à ceux du CPPA.

1.2 Les types de CPPA : Schéma CPPA virtuel

CPPA virtuel (financier)



1.2 Les types de CPPA : *Sleeved* CPPA



Critère qualifiant : *Comment l'électricité produite est-elle livrée à l'acheteur ?*



CPPA Intégrés (Sleeved)

Principe des CPPA intégrés :

- Utilisés lorsque la centrale électrique du vendeur et l'acheteur ne sont pas directement connectés, mais situés sur le même réseau.
- L'électricité produite est livrée au nom de l'acheteur par un fournisseur tiers.

"Sleeving" :

- Un contrat de fourniture est signé entre l'acheteur et le fournisseur tiers pour acheminer l'électricité produite.
- Ce contrat de fourniture complémentaire est généralement de courte durée (1 à 3 ans), souvent plus court que la durée du CPPA.

Intégration des volumes produits :

- L'électricité produite par le producteur est intégrée à la consommation de l'acheteur par l'intermédiaire de tiers (fournisseur ou responsable d'équilibre, appelé intégrateur, agrégateur ou sleeve).
- Complexité accrue des CPPA intégrés en raison de leur impact sur la structuration et le prix des contrats de fourniture complémentaire, qui couvrent seulement la consommation supplémentaire.

Intermittence et modélisation des risques :

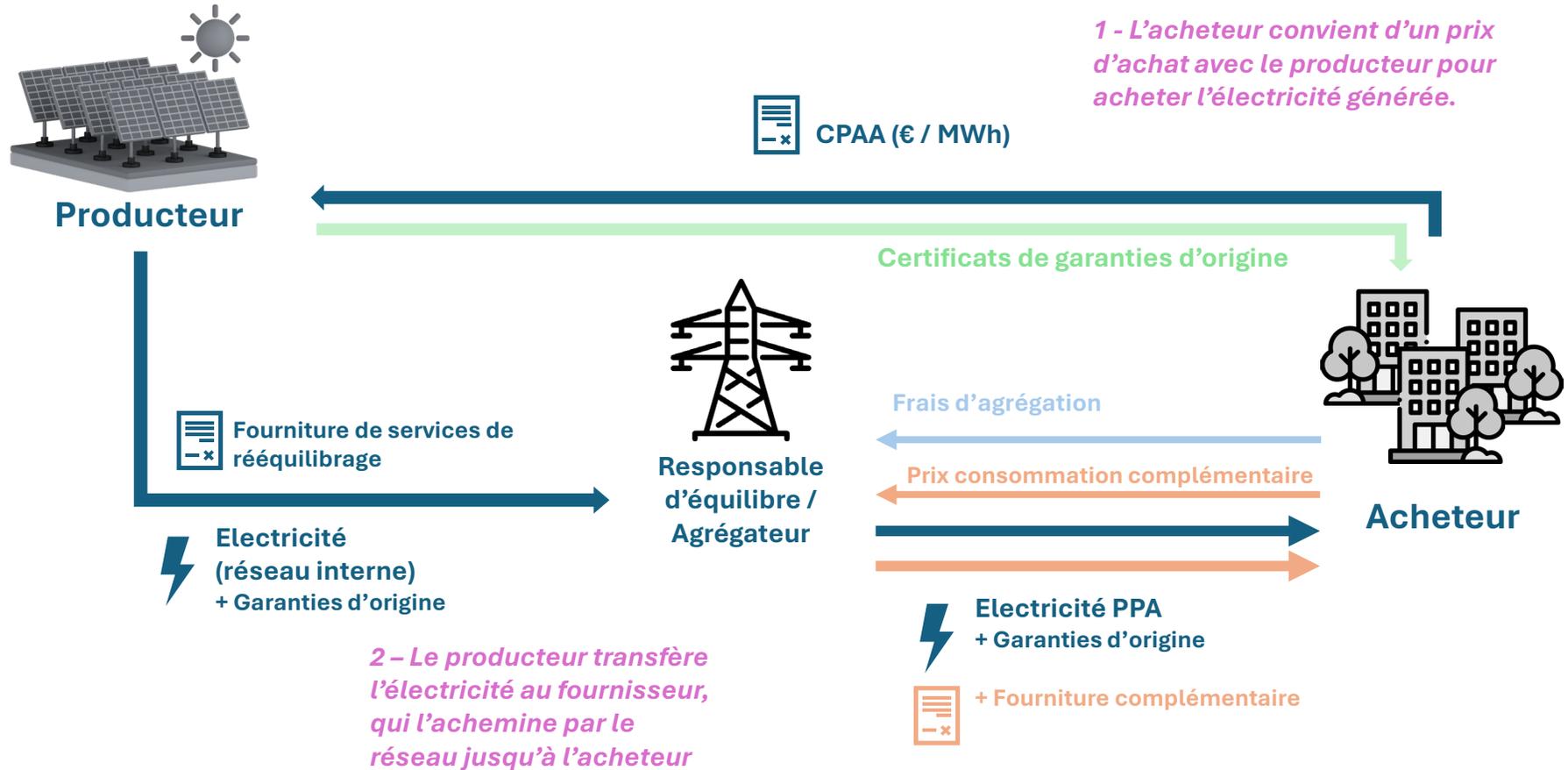
- Les volumes d'électricité produits sous le CPPA, étant intermittents, génèrent une incertitude pour le fournisseur.
- Ce risque d'intermittence doit être modélisé au moment de la signature du contrat de fourniture complémentaire.

Répercussions sur le prix :

- La gestion de cette incertitude peut influencer le prix du contrat de fourniture complémentaire.

1.2 Les types de CPPA : Schéma CPPA intégré

Sleeved CPPA



1.2 Les types de CPPA : *Volume*



Option n°1 : CPPA « *Pay as produced* »

- 100 % de l'énergie produite est achetée au prix fixé dans le contrat d'achat d'électricité.
- Dans cette option, ce sont, a priori, l'acheteur et son fournisseur pour la partie de sa consommation non couverte par le CPPA qui supportent techniquement et financièrement les conséquences de l'intermittence, c'est-à-dire les écarts entre la production prévue à long terme (P50) et la production réelle. Les écarts entre les prévisions de production J-1 et la production réelle au pas de temps horaire (le *balancing*) restent supportés par le responsable d'équilibre.
- Cette première option est celle retenue dans la convention type préparée par France Renouvelables.
- Le volume vendu est mesuré au point de livraison (compteur d'injection).
- Dans ce système, le producteur ne s'engage pas sur le volume produit, mais peut s'engager sur un taux minimum d'indisponibilité, comme dans la convention FEE.



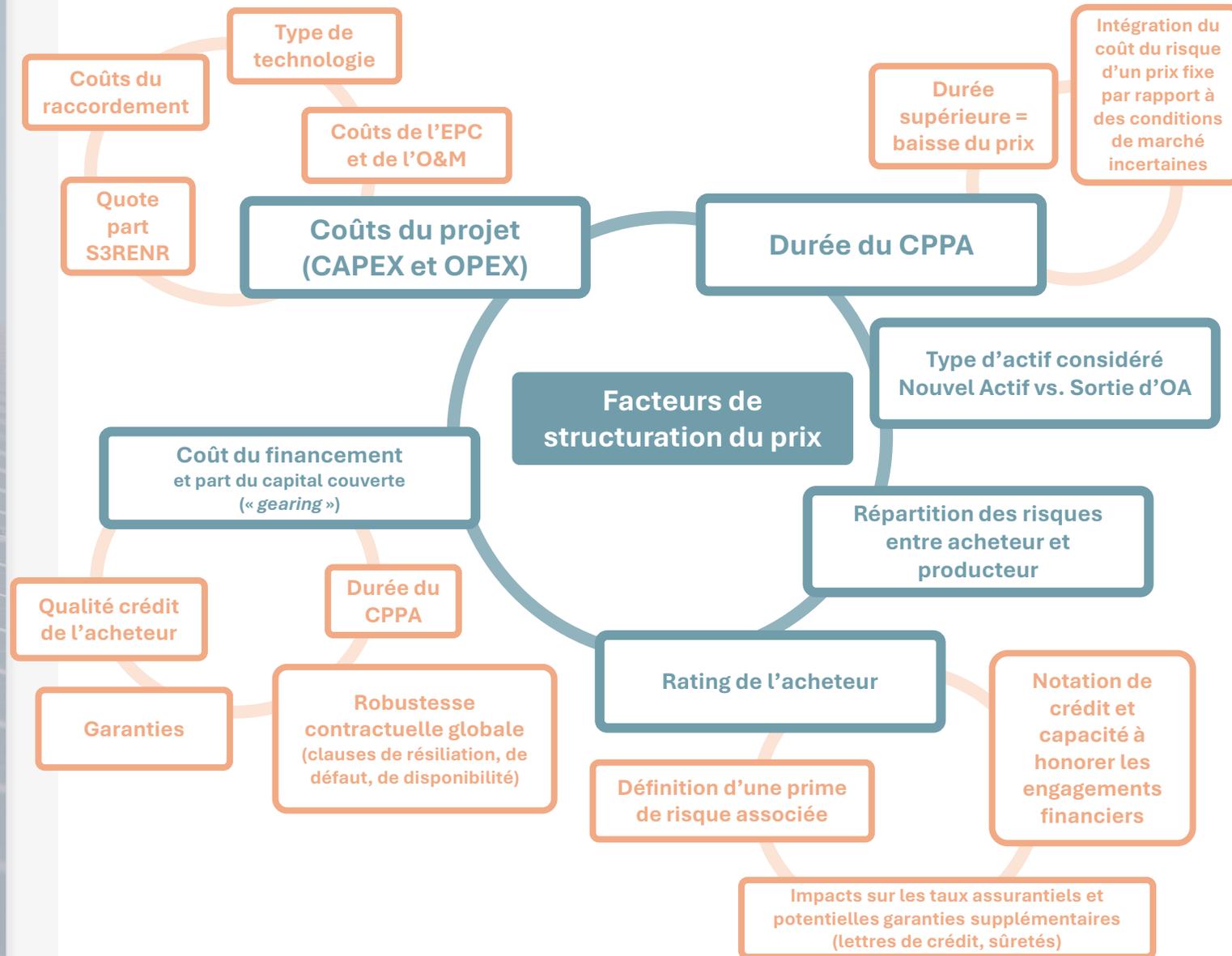
Option n°2 : Volume pré-déterminé (Engagement de production)

- Le producteur s'engage sur un volume prédéfini, voire sur un profil de production.
- Dans cette configuration, c'est le producteur (et potentiellement le tiers intégrateur) qui s'engage à respecter ledit volume et supportent les conséquences de l'intermittence de la production.

Conséquences sur les certificats de garanties d'origine :

- **Dans l'option n° 1 « *pay as produced* »,** l'adéquation entre le nombre de garanties d'origine émises et la quantité d'énergie produite et vendue est exacte.
- **Au contraire, dans l'option n°2,** le nombre de garanties émises par le producteur pourrait ne pas couvrir la quantité d'énergie vendue dans les cas où la quantité d'énergie effectivement produite est plus faible que la quantité d'énergie vendue, nécessitant l'achat de la différence sur le marché.

1.3 Modèles de structuration : *Prix*



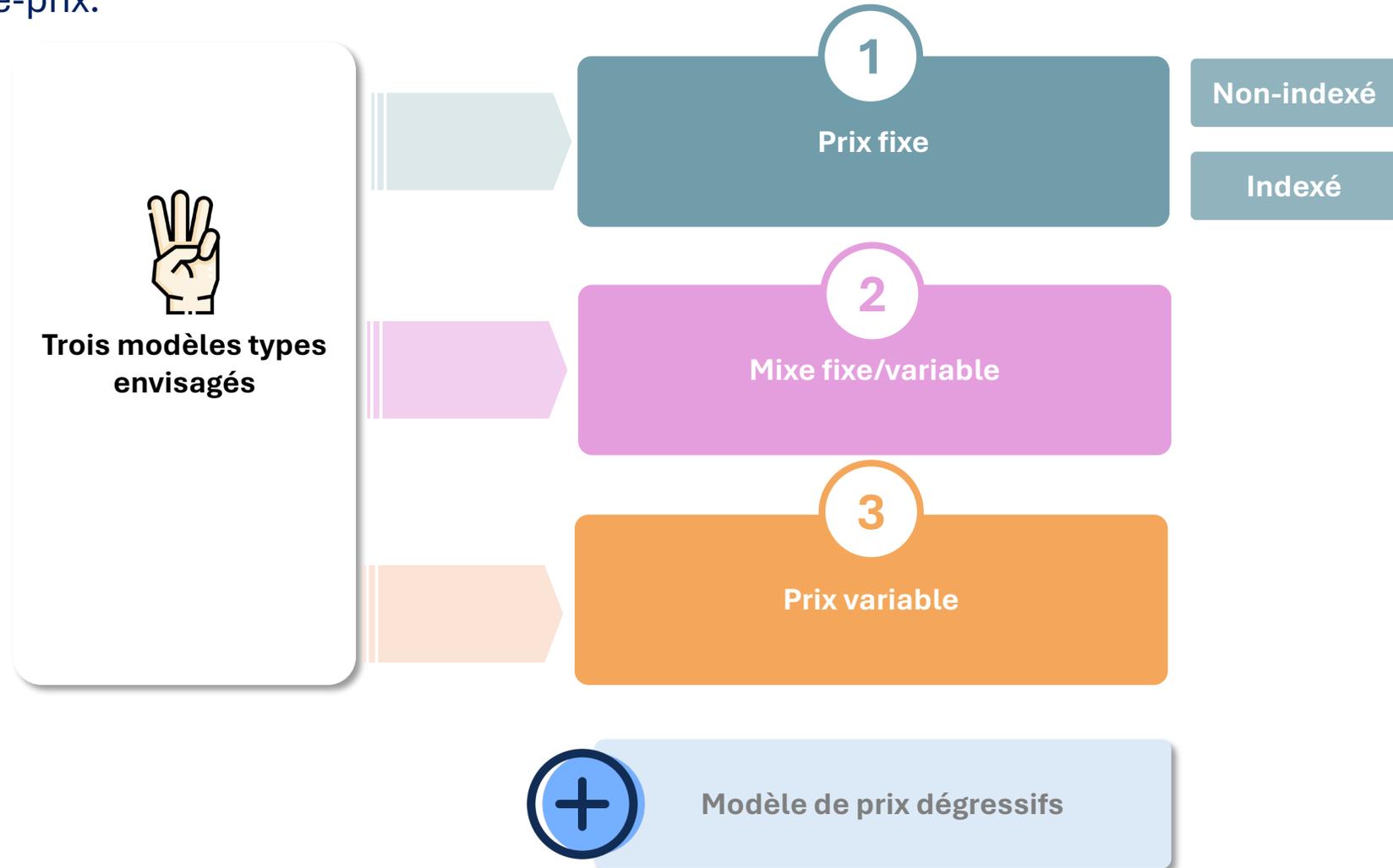
Pour les CPPA physiques, les prix sont généralement des prix fixes, qui peuvent être indexés ou non. Peuvent également être prévus des prix seuils et/ou plafonds, ainsi qu'une structure de prix variable au cours du temps.

L'indexation éventuelle du prix fixe servira en général à couvrir l'évolution future des OPEX. Elle peut s'inspirer des indexations utilisées dans les contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération.

Par ailleurs, il peut être intéressant de distinguer le prix des garanties d'origine du prix de vente de l'électricité, afin de quantifier la valeur de l'énergie vendue produite à partir de sources renouvelables.

1.3 Modèles de structuration : *Prix*

Objectif : la présentation de ces modèles types de structuration de prix permet de présenter les avantages et inconvénients de chaque modèle ainsi que les enjeux liés à la répartition du risque-prix.



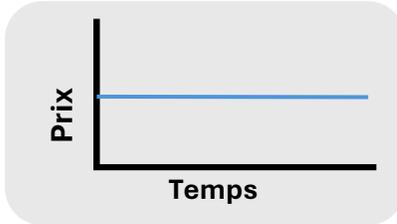
1.3 Modèles de structuration : *Prix*

Prix fixe



Pour les CPPA Physiques

Non-indexé

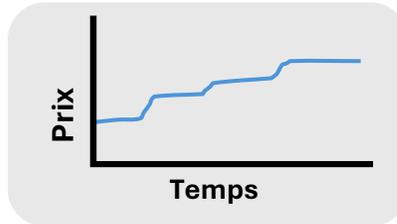


> L'acheteur s'engage sur un prix fixe de l'électricité pour la durée du contrat.

> L'acheteur supporte le risque lié au prix de l'électricité, c'est-à-dire que le contrat peut ne pas être rentable si les prix du marché chutent.

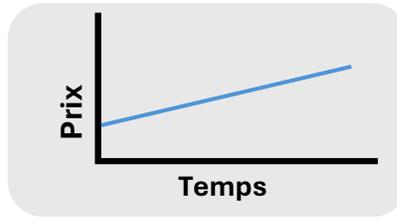
> Un prix fixe convient à toutes les durées, mais peut être perçue comme un modèle engageant l'acheteur dans une obligation potentiellement onéreuse à long terme, si les prix du marché de gros venaient à baisser durablement.

Indexé



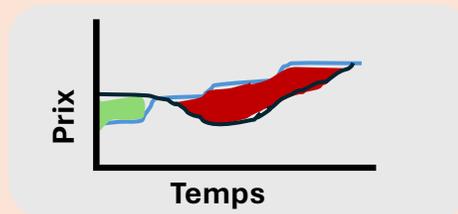
L'indexation éventuelle du prix fixe servira en général à couvrir l'évolution future des OPEX. Elle peut s'inspirer des indexations utilisées dans les contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération.

Exemple 1 : L'acheteur s'engage sur un prix de départ qui augmente en fonction du profil contractuel. Les étapes d'augmentation peuvent être en termes nominaux ou réels (avec inflation). Il peut également s'agir d'un pourcentage fixe d'augmentation par an. Le risque-prix incombe toujours à l'acheteur. Une telle structure permet de modeler le prix d'exercice pour qu'il corresponde aux attentes en matière de prix de gros à l'avenir. Une structure similaire en « désescalade » pourrait également être envisagée.



Exemple 2 : L'acheteur s'engage sur un prix de départ de l'électricité qui augmente chaque année avec l'inflation, généralement mesurée par l'évolution de l'indice des prix à la consommation. Le risque-prix incombe toujours à l'acheteur. Une telle structure permet de minimiser le coût initial du CPPA par rapport aux prix de gros et de maintenir le prix en ligne avec le taux d'inflation.

Pour les CPPA Virtuels /
Financiers : agrégation d'un
Contract for Difference



Exemple : complément de prix dans le cas d'un CPPA financier (*contract for difference*), égal à la différence entre un prix de référence (*strike price*) fixe et le prix de marché, en général EPEX Spot.



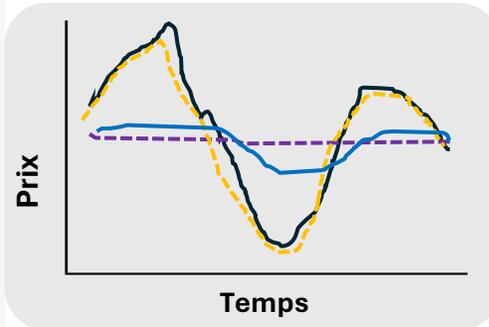
1.3 Modèles de structuration : *Prix*

Prix mixe fixe / variable



Pour les CPPA Physiques/Virtuels

1/2



-  Part fixe
-  Part variable
-  Prix d'achat CPPA
-  Prix de gros

- Un pourcentage fixe de la production est contracté à un prix fixe. Le pourcentage restant de la production est contracté à un prix variable (avec une décote par rapport au marché).
- Selon une approche hybride, une telle répartition proportionnelle de la production peut concerner un seul actif ou un portefeuille d'actifs (par exemple, 2 actifs à prix fixe, 1 à prix variable) dans les configurations où l'électricité est vendue à des prix différents.
- Le producteur et l'acheteur partagent le risque lié au prix de l'électricité.
 - L'acheteur prend le risque de prix sur la partie fixe
 - Le producteur d'électricité prend le risque sur la partie variable.

La nécessité pour le producteur d'électricité d'avoir la certitude de ses revenus afin d'atteindre la bancabilité entraîne la nécessité d'un pourcentage fixe de la quantité d'électricité produite. Un acheteur peut privilégier une telle structure s'il souhaite disposer d'une énergie renouvelable, qu'il est réticent à bloquer totalement les coûts de l'électricité et qu'il désire améliorer les prix de gros.

Sur le ratio de répartition prix fixe / prix variable :



- La répartition entre prix fixe et prix variable, comme dans une configuration 70/30 ou 80/20, **dépend fortement des spécificités de chaque projet**. Il est difficile de donner un critère unique pour décider entre ces ratios, car cela repose sur plusieurs facteurs, tels que le Debt Service Coverage Ratio (DSCR), les OPEX du projet et l'analyse des risques associés.
- En termes de financement, il est pertinent de s'interroger sur la **bancabilité** d'un projet structuré selon un ratio fixe/variable. Une tendance courante peut s'orienter vers un ratio de 70/30, mais il convient d'évaluer la viabilité de cette répartition sur le long terme. Des questions essentielles se posent alors : **À quoi ressemblera le prix dans dix ans ? Quelle sera l'indexation ?** Cela illustre la complexité d'analyser le ratio fixe/variable de manière isolée.
- La part variable alignée sur le marché comporte des risques. Si, par exemple, 40 % du prix total dans un PPA est indexé au marché, cela peut rendre le contrat difficile à gérer. Pour limiter l'exposition, il serait prudent de ne pas dépasser un **ordre de grandeur de 30 à 40 %** en prix variable, sachant qu'en France, un ratio de **20 à 30 % de part variable est déjà considéré comme significatif**.

1.3 Modèles de structuration : *Prix*

Prix mixte fixe / variable



Pour les CPPA Physiques/Virtuels

2/2



Prix variable avec indexation partielle :

- Le prix variable peut être structuré avec un **prix d'achat de l'énergie (PO) fixe**, combiné à une **indexation sur un facteur L**, souvent basé sur des indices liés à l'inflation ou au coût de l'énergie, permettant d'ajuster partiellement les revenus en fonction des conditions de marché.
- Le **CAPEX** (dépenses d'investissement initial) peut être indexé jusqu'à la **Mise en Service Initiale (MSI)** selon un facteur K, pour prendre en compte l'évolution des coûts avant le début de la production. Cependant, l'incertitude liée à la date de fixation du facteur K peut avoir un impact significatif sur les hypothèses de prix retenues dans les cas de base bancaires, influençant ainsi la structuration de la dette et l'équilibre financier du sponsor :
 - **Hypothèse maximaliste** : Un prix élevé est retenu pour anticiper les variations maximales du facteur K, ce qui peut nécessiter un soutien en fonds propres (equity support) important, mais permet de limiter les ajustements en cas de fluctuations défavorables.
 - **Hypothèse conservatrice** : Un prix plus prudent est utilisé pour limiter le risque, mais cela peut réduire de manière excessive le montant de la dette levée, affectant ainsi la capacité de financement global du projet.
- Ces choix stratégiques doivent être soigneusement équilibrés pour garantir la viabilité à la fois financière et opérationnelle du projet, tout en optimisant le retour sur investissement (TRI) et la bancabilité à long terme.



Structure des flux de trésorerie :

- Dans cette configuration, **les cash flows sont plus importants en début de contrat et décroissent ensuite**. Ce profil de flux peut être adapté pour optimiser le rendement initial tout en permettant au producteur de maximiser les revenus dans les premières années de production, où les risques sont perçus comme plus élevés.



Durée du contrat et fluctuations de prix :

- La durée du PPA est un facteur structurant, influencé par les projections de **corrélation avec les prix de marché** sur la période du contrat.
- En observant les fluctuations de prix des PPA, en corrélation avec les variations des prix de marché, il est fréquent de constater que le prix du PPA est supérieur au LCOE (*Levelized Cost of Energy*, coût actualisé de l'énergie). Cette différence vise à compenser les variations des OPEX (coûts opérationnels) et à assurer au producteur ou à l'investisseur une marge ou un retour sur investissement satisfaisant sur le long terme.

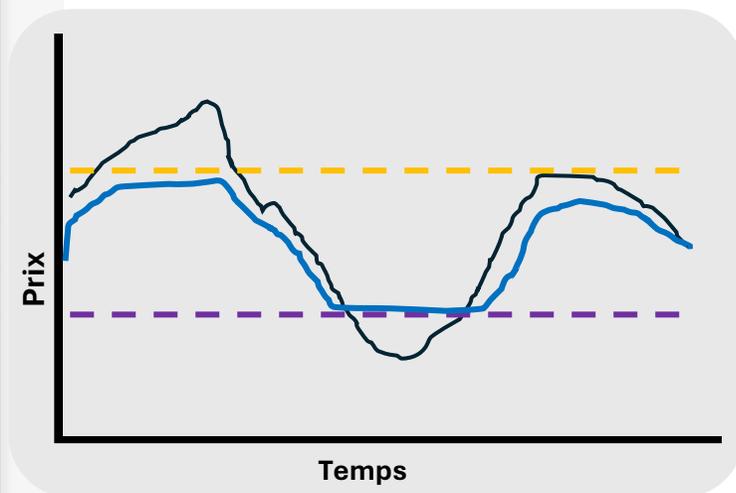
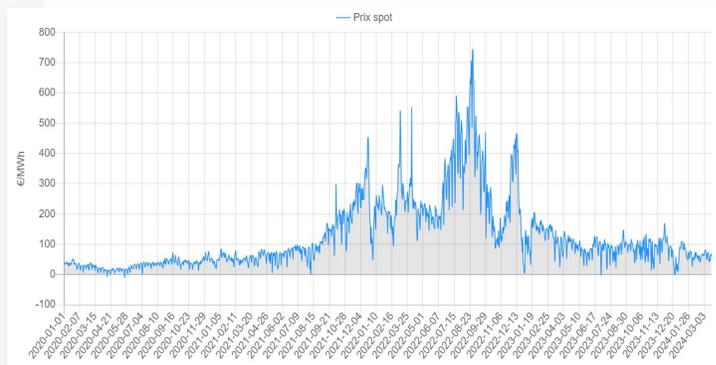
1.4 Les types de CPPA : *Prix*

Prix variable



Pour les CPPA
Physiques/Virtuels

Evolution du prix de l'électricité sur le marché de gros – EpeX Spot



• Base de prix et rémunération variable :

- Basée sur le prix spot déterminé par EPEX Spot, calculé quotidiennement pour le jour suivant.
- Les prix spot ne sont pas connus à la conclusion du CPPA.
- La règle de rémunération du producteur appliquée est le prix spot (selon EPEX Spot) moins une rémunération de commercialisation pour couvrir les coûts du responsable d'équilibre.
- Les contrats reposent généralement sur des prix spot horaires, avec des quantités d'électricité produites par heure.

• Avantages :

- Transparence des prix grâce à la publication quotidienne des prix spot par EPEX Spot, facilitant la facturation de l'électricité.

• Inconvénients :

- Fluctuation des prix spot : possibilité d'obtenir des prix élevés mais également le risque de prix plus bas.
- Absence de certitude sur le taux de rémunération au moment de la conclusion du contrat, particulièrement pour les installations solaires et éoliennes soumises à des variations de production.
- Impact sur la bancabilité : l'incertitude sur les revenus futurs complique la confiance des prêteurs. Cela peut limiter le montant de la dette levée et augmenter les exigences en fonds propres.

• Détermination de la rémunération :

- La rémunération est fixée à la fin d'une période contractuelle donnée, lorsque les quantités effectivement produites sont connues, prenant en compte l'intermittence de la production.

• Solutions envisageables face aux fluctuations de prix :

- **Prix plancher (floor)** : protège contre une baisse excessive des prix spot en définissant une limite inférieure de rémunération.
- **Prix plafond (cap)** : permet de compenser le risque du fournisseur en limitant les prix élevés à un certain niveau, sans répercuter les prix supérieurs à ce niveau.

Ces ajustements permettent à l'exploitant de l'installation de se prémunir partiellement contre les fluctuations de prix tout en adaptant le modèle de rémunération variable.

1.4 Les types de CPPA : *Prix*

Prix dégressifs

Le modèle de prix dégressif pour les PPA est apparu dans un contexte de prix de marché élevés, offrant aux acheteurs une meilleure prévisibilité des coûts. Il repose sur un prix initial élevé qui diminue progressivement, anticipant une baisse des prix de marché à long terme. Ce modèle permet une adaptation au marché, mais soulève des questions de rentabilité et de bancabilité du projet.

- **Logique et Application**

Le modèle de prix dégressif se fonde sur l'acceptation d'un **prix élevé en début de contrat**, avec une **dégressivité progressive** dans le temps. Par exemple, le prix du PPA pourrait démarrer à 80-85 €/MWh, puis diminuer pour atteindre un niveau inférieur (par exemple 45 €/MWh) au bout de 15 à 20 ans. Cela permet d'anticiper une tendance baissière des prix de l'électricité, dans l'idée de rester aligné sur le marché. Cette approche peut poser des défis à long terme, notamment en termes de rentabilité. Si le prix diminue trop rapidement ou trop fortement, la rentabilité du projet peut être compromise, ce qui rend nécessaire un équilibre entre la protection du retour sur investissement pour le producteur et la prévisibilité des coûts pour l'acheteur.

- **Alternatives et Enjeux de Bancabilité**

Deux solutions principales s'offrent pour structurer un modèle de prix dégressif :

1. Modèle avec baisse progressive : Le prix démarre élevé (par exemple 85 €/MWh) et décroît selon une échelle prédéfinie pour atteindre un prix plus bas à terme (45 €/MWh). Ce modèle peut servir de base de calcul pour le prix bancaire, offrant une structure cohérente pour les financements à long terme.

2. Modèle avec clause de renégociation : Le prix est fixé à un niveau relativement stable, et si le marché diminue de façon marquée, une renégociation peut être activée pour ajuster le prix contractuel. Cette approche peut nécessiter un **waiver bancaire** (dérogation), car elle implique un ajustement du prix contractuel en fonction des fluctuations de marché. Bien que ce modèle transforme le PPA en un instrument de couverture du risque pour chaque partie, il n'est pas la préférence des banques. Les incertitudes liées à la renégociation compliquent l'évaluation du risque et peuvent rendre les financements plus difficiles à structurer.

Considérations de Bancabilité et Mécanisme d'Imprévision

La dégressivité des prix n'est pas en soi un problème pour la bancabilité, à condition qu'elle soit déterminée à l'avance et intégrée dans le cas de base. Elle peut même représenter un avantage. En réduisant les services de la dette sur les dernières années, elle permet d'obtenir des seuils de rentabilité (*breakevens*) plus bas en cas de résiliation. Pour renforcer la résilience face à des évolutions imprévues des conditions de marché, certains projets incluent un mécanisme d'imprévision. Ce mécanisme offre une sécurité supplémentaire en permettant de réajuster les termes contractuels si nécessaire, tout en préservant l'équilibre entre les parties.

Analyse au Cas par Cas

L'implémentation d'un modèle de prix dégressif nécessite une analyse approfondie des spécificités du projet. L'objectif est de trouver un équilibre entre la prévisibilité des coûts pour l'acheteur et la rentabilité pour le producteur, tout en assurant une structure de financement solide.

1.4 Les types de CPPA : Modèles de structuration du prix

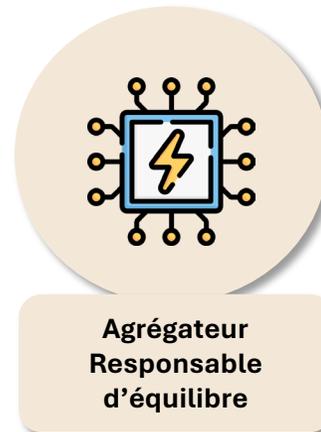
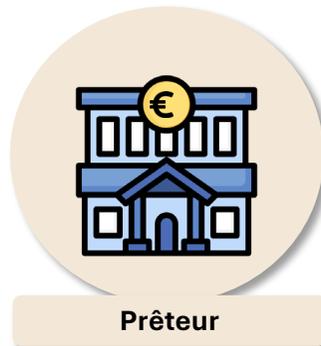
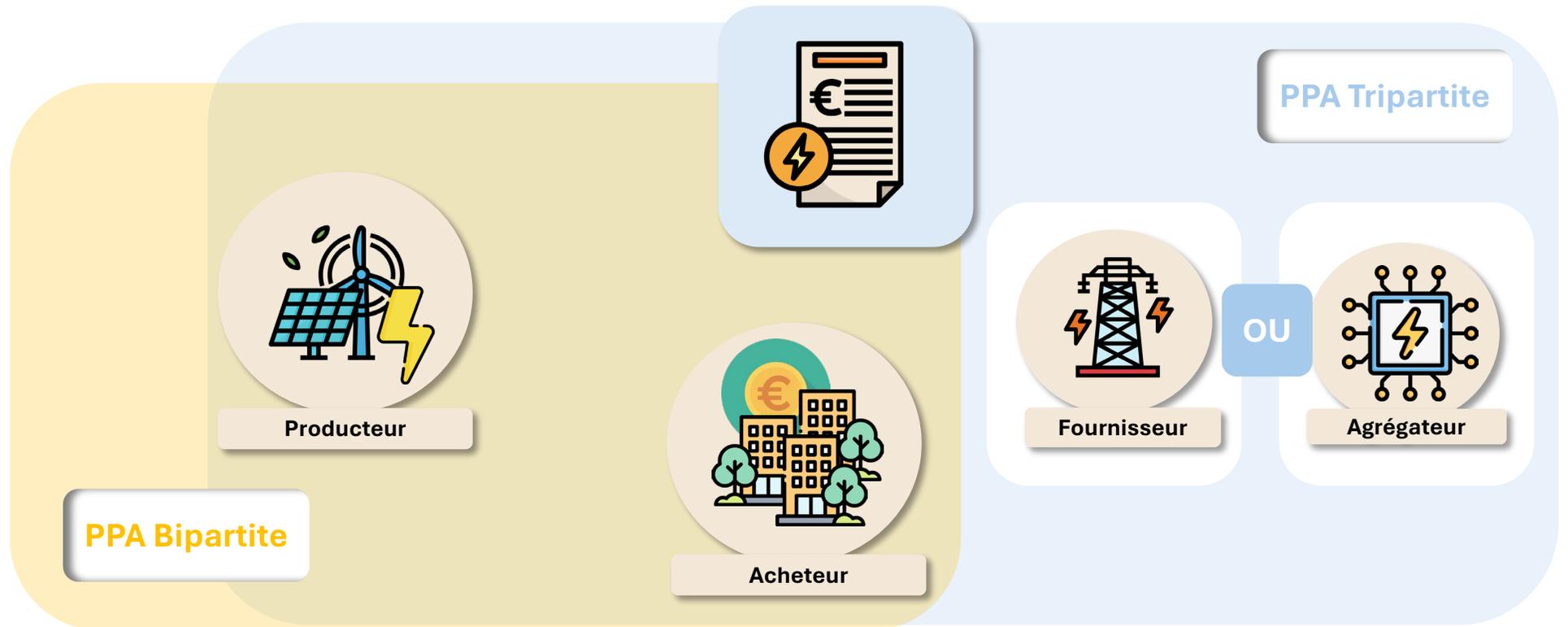
Récapitulatif des modèles types de structuration de prix

	Point de vue	Prix fixe Non indexé	Prix fixe indexé	Prix Mixe fixe/variable	Prix variable (Spot)
Avantages	Consommateur	Niveau de certitude le plus élevé. Moins d'exposition aux augmentations de prix qu'un contrat de détail standard.	Prévisibilité des revenus, ajustée à l'inflation. Moins d'exposition à la hausse des coûts de production.	Exposition aux variations de prix moindre que dans un contrat de détail standard. Possiblement moins onéreux qu'un modèle de prix fixe. Possibilité de prévoir un bénéfice accru sur la revente d'électricité sur le marché de gros selon certains schémas.	Avantage en cas de flexibilité sur les périodes de consommation (ou options de stockage).
	Producteur	Prévisibilité des revenus. Stabilité pour les investisseurs et le financement du projet.	Couverture contre l'inflation et stabilité relative.	Permet de bénéficier d'une partie de la hausse des prix de marché. Flexibilité dans l'ajustement aux conditions de marché.	Bénéfice potentiel si les prix de marché augmentent. Réduction de l'impact des marges négatives imposées par un prix fixe.
Inconvénients	Consommateur	Pas de flexibilité pour les fluctuations du marché. Risque de non-compétitivité si les prix baissent.	Complexité accrue avec l'indexation.	Complexité de la négociation. Complexité du prix. Complexité du financement.	Exposition forte aux périodes de prix élevés.
	Producteur	Pas de possibilité de bénéficier des hausses de prix de marché. Potentiellement non compétitif si le marché fluctue à la baisse.	Risque si l'indexation ne suit pas entièrement les coûts réels. Coûts de production imprévus.	Complexité accrue du contrat. Nécessite une analyse détaillée des risques et des indices d'ajustement.	Revenus imprévisibles. Difficulté à structurer le financement en raison des fluctuations.
Risques	Consommateur	Les prix de l'électricité peuvent, au fil du temps, tomber en dessous du taux convenu dans le CPPA.	Volatilité de l'inflation : peut impacter le prix final pour l'acheteur.	Les prix de l'électricité peuvent, au fil du temps, tomber en dessous du prix convenu dans le CPPA (mais risque moindre que pour le modèle prix fixe).	Forte fluctuation de la facturation.
	Producteur	Déconnexion possible entre le prix contractuel et les coûts de production réels. Inflation des coûts non couverte si non indexé.	Difficulté à sécuriser les flux de trésorerie si l'inflation ne correspond pas aux coûts réels.	Exposition partielle aux fluctuations du marché Complexité de gestion avec le financement bancaire	Risque élevé de fluctuation des prix. Potentiel de volatilité à la baisse des revenus, rendant le projet moins attractif pour les investisseurs.
Améliorations possibles	Consommateur	Prévision de renégociations périodiques.	Utiliser des indices de référence stables pour l'inflation.	Ne convient qu'aux acteurs prêts à s'engager dans une gestion proactive de leur CPPA.	Forte gestion active nécessaire. Intégrer un prix plancher (floor) pour limiter la baisse des revenus.
	Producteur	Inclure une clause d'indexation limitée pour ajuster les prix en fonction de l'inflation.	Limiter l'indexation à une échelle contrôlée pour maintenir la compétitivité.	Ajuster le ratio prix fixe/variable pour réduire l'exposition Ajouter un mécanisme de "cap and floor" pour limiter les risques	Ajouter un prix plancher (floor) pour sécuriser un minimum de revenus. Prévoir des clauses de renégociation périodique si le marché fluctue trop.

Partie 2

Positionnement des parties au PPA

2.1 Les acteurs et parties prenantes au PPA



2.2 Le point de vue du producteur



Producteur

Sur la structuration du prix:

→ Objectif de sécurisation du Taux de rendement interne (TRI)

- **Prix fixe:** assure une visibilité accrue sur les revenus sur toute la durée du PPA. Permet de sécuriser plus facilement des financements (dette et capitaux), sous réserve que les critères de risque soient préservés par ailleurs. Favorable à une indexation sur l'inflation (si les sorties de capitaux sont aussi indexées). Au-delà du fait que les sorties de capitaux soient ou non indexées, le producteur aura tendance à privilégier une indexation du tarif sur l'inflation afin de couvrir la hausse des OPEX.
- **Prix mixe:** la part fixe offre une base de revenus stable, mais la part variable peut introduire de la complexité pour les financements en raison des incertitudes de marché. L'ajout d'un seuil plancher réduit ces incertitudes et peut rassurer les prêteurs.
- **Prix variable (Spot):** Moins de visibilité et de sécurité sur les revenus générés. L'intégration d'un seuil plancher est souvent une solution privilégiée pour accroître la bancabilité.

Variables clé :

- Bancabilité du contrat : indemnités de résiliation, garanties demandées, qualité de la contrepartie
- Durée du contrat
- Cas de résiliation possibles
- Indemnités de résiliation
- Importance du back-to-back dans les contrats O&M
- Importance de la négociation de la clause d'imprévision
- Accord direct / Step-in
- Plafond de pénalités et responsabilité

2.3 Le point de vue de l'acheteur



Acheteur

Sur la structuration du prix:

→ Objectif de détermination de la *fair value*

- **Prix fixe:** assure une visibilité accrue sur les dépenses sur toute la durée du PPA. Risque d'enfermement en cas de baisse des prix. Une indexation sur l'inflation sera souvent privilégiée pour un premier contrat. La visibilité sur les dépenses et le risque d'enfermement sont limités à la part d'achat d'électricité sous PPA, ie 20%-30%.
- **Prix mixe:** Adapté aux acheteurs aux besoins énergétiques intenses, et permet une couverture sur la part fixe couplée à une éventuelle décote sur la part variable.
- **Prix variable (Spot):** nécessite un engagement et une connaissance ciblée pour la gestion des fluctuations de prix et la mise en place d'un seuil plancher et /ou plafond adaptés.

Variables clé :

- Négociation des pénalités liées au retard de la mise en service de l'installation.
- Négociation des pénalités associées à l'indisponibilité.
- Coûts de gestion de l'intermittence.
- Détermination des frais d'agrégation.



Optimisation de la Couverture PPA : Limiter les risques avec une diversification de l'approvisionnement

Lors de la structuration d'un PPA, il est recommandé de ne pas couvrir 100 % de la consommation énergétique de l'acheteur via ce contrat. Cela permet de limiter le risque associé à l'engagement à long terme, car le PPA ne couvrira généralement qu'une fraction de la consommation totale, souvent autour de 20 à 30 %. Cette approche aide l'acheteur à diversifier son approvisionnement en complétant le PPA avec d'autres sources d'énergie, réduisant ainsi le risque d'enfermement dans des conditions de marché qui pourraient devenir défavorables.

La compétitivité de l'actif se mesure également via les études de *breakeven* en cas de résiliation, plutôt que sur des métriques classiques comme le LCOE (coût nivelé de l'énergie), le PLCR ou le LLCR. En structurant son portefeuille énergétique de manière équilibrée, l'acheteur conserve une flexibilité stratégique, ajustant la part couverte par le PPA sans s'exposer à un risque financier excessif. Ainsi, le PPA reste un outil utile pour sécuriser une partie de l'approvisionnement, tout en permettant à l'acheteur de garder une marge de manœuvre sur le reste de sa consommation.

2.4 Le point de vue du prêteur



Sur la structuration du prix:

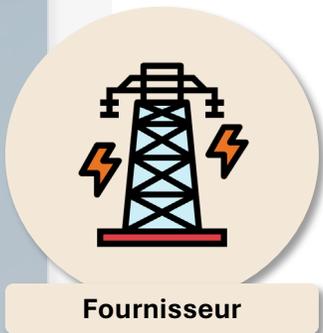
- **Prix fixe:** visibilité sur les recettes de l'emprunteur, permet une bancabilité accrue.
- **Prix mixe:** la part fixe permet de faciliter l'obtention d'un financement, tandis que la part variable peut être vue, par un investisseur, comme source de profits supplémentaires. L'intégration d'un seuil plancher peut permettre de réduire l'incertitude sur les revenus générés.
- **Prix variable (Spot):** Visibilité minimale sur les revenus. L'intégration d'un seuil plancher peut permettre de réduire l'incertitude sur les revenus et potentiellement apporter une bancabilité.

L'évaluation de la compétitivité de l'actif se mesure également au travers des sensibilités réalisées sur les LLCR (Loan Life Coverage Ratio) et PLCR (Project Life Coverage Ratio).

Variables clé :

- Durée du PPA et en conséquence poids de la dette adossés à des revenus marchands (pré-PPA et post-PPA)
- Qualité de la contrepartie.
- Compétitivité de l'actif (LCOE, etc.) en cas de remplacement de *l'offtaker*. Cette évaluation se fait, entre autres, via des analyses de prix *breakevens*.
- Montant des pénalités, plafonnement des indemnités de résiliation, éventuelles garanties bancaires et qualité du contrat (limitation des engagements du producteur, limitation des cas de désengagement possibles, etc.)

2.5 Autres parties prenantes



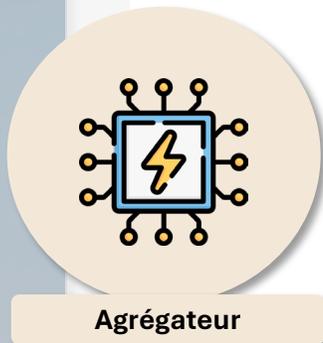
Points d'attention

- **Pricing des services de fourniture**
 - Alignement avec la structure de livraison du PPA. (par exemple, *pay-as-produced* ou profil garanti).
 - Le fournisseur s'assure que le tarif du PPA intègre sa propre structure de coûts et sa marge.
 - Particulièrement important si le fournisseur prend en charge l'équilibrage ou des coûts de distribution supplémentaires.
- **Risque d'intermittence et gestion de la flexibilité**
 - Pour les projets d'énergies renouvelables, la production peut varier en fonction des conditions climatiques.
 - Le fournisseur doit intégrer des clauses permettant de gérer cette intermittence sans engager de surcoûts excessifs pour les clients finaux.
- **Gestion des pénalités et des clauses de livraison**
 - Dans un PPA *pay-as-produced*, courant pour les IPPs en France, il n'y a généralement pas de garantie de niveau minimal de livraison d'énergie, mais une garantie de disponibilité du matériel. Si un agrégateur ou un fournisseur intervient, un niveau minimal de livraison d'énergie peut être imposé en fonction des obligations contractuelles envers le consommateur. Les pénalités associées doivent être calibrées avec soin pour limiter les pertes tout en respectant ces engagements.
- **Risque d'intégration au réseau**

Le fournisseur doit évaluer la capacité du réseau à accepter les volumes d'énergie contractés, surtout si le PPA couvre une production renouvelable importante, et vérifier les exigences techniques et de compatibilité du réseau.
- **Optimisation des garanties d'origine**

Si le PPA concerne de l'énergie renouvelable, le fournisseur doit maximiser l'utilisation des garanties d'origine pour valoriser la production verte et potentiellement les vendre aux acheteurs pour améliorer la rentabilité.

2.5 Autres parties prenantes



Points d'attention

- **Pricing des services d'agrégation.**
 - Exemple: profil cloche solaire garantie revendue à fournisseur.
- **Gestion du profil de charge et prévisions de production**
 - Si agrégateur de la production et fournisseur du consommateur sont régis par la même entité, l'agrégateur/fournisseur analyse le profil de production pour le rendre compatible avec les profils de consommation.
 - Inclut la gestion de l'intermittence, la prévision des pics de production, et l'optimisation des plages horaires pour la vente de l'énergie.
- **Participation aux marchés d'ajustement**
 - Les agrégateurs peuvent valoriser les excédents ou déficits d'énergie sur les marchés d'ajustement pour stabiliser l'offre et la demande.
 - Il est crucial de vérifier les clauses du PPA permettant ou non cette participation.
- **Risque d'exposition aux fluctuations de prix**
 - Si une partie de la production est indexée sur les prix de marché spot, l'agrégateur doit disposer de stratégies de couverture ou de mécanismes pour lisser les revenus malgré la volatilité des prix.
- **Flexibilité dans la répartition des flux d'énergie**
 - Les agrégateurs négocient des clauses pour ajuster les volumes d'énergie selon la demande et la production, en s'appuyant sur les mécanismes d'équilibrage et de capacité développés par RTE. Ces outils garantissent une livraison optimisée, essentielle pour gérer l'intermittence des énergies renouvelables et répondre aux exigences du réseau.

2.5 Autres parties prenantes



Juriste d'entreprise
Fiscaliste
Comptable

Points d'attention

- **Remise en cause des contrats long-terme pour des raisons de compétitivité et rétroactivité fiscale.**
- **Rédaction des clauses de force majeure et imprévision**
 - Le juriste s'assure que le PPA comporte des clauses de force majeure robustes et, si possible, des clauses d'imprévision, permettant de renégocier les termes en cas de circonstances économiques ou climatiques imprévues qui affecteraient la production ou les coûts.
- **Gestion du risque contractuel et des responsabilités**
 - Une attention particulière doit être portée aux responsabilités de chaque partie (producteur, acheteur, agrégateur, fournisseur), ainsi qu'aux pénalités pour non-respect des obligations.
 - Le juriste s'assure que le contrat répartit équitablement les risques.
- **Conformité réglementaire et légale**
 - Le juriste s'assure que le PPA est conforme aux réglementations nationales et européennes, notamment en matière de transition énergétique et d'émissions de carbone, et que le contrat inclut les mentions obligatoires.
- **Protection contre la volatilité des prix**
 - Le juriste peut intégrer des clauses d'indexation ou de renégociation en cas de fluctuations majeures du prix de marché afin de protéger le consommateur, et en cas de fluctuations majeures des coûts d'OPEX / d'inflation / de coût du travail ou de la fiscalité afin de protéger le producteur contre des baisses de revenus importantes.
- **Clauses de fin de contrat et de transfert**
 - Il est important de prévoir les modalités de fin de contrat (notamment les délais de préavis et les indemnités), ainsi que la possibilité de transférer les droits et obligations à une autre partie si le besoin s'en fait sentir.

Partie 3

Risques et solutions

Partie 3 – Risques et solutions

1 Risques de revenus

2 Risques de construction

3 Risques d'imprévision

4 Risques en fonction de la taille des projets

5 Risques de bancabilité de la structuration technique



Le risque de revenus dans un PPA se concentre sur les facteurs pouvant affecter la stabilité et la prévisibilité des flux de trésorerie pour le producteur. Ce risque est particulièrement critique car il peut impacter la bancabilité et la rentabilité du projet.

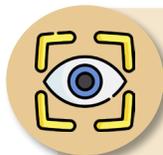
Analyse des Contreparties et des Garanties

1. Notation de crédit de l'acheteur : Le niveau de risque dépend de la notation de crédit de l'acheteur. Idéalement, on utilise des notations externes (comme celles de Standard & Poor's), mais certaines banques et entités de financement peuvent aussi recourir à leurs propres notations internes lorsque les informations externes sont limitées.

2. Garanties externes : Certaines entités peuvent obtenir un **réhaussement de crédit** via des garanties émises par la maison-mère ou une entité bancaire. Il est important de rester dans le périmètre de la garantie de l'entité initialement évaluée.

3. Assurances et GAPD (Garantie à Première Demande) :

1. Plusieurs types d'assurances peuvent être appliqués, notamment pour les PPA internationaux. Dans certains cas, un acheteur peut recourir à une garantie de réhaussement pour pallier un manque de qualité de crédit, surtout si la garantie est renouvelable.
2. Les GAPD offrent une sécurité sur une durée prédéfinie (généralement trois ans renouvelables), mais leur non-renouvellement peut poser problème pour les prêteurs. Pour anticiper cette situation, des mécanismes de notification de non-renouvellement, idéalement trois mois avant l'échéance, sont intégrés, permettant d'enclencher des mesures de protection pour le projet.



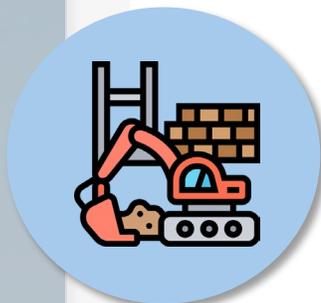
Points d'Attention

- **Impacts de la notation et des covenants** : En cas de dégradation de la notation de l'acheteur, certaines clauses exigent une augmentation des dépôts de trésorerie pour rétablir les garanties. Ce mécanisme vise à protéger le producteur en cas de détérioration du profil de crédit de la contrepartie.
- **Gestion des garanties pour les filiales *non investment grade*** : Dans certains cas, les banques peuvent accepter des engagements sous forme de covenants financiers plutôt que des garanties bancaires strictes pour les contreparties non investment grade. Ces covenants sont évalués sur une base de 3 à 5 ans, offrant une protection adaptée aux prêteurs.



Solutions Financières pour la Protection des Revenus

- **Swap avec collar et floor** : Ce mécanisme de couverture permet de définir un encadrement pour les taux, avec un plafond (cap) et un plancher (floor), limitant les fluctuations. S'il s'agit du taux d'intérêt de la dette, ce mécanisme protège contre une hausse excessive des taux, réduisant ainsi le risque financier pour le producteur. Si le mécanisme concerne un taux de revenus ou de prix, il peut également protéger contre une baisse excessive, assurant une certaine stabilité des revenus.
- **Diversification des risques avec un CPPA multi-acheteur** : En s'associant à plusieurs acheteurs, le producteur peut réduire sa dépendance à une seule contrepartie et répartir les risques de non-paiement ou de baisse de demande, stabilisant ainsi les revenus globaux.
- **Recours à des instruments de dette spécifiques** :
 - Dettes subordonnées, mezzanine ou bridge : Bien que ces dettes soient utilisées de façon spécifique, elles permettent de structurer le financement pour une flexibilité accrue.
 - Mini perm : Ce modèle est plus fréquent au Royaume-Uni et en Espagne qu'en France. Il implique des emprunts à court terme renouvelables, avec une stratégie de refinancement plus fréquente. Le mini perm peut être intéressant pour optimiser le coût de la dette sans verrouiller le financement sur le long terme.
- **Garantie Énergie Renouvelable** : Cette garantie, opérée par Bpifrance, permet de couvrir certains risques de contrepartie au-delà du risque de marché. Elle offre une protection accrue aux producteurs et aux prêteurs, tout en élargissant la bancabilité des PPAs à des contreparties qui seraient autrement jugées insuffisamment robustes par les banques.



Les risques de construction dans un PPA concernent principalement :

- **Risques de retard dans la construction** : Des délais dans la réalisation des installations peuvent impacter directement les revenus du producteur et de l'acheteur.
- **Risques de mise en service (MSI)** : L'absence ou le retard de la mise en service à la date prévue entraîne des conséquences pour les deux parties. Pour le producteur, cela peut se traduire par des pénalités contractuelles et des coûts financiers supplémentaires. Pour l'acheteur, un retard de MSI peut impliquer un recours à des fournisseurs tiers pour combler le déficit énergétique.

Le coût de ce retard dépend des conditions du marché : si le prix de marché est supérieur au prix du PPA, l'acheteur pourrait subir une perte. À l'inverse, si le prix de marché est plus bas, il pourrait y trouver un avantage temporaire.



Solutions et stratégies de mitigation

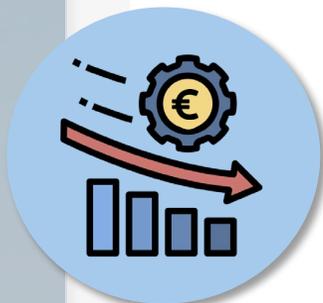
- **Long Stop Date**
 - La mise en place d'une date limite de mise en service, appelée Long Stop Date, permet de protéger la SPV (Société de Projet). Cette date constitue une limite au-delà de laquelle le projet est potentiellement résiliable, bien que cela doive rester une solution de dernier recours. L'État, généralement plus patient, pourrait accepter des prolongations dans certains cas, contrairement à des acheteurs privés qui peuvent chercher une résiliation au-delà de cette date.
 - Le producteur doit éviter un point de sortie trop accessible dans le PPA (un "cap"), pour éviter un abandon stratégique visant à injecter davantage d'équité dans un projet plus rentable ailleurs.
- **Gestion des Milestones**
 - Une gestion rigoureuse des milestones est cruciale pour informer les prêteurs de l'avancement des travaux. Tout retard visible par rapport au plan d'achèvement initial peut alerter les prêteurs et entraîner une demande de plan de redressement.
 - Pour limiter l'impact des retards, le contrat peut prévoir des pénalités pour le producteur en cas de non-respect des milestones, mais également des pénalités pour l'acheteur si le retard lui est imputable.



Souscription d'Assurance Delayed Start-Up

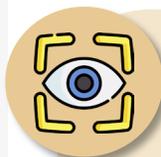
- Une assurance de type "*delayed start-up*" couvre les pertes de revenus liées à un retard dans la mise en service. C'est l'équivalent d'une assurance "perte d'exploitation anticipée", appliquée pendant la période de construction, permettant au producteur de limiter ses pertes en cas de retard majeur.
- **Contrats de Fourniture Complémentaire**
 - Si l'acheteur doit compenser un retard de livraison, deux options s'offrent à lui : soit se procurer de l'énergie sur le marché (ce qui peut s'avérer coûteux ou avantageux selon les prix), soit souscrire un contrat de fourniture complémentaire en amont.
 - Une couverture complémentaire anticipée pourrait être proposée par le producteur, sous la forme d'une option à prix déterminé. Cependant, ce type de couverture reste peu fréquent car coûteux, et les producteurs préfèrent souvent assumer le risque par des pénalités contractuelles plutôt que de payer le coût de cette couverture.
- **Garanties de Reprise de l'Actif (Buy-back)**
 - Dans certains contrats, des garanties de reprise (ou buy-back) de l'actif sont prévues pour protéger l'acheteur et la banque contre la non-viabilité économique de l'actif. Cela permet de racheter l'actif si celui-ci ne répond pas aux critères de production ou de rendement initialement prévus, offrant ainsi une certaine sécurité aux prêteurs.
- **Mécanisme de Réduction du Prix en Cas de Retard**
 - En cas de retard, un mécanisme de réduction de prix peut être prévu en alternative à une résiliation du contrat. Cela permet à l'acheteur de continuer à acheter de l'énergie à un prix réduit plutôt que d'annuler totalement le contrat, assurant ainsi une continuité pour les deux parties.

En complément, pour prévenir les impacts liés aux délais de mise en service, il peut être envisagé d'établir une date d'effet du c-PPA quelques mois après la date de mise en service (MES) attendue. Durant cet intervalle, la production peut être vendue sur le marché de l'électricité ou via un U-PPA auprès d'un agrégateur, offrant une solution transitoire jusqu'à l'entrée en vigueur du contrat principal.



Les risques d'imprévision dans un PPA concernent les situations où des changements imprévus du marché rendent l'exécution du contrat économiquement désavantageuse pour une des parties. Ce risque se manifeste notamment lors d'une forte baisse ou hausse des prix de l'électricité, qui peut déséquilibrer le contrat au point de motiver l'une des parties à exiger une renégociation ou une remise en cause des termes initiaux.

Dans ce cadre, l'exécution du PPA pourrait devenir particulièrement défavorable pour l'acheteur, surtout si des conditions de marché très différentes de celles prévues lors de la signature apparaissent. Par ailleurs, une modification de l'organisation des marchés de l'énergie (market design) pourrait également inciter une des parties à remettre en question le contrat.



Points d'attention

- **Article 1195 du Code civil** : Cet article permet à une partie de demander la renégociation d'un contrat lorsque des circonstances imprévues rendent son exécution excessivement onéreuse pour une partie qui n'avait pas accepté d'en supporter le risque. Si les parties ne parviennent pas à un accord, le juge peut être saisi pour modifier ou résilier le contrat unilatéralement. Cet article offre donc une possibilité légale de sortie ou de renégociation qui peut être utilisée par l'acheteur ou le producteur en cas de déséquilibre important.
- **Détermination du prix de défaut** : Pour les prêteurs, il est essentiel d'identifier le niveau de prix de marché à partir duquel le contrat ne génère plus assez de revenus pour respecter les ratios financiers du projet, notamment le LLCR (Loan Life Coverage Ratio). Ce seuil de rentabilité permet de calculer le niveau de risque que les banques seraient prêtes à accepter.
- **Place de la fourniture verte** : Dans un contexte de volatilité des prix de l'électricité, les avantages d'un contrat de fourniture d'énergie renouvelable, comme les garanties d'origine ou le respect des engagements environnementaux, peuvent contribuer à équilibrer partiellement le désavantage économique pour l'acheteur.



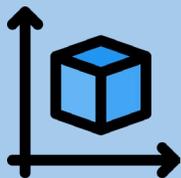
Portion de production en prix spot (merchant) : Lorsque le producteur vend une partie de sa production au prix spot, hors du cadre contractuel du PPA, il est nécessaire d'assurer une certaine prévisibilité de revenus pour les banques. Afin de protéger les prêteurs contre la volatilité des prix du marché sur cette portion non contractée, un **merchant reserve account** peut être mis en place.

Ce compte de réserve fonctionne en prélevant les excédents de revenus générés lorsque les prix de marché dépassent les prévisions. Ces surplus sont alors affectés au compte de réserve, assurant ainsi une protection pour les prêteurs face aux fluctuations imprévisibles des revenus sur la portion de production vendue sur le marché.



Solutions

- **Exclusion de l'Article 1195 :** Pour éviter les risques de renégociation ou de résiliation unilatérale, il est possible de prévoir l'exclusion de l'article 1195 du Code civil dans le PPA. Cette exclusion permet de protéger les parties contre un recours judiciaire forcé en cas d'imprévision. Si une exclusion complète de l'article n'est pas envisageable, il est possible de n'exclure que son alinéa 2, qui permet un recours au juge.
- **Clauses d'Imprévision et de Sauvegarde :** Une alternative consiste à intégrer une clause d'imprévision ou de sauvegarde directement dans le contrat. Cette clause se substitue partiellement ou intégralement à l'article 1195 et définit précisément les conditions de renégociation, les modalités de la demande, ainsi que les conséquences en cas d'absence d'accord. En encadrant ainsi les conditions de sortie, les parties peuvent adapter le PPA aux évolutions de marché tout en limitant le risque de déséquilibre.
- **Assumer explicitement le risque d'évolution des prix :** Le contrat peut également prévoir que chaque partie accepte d'assumer le risque des fluctuations de prix, rendant ainsi toute demande de renégociation moins probable. Cela permet de maintenir la stabilité du PPA dans des contextes de volatilité extrême.
- **Mécanisme de compte de réserve :** Pour sécuriser les revenus en cas de baisse des prix au-delà d'un seuil critique pour le projet, il est recommandé de prévoir un compte de réserve prospectif dans la documentation de financement. Par exemple, si le LLCR tombe en dessous de 1 à partir de la septième année, un compte de réserve pourrait être activé pour pallier cette baisse de performance économique, limitant ainsi les risques pour les prêteurs et garantissant une marge de sécurité supplémentaire.



La taille d'un projet influence de manière significative les risques et les coûts associés à la structuration d'un PPA.

Les projets de plus petite taille, qu'ils soient limités par la puissance de l'installation (MW) ou par la capacité de consommation de l'acheteur, peuvent présenter des défis financiers spécifiques, en raison des frais de transaction et de structuration proportionnellement élevés. Ce facteur devient déterminant pour les acteurs bancaires et les autres investisseurs, qui analysent la viabilité économique du projet en fonction de la taille et des besoins globaux en énergie de l'acheteur.



Points d'attention

- **Évaluation de la taille des projets en fonction de la capacité et des besoins de l'acheteur**
 - La taille d'un projet peut être évaluée par la puissance installée (en MW) ou par le volume de livraison nécessaire pour répondre aux besoins énergétiques de l'acheteur. Par exemple, un projet de 50 MW peut être suffisant pour couvrir la totalité de la consommation d'un acheteur, mais ce seuil dépendra de la taille et des spécificités de l'acheteur.
 - La classification des acheteurs en fonction de leur volume de livraison et de leur capacité de production, souvent notée de C1 à C5 (du plus grand au plus petit), peut aider à déterminer les exigences spécifiques du PPA et à adapter la structure en fonction de la taille et des risques liés au profil de consommation.
- **Impact des frais de transaction et de structuration pour les petits projets**
 - Pour les projets de petite envergure, les frais de transaction et de structuration peuvent être relativement élevés, impactant leur rentabilité globale. Cette problématique justifie l'utilisation de modèles de standardisation des CPPA (Corporate Power Purchase Agreements), qui permettent de réduire les coûts administratifs et de raccourcir les délais de conclusion des contrats.
- **Mutualisation des Risques dans les Modèles Multi-Acheteurs**
 - Les projets multi-acheteurs permettent de mutualiser les risques liés à la taille des projets en répartissant la demande sur plusieurs acheteurs, ce qui peut être particulièrement avantageux pour les plus petits projets. Ces projets impliquent souvent des clauses de reprise par les autres acheteurs en cas de défaillance d'un des participants. Chaque acheteur est ainsi responsable d'une portion du contrat et peut être tenu de couvrir une part supplémentaire en cas de défaillance d'un autre. [...]



- Dans les configurations multi-acheteurs, plusieurs scénarios existent : le partage de production d'un même actif entre plusieurs acheteurs, ou bien l'association de plusieurs acheteurs pour des parcs d'installations différentes. Ce modèle crée une couverture de risque supplémentaire, en offrant une flexibilité qui attire davantage de financement.

- **Modèles d'Intermédiation et Autoconsommation Collective**

- Le développement de plateformes d'intermédiation pour les petits projets facilite la mise en relation entre producteurs et acheteurs, et permet d'optimiser l'accès au marché pour les acteurs de plus petite taille. Les projets d'autoconsommation collective (ACC) sont aussi une solution prometteuse pour les petits projets. En regroupant plusieurs consommateurs autour d'une même installation, les économies d'échelle permettent de rendre ces projets viables malgré leur taille réduite.



Solutions

- **Standardisation des CPPA** : La mise en place de modèles standardisés pour les contrats CPPA réduit les coûts de structuration et permet des économies d'échelle même pour les petits projets.
- **Favoriser les projets multi-acheteurs** : Ces projets permettent une mutualisation des risques et une résilience accrue en répartissant la demande entre plusieurs acheteurs, chacun pouvant reprendre une partie des obligations en cas de défaillance d'un autre participant.
- **Comptes de réserve de type "merchant reserve account"** : Lorsqu'une portion de la production est vendue sur le marché spot et non dans le cadre du PPA, il est possible d'utiliser les revenus supplémentaires générés dans des périodes de prix élevés pour alimenter un compte de réserve. Cela aide à protéger les prêteurs contre les risques de volatilité sur la partie non contractée de la production. Une attention doit toutefois être portée à la baisse structurelle des prix spots, voire négatifs, pendant les pics de production photovoltaïque, peu propice à la constitution d'un compte de réserve.
- **Développement de projets d'autoconsommation collective (ACC)** : Ces projets permettent de regrouper plusieurs consommateurs autour d'une même production pour réduire les coûts et améliorer l'efficacité de petites installations.

3.5 Risques de bancabilité de la structuration technique 1/2



La **bancabilité** d'un PPA dépend largement de sa structuration technique, en particulier pour les Corporate PPA (CPPA) intégrés dans la consommation des acheteurs via un modèle de **sleeving** (voir Partie 1). Ce type de structuration présente plusieurs aspects de risque à analyser, même si certains impacts financiers, comme les frais d'agrégation, sont généralement supportés par l'acheteur et non par le producteur.

Impact des Contrats de Sleeving : Les contrats de sleeving sont conclus pour des durées de 3 à 5 ans, plus courtes que celles des CPPA, qui s'étendent souvent sur 10 à 20 ans. Cette différence de durée entre les deux contrats introduit un risque de variation des coûts du sleeving pour l'acheteur, surtout en cas de renouvellement du contrat de sleeving à des tarifs potentiellement plus élevés. Toutefois, ces frais d'agrégation et de sleeving, étant pris en charge par l'acheteur, ne compromettent généralement pas la bancabilité de la société de projet (SPV) du producteur.



Points d'attention sur la structuration technique

- **Durée et prix du sleeving :** La structure de prix du contrat de sleeving, qu'elle soit fixe ou variable, peut évoluer en fonction des renouvellements et des conditions de marché. Bien que ces coûts n'affectent pas directement les OPEX du producteur, l'acheteur doit avoir anticipé cette charge dans sa planification budgétaire. Une négociation claire en amont permet de s'assurer que l'acheteur a bien intégré ces coûts dans sa stratégie de couverture.
- **Décalage entre profils de production et de consommation :** Dans le cas d'un CPPA de type « *pay-as-produced* » et en fonction des conditions de production (ex : intermittence des énergies renouvelables), il peut exister un décalage entre les profils de production du producteur et les besoins de consommation de l'acheteur. Ce décalage est souvent géré via le contrat de *sleeving*, mais ne représente pas un impact direct sur la bancabilité pour la SPV de production. En effet, il appartient à l'acheteur de supporter les ajustements nécessaires.
- **Modèle de Structuration du CPPA - Pay-as-produced vs. Baseload**
 - Le choix entre un modèle *pay-as-produced* (paiement basé sur la production réelle) et un modèle *baseload* (production de base fixe) impacte significativement la bancabilité de la SPV de production.
 - Un CPPA *baseload*, qui impose une fourniture constante d'électricité, peut nécessiter des investissements supplémentaires ou une gestion plus complexe pour lisser les fluctuations de production. Si une solution de stockage est utilisée, cela augmenterait nécessairement les CAPEX et complexifierait davantage le projet. De plus, les CPPA *baseload* sont difficilement finançables pour des actifs non pilotables, en raison de la difficulté de garantir un profil de production constant et prévisible.
 - Ces contraintes augmentent les coûts pour l'acheteur et les risques pour les prêteurs, bien que la structuration tarifaire du PPA puisse prendre en compte ces défis. À l'inverse, un modèle *pay-as-produced* offre une meilleure adaptabilité à la nature intermittente des énergies renouvelables et est généralement mieux accepté par les acteurs financiers.



Solutions

- **Choix du modèle de structuration du prix du PPA**

La structuration tarifaire est essentielle pour protéger la rentabilité du projet, en tenant compte de la variabilité potentielle des coûts associés au modèle choisi (par exemple, baseload vs. pay-as-produced). Ce choix doit être fait en fonction des besoins de l'acheteur et de la stabilité des revenus recherchée par la SPV.

- **Standardisation et transparence des frais de *sleeving***

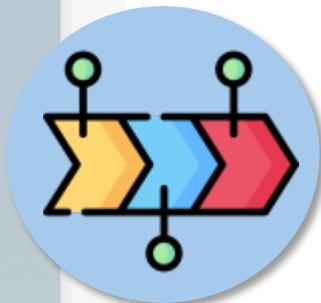
Bien que le coût du *sleeving* n'impacte pas directement la bancabilité de la SPV, il reste important que l'acheteur comprenne et anticipe ces frais. Une clarification des coûts potentiels à chaque renouvellement de contrat permet d'assurer une collaboration pérenne entre l'acheteur et le producteur, sans impact négatif sur le prix global du PPA.

- **Options de flexibilité et d'indexation**

Prévoir une indexation des prix du PPA permet de protéger les revenus de la SPV face aux variations du marché. De plus, des options de flexibilité, comme des clauses d'ajustement en cas de changement des coûts de *sleeving* pour l'acheteur, peuvent faciliter la mise en œuvre d'une structure tarifaire durable.

Partie 4

Phasage du financement des PPA



Le phasage du financement est un élément clé dans la mise en place des PPA pour les projets bénéficiant de CPPA. La réussite du financement dépend d'une gestion précise des différentes étapes de développement et de la coordination entre le développeur, les acheteurs potentiels, les agrégateurs, responsables d'équilibre et fournisseurs d'électricité impliqués, ainsi que les banques.

Le financement de projets soutenus par un CPPA repose sur le phasage coordonné de plusieurs étapes essentielles :

Développement du projet

Cette phase comprend la structuration technique, le choix de la technologie, ainsi que l'identification des partenaires et des potentiels offtakers (acheteurs).

Avancement des discussions avec les *offtakers* et sécurisation d'un CPPA bancable

La réussite du financement dépend largement de l'aboutissement des négociations avec un acheteur solide. Un CPPA bancable, c'est-à-dire juridiquement et économiquement fiable pour le prêteur, offre aux banques une sécurité indispensable pour garantir la viabilité du projet.

Structuration et finalisation du financement

Cette étape consiste à ajuster le montage financier, en fonction du modèle économique établi sur la base du CPPA et des exigences des prêteurs.

Phasage Privilégié

- **Fixation du prix avec l'acheteur**

La négociation du prix avec l'acheteur doit précéder la demande de financement afin de présenter aux banques un modèle économique solide et viable. Le *pricing* bancaire sera ensuite établi en fonction de la typologie de l'acheteur et de la structuration du prix.

- **Structuration du prix et Garantie Énergie Renouvelable**

Selon le profil de l'acheteur, des ajustements de structuration peuvent être nécessaires. Il peut également être envisagé de recourir à la Garantie Énergie Renouvelable, opérée par Bpifrance, pour offrir une sécurité supplémentaire aux banques. Cette garantie élargit la bancabilité des PPA en couvrant les contreparties jugées insuffisamment robustes.

- **Négociation de la durée**

La durée du CPPA est un paramètre essentiel pour le financement, car elle garantit une stabilité des revenus pour la société de projet. Les discussions doivent rester ouvertes avec les prêteurs pour permettre des ajustements en fonction de l'évolution des négociations.

- **Gestion du risque d'inflation**

- En cas de prix variable indexé (ex. prix spot), le risque d'inflation est un enjeu particulier pour les producteurs, notamment pour les CAPEX. Il est recommandé d'intégrer des clauses de révision pour permettre une adaptation du prix du PPA si les coûts initiaux de construction augmentent significativement.
- Pour atténuer ce risque, des formules de révision peuvent être appliquées, telles que l'utilisation de l'indice K des appels d'offres CRE pour ajuster les tarifs en fonction des variations de coûts.

- **Accompagnement en amont de la négociation**

Le développeur doit s'entourer de conseillers, d'avocats et de spécialistes du financement pour structurer une proposition de contrat adaptée aux exigences bancaires. Cet accompagnement en amont est essentiel pour optimiser les chances de financement et pour garantir que le CPPA est construit de manière bancable. Il est important, à ce stade, de mettre agrégateur/responsable d'équilibre et fournisseur dans la boucle pour s'assurer de la faisabilité contractuelle de mise en œuvre du CPPA et estimer les frais (d'agrégation / sleeving) correspondants.

Le **financement de projet** (ou project finance) est une méthode couramment utilisée pour financer les projets soutenus par un PPA, en particulier dans le secteur des énergies renouvelables. Ce type de financement repose principalement sur la capacité du projet à générer des flux de trésorerie pour rembourser la dette, et non sur les actifs ou le bilan de la société de projet (SPV). Cela en fait une solution privilégiée pour limiter l'exposition directe des sponsors aux risques financiers, en assurant une répartition claire des risques entre les prêteurs et les autres parties prenantes.



Avantages du financement de projet en amont de la mise en place du PPA

- **Réduction des risques pour le producteur**
En structurant le financement en amont de la mise en place définitive du PPA, les risques de construction (retards, dépassements de coûts, etc.) sont limités et bien répartis entre les parties. Les prêteurs s'assurent que le projet est bien capitalisé dès le départ, ce qui réduit la pression sur la SPV (Société de Projet) pour obtenir des liquidités supplémentaires pendant la phase de construction.
- **Sécurisation de la viabilité financière :**
Les prêteurs analysent la solidité financière et la capacité de génération de revenus futurs du projet avant d'accorder le financement. L'obtention d'un financement de projet basé sur un modèle économique réaliste et un contrat PPA de long terme rassure les prêteurs, car les revenus futurs peuvent être prévus avec un degré de précision raisonnable.
- **Flexibilité dans la Négociation des Conditions du PPA :**
Le financement en amont permet une plus grande flexibilité pour finaliser le PPA en fonction des conditions de marché et des exigences des prêteurs. Cela peut aussi permettre de négocier les termes spécifiques du PPA, comme la structure de prix (fixe ou indexée) ou la durée du contrat, de manière à intégrer un niveau de rendement cible pour les sponsors tout en respectant les critères de bancabilité fixés par les prêteurs.

Pour sécuriser et ajuster le financement en fonction de la progression des négociations du PPA, plusieurs éléments peuvent être mis en place:

- **Prêt additionnel à la signature du PPA :** Un montant additionnel peut être prévu dans le financement pour être débloqué à la signature définitive du PPA. Ce prêt permet de couvrir des besoins en fonds de roulement (BFR) supplémentaires liés à la phase de mise en œuvre du projet, comme des ajustements imprévus dans les coûts de construction, des frais liés à des garanties de performance, ou encore des dépenses d'équilibrage jusqu'à la prise d'effet opérationnelle du PPA. Ces dépenses peuvent ne pas avoir été intégralement anticipées au moment de la signature du contrat de prêt initial.
- **Tarification Conservatrice en Phase Pré-Signature :** Avant la signature définitive du PPA, un tarif conservateur peut être utilisé pour structurer le modèle financier. Ce tarif est basé sur les termes provisoires du PPA en cours de négociation et sur les conditions actuelles du marché. En procédant ainsi, la SPV peut sécuriser un financement initial qui sera ajusté une fois le PPA finalisé.
- **Augmentation du Quantum de Dette une fois le PPA Signé :** Une fois le PPA signé, il est possible d'ajuster le montant de la dette (le quantum) pour refléter la sécurité financière supplémentaire qu'apporte le contrat. Avec un PPA ferme et signé, les prêteurs disposent de garanties plus solides quant aux flux de trésorerie futurs, ce qui peut justifier une augmentation de la dette, permettant à la SPV de capitaliser pleinement sur son projet.



Etapes à prévoir en amont

Due Diligence exhaustive : Les prêteurs réalisent une due diligence complète sur le projet, incluant des audits techniques, financiers, juridiques et environnementaux, pour évaluer tous les risques associés.

Mise en place de comptes de réserve : Des comptes de réserve (comme les comptes de dette de service et de réserve d'exploitation) sont souvent mis en place pour couvrir les frais imprévus. En phase de construction, un compte de réserve de construction peut également être instauré pour pallier les retards ou dépassements de coûts, offrant ainsi une sécurité supplémentaire aux prêteurs.

Exigences en capital initial (equity) : Le financement de projet exige généralement un apport en fonds propres (equity) des sponsors avant le déblocage de la dette par les prêteurs. Cet apport initial garantit l'engagement financier des sponsors dans le projet et contribue à limiter les risques pour les prêteurs.

Conditions de révision du prix en fonction de l'indexation (si applicable) : Si le PPA inclut une indexation des prix (ex : indexation sur le prix spot), des clauses de révision peuvent être mises en place pour protéger les prêteurs contre les risques de volatilité des prix, tout en assurant une rentabilité continue pour le projet.

Conclusion

Avis des participants



***Bpifrance** est fière d'avoir activement participé aux travaux du groupe de travail sur les CPPA de La Plateforme Verte. Ce guide contribue à accélérer le développement des CPPA en France, qui répondent à un double objectif de transition verte et de compétitivité, en assurant aux acheteurs un prix stable sur la durée. Dans cette double perspective, Bpifrance opère la Garantie Énergie Renouvelable (GER) pour permettre aux producteurs de signer des CPPA avec des consommateurs de toute taille.*

Julien Lupion, Responsable du département des financements structurés au sein de la Direction du Financement de l'Immobilier et de l'Energie-Environnement



***Crédit Agricole Transitions et Énergies (CA T&E)**, leader sur le financement des énergies renouvelables, est engagé dans l'accompagnement de la filière et des clients du groupe pour le financement de nouveaux modèles économiques dont les c-PPA. En complément des offres de financement, CA T&E s'est doté d'un opérateur de marché fournisseur, agrégateur et responsable d'équilibre pour aider au déploiement de la fourniture d'énergie renouvelable en circuit-court au travers des c-PPA.*

Diane Segal, Financement des Énergies Renouvelables, Groupe Crédit Agricole

Merci.

La Plateforme Verte remercie vivement l'ensemble des participants au groupe de travail qui ont participé tout au long de l'année 2024 à l'élaboration de ce guide de financement des PPA.

