

Vente d'énergie

BDEI 2617

Les « *Power Purchase Agreements* » en France, un outil émergent au cœur de la transition énergétique

Les Power Purchase Agreements (PPA), contrats de gré-à-gré de vente et d'achat d'électricité, ont le vent en poupe en Europe. Et plus particulièrement les Green Corporate PPA (GC PPA) ou Corporate Renewable PPA, contrats de vente d'électricité produite à partir de sources renouvelables et conclus entre producteurs et entreprises consommatrices. Près de 14GW de PPA ont ainsi été conclus en 2018 dans le monde, dont 1,9 GW en Europe et environ 8 GW aux États Unis⁽¹⁾, contre respectivement 1 GW et 2,4 GW en 2017. L'énergie éolienne représente 85 % des GC PPA signés en Europe à ce jour, l'énergie solaire constituant les 15 % restants. Cette progression s'explique en partie par une demande globale croissante d'électricité, la volonté des entreprises de réduire leur empreinte carbone et de maîtriser leurs coûts énergétiques, la nécessité de signaux de prix clairs et prévisibles pour les investisseurs et producteurs mais aussi l'évolution des politiques de soutien aux énergies renouvelables (EnR).

La Norvège, la Suède, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et l'Espagne sont les premiers pays européens à avoir vu de tels contrats signés, en raison de conditions politiques et économiques favorables. L'Allemagne, le Danemark, la Pologne et la France font partie des marchés en développement. En France, sept PPA ont à ce jour été signés, tous depuis 2019 (ADP, SNCF Énergie, Métro, Boulanger, Engie, Qwant et Crédit Mutuel Alliance Fédérale), et d'autres entreprises, comme la RATP, Orange ou La Poste, ont lancé des appels d'offres ou étudient cette option. En France, les PPA viennent s'ajouter à l'éventail de solutions offertes aux producteurs d'énergie renouvelable pour commercialiser leur énergie : vente sur le marché de l'électricité avec ou sans mé-

canisme de soutien public, autoconsommation individuelle ou collective, avec ou sans vente du surplus. En comparaison de ces solutions très réglementées, les PPA apparaissent comme des outils contractuels prometteurs pour les producteurs et consommateurs à la recherche d'une plus grande flexibilité et d'une visibilité sur le moyen ou long terme.

Cet article a pour objet d'appréhender les principaux facteurs de développement des PPA en France (I) et l'environnement réglementaire dans lequel ils s'installent (II). L'essor des PPA présente un enjeu de taille pour les praticiens, appelés à se familiariser avec les structures contractuelles complexes des PPA (III).



Par Louis-Narito Harada
Avocat associé,
spécialiste en droit
de l'environnement
Eversheds
Sutherland



Marie Coussi
Avocate
Eversheds
Sutherland

I. Les facteurs de développement : un contexte économique et sociétal favorable

Si les GC PPA ne sont apparus que très récemment en France, ce marché devrait connaître une croissance importante ces prochaines années, sous l'impulsion en particulier du droit européen, invitant les États Membres à évaluer et supprimer les barrières administratives et réglementaires injustifiées aux GC PPA (Dir. UE n° 2018/2001, art. 15). L'émergence des GC PPA tient en effet pour partie aux réglementations existantes en matière d'EnR, mais pas seulement. En tant que contrat privé, les facteurs de son développement sont à rechercher du côté des motivations des acteurs concernés, lesquelles sont principalement de deux ordres : économiques (A) et environnementales (B).

A. Les facteurs économiques et politiques

→ Un contexte économique favorable

La baisse du coût des EnRs et de certaines technologies associées, comme les technologies de stockage, en font un marché de plus en plus attractif. Les objectifs politiques – porter à 33 % la part des EnRs dans le mix énergétique français d'ici à 2030, soit 40 % de la production d'électricité (C. énergie, art. L. 100-4) – combinés au réveil environnemental de la société, stimulent par ailleurs la demande d'électricité verte. Malgré ce contexte favorable, les prix des EnRs sur les marchés de gros de l'électricité (marchés *forward*, *day-ahead* ou *intraday*) restent très volatiles.

La conclusion d'un PPA, accord à long terme (généralement entre 10 et 20 ans) prévoyant des prix fixes ou planchers, permet d'assurer aux producteurs un revenu certain sur plusieurs années, diminuant ainsi leur exposition aux fluctuations du marché. Un PPA peut en outre s'avérer plus rentable, en comparaison du schéma traditionnel avec vente sur le marché de l'électricité. Ainsi par exemple, le PPA signé par SNCF Énergie et Voltalia en juin dernier a une durée de 25 ans, cet engagement de très longue durée étant pour Voltalia une « *condition nécessaire à la compétitivité du prix de vente de l'électricité* ». »

La conclusion d'un PPA peut également faciliter l'obtention de financements pour des projets EnR nouveaux, à l'instar du PPA annoncé par Engie en décembre dernier. Ce PPA « *greenfield* » portera sur quelques 25 GWh/an, produits par la centrale photovoltaïque de Fanjeaux dans l'Aude, à construire à partir de novembre 2020. L'électricité produite sera dédiée à la consommation de certains clients d'Engie (collectivités, tertiaires et industriels). C'est

le cas également du PPA signé par Boulanger portant sur une centrale solaire qui sera construite, détenue et exploitée par Voltalia, et qui représentera au moins 10 % de la consommation de Boulanger à horizon 2022.

La transformation des politiques de soutien aux EnR est un autre facteur de l'essor des PPA en France.

Du côté des entreprises consommatrices, la signature de PPA permet de programmer leur politique d'achat énergétique à plus ou moins long terme, de maîtriser et sécuriser leurs coûts. Ainsi, pour Métro, première entreprise en France à avoir signé un PPA en mars 2019 avec Agregio, filiale d'EDF, le PPA s'insère dans une stratégie de diversification des achats énergétiques visant à réduire les risques et sécuriser les volumes⁽²⁾. Métro explique en effet que son approvisionnement en électricité provient aujourd'hui en grande partie du nucléaire, dont les prix augmenteront avec la réforme à venir de l'ARENH.

→ La transformation des politiques de soutien

La transformation des politiques de soutien aux EnR est un autre facteur de l'essor des PPA en France. Rappelons que le décret du 27 mai 2016, issu de la loi de transition énergétique, a marqué le passage du système d'obligation d'achat au mécanisme de complément de rémunération. Alors que le premier garantissait un prix de vente d'électricité fixe aux producteurs pour une durée de 15 ans, le second encourage la concurrence en incitant les producteurs EnR à vendre sur les marchés de l'électricité, l'État leur apportant un complément de rémunération afin d'assurer un niveau de rentabilité « normal » aux projets. Pour les plus petites installations, ce complément de rémunération prend la forme d'un tarif de référence fixé par arrêté et indexé sur l'évolution des prix du marché (mécanisme du guichet ouvert - Arr. 6 mai 2017, NOR : DEVR1708388A, pour l'éolien terrestre, et Arr. 9 mai 2017 NOR : DEVR1712972A, pour le solaire). Pour les installations plus importantes⁽³⁾, le complément de rémunération est versé à l'issue de procédures d'appel d'offre organisées par la CRE. Le tarif de référence dépend en ce cas du prix fixé par chaque producteur lors de la remise de son offre.

(1) Communiqué de presse de Voltalia et SNCF, en date du 26 juin 2019, disponible [en ligne](#)

(2) « Éolien terrestre : les PPA, un outil incontournable dans la stratégie d'achat de l'entreprise METRO », *Actu Environnement*, 18 oct. 2019

(3) Pour l'éolien, le guichet ouvert s'applique aux installations jusqu'à 6 turbines au maximum dans la limite d'une puissance unitaire de 3 MW par turbine, des seuils qui seront revus à la baisse prochainement (cf. Délibération n° 2019-192, de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juillet 2019). Pour le photovoltaïque, les projets d'une puissance installée supérieure à 100 kW sont soumis à appels d'offres, un seuil qui devrait passer à 300 kW prochainement.

La première conséquence de cette transformation est la sortie prochaine de l'obligation d'achat de nombreux projets, autorisés dans les années 2000. Les parcs éoliens en sortie d'achat représenteraient ainsi 1,200 MW dans les années à venir (environ 500 MW par an à compter de 2020-2021). L'enjeu pour les producteurs est de trouver de nouveaux débouchés commerciaux pour ces parcs. Dans ce contexte et alors que les politiques de soutien aux parcs en *repowering* doivent encore être clarifiées, les PPA apparaissent comme une solution attractive. Le PPA conclu par Métro porte ainsi sur le parc éolien d'Eurowatt, en sortie d'obligation d'achat à compter de 2021. Inconvénient de ce type de PPA : ils ne sont pas associés à de nouvelles capacités de production et sont donc moins vertueux sous l'angle de transition énergétique.

La deuxième conséquence tient à une diminution de l'attractivité des tarifs de soutien. Le tarif moyen alloué à l'issue des appels d'offres est en effet en baisse. Le dernier appel d'offres en date en matière d'éolien terrestre a ainsi vu 35 projets retenus pour un tarif moyen de 62,9 €/MWh, contre 65,4 €/MWh pour le tout premier appel d'offre de février 2018 et 72 €/MWh pour le tarif en obligation d'achat. En matière de centrale photovoltaïque au sol, les prix moyens constatés lors du septième appel d'offre sont également en baisse par rapport à la sixième période (Délib. CRE n° 2020-050, 12 mars 2020).

Enfin, au-delà des tarifs, les mécanismes de soutien présentent des contraintes réglementaires ou opérationnelles, auxquelles les PPA offrent une alternative. Le complément de rémunération en guichet ouvert n'est par exemple accessible que pour les plus petites installations⁽⁴⁾. Les plus grosses installations passent ainsi par les appels d'offres, lesquels impliquent des contraintes opérationnelles en termes de calendrier et un risque inhérent de ne pas être sélectionné. En outre, seules les installations nouvelles pouvant candidater aux appels d'offres, un obstacle pourrait se poser en pratique pour les entreprises soumises à l'obligation d'installer des panneaux solaires sur 30 % de leur toiture. Cette obligation, créée par la Loi Énergie-Climat de novembre dernier et pesant notamment sur les nouveaux entrepôts (C. urb., art. L. 111-18-1), sera en effet vérifiée au niveau du permis de construire. Si l'entreprise ne gagne pas l'appel d'offre, elle devra tenter sa chance – avec des impacts sur son calendrier de construction – ou trouver une autre manière de rentabiliser l'énergie produite, sans quoi elle s'expose à un risque économique (installation solaire construite mais pas rentable) ou juridique (non-conformité des constructions car l'installation photovoltaïque n'a pas été construite). Le PPA peut apparaître comme un débouché intéressant pour ces nouveaux producteurs EnR contraints.

(4) Ibid

→ *L'apparition de nouveaux acteurs sur le marché*

L'ouverture du secteur à la concurrence et les difficultés rencontrées par les producteurs EnR sur les marchés de gros – difficultés pour anticiper et optimiser leur production en fonction des opportunités de marchés et manque de compétences en interne quant aux activités de trading – a notamment permis l'apparition d'un nouveau métier, celui d'agrégateur. Sa mission consiste à vendre l'électricité sur les marchés mais aussi à faire foisonner son portefeuille d'actifs, en optimisant les risques. L'agrégateur a un rôle clef à jouer dans le développement des PPA, un instrument dont il maîtrise la complexité.

B. Les facteurs environnementaux

L'émergence des PPA en France tient aussi au réveil environnemental de la société, y compris des grands groupes, soucieux de verdir leur consommation d'électricité

→ *Une démarche RSE des entreprises*

Pour les entreprises acheteuses, le GC PPA peut être un outil au service de leurs objectifs RSE. Rappelons notamment que les entreprises situées en France et employant plus de cinq cent personnes, ont l'obligation de réaliser un bilan de leurs émissions de gaz à effet de serre, lesquelles incluent notamment leurs émissions de « *Scope 2* », émissions associées à la consommation d'électricité (C. env. art. R. 229-47). Les entreprises doivent joindre à ce bilan une synthèse des actions envisagées pour réduire leurs émissions.

Le PPA peut justement permettre aux entreprises de décarboner leur consommation électrique, par l'acquisition de garanties d'origine.

Le PPA peut justement permettre aux entreprises de décarboner leur consommation électrique, par l'acquisition de garanties d'origine. Une garantie d'origine, "GO", est un document électronique qui permet, dans un cadre classique hors PPA, à un fournisseur d'électricité de prouver à son client qu'une part ou une quantité déterminée de l'énergie qu'il lui vend a été produite à partir de sources renouvelables (C. énergie, art. R. 314-53). L'organisme POWERNEXT, devenu EEX, est chargé depuis 2013 d'assurer la délivrance, le transfert et l'annulation des GO (Arr. 24 août 2018, NOR : TRER1823771A, JO 4 sept.). Concrètement, il délivre aux producteurs qui en font la demande des GO correspondant à la quantité d'électricité produite (une GO pour 1 MWh produit - C. énergie, art. L. 314-14). Les GO acquises peuvent ensuite être vendues pendant douze mois maximum, via la plateforme POWERNEXT, soit indépendamment, soit de façon conjointe à une transaction commerciale portant

sur la quantité d'énergie associée. Les GC PPA, en ce qu'ils prévoient généralement la vente des GO associées au volume d'électricité contractualisé, permet à l'entreprise de démontrer son approvisionnement en électricité verte. Cela est d'autant plus précieux que la quantité de GO disponibles actuellement sur le marché français est faible.

À titre d'exemple, la signature annoncée en février 2020 d'un PPA entre le Groupe ADP, le constructeur et producteur Urbasolar et le fournisseur/agrégateur GazelEnergie, devrait couvrir 10 % de l'électricité nécessaire aux trois aéroports parisiens et permettre à ADP d'afficher une consommation d'électricité 100 % verte en 2021. De nombreux autres PPA devraient être signés dans les années à venir, en particulier par les entreprises membres de l'initiative RE100, qui rassemble à ce jour 235 entreprises de premier plan, lesquelles s'engagent à s'approvisionner en électricité 100 % renouvelable d'ici 2050 au plus tard. Parmi ces entreprises, on note pour la France : Axa, Crédit Agricole, La Poste, Groupe L'Occitane et Schneider Electric. Selon le rapport «*RE100 Progress and Insights*» du Climate Group publié en janvier 2018, l'approvisionnement en énergie par le biais de PPA est passé de 3 % à 13 % de la consommation totale d'énergie renouvelable des membres du RE100 entre 2015 et 2016. Les géants du web pourraient également contribuer à l'essor des PPA en France. Les GAFAs sont en effet les premiers à avoir eu recours aux PPA en Europe, afin notamment d'alimenter leurs *data centers* européens en énergie verte.

→ Le consommateur au cœur de la transition énergétique

À travers le Paquet « *Une énergie propre pour tous les Européens* », l'Union européenne entend devenir le premier producteur mondial d'EnR et parvenir à la neutralité carbone en 2050. Ces objectifs se traduisent notamment par une réforme de l'organisation du marché de l'électricité (Dir. UE n° 2019/944, 5 juin 2019), qui vise notamment à permettre une meilleure intégration des EnR aux réseaux et à replacer le consommateur au cœur de la transition énergétique. Autre directive du Paquet « *Énergie Propre* », la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (Dir. UE n° 2018/2001, 11 déc. 2018). Cette directive crée notamment les communautés d'énergie renouvelable (art. 21), au sein desquelles des consommateurs, peuvent se réunir entre eux ou avec des producteurs afin de produire, consommer, stocker et/ou vendre de l'énergie renouvelable, y compris par le biais de PPA. L'émergence de ces communautés, également prévue dans la Loi Énergie Climat (C. énergie, art. L. 211-3-2 et L. 211-3-3), pourrait ainsi favoriser le développement de PPA d'un nouveau type, à une échelle très locale, associant de petits producteurs locaux et des consommateurs – particuliers, collectivités, PME – réunis par exemple en coopérative.

Au-delà d'une électricité verte, de plus en plus de « *consomm'acteurs* » veulent en effet une électricité produite localement. Et le PPA permet justement à une entreprise de s'approvisionner directement auprès du producteur de son choix et de créer avec lui un lien plus étroit, sur lequel elle peut communiquer. Le PPA permet également une plus grande transparence et une meilleure traçabilité de l'énergie, en comparaison du système d'échange de GO sur le marché européen décorrélé de l'électricité effectivement consommée.

II. Les PPA en France : un cadre réglementaire aux contours flous

En tant que contrat de gré-à-gré, les PPA offrent une grande flexibilité, les clauses étant négociées librement entre les parties. Les PPA s'inscrivent néanmoins dans un environnement très réglementé (A) et se heurtent en particulier aux contraintes liées à la valorisation des GO (B).

A. Les contraintes liées à la commercialisation de l'électricité et au raccordement au réseau

Les PPA sont susceptibles d'être concernés par plusieurs types de réglementations en matière d'énergie, dont le champ d'application à ces nouveaux contrats reste à préciser.

→ La fourniture d'électricité et le périmètre d'équilibre

En France, la vente directe d'électricité hors tarif réglementé est permise sans autorisation préalable. Ainsi, dans le cadre d'un contrat de complément de rémunération, le producteur est libre de commercialiser son énergie comme il le souhaite et peut ainsi avoir recours à un PPA. Le PPA étant un contrat de vente, il ne tombe *a priori* pas dans le cadre de la fourniture d'énergie, activité soumise à autorisation (C. énergie, art. L. 333-1). En effet, le producteur n'achète pas d'électricité pour la revendre à un consommateur final, il la produit. Le risque de requalification du contrat PPA en contrat de fourniture existe néanmoins pour les PPA dits « *virtuels* », qui impliquent un fournisseur d'électricité. Rappelons qu'au-delà de l'exigence d'autorisation, la personne exerçant l'activité de fourniture d'énergie a des obligations de communication et d'information sur son activité, de rattachement à un périmètre d'équilibre et de participation au mécanisme de capacité. La qualification des PPA peut également avoir des conséquences fiscales (voir ci-après).

Autre spécificité du cadre français : hormis pour les PPA dits « *on-site* », le producteur devra être rattaché au périmètre d'équilibre d'un fournisseur. En effet, chaque producteur d'électricité raccordé aux réseaux publics de transport ou de distribution et chaque consommateur d'électricité, pour les sites pour lesquels il a un fournisseur d'électricité, est responsable des écarts entre les in-

jections et les soutirages d'électricité auxquels il procède. Il peut soit définir les modalités selon lesquelles lui sont financièrement imputés ces écarts par contrat avec RTE, soit contracter à cette fin avec un responsable d'équilibre qui prend en charge les écarts (C. énergie, art. L. 321-15). Ces responsables d'équilibre sont des opérateurs engagés contractuellement auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre l'électricité injectée et l'électricité consommée au sein d'un périmètre d'équilibre qui leur est propre. Il s'agit souvent de fournisseurs d'électricité. Pour permettre une meilleure gestion des écarts, le contrat PPA standard de France Énergie Eolienne prévoit ainsi que le producteur doit se rattacher au périmètre d'équilibre de l'entité désignée en tant que responsable d'équilibre par l'acheteur, à savoir généralement son fournisseur.

→ La législation sur les instruments financiers

En tant qu'instrument financier lié à un produit dérivé, les PPA dits « virtuels » tombent dans le champ d'application du règlement européen EMIR, « *European Market Infrastructure Regulation* » (Règl. UE n° 648/2012, 4 juill. 2012). Entré en vigueur en 2012, ce règlement a pour objectif de renforcer la transparence sur les marchés des dérivés de gré à gré, qui échappaient avant à tout contrôle. Tous les acteurs effectuant une transaction sur un produit dérivé doivent déclarer à un « référentiel central » tout contrat nouvellement conclu, dont les PPA, ainsi que toute modification ou cessation du contrat au plus tard le jour ouvrable suivant la conclusion, la modification ou la cessation du contrat. Les acteurs « non-financiers » dont la transaction vise à couvrir des risques ou dont l'activité sur les marchés dérivés reste en-dessous d'un seuil fixé, ne sont toutefois pas soumis aux autres exigences d'EMIR, plus contraignantes. Les PPA virtuels fonctionnant essentiellement comme des instruments de couverture, conclus entre des parties généralement non-financières, ils devraient bénéficier de ces exemptions.

→ Les incertitudes fiscales et comptables

D'un point de vue comptable, il existe une incertitude quant à la norme IFRS 16, laquelle pourrait trouver à s'appliquer aux PPA selon les termes du contrat. Selon cette norme applicable aux contrats de location, lesdits contrats doivent être comptabilisés en tant qu'actif au bilan des locataires. En contrepartie de cet actif, une dette doit être inscrite au passif, ce qui peut avoir des conséquences significatives en matière de financement. Dans un contrat de location, le locataire a le contrôle de l'actif. Ce n'est *a priori* pas le cas dans un PPA puisque c'est le producteur qui a le contrôle de son installation et de l'énergie produite. Pour éviter que le PPA ne soit qualifié de contrat de location, il est nécessaire de bien rédiger les clauses relatives aux obligations réciproques en matière d'informations, de responsabilités et de pénalités pour

que le contrôle de l'installation EnR par l'exploitant soit sans équivoque.

D'un point de vue fiscal, il existe une incertitude sur le traitement de la TICFE dans le cadre des PPA. Une interprétation restrictive de l'article 266 quinquies, C 2° du code des douanes pourrait conduire à considérer que le producteur est redevable de la TICFE dans la mesure où il facture directement l'électricité à un consommateur final qu'il livre en France. Notons d'ailleurs que le producteur pourrait être plus facilement considéré comme fournisseur au sens du code des douanes, par rapport au code de l'Énergie, puisqu'est également visée dans la définition la personne qui « produit » l'électricité pour la revendre à un consommateur final. Une interprétation plus large laisse entendre que seul le fournisseur est redevable de la TICFE, et donc pas le producteur, sauf requalification du contrat de PPA en contrat de fourniture. Dans la première hypothèse, il pourrait être envisagé pour le producteur de confier contractuellement les activités de collecte et reversement de la taxe à un tiers, qui pourrait être le fournisseur.

→ Le raccordement au réseau

Généralement lors d'une vente directe d'électricité, l'énergie vendue transite par les réseaux publics d'électricité. Deux cas particuliers néanmoins. En premier lieu, celui du PPA « *on-site* » ou « local », dans lequel l'énergie produite est acheminée par le biais d'une ligne directe raccordant le producteur au consommateur. En second lieu, l'hypothèse spécifique de vente directe d'énergie prévue par le décret n° 2008-865 du 28 août 2008, qui concerne les producteurs exploitant des installations utilisant des techniques énergétiques performantes (cogénération d'électricité et de chaleur valorisée) et bénéficiant d'un contrat d'obligation d'achat.

À ce jour, aucun PPA « *on-site* » n'a été conclu en France. Au-delà des aspects logistiques et commerciaux – il faut trouver un producteur à proximité du site du consommateur et à même de lui fournir au moins une partie de l'électricité consommée –, la raison peut se trouver du côté de la procédure de création des lignes directes, particulièrement contraignante. Une autorisation de l'autorité administrative, prenant notamment en compte les prescriptions environnementales applicables, est en effet requise (C. énergie, art. L. 343-1). L'autorisation n'est délivrée que s'il est démontré que les ouvrages des réseaux publics existants ou en cours de réalisation ne permettent pas de remplir dans des conditions équivalentes ou meilleures les mêmes fonctions que la ligne directe projetée (C. énergie, art. R. 343-5). Ce critère sera difficilement

rempli dans des zones où la disponibilité du réseau public de distribution et la qualité du service sont bonnes⁽⁵⁾.

On peut aussi s'interroger sur l'application au PPA local de la réglementation concernant les réseaux fermés de distribution, dont l'exploitation est également soumise à autorisation (C. énergie, art. L. 344-7). Créés par une ordonnance du 15 décembre 2016 (Ord. n° 2016-1725, 15 déc. 2016), ils sont définis comme des réseaux de distribution acheminant de l'électricité à l'intérieur d'un site géographiquement limité et alimentant un ou plusieurs consommateurs non résidentiels exerçant des activités de nature industrielle, commerciale ou de partages de services (C. énergie, art. L. 344-1). Ce cadre ne devrait à notre sens pas s'appliquer au PPA local car, concrètement, on ne parle de réseau fermé que lorsque le gestionnaire est raccordé au réseau public de distribution ou de transport, et ne fait que « redistribuer » l'électricité, par ses propres installations, à un ou plusieurs client(s) établi(s) sur le site qu'elle gère. Ce n'est pas le cas d'un producteur.

Pour les autres types de PPA, le raccordement au réseau suit la procédure classique avec demande de raccordement et paiement des coûts de raccordement et de la quote-part prévue au titre des S3REnR, les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables.

B. Les contraintes réglementaires liées à la valorisation des GO

La réglementation relative aux garanties d'origine explique à la fois la lente émergence des PPA en France mais aussi, en un sens, leur intérêt.

→ L'impossible cumul des GO et des mécanismes de soutien

En France, il est interdit aux producteurs de commercialiser des GO s'ils bénéficient par ailleurs d'un mécanisme de soutien, tel qu'un contrat de complément de rémunération (C. énergie, art. L. 314-14). Le prix des GO (environ 2€/MWh ces deux dernières années) étant moins intéressant que celui des aides publiques, les projets en développement vont privilégier ces aides et renoncer à valoriser leurs GO. Il s'agit là d'un premier frein aux PPA : si elles veulent acquérir des GO, seul moyen de prouver qu'elles s'approvisionnent en électricité verte, les entreprises consommatrices devront conclure des PPA sur des parcs neufs conçus sans subvention ou des parcs en sortie d'obligation d'achat, ce qui limite nettement les opportunités.

Lors des débats sur la Loi Climat-Énergie, des députés⁽⁶⁾ et des sénateurs ont tenté de revenir sur cette règle, mais sans succès⁽⁷⁾. Selon leur amendement, la rémunération liée aux garanties d'origine pourrait pourtant venir en déduction des montants d'aides perçus par les producteurs et ainsi diminuer les montants des soutiens publics, supportés *in fine* par les consommateurs finaux. Cette solution est d'ailleurs conforme au droit européen. La directive n° 2018/2001 pose en effet comme principe l'interdiction d'une double-compensation du producteur, mais laisse le choix aux États membres quant aux modalités d'application (art. 19.2). Ou bien ils décident de ne pas attribuer de GO aux producteurs qui bénéficient d'un régime d'aide, comme en France ou en Allemagne, ou bien ils autorisent ce « cumul » tout en veillant à ce que la valeur de marché de la GO soit prise en compte de façon appropriée dans le régime d'aide dont bénéficie le producteur. Cette prise en compte « appropriée » est présumée dans trois cas : (i) lorsque le soutien financier est accordé au moyen d'une procédure de mise en concurrence ; (ii) lorsque la valeur de marché des garanties d'origine est prise en compte administrativement dans le niveau du soutien financier ; ou (iii) lorsque les garanties d'origine ne sont pas octroyées directement au producteur mais à un fournisseur ou un consommateur qui achète l'énergie produite à partir de sources renouvelables dans une configuration concurrentielle ou au titre d'un PPA. Il est donc parfaitement possible, et souhaitable, de supprimer ce frein à l'émergence des PPA en France.

→ La mise aux enchères des GO par l'État

En dépit des alternatives offertes par la directive, la France semble vouloir maintenir le régime actuel, voire même le renforcer, en témoigne la réforme concernant la mise aux enchères des GO par l'État.

Pour les installations bénéficiant d'un contrat de complément de rémunération, on considèrerait jusqu'à présent que les GO étaient automatiquement transférées aux acteurs obligés avec lesquels le contrat est conclu, à savoir EDF ou les entreprises locales de distribution. Depuis la loi de finances du 30 décembre 2017, il est prévu que les GO des producteurs sous complément de rémunération sont émises au bénéfice de l'État à sa demande. Ces GO sont ensuite soit transférées à titre gratuit aux communes qui en font la demande, soit vendues aux enchères (C. énergie, art. L. 314-14-1). Dans une lettre adressée au ministre en avril 2018, France Énergie Éolienne soulignait que cette réforme constituait une « *barrière majeure* » au développement des PPA en France. En effet, ces enchères, de type spot, ne permettent pas aux acheteurs de sécuri-

(5) Voir par exemple la Délibération de la CRE du 10 décembre 2014 portant avis sur la demande d'autorisation de construction d'une ligne directe entre l'Usine d'Incinération des Ordures Ménagères de Gerland située à Lyon et le Métro du réseau de Transports en Commun Lyonnais

(6) Amendement n° 537, présenté notamment par M. Lambert à l'Assemblée nationale, 21 juin 2019

(7) Amendement n° 47 rect. bis présenté notamment par Mme Prévile au Sénat, 16 juillet 2019.

ser les prix des GO sur le long terme et d'acheter les GO d'une installation de production donnée. FEE considère que ce mécanisme profitera essentiellement aux grands fournisseurs d'électricité désireux de proposer une offre verte, dont la traçabilité est pourtant moindre que dans le cadre d'un PPA. Cette réforme est également un obstacle à l'émergence d'un véritable marché des GO (la valeur des GO pourraient monter jusqu'à 3€/MWh si elle était valorisée avec l'électricité vendue, via des PPA).

Néanmoins, cette crainte n'a pas empêché les premiers PPA de se conclure, hors mécanisme de soutien naturellement.

→ Les avantages : le concept d'additionalité

Cette contrainte réglementaire liée aux GO pourrait tout de même avoir un effet secondaire positif en termes de développement des EnR. Les entreprises étant contraintes de ne conclure des PPA qu'avec des parcs en sortie d'obligation d'achat ou des parcs neufs conçus sans subvention, elles contribuent directement au renouvellement du gisement existant (PPA *brownfield*) et, surtout, au développement de nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable (PPA *greenfield* - concept d'additionalité), et ce au moindre coût pour les finances publiques. Le système actuel d'échange des GO ne permet pas ce développement dans la mesure où l'immense majorité des GO disponibles sur le marché correspond à des installations déjà amorties. En outre, l'existence d'un marché européen des GO (Dir. n° 2009/28/CE, art. 15.9 : les États membres reconnaissent les garanties d'origine émises par les autres États

membres) devrait permettre la conclusion de PPA transfrontaliers.

Il reste que le développement massif des PPA en France passe bien par la suppression de ce frein qu'est l'interdiction de valorisation des GO pour les parcs bénéficiant d'un mécanisme de soutien (tarif d'achat ou complément de rémunération).

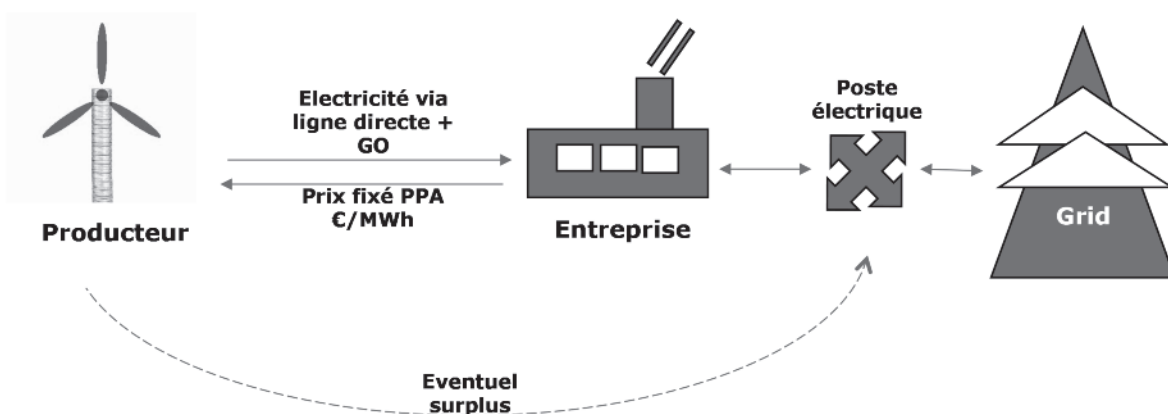
III. Les PPA en pratique : des montages contractuels variables et complexes

A. Les différents types de PPA

Trois principaux types de montages contractuels peuvent être identifiés. Si ces montages concernent principalement deux parties – le producteur et le consommateur –, il s'agit toujours en réalité d'une relation tripartite.

→ Le PPA « on-site » ou « local »

Comme expliqué précédemment, le PPA « on-site » est conclu entre un producteur et un consommateur dont les sites sont situés à proximité et reliés par une ligne directe. Il est néanmoins nécessaire pour le consommateur de contracter en parallèle avec un fournisseur d'électricité pour la part de sa consommation qui n'est pas couverte par le PPA. De même, le producteur devra s'assurer d'un débouché pour ses éventuels surplus de production non couverts par le contrat.

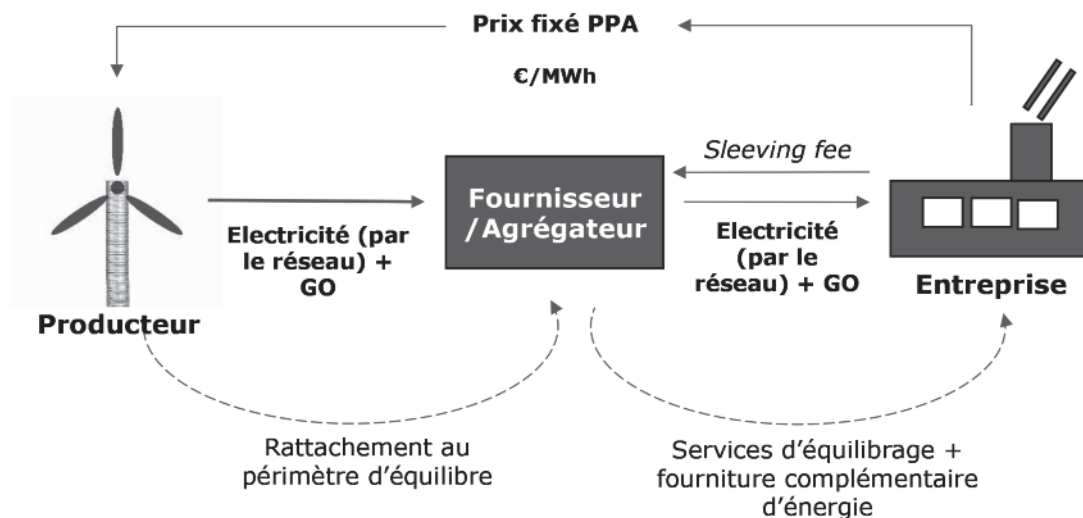


→ Les « sleeved PPA » ou « PPA physiques ».

Lorsque les sites de production et de consommation ne disposent pas d'un raccordement direct, l'électricité produite est injectée sur le réseau et nécessite l'intervention d'un intermédiaire. Il s'agit généralement d'un fournisseur ou d'un agrégateur. Concrètement, le consommateur et le producteur sont liés par un PPA. L'intermédiaire s'occupe de l'intégration « physique » des volumes contractés par le PPA (*sleeving*) et rend un service d'équilibrage (responsable d'équilibre), nécessaire pour pallier le caractère in-

termittent de l'énergie produite, moyennant un *sleeving fee*. En outre, il fournit la part de consommation non couverte par le PPA via un contrat de fourniture d'électricité complémentaire. Par ailleurs, le producteur est lié au fournisseur par un contrat de rattachement de son installation au périmètre d'équilibre du fournisseur (« *Agreement for the Provision of Balancing and Related Service* » selon le modèle FEE, qui organise également la vente et l'achat des garanties de capacité, si cette option est choisie par les cocontractants).

Vente d'énergie



100% des contrats signés en France à ce jour sont des PPA physiques, ce qui peut s'expliquer par des raisons de communication pour les entreprises : le PPA physique présente un lien plus fort avec le producteur, en comparaison du PPA virtuel qui n'est qu'un instrument de couverture.

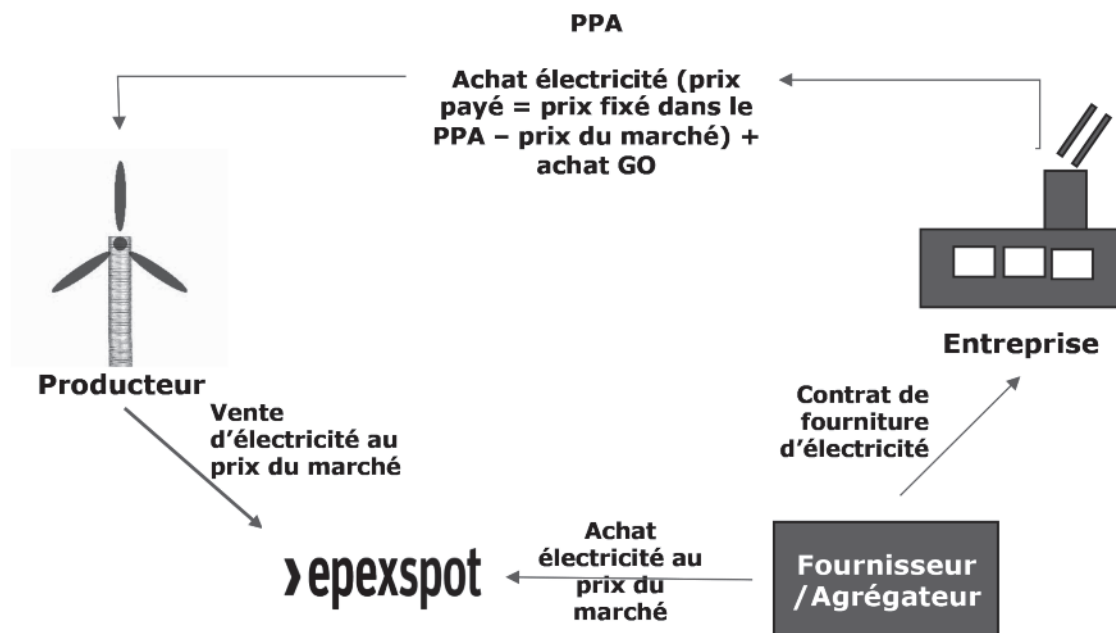
→ Les PPA « financiers » ou « virtuels »

Le PPA virtuel est un instrument financier de gestion des risques qui n'inclut aucune délivrance physique de l'électricité. S'il existe certainement autant de formes de PPA financiers que de contrats, on peut sommairement les regrouper en trois types principaux :

- « **contract for difference** » : dans ce type de contrat, un prix de référence (*strike price*) est fixé dans le PPA pour un volume donné d'énergie produite. Le producteur vend l'électricité sur le marché de l'électricité et

l'entreprise s'approvisionne auprès de son fournisseur habituel, au prix du marché. Si le prix du marché dépasse le prix de référence, le producteur paie la différence à l'acheteur. Inversement, l'acheteur indemnise le producteur si le prix du marché tombe en dessous du prix de référence.

- **Options** (options d'achat, options de vente ou *collars*) : l'option de vente donne au producteur la possibilité de vendre l'électricité produite à un prix fixé, si les prix de gros de l'électricité tombent en dessous de ce prix notamment. Réciproquement, les options d'achat permettent au consommateur d'acheter de l'électricité à un certain prix.
- **Couverture des prix des matières premières** : les entreprises peuvent également atténuer les fluctuations du prix de l'électricité en couvrant le prix des produits utilisés pour produire de l'électricité.



Les grandes multinationales, en particulier américaines, ont plutôt recours aux PPA financiers. Pour les grands groupes en effet, le PPA local ou physique n'est pas forcément possible d'un point de vue logistique, notamment lorsque l'énergie est appelée à être consommée par plusieurs sites, via des contrats intra-groupes par exemple, potentiellement localisés dans des pays différents. Lorsque les sites de consommation et de production ne se situent pas dans le même réseau de transport d'électricité – ce qui n'est pas le cas en France – le PPA financier permet de gérer plus facilement les problématiques liées aux interconnexions entre réseaux.

B. Les principales clauses et les risques afférents

Une attention particulière doit être attachée à la rédaction des clauses des PPA, en particulier celles concernant la durée, le prix et les volumes contractés, autant de clauses impactant directement la bancabilité des PPA pour les parties.

→ Les efforts de standardisation

Pour encourager le développement des PPA en France, certaines organisations, comme France Énergie Éolienne, Open Solar Contracts ou l'EFET (*European Federation of Energy Traders*), ont élaboré des contrats standards de PPA. À noter aussi le « *Guide de rédaction et de négociation* », publié par La Plateforme Verte. Également dans une logique de standardisation, certains acteurs⁽⁸⁾ plaident pour la création d'une plateforme regroupant l'ensemble des appels d'offre de PPA, ce qui permettrait de fixer un cadre commun et de renforcer la transparence de ces contrats.

Certains acteurs plaident pour la création d'une plateforme regroupant l'ensemble des appels d'offre de PPA.

Le contrat standard élaboré par France Énergie Éolienne prévoit que le PPA peut être conclu avec ou sans mécanisme de soutien. Comme on l'a vu cependant, dans la pratique les entreprises préféreront un PPA avec une installation sans mécanisme de soutien, pour pouvoir bénéficier des GO. Les conditions suspensives dépendront naturellement de la maturité du projet. Le modèle choisi par FEE est un PPA physique, qui porte sur la vente d'électricité, des GO et éventuellement des certificats de capacité. Le contrat FEE comme le guide de la Plateforme

verte, n'envisagent que les CPPA bilatéraux, conclus entre un acheteur unique et un producteur unique. Dans les hypothèses de multi-consommateurs et/ou multi-producteurs, ces contrats standards devront être adaptés.

→ Les principales clauses et points d'attention

La durée. Les PPA sont généralement conclus à long terme (10-20 ans) voire très long terme (25 ans par exemple pour le PPA entre SNCF Énergie et Voltalia). La durée sera généralement plus courte pour du *brownfield*. Comme l'explique Métro⁽⁹⁾, qui a signé un PPA de trois ans avec le parc Eurowatt en sortie d'obligation d'achat, contractualiser sur une durée courte peut présenter des avantages : cela permet à l'entreprise d'éviter de s'engager sur sa capacité à racheter de l'électricité sur le long terme et peut aussi servir de phase « d'expérimentation » de ce nouveau modèle contractuel complexe. Un GC PPA de courte durée peut également apparaître comme une solution temporaire pour le producteur souhaitant effectuer un *repowering* quelques années après la sortie d'obligation d'achat. Pour les PPA physiques, l'articulation de la durée du PPA et du contrat de fourniture associé, qui doit prendre en compte les volumes d'électricité contractualisés dans le cadre du PPA, peut s'avérer complexe. En effet en pratique, la durée d'un contrat de fourniture est généralement bien plus courte (environ trois ans) que celle des PPA. On peut y voir également un obstacle à la remise en concurrence des fournisseurs et donc au libre choix du consommateur quant à son fournisseur (C. Énergie, art. L. 331-1) : étant donné l'articulation complexe des contrats, il sera peut-être plus simple de conserver un même fournisseur pendant toute la durée du PPA.

Le prix. Dans un PPA physique ou local, le prix sera généralement fixe et pourra être indexé ou non. Dans un PPA financier, il s'agira d'un complément de prix (*contract for difference*). Le PPA peut aussi prévoir des prix planchers ou plafonds et une variation de la structure de prix au cours du temps. Le niveau du prix dépend naturellement de plusieurs facteurs : coûts technologiques, coûts du raccordement et de la quote-part S3REnR, durée du PPA, qualité crédit de l'acheteur (le PPA ayant d'ailleurs un impact sur la notation du crédit puisqu'il crée des dettes à long-terme), structuration du financement... La gestion des prix spot négatifs – résultant d'une offre d'électricité excédentaire sur le réseau par rapport à la demande – est également un enjeu clef des PPA. Le PPA pourra en effet offrir ou non au producteur d'interrompre sa production en période de prix négatifs et prévoir le cas échéant des pénalités au bénéfice de l'acheteur. Par ailleurs, il peut être intéressant de distinguer le prix des GO du prix de vente de l'électricité, afin notamment de quantifier la valeur de l'aspect renouvelable de l'énergie vendue.

(8) « La montée en puissance des corporate PPA, nouveau défi pour les acteurs de la filière des énergies renouvelables », article par SIA Partners, 4 déc. 2018

(9) Cf. référence note 3

Les volumes contractés. Deux principales options peuvent être envisagées. Dans la première option, « *pay as produced* », 100% de l'énergie produite est achetée au prix fixé dans le PPA. Si la production réelle s'écarte du prévisionnel, l'acheteur en supporte les coûts financiers en s'approvisionnant auprès de son fournisseur pour l'énergie manquante. Cette première option est celle retenue dans le contrat standard FEE. Le volume vendu est mesuré au niveau du point de livraison (compteur d'injection). Dans ce système, il n'y a pas d'engagement de volume de la part du producteur mais il peut y avoir un engagement sur un taux d'indisponibilité maximum, à l'instar du contrat FEE. Une seconde option consiste pour le producteur à s'engager sur un volume et/ou un profil de production donné. Dans ce schéma, c'est le producteur et le tiers intermédiaire (agrégateur, fournisseur) qui supportent les conséquences d'une production intermittente. L'option choisie a également des impacts en matière de GO : dans le système « *pay as produced* », il n'y a pas de problème car il y a une correspondance parfaite entre le nombre de GO émises et le volume d'énergie produit et vendu. Dans l'option avec engagement de production, le nombre de GO émises par le producteur peut ne pas couvrir la totalité du volume finalement vendu, lorsque celui-ci est supérieur au volume effectivement produit (la différence étant achetée sur le marché par le tiers intermédiaire).

Responsabilités et résiliation du contrat. Le PPA peut prévoir des pénalités à la charge du producteur, comme par exemple en cas de mise en service de l'installation après la date limite fixée dans le contrat (cas retenu par FEE). Afin d'assurer la bancabilité du projet, un plafond global des pénalités devra être prévu. Si le plafond est atteint, les parties peuvent envisager de résilier le contrat. S'agissant des cas ouvrant droit à résiliation, le contrat standard FEE contient par exemple : la perte pour le tiers intermédiaire du statut de responsable d'équilibre, l'indisponibilité du réseau au-dessus d'un seuil défini, des événements de force majeure pendant une certaine durée, et l'hypothèse d'arrêt total du parc à la suite d'un incident ou d'une demande du préfet. Le contrat pourra prévoir le versement d'indemnités dans certains cas de résiliation, notamment en cas de résiliation abusive de l'acheteur, à un niveau suffisant pour couvrir les risques relatifs à la perte de revenu pour le producteur, ce risque ayant des conséquences sur le remboursement de sa dette.

Enfin, mentionnons aussi les clauses relatives à l'imprévision. Les parties seront soucieuses d'anticiper les conséquences d'un changement de circonstances affectant l'équilibre du contrat, en particulier d'un changement réglementaire, particulièrement susceptible de se produire dans des contrats de cette durée.

Conclusion

Dans quelques années en France, les énergies renouvelables seront suffisamment compétitives pour poursuivre leur développement sans mécanisme de soutien. Face à la disparition programmée du complément de rémunération, les producteurs d'électricité renouvelable n'auront que deux choix (si l'on met de côté l'autoconsommation, dont le champ d'application est pour le moment restreint) : vendre leur électricité et leurs garanties d'origine au gré d'un marché fluctuant et incertain ou signer un Green corporate PPA à long terme avec une entreprise soucieuse de verdir son approvisionnement énergétique et de maîtriser les coûts associés. Pour le producteur comme pour le consommateur avisé, le choix du Green corporate PPA semble s'imposer.

Si le verrou de la garantie d'origine saute, on assistera probablement à une conversion rapide des producteurs d'énergie renouvelable vers les PPA, à condition toutefois que les consommateurs d'énergie, de taille diverse, se donnent les moyens de comprendre et d'adhérer au PPA vert. Dans le cas contraire, l'émergence sera plus lente, mais elle paraît inévitable.

La qualité de la rédaction du contrat, sa clarté et son équilibre, seront également essentiels. Mais ainsi qu'il ressort de notre analyse, la complexité en matière de PPA ne vient pas tant du droit, que des aspects économiques et opérationnels. Un ou plusieurs producteurs ? PPA virtuel ou physique ? Comment gérer le *back-to-back* avec le fournisseur existant ? Comment fixer le « juste » prix dans un contexte d'incertitude sur les prix, surtout après la crise sanitaire actuelle ? Autant de nouveaux défis pour les producteurs et les consommateurs d'électricité investis dans la transition énergétique. ■