

## La réforme du marché européen de l'électricité : simulation d'un système de CfD

Jacques Percebois\*, Stanislas Pommeret\*\*

@ 81743

**Mots-clés : électricité, marché, nucléaire, politique énergétique, régulation**

***Le projet de réforme du marché européen de l'électricité, qui vise à encourager la stabilisation des prix de gros sur le long terme, semble s'orienter vers la généralisation de contrats pour différence (CfD). L'article procède à une simulation de l'impact sur les finances publiques de tels contrats en se basant sur trois années 2020, 2021 et 2022 et en utilisant pour cela les données horaires du marché de gros et de la production d'électricité en France. Les résultats montrent que les recettes nettes de l'État auraient été négatives en 2020, positives en 2021 et très fortement positives en 2022 (en l'absence de tout autre mécanisme correcteur tel que l'ARENH ou le bouclier tarifaire).***

### Introduction

Le coût moyen actualisé du mégawattheure (*Levelized Cost of Energy*, LCOE en anglais) est le critère traditionnel qui permet de sélectionner les meilleurs investissements pour produire l'électricité. Le coût marginal du mégawattheure est le critère qui, dans un marché concurrentiel où le prix est fixé heure par heure, permet de sélectionner l'ordre d'appel des centrales une fois le parc en exploitation. Pendant toute la décennie 2010, jusqu'à l'automne 2021, le prix du mégawattheure sur le marché de gros européen, calé sur le coût marginal de l'équipement marginal (souvent une centrale à gaz), a eu tendance à se situer en dessous du coût moyen du parc électrique de sorte qu'il était difficile de recouvrer les coûts fixes de nombreux investissements. Depuis fin 2021, avec l'envolée des prix du gaz, le coût marginal, et avec lui le prix d'équilibre sur le marché de gros européen de l'électricité, sont devenus très supérieurs au coût moyen du parc en exploitation, ce

qui a engendré des rentes différentielles exorbitantes pour de nombreux producteurs. Cette forte volatilité des prix, et l'incertitude qui en découle, constituent un handicap pour les investisseurs dans un contexte où il faut en même temps financer la prolongation du parc nucléaire existant, investir dans de nouveaux moyens de production nucléaires et renouvelables et réformer le mécanisme de l'ARENH [Percebois, 2013] dont l'échéance, fin 2025, approche. Ces prix exorbitants destinés à recouvrer les coûts de fonctionnement des centrales à gaz ont permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de l'Union européenne.

Il est clair, au vu des récentes propositions de la Commission européenne de mars 2023 [European Commission, 2023], qu'une remise en cause du marché de gros européen de l'électricité n'est pas à l'ordre du jour. On peut seulement envisager des mécanismes correctifs permettant de limiter la volatilité des prix et conduisant à donner aux investisseurs et aux consommateurs une meilleure visibilité sur le long terme. Pas question

\* Université de Montpellier.

\*\* Société Chimique de France.

par conséquent d'envisager la mise en œuvre d'un acheteur unique ou *a fortiori* d'un retour au monopole public intégré. La concurrence doit rester la norme, mais elle peut s'accommoder de contrats de long terme, sous certaines conditions du moins [Percebois & Pommeret, 2022].

On semble s'orienter en Europe vers la généralisation des contrats pour différence (CfD pour *Contract for Differences*), du moins pour les énergies décarbonées, nucléaire comme renouvelables. C'est le système actuellement mis en place pour financer les deux EPR de la centrale nucléaire anglaise d'Hinkley Point C. Le nucléaire comme les renouvelables (solaire, éolien et hydraulique) sont des énergies à forte proportion de coûts fixes, à la différence des énergies carbonées (charbon, fioul et gaz), pour lesquelles les coûts variables (coût du combustible) constituent l'essentiel des coûts de production, d'autant qu'il faut y inclure le coût du carbone proportionnel à la quantité de combustible utilisé. Les investissements à forte proportion de coûts variables (centrales fossiles à gaz ou au charbon) continuent à être rémunérés au prix du marché de gros. Il leur faut recouvrer leurs coûts variables (coût du combustible) et ils le font puisque, sur le marché de gros, le prix d'équilibre s'aligne sur ce coût variable. Au fur et à mesure que la décarbonation du mix électrique fera sortir du marché les centrales fossiles, le prix d'équilibre aura tendance à se caler sur le coût moyen du parc donc sur le coût moyen des centrales à forte proportion de coûts fixes, centrales pour lesquelles le coût marginal est faible voire nul. Toutefois, les évolutions récentes ont montré que même pour les pays où la décarbonation de la production d'électricité est très avancée (France, Suède...) [Percebois & Pommeret, 2020, 2021], le niveau du prix de l'électricité reste largement dicté par les centrales utilisant des combustibles fossiles.

L'objet de cet article est de tester l'impact d'un tel mécanisme de CfD pour les finances de l'État et nous utilisons pour cela les données de marché (prix SPOT) et les données de production d'électricité sur le territoire français pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2020 au 31 décembre 2022. L'année 2020 fut une année où les prix sur le

marché de gros de l'électricité ont été particulièrement bas en raison notamment de la crise de la Covid. L'année 2021 a connu des prix de gros variables mais sensiblement plus élevés en moyenne. L'année 2022 est une année exceptionnelle avec des prix de gros très élevés du fait de la crise ukrainienne notamment. En utilisant les données horaires de l'ENTSO-E [ENTSO-E Transparency Platform, n.d.], nous calculons ce qu'aurait donné comme subventions et recettes pour l'État l'introduction d'un système de CfD, pour le nucléaire comme pour les renouvelables, en l'absence bien évidemment de toute autre mesure (ARENH, bouclier tarifaire ou tarifs sociaux) [Percebois & Pommeret, 2022].

D'autres solutions, comme les PPA (*Power Purchase Agreements*) ou le mécanisme de la BAR (base d'actifs régulée, RAB pour *Regulated Asset Base*, système prévu pour le financement de la centrale anglaise de Sizewell), peuvent être conjointement mises en œuvre et il est probable que le système des CfD n'est pas le seul moyen d'introduire des contrats à long terme entre producteurs et fournisseurs ou entre fournisseurs et consommateurs. Il faut en outre se préoccuper de savoir si de tels contrats (CfD, PPA et BAR) seront ou non réservés aux seuls nouveaux investissements ou s'ils pourront être appliqués aux actifs existants. Notons qu'avec le CfD le producteur fait seul l'avance des fonds tandis qu'il partage cette fonction avec son client dans le cas du PPA. Le CfD est un contrat avec une autorité publique, le PPA relève du strict droit privé mais les pouvoirs publics peuvent contrôler les termes du contrat pour vérifier notamment que certaines clauses ne sont pas contraires aux principes de la concurrence.

Le récent accord du 17 octobre 2023 entre ministres européens de l'Énergie confirme que le mécanisme des CfD sera facultatif pour le nucléaire historique et obligatoire pour le nouveau nucléaire; il continuera à s'appliquer pour les renouvelables. Le recours au mécanisme PPA sera lui aussi possible. Mais les modalités concrètes d'application doivent encore être précisées.

## 1. Les diverses formes de CfD

Il existe trois principaux types de CfD.

### 1. Le contrat pour différence classique (*Contract for Differences unilatéral*)

Le producteur fait l'avance des fonds, mais bénéficie d'un prix de vente garanti négocié avec les pouvoirs publics, une fois la centrale raccordée au réseau, ceci sur une longue période (10 à 20 ans). Si le prix de gros est inférieur au prix garanti, le producteur perçoit un complément de rémunération; si le prix de gros est supérieur au prix garanti, il conserve le surplus, ce qui peut lui procurer des profits confortables lorsque les prix de gros s'envolent comme en 2022. Ce système asymétrique est très avantageux pour le producteur, à condition toutefois que le coût de production constaté *ex post* ne dépasse pas le prix garanti négocié lors de la signature du CfD. Ce prix garanti doit en principe être indexé sur le taux d'inflation ou sur un indice déterminé au moment de la signature. Les risques sont limités pour le consommateur, du moins pour le consommateur qui bénéficie du tarif réglementé de vente (TRV) puisque ce tarif doit logiquement être indexé sur le prix garanti. Ce n'est pas le cas du consommateur qui a signé un contrat en offre de marché puisque c'est le prix de gros qui sera la référence pour lui, et cela peut être coûteux lorsque les prix de gros sont élevés. Ce système peut aussi être coûteux pour les finances publiques puisque l'État peut être conduit à financer durablement l'investissement si le prix de gros est durablement inférieur au prix garanti négocié à la signature du contrat. Dans ce cas, le système revient à accorder des subventions pérennes au producteur et il risque d'être considéré comme générateur de distorsions de concurrence par les tribunaux européens. Avec les CfD, l'électricité est vendue sur le marché de gros; cela n'assèche donc pas le marché puisque la régulation des prix se fait *ex post*. Notons qu'un CfD unilatéral peut prévoir un prix plafond exclusivement.

### 2. Le contrat pour différence bilatéral (CfD bilatéral)

Cette fois le système est symétrique et le complément de rémunération peut dès lors devenir négatif. Si le prix de gros est supérieur au prix garanti au contrat, le producteur verse la différence à l'État. C'est ce qui s'est passé en 2022 avec certains contrats avec complément de rémunération signés avec les producteurs de renouvelables. Le risque est que certains producteurs dénoncent leur contrat pour vendre sur le marché de gros devenu très rémunérateur, quitte à payer une pénalité. Le gain sur le marché de gros peut être très supérieur à la pénalité; d'où la nécessité de prévoir des pénalités dissuasives. Un tel système est beaucoup plus favorable à l'État qui pourra d'ailleurs utiliser le gain perçu pour aider les consommateurs en difficulté lorsque les prix de gros seront élevés. Un tel système, plus équitable, sera sans doute plus facile à faire valider par le droit européen. L'impact sur le marché de gros est le même que dans le cas précédent.

### 3. Le contrat pour différence avec corridor

Il existe cette fois un prix plancher de référence en deçà duquel le producteur perçoit un complément de rémunération et un prix plafond au-delà duquel le complément de rémunération devient négatif; les deux prix sont différents: tant que le prix de gros fluctue à l'intérieur du corridor que constituent les deux prix (plafond et plancher), le producteur perçoit le prix du marché de gros. Il obtient un complément de rémunération ou verse une rente à l'État si le prix de gros sort des deux prix limites (voir Figure 1). L'enjeu de la négociation entre l'État et le producteur porte évidemment sur la largeur de ce corridor. Le producteur peut être fortement gagnant si le prix plancher couvre son coût moyen et si dans le même temps il bénéficie d'un prix plafond qui lui donne une marge confortable. Un tel système vise en pratique à faire face à des situations exceptionnelles comme celles rencontrées en 2022. Il permet de «caper» les rentes excessives. C'est le consommateur et l'État qui seront perdants si le prix plafond est très supérieur au prix plancher. Le premier paiera plus cher son électricité et le

second supportera un manque à gagner. Certes, il y aura une incitation à investir pour le producteur qui aura en même temps la garantie de recouvrer ses coûts et de bénéficier de profits importants si les prix de gros s'envolent. On ne sait pas encore si la France optera pour un CfD bilatéral ou un CfD avec corridor pour le nucléaire existant ou futur. Rappelons qu'un CfD bilatéral est un CfD avec corridor pour lequel le prix plafond est égal au prix plancher.

### 2. Résultats des simulations

Nous testons la mise en place d'un système de CfD bilatéral et d'un CfD avec corridor pour les années 2020, 2021 et 2022 sur les données horaires du marché de gros français [ENTSO-E Transparency Platform, n.d.]. Le Tableau 1, ci-après, donne le montant des recettes nettes de l'État (en milliards d'euros) pour trois types de CfD : un CfD avec un prix plancher de 40 €/MWh et un prix plafond successivement égal à 40 €/MWh (CfD bilatéral), puis à 60 et 80 €/MWh (CfD avec corridor); un CfD avec un prix plancher de 60 €/MWh et un prix plafond successivement égal à 60, 90 et 120 €/MWh; un CfD avec un prix plancher de 80 €/MWh et un prix plafond successivement égal à 80, 120 et 160 €/MWh. Les simulations sont faites séparément pour les renouvelables, le nucléaire et pour la somme des deux (énergie décarbonée).

En 2020, dans un contexte où les prix de gros étaient déprimés, les recettes nettes de l'État auraient été systématiquement négatives, tant pour le nucléaire que pour les renouvelables. Elles auraient, pour ce qui est du nucléaire, oscillé entre -2,3 milliards d'euros (avec un CfD bilatéral à 40 €/MWh) et -15,7 milliards d'euros (avec un CfD à 80 €/MWh et ceci quel que soit le prix plafond). Pour les renouvelables, les recettes nettes auraient également été systématiquement négatives, la faiblesse des prix de gros entraînant des subventions récurrentes, qui auraient oscillé entre 1,0 milliard d'euros (prix plancher de 40 €/MWh) et 5,5 milliards d'euros (prix plancher de 80 €/MWh), ceci quel que soit le prix plafond entre 80 et 160 €/MWh. Au total, l'État aurait donc dû déboursier entre 3,3 et 21,2 milliards d'euros sur l'année.

En 2021, la remontée des prix de gros aurait permis à l'État de bénéficier systématiquement de recettes nettes positives. Un CfD bilatéral aurait rapporté entre 13,2 (avec un prix de référence de 80 €/MWh) et 31,9 milliards d'euros à l'État (pour un prix de référence de 40 €/MWh). Le gain net dû au nucléaire aurait oscillé entre 10,9 et 25,3 milliards d'euros. Celui des renouvelables entre 2,3 et 6,6 milliards d'euros. Avec un CfD avec corridor, les recettes nettes de l'État auraient oscillé entre 2,2 milliards d'euros pour un CfD dont le prix plancher aurait été fixé à 80 €/MWh

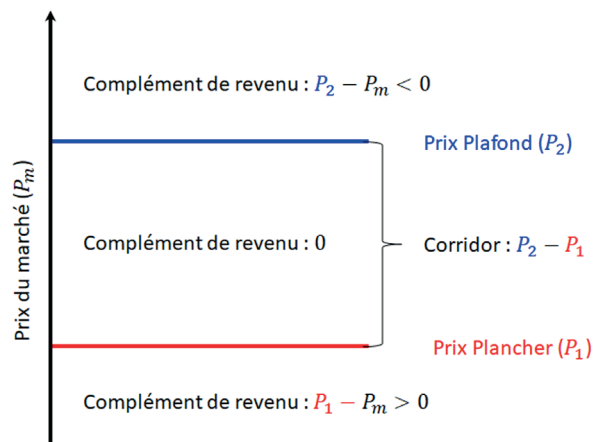


Figure 1. Mécanisme du CfD avec corridor (si  $P_1 = P_2$  on retrouve un CfD bilatéral)

et le prix plafond à 160 €/MWh, et 24,3 milliards d'euros pour un CfD dont le prix plancher aurait été de 40 €/MWh et le prix plafond de 60 €/MWh. Le nucléaire, du fait de son poids, aurait largement contribué à ces résultats positifs. Les renouvelables n'auraient quasiment rien rapporté si l'on

avait choisi pour le corridor un prix plancher de 80 €/MWh et un prix plafond de 160 €/MWh.

Plancher (€/MWh)	Plafond (€/MWh)	Énergie	Bilan 2022 (G€)	Bilan 2021 (G€)	Bilan 2020 (G€)
40	40	Décarbonée	85,5	31,9	-3,3
		Renouvelable	22,5	6,6	-1,0
		Nucléaire	63,0	25,3	-2,3
	60	Décarbonée	78,1	24,3	-4,5
		Renouvelable	20,5	4,9	-1,2
		Nucléaire	57,6	19,4	-3,3
	80	Décarbonée	70,8	19,0	-4,6
		Renouvelable	18,6	3,8	-1,3
		Nucléaire	52,2	15,2	-3,4
60	60	Décarbonée	78,0	22,5	-12,2
		Renouvelable	20,5	4,5	-3,2
		Nucléaire	57,5	18,1	-9,0
	90	Décarbonée	67,0	15,2	-12,4
		Renouvelable	17,5	2,9	-3,3
		Nucléaire	49,4	12,3	-9,2
	120	Décarbonée	56,4	10,7	-12,4
		Renouvelable	14,8	2,0	-3,3
		Nucléaire	41,7	8,7	-9,2
80	80	Décarbonée	70,4	13,2	-21,2
		Renouvelable	18,4	2,3	-5,5
		Nucléaire	52,0	10,9	-15,7
	120	Décarbonée	56,2	6,7	-21,2
		Renouvelable	14,7	1,0	-5,5
		Nucléaire	41,5	5,7	-15,7
	160	Décarbonée	43,1	2,2	-21,2
		Renouvelable	11,3	0,1	-5,5
		Nucléaire	31,8	2,1	-15,7

**Tableau 1. Bilan pour les finances publiques de l'introduction d'un CfD avec corridor (en milliards d'euros) – Influence des prix plancher et plafond et du bouquet énergétique : renouvelable, nucléaire, ensemble des énergies décarbonées (nucléaire + renouvelable)**

## La réforme du marché européen de l'électricité : simulation d'un système de CfD

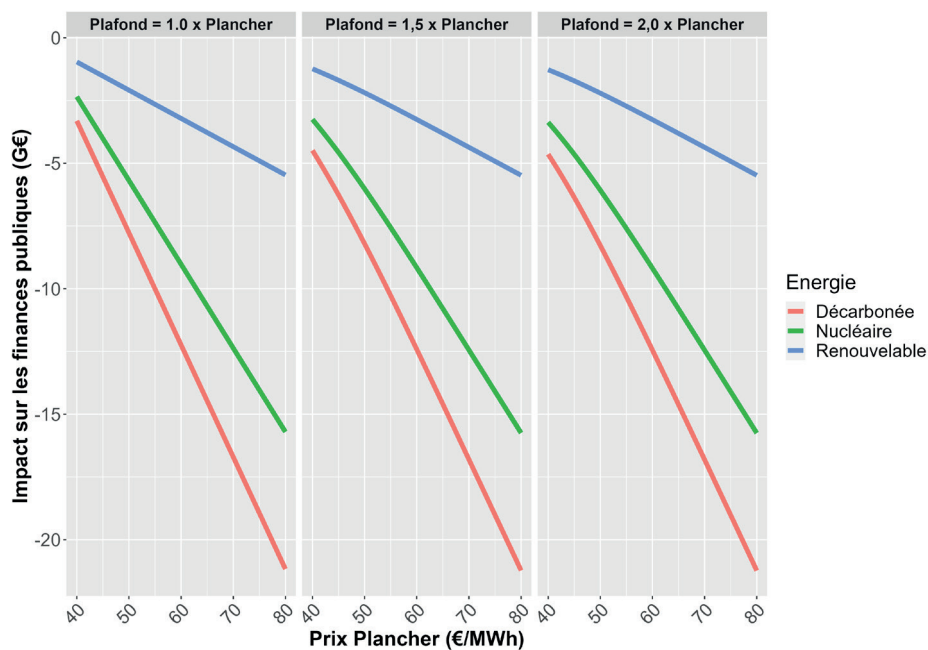


Figure 2. Effet du rapport entre les prix plafond et plancher sur les finances publiques pour l'année 2020 et pour un prix plancher variant entre 40 et 80 €/MWh

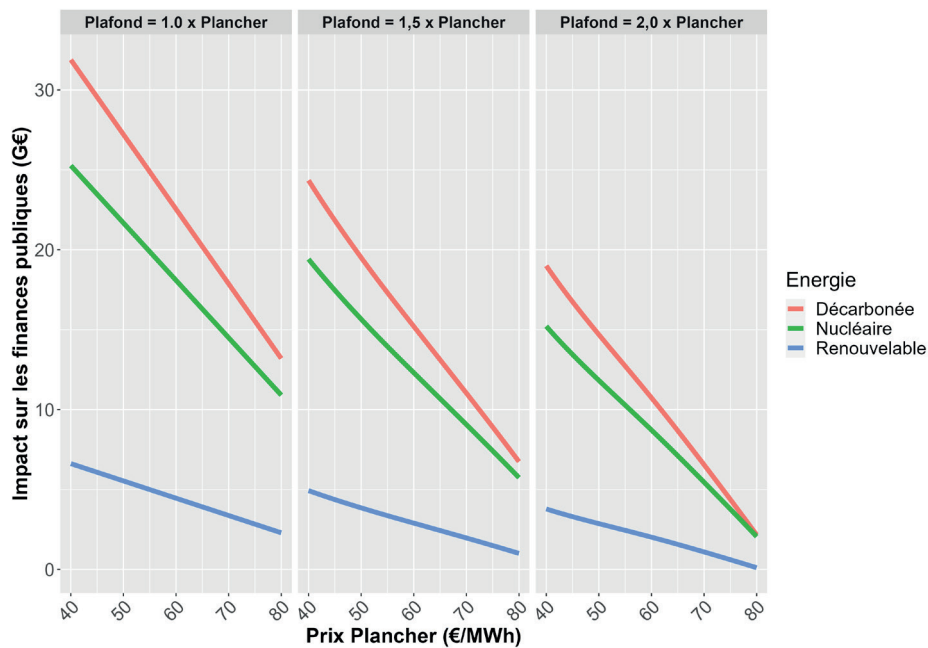
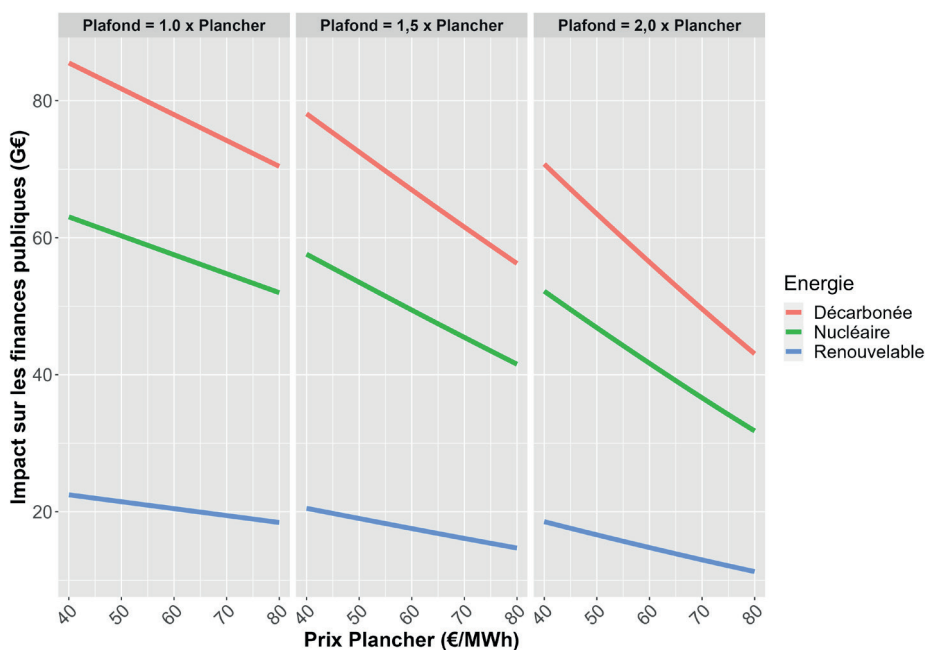


Figure 3. Effet du rapport entre les prix plafond et plancher sur les finances publiques pour l'année 2021 et pour un prix plancher variant entre 40 et 80 €/MWh



**Figure 4. Effet du rapport entre les prix plafond et plancher sur les finances publiques pour l'année 2022 et pour un prix plancher variant entre 40 et 80 €/MWh**

L'année 2022 aurait dû être une année faste pour les finances publiques. Un CfD bilatéral de 40 €/MWh aurait rapporté 85,5 milliards d'euros à l'État ; pour un CfD bilatéral de 80 €/MWh, le gain net n'aurait été que de 70,4 milliards d'euros. Là encore, c'est le nucléaire qui aurait contribué pour près des trois quarts aux recettes nettes de l'État, malgré une production électrique en net repli par rapport aux années précédentes (arrêt de plusieurs tranches nucléaires du fait de problèmes de corrosion sous contrainte). Avec une telle somme, l'État aurait pu financer très largement un bouclier tarifaire protecteur pour le consommateur final. Un système de CfD avec corridor aurait rapporté 70,8 milliards pour un prix plancher de 40 €/MWh et un prix plafond de 80 €/MWh. Ces recettes se seraient établies à 56,4 milliards si le prix plancher avait été de 60 €/MWh et le prix plafond de 120 €/MWh. Avec un corridor (80 €/MWh, 160 €/MWh), les recettes nettes auraient encore été de 43,1 milliards d'euros. Dans tous les cas, c'est le nucléaire qui aurait constitué la principale source de rentrées publiques (près de 75 %).

Les simulations observées dans les Figures 2 à 4 donnent les recettes nettes de l'État pour les années 2020, 2021 et 2022, ceci dans trois hypothèses de CfD : un plafond égal au prix plancher (CfD bilatéral), un CfD avec un corridor pour lequel le plafond est égal à 1,5 fois le prix plancher et un CfD avec un corridor pour lequel le plafond est égal à 2,0 fois le prix plancher.

En 2021 et 2022, la situation réellement observée en France, donc en l'absence d'un système de CfD, montre que le nucléaire français n'a pas profité des prix de gros élevés en raison de deux décisions imputables aux pouvoirs publics :

1. L'existence du mécanisme de l'ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique) [Percebois, 2013], qui depuis mi-2011 impose à EDF de vendre 100 TWh d'électricité nucléaire à un prix régulé (fixé à 42 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012) ; à cela s'ajoute la compensation des pertes de réseau (23 TWh vendus à RTE et Enedis au même tarif). En 2022, l'État a demandé à EDF

d'allouer 20 TWh supplémentaires d'ARENH à 46,2 €/MWh aux alternatifs mais EDF a dû parfois racheter sur le marché ce supplément d'électricité nucléaire que l'entreprise avait déjà vendu à terme. Ainsi sur les 279 TWh d'électricité nucléaire produits en 2022 (contre près de 400 TWh en régime de croisière), près de 44 % sont vendus à un prix très inférieur au prix du marché de gros ;

2. La mise en place d'un bouclier tarifaire qui a limité la hausse du TRV à 4 % en 2022 alors qu'elle aurait dû être de 35 %, et à 15 % en 2023 alors qu'elle aurait dû être de 99 % selon la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Comme EDF duplique ce bouclier tarifaire dans ses offres commerciales pour les clients qui ne bénéficient pas du TRV, on comprend que l'opérateur historique n'ait pas pu bénéficier des prix de marché élevés observés fin 2021 et durant toute l'année 2022. Certes, les fournisseurs (y compris EDF) ont obtenu une compensation financière de l'État qu'ils avaient obligation de répercuter sur leurs clients, sous surveillance de la CRE. C'est le contribuable qui, *in fine*, a payé la note.

En 2021 et 2022, les énergies renouvelables ont pu profiter de la hausse des prix de gros, mais dans certaines limites seulement pour beaucoup d'entre elles. Les producteurs d'énergie renouvelable qui bénéficient de contrats de type FIT (*Feed-in Tariffs*) ont un prix capé donc indépendant du prix de gros ; ceux qui bénéficient d'un contrat en complément de rémunération (système identique à un CfD bilatéral) ont dû reverser à l'État une partie des rentes engrangées à l'occasion de l'envolée des prix de gros. Il faut dire que pendant de nombreuses années ces renouvelables avaient bénéficié d'un complément de rémunération largement positif du fait de la faiblesse des prix de gros. Au titre de 2022, le soutien aux EnR a été négatif (de l'ordre de -1,9 milliard d'euros grâce à la hausse des prix de gros) ; mais l'aide aux territoires ZNI (zones non interconnectées) a été positive de l'ordre de +2,5 milliards ; le solde hors bouclier tarifaire a été de l'ordre de +1,5 milliard si l'on prend en compte d'autres aides (chiffres CRE, 2023). Les charges liées au bouclier tarifaire (l'État a pris à

sa charge une partie du plafonnement du TRV) se sont élevées à 4,3 milliards d'euros, mais du fait de rattrapages de 2021 (donc des compensations par rapport à ce qui était prévu) on s'est retrouvé presque à l'équilibre cette année-là. Au titre de 2023, le soutien aux EnR devrait être négatif là encore, mais le solde devrait être moins élevé que ce que l'on espérait fin 2022 ; on table à mi-2023 sur -13,7 milliards de soutien donc sur un gain net pour l'État, loin de ce que l'on avait prévu fin 2022. Cela s'explique par la baisse des prix de gros au premier semestre 2023. Le soutien aux ZNI est estimé à 2,9 milliards. Le bouclier tarifaire devrait coûter +28,5 milliards car la hausse du TRV n'a été que de 15 % au lieu des 99 % demandés par la CRE (estimation avant la hausse de 10 % du TRV qui est intervenue en août 2023). Au total, les charges du service public seront donc bien positives pour 2023 dans l'état actuel des choses : +17,7 milliards (28,5 + 2,9 - 13,7), mais les choses peuvent encore évoluer avec le prix de l'électricité. Un système de CfD bilatéral peut donc être bénéfique pour les finances publiques, même si les gains observés en 2021 et 2022 restent modestes.

### 3. Les solutions alternatives

Le CfD est un système qui donne lieu à négociation entre un producteur et les pouvoirs publics. D'autres systèmes peuvent également être envisagés pour limiter les effets de la volatilité des prix de gros et garantir le financement des investissements. C'est le cas des PPA qui peuvent revêtir deux formes ou du mécanisme de la BAR qui revient à appliquer aux actifs de production un système comparable à celui des réseaux d'électricité.

#### 1. Le PPA classique (*Power Purchase Agreement*)

Il s'agit d'une forme de régulation *ex ante*, à la différence du CfD qui est plutôt une régulation *ex post*. Cette fois, le producteur ne discute plus avec les pouvoirs publics ; son prix de vente n'est plus régulé mais négocié avec ses clients. Le producteur passe un contrat avec des fournisseurs alternatifs d'électricité ou avec de gros clients



industriels susceptibles de participer au financement de tout ou partie d'un réacteur nucléaire (ou d'une installation solaire ou éolienne). En contrepartie, ces clients bénéficient d'un droit de tirage sur la production future (cas d'un fournisseur alternatif qui ne peut pas investir dans du nucléaire) ou d'un accès à des mégawattheures nucléaires à un prix préférentiel fixé d'avance entre les deux parties. Ce système présente pour le producteur l'avantage de ne pas avoir à faire l'avance de tous les fonds. Il présente pour le fournisseur alternatif ou pour le client industriel la garantie de pouvoir disposer d'un volume donné d'électricité à un prix, garanti ou non, dès la mise en service de la centrale. Certes, l'acheteur peut partager les risques, en fonction du contrat, avec le producteur en cas de dérive des coûts de construction. C'est le système qui a été appliqué pour la centrale de Fessenheim (des fournisseurs allemands et suisses ont participé au financement) ou pour le système Exeltium encore en vigueur, qui permet à de gros industriels d'avoir ainsi une visibilité à long terme sur le prix de revient de leur électricité. Ce système est avantageux pour le producteur lorsqu'il est en position dominante dans la négociation. Le producteur peut préférer opter pour un tel PPA plutôt que pour un CfD, car sa marge de négociation dans la fixation du prix de l'électricité est sans doute plus grande que dans le cas d'un prix régulé imposé ou, au mieux, discuté avec les pouvoirs publics. C'est aussi la raison pour laquelle un tel système pourrait conduire le juge à intervenir s'il estime que le contrat reflète un abus de position dominante. Le consommateur peut dans certains cas en faire les frais si les clauses du contrat sont déséquilibrées. Ce type de contrat est sans coût direct pour les pouvoirs publics. Une généralisation des PPA est toutefois de nature à assécher le marché de gros puisqu'une partie de la production d'électricité serait vendue de gré à gré et non aux enchères à prix limite; l'électricité vendue dans ce type de contrat de droit privé n'est plus négociée sur le marché de gros et les autorités européennes pourraient donc chercher à en limiter le recours.

## **2. Le PPA hybride (*Power Purchase Agreement avec validation des pouvoirs publics*)**

Le système est le même que précédemment mais le prix contractuel doit être validé par les pouvoirs publics (la CRE, le ministère, la Commission européenne...). C'est une façon pour l'État de s'assurer *ex ante* que la négociation entre les deux parties au contrat n'est pas déséquilibrée et que l'intérêt des consommateurs est préservé. Sur le plan juridique, l'État (via la CRE par exemple) ne serait pas signataire au contrat, mais apporterait une sorte de garantie morale ou juridique. Le prix négocié entre les deux parties (producteur et client) devrait respecter un cadre réglementaire fixant quelques clauses et pouvant aller jusqu'à prévoir des bornes de prix. Ce système peut se révéler utile pour protéger les petits consommateurs. C'est aussi une façon de protéger le contrat vis-à-vis des autorités européennes en montrant que l'État apporte sa caution à ce type de contrat tout en laissant place à la négociation entre les parties. Rien n'empêche néanmoins le pouvoir judiciaire de contester le contrat s'il l'estime déséquilibré ou contraire aux règles de la concurrence.

## **3. La BAR (base d'actifs régulés ou RAB en anglais pour *Regulated Assets Base*)**

Le financement de l'investissement se fait au fil de l'eau, comme pour les réseaux d'électricité dont le financement s'opère via le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Le producteur est rémunéré dès le lancement du projet, et non plus au moment de l'entrée en fonctionnement de la centrale, puisque le coût annuel supporté est répercuté par la CRE dans le tarif payé par le consommateur final (cas du TRV). C'est un avantage indéniable pour le producteur. Le risque est transféré, en partie du moins, du producteur vers le consommateur puisqu'en cas de dérive des coûts c'est le tarif qui sera impacté. Il faut également prévoir un taux de rendement du capital investi (ce sera généralement le WACC, *Weighted Average Cost of Capital*). Le système peut s'appliquer aussi bien aux actifs en exploitation (nucléaire historique) qu'aux actifs nouveaux. Bien évidemment, la CRE doit valider les

investissements qui seront pris en compte dans la détermination de la BAR. Tous les investissements financés ainsi échappent au marché et les autorités européennes exigeront sans doute d'avoir un droit de regard sur les investissements qui en bénéficieront. Pour certains d'ailleurs, la mise en place d'un tel système serait une première étape vers une régulation publique plus grande pouvant conduire à terme à la mise en place d'un acheteur unique.

### 4. Les questions qui restent ouvertes

Plusieurs questions restent ouvertes concernant la place que le système des CfD pourrait avoir à côté d'autres systèmes, dont celui des PPA, dans le cadre de la réforme en cours du marché de gros européen de l'électricité.

Trois questions méritent d'être soulevées.

1. Le système peut-il s'appliquer à tous les investissements à forte proportion de coûts fixes (nucléaire et renouvelables) ou faut-il en limiter l'accès aux seuls investissements nouveaux? Le risque est d'assécher le marché si on l'applique aussi aux actifs existants, si l'on opte pour des PPA, puisque ce sont des contrats hors marché;

2. Le système doit-il être obligatoire ou est-ce une option ouverte aux producteurs, voire à l'État? Plus le champ d'application est vaste (actifs existants et nouveaux), plus le système doit être facultatif; on peut envisager un système obligatoire pour des investissements en priorité destinés à des consommateurs domestiques;

3. Faut-il privilégier des CfD bilatéraux ou des CfD avec corridor? On peut penser que les producteurs ont une préférence pour les CfD avec corridor, car l'existence d'un prix plafond supérieur au prix plancher leur permet de récupérer une partie de la rente différentielle en cas d'envolée des prix de gros. L'important pour eux est que le prix plancher couvre les coûts d'investissement et de production.

Les producteurs qui disposent d'un parc important de centrales auront sans doute une

préférence pour les PPA, car le prix est négocié avec l'acheteur. Ils se méfient des prix régulés prévus dans les CfD, l'État ayant tendance à privilégier l'intérêt des acheteurs. Ils souhaitent probablement que ces contrats de long terme ne soient pas obligatoires mais facultatifs tant pour les actifs nouveaux que pour les actifs existants. Ils se méfieront des PPA hybrides dans lesquels l'État aura son mot à dire. Ils ont tiré la leçon de l'expérience de l'ARENH, système dans lequel le prix n'a pas été revalorisé. Un tel système de PPA pourrait d'ailleurs prendre le relais du mécanisme de l'ARENH au terme de l'année 2025. Le nucléaire historique étant amorti à cette date (conformément aux calculs du rapport Champsaur), le droit d'accès à ce nucléaire historique ou au nucléaire nouveau doit être subordonné à la participation au financement des investissements liés à la prolongation de la durée de fonctionnement du parc historique et à la construction de nouveaux réacteurs.

La Commission européenne aura sans doute tendance à opter pour des CfD plutôt que pour des PPA dans la mesure où elle souhaite laisser au marché de gros un rôle prioritaire. L'application de CfD (avec ou sans corridor) au financement des nouveaux réacteurs nucléaires ou aux renouvelables ne semble pas faire débat et pourrait même être la norme. C'est plus compliqué pour la rénovation du parc nucléaire existant même si le coût du grand carénage est lui aussi un investissement nouveau. Il semble que cela soit néanmoins possible sous réserve d'un droit de regard sur les modalités techniques du CfD (avec ou sans corridor) du nucléaire existant. La préoccupation de la Commission européenne est d'éviter toute aide qui pourrait être génératrice de concurrence déloyale. Les associations de consommateurs vont militer pour l'application du mécanisme de la BAR (en demandant à l'État d'être vigilant sur le risque de dérapage des coûts) ou pour celui des CfD bilatéraux. L'État peut avoir intérêt à privilégier les CfD à condition qu'ils soient bilatéraux (le CfD avec corridor peut le priver d'une rente différentielle); il peut inciter les opérateurs à négocier des PPA, sous réserve qu'il ait un droit de regard sur les clauses du contrat (PPA hybrides).

## 5. Conclusion

Les compléments de rémunération liés à ces mécanismes de CfD seront supportés généralement par les contribuables et les consommateurs d'électricité via une taxe pour ces derniers (TICFE, ex CSPE) lorsqu'ils seront positifs ou donneront lieu à des versements au profit de ces consommateurs (via un mécanisme de bouclier tarifaire) lorsqu'ils seront négatifs car, dans ce dernier cas, cela signifie que les prix de gros seront élevés donc coûteux pour le consommateur final. Mais la mise en place de CfD entre l'État et les producteurs ne préjuge pas de ce que sera le système de tarification appliqué au consommateur final. Si le consommateur final bénéficie d'un tarif réglementé de vente (TRV), on peut penser que ce tarif dupliquera peu ou prou le corridor de prix instauré par l'État. Si le consommateur final bénéficie d'un contrat en offre de marché, le producteur-fournisseur qui propose un prix de détail indexé sur le prix de gros sait que le complément de rémunération dont il bénéficie est *in fine* supporté par son client; à l'inverse, il peut penser que lorsque les prix de gros seront élevés, son client bénéficiera d'une aide publique via le prélèvement exercé par l'État sur le prix de gros. Mais rien ne l'empêche de proposer des contrats à prix fixe ou à prix indexé sur les bornes du corridor.

Il faut évaluer les effets redistributifs liés à la fiscalité mise en place pour financer notamment les subventions publiques en cas de complément de rémunération positif versé aux producteurs; de la même manière, il convient de préciser les modalités qui permettront d'aider le consommateur final en cas de complément de rémunération négatif prélevé sur le producteur lorsque les prix de gros dépasseront le prix plafond.

Le système des CfD est perçu aujourd'hui avant tout comme un moyen de taxer le producteur en cas de rentes excessives et de protéger le consommateur contre des prix de gros trop élevés, comme cela a été observé en 2022. Mais c'est aussi un moyen de garantir des prix rémunérateurs pour l'investisseur dans un contexte où l'on se retrouverait en surcapacité par suite d'une

baisse de la demande d'électricité ou d'une mise en service de nombreux moyens de production dans le solaire et l'éolien. Rappelons toutefois que des prix de gros faibles voire négatifs en cas de surproduction de renouvelables ne sont pas synonymes de bas prix pour le consommateur final, car le tarif qu'il va payer doit alors prendre en compte les coûts externes (*back-up* et stockage) et les coûts «système» liés à l'équilibre du réseau (maintien de la fréquence). La question est de savoir si une telle régulation *ex post* par les prix peut servir de substitut à une régulation *ex ante* par les quantités, ce que ferait une planification publique à long terme des investissements.

## RÉFÉRENCES

ENTSO-E Transparency Platform, n.d. Retrieved August 25, 2023, from <https://transparency.entsoe.eu/>.

European Commission, 2023, March 14. Reform of Electricity Market Design. Commission Staff Working Document (SWD).

Percebois, J., 2013. The French Paradox: Competition, Nuclear Rent, and Price Regulation. In *Evolution of Global Electricity Markets: New Paradigms, New Challenges, New Approaches*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397891-2.00003-1>.

Percebois, J., Pommeret, S., 2020. Efficacité et dépendance dans la transition électrique européenne. *Revue de l'Électricité et de l'Électronique*, 3, 29–39.

Percebois, J., Pommeret, S., 2021. Efficiency and dependence in the European electricity transition. *Energy Policy*, 154 (July 2020), 112300. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112300>.

Percebois, J., Pommeret, S., 2022. Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes ?, *La Revue de l'Énergie*, 662, 63–75.

### BIOGRAPHIES

**JACQUES PERCEBOIS** est professeur émérite à l'Université de Montpellier (UMR ART-Dev). Il enseigne également à l'École des Mines de Paris et à l'IFPEN. Il est l'auteur de nombreux articles et ouvrages, parmi lesquels on peut citer *Énergie : économie et politiques* (Éditions de Boeck, 3<sup>e</sup> édition, 2019) écrit avec Jean-Pierre Hansen, et l'ouvrage *L'énergie racontée à travers quelques destins tragiques* (Éditions Campus ouvert, 2<sup>e</sup> édition, septembre 2021).

**STANISLAS POMMERET** est ingénieur de l'école Nationale Supérieure de Techniques Avancées (énergie électronucléaire, 1987), docteur en Sciences (Chimie-Physique, 1991) et habilité à diriger les recherches (Chimie-Physique, 1998) de l'Université Paris-Sud 11. Il a créé et présidé l'interdivision énergie de la Société Chimique de France de janvier 2015 à décembre 2021. Il préside la Société Chimique de France depuis décembre 2021. Il est l'auteur de plus de 100 publications dans le domaine de la chimie-physique et de l'énergie.

#### À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes?, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret* (n° 662, mai-juin 2022)
- Au-delà de la crise : repenser le marché électrique européen, *William Hogan, Peter Hartley, David Newbery, Anna Creti, Frédéric Gonand, Jean-Michel Glachant, Christian Gollier, Jacques Percebois, Lucia Visconti, Andreas Löschel, Natalia Fabra* (n° 668, septembre-octobre 2023)

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).

## SUR L'AGENDA DE LA REVUE

### 16 JANVIER 2024

#### Rencontres territoriales de la chaleur renouvelable

Organisateur : Ad'M Chaleur Renouvelable  
Lieu : Vannes (56)

### 16 JANVIER 2024

#### 5<sup>e</sup> édition de la conférence EnR Entreprises « Consommation énergétique : l'opportunité des énergies renouvelables »

Organisateur : Institut Orygeen  
Lieu : Paris (75)

### 25 ET 26 JANVIER 2024

#### 2<sup>e</sup> édition des « Journées scientifiques de l'éolien »

Organisateurs : IFP Energies nouvelles et France Renouvelables  
Lieu : Saint-Malo (35)

### 30 JANVIER AU 1<sup>ER</sup> FÉVRIER 2024

Salon **HYVOLUTION PARIS**  
Organisateur : GreenTech+  
Lieu : Paris (75)

### 31 JANVIER ET 1<sup>ER</sup> FÉVRIER 2024

25<sup>e</sup> édition du **Carrefour des Gestions Locales de l'Eau 2024**  
Organisateur : idealCO  
Lieu : Rennes (35)

### 6 FÉVRIER 2024

EnerJ-Meeting – journée de l'efficacité énergétique et environnementale du bâtiment :  
« **Construire et rénover : sobriété, efficacité énergétique, décarbonation** »  
Organisateur : Batiactu Groupe  
Lieu : Paris (75)