

Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, forces et faiblesses

Jacques Percebois

Un débat s'est engagé en Europe pour savoir s'il convient ou non de maintenir le système actuellement en vigueur pour promouvoir la pénétration des énergies renouvelables, notamment l'éolien et le solaire photovoltaïque, dans le bilan énergétique. Ce système est celui des prix garantis avec obligation d'achat (*feed-in tariffs*, FIT) ; mais il est de plus en plus contesté en raison des effets pervers que l'on a pu constater. D'autres systèmes de promotion sont possibles et cet article a pour ambition de proposer un bilan des avantages et inconvénients des principaux mécanismes susceptibles d'aider à la pénétration de ces énergies.

Toutes les énergies ont, à un moment de leur histoire et dans la quasi-totalité des pays (même les plus libéraux), été aidées par les pouvoirs publics, que ce soit par le biais de subventions, d'aides à la recherche ou d'incitations fiscales. Le charbon est sans aucun doute l'énergie qui, en Europe, a le plus bénéficié de subventions directes. Le nucléaire civil a lui aussi bénéficié d'aides publiques au niveau de la recherche-développement, que ces aides soient au départ destinées aux seules applications militaires ou aux applications civiles et militaires. Rappelons que le financement du programme électronucléaire a été réalisé par l'augmentation des prix de l'électricité, donc payé par le consommateur et non par le contribuable (se reporter au rapport de la Cour des comptes de janvier 2012 qui donne une estimation des aides à la recherche). Les hydrocarbures ont, au niveau des activités d'exploration-production plus particulièrement, largement profité et continuent souvent de profiter d'un régime fiscal favorable, ne serait-ce que par le biais du mécanisme du bénéfice mondial consolidé. Les

motifs de ces aides sont divers : indépendance énergétique, sécurité des approvisionnements, maintien de l'emploi, développement d'une industrie nationale. Il est donc légitime que les énergies renouvelables (éolien et solaire en particulier) soient elles aussi aidées, du moins tant que leur compétitivité n'est pas assurée par rapport aux prix du marché. Ces énergies contribuent à la diversification du mix énergétique et elles présentent des avantages sur le plan environnemental (pas ou peu d'émissions de gaz à effet de serre).

Deux approches étaient possibles lorsque l'Union européenne décida d'accélérer la promotion de ces énergies renouvelables et de se fixer un objectif quantitatif au niveau du bilan énergétique des pays membres (20 % d'incorporation d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute de l'UE à l'horizon 2020). On pouvait opter pour une aide massive à la recherche-développement afin de promouvoir les technologies les plus performantes sur le plan technico-économique. Ces énergies auraient été mises sur le marché

**Toutes les énergies
ont été aidées par les
pouvoirs publics**

lorsque leur compétitivité aurait été atteinte. On a choisi de les mettre sur le marché sans attendre que cette compétitivité-prix soit observée et de les aider par le système des prix garantis avec obligation d'achat, ce qui revient à distordre les prix par rapport au marché. On découvre aujourd'hui que ce système n'a pas que des avantages. On aurait pu l'anticiper car c'est un mécanisme assez proche du système des prix d'achat garantis mis en place par la Politique agricole commune (PAC) à ses débuts. Là aussi, des effets pervers sont apparus assez vite et ont conduit ses promoteurs à modifier en profondeur le système d'aide à l'agriculture.

Quatre mécanismes principaux peuvent être envisagés, chacun présentant des avantages et des inconvénients : le mécanisme des prix d'achat garantis (FIT), celui des contrats pour différences (CFD), le système des prix de marché associés au versement d'une prime (FIP) et le mécanisme des appels d'offre avec enchères (*bidding*). Nous nous proposons de dresser le bilan de chacun d'eux en comparant, quand c'est possible, ces mécanismes aux systèmes successivement retenus par la PAC.

1. Le mécanisme des prix d'achat garantis

Le mécanisme des prix garantis avec obligation d'achat, qui reste le principal système utilisé en Europe pour promouvoir les énergies renouvelables, est très proche du mécanisme des « prélèvements-restitutions » mis en place par la PAC à ses débuts, en 1967-1968. Il conduit aujourd'hui aux mêmes inconvénients que ceux que l'on a pu observer au bout de quelques années avec la PAC.

A) Le système des « prélèvements-restitutions » prévu par la PAC

La PAC, mise en place à la conférence de Stresa en 1958 mais qui n'est entrée en vigueur qu'en 1967, reposait sur trois grands principes :

1) La libre circulation des produits agricoles au sein des pays du marché commun, ce qui

Des effets pervers sont apparus

supposait un prix commun unique par produit. Ce prix régulé et fixé tous les ans à Luxembourg entre les ministres de l'agriculture devait être suffisamment rémunérateur

pour soutenir le revenu des agriculteurs européens.

2) La préférence communautaire, qui imposait à chaque pays-membre de s'approvisionner en priorité au sein du marché commun avant d'importer des produits de l'extérieur.

3) La solidarité financière entre pays-membres vis-à-vis des coûts de cette politique de soutien des revenus par les prix.

Les prix garantis étaient de ce fait déconnectés des prix agricoles mondiaux considérés comme trop volatils et insuffisamment rémunérateurs, et un système d'écluse était mis en place entre les prix intérieurs et les prix mondiaux. La Figure 1 résume le principe : pour monter à l'étage supérieur du prix intérieur de l'Europe, fixé pour assurer un revenu suffisant au producteur européen, le produit agricole importé subit un « prélèvement » (taxe à l'importation) et, pour descendre au niveau inférieur du marché mondial, le produit agricole exporté bénéficie d'une « restitution » (subvention à l'exportation).

Ce système, proposé et imposé par la France, présente des avantages :

- C'est un système réversible qui prévoit un prélèvement à l'exportation associé à une restitution à l'importation lorsque, dans des cas exceptionnels, les cours mondiaux sont supérieurs au prix intérieur garanti, ceci afin d'éviter une hémorragie des produits européens vers l'étranger (ce fut le cas du sucre en 1975).
- C'est un système qui satisfait le monde agricole puisque l'agriculteur a le sentiment de n'être pas assisté (il vit du produit de son labour).
- C'est un système a priori peu coûteux pour les finances publiques, du moins tant que le volume des produits agricoles importés est supérieur au volume des produits exportés (ce qui était le cas à l'entrée en vigueur de la PAC, l'Europe étant importatrice nette de produits agricoles à cette époque). Le montant des prélèvements à l'importation est resté

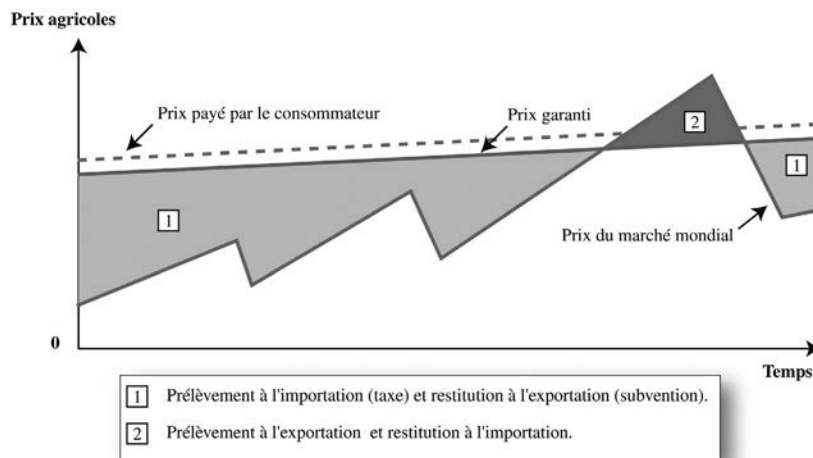


Figure 1. Système des « prélèvements - restitutions » prévu par la PAC pour les produits agricoles

longtemps supérieur au montant des restitutions à l'exportation.

Ce système présente néanmoins des points faibles :

- Le consommateur européen est condamné à payer les produits agricoles à un prix supérieur aux cours mondiaux puisque le prix intérieur suit le prix garanti et cela peut, en outre, exercer des effets inflationnistes.
- La principale faiblesse du système tient au fait qu'en rémunérant les agriculteurs à un prix déconnecté des cours mondiaux, on supprime tout signal prix et on incite les agriculteurs à surproduire : ce qu'ils ne pourront pas écouler au sein du marché intérieur sera écoulé sur le marché international grâce à des subventions qui permettront aux produits européens d'être compétitifs avec les produits étrangers. Le système a de fait engendré des productions structurellement excédentaires dont il a fallu financer l'écoulement sur le marché mondial au prix de subventions toujours croissantes (le budget agricole a ainsi représenté entre deux-tiers et trois-quart du budget européen). Cela ne suffisait pas, l'Europe a pris en charge le stockage de quantités croissantes de produits agricoles (produits laitiers notamment). On a ensuite instauré des quotas de production pour enrayer cette surproduction et incité à la mise en jachère de nombreuses

exploitations. Une réforme était nécessaire et on a progressivement abandonné ce système au profit du système dit des « indemnités compensatrices », qui était le système retenu par les Anglais (aides directes aux agriculteurs).

B) Le système des FIT mis en place pour les renouvelables

Le mécanisme FIT mis en place au début des années 2000 dans la plupart des pays de l'UE pour promouvoir la pénétration des énergies renouvelables est très proche du système initial de la PAC et il a produit les mêmes effets pervers. La Figure 2 présente ce mécanisme : l'électricité renouvelable bénéficie d'un prix rémunérateur garanti, fixé par les pouvoirs publics, et d'une obligation d'achat dans le cadre d'un contrat à long terme (souvent de l'ordre de 15 ans) avec l'opérateur historique. Ce prix garanti est en général sensiblement supérieur au prix du marché *spot* de l'électricité et le surcoût est mutualisé sur l'ensemble des consommateurs d'électricité via une sorte de taxe appelée CSPE (contribution au service public de l'électricité). Le producteur d'électricité éolienne ou photovoltaïque n'a pas à se préoccuper de l'écoulement de son produit et il n'est pas sensible au prix du marché puisque sa rémunération est fixée hors marché.

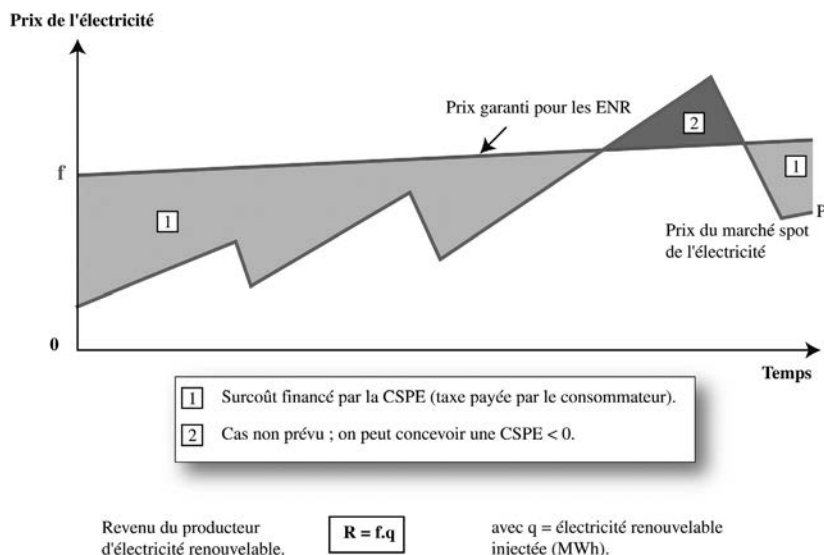


Figure 2. Système des « feed-in-tariffs » pour les énergies renouvelables

Comme cette électricité intermittente est prioritaire sur le réseau et bénéficie d'un coût variable très faible voire nul, elle perturbe le fonctionnement du *merit order*. La logique du *merit order* implique que les centrales sont appelées en fonction de leur coût marginal (coût variable) croissant, le prix d'équilibre du marché étant calé sur le coût marginal de la centrale marginale. Une centrale à faible coût variable récupère son seul coût variable lorsqu'elle est elle-même la centrale marginale qui « fait » le prix ; elle récupère ses coûts fixes lorsque la centrale marginale est une centrale à coût variable plus élevé que la sienne. Encore faut-il que cette centrale à faible coût variable bénéficie d'un facteur de charge élevé. Ainsi une centrale nucléaire récupère ses seuls coûts variables lorsque le nucléaire est « marginal », donc aux heures creuses. Aux heures de pointe, le prix du marché est calé sur le coût variable sensiblement plus élevé d'une centrale à charbon ou d'une centrale à gaz et cela permet au nucléaire de récupérer ses coûts fixes. Pour l'extrême pointe, le prix d'équilibre doit être calé sur le coût variable, mais aussi le coût fixe de la

centrale marginale ; si tel n'est pas le cas, on court le risque dit du *missing money* mentionné par Stoft (cf. également Hansen et Percebois, 2010) : la centrale de pointe ne récupère pas ses coûts fixes.

Ce système fondé sur la tarification au coût marginal ne permettrait pas aux énergies renouvelables de récupérer leurs coûts fixes car elles ne sont pas appelées suffisamment longtemps sur le réseau et le sont rarement aux heures de pointe les plus rémunératrices, du fait de l'intermittence liée à l'absence de soleil ou de vent. C'est pourquoi elles sont payées hors marché. Il faut dès lors tenir compte du coût du *back-up* lié à cette intermittente qui oblige à prévoir des équipements de production en réserve pour faire face aux aléas de l'ensoleillement ou aux caprices du vent.

Ce système FIT a incontestablement encouragé le développement des énergies renouvelables, en particulier dans les pays européens où les prix garantis étaient très rémunérateurs, comme en Allemagne ou en Espagne. Mais, dans un contexte de croissance économique ralentie et de demande d'énergie atone, cela

Ce système FIT a encouragé le développement des énergies renouvelables

a engendré de la surproduction d'électricité à certaines périodes, provoquant une baisse, voire une chute des prix de l'électricité sur le marché *spot*. Comme les producteurs d'électricité renouvelable ne veulent pas interrompre leur production, il faut arrêter des centrales thermiques plus coûteuses (notamment des centrales à gaz). L'électricité ne se stockant pas, à la différence des produits agricoles, on a aussi parfois eu recours à une destruction « économique » du produit, via le système des prix négatifs. Il est en effet très coûteux d'arrêter pour quelques heures une centrale thermique fonctionnant au gaz et de la remettre ensuite en service ; on préfère alors payer un consommateur pour qu'il vous débarrasse d'un produit devenu encombrant, ce qui explique l'apparition de prix négatifs sur le marché *spot* européen de l'électricité. Les opérateurs suisses qui bénéficient d'un fort potentiel de stations de pompage (STEPS) sont preneurs de cette solution. Mais plus le prix *spot* de l'électricité chute et plus le surcoût par rapport au prix garanti s'accroît, ce qui conduit à une augmentation continue de la CSPE. Le consommateur d'électricité en est la principale victime. À noter qu'avec ce système il faut s'assurer que l'électricité renouvelable n'est pas vendue au prix du marché (donc hors contrat) lorsque, dans certaines circonstances, le prix du marché est supérieur au prix garanti, ce qui obligerait alors à concevoir une CSPE négative, système non prévu en pratique.

Le système FIT est donc coûteux pour le consommateur et il perturbe le fonctionnement du marché *spot* de l'électricité puisqu'il ne tient pas compte des besoins réels du marché et est générateur de surproduction. Ainsi, le marché n'envoie pas le bon signal prix aux investisseurs qui hésiteront à investir dans des équipements qui risquent de ne pas être appelés sur le réseau et dont la rentabilité sera compromise. À terme, cela peut conduire à un manque de capacité électrique aux heures de pointe qui provoquera un risque de *black-out* si la demande repart brutalement.

Le parallèle avec le système de la PAC est donc légitime et, comme pour la PAC, on peut envisager des solutions alternatives, notamment le système des « indemnités compensatrices »

2. Le mécanisme des « indemnités compensatrices » et des « contrats pour différences »

Le système britannique des *deficiency payments*, mis en place dès 1947 et abandonné lors de l'entrée de la Grande-Bretagne dans le marché commun en 1973, est un système alternatif très proche du système des « contrats pour différences » parfois rencontré dans le secteur de l'énergie.

A) Le système des « indemnités compensatrices » accordées aux agriculteurs

Cette fois, le revenu des agriculteurs est soutenu grâce au versement d'indemnités compensatrices comblant l'écart entre le prix bas du marché mondial et un prix théorique de référence plus rémunérateur, comme on peut le voir sur la Figure 3. Une garantie de revenu est ainsi fournie au producteur, tout en permettant au consommateur de bénéficier du cours mondial. L'agriculteur est donc sensible au prix du marché qui demeure la référence, mais il compte sur la collectivité pour l'aider à percevoir un revenu décent. De ce point de vue, il est en position d'assisté. Le gros avantage est que le consommateur bénéficie du prix du marché international, ce qui est appréciable lorsque les cours mondiaux des produits agricoles restent durablement plus faibles que le prix de référence. C'était le cas pour l'Angleterre qui, avant son entrée dans le marché commun, importait l'essentiel de ses produits agricoles des pays du Commonwealth (Nouvelle-Zélande, Australie, Canada).

Ce système présente néanmoins des inconvénients.

- Il est coûteux pour le contribuable car c'est en général le budget de l'Etat qui prend en charge ces indemnités (mais on a vu précédemment que le système français pouvait devenir encore plus coûteux sur le long terme).
- Il est difficilement réversible car on voit mal l'État taxer l'agriculteur de la différence entre un prix mondial particulièrement rémunérateur et le prix théorique de référence lorsque, de façon exceptionnelle, le cours

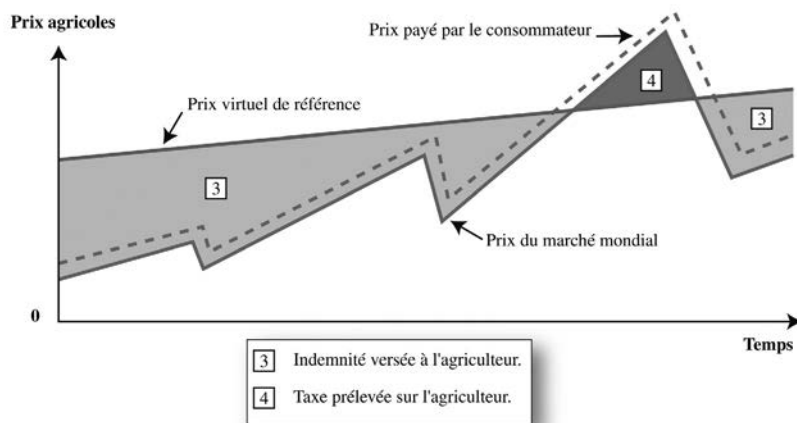


Figure 3. Système britannique des « indemnités compensatrices » pour les produits agricoles

mondial devient plus élevé que le prix de référence, ce qui serait pourtant logique (le contribuable récupérerait ainsi une partie de son effort antérieur mais cette solution est politiquement difficile à appliquer).

Avec l'abandon progressif du système des « prélèvements-restitutions », c'est ce système des aides directes octroyées à l'agriculteur qui a été retenu et prévaut aujourd'hui, associé souvent à divers mécanismes secondaires (quotas de production, primes à l'arrachage, aides à la reconversion etc.).

B) Le système des CFD rencontré dans le secteur de l'énergie

Le principe consiste à garantir au producteur d'électricité un revenu qui rentabilise son investissement. Le producteur vend son électricité au prix du marché, mais il perçoit un complément de recette qui correspond à la différence entre un prix théorique de référence, garanti pendant une certaine durée (15 à 20 ans selon la période d'amortissement) et le prix du marché *spot*. Le producteur reçoit cette différence si le prix garanti est supérieur au prix du marché, mais il la verse dans le cas contraire (se reporter à la Figure 4). Cette différence peut être versée par le contribuable ou par le consommateur. On peut concevoir que ce système s'applique à toute

la production d'électricité liée à cet investissement ou à une partie seulement de cette production d'électricité. Le choix de la quantité contractuelle et du prix garanti est au cœur de la négociation entre l'investisseur et les autorités de régulation.

Ce système présente des avantages :

- Le producteur demeure sensible au prix du marché et, si le contrat est équilibré, il existe un bon partage de risques entre le producteur et la collectivité (contribuables ou consommateurs) puisque le prix du marché peut être supérieur ou inférieur au prix de référence : il n'a en effet aucune raison d'être durablement au-dessous du prix de référence.
- Le producteur a la garantie qu'il rentabilisera son investissement dans le cas où le prix du marché *spot* de l'électricité demeurerait durablement bas, mais il prend le risque de ne pas profiter d'un prix de marché plus rémunérateur que le prix de référence puisqu'il doit reverser la différence. Ce système est applicable pour les renouvelables comme pour les autres formes d'énergie.

Un revenu qui rentabilise son investissement

C'est un mécanisme de ce type qui vient d'être négocié fin 2013 entre le consortium mené par EDF et les autorités britanniques pour le financement des deux réacteurs EPR qui vont être construits

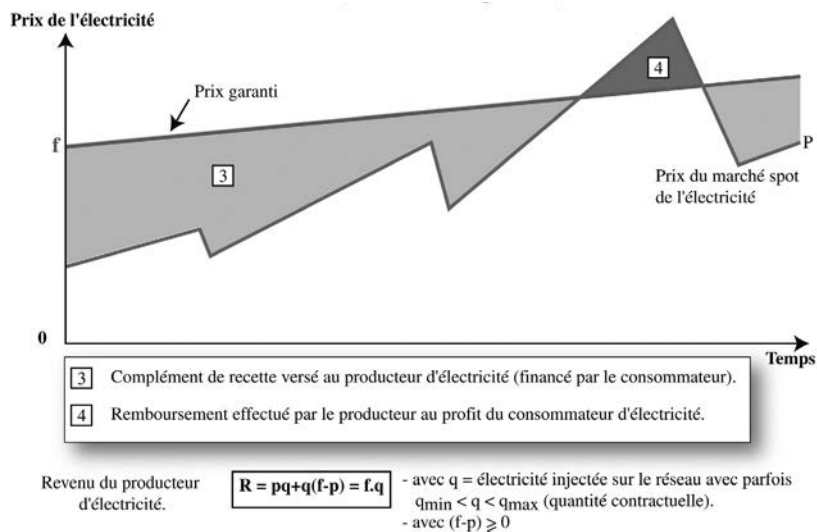


Figure 4. Système des « contrats pour différences » pour les énergies renouvelables (ou le nucléaire anglais EPR)

en Angleterre. Le prix retenu est sensiblement supérieur au prix constaté actuellement sur le marché *spot*, mais il s'agit d'un contrat de long terme pour un investissement coûteux et ce prix tient compte des anticipations à la hausse faites sur une longue période. Le principal avantage pour EDF est que l'on supprime les inconvénients liés la volatilité des prix sur le *spot*, un atout pour des investissements dont les coûts fixes sont très élevés par rapport aux coûts variables (ce qui est le cas du nucléaire, mais aussi des renouvelables). Cette volatilité sur le marché *spot* est souvent due à la volatilité des prix du pétrole, du charbon et du gaz, ce qui est logique puisque le prix de revient du kWh produit par des centrales thermiques est très sensible au coût du combustible.

Le choix entre le contribuable et le consommateur pour financer (ou récupérer) la différence entre les deux prix est un signal envoyé par le régulateur. Faire payer le contribuable, c'est affirmer qu'il s'agit d'un choix collectif correspondant à une priorité nationale. Mais cela revient à verser une subvention publique, sans aucun doute contraire aux règles de la concurrence qui régissent aujourd'hui le secteur de l'énergie en Europe. Faire payer le consommateur est donc a priori plus logique, mais cela peut s'avérer coûteux pour lui si les

prix du marché *spot* restent durablement orientés à la baisse. En même temps, c'est peut-être le prix à payer pour éviter une défaillance future de la production d'électricité.

Dans le cas du nucléaire, l'important est de se prémunir contre la volatilité des prix sur le marché *spot* ; c'est une forme d'assurance pour l'investisseur, qui aurait pu se couvrir sur un marché financier si le marché des *futures* avait été suffisamment liquide (ce qui n'est pas le cas), et le différentiel entre ce prix garanti et le prix *spot* constitue une prime contre la défaillance. Dans le cas des renouvelables, ce différentiel rémunère l'externalité positive que constitue une énergie « décarbonée » et cela aurait pu aussi bien être obtenu grâce à un système de « certificats verts » négociés indépendamment du prix *spot* de l'électricité.

On objectera que ce système de « contrats pour différences » (donc CFD selon la terminologie anglaise *contracts for differences*) est *de facto* proche de celui des *feed-in tariffs* puisque, dans les deux cas, le producteur est rémunéré à un prix régulé, de façon administrative ou contractuelle, mais déconnecté du prix du marché *spot*. C'est vrai et les Figures 2 et 4 montrent que, dans les deux cas, le revenu perçu par le producteur d'électricité est égal à

fq, où **f** représente le prix garanti et **q** la quantité d'électricité injectée sur le réseau.

Mais il existe une différence notable entre le FIT et le CFD.

Avec le FIT, le producteur ne se soucie pas du tout du prix *spot* alors qu'avec le CFD son revenu primaire est d'abord obtenu par la vente de son électricité au prix du marché. Il obtient ensuite un complément de revenu variable, généralement positif, mais qui peut être négatif (ce qui n'est pas le cas avec le FIT qui ne prévoit pas de CSPE négative). De ce fait, il demeure sensible au prix du marché et cela aura un impact sur sa décision d'investissement comme sur celle d'injecter ou non une quantité d'électricité qui pourra influencer le niveau du prix *spot*. De ce point de vue, le producteur demeure un acteur du marché et il pourra, dans certains cas, manipuler les prix sur le *spot*. Cela aura des conséquences sur son complément de revenu puisque celui-ci est calculé par rapport à une référence fixe.

Avec le CFD, le producteur se préoccupera des besoins du marché et ne sera pas incité à surproduire s'il sait que cela peut faire chuter le prix *spot* en-deçà d'un seuil raisonnable, ce qui n'est pas le cas avec le mécanisme FIT. Des prix de marché trop bas sont synonymes de subventions accrues et cela peut inciter le régulateur à réviser les clauses du contrat lorsqu'il le pourra. On peut certes concevoir un FIT avec obligation pour le producteur de ne pas injecter si le prix *spot* devient négatif ou tombe sous un certain seuil. On peut aussi concevoir un CFD qui ne porte que sur une partie de la production, ce qui oblige le producteur à prendre plus de risques face à sa décision d'investir et de gérer son parc. Avec le FIT, le prix garanti est fixé de façon administrative par les pouvoirs publics et il est difficile de le modifier très souvent. Avec le CFD, il est fixé de façon contractuelle par le régulateur, ce qui permet plus de souplesse dans son évolution.

Ce système CFD semble particulièrement bien adapté aux équipements dont les coûts fixes représentent une part élevée des coûts

totaux, ce qui est le cas du nucléaire, de l'hydraulique, de l'éolien et du photovoltaïque. Ces équipements ont besoin d'un revenu garanti stable qui assure la rentabilité de l'investissement. Leurs coûts variables demeurent modestes et ne sont pas ou peu liés à la volatilité du prix du combustible. En même temps, il est logique que l'investisseur ne soit pas totalement déconnecté du prix du marché *spot* au niveau de son comportement d'offreur.

3. Le mécanisme des *feed-in tariffs* avec premium (FIP)

Ce mécanisme prévoit que les producteurs d'électricité renouvelable vendent leur électricité au prix du marché, mais reçoivent un complément sous forme d'une prime qui peut être fixée en fonction de la quantité d'électricité injectée (prime en € par MWh) ou en fonction de la capacité installée (prime en € par MW), voire en fonction d'un mix « énergie-puissance ». L'intérêt de ce système réside dans

le fait que le producteur est totalement intégré au marché *spot* de l'électricité et obtient un complément de revenu destiné à couvrir des surcoûts ou à rémunérer une qualité particulière de l'électricité injectée (externalité environnementale positive). Avec le FIP,

le complément de revenu est fixe (du moins si la prime est fixe) alors qu'il était variable avec le CFD. La question est évidemment de savoir qui finance cette prime : le consommateur ou le contribuable ?

A) Le système d'une prime (fixe) par MWh injecté

Le producteur d'électricité perçoit le prix du marché *spot*, par essence volatil, et reçoit un complément proportionnel à la quantité d'électricité injectée (se reporter à la Figure 5). Cette prime par MWh injecté est généralement fixe, mais elle peut aussi être variable. Le complément total de revenu est donc variable puisqu'il dépend du facteur de charge de l'équipement et on peut penser que le producteur sera incité

**Qui finance
cette prime :
le consommateur ou
le contribuable ?**

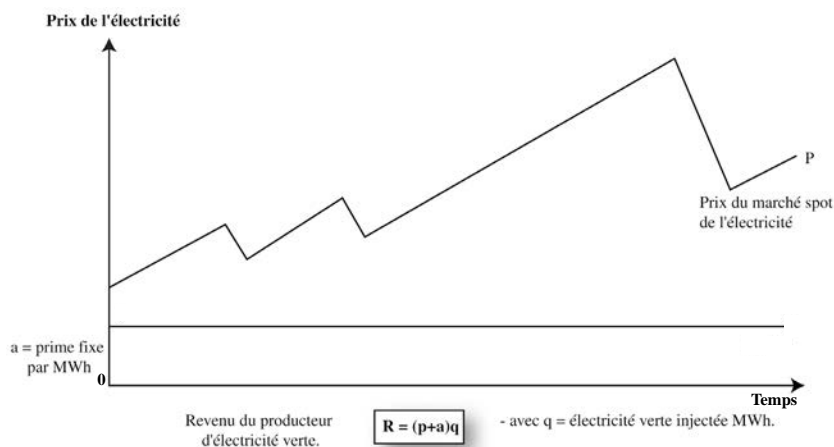


Figure 5. Système d'une prime fixe / MWh donc variable avec la quantité d'électricité injectée

à produire le plus possible pour bénéficier d'un maximum de primes. Mais, en augmentant l'offre d'électricité sur le marché, ce producteur peut aussi contribuer à faire baisser le prix du MWh : ce qu'il gagne d'un côté (la prime), il peut le perdre en partie de l'autre (baisse du prix de l'électricité). Cela dépend évidemment du poids de la production d'électricité renouvelable dans la production totale d'électricité injectée. On peut aussi concevoir que la prime évolue en fonction du prix *spot* et varie entre un minimum et un maximum avec le prix du MWh. Cette prime peut être négociée *ex ante* avec le régulateur ou être déterminée *ex post* en fonction de l'évolution du marché. Dans le second cas le risque est plus grand pour le producteur puisqu'il ne sait pas, en injectant son électricité, de quelle prime il pourra bénéficier.

Le système peut devenir rapidement complexe si l'on veut prendre en compte simultanément toutes les options : prime fixe ou variable, prime *ex ante* ou *ex post*, prime avec un plafond et/ou un plancher. Le mécanisme d'une prime qui évoluerait au sein d'un tunnel (plafond et plancher) en fonction de la volatilité du prix de l'électricité est séduisant, mais il peut être compliqué à mettre en œuvre et pourrait conduire à des effets pervers (injection massive si la prime par MWh est élevée par rapport au prix *spot*, si elle est fixe et déterminée *ex ante* ; une prime variable avec le prix du MWh, notamment inversement proportionnelle à ce

prix *spot*, aurait l'avantage de conduire à des arbitrages entre prix *spot* et prime perçue).

L'avantage principal de ce mécanisme FIP est que le producteur d'électricité reste sensible au prix du marché et adaptera sa stratégie en conséquence. La grande différence entre ce système et les deux précédents (FIT et CFD) est que, pour une même quantité d'électricité injectée, son revenu final (prix et prime) demeure variable (le prix du MWh perçu étant volatil et la prime pouvant être elle-même variable) alors qu'avec les deux autres systèmes le revenu total du producteur était fixe puisque calé sur un prix garanti.

B) Le système d'une prime (fixe) par MW installé

Cette fois, le montant de la prime est indépendant de la quantité d'électricité injectée puisqu'il est fonction de la seule puissance. Cette prime par MW installé permet au producteur de bénéficier d'une tarification binôme (se reporter à la Figure 6). La prime peut être calculée chaque année, donc ajustée au fil du temps en fonction de divers aléas, ou fixée au moment de l'investissement sur l'ensemble de la période d'amortissement de l'investissement. Si la prime est suffisamment élevée, cela permet à l'investisseur de récupérer facilement une part importante de ses coûts fixes, lesquels représentent une proportion généralement élevée du coût total des renouvelables. L'injection

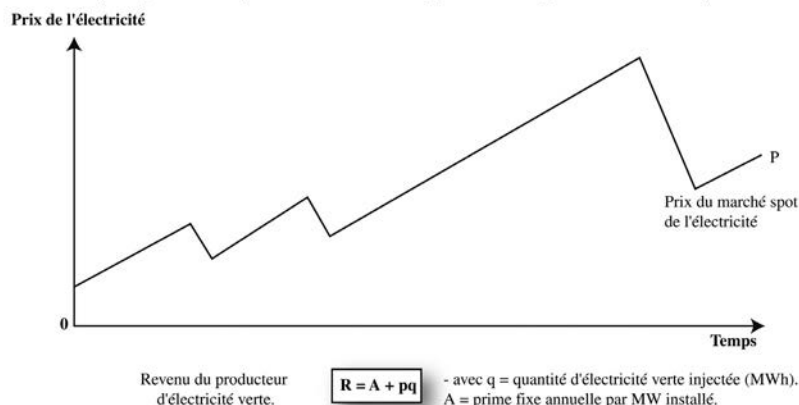


Figure 6. Système d'une prime fixe / MW donc indépendante de la quantité d'électricité injectée

d'électricité lui procure un revenu complémentaire variable lui permettant de financer le solde des coûts fixes et de couvrir les coûts variables, généralement très modestes. C'est au régulateur de bien évaluer le niveau de la prime afin que ce producteur ne bénéficie pas d'un effet d'aubaine trop fort. Là encore, la prime peut être déterminée *ex ante* ou *ex post* et peut être fixe ou variable par MW installé.

Le meilleur système est sans doute ici une prime variable déterminée *ex post* : le régulateur connaît le montant des recettes obtenues sur le marché *spot* grâce au volume des MWh injectés et il peut calculer la prime qui permet au producteur de récupérer ses coûts fixes avec un taux de rentabilité du capital investi considéré comme acceptable. Mais cela est générateur d'incertitude pour le producteur qui ne connaît pas *ex ante* l'échéancier lui permettant de récupérer l'ensemble de ses coûts. Si la prime est fixe et connue *ex ante*, le producteur réduit le risque de ne pas amortir son investissement et il peut obtenir une bonne rémunération si la vente de son électricité sur le marché *spot* se fait à des prix élevés. Cette rémunération peut aussi s'avérer excessive et c'est pourquoi les clauses contractuelles doivent être établies avec prudence et permettre une révision périodique pour s'adapter aux évolutions du marché. Notons que, dans tous les cas de figure, le revenu total du producteur demeure variable, même si la prime est fixe puisqu'une partie de ce revenu dépend de la quantité d'électricité injectée.

4. Le mécanisme des appels d'offres avec enchères

Avec ce système, les pouvoirs publics prennent l'initiative d'indiquer quelle puissance d'électricité renouvelable (éolienne ou solaire, par exemple) doit être construite en un lieu donné, ce qui donne indirectement une estimation du montant d'électricité renouvelable qui sera injectée sur le réseau dès lors que l'on se fixe un facteur de charge de référence. Ils procèdent par appels d'offre, en général sous plis scellés. Les producteurs intéressés doivent fournir deux indications : la puissance qu'ils peuvent installer, d'une part, le prix du MWh qu'ils souhaitent obtenir pour rentabiliser l'installation, d'autre part. Les pouvoirs publics procèdent ensuite, un jour donné, à l'ouverture des plis et classent les offres par ordre de prix demandé croissant (logique du *merit order*) ; ils retiennent les meilleures offres jusqu'à concurrence du volume de MW ou de MWh souhaité. Deux systèmes sont alors possibles : des enchères à « prix-limite » et des enchères au « prix demandé ».

A) Le système des enchères à « prix-limite » (enchères dites « à la française »)

Avec ce système, tous les offreurs retenus au terme de l'ouverture des plis reçoivent le même prix garanti pour le MWh qui sera injecté sur le réseau et ce, durant toute la période mentionnée dans l'appel d'offres (se reporter à la Figure 7). Ce « prix-limite » est celui de

la dernière offre retenue ou celui de la première offre rejetée. Notons que les pouvoirs publics se réservent le droit de ne pas retenir toutes les offres jusqu'au seuil indiqué s'ils estiment que les prix demandés sont excessifs. Le principal avantage de ce système d'appels d'offres par rapport au système des *feed-in tariffs* est que l'État maîtrise le volume de la puissance (et indirectement celui de l'énergie) qui sera installée, mais il ne maîtrise pas le prix auquel le MWh sera acheté aux producteurs. L'État ne connaît pas *a priori* l'allure de la courbe du *merit order* et il existe une asymétrie d'information entre les pouvoirs publics qui ne connaissent pas le coût réel des offres potentielles et les opérateurs qui connaissent le coût réel de leur offre. Les producteurs étant en concurrence les uns avec les autres, on peut penser qu'ils vont caler leur prix de soumission sur le coût qu'ils estiment devoir supporter, mais des comportements déviants sont possibles. Un producteur faisant une offre très au-dessus de son coût réel prend le risque de n'être pas retenu et son intérêt est d'éviter cela. Dans tous les cas, il bénéficiera du prix-limite et n'a donc pas intérêt à tricher en proposant un prix surévalué.

Avec le FIT, l'État maîtrise le prix garanti, mais il ne maîtrise pas la puissance installée donc la quantité d'électricité qui sera injectée. Si ce prix est au départ excessif, on risque la surproduction et l'apparition d'un effet d'aubaine pour les producteurs (rente). C'est ce qui s'est produit en Europe : les pouvoirs publics ont dû réviser à la baisse les prix garantis, mais cette mesure n'est pas rétroactive et cela peut coûter cher au consommateur puisque, dans tous les cas, le surcoût entre le prix garanti et le prix du marché *spot* est financé par la CSPE.

Le système des enchères dites « à la française » présente un inconvénient : le prix garanti étant le même pour tous, certains producteurs vont bénéficier d'une rente différentielle correspondant à la différence entre le prix garanti obtenu et le prix qu'ils étaient prêts à accepter pour produire leur électricité (cf. Figure 7). La CSPE va ainsi financer le surcoût correspondant à la différence entre le coût du renouvelable et le prix *spot* de l'électricité, mais aussi la rente du producteur qui correspond à

la différence entre ce prix garanti uniforme et le coût réel des équipements sur la période.

B) Le système des enchères discriminantes du type « *paid as bid* » (enchères dites « à la hollandaise »)

À la différence du système précédent, les producteurs retenus au terme de l'appel d'offres reçoivent le prix qu'ils ont demandé et non le prix-limite. Il s'agit donc d'enchères discriminantes puisque le prix varie d'un producteur à l'autre (se reporter à la Figure 8). Cela présente un gros avantage pour le bien-être collectif : la rente différentielle disparaît. Seul est pris en compte, au niveau de la CSPE, le surcoût entre le prix demandé et le prix du marché *spot*.

Mais ce système présente lui aussi des inconvénients. Les producteurs vont anticiper la « malédiction du vainqueur » (cf. Chari et Weber, 1992). Le vainqueur est déçu s'il se rend compte qu'il n'a gagné que grâce à une offre inférieure à celle de ses concurrents. Anticipant cette malédiction, il va avoir tendance à revoir son prix d'offre à la hausse : cela réduit certes la probabilité d'être retenu, mais en cas de victoire son gain sera supérieur. Comme tous les producteurs font le même constat, ils vont surestimer leur prix d'offre et, ainsi, la courbe du *merit order* a tendance à se déplacer vers le haut, ce qui est coûteux pour le consommateur. Les opérateurs ont également intérêt à savoir quelles seront les offres de leurs concurrents et, cette recherche d'information étant coûteuse, cela dissuade beaucoup de petits producteurs potentiels de participer aux enchères. En pratique, seuls les gros producteurs vont soumissionner. Le risque est aussi que ces gros producteurs, en nombre forcément réduit, s'entendent pour faire des offres communes élevées. La collusion (souvent tacite d'ailleurs) est l'un des risques liés à cette procédure et le rôle du régulateur sera de s'assurer que la concurrence est bien réelle entre les fournisseurs potentiels.

5. Conclusion

Aucun système n'est parfait, mais certains sont meilleurs que d'autres.

Le système FIT a eu le mérite de favoriser le décollage rapide de la production de l'éolien et du solaire photovoltaïque, d'autant qu'en

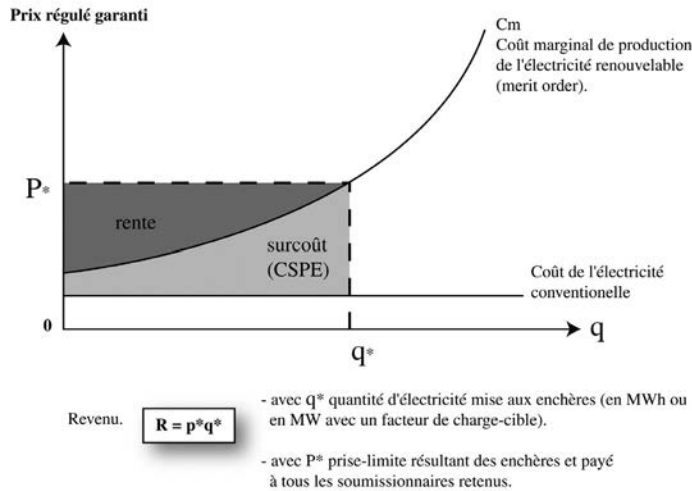


Figure 7. Enchères à prix-limite (« enchères à la française »)

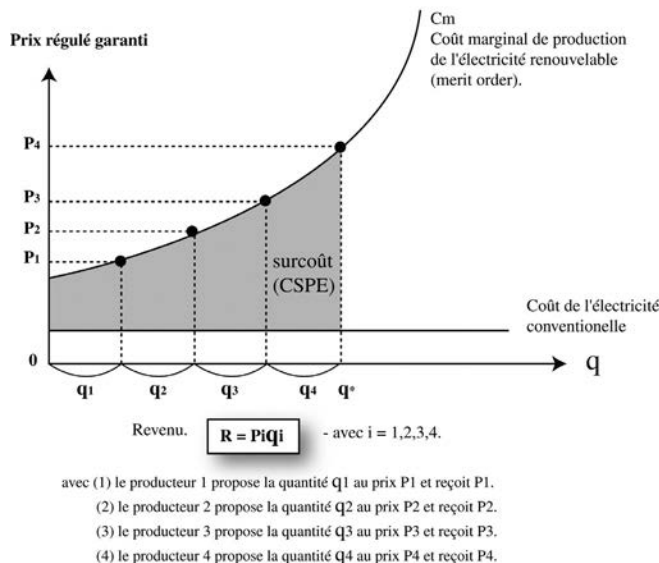


Figure 8. Enchères discriminantes du type « paid as bid » (« enchères à la hollandaise »)

situation d'asymétrie d'information les pouvoirs publics ont, partout en Europe (particulièrement en Allemagne et en Espagne) été très, voire trop, généreux dans la fixation des prix d'achat garantis. Mais ce système s'est révélé très coûteux pour le consommateur et il a engendré des effets pervers sur le marché *spot* (prix négatifs) : les producteurs d'électricité renouvelable ne sont absolument pas sensibles au prix du marché *spot* de l'électricité puisqu'ils sont totalement rémunérés hors marché. C'est donc un système qui, aujourd'hui, doit être abandonné ou fortement amendé. On a rencontré avec

ce système les mêmes inconvénients qu'avec la PAC à ses débuts, mais la leçon n'a pas été retenue. Déconnecter durablement les prix de soutien d'avec les prix de marché engendre des effets pervers à terme : les prix du marché sont un signal envoyé à l'investisseur.

Le système des CFD atténue certains de ces inconvénients puisqu'une partie de la rémunération du producteur est fonction du prix du marché *spot*, mais il demeure coûteux pour le consommateur. Le système CFD est plus souple que le FIT car le prix contractuel garanti peut être révisé en cours de route. Le risque est, dans

ces deux cas, faible pour le producteur qui bénéficie le plus souvent d'un effet d'aubaine sous forme d'une rente différentielle ; cela est surtout vrai avec le FIT. Les prix garantis retenus avec un contrat pour différences ont des chances d'être moins rémunérateurs que ceux fixés par les pouvoirs publics avec un système FIT, donc moins coûteux pour le consommateur car fixés au terme d'une négociation entre les deux parties (le régulateur et le producteur) et non de façon unilatérale par les pouvoirs publics.

Le système FIP présente de nombreux avantages, surtout si la prime est fixée *ex post* et non *ex ante* et qu'elle l'est en fonction de la puissance installée et non de la quantité d'électricité injectée. Ce système responsabilise le producteur qui ne peut plus être indifférent au prix du marché *spot* et son comportement sera par conséquent plus rationnel. Une prime fixe ou variable par MW installé rappelle le principe du marché de capacité et il est légitime de rémunérer un équipement coûteux par MW installé, qui participe à la réalisation de deux objectifs nationaux importants : la diversification du mix électrique et une priorité donnée aux équipements peu ou pas émetteurs de CO₂. Encore faut-il que cette prime tienne compte de l'évolution des prix sur le *spot* afin que la rémunération totale accordée au producteur ne soit pas excessive et qu'elle puisse être modulable, ce qui milite en faveur d'une prime *ex post* variable. Dans tous les cas, le producteur prendra plus de risques qu'avec les systèmes FIT et CFD puisque sa rémunération sera *in fine* variable (une partie importante de son revenu étant calée sur le prix *spot*). Ce mécanisme est adapté pour des installations de faible comme de forte dimension.

Le système des appels d'offre avec enchères « à la hollandaise » présente lui aussi des avantages, notamment pour les installations de grande dimension (éolien *offshore*, par exemple), mais sous deux conditions : qu'il y ait suffisamment de producteurs participant aux enchères, d'une part ; que ces producteurs soient en réelle concurrence et n'adoptent pas un comportement collusif, d'autre part. Ce système n'est en revanche pas adapté pour les installations de faible dimension car les coûts de transaction liés à l'organisation des enchères seraient alors prohibitifs.

Rien n'empêche que, parallèlement à ces mesures, l'État s'engage à financer de la recherche-développement pour accélérer la compétitivité des technologies renouvelables car aucune énergie n'a vocation à être subventionnée durablement et tous ces mécanismes de soutien doivent disparaître à terme.

Une autre question mérite également attention : savoir s'il faut obliger le producteur d'électricité renouvelable d'une installation de faible dimension (notamment dans le cas du photovoltaïque intégré au bâti) à consommer ou non une partie de sa production. Nul doute qu'une telle obligation réduirait fortement l'engouement en faveur du photovoltaïque car cela allongerait le délai de récupération des fonds investis. Le prix garanti auquel le fournisseur vend son électricité à EDF est aujourd'hui encore sensiblement plus élevé que le prix auquel ce même fournisseur achète son électricité à EDF. À terme, il est logique et souhaitable que le client qui opte pour des panneaux solaires sur son toit consomme une partie au moins de ce qu'il produit. Sinon, c'est reconnaître implicitement que l'électricité renouvelable n'a pas vocation à être rentable. Mais d'autres questions vont alors se poser : notamment celle qui porte sur le contrat de secours qui devra être négocié avec l'opérateur historique pour faire face aux situations où l'installation ne produit pas suffisamment ou ne fonctionne pas, faute d'ensoleillement.

On peut aussi envisager d'obliger les producteurs d'électricité intermittente à stocker l'électricité excédentaire sous forme d'hydrogène, via l'électrolyse de l'eau, voire sous forme de méthane (procédé dit de méthanation utilisant du CO₂), mais la rentabilité économique de cette solution n'est pas garantie aujourd'hui.

Bibliographie

- Chari V et Weber RJ (1992) "How the U.S. Treasury should auction its debt" in *Federal Bank of Minneapolis Quarterly Review*.
- Cour des Comptes (2012) « Rapport sur les coûts de la filière électronucléaire », La Documentation Française, Paris.
- Cour des Comptes (2013) « Rapport sur la politique de développement des énergies renouvelables », Paris.
- Hansen JP et Percebois J (2010) « Énergie : économie et politiques », De Boeck.
- Stoft S (2002) "Power System Economics: Designing Markets for Electricity", MIT Press.