



# FAERE

French Association  
of Environmental and Resource Economists

## Working papers

Quel mode de soutien pour les énergies  
renouvelables électriques ?

Philippe Quirion

WP 2015.08

Suggested citation:

Philippe Quirion (2015). Quel mode de soutien pour les énergies renouvelables électriques ?  
*FAERE Working Paper, 2015.08.*

ISSN number:

<http://faere.fr/working-papers/>

**Philippe Quirion<sup>1</sup> (CIRED, CNRS)**

## **Quel mode de soutien pour les énergies renouvelables électriques ?**

**11 Mai 2015**

### **Résumé**

Si la plupart des pays développés et émergents soutiennent les énergies renouvelables dans le secteur électrique, ils le font de manière différente. Les trois principaux modes de soutien existants sont les tarifs d'achat garantis, les primes et les quotas combinés à des certificats verts. Nous fournissons une synthèse de la littérature économique portant sur la comparaison de ces modes de soutien. Nous concluons que les quotas souffrent de nombreuses faiblesses par rapport aux deux autres modes de soutien : mauvaise réaction à l'incertitude, risque important pour les financeurs qui accroît le coût des projets, coûts de transaction plus élevés. Tarifs et primes présentent chacun des avantages et inconvénients, et il n'est pas évident que le passage des premiers aux seconds, en cours en Allemagne et en France, soit justifié. Enfin, au-delà du choix de principe quant au mode de soutien, de nombreux arbitrages concrets sont tout aussi importants, comme le financement de ce soutien et sa différenciation entre segments de marché, nécessaire pour limiter les rentes mais potentiellement source d'inefficacités.

### **Abstract**

While most developed and emergent countries support renewable energies in the power sector, they do so in a different manner. The three main existing support systems are feed-in-tariffs, feed-in-premiums and tradable renewable quotas. We provide a survey of the literature which compares these support systems. We conclude that tradable renewable quotas suffer from many weaknesses compared to the other two: bad reaction to uncertainty, important risk for funders which increases investment cost, higher transaction costs. Both feed-in-tariffs and premiums have pros and cons and there is little evidence that the transition from the former to the latter, currently occurring in Germany and France, is justified. Finally, beyond the choice between tariff and premium, many concrete choices are at least as important such as the way to finance the support and the differentiation between market segments, necessary to limit the rents but potentially a source of inefficiency.

---

<sup>1</sup> [quirion@centre-cired.fr](mailto:quirion@centre-cired.fr)  
<http://www.centre-cired.fr/spip.php?article604>

## Introduction

Voici une dizaine d'années, l'idée selon laquelle les « nouvelles » énergies renouvelables (éolien et solaire photovoltaïque en particulier) fourniraient une part significative de l'électricité dans le monde (ou même en Europe) avant plusieurs décennies apparaissait totalement utopique aux yeux de l'immense majorité des experts travaillant pour les gouvernements, les institutions internationales ou les grands groupes de l'énergie, et même pour la grande majorité des chercheurs<sup>2</sup>. De même, si un consensus existait quant à la perspective d'une hausse du rendement et d'une baisse du coût de ces énergies, bien peu auraient parié qu'en 10 ans, le coût du MWh produit par ces énergies nouvelles serait proche de celui des techniques conventionnelles. Aussi, pour ces mêmes experts, autant un soutien à la R&D faisait sens, autant subventionner l'installation d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques (au-delà de quelques marchés de niche) apparaissait comme un gaspillage d'argent public.

Pourtant, telle est la voie qu'a choisie une poignée de pays « pionniers », à commencer par le Danemark (pour l'éolien) et l'Allemagne (pour l'éolien et le photovoltaïque). Selon les pays, les périodes et les technologies, ce soutien a pris diverses formes<sup>3</sup>, mais c'est sous celle d'un tarif d'achat garanti (*feed-in-tariff*, simplement désigné par « tarif » dans la suite de l'article) qu'il a généré la croissance la plus spectaculaire des capacités installées, en particulier pour l'éolien au Danemark entre 1984 et 2002, et pour l'éolien et le photovoltaïque en Allemagne à partir de 2000. Avec ce tarif d'achat garanti, les producteurs d'électricité renouvelable savent pouvoir vendre leur production à un prix annoncé à l'avance, pour une durée typiquement comprise entre 10 et 20 ans. Ce mode de soutien est aujourd'hui en place dans au moins 18 pays en Europe dont la France (del Río et Mir-Artigues, 2014), et dans 80 à 90 pays dans le monde, sans compter certains Etats fédérés et provinces en Inde, en Australie, aux Etats-Unis et au Canada (REN21, 2014). Si, nous l'avons vu, les pays pionniers furent européens, la Chine se situe aujourd'hui de loin à la première place pour les capacités installées sur son sol en éolien (115 GW fin 2014 soit 31% du total mondial (GWEC, 2015)) et à la deuxième place juste derrière l'Allemagne en photovoltaïque (environ 30 GW fin 2014 (Cleantechica, 2015) soit environ 16% du total mondial (EPIA, 2015)) et ce grâce avant tout au tarif d'achat garanti mis en place en 2005. Dès le début des années 2000, ce système est apparu clairement plus efficace que les appels d'offre mis en œuvre à l'époque en France, en Irlande ou au Royaume-Uni, qui ont montré de graves défauts : d'une part, de nombreux projets n'étaient jamais construits bien qu'ayant remporté l'appel d'offre, et d'autre part les coûts de transaction se sont avérés importants (Menanteau et al., 2003 ; del Río et Linares, 2014).

Cependant, certains pays ont privilégié d'autres modes de soutien, à commencer par les Etats-Unis (où ce soutien relève principalement des Etats), la Suède, la Belgique flamande et le Royaume-Uni (pour une partie des renouvelables). Ces pays recourent à un quota minimal d'électricité renouvelable combiné à un échange de certificats d'énergie renouvelable ou « certificats verts », système appelé *Tradable Renewable Quota* (quota dans la suite de l'article) ou *Tradable Green*

---

<sup>2</sup> Pour ne prendre qu'un exemple, dans le scénario de référence du *World Energy Outlook 2004* (AIE, 2004, p. 432), la production électrique d'origine éolienne et solaire prévue pour 2030 était inférieure à la production constatée en 2013 (BP, 2014), ceci d'un facteur 1,9 pour l'éolien et 1,7 pour le solaire.

<sup>3</sup> D'autant que dans un même pays et pour un même segment de marché, il n'est pas rare que coexistent plusieurs types de soutien (del Río et Mir-Artigues, 2014).

*Certificate (TGC) system* en Europe et *Renewable Portfolio Standard (RPS)* aux Etats-Unis<sup>4</sup>. Chaque fournisseur d'électricité doit atteindre une part de production d'origine renouvelable, peut vendre des certificats verts s'il dépasse cet objectif, et en acheter s'il ne l'atteint pas.

D'autres pays encore (ou les mêmes, à d'autres périodes ou pour d'autres segments du marché) ont recours à un type de soutien actuellement en développement : une prime (*feed-in-premium*, prime dans la suite de l'article) qui s'ajoute au prix de marché de l'électricité, fournissant une seconde source de revenus pour les producteurs. Là encore, le Danemark a fait figure de pionnier en remplaçant le tarif par une telle politique à partir de 2003. En Allemagne, ce sera le cas pour toutes les nouvelles installations de plus de 0,1 MW à partir de 2016 et la plupart des producteurs sont aujourd'hui soutenus de cette manière. De même, en France, le projet de loi pour la croissance verte et la transition énergétique actuellement au Parlement prévoit une telle évolution nommée « complément de rémunération » (MEDDE, 2014), transposant les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne (2014) concernant les aides en faveur de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, qui tendent à limiter le tarif d'achat garanti aux plus petites installations (moins de 3 MW pour l'éolien, moins de 0,5 MW pour le photovoltaïque), les autres bénéficiant d'une prime ou d'appels d'offres<sup>5</sup>.

Du fait de ces diverses subventions, la capacité installée en éolien est passée de 48 GW fin 2004 à 370 GW fin 2014 (GWEC, 2015), chiffres s'élevant respectivement à 3,7 et 180 GW pour le photovoltaïque (EPIA, 2014, 2015). En conséquence, la production électrique de ces nouvelles énergies renouvelables n'est plus dans l'épaisseur du trait. En 2013, hydraulique, éolien, solaire, géothermie et biomasse renouvelable ont produit 22,2 % de l'électricité dans le monde, plus du double du nucléaire (10,6 %). Dix ans plus tôt, ces renouvelables ne fournissaient que 18 % de l'électricité, contre 15,7 % pour le nucléaire<sup>6</sup>. Les chiffres de production pour 2014 ne sont pas disponibles pour tous les pays mais là où ils le sont, ils indiquent une hausse significative par rapport à l'année précédente, comme au Danemark où l'éolien a produit l'équivalent de 39 % de la consommation électrique du pays et 42% de la production. Dans l'Union européenne, la part des renouvelables est passée de 14 à 32% entre 2004 et 2014 (tableau 1).

	2004	2014
fossiles	54%	40%
nucléaire	31%	26%
renouvelables	14%	32%
dont hydro	13%	18%
dont éolien	ε	7%
dont solaire	ε	3%

**Tableau 1. Part des renouvelables dans la production électrique nette dans l'UE 28 (sauf Malte).** Données fournies par ENTSO-E, téléchargées le 11 mai 2015. Les données 2014 sont provisoires.

<sup>4</sup> Pour être précis, signalons que tous les RPS ne permettent pas l'échange de certificats verts.

<sup>5</sup> Au passage, signalons qu'il est pour le moins paradoxal qu'au même moment, la Commission adopte cette communication opposée aux tarifs d'achat pour les renouvelables et qu'elle accepte les tarifs d'achat garantis sur 35 ans indexés sur l'inflation pour les réacteurs nucléaires d'Hinkley Point au Royaume-Uni.

<sup>6</sup> Calculs de l'auteur d'après Enerdata, 2015. Ces chiffres font référence à la production brute d'électricité. La part du nucléaire apparaîtrait inférieure de quelques pourcents si elle était calculée à partir de la production nette, c'est-à-dire déduction faite de l'autoconsommation des centrales, comme dans le tableau 1.

Cette hausse n'est nullement limitée à l'Europe et depuis 2013, l'éolien produit plus que le nucléaire en Chine (153 contre 130 TWh en 2014) comme en Inde (39 contre 33 TWh en 2014 ; Chabot, 2015b). Reste, bien sûr, que les fossiles continuent à fournir presque 70 % de l'électricité dans le monde (69 % en 2013, Enerdata, 2015), mais ce que ces chiffres indiquent, c'est que parmi les trois familles de technologies capables de produire de l'électricité sans émissions de CO<sub>2</sub> ou presque (les renouvelables, le nucléaire et les fossiles avec capture-stockage du CO<sub>2</sub>) les premières ont pris un avantage décisif.

A la fois cause et conséquence de ce développement massif, le coût de production de l'électricité par l'éolien et le PV a chuté. Le tarif d'achat pour les grands parcs photovoltaïques en Allemagne a diminué chaque année depuis 2005, passant de 43 à 8,7 centimes d'euro, soit -87%. Egalement en Allemagne, les tarifs pour l'éolien à terre vont de 6 à 8,9 centimes selon les sites, tandis que le coût complet d'une nouvelle centrale à gaz ou à charbon va de 7 à 11 centimes (Agora Energiewende, 2015), seules les centrales à lignite construites près des mines pouvant présenter un coût complet inférieur. A Dubaï, où l'ensoleillement est nettement supérieur, un projet d'installation de 200 MW a récemment été signé pour un tarif d'achat garanti de 5,84 c\$/kWh (Agora Energiewende, 2015). De plus, les progrès techniques récents dans le cas de l'éolien ne se résument pas à une baisse du coût de production, mais incluent la possibilité d'investir sur des sites moins ventés que ce qui était possible voici quelques années, grâce à ce qu'on appelle la « révolution éolienne silencieuse » (hausse du ratio aire balayée/puissance électrique, et augmentation de la hauteur de moyeu ; Chabot, 2013, 2014).

Malgré (ou à cause de) ces succès, les politiques de soutien aux renouvelables, en particulier les tarifs, on fait et font toujours l'objet de critiques virulentes, parmi lesquelles il n'est pas toujours facile de séparer la critique du développement des renouvelables en général, de celle de telle ou telle politique de soutien en particulier. Cet article étant consacré à une comparaison des systèmes de soutien, nous nous focaliserons sur le second point et prendrons pour acquis que soutenir les renouvelables est souhaitable<sup>7</sup>. De ce fait, nous n'aborderons qu'à la marge certaines questions centrales de l'économie des renouvelables comme la météo-dépendance (cf. par exemple Ambec et Crampes, 2012, 2015).

Pour cela, il est utile de partir d'une situation imaginaire. En faisant abstraction – pour le moment – de l'incertitude<sup>8</sup>, de la variabilité temporelle du prix de l'électricité, des imperfections de la concurrence et des coûts de transaction, il est possible de rendre complètement équivalents les différents systèmes de soutien (tarif, prime et quota). En effet, sous ces conditions, les pouvoirs publics connaissent par définition le coût des différentes énergies renouvelables et le prix de marché de l'électricité ; pour tout objectif de capacité renouvelable techniquement atteignable, ils peuvent donc :

- Calculer le tarif d'achat garanti qui permet d'atteindre cet objectif avec un tarif ;
- Calculer la prime qui, ajoutée au prix de marché de l'électricité, permet d'atteindre cet objectif avec une prime ;

---

<sup>7</sup> Dans certains des travaux que nous passons en revue, le soutien aux renouvelables est justifié par la réduction des externalités négatives entraînées par la production conventionnelle alors que dans d'autres, il est motivé par le progrès technique induit. Dans d'autres travaux enfin, la justification reste implicite.

<sup>8</sup> Dans cet article, nous utilisons les termes « risque » et « incertitude » de manière interchangeable.

- Calculer la quantité de renouvelables générant un prix des certificats verts qui, ajouté au prix de marché de l'électricité, permet d'atteindre cet objectif avec un quota.

Si les deux premiers modes de soutien sont financés par une taxe sur la consommation d'électricité payée par tous les consommateurs – un point sur lequel nous reviendrons en section 5 – alors l'impact sur le prix de l'électricité et la quantité consommée est le même dans chacun de ces cas (en supposant un prix libre de l'électricité, qui amène les fournisseurs à inclure dans leur prix de vente le coût des certificats verts et la taxe sur la consommation d'électricité). De plus, le revenu et la quantité produite sont les mêmes pour chaque type de production<sup>9</sup>. Dans la réalité, bien sûr, les hypothèses mentionnées ci-dessus ne sont pas respectées, ce qui crée des différences entre les systèmes de soutien. Le reste de cet article étudie donc successivement les implications de l'incertitude (partie 1), de la variabilité temporelle du prix de l'électricité (2), des imperfections de la concurrence (3) et des coûts de transaction (4) avant de traiter deux questions en partie transversales : faut-il différencier le soutien entre segments du marché des renouvelables (5) et comment financer le soutien aux renouvelables (6).

Pour terminer cette introduction, précisons que cet article est délibérément restreint aux politiques existantes, et ne cherche pas à déterminer la politique « optimale ».

## 1. Réaction à l'incertitude

L'une des différences les plus fondamentales entre les politiques de soutien réside dans la manière dont la capacité installée en renouvelables va varier, suite à un événement imprévu. Ainsi, dans beaucoup de pays ayant instauré un tarif d'achat garanti pour le photovoltaïque, les capacités installées ont excédé les prévisions du fait de la baisse plus rapide que prévue du coût de cette technologie, en particulier dans la période 2008-2012. Beaucoup d'observateurs ayant reproché au tarif d'avoir généré un investissement excessif en photovoltaïque, ces pays ont réagi de manière contrastée : en Allemagne, en ajustant à la baisse, mais avec un certain retard, les tarifs d'achat ; en France, en décrétant un moratoire puis également en ajustant à la baisse, mais avec un retard nettement supérieur, ces tarifs ; en Espagne, en les abandonnant (la crise économique et le changement de gouvernement jouant un rôle majeur dans cette décision)<sup>10</sup>. De fait, en Allemagne, les capacités installées ont dépassé tous les scénarios énergétiques (Schmid et al., 2013). Si la politique de soutien avait été un quota, le prix des certificats verts aurait baissé, réduisant la capacité installée. Reste que cela ne prouve pas qu'un tel quota ait été préférable ; quelle que soient les raisons pour subventionner une technologie, l'investissement optimal dans cette technologie ne peut qu'augmenter si son prix baisse, toutes choses égales par ailleurs, à moins que la courbe du bénéfice externe marginal des renouvelables ne soit verticale, ce qui est peu vraisemblable. Savoir quelle politique réagit le mieux à ce type d'incertitude nécessite donc un modèle. Il en est d'ailleurs de même pour d'autres types d'incertitude, par exemple portant sur le prix des autres sources d'énergie ou sur la demande d'électricité.

---

<sup>9</sup> Ces points sont démontrés dans Marschinski et Quirion (2014).

<sup>10</sup> Dans les deux premiers cas, un dispositif complémentaire a été mis en place pour faire évoluer les tarifs automatiquement en prenant en compte les quantités installées ou un indice de prix.

Curieusement, peu de travaux de ce type ont été menés. Une première exception est constituée par un article de Schmalensee (2012, Appendix B) qui compare tarif et quota (appelé RPS dans son article) en cas d'incertitude sur le coût des renouvelables, dans un modèle linéaire simple où la quantité totale d'électricité est fixe, de même que la fonction de coût des énergies fossiles. L'auteur ne spécifie pas la raison qui amène à subventionner les renouvelables, et compare tarif et quota pour une même quantité anticipée de production renouvelable, cette quantité étant fixe avec le quota (en pratique, elle est proportionnelle à la consommation d'électricité, mais cette dernière est fixe dans le modèle).

Il s'avère que l'espérance de coût social est identique pour ces deux politiques mais que la variance de ce coût diffère, l'une ou l'autre des politiques présentant une variance supérieure, selon les paramètres du modèle. Si le tarif entraîne un risque plus faible que le quota pour les producteurs renouvelables, ce n'est donc pas forcément le cas pour la société dans son ensemble. Plusieurs critiques peuvent être adressées à ce modèle. D'une part, comme nous l'avons déjà signalé, il ne spécifie pas pourquoi les renouvelables sont subventionnées. D'autre part, la fonction de coût retenue pour les fossiles est peu convaincante : bien que l'auteur écrive « *Fossil generation at the system level is assumed to operate under constant returns to scale* », en fait, pour un niveau donné de production renouvelable, les rendements des fossiles sont croissants, ce qui semble peu réaliste (et peu compatible avec la concurrence parfaite postulée par le modèle).

Une seconde contribution est celle de Narita et Requate (2014). Contrairement à celui de Schmalensee, ce modèle spécifie une externalité négative (les émissions de CO<sub>2</sub>) qui pourrait justifier une subvention aux renouvelables, mais cette externalité est internalisée par une taxe du même montant. Les auteurs étudient l'effet d'un tarif, qui dans ce cadre devient un système de stabilisation du prix de l'électricité pour les producteurs renouvelables, et d'un quota qui fournit, en espérance, la même quantité d'électricité renouvelable. Les auteurs étudient deux types d'incertitude: sur le coût des fossiles et sur celui des renouvelables.

Dans le premier cas, ils concluent que le quota génère une espérance de bien-être social supérieur au tarif tandis que dans le second, le résultat dépend des paramètres du modèle. Cependant, cette comparaison est quelque peu biaisée, car le quota modélisé comporte une pénalité libératoire, que le prix des certificats verts ne peut dépasser (*price cap*). Il s'agit donc d'une politique hybride à la Roberts et Spence (1976), or il est bien connu que si le *price cap* est fixé au bon niveau, une telle politique fournit une espérance de bien-être social supérieure à une politique « pure », de type « prix » (comme un tarif) ou « quantité ». Dans le modèle de Narita et Requate, en l'absence de pénalité libératoire, les deux modes de soutien sont équivalents. Dans le second cas (incertitude sur le coût des renouvelables), le résultat dépend des paramètres du modèle.

La troisième contribution est celle de Marschinski et Quirion (2014) qui comparent tarif (FIT dans leur notation), prime (FIP)<sup>11</sup> et quota (TRQ) en cas d'incertitude sur la demande d'électricité, sur le coût des fossiles et sur celui des renouvelables. Dans ce modèle, c'est l'externalité positive constituée par le progrès technique induit qui justifie de subventionner les renouvelables. Plus précisément, le coût des renouvelables en seconde période est d'autant plus faible que l'investissement dans les

---

<sup>11</sup> Il s'agit d'une prime « ex ante », c'est-à-dire avec fixe. Il est également possible de mettre en œuvre une prime « ex post », aussi appelée variable ou « glissante » c'est-à-dire décroissante en fonction du prix de l'électricité constatée *a posteriori* – nous y reviendrons. Sauf mention contraire, dans cet article, la prime que nous analysons est de type « ex ante ».

renouvelables en première période a été élevé. Le classement de ces politiques en termes d'espérance de bien-être dépend de la source d'incertitude et des paramètres, mais d'une manière générale, tarif et prime présentent de meilleurs résultats que le quota car ils présentent l'avantage d'assurer que la quantité de renouvelables évolue dans le bon sens en cas d'incertitude sur les coûts : à la hausse si le coût des renouvelables est plus faible que prévu, à la baisse si le coût des fossiles est plus faible que prévu. A l'inverse, avec le quota, la quantité de renouvelables n'évolue qu'avec la demande d'électricité, et ne s'ajuste pas avec l'arrivée d'informations sur les coûts. Une application numérique sur les Etats-Unis confirme ce résultat : le tarif domine en cas d'incertitude sur le coût des renouvelables, la prime en cas d'incertitude sur le coût des fossiles et le quota en cas d'incertitude sur la demande d'électricité, mais dans ce dernier cas, quantitativement la supériorité du quota est minime (moins de 100 millions de dollars US par an) alors que le surcoût anticipé du quota par rapport aux autres modes de soutien en cas d'incertitude sur les coûts est important (jusqu'à 4 milliards de dollars par an).

Dans ces trois contributions, les politiques de soutien aux renouvelables sont comparées dans un contexte où elles seraient appliquées seules (Schmalensee, Marschinski et Quirion), ou en combinaison avec une taxe carbone optimale (Narita et Requate), taxe de fait inapplicable au niveau européen à cause de la règle de l'unanimité en matière fiscale. Or en Europe, comme en Corée du Sud ou dans certains Etats Nord-Américains (Californie, Québec...) et provinces chinoises, ces politiques coexistent avec un système de quotas échangeables de gaz à effet de serre, qui couvre les émissions de CO<sub>2</sub> des centrales électriques. Si le plafond de ce système de quotas est contraignant dans tous les états de la nature, il en découle le paradoxe intitulé « *green promotes the dirtiest* » par Böhringer et Rosendahl (2010) : les réductions d'émissions de CO<sub>2</sub> induites par le développement des renouvelables réduisent le prix de ce dernier, favorisant ainsi le charbon au détriment du gaz, les émissions de CO<sub>2</sub> étant inchangées puisqu'elles sont limitées par le plafond d'émissions. Au passage, cette substitution charbon-gaz augmente les émissions de polluants atmosphériques locaux – mais, comme le souligne Philibert (2014), peut améliorer la sécurité énergétique<sup>12</sup> en réduisant les importations de gaz russe, et surtout l'investissement dans les renouvelable génère une irréversibilité et un apprentissage que ne génère pas la substitution charbon-gaz (Philibert, 2011).

Cependant, Lecuyer et Quirion (2013) montrent que s'il existe des états de la nature dans lesquels le plafond de ce système de quotas de gaz à effet de serre n'est pas contraignant, alors il est optimal (ex ante) de compléter ce système de quotas par une subvention aux renouvelables, même si l'on ne retient que la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> parmi les raisons possibles de soutenir les renouvelables. De fait, nous ne savons pas aujourd'hui si le plafond du système européen de quotas de gaz à effet de serre sera contraignant dans les années qui viennent, à cause de l'ampleur du surplus de quotas (plus d'un an d'émissions ; Sandbag, 2014) et de la difficulté politique à réformer le système. Il est donc justifié de raisonner dans un contexte d'incertitude, en particulier sur la conjoncture économique, qui va influencer le caractère contraignant ou non du plafond.

Dans l'article de Lecuyer et Quirion (2013), la subvention aux renouvelables est fixe par kWh, donc est de type prime. Un travail en cours des mêmes auteurs (Lecuyer et Quirion, 2015) compare quota, prime et tarif dans ce contexte, avec une application numérique à l'Union européenne. Il s'avère que le tarif domine la prime qui elle-même domine le quota, en terme d'espérance de bien-être.

---

<sup>12</sup> Bien sûr, tout dépend de la manière dont on définit cette notion ; cf. Guivarch et al. (2014) pour une analyse de l'impact des politiques climatiques sur les différents indicateurs de sécurité énergétique.



L'avantage du tarif est qu'il fournit une aide plus importante quand le prix de l'électricité est bas, puisque la subvention est égale à la différence entre le tarif d'achat et le prix de marché de l'électricité. Or, les situations dans lesquelles le prix de l'électricité est bas sont typiquement celles où le plafond d'émission n'est pas contraignant, en particulier en cas de mauvaise conjoncture économique. Ainsi, le plafond d'émissions de l'EU ETS, contraignant en 2008 quand la crise économique n'avait pas fait chuter les émissions de CO<sub>2</sub>, ne l'est plus depuis lors, et cette même crise a nettement réduit la consommation d'électricité et donc son prix. Ainsi, pour l'éolien en France en 2008, le tarif d'achat était à peu près égal au prix de l'électricité, donc la subvention implicite nulle et le plafond du système européen de quotas de gaz à effet de serre contraignant ; en 2009, c'était l'inverse.

Les travaux présentés jusqu'à présent postulent une neutralité face au risque des différents acteurs. En pratique, les investisseurs présentent une aversion pour le risque et les banques exigent une prime de risque d'autant plus importante que les investissements seront risqués, ce qui, pour ces technologies, est essentiel : Passer d'un taux d'intérêt à 2% à un taux d'intérêt à 12% double pratiquement le prix de l'électricité solaire ou éolienne (Philibert, 2015). Du point de vue des producteurs d'électricité d'origine renouvelable, le tarif est clairement le système qui génère le moins de risques puisque le revenu par unité produite est garanti à l'avance. En revanche, avec une prime ou un quota, ces producteurs subissent un risque sur le prix de l'électricité, auquel s'ajoute en cas de quota le risque sur le prix des certificats verts. Cependant, cela ne signifie pas que la prime génère systématiquement moins de risque que le quota pour ces producteurs car ces deux risques ne sont pas indépendants. Ainsi, une baisse imprévue du coût des fossiles (comme le boom des gaz de schistes aux Etats-Unis) ferait baisser le coût de l'électricité, mais, en cas de quota, cette baisse serait compensée par une hausse du prix des certificats verts, nécessaire pour maintenir la part des renouvelables au niveau spécifié par le quota. Pour ce type d'incertitude, le quota est donc moins risqué que la prime. A l'inverse, une baisse imprévue du coût des renouvelables ferait baisser à la fois le prix de l'électricité et celui des certificats verts, augmentant l'ampleur du risque de revenu pour ces producteurs<sup>13</sup> (Marschinski et Quirion, 2015).

Deux articles récents confirment de manière quantitative la supériorité du tarif de ce point de vue. D'une part, Fagiani et al. (2013) comparent tarif et quota dans un modèle numérique de dynamique du système électrique avec aversion pour le risque et concluent que si les tarifs d'achat sont fixés au bon niveau par les pouvoirs publics, ils permettent de réduire le coût par MWh par rapport au quota, en diminuant la prime de risque. D'autre part, Kitzing (2014) montre que pour un parc éolien offshore, le tarif permet d'obtenir la même attractivité qu'une prime pour un soutien public plus faible.

Les travaux empiriques comparant *a posteriori* les politiques de soutien confirment que pour atteindre une même capacité en renouvelables, une plus faible subvention est nécessaire avec un tarif qu'avec les autres dispositifs de soutien. L'étude économétrique de Gavard (2015) conclut qu'un tarif d'achat correspondant à une aide de 21 €/MWh équivaut à la même incitation qu'une prime avec prime fixe de 27 €/MWh dans le cas du Danemark. De même, Butler et Neuhoff (2008) montrent, sur la base d'une comparaison Royaume-Uni/Allemagne dans le cas de l'éolien, qu'une fois le différentiel de vent pris en compte, la subvention versée en Allemagne par MWh éolien sous

---

<sup>13</sup> En tout cas si l'on se place du point de vue d'un producteur ayant déjà investi, qui ne bénéficie donc pas de la baisse de coût en question.

forme de tarif était plus faible que celle versée au Royaume-Uni sous forme de quota, malgré un développement bien supérieur. L'explication vraisemblable dans les deux cas est qu'en système de quota ou de prime, les investisseurs dans l'éolien (et/ou leurs financeurs) réclament une prime de risque et donc un taux de profit espéré plus élevé qu'en cas de prime. Plus généralement, comme l'écrivent Couture et Gagnon (2010), « *market-independent, fixed price models create greater investment security and lead to lower-cost renewable energy deployment than market-dependent models. This is primarily due to the lower risk investment conditions created, and the greater predictability of future cash flows.* »

Cependant, comme le souligne Schmalensee (2012), il ne s'agit là que du point de vue des producteurs d'électricité d'origine renouvelable, qui ne sont pas les seuls à subir les risques. De fait, comme le montrent Marschinski et Quirion (2015), si le tarif génère moins de risques que les autres systèmes de soutien pour les producteurs renouvelables, il en génère plus pour les producteurs fossiles, ce qui n'est certainement pas pour rien dans l'opposition des grands électriciens à ce système de soutien. Le risque pour les consommateurs, sous forme de variation du prix de l'électricité, est aussi à prendre en compte. Parmi les rares travaux portant sur ce thème, mentionnons Pahle et al. (2014) qui comparent tarif et quota en termes de variance du coût social total et montrent que le résultat dépend de la forme de l'incertitude (additive ou multiplicative) et de la part des renouvelables dans le mix électrique. Au-delà de la variance du coût social total, on peut souligner que le choix de l'un ou l'autre mode de soutien influence le type d'investisseur dans les renouvelables : l'investissement étant moins risqué en cas de tarif, des agents économiques à faible surface financière (coopératives de citoyens, agriculteurs...) peuvent investir plus facilement qu'avec les autres modes de soutien. En Allemagne, le tarif a ainsi facilité la multitude de projets citoyens de production d'énergie ; 40% des capacités installées entre 2000 et 2010 sont possédées par des personnes privées et 11% par des agriculteurs, seulement 7% par les quatre grands groupes de l'énergie (Poize et Rüdinger, 2014).

Par ailleurs, il faut garder à l'esprit que la meilleure réponse à l'arrivée de nouvelles informations sur le coût des renouvelables consiste à les prendre en compte pour modifier régulièrement le niveau de l'incitation. Ainsi, en Allemagne, le tarif d'achat pour le PV diminue chaque mois, à un taux qui lui-même peut être modifié tous les trimestres, en fonction des quantités installées (OFAEnR, 2014).

## **2. Variabilité temporelle du prix de l'électricité**

L'électricité ne se stockant qu'après une conversion coûteuse et source de pertes, et sa demande fluctuant au cours du temps, son prix varie sur les différents marchés au cours de la journée (il est typiquement plus élevé le jour et au début de la nuit qu'au milieu de la nuit) comme au cours de l'année (il est typiquement plus élevé l'hiver que l'été, sauf là où la climatisation est importante). Les productions météo-dépendantes comme l'éolien et le photovoltaïque, tout comme les consommations météo-dépendantes que constituent la climatisation et le chauffage électrique, influencent cette variabilité. Sous l'hypothèse que le prix de l'électricité reflète le consentement à payer pour le kWh marginal, différents projets d'investissements devraient être comparés non seulement en fonction du coût complet du kWh, mais selon une moyenne temporelle de ce coût complet, pondérée par le prix de l'électricité au moment où ces kWh sont produits. Reichelstein et Sahoo (2015) effectuent ce travail pour le photovoltaïque et l'éolien dans l'Ouest des Etats-Unis et

développent une méthode simple pour prendre en compte cette variabilité. Ils montrent que valeur de la production photovoltaïque doit être augmentée de 10 à 15% pour prendre en compte le fait que dans cette zone, la production est positivement corrélée au prix de l'électricité, tandis que celle de la production éolienne doit être diminuée du même montant. En France, selon les calculs présentés par le Bureau des Énergies Renouvelables (MEDDE, 2015), les coefficients sont du même signe mais leur ampleur est bien plus faible (1 à 2%). La différence avec la Californie vient probablement de ce qu'en France, à cause du chauffage électrique la consommation est nettement supérieure en hiver, saison pendant laquelle le vent est plus fort et l'ensoleillement plus faible, tandis que la climatisation est nettement plus limitée.

Quelles sont les implications de cette variabilité temporelle du prix de l'électricité ? On pourrait penser que cela importe peu puisque les coûts variables de l'éolien et du photovoltaïque sont très faibles et presque toujours inférieurs au prix de marché de l'électricité. Ce n'est pas tout à fait vrai, ceci pour deux raisons<sup>14</sup> – dont j'estime que la première a suscité trop d'attention médiatique alors que la seconde est sans doute plus importante.

D'une part, il arrive que le prix de l'électricité soit négatif, pour la raison suivante : arrêter une centrale à charbon ou nucléaire pour la redémarrer quelques heures plus tard est plus coûteux que de la laisser tourner, même s'il faut payer pour en écouler la production. Ces périodes de prix négatifs se produisent généralement quand la demande est faible (en week-end ou jour férié) et la production éolienne ou solaire forte. Soulignons que l'importance de ce phénomène est souvent exagérée : d'une part, même en Allemagne il n'a concerné que 0,6% des heures en 2012<sup>15</sup> et d'autre part l'apparition de prix négatifs n'est qu'un indicateur imparfait des périodes où l'injection d'électricité d'origine renouvelable est dommageable, au sens où le coût de la réduction de la production des centrales thermiques est supérieur au bénéfice de cette réduction, compte tenu des externalités. Cependant, ce phénomène risquant de se développer avec la hausse des capacités renouvelables, il est légitime d'étudier quel dispositif de soutien permet de le gérer au mieux. A cet égard, quota et prime présentent l'avantage d'amener les producteurs renouvelables à stopper leur production lorsque ces arrêts sont moins coûteux que ceux des centrales fossiles ou nucléaires, externalités comprises. Reste qu'il est facile d'amender le tarif en n'achetant pas les productions d'origine renouvelable météo-dépendantes en dessous d'un certain prix de l'électricité, quitte à compenser ces producteurs pour la flexibilité fournie (FEE, 2015). Cela permettrait d'éviter des arrêts de courte durée de centrales fossiles et nucléaires lorsque ces arrêts sont plus coûteux que les externalités qu'ils permettent d'éviter<sup>16</sup>.

D'autre part, en cas de tarif non différencié dans le temps, les investisseurs dans le solaire ont intérêt à installer tous leurs panneaux plein Sud de manière à en maximiser la production. Dans les pays ayant fortement investi dans le PV, comme l'Allemagne ou l'Italie, le pic de production journalier correspond généralement au pic de consommation, donc pour les niveaux d'investissement actuels, cette maximisation de la production ne pose pas de problème. A plus long terme, du point de vue de l'intérêt général, en cas de pénétration forte du photovoltaïque, il peut devenir intéressant de varier l'orientation des panneaux de manière à étaler la production au cours de la journée. Ainsi, en

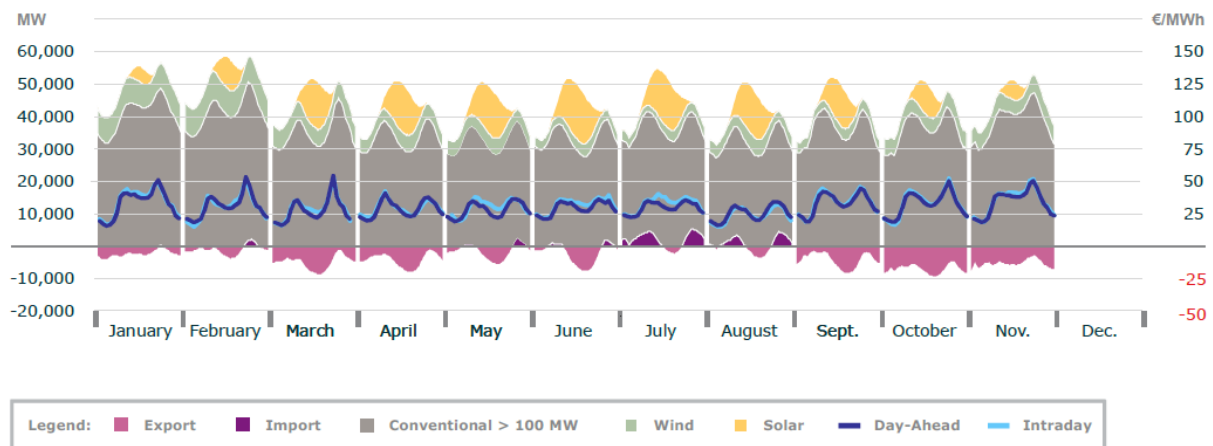
---

<sup>14</sup> Hiroux et Saguan (2010) développent d'autres arguments en ce sens.

<sup>15</sup> [http://www.epexspot.com/en/company-info/basics\\_of\\_the\\_power\\_market/negative\\_prices](http://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices)

<sup>16</sup> D'autant que ces externalités peuvent être supérieures en cas d'arrêt suivi d'un redémarrage si cela entraîne plus de pollution atmosphérique du fait d'une combustion plus imparfaite.

l'absence de PV, le prix de marché de l'électricité en Allemagne est typiquement maximal en milieu de journée. Comme le montre la Figure 1, le profil temporel journalier typique des prix de marché de l'électricité en Allemagne connaît deux maximums, l'un en début de journée, l'autre en fin de journée ; en milieu de journée, ce prix est typiquement réduit par la production photovoltaïque. Au fur et à mesure que le parc PV s'accroît en Allemagne et dans les pays voisins (réduisant le prix de l'électricité à l'exportation ne milieu de journée), la valeur pour la société d'une production électrique à midi solaire deviendra plus faible, par rapport à des productions en début ou en fin de journée.



**Figure 1. Profils journaliers de production et de prix spot de l'électricité en Allemagne en 2014 ; moyenne mensuelle pondérée par les volumes. Source : Mayer (2014).**

De même, le bilan coût-avantage de systèmes PV orientables (montés sur *trackers* pour suivre la course du soleil) peut être modifié si l'on prend en compte la variabilité du prix de l'électricité, même si Reichelstein et Sahoo (2015) concluent que ce n'est pas le cas pour l'Ouest des Etats-Unis. Pour l'éolien également, le parc optimal du point de vue de la société dans son ensemble n'est pas forcément celui qui maximise la production, du fait du « foisonnement », c'est-à-dire de la corrélation seulement partielle du vent entre différentes localisations. Roques et al. (2010) montrent ainsi l'importance du foisonnement éolien dans le contexte européen, et en particulier la manière dont la diversification géographique des parcs éoliens peut amortir les fluctuations de la production électrique et ainsi réduire les coûts d'équilibrage du réseau. En France en particulier, il existe trois régimes de vent peu corrélés (méditerranéen, Atlantique et Manche-Mer du Nord, FEE 2015), et pour construire un parc optimal il est nécessaire de tirer parti de cette imparfaite corrélation, et de celle entre l'éolien, le solaire et les autres modes de production de l'électricité. Quota et prime incitent les investisseurs à prendre en compte cette variabilité, puisqu'ils vendent l'électricité sur le marché. Pour cette raison, Schmidt et al. (2013) montrent, à l'aide d'un modèle du système électrique de l'Autriche, qu'une prime (PFIT dans leur notation) permettrait de réduire la variance de la production éolienne et d'accroître la covariance entre cette production et le prix de l'électricité, par rapport à un tarif (FFIT dans leur notation). Reste que rien n'empêche de différencier le tarif selon les heures de production, ce qui fournirait la même incitation, ce qui est le cas pour le solaire thermodynamique en Afrique du Sud (REN21, 2014, p. 79). Signalons enfin que le tarif français, en

plafonnant artificiellement le facteur de capacité rémunéré, décourage la mise en œuvre de la « révolution éolienne silencieuse » déjà mentionnée (Chabot, 2013, 2014), qui pourtant contribue à réduire cette variance.

### 3. Imperfections de la concurrence

Les marchés de l'électricité étant loin de la concurrence pure et parfaite, qu'impliquent ces imperfections de concurrence quant au choix entre les modes de soutien aux renouvelables ? Il n'existe pas de réponse simple à cette question car nombreuses sont les manières possibles de représenter la concurrence imparfaite. Tamás et al. (2010) comparent tarif et quota dans un modèle à la Cournot, mais leurs résultats sont largement déterminés par leur hypothèse selon laquelle le tarif est payé par le budget général et pas par une taxe sur l'électricité comme c'est généralement le cas (CSPE en France, EEG-Umlage en Allemagne ; cf. section 6).

L'impact de la concurrence imparfaite sur le marché des certificats verts apparaît plus clairement. Dans beaucoup de pays, comme la France, un monopole historique fait face à une frange compétitive. Dans ce contexte, ce monopole disposerait d'un pouvoir de marché et aurait intérêt à pousser à la hausse ou à la baisse le prix des certificats, selon qu'il serait vendeur ou acheteur (Hahn, 1984). Le problème s'est en particulier posé en Belgique flamande (Verbruggen, 2009) où les deux principales compagnies électriques contrôlaient plus de la moitié des capacités en 2008. Il se poserait clairement en France où EDF garde une part de marché prédominante. Outre la perte d'efficacité qui en découlerait sur le marché des certificats verts, donc en matière d'investissement dans les renouvelables, on ne peut exclure une répercussion sur le marché de l'électricité, si le monopole peut créer une rareté artificielle sur le marché des certificats verts pour renforcer sa position dominante sur celui de l'électricité. Ce type d'interaction a été modélisé par Misiolek et Elder (1989) dans le cas des permis d'émission échangeables.

### 4. Coûts de transaction

Les coûts de transaction peuvent survenir à deux niveaux : pour la commercialisation de l'électricité et, dans le cas d'un quota, pour celle des certificats verts. La hiérarchie des modes de soutien est ici facile à établir : elle est minimale pour le tarif, qui permet aux producteurs d'être rémunérés sans avoir à intervenir sur les marchés de l'électricité, intermédiaire pour la prime qui nécessite une telle intervention et maximale pour le quota qui nécessite en plus de vendre des certificats verts. Il arrive qu'électricité et certificats verts soient vendus ensemble (on parle de « *bundled renewable energy credits* (REC) », mais en tout cas aux Etats-Unis, ce cas est minoritaire (Sovacool, 2010). Pour compenser le premier type de coûts de transaction, lors du passage du tarif à la prime, l'Allemagne a mis en place une prime de gestion, et la France propose d'en faire autant<sup>17</sup>. Pour 2012, première année de la mise en œuvre de la prime en Allemagne, Gawel et Purkus (2013) estiment à 460 millions d'euros le montant versé au titre de la prime de gestion. A l'occasion de la dernière évolution de la loi EEG, l'Allemagne a supprimé cette prime de gestion, l'apprentissage et l'arrivée de courtiers spécialisés ayant semble-t-il permis de faire baisser ces coûts de transaction à un niveau minime. En revanche, ces coûts semblent importants pour les certificats verts, selon la synthèse de Sovacool (2010)

---

<sup>17</sup> Présentation de la Direction générale de l'énergie et du climat, 25 février 2015.

sur les Etats-Unis : « *Surcharges and commissions from brokers occur on both sides of the transaction and often reach more than 10 percent of the value of a credit, and most REC systems require a formal registry and auditors that can monitor transactions to avoid double counting.* » Outre le surcoût engendré directement, ces coûts de transaction rendent difficile l'investissement par les PME, agriculteurs ou coopératives de citoyens, d'où possiblement un affaiblissement de la concurrence et une hausse des marges, par rapport aux autres modes de soutien.

## 5. Quelle différenciation du soutien entre segments de marché ?

Par segment de marché, j'entends ici la technologie (par exemple PV ou éolien, mais aussi l'emplacement (plus ou moins venté ou ensoleillé), ou la taille de l'installation. La plupart des tarifs prévoient des tarifs plus faibles pour les technologies, localisations ou tailles qui permettent de produire à moindre coût, ceci pour éviter que les investisseurs dans ces segments de marché ne captent une rente différentielle trop élevée. Dans le cas d'une prime, il est possible de mettre en place la même différenciation en faisant varier la prime par segment de marché. Pour un quota, cette différenciation peut prendre plusieurs formes : définir de multiples quotas (voire un par segment de marché) dont les certificats ne sont pas échangeables (« *set-aside* » comme dans la plupart des Etats aux Etats-Unis), ou un seul système avec des coefficients multiplicatifs en fonction du segment de marché, comme au Royaume-Uni ou en Corée du Sud (« *banding* »). Comme le souligne Kwon (2015), le premier système risque d'aggraver les problèmes d'imperfection de la concurrence mentionnés ci-dessus. Plusieurs études ont quantifié les rentes qui subsistent malgré des mécanismes de différenciation. Del Río et Gual (2007) évaluent à 38% la part de la rente différentielle dans le soutien sous forme de tarif versé en Espagne entre 1999 et 2003 tandis que Bergek et Jacobsson (2010) l'évaluent à 50% dans le cas du quota en Suède. Verbruggen (2009) étudie le quota en place en Belgique flamande et conclut que le revenu des producteurs d'électricité d'origine renouvelable a été 2,8 fois plus élevé que si le système de tarif allemand avait été instauré à la place. Kwon (2015) étudie le passage du tarif au quota qui a eu lieu en Corée du Sud en 2012 ; il s'avère qu'hormis pour le PV, le montant de la subvention a nettement augmenté (d'un facteur 10 pour certains segments du marché) à l'occasion du passage du tarif au quota, malgré le *banding*. L'étude économétrique de Jaraité et Kažukauskas (2013) montre, sur un panel de pays européen couvrant la période 2002-2010, que les firmes couvertes par un quota ont perçu plus de profits que celles couvertes par un tarif, toutes choses égales par ailleurs. Ce profit supplémentaire peut s'expliquer par une plus faible différenciation des quotas, par le risque supplémentaire qu'ils font porter sur les producteurs (section 1) ou par les deux.

Si la différenciation permet de limiter la rente différentielle, en rompant avec le principe d'égalisation des coûts marginaux entre segments du marché, elle risque d'accroître le coût global pour un objectif donné, en finançant des investissements dont l'utilité marginale est plus faible que celle d'autres investissements potentiels. Un exemple typique est constitué par le tarif PV français qui au 3<sup>e</sup> trimestre 2014 atteint 26,97c€/kWh pour une installation « intégrée au bâti » inférieure à 9 kW, contre environ 13 c€ pour une installation « intégrée simplifiée au bâti » inférieure à 100 kW et 6,8 c€/kWh pour les autres installations de moins de 12 MW. Il est évident que diminuer le premier tarif et augmenter le dernier permettrait de générer une plus forte production pour un coût total plus faible. Ce point est souligné par Requate (2012, section 5).

La question, empirique, est donc d'arbitrer entre réduction de la rente différentielle et minimisation du coût total ; del Río et Cerdá (2014) analysent cette question de manière approfondie. Une manière naturelle de la traiter serait de minimiser le coût total en incluant un coût d'opportunité des fonds publics, mais à ma connaissance, ce type d'étude n'a pas été mené à ce jour. Quoi qu'il en soit, il serait souhaitable de fonder toute différenciation du soutien entre segment de marché sur des principes clairs : on peut vouloir subventionner davantage certains segments en considérant qu'ils vont générer davantage de progrès technique induit (ce qui est le cas du PV en général mais pas, semble-t-il, du PV intégré au bâti, pour reprendre l'exemple mentionné ci-dessus), ou moins subventionner certains segments parce qu'un calcul technico-économique montre que dans le cas contraire, ils bénéficieraient d'une rente inutilement élevée, mais une procédure transparente est nécessaire pour éviter des cas de capture réglementaire dommageable à la fois à l'efficacité économique et au développement des renouvelables.

## 6. Comment financer le soutien aux renouvelables

Cette question se pose pour tarif et prime plus que pour le quota, en tout cas là où le marché de l'électricité est libéralisé. En effet, dans ce dernier cas, les fournisseurs d'électricité incluent dans leur prix de vente le coût des certificats verts. Une telle répercussion du surcoût dû aux renouvelables dans le prix de l'électricité est économiquement justifié car sinon, l'arbitrage entre production et économies d'électricité est distordu en faveur de la première.

Dans la plupart des pays qui ont mis en place un tarif ou une prime, le coût de la subvention est, au moins en principe, payé par le consommateur d'électricité (à travers la CSPE en France et l'EEG-Umlage en Allemagne), ce qui est parfaitement justifié, comme expliqué plus haut. Cependant, la hausse du prix qui s'ensuit pour le consommateur n'est bien sûr pas considérée comme très populaire par les politiques, d'où, en France, un retard chronique à augmenter la CSPE. Par peur de délocalisations, les pouvoirs publics sont encore plus réticents à augmenter le prix de l'électricité pour les industries électro-intensives, qui sont largement exemptés de la CSPE comme de l'EEG-Umlage – d'où bien sûr une hausse plus élevée pour les autres consommateurs. A cet égard, l'exemption partielle ou totale est une manière très inefficace de lutter contre les délocalisations, et serait avantageusement remplacée par des solutions qui maintiendraient, au moins en partie, l'incitation à réduire la consommation d'électricité dans l'ensemble de l'économie. Par exemple, la taxe pourrait être perçue non sur la consommation d'électricité par l'industrie de l'aluminium en France, mais sur l'aluminium consommé en France, avec un facteur d'émission fonction du processus de production utilisé. Quoi qu'il en soit, comme sur d'autres points, l'essentiel ne réside pas dans le choix entre tarif, prime et quota mais dans des points de leur mise en œuvre qu'on aurait tort de considérer comme des détails.

## Conclusion

De cette comparaison entre les trois principaux modes de soutien aux énergies renouvelables électriques (PV et éolien en particulier) basée sur une revue de la littérature, il s'avère que le système de quota d'électricité renouvelable combiné à un marché de certificats verts (quota) est nettement dominé par les deux autres systèmes étudiés : tarif d'achat garanti (tarif) et prime

s'ajoutant au prix de marché de l'électricité (prime). Tout d'abord, le quota réagit mal à l'incertitude, en ne permettant pas un ajustement automatique de l'investissement dans les renouvelables en cas de nouvelle information sur le coût relatif des technologies. Ensuite, il crée une incertitude importante sur la rentabilité des projets d'investissements, d'où un coût du financement supérieur. Enfin, il entraîne davantage de coûts de transactions<sup>18</sup>.

Choisir entre tarif et prime est plus délicat. Le premier système offre plusieurs avantages dont certains sont bien identifiés dans la littérature scientifique (limitation du risque et donc du coût financier pour les investisseurs dans les renouvelables, faiblesse des coûts de transaction), d'autres moins (en cas de combinaison avec un ETS, la subvention apportée par le tarif est contra-cyclique par rapport au prix du CO<sub>2</sub>). En revanche, la prime limite le niveau de risque pour les producteurs conventionnels et permet des investissements mieux adaptés à la variabilité temporelle du prix de l'électricité.

En pratique, toutefois, le plus important n'est peut-être pas le choix entre tarif et prime. D'une part, des systèmes intermédiaires existent, comme une prime « *ex post* » c'est-à-dire avec décroissante en fonction du prix de l'électricité constaté *a posteriori* – un système un temps retenu au Danemark (cf. Gavard, 2015), vers lequel la France semble s'engager afin de limiter le risque et donc le coût financier (MEDDE, 2014). De même, rien n'empêche sur le papier de différencier le tarif en fonction des heures de production afin d'amener les investisseurs à prendre en compte la variabilité temporelle du prix de l'électricité. D'autre part, des questions importantes se posent de la même manière en cas de tarif et de prime, comme le financement de la subvention – qu'il est préférable de voir payée par les consommateurs et non par le budget de l'Etat – ou la différenciation du soutien entre segments du marché (selon la technologie, la taille des parcs, etc.). Une telle différenciation est indispensable pour éviter des rentes indues, mais mal conçue, elle génère des inefficacités, d'autant qu'il n'est pas à exclure que les décisions en la matière soient prises en fonction du jeu des lobbies au lieu d'être guidées par l'intérêt général.

Au total, le remplacement d'un tarif par une prime, qui semble se généraliser en Europe (en particulier en France) n'est pas clairement justifié par les recherches économiques passées en revue dans le présent article (ni par l'exemple allemand, analysé par Gawel et Purkus, 2013). Dans le cas français, d'autres réformes semblent plus justifiées, comme la correction du tarif excessif accordé aux panneaux PV intégrés au bâti, ou celle du tarif éolien de manière à ne plus entraver le développement de la révolution éolienne silencieuse (Chabot et Legrand, 2014). Néanmoins, ce passage du tarif à la prime n'est pas nécessairement dommageable, comme l'a montré le passage progressif entre les deux systèmes mis en œuvre en Allemagne ces dernières années, à deux conditions. D'une part, ne pas perdre le principal avantage du tarif (la réduction du risque et donc du coût du capital pour les investisseurs), ce qui passe en particulier par une prime calculée *ex post*, décroissante en fonction du prix constaté sur les marchés de l'électricité, et non pas *ex ante*. D'autre part, opérer cette transition de manière progressive, comme l'a fait l'Allemagne en permettant pendant plusieurs années aux producteurs de choisir entre tarif et prime sur une base mensuelle.

---

<sup>18</sup> Comme le montrent Menanteau et al. (2003), un autre inconvénient du quota est qu'il fournit une moindre incitation au progrès technique car une fois diffusé, celui-ci fait baisser le prix des certificats verts ; au contraire, en cas de prime ou de tarif, ce progrès technique augmente le surplus du producteur. Cependant, on peut penser que cet argument n'est plus très important dans les pays – comme l'Allemagne – où les pouvoirs publics revoient régulièrement le montant de la prime ou du tarif en fonction des prix constatés des équipements.



## Remerciements

Pour leurs commentaires avisés, je remercie un rapporteur anonyme, Frédéric Branger, Bernard Chabot, Marc Jedliczka, Oskar Lecuyer, Philippe Menanteau, Cédric Philibert et François Salanié. Je reste bien entendu seul responsable des opinions et éventuelles erreurs.

## Références

Ambec, S. and C. Crampes, 2012. Electricity provision with intermittent sources of energy. *Resource and Energy Economics* 34 : 319–336

Ambec, S. and C. Crampes, 2015. Environmental policy with intermittent sources of energy. CESifo Area Conference on Energy and Climate Economics. PEEES Seminar, May.  
<https://sites.google.com/site/peeseseminar/>

AIE (Agence internationale de l'énergie), 2004. *World Energy Outlook*, AIE, Paris

Bergek, A., Jacobsson, S., 2010. Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008. *Energy Policy* 38: 1255–1271.

Böhringer, C., KE Rosendahl, 2010. Green promotes the dirtiest: on the interaction between black and green quotas in energy markets . *Journal of Regulatory Economics* 37:307-325

BP, 2014. *Statistical Review of World Energy*. <http://www.bp.com/statisticalreview>

Butler L. and K. Neuhoff, 2008. Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. *Renewable Energy* 33(8): 1854–1867

Chabot, B., 2013. *Onshore Wind – Silent Wind Power Revolution*.  
<http://www.renewablesinternational.net/silent-wind-power-revolution/150/435/72126/>

Chabot, B., 2014. Analysis of the “silent wind power revolution”, and some proposals to benefit from it within a large scale development scenario. *WWEA Quarterly Bulletin*, Issue 2, June

Chabot, B., 2015. *Overview of German wind power statistics from 2014*.  
<http://www.renewablesinternational.net/overview-of-german-wind-power-statistics-from-2014/150/435/85689/>

Chabot, B., 2015b. *Wind power and nuclear electricity production in China, India, Brazil and South Africa up to 2014* <http://www.renewablesinternational.net/the-race-between-wind-and-nuclear/150/537/86148/>

Chabot, B., V. Legrand, 2014. *Etude et adaptation des incitations économiques et tarifaires aux projets éoliens en France et à la disponibilité de nouveaux modèles d'éoliennes*. Rapport de l'Institut négaWatt pour l'Ademe

Cleantechnica, 2015. *China's 2014 Solar Figures Confirmed, 10.6 GW Pushes Country To 30 GW*.  
<http://cleantechnica.com/>

Commission européenne, 2014. *Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020*. Communication 2014/C 200/01.

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628%2801%29&from=EN>

Couture T. et Y. Gagnon. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy* 38(2): 955–965

Enerdata, 2015. *Global Energy and CO<sub>2</sub> Data*. Consulted 9 March 2015.

EPIA, 2014. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018*. [www.epia.org](http://www.epia.org)

EPIA, 2015. *Solar Energy, a solution to decarbonise the world*. [www.epia.org](http://www.epia.org)

EWEA, 2015. *Wind energy installations outperform gas and coal in 2014*.

<http://www.ewea.org/news/detail/2015/02/10/wind-energy-installations-outperform-gas-and-coal-in-2014/>

Fagiani, R., Barquín, J., & Hakvoort, R. (2013). Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. *Energy Policy*, 55: 648-661.

FEE (France énergie éolienne) 2015. *Propositions de la filière éolienne sur la mise en place d'un complément de rémunération*. Mars

Gavard C., 2015. *Carbon Price and Wind Power Support in Denmark*. FEEM Working Paper 4.2015

Gawel, E., A. Purkus, 2013. Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes – A case study of the German market premium. *Energy Policy* 61: 599–609

Guivarch, C, S Monjon, J Rozenberg, A Vogt-Schilb, 2014. Would climate policy improve the European energy security? Fifth World Congress of Environmental and Resource Economists.

<http://basepub.dauphine.fr/xmlui/handle/123456789/13920>

GWEC (Global Wind energy Council), 2015. *Global Wind Statistics 2014*. <http://www.gwec.net/global-figures/graphs/>

Kitzing, L., 2014. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean-variance approach. *Energy* 64: 495-505

Kwon, T.-h., 2015. Rent and rent-seeking in renewable energy support policies: Feed-in tariff vs renewable portfolio standard. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 44: 676–681

Hahn, R., 1984. "Market power and transferable property rights", *Quarterly Journal of Economics*, 99, 753-765.

Hiroux, C., & M. Saguan, 2010. Large-scale wind power in European electricity markets: time for revisiting support schemes and market designs? *Energy Policy* 38: 3135-3145.

- Jaraitė, J. and A. Kažukauskas, 2013. The profitability of electricity generating firms and policies promoting renewable energy. *Energy Economics* 40: 858–865
- Lecuyer O. and P. Quirion, 2013. Can Uncertainty Justify Overlapping Policy Instruments to Mitigate Emissions? *Ecological Economics*. 93: 177–191
- Lecuyer O. and P. Quirion, 2015. *Dealing with uncertainty in the European climate policy*. Work in Progress, CIRED
- Marschinski, R. and P. Quirion, 2014. Tradable renewable quota vs. feed-in tariff vs. feed-in premium under uncertainty. French Association of Environmental and Resource Economists Working Paper <http://faere.fr/pub/WorkingPapers>
- Marschinski R. et P. Quirion, 2015 *Tradable Renewable Quota vs. Feed-In-Tariff vs. Feed-In-Premium under Uncertainty*. Présentation au séminaire GAEL, Grenoble
- Mayer, J., 2014. *Electricity Production and Spot-Prices in Germany 2014*. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. 08.12.2014. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/data-nivc-/folien-electricity-spot-prices-and-production-data-in-germany-2014-engl.pdf>
- MEDDE (Ministère de l'écologie, du développement durable, de l'énergie), 2014. *Evolution des mécanismes de soutien aux installations sous obligation d'achat – restitution de la consultation nationale*. Décembre. [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Document\\_restitution\\_16-01-2.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Document_restitution_16-01-2.pdf)
- MEDDE (Ministère de l'écologie, du développement durable, de l'énergie), 2015. *Architecture du complément de rémunération – Atelier du 25 février 2015*. Bureau des Énergies Renouvelables, DGEC
- Menanteau P, Finon D, Lamy M., 2003. Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31(8):799–812.
- Misiolek et Elder (1989) "Exclusionary Manipulation of Markets for Pollution Rights", *Journal of Environmental Economics and Management* 16: 156-66
- OFAEnR (Office franco-allemand pour les énergies renouvelables), 2014. *Réforme de la loi sur les énergies renouvelables (loi EEG). Présentation des principales mesures*. [http://enr-ee.com/fileadmin/user\\_upload/Downloads/Hintergrundpapiere/3\\_Gesetze-und-Rechtsrahmen/140711\\_loi\\_EEG\\_2014.pdf](http://enr-ee.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Hintergrundpapiere/3_Gesetze-und-Rechtsrahmen/140711_loi_EEG_2014.pdf)
- Pahle M., O. Tietjen et P. Quirion, 2014. *An analysis of the allocation and costs of risk under different renewable support instruments*. 14th IAEE European Energy Conference. October 28-31, Rome, Italy
- Philibert, C., 2011, *Interactions of Policies for Renewable Energies and Climate*, IEA/OECD
- Philibert, C., 2014. *Gaz, charbon, solaire et éolien: sécurité énergétique et climat*. <http://cedricphilibert.net/securite-energetique-et-climat/>
- Philibert, C., 2015. *La compétitivité des renouvelables sur les marchés de l'électricité : un mirage ?* <http://cedricphilibert.net/la-competitivite-des-renouvelables-sur-les-marches-de-lelectricite-un-mirage>

- Poize N. et A. Rüdinger, 2014. *Projets citoyens pour la production d'énergie renouvelable : une comparaison France-Allemagne*. IDDRI Working Paper 01/14
- Reichelstein S. and A. Sahoo, 2015. Time of day pricing and the levelized cost of intermittent power generation. *Energy Economics* 48 : 97–108
- REN21, 2014. *Renewables 2014 Global Status Report*.  
<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>
- del Río P., Gual MA, 2007. An integrated assessment of the feed-in tariff system in Spain. *Energy Policy* 35: 994–1012
- del Río P. and E. Cerdá, 2014. The policy implications of the different interpretations of the cost-effectiveness of renewable electricity support. *Energy Policy* 64: 364–372
- del Río P. and P. Linares, 2014. Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35 : 42–56
- del Río P. and Mir-Artigues, 2014. Combinations of support instruments for renewable electricity in Europe: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40: 287–295
- Roberts M.J. and M. Spence, 1976. Effluent charges and licenses under uncertainty. *Journal of Public Economics* 5( 3–4): 193–208
- Roques, F., C. Hiroux and M. Saguan, 2010. Optimal wind power deployment in Europe — A portfolio approach. *Energy Policy* 38 : 3245–3256
- Sandbag, 2014. *Slaying the dragon. Vanquish the surplus and rescue the ETS*. <http://sandbag.org.uk/>
- Schmalensee, R. (2012): Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy. *Review of Environmental Economics and Policy* 6(1): 45–64.
- Schmid, E., M. Pahle and B. Knopf, 2013. Renewable electricity generation in Germany: A meta-analysis of mitigation scenarios. *Energy Policy* 61: 151–116
- Schmidt, J., G. Lehecka, E. Schmid, 2013. Where the wind blows: Assessing the effect of fixed and premium based feed-in tariffs on the spatial diversification of wind turbines. *Energy Economics* 40: 269-276
- Sovacool, B.K., 2010. The policy challenges of tradable credits: A critical review of eight markets. *Energy Policy* 39: 575–585
- Tamás, M. M., Bade Shrestha, S. O., & Zhou, H. (2010). Feed-in tariff and tradable green certificate in oligopoly. *Energy Policy*, 38(8), 4040-4047.
- Verbruggen, A., 2009. Performance evaluation of renewable energy support policies, applied on Flanders' tradable certificates system. *Energy Policy*, 37( 4): 1385-1394