

## L'ECONOMIE DES POLITIQUES DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

-----

### I. Les enjeux

**1. La politique européenne et sa déclinaison nationale.** Dans le cadre du « paquet » adopté en 2009 pour lutter contre le changement climatique, et renforcer la sécurité énergétique et la compétitivité, l'Union européenne s'est fixée l'objectif de porter à 20 % la part des énergies renouvelables (ENR) dans sa consommation totale d'énergie, la cible pour la France étant de 23 %. Du point de vue économique, l'idéal aurait sans doute été que soient mis en place des instruments harmonisés pour atteindre ces objectifs, une possibilité à cet égard étant de s'appuyer, par exemple, sur un marché européen de certificats d'origine. En effet, un enjeu important est, outre la cohérence à organiser, avec les régulations économiques et sectorielles des marchés concernés, de favoriser l'optimisation de la localisation d'équipements dont la performance est particulièrement sensible aux paramètres météorologiques, tels que le vent ou l'ensoleillement.

En l'absence de tel cadre commun, les solutions mises en place au niveau national sont, certes inégalement, mais généralement imparfaites. En l'état, celles-ci apparaissent souvent complexes, car mobilisant de nombreux instruments, plus ou moins cohérentes dans leurs calibrages, et, dans certains cas, sources potentielles d'effets d'aubaine importants. La recherche, dans notre pays, des conditions satisfaisantes pour réaliser le volet « ENR » du Grenelle de l'environnement, notamment pour le photovoltaïque, s'inscrit dans ce contexte général.

**2. La « décarbonation » des systèmes électriques.** La production d'électricité est concernée au premier chef, avec une cible (indicative) au niveau européen de 34 % d'ENR. Ce type d'objectif apparaît en ligne avec les travaux récents de prospective sur l'énergie et le climat.

Ainsi, les scénarios établis par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) pour appréhender, au niveau mondial, les conditions d'une stabilisation climatique autour de deux degrés, soulignent le rôle clef de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables pour atteindre cet objectif, avec un changement fondamental à opérer dans la production d'électricité, qui aura besoin (dans des proportions variables selon les scénarios et les horizons considérés) de toutes les technologies sans CO<sub>2</sub>, dont la « capture-stokage » du CO<sub>2</sub>, et les ENR. Etant peu compétitives aujourd'hui, il importe donc d'enclencher, en minimisant le surcoût de la transition vers cette compétitivité, les mécanismes de réduction des coûts propres à améliorer leur rentabilité, et permettre leur déploiement massif après 2020.

## II. Le rôle des prix et la promotion des systèmes électriques économes

**3. Des problèmes d'externalités.** Le constat que l'éolien, la biomasse, et le solaire, notamment, ont de forts potentiels de développement, n'empêche pas cependant que les différents moyens de production d'électricité sont en compétition, ce qui implique d'orienter les choix, au cas par cas, vers les dispositifs les plus performants, selon la structure de la demande, le lieu de production, et les niveaux de compétitivité atteints ou envisageables pour les différentes technologies. Fondamentalement, ceci réclame un système de prix approprié, conçu non pas pour compenser tel ou tel producteur, mais comme instrument d'orientation des choix.

Cette vision, qui est celle sur laquelle s'est historiquement construite l'économie de la tarification de l'électricité, est convergente avec celle qui envisage l'intervention publique pour promouvoir la croissance verte en relation avec des externalités à corriger. Plus précisément, deux types d'externalités sont ici à distinguer :

- les externalités environnementales, associées notamment à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ;
- et des externalités technologiques, résultant du fait, qu'en phase d'invention, les bénéfices des innovations les plus importants demeurent publics, ce qui détermine des incitations à innover insuffisantes, et qu'en phase de diffusion, les effets d'apprentissage sont très élevés en début de commercialisation. En dépit des systèmes de brevets, on assiste donc à un manque d'utilisateurs précoces, et au maintien de fait d'avantages excessifs aux technologies classiques.

Cette qualification du problème par référence à des externalités a une conséquence importante pour la conception des aides : celles-ci devraient être calibrées pour refléter les bénéfices, (nets) environnementaux ou technologiques, qu'apportent à la société l'utilisation ou l'adoption précoce des ENR. De plus, elle conduit à souligner la dynamique de ces différents bénéfices, qui aboutit, dans les scénarios de l'AIE, à une disparition progressive du soutien spécifique aux ENR, en présence d'un prix croissant du CO<sub>2</sub> suffisant.

**4. Le service rendu à la société et la conception des systèmes de promotion des ENR.** Une telle approche, qui associerait la définition des aides à des bénéfices externes identifiés, liés à l'utilisation et à la diffusion des différentes ENR, est par ailleurs susceptible de corriger les imperfections des systèmes actuels de soutien, qui souvent (par le biais de modulations conçues comme « compensatrices ») gommement justement le rôle que devrait jouer le signal-prix, plutôt qu'ils ne complètent les signaux venant du marché. Les enjeux sont ici nombreux :

- en premier lieu, évidemment, l'orientation des choix d'équipements en fonction des usages, profils de demande, et conditions de production ;
- mais aussi, le souci de bien articuler efficacité énergétique et ENR, en fournissant les incitations appropriées à la recherche de cette efficacité ;

- et la bonne intégration des ENR au système électrique, en fonction des bénéfices ou des coûts procurés au réseau, ou de la valeur de l'électricité produite, compte tenu du moment où elle intervient dans la courbe de charge et de sa qualité...

**5. Application aux technologies matures.** Pour les technologies proches de la compétitivité, et pour lesquelles la poursuite du progrès technique se présente dans des conditions comparables aux nouvelles technologies en général, les prix d'achat devraient essentiellement combiner la valeur du kwh produit, et un bonus écologique reflétant les émissions de CO<sub>2</sub> évitées, non négligeables tant que les centrales anciennes conservent une part importante dans la production marginale. Par ailleurs, celles-ci devraient être valorisées avec la valeur tutélaire du carbone nette du prix du quota CO<sub>2</sub>, puisqu'en Europe les émissions de CO<sub>2</sub> du secteur électrique sont soumises à ce prix. Le bonus correspondant devrait donc croître, les valeurs proposées par le rapport Quinet passant de 32 €/tCO<sub>2</sub> en 2010 à 100 en 2030.

Les niveaux de prix d'achat actuels pour l'éolien n'apparaissent pas très éloignés d'un tel schéma. Mais il y aurait sûrement intérêt à en distinguer les différentes composantes de manière à établir un cadre commun à toutes les ENR. Une telle évolution permettrait de plus : d'évoluer éventuellement vers une rémunération par le marché du service proprement électrique (kwh) pour les opérateurs dont la taille élevée ne justifie pas de les faire bénéficier d'un prix de rachat régulé pour cette composante « hors bonus environnemental », pour laquelle il existe en effet des prix de marché, et ainsi favoriser l'intégration des ENR aux marchés de gros de l'électricité ; de mieux identifier ainsi le prix du carbone ; et, éventuellement, d'introduire d'autres bonus ou malus pour internaliser d'autres dimensions des impacts environnementaux (actuellement forfaitisées aussi, et implicites dans le cas des tarifs de rachat pour l'hydro-électricité, par exemple).

### III. Les instruments d'une politique industrielle verte

**6. Les spécificités du photovoltaïque.** Pour les technologies moins matures, le problème est plus complexe eu égard à l'importance des externalités technologiques à considérer. Le photovoltaïque en est l'exemple-type. C'est en effet un secteur où le progrès technique est très rapide, car lié à celui de l'industrie de la micro-électronique et des matériaux. Ainsi, sur la dernière décennie, les coûts de production du kwh photovoltaïque ont pu diminuer de l'ordre du tiers. De plus, la possibilité de filières alternatives au silicium cristallin a émergé.

Les courbes d'apprentissage correspondantes apparaissent donc tout à fait exceptionnelles (avec une élasticité apparente de l'ordre de - 0.2, des coûts de production du kwh au parc installé). Mais, évidemment le rythme futur de ces progrès et leur nature sont hautement incertains.

Les enjeux stratégiques industriels sont donc particulièrement prégnants pour cette filière, ce qui conduit à en examiner les politiques publiques de soutien dans le cadre général des conditions de mise en oeuvre des politiques industrielles vertes.

**7. Dabord éviter l'incertitude réglementaire.** L'intervention publique à mettre en place vis-à-vis des externalités technologiques demeure controversée au niveau des principes, et, elle est beaucoup plus complexe au niveau de ses modalités de mise en oeuvre que pour les externalités environnementales, du fait notamment des asymétries d'information dans l'élaboration des dispositifs de régulation.

Trois recommandations peuvent cependant guider la conception de tels dispositifs :

- le souci de lisibilité. En effet, un obstacle au développement de filières industrielles dans ce type de technologie est l'incertitude sur les rendements espérés, qui se traduit par des primes de risque élevées. L'incertitude réglementaire peut peser très lourd dans ces primes de risque, avec comme conséquence qu'une politique de soutien perçue comme incertaine devienne particulièrement inefficace, puisqu'à la limite son impact se limite à des effets d'aubaine. La continuité et la prévisibilité sont ainsi souvent plus importantes que « l'optimalité » des niveaux de soutien ;
- les instruments combinant prix et quantités, dégressifs en fonction du parc installé, sont une voie à explorer. Mais il faut prendre garde à ne pas y introduire d'effets de seuil, générateur de « courses au guichet ». Surtout, il importe de relativiser les cibles quantifiées (en kwh ou en pourcentage) fixées à des niveaux trop détaillés, qui risquent de générer des rentes ou des surcoûts, en empêchant une saine compétition entre les technologies. La réglementation européenne, à juste titre, n'impose pas de telle contrainte de répartition. Les cibles introduites dans la programmation pluriannuelle des investissements ne devraient donc pas être « sacralisées », au delà de leur contenu et utilité réels, pour programmer les investissements de réseau, ou fournir au secteur une certaine vision partagée de son avenir possible ;
- l'économie politique de ce type de politiques souligne qu'elles sont fortement soumises à des risques de capture.

Dans cette perspective, les bons dispositifs sont donc d'abord ceux qui limitent l'incertitude réglementaire et minimisent ces risques, dans le cadre d'une politique ENR globale cohérente. A cet égard, on trouvera, en annexe, une comparaison des différents mécanismes d'intervention, en termes d'avantages et d'inconvénients.

**8. Les besoins d'expertise nécessaires à la conduite d'une politique industrielle verte.** Le constat d'asymétries d'information quasi-intrinsèques en défaveur des régulateurs n'empêchent pas qu'une politique industrielle verte, doit, pour être efficace, s'attacher à réduire celles-ci : non pas pour « piquer » les bons projets, ce qui demeurera hors de portée ; mais pour éviter certaines erreurs ou concevoir les instruments.

En effet, favoriser en amont la prise de brevets, accélérer la diffusion, former les professionnels, ou partager les risques des projets, peuvent relever d'instruments à différencier, ce qui oblige en amont à définir clairement les objectifs poursuivis par la politique industrielle. Ceci ne peut se faire sans prospective des nouvelles filières, et des nouveaux métiers, pour identifier les obstacles à leur émergence, et les moyens de les lever, ou les transitions à mener.

A ce titre, les données dont on dispose sur les courbes d'apprentissage, par exemple, ou sur les impacts environnementaux, semblent très insuffisants. Pourtant ce type d'exercice est potentiellement très fructueux, y compris pour qualifier l'incertitude à laquelle on est confronté. Il convient donc de développer et systématiser le recours à cette expertise pour éclairer la décision publique.

## ANNEXE

### Avantages et inconvénients des différents mécanismes (d'après Hansen et Percebois, 2010)

	<b>Prix de rachat garantis</b>	<b>Appels d'offre</b>	<b>Marchés de certificats verts</b>
<i>Exemples</i>	<b>Allemagne Espagne Danemark France</b>	<b>Eolien offshore dans plusieurs pays européens</b>	<b>Royaume-Uni Italie Belgique</b>
<i>Avantages</i>	<p>Les producteurs d'électricité verte bénéficient d'un revenu stable indépendant des fluctuations du prix de marché de l'électricité conventionnelle.</p> <p>Les coûts de transaction sont faibles puisque le système réglementaire est transparent à mettre en oeuvre.</p>	<p>La puissance publique maîtrise le volume d'électricité verte qui sera injecté sur le réseau.</p> <p>La rente différentielle est réputée diminuer dès lors que c'est le système des enchères à la hollandaise qui est retenu. Les prix de rachat devraient suivre grosso-modo les coûts marginaux avec les enchères. Mais, quelque soit le système d'enchères retenu, des rentes subsistent (notamment des rentes informationnelles).</p>	<p>Il incite les producteurs les plus performants à développer leur production d'électricité verte, donc conduit à une allocation optimale des efforts.</p> <p>C'est un système facilement généralisable à l'ensemble de l'espace européen.</p> <p>C'est un système a priori moins coûteux pour le consommateur que le système des prix de rachat garantis. De plus, le surcoût est ici lié à la consommation d'électricité, alors qu'avec les prix garantis, le surcoût est forfaitaire.</p>
<i>Inconvénients</i>	<p>Les prix de rachat garantis ne donnent aucune certitude quant à la quantité d'électricité verte qui sera produite.</p> <p>Les producteurs les plus efficaces relativement bénéficient d'une rente différentielle lorsque le prix d'achat est le même pour tous.</p> <p>C'est un système coûteux pour le consommateur final d'électricité puisque le surcoût lié à cette électricité (différence entre le prix de rachat et le prix de l'électricité conventionnelle) est en général à la charge du consommateur.</p> <p>Si ces prix ne tiennent pas compte des contraintes liées à un nombre limité de sites performants, ceci est de nature à générer des rentes différentielles supplémentaires.</p>	<p>Les réponses aux appels d'offre sont incertaines.</p> <p>Le système des enchères est générateur de coûts de transaction.</p> <p>Le mécanisme des « enchères à la hollandaise » peut engendrer des effets pervers. Les producteurs d'électricité verte ont en effet intérêt à surestimer leur prix d'offre dès lors qu'ils anticipent la « malédiction du vainqueur ».</p>	<p>Il engendre des coûts de transaction élevés : vérifier que les quotas sont bien respectés et organiser le marché des certificats.</p> <p>Du fait de l'étroussure, donc de la faible liquidité du marché des certificats, on constate souvent une forte volatilité du prix des certificats verts.</p> <p>L'organisation d'un marché des certificats à l'échelle européenne requiert une standardisation des certificats et suppose en outre une relative convergence des prix de gros de l'électricité sur les marchés « spot ». Il faut de plus une certaine convergence des politiques énergétiques afin d'éviter tout « dumping » au sein de l'espace considéré.</p> <p>Il faut éviter d'attribuer des certificats verts à des installations amorties ou à des opérateurs qui auraient dans tous les cas, choisi de produire de l'électricité verte. Cela génère un « effet d'aubaine » et leur procure des profits non justifiés.</p>