

Revue Internationale des Politiques de Soutien aux Energies Renouvelables : les Enseignements du Danemark, de l'Allemagne et de la Chine.

Clément Bonnet¹

Les pays développés mettent en œuvre des politiques de soutien aux énergies renouvelables (EnRs) depuis plusieurs décennies. Les pays émergents ont aussi développé des politiques publiques en ce sens. Cette étude présente les politiques mises en place au Danemark, en Allemagne et en Chine. L'histoire de ces trois pays reflète trois motivations fondamentales du soutien aux EnRs : la sécurité de l'approvisionnement énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la création d'une filière industrielle et technologique. Le document présente l'évolution historique des systèmes de soutien nationaux en insistant sur l'articulation entre le soutien à l'innovation et le soutien au déploiement, ainsi que sur la construction des instruments de politique publique.

1. Climate Economics Chair, EconomiX (clement.bonnet@chaireeconomieduclimat.org).

L'auteur tient à remercier Marc Baudry (Université Paris Ouest Nanterre la Défense) et Frédéric Gonand (Université Paris Dauphine) pour la relecture attentive et constructive de cette étude.



Revue Internationale des Politiques de Soutien aux Energies Renouvelables : les Enseignements du Danemark, de l'Allemagne et de la Chine.

Clément Bonnet¹

Résumé

Les pays développés mettent en œuvre des politiques de soutien aux énergies renouvelables (EnRs) depuis plusieurs décennies. Les pays émergents ont aussi développé des politiques publiques en ce sens. Cette étude présente les politiques mises en place au Danemark, en Allemagne et en Chine. L'histoire de ces trois pays reflète trois motivations fondamentales du soutien aux EnRs : la sécurité de l'approvisionnement énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la création d'une filière industrielle et technologique. Le document présente l'évolution historique des systèmes de soutien nationaux en insistant sur l'articulation entre le soutien à l'innovation et le soutien au déploiement, ainsi que sur la construction des instruments de politique publique.

¹ Chaire Economie du Climat, Economix.

I. LE DANEMARK.....	7
i. Prémices de la politique de soutien aux EnRs : le rôle des coopératives dans la constitution d'un marché intérieur.	7
ii. Mise en place d'une fiscalité écologique et création de la première forme de soutien market-pull.	8
iii. Transition vers un système de soutien par la demande des technologies les plus matures.....	9
iv. Rôle des programmes de financement de la R&D dans le domaine des énergies renouvelables.	10
v. Raréfaction des sites les plus productifs : la solution danoise du repowering.	11
vi. Diversification du portefeuille technologique danois : la place des autres EnRs.....	12
vii. Bilan et perspectives.....	14
 II. L'ALLEMAGNE.....	 15
i. Premiers pas dans la recherche suivis d'une réorientation de la politique énergétique après l'accident de Tchernobyl.	15
ii. La loi sur les énergies renouvelables (StrEG) : l'entrée du feed-in tariff dans la politique allemande de soutien aux EnRs.....	16
iii. La loi sur les énergies renouvelables : Erneuerbare Energien Gesetz (EEG).	18
iv. L'amendement de 2009 (EEG 2009): rééquilibrage du soutien suite à l'emballement de la croissance des capacités installées.	21
v. La réforme de l'EEG 2012 : principaux changements et implications pour l'avenir.....	23
vi. Bilans et perspectives.....	28
 III. LA CHINE.	 29
i. Prémices du soutien au déploiement des EnRs.	30
ii. La Renewable Energy Law (REL) : l'engagement de la Chine en faveur des EnRs.	31
iii. Consolidation de la loi de 2005 et tournant industriel de la politique énergétique chinoise.....	32
a.Mesures stimulant le déploiement national des EnRs.....	33
b.Premier volet de la politique technology push : le soutien à la R&D.....	33
c.Second volet de la politique technology push : la création d'un leadership industriel.....	36
iv. Bilan et perspectives.	39

Le 22 janvier 2014, la Commission Européenne publiait un Livre blanc présentant ses propositions sur le paquet Energie-Climat 2030, qui devrait prendre le relais du paquet Energie-Climat de 2008 et en vigueur jusqu'en 2020. Les objectifs proposés par la Commission Européenne sont la réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre (GES) et l'augmentation de la part des énergies renouvelables (EnRs) à au moins 27% dans la consommation européenne. En 2012, la Commission estimait la part d'EnRs dans la consommation finale d'énergie en Europe à 13% et prévoyait son augmentation à 21% en 2020.

Les technologies EnRs se trouvent à des degrés de maturité technologique divers. Elles sont globalement plus coûteuses que les énergies conventionnelles, et posent des problèmes d'intermittence de la génération d'électricité. L'existence d'un prix carbone, sous la forme d'une taxe ou d'un marché de permis d'émissions, pourrait contribuer à réduire ces inconvénients relatifs. Il vient alourdir les coûts d'utilisation des énergies carbonées et rend les EnRs relativement plus compétitives. Le signal de prix oriente à long terme l'investissement vers les technologies bas carbone et le progrès technique peut réduire le coût des EnRs.

Pourtant l'histoire suggère que l'élément déclencheur de politique ambitieuse de soutien aux EnRs n'est pas la lutte contre le changement climatique. Le premier déclencheur a été le choc pétrolier de 1973 qui a placé les pays industrialisés face à leur dépendance énergétique. Les réponses ont différé d'un pays à l'autre : par exemple la France fait le choix de se tourner vers le nucléaire tandis que le Danemark s'attèle à une politique visant à l'utilisation massive d'EnRs et plus particulièrement d'énergie éolienne. Le second déclencheur a été l'accident de Tchernobyl en 1986 qui pose la question de la sécurité de la technologie nucléaire. Une forte opposition citoyenne naît dans certains pays et oriente les décideurs politiques vers les EnRs comme c'est le cas en Allemagne. La crise économique de 2008 est potentiellement un troisième déclencheur comme en témoigne la réponse de pays comme la Corée du Sud, qui oriente désormais sa stratégie vers un couplage nucléaire et EnRs avec un but affiché d'indépendance énergétique. Les politiques de soutien aux EnRs mises en place s'inscrivent parfois dans une logique d'équité intergénérationnelle fondée sur le constat d'épuisement des ressources d'énergie fossiles et la nécessité de bâtir une sécurité énergétique durable pour les générations futures. En ce sens, elles sont conçues indépendamment des questions de prix carbone.

Une autre dimension des politiques de soutien aux EnRs est le leadership technologique et industriel. Les EnRs mobilisent des technologies d'avenir. La pérennité d'une politique de soutien peut tirer profit des retombées positives sur la compétitivité du pays. Ces politiques peuvent être de type technology push, et interviennent alors dans les stades initiaux du processus d'innovation, renforcent les interrelations au sein d'une branche industrielle et améliorent les capacités de production des firmes. Elles peuvent aussi être de type market pull : elles créent alors un marché dédié aux technologies soutenues et assurent aux producteurs la viabilité de long terme des investissements. Le

but de ces deux types d'instruments est de corriger le manque d'incitation à innover des agents induit par la non-rivalité dans l'usage des connaissances technologiques nouvelles.

A partir des années 1990, les politiques de soutiens aux EnRs prennent une place importante dans la lutte contre le changement climatique mais reste paradoxalement déconnectées du prix carbone. En Europe, l'articulation n'est pas encore faite aujourd'hui entre le marché d'échanges des quotas d'émissions (EU-ETS) et les instruments de soutien aux EnRs. Les technologies EnRs, en plus d'être un élément de réponse au défi du changement climatique, sont aussi traitées comme un secteur économique clé pour la compétitivité économique du pays. Par exemple, la Chine ne masque pas l'ambition industrielle de sa politique de soutien aux EnRs, par ailleurs largement basée sur une approche technology push.

On détaille à travers cette étude l'évolution historique des politiques de soutiens aux EnRs du Danemark, de l'Allemagne et de la Chine, qui illustrent le couplage des objectifs d'indépendance énergétique, de compétitivité internationale et de lutte contre le changement climatique. On insiste sur l'arbitrage entre les soutiens technology push et market pull au sein de ces politiques ainsi que sur le design des instruments économiques utilisés².

² Pour une analyse détaillée des instruments de soutien à l'innovation verte, voire Bonnet et Renner « An Overview of Policy Instruments for Green Innovation » (2014).

I. Le Danemark.

Le Danemark s'illustre par ses objectifs ambitieux d'indépendance énergétique, de réduction de ses émissions de GES³ ainsi que par son leadership dans les technologies renouvelables telles que l'éolien⁴. Ce statut s'amorce par la mise en place des premières politiques de soutien aux EnRs après le premier choc pétrolier de 1973. Comme c'est le cas dans plusieurs pays, la crise place l'indépendance énergétique au cœur des préoccupations des pouvoirs publics. A cela s'ajoute une forte opposition citoyenne à la construction de nouvelles centrales nucléaires ainsi qu'un épuisement latent des ressources fossiles nationales.

Le soutien public aux énergies renouvelables commence dès la fin des années soixante-dix. On revient dans un premier temps sur les plans énergétiques danois qui se succèdent pour accompagner l'introduction des EnRs, et plus particulièrement l'éolien, dans le système électrique danois. Dans un second temps, on présente certains atouts de la stratégie danoise : les programmes de soutien à la R&D, le remplacement des anciennes turbines et la volonté à long terme de diversifier le portefeuille technologique danois.

i. Prémices de la politique de soutien aux EnRs : le rôle des coopératives dans la constitution d'un marché intérieur.

La première phase de la politique danoise commence avec le programme énergétique de 1976 (Dansk Energipolitik). Elle consiste à soutenir la Recherche et au Développement (R&D) dans le domaine des EnRs.

Le financement de ce programme est assuré par la mise en place d'une taxe sur la consommation d'électricité qui répartit les coûts du soutien entre les consommateurs. De nouveaux programmes énergétiques sont mis en place tous les 2 à 5 ans : ils s'orientent rapidement vers l'énergie éolienne en raison de la géographie et de la météorologie danoise, ainsi que l'utilisation du gaz naturel dans des unités de cogénération décentralisées pour compenser le caractère intermittent des éoliennes et réduire la consommation énergétique.

En 1979 une subvention à l'investissement dans l'éolien, le solaire et le biogaz est mise en place à l'attention des ménages, des municipalités et des fermes. Cette subvention peut initialement couvrir 40% des frais d'investissement (Ministère Danois de l'Energie). En dépit de l'importance de la subvention, l'allègement des coûts n'est cependant pas suffisant et ne parvient pas à provoquer l'investissement massif des ménages. La naissance d'un marché intérieur au Danemark est possible grâce aux coopératives éoliennes locales dont la fonction est d'assurer les besoins énergétiques locaux et de vendre l'excédent généré sur le marché de l'électricité (Grobbelaar, 2010).

³ 30% d'énergie renouvelable d'ici 2020, dont 50% d'électricité éolienne dans le système électrique.

⁴ Les entreprises danoises assurent environ un tiers de la demande mondiale en turbines éoliennes (Sovacool, 2013) mais font face à une nouvelle concurrence de la part des pays comme la Chine et l'Inde (Lewis and Wiser, 2007).

ii. Mise en place d'une fiscalité écologique et création de la première forme de soutien market-pull.

En 1981 le gouvernement danois lance son nouveau plan énergétique (Energiplan81). En plus de la taxation du pétrole et du charbon, les pouvoirs publics mettent en œuvre des incitations fiscales avantageuses pour les ménages qui consomment l'électricité qu'ils génèrent. En 1984, un accord entre l'Association des Services Publics d'Electricité Danois (DEF) et le gouvernement marque la mise en place du premier soutien par la demande.

Le tarif d'achat de l'électricité verte est fixé à 85% du prix final de consommation, taxes exclues (Sovacool, 2013). La diminution des coûts d'investissement pour l'installation des turbines est contrebalancée par une réduction progressive de la subvention évoquée ci-dessus, qui passe à 25% en 1985, puis à 15% les années suivantes pour ensuite prendre fin en 1989⁵.

On note le **vote en 1985 d'une loi importante sur la Garantie des Turbines Eoliennes Danoises** selon laquelle l'Etat apporte sa garantie aux prêts accordés aux investisseurs sous réserve que les turbines installées soient produites au Danemark. Les investissements de long terme sont encouragés par l'Etat et le caractère protectionniste de la loi garantit des débouchés à l'industrie nationale. Ces facteurs concourent à une réduction des coûts d'investissement des installations éoliennes danoises, illustrée par la figure ci-dessous.

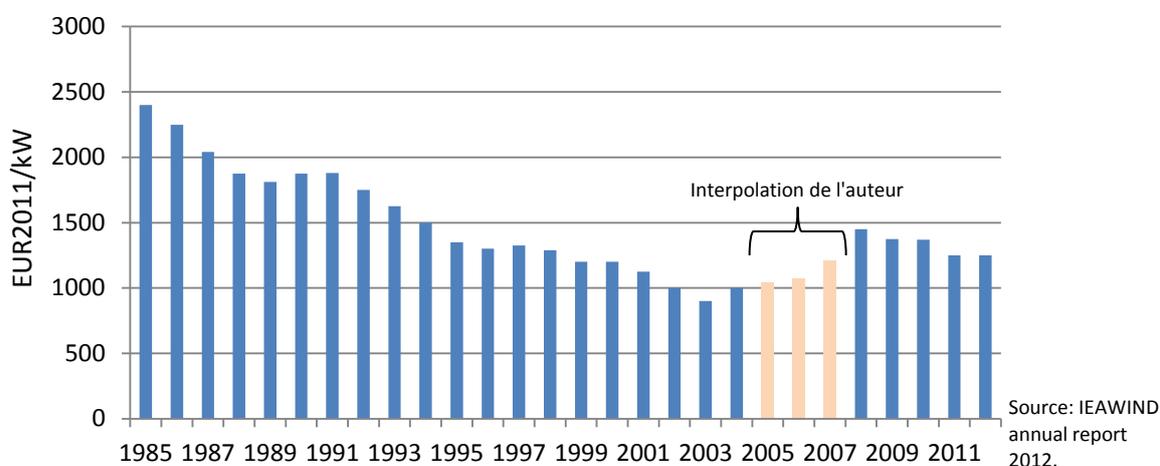


Figure 1: Evolution des coûts d'investissement dans les projets éoliens danois.⁶

5 IRENA-GWEC : 30 years of policies for wind energy, Denmark.

6 D'après le rapport de l'IEA Wind, task 26 (WP2), « The Past and Future Cost of Wind Energy », page 6-8, on dénombre **trois facteurs expliquant la hausse des coûts d'investissement entre 2004 et 2008, due principalement à la hausse du prix des turbines**. Premièrement, l'augmentation du prix des matières premières (acier, cuivre, ciment, l'aluminium et la fibre carbone). Deuxièmement, les politiques de réduction des GES ont généré une forte demande pour les éoliennes entraînant un déséquilibre avec l'offre et une hausse de leurs prix. Finalement l'amélioration de la capacité de conversion de

iii. Transition vers un système de soutien par la demande des technologies les plus matures.

Un nouveau plan énergétique voit le jour en 1990, l'Energi 2000. Il marque une orientation claire du soutien de l'Etat vers un système de soutien par le prix de l'électricité verte qui prend le relais des subventions à l'investissement⁷.

En plus du tarif d'achat de 85% du prix de consommation finale, une prime est ajoutée au paiement. Cette prime fixe constitue le remboursement de la taxe carbone danoise et d'une partie de la taxe sur l'électricité : elle équivaut à 3.6 centimes d'euro par kWh. Elle engendre une multiplication par deux des paiements sur les cinq premières années des projets éoliens (Bolinger, 2001). L'augmentation des paiements va de pair avec des garanties d'interconnexion pour sécuriser l'offre et l'obligation d'achat au prix défini légalement de la part des distributeurs⁸, qui prend effet en 1992 et scelle la création d'un marché dédié.

La libéralisation du marché danois de l'électricité commence en 1999 et le système de soutien à l'électricité verte est réformé pour accompagner le processus. Le tarif fixe est abandonné au profit d'une prime qui s'ajoute au prix de marché de l'électricité, c'est un instrument de type feed-in premium.

Ce changement entraîne une perte de dynamisme sur le marché des EnRs, et plus particulièrement pour l'éolien terrestre en raison de l'incertitude de marché induite par ce type d'instrument. On représente l'évolution jusqu'à nos jours des tarifs d'achat pour l'éolien terrestre dans la figure ci-dessous.

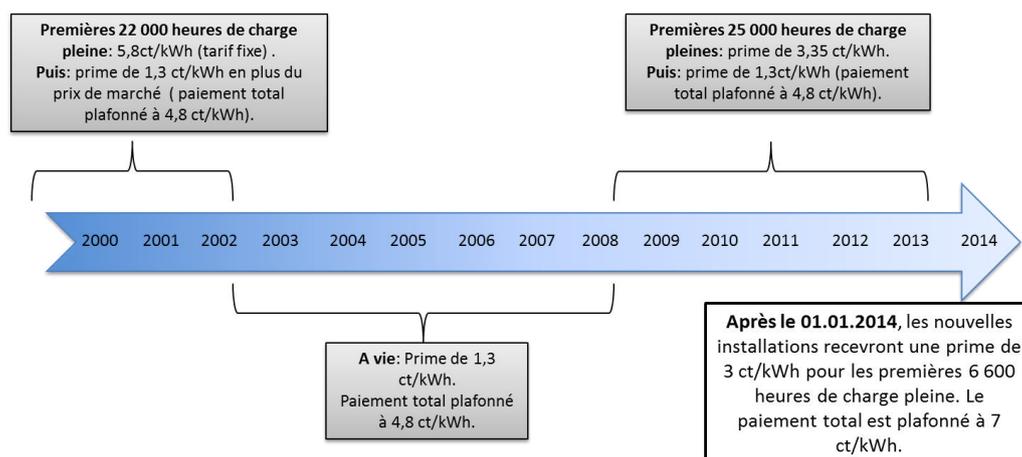


Figure 2: Evolution du soutien par la demande pour l'éolien terrestre.

la puissance et d'interaction avec le réseau. On note que cette hausse concerne l'Europe et les Etats-Unis, mais pas la Chine qui voit à la même période son industrie éolienne croître.

⁷ IEAWIND annual report 2003.

⁸ Dès 1981 l'obligation de connexion au réseau et d'achat de l'électricité verte sont mis en place avec l'Energiplan81 (IRENA 2012).

iv. Rôle des programmes de financement de la R&D dans le domaine des énergies renouvelables.

On passe ici en revue les principaux programmes de financement public de la R&D dans le domaine de l'énergie. Les programmes de financement de la R&D jouent un rôle déterminant dans la diminution des coûts de l'électricité verte au Danemark⁹. Ils ont contribué à placer le Danemark dans une position de leader sur le marché international des turbines éoliennes. Ces programmes sont nombreux et il est difficile d'en dresser la liste exhaustive.

L'Energy Research Program s'applique aux énergies renouvelables et conventionnelles. Il débute en 1998 dans le but d'accompagner sur le plan scientifique la politique énergétique Energi21. Les périodes de soutien portent sur 2 à 3 ans. En 1998 le financement porte à 42% sur des projets EnR, le budget total étant de 17.5M d'euros (130.8M DKK)¹⁰. Le budget sera considérablement revu à la baisse pour les années 2002 et 2003 avec environ 5.35M d'euros (40M DKK)¹¹. Cela s'explique en partie par la mise en place d'autres programmes de financement et d'un poids financier croissant du soutien de type market pull. Le programme perdure avant d'être remplacé en 2007 par *l'Energy Technology Development and Demonstration Program*, qui est dédié exclusivement aux technologies visant à réduire les émissions de GES et la dépendance aux énergies fossiles.

Le Program of the Transmission Operators (Forskel) commence en 1999 et constitue une initiative originale dans le sens où le financement n'est pas gouvernementale mais est assuré par des entreprises de distribution et transmission de l'électricité : Eltra et Elkraft systems. C'est le Danish Electricity Supply Act qui les somme d'investir dans la R&D. Les financements sont ouverts aux projets non commerciaux visant à développer les technologies renouvelables, leurs attributions sont décidées en partenariat avec l'Agence Danoise de l'Energie. Le budget est d'environ 14M d'euros (100M DKK) par an¹². On note que sur les premières années seulement 10% des financements sont attribués aux technologies éoliennes, ce qui marque la volonté du gouvernement de diversifier son portefeuille technologique. Les priorités du programme sont :

- L'efficacité énergétique.
- La réduction des coûts de production et de maintenance des installations.
- La qualité des turbines éoliennes.
- Le développement d'outils d'anticipation de la génération d'électricité intermittente.
- La réduction des impacts environnementaux.

⁹ Cf. annexe (I.a) sur l'évolution du coût de génération unitaire de l'électricité d'une installation éolienne danoise entre 1985 et 2010.

¹⁰ Energiforskningsprogrammet årsberetning 1998.

¹¹ IEAWIND annual report 2003.

¹² Danish Energy Agency.

Après la création de l'opérateur Energinet.dk en 2005 un programme additionnel sera mis en place en 2008 à destination des petites unités de génération d'électricité verte.

On représente sur le graphique ci-dessous les financements accordés à travers les divers programmes¹³ entre 2001 et 2009. Le graphique représente les parts des programmes de financement dans la R&D nationale totale¹⁴.

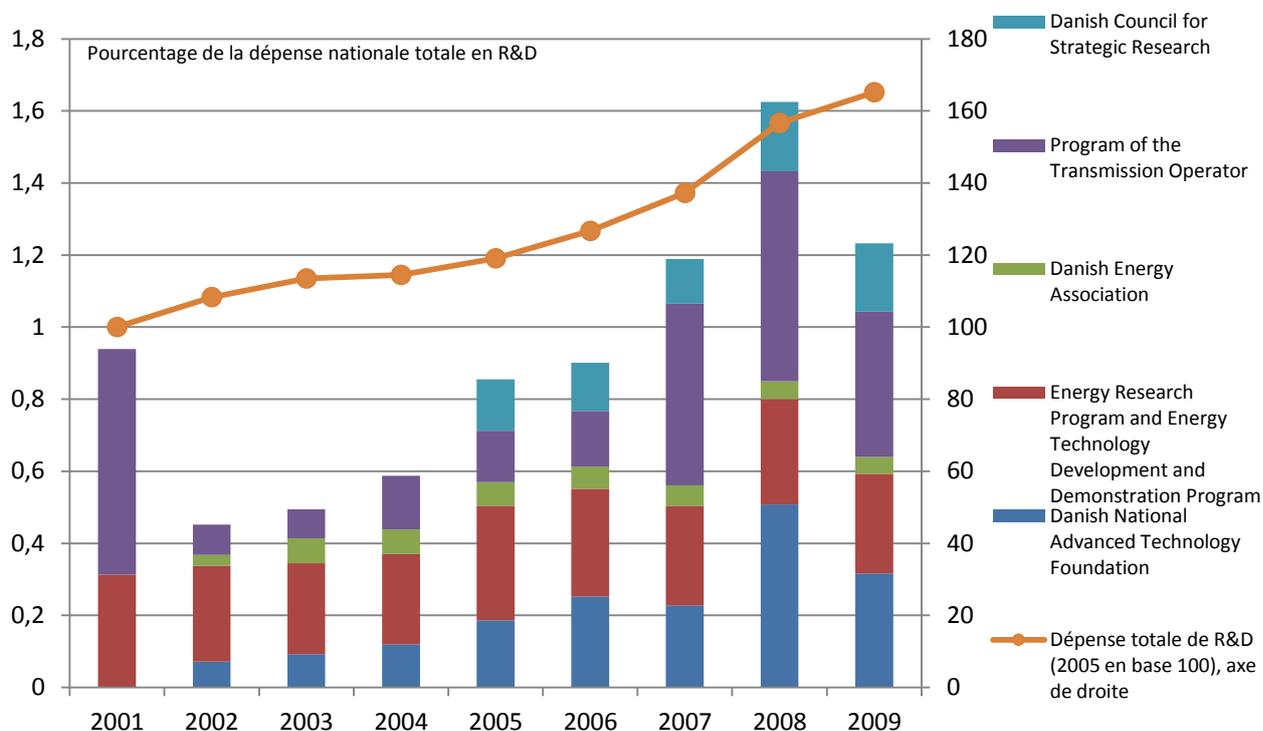


Figure 3: Financement de la R&D dans le domaine de l'énergie par acteurs financeurs.

v. Raréfaction des sites les plus productifs : la solution danoise du repowering.

Le soutien à l'installation de turbines sur des sites inexploités diminue après 2002. Cela s'explique par la raréfaction des sites les plus venteux. Le gouvernement craint de subventionner des installations peu productives et lance une politique de repowering. Elle commence en 1999 et consiste à accorder une prime supplémentaire de 2.3 centimes d'euros par kWh aux nouvelles turbines sous réserve qu'elles remplacent d'anciennes turbines de puissance inférieures.

Il est initialement prévu que cette stratégie prenne fin en 2003 mais elle est prolongée en 2004 et 2005 ; années durant lesquelles elle est particulièrement incitative en comparaison du soutien classique. Le premier système de repowering mène au démantèlement de 1500 turbines (environ

13 Une présentation détaillée des programmes présentés sur la figure 3 figure en annexe (I.b).

14 Les données proviennent d'Eurostat et de la Danish Energy Agency.

150MW¹⁵). Une seconde politique de cette nature voit le jour en janvier 2005 et à la prime de 1.3 centimes d'euros par kWh s'ajoute une seconde prime de 1.6 centimes d'euros par kWh. Les politiques successives de repowering sont largement plébiscitées par les investisseurs¹⁶.

Cette étude détaille principalement le soutien à l'éolien terrestre tant cette énergie constitue la pierre angulaire du mix renouvelable danois. Toutefois les autres sources d'EnRs font également partie de la stratégie danoise.

vi. Diversification du portefeuille technologique danois : la place des autres EnRs.

L'éolien offshore. En parallèle de leur politique avantageuse de soutien à l'éolien terrestre, les pouvoirs publics danois contribuent à soutenir le développement de l'éolien offshore en profitant de l'impact positif évident des avancées dans le domaine terrestre. Toutefois la stratégie adoptée est nettement différente dans le cas de l'éolien en mer : elle insiste dans un premier temps sur des programmes de recherche subventionnés par l'Etat grâce au produit de la taxe carbone et sur le rôle clé des projets démonstrateurs.

Dès 1997 les deux principales compagnies danoises de services publics d'électricité (Elkraft et Elsam) définissent en accord avec le Ministère de l'Environnement et de l'Energie un plan d'action visant à identifier les zones les plus propices aux installations offshore. Huit zones de profondeur inférieures à 15 mètres sont définies comme des lieux d'implantation pour les projets démonstrateurs. Contrairement à des pays tels que la France ou le Royaume-Uni, les côtes danoises sont peu profondes et permettent donc une réduction importante des coûts d'installations, d'opérations et de maintenance des turbines. Les projets démonstrateurs se succèdent, portés par les pouvoirs publics, puis en 2003 le gouvernement commence à lancer des appels d'offres pour des projets offshore. Ces appels d'offres sont l'outil majeur de soutien à cette technologie au Danemark : ils se formalisent par une négociation sur des tarifs d'achat à l'électricité (généralement sur 12 ans). Les appels d'offres sont encore utilisés par le gouvernement danois. A titre d'exemple un projet d'ampleur a été remporté par le groupe danois DONG Energy sur le site Anholt, il porte sur l'installation de 400MW dont les 20 premiers TWh de charge pleine sont rémunérés à 0.141 euros/kWh. Le gouvernement prévoit de lancer des appels d'offres dans l'éolien offshore qui portent sur une puissance installée de 600MW sur la période 2013-2015.

15 IEAWIND annual report 2005.

16 Sur les années 2005, 2006 et 2007 : 222 turbines sont démantelées et 38 sont construites. Cela correspond au démantèlement de 38.1 MW. La politique de repowering perdure, en 2008 et 2009, 71.7 MW sont démantelés (IEAWIND reports).

L'énergie solaire photovoltaïque. C'est une source d'énergie peu attractive pour le Danemark en raison de son faible ensoleillement. Les principaux instruments mis en place sont des programmes visant à développer des sites démonstrateurs comme le SOL-300 (subventionne l'installation de 750 kW de puissance installée) qui prend fin en 2002 et sera suivi du SOL-1000. Une subvention à hauteur de 36% des coûts d'investissement existe mais n'est que très peu utilisée¹⁷. Finalement après la fin du programme SOL-1000 en 2006 la mesure principale de soutien est la facturation nette (net metering). Elle commence en 1998, puis des législations renforcent tant sa pérennité¹⁸ que l'encadrement des paiements versés aux producteurs. Le marché du PV danois prend son essor entre 2009 et 2010 en raison d'une hausse des taxes faisant grimper les prix de l'électricité et incite les consommateurs à se tourner vers les moyens de génération décentralisés et renouvelables, pour lesquels l'électricité générée est exonérée de taxes environnementales. On note la récente évolution de ce système, révisé le 20 novembre 2012, dont les principaux points sont :

- Un paiement de 17 centimes d'euro par kWh, réduit progressivement à 8 centimes d'euro par kWh sur les 5 premières années.
- Une ouverture du dispositif aux acteurs commerciaux, qui ne recevront que 8 centimes d'euro par kWh pour les centrales plus puissantes que 400 kW.

La biomasse et la perspective du biogaz. Comme le montre la représentation du mix électrique danois (cf. annexe (I.c)), la biomasse constitue une énergie largement utilisée au Danemark. On distingue trois mesures phares qui ont favorisé son déploiement.

- **L'Accord Danois sur la Biomasse** de 1993 fixe l'objectif à horizon 2000 d'une production d'énergie issue de la biomasse égale à 10% de la consommation totale. Les deux principaux producteurs danois s'engagent sur une base volontaire à respecter un quota de 1.4 millions de tonnes de biomasse (principalement du bois et de la paille). L'objectif ne sera pas atteint malgré les révisions à la baisse de l'objectif en 1997 et 2000.
- **L'exonération de taxe carbone** de cette énergie qui accroît sa compétitivité vis-à-vis des énergies fossiles.
- **La mise en place en 2000 d'un tarif fixe d'achat** de 4 centimes d'euro par kWh sur dix ans puis du paiement d'une prime de 1.3 centimes d'euro par kWh les dix années suivantes. Ce soutien sera différencié au fil des ans selon le combustible utilisé et les acteurs concernés sans toutefois connaître de changement fondamental.

¹⁷D'après le rapport national 2002 danois PVPs-systems (IEA) . Le pourcentage subventionné dépend de la productivité du site.

¹⁸ Une incertitude planait sur la durée du net metering pour le solaire. Il est déclaré permanent en 2005.

En 2008 le gouvernement donne une impulsion à la biomasse et en particulier au biogaz. La loi sur la promotion de l'énergie renouvelable (VE-lov) introduit la possibilité pour les producteurs de choisir entre un tarif fixe et une prime qui s'ajoute au prix de marché (sauf pour la co-combustion qui n'est soutenue qu'à travers les primes). En 2009 un amendement de la loi facilite le financement des installations avec des subventions d'état allant jusqu'à 20% des coûts d'investissement et des garanties de prêts de la part des municipalités bornées à 60% de ces coûts. Un nouvel amendement voit le jour en 2012 et définit le système de soutien actuellement en place, restitué dans le tableau en annexe (I.d).

vii. Bilan et perspectives.

Le cas danois est un exemple en matière de transition énergétique. Le déploiement de l'énergie éolienne s'est fondé très tôt sur un système de prime qui a permis de réduire les coûts du soutien pour le législateur. L'incertitude de marché qui va de pair avec un soutien par les primes est contrebalancée par la stabilité des politiques publiques. Cette stabilité est néanmoins fragilisée entre 1998 et 2007 par l'incertitude qui plane sur le mode de soutien des EnRs, période pendant laquelle le secteur perd de son dynamisme.

Une autre leçon forte qu'offre la politique danoise est l'équilibre entre les soutiens de type technology push et market pull. Les pouvoirs publics ont réussi à implémenter ces deux types de politiques de telle façon à créer à la fois un marché intérieur et un leadership technologique, notamment par le biais des programmes de financement de la R&D.

Avec 30% de son électricité d'origine éolienne en 2012, le Danemark est clairement engagé dans une transition durable.

Cet engagement est renforcé en mars 2012 par l'adoption par le parlement danois d'un nouvel accord énergétique. Cet accord cible à horizon 2050 une énergie 100% renouvelable dans le secteur de l'électricité et des transports. Il va de pair avec un objectif de mi-parcours, en 2020, où 35% de la consommation d'énergie finale devront être couverts par des renouvelables. De plus 50% de la production électrique en 2020 devra être générée par l'éolien. Comme par le passé, les pouvoirs publics offrent aux investisseurs un cadre stable dans le long terme. Cette stabilité politique permet d'engager dans une large proportion les fonds privés dans le financement de la transition énergétique.

Les principaux défis du secteur électrique danois sont :

- Le déploiement d'un réseau électrique apte à gérer la distribution d'importantes quantités d'énergie intermittentes et à minimiser le risque technique qu'entraînent les moyens de production décentralisés.
- Le développement des moyens de génération flexibles et bas carbone pour répondre aux consommations de pointe, comme la biomasse qui offre une possibilité de conversion des centrales à charbons danoises.

II. L'Allemagne.

En 2012, l'Allemagne franchit la barre des 25% d'électricité générée par des EnRs. C'est le résultat d'une longue histoire du pays dans le soutien aux énergies renouvelables et d'un financement important en faveur de la transition de la part de l'Etat et des länders. Initialement axé sur le financement de la R&D, le soutien des pouvoirs publics s'est ensuite massivement orienté vers une politique de type market pull. En cela ce pays constitue un exemple riche d'enseignement sur les résultats mais aussi les limites de ce type d'instruments.

Le soutien aux EnRs se construit autour des grandes lois structurantes sur le marché électrique et la politique énergétique. On suit leur chronologie pour décrire la stratégie allemande en insistant sur les implications en matière d'orientation technologique et les retombées industrielles de ces financements.

i. Premiers pas dans la recherche puis réorientation de la politique énergétique après l'accident de Tchernobyl.

La politique allemande en matière d'énergie renouvelable commence en 1974 après le premier choc pétrolier, comme pour le Danemark. Mais contrairement à ce dernier, l'Allemagne fonde dès le début sa politique de soutien aux EnRs sur un instrument de type market pull.

Dès 1979 un accord entre les entreprises de l'industrie et le secteur énergétique définit les conditions d'achat de l'électricité verte. Le prix de vente est fixé en fonction de la méthode des coûts évités (qui laisse une part d'interprétation vaste dans la mesure où elle se base sur une évaluation monétaire des biens environnementaux).

En 1986, l'accident de Tchernobyl marque profondément les esprits et un tournant s'opère en matière de politique énergétique. Les premières mesures de création d'un marché de niche de l'électricité verte sont alors prises. Pendant cette même période, des programmes de financement de la R&D sont mis en place et stimulent l'innovation, de la recherche fondamentale en laboratoire au développement de prototypes. Les fonds engagés par l'Etat sont présentés ci-dessous :

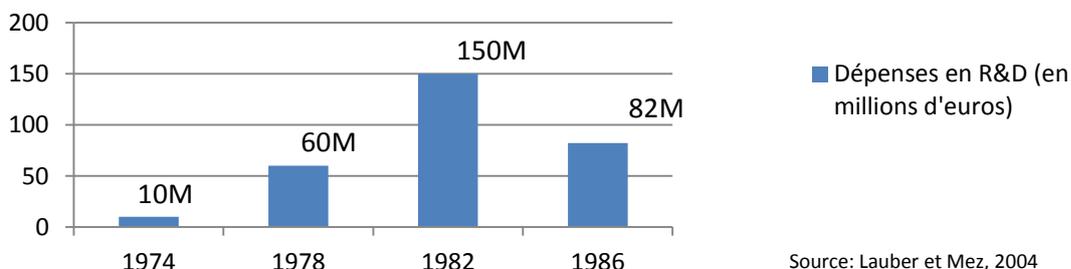


Figure 4: Dépenses annuelles des pouvoirs publics en R&D dans le secteur des EnRs.

L'accident de Tchernobyl met fin à la diminution des budgets alloués à la recherche et renforce l'engagement politique du gouvernement. Cela se formalise par la mise en place des premiers programmes de déploiement avec objectifs : le 100MW program et le 1000 solar roofs program. Ces programmes jouent un rôle clé dans le déploiement des EnRs en Allemagne et contribuent à la création d'un marché intérieur dynamique. Ils vont de pair avec la mise en place d'une nouvelle loi sur les tarifs d'achat de l'électricité verte (StrEG).

Encadré 1 : Les programmes de déploiement de l'éolien et du solaire en Allemagne

Le 100 MW mass testing program du Ministère de l'Economie et de l'Energie commence en 1989 et concerne l'éolien. Il consiste d'une part en une subvention à l'investissement et d'autre part en l'achat de l'électricité générée à prix fixé, de 4.1 centimes d'euro au kWh. En 1991, il est prolongé et devient **le 250 MW program**, mis en place en même temps que le tarif d'achat réglementé et couplé avec l'obligation d'achat par les distributeurs. Pour réduire l'effet d'aubaine, le paiement inclus dans le programme est réduit à 3.1 centimes du kWh. Auquel vient s'ajouter le paiement prévu par la loi d'achat de l'électricité verte (cf. infra). Le programme subventionne les installations à hauteur de 102 euros par kW de puissance installée (avec une borne supérieure de 60% des coûts totaux d'investissement et de 46 000 euros au total). Les derniers prêts accordés dans le cadre de ce programme le sont en 1996 et les derniers paiements sont versés en 2006. Au total 354 MW de puissance éolienne sont installés dans le cadre de ce programme.

Le 1000 solar roofs program (1991-1995). Le financement des installations est pris en charge à 50% par le gouvernement fédéral et à 20% par le land. Le programme a dépassé son objectif avec environ 2250 toits équipés (pour un équivalent de 5MW de puissance installée). En 1998 suivra le **100 000 roofs program** qui se fixe pour objectif de faire passer la capacité installée photovoltaïque de 50 MW en 1998 à 350 MW à horizon 2003. Le financement total s'élève à 510 millions d'euros. L'aide d'état prend la forme de prêts à taux faible. Ces prêts sont accordés par la banque d'état allemande KfW-Bank : le montant maximum par système est de 500 000 euros (les systèmes étant généralement d'une puissance installée de 3 kW), les prêts sont pratiqués sur vingt ans, les taux sont fixes et faibles (typiquement de 1.91% en 2003). Ce programme ne prend son essor qu'en 2000, avec la nouvelle loi sur les tarifs d'achat qui fait passer la rémunération pour le photovoltaïque sur toit de 8.2 centimes à 50.62 centimes du kWh. Le programme prend fin en juin 2003.

ii. La loi sur les énergies renouvelables (StrEG) en 1991 : l'entrée du feed-in tariff dans la politique allemande de soutien aux EnRs.

La coalition politique à la tête du gouvernement manifeste à travers la loi de 1991 sa volonté de mettre en place un système de soutien différent des programmes de déploiement définis dans l'encadré 1. Elle souhaite garantir à d'avantage de générateurs d'EnRs des taux de rentabilité de leurs investissements suffisamment incitatifs pour assurer l'expansion des capacités de génération. A partir du premier janvier 1991 les paiements versés aux producteurs d'électricité verte représentent une part fixe des tarifs de revente de l'électricité par les distributeurs. Ces parts sont détaillées dans le tableau ci-dessous en fonction du type d'EnR. Les paiements sont exprimés en centimes d'euro et l'équivalence en parts du prix de revente est exprimée entre parenthèses à côté des technologies.

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Eolien et solaire (90%)	8,49	8,45	8,47	8,66	8,84	8,80	8,77	8,58	8,45	8,25
Biomasse jusqu'à 5MW (75% et 80% après 1994)	7,08	7,05	7,06	7,21	7,85	7,82	7,80	7,63	7,51	7,33
Hydro, déchets méthanisés jusqu'à 0.5MW (75% et 80% après 1994)	7,07	7,05	7,06	7,21	7,85	7,82	7,80	7,63	7,51	7,33
Catégorie ci-dessus de 0.5MW à 5MW (65%)	6,13	6,10	6,12	6,25	6,38	6,36	6,33	6,20	6,10	5,96

Tableau 1: Paiements en centimes d'euro par kWh d'électricité verte sous la loi du premier janvier 1991 selon les technologies éligibles.

Plusieurs remarques peuvent être formulées sur le contenu de cette loi :

- **Absence de soutien pour les installations de plus de 5MW**, ce qui favorise la production décentralisée et la dissémination des installations.
- **La durée de couverture du système n'est pas définie par la loi**. Cela réduit la visibilité de long terme des investisseurs même si une certaine protection est garantie par le principe de confiance légitime inscrit dans la constitution allemande¹⁹.
- **Le paiement accordé aux technologies de l'éolien et du solaire est le même**. L'absence de différenciation entre ces deux technologies oriente massivement les investissements vers l'éolien, plus mature et donc moins coûteux. Le secteur connaît après la mise en place de la loi une véritable explosion. Au contraire, le solaire photovoltaïque reste délaissé par les

¹⁹ En effet la notion de confiance légitime place les citoyens en position de force vis-à-vis de l'Etat après un changement de législation. Ils peuvent s'attendre en cas de changement de législation à la mise en place d'un nouveau système tout aussi avantageux pour eux.

investisseurs : la rémunération en 1999 est de 8.45 centimes d'euro tandis que le coût moyen au kWh est estimé à 76.7 centimes (Bechberger et Reiche, 2004). Le solaire photovoltaïque ne survit que grâce au 1000 roofs solar program.

- **La prise en charge du paiement est à la charge des distributeurs locaux**, qui reporte le coût sur les consommateurs (pass through). Ce système est inéquitable dans la mesure où les distributeurs d'électricité se situant le long des littoraux (où les fermes éoliennes s'installent le plus) supportent des coûts plus forts que le reste des distributeurs. Ce problème menace la pérennité du système si bien que l'affaire est portée devant la Commission Européenne. Un consensus voit le jour entre la Commission et le gouvernement allemand : il met en place en 1998 un mécanisme de compensation qui s'articule autour du « first ceiling » et du « second ceiling »²⁰.

La loi de 1991 est un succès pour le lancement du marché de l'éolien, mais le principe de base d'une indexation des paiements sur le prix de vente pose problème. Les opposants aux EnRs mettent en garde contre une augmentation des prix de l'électricité par les distributeurs et donc une hausse des paiements subventionnés entraînant par un effet boule de neige une hausse démesurée des prix de l'électricité. Les partisans des EnRs pointent du doigt l'incertitude d'un paiement variable. Dans les faits la taxe sur le charbon (kohlepfenning) est levée en 1996 et cause une baisse des prix de l'électricité et donc des rémunérations. De plus la libéralisation du marché de l'électricité a lieu en 1998 et alourdit l'impératif d'une réforme du système.

iii. La loi sur les énergies renouvelables : Erneuerbare Energien Gesetz (EEG).

Les années 2000 marquent le début d'une politique allemande très ambitieuse en matière de réduction des GES et d'introduction des EnRs dans le mix énergétique allemand. La nouvelle coalition au pouvoir rassemble les Verts allemands et le SPD (Sozialdemokratische Partei Deutschlands). Plusieurs décisions clés sont prises. Premièrement les plans de développement dans le nucléaire sont abandonnés et deuxièmement la fiscalité environnementale est réformée. Cette réforme de la fiscalité écologique revêt deux attributs :

- Les taxes déjà existantes sur les énergies fossiles sont augmentées suivant un processus de cinq paliers entre 1999 et 2003 ; les énergies concernées sont le pétrole, l'essence, le gaz naturel et le gaz liquide²¹.

20 Le « first ceiling » est une limite sur l'obligation d'achat qui pèse sur les distributeurs, si jamais cette obligation d'achat de l'électricité verte couvre plus de 5% de l'électricité totale distribuée, alors l'opérateur de réseau en amont doit compenser cet excès. Sur le même principe le « second ceiling » protège cet opérateur en amont : si jamais la compensation qu'il doit verser excède 5% de sa production totale, il peut à son tour demander compensation à l'opérateur qui se situe en amont (Lauber et Mez, 2004). Ces règles sont les prémices de la répartition géographique des coûts de gestion de réseau.

21 Le charbon, les carburants utilisés en cogénération et en génération décentralisée (<5MW) ainsi que le gaz utilisé dans des centrales d'une efficacité supérieure ou égale à 57.5% ne sont pas imposés.

- Une taxe carbone sur la consommation d'électricité est mise en place ; la consommation industrielle est exonérée.

Cette loi réaffirme la volonté de déploiement des EnRs et annonce un objectif de doubler la part d'EnRs dans le mix énergétique allemand à horizon 2010 par rapport au niveau de 1997. Cela va de pair avec une politique de soutien aux EnRs fondée sur plusieurs points que l'on détaille ici.

Révision des paiements et différenciation technologique. Les paiements sont modifiés pour générer un rendement suffisamment incitatif aux producteurs et se dégager de l'indexation des tarifs d'achat sur les prix à la consommation. Ils sont versés les vingt premières années de fonctionnement de la centrale. Le changement le plus flagrant est l'augmentation du paiement attribué au solaire photovoltaïque. Elle reflète une volonté plus générale des pouvoirs publics allemands de différencier les soutiens entre les technologies ainsi qu'au sein d'une même classe technologique. Ainsi :

- **L'investissement dans le photovoltaïque est orienté vers des installations montées sur toits.** La limite d'éligibilité pour ce type d'installation est 5MW de puissance installée.
- **Prise en compte de la rentabilité des sites éoliens selon les conditions météorologiques.** Le mécanisme est le suivant : pendant les cinq premières années de fonctionnement de l'installation éolienne, l'électricité générée est rémunérée au tarif maximal (9.1ct/kWh). Selon le taux de rendement de l'installation vis-à-vis du taux de référence²² le paiement peut diminuer. Pour les installations atteignant un rendement supérieur à 150% du taux de référence, le paiement minimal est de 6.19ct/kWh. Pour les autres installations la période de rémunération maximale est prolongée de deux mois pour chaque 0.75% en dessous des 150% du taux de référence. Cette approche permet de discriminer les sites selon leur productivité et de s'assurer de l'efficacité coût du soutien. On note que pour l'éolien offshore la rémunération maximale est versée durant neuf ans.
- Par ailleurs l'ancienne limite d'éligibilité à 5MW de puissance installée est repoussée à 20MW pour les installations utilisant de la biomasse et la géothermie est introduite parmi les technologies subventionnées.

Rôle du réseau électrique dans la transition énergétique. Les pouvoirs publics clarifient avec la loi EEG le rôle du réseau ainsi que la responsabilité des acteurs économiques dans le financement de son adaptation. Trois mesures sont définies :

- Accès prioritaire des kWh d'EnR, avec obligation à l'opérateur le plus proche d'accepter son introduction dans le réseau.

²² Le taux de référence est défini pour une éolienne exposée à une vitesse de vent de 5.5 m/s à une hauteur de 30 mètres.

- Les coûts de raccordement des centrales au réseau sont à la charge des producteurs tandis que les coûts de modernisation du réseau sont à la charge des opérateurs de transmission.
- Mise en place d'un système national d'égalisation des coûts entre les opérateurs de transmission pour éviter une répartition trop inégale. Ce système d'égalisation concerne les coûts liés au réseau et les coûts liés aux paiements de l'électricité verte.

Instauration de règles de flexibilité et de réduction des coûts du soutien à la demande. Les feed-in tariffs sont pointés du doigt au regard des coûts qu'ils engendrent pour les consommateurs au travers de la hausse des prix de l'électricité. Le système allemand est novateur dans le sens où il introduit des mécanismes d'ajustement. Ces mécanismes sont imparfaits et seront ensuite améliorés. Ils constituent un exemple de l'importance du design des feed-in tariffs. On les détaille ci-dessous :

- **Mise en place d'un plafond annuel pour le PV.** Le solaire photovoltaïque jouit d'un statut particulier dans la législation de 2000 qui se caractérise par un paiement très supérieur aux autres technologies. Le risque est de voir une hausse massive des demandes de contrat de vente et un alourdissement du coût global du système. Pour s'assurer contre ce risque les législateurs allemands ont fixé un plafond annuel de 350MW. Quand les capacités photovoltaïques annuellement installées excèdent ce plafond, l'obligation de paiement pour les nouvelles installations prend fin. Toutefois en 2002 les capacités annuellement installées atteignent 1000MW et sous la pression de la branche du photovoltaïque il est aboli.
- **Introduction de la dégressivité des paiements.** Tout comme les paiements la dégressivité est différenciée selon la technologie. La loi prévoit qu'à partir de 2002 les paiements diminueront chaque année de 1% pour la biomasse, 1.5% pour l'éolien et 5% pour le solaire. Le but de cette mesure est de stimuler la réduction des coûts. De plus le gouvernement précise qu'il se réserve le droit de faire varier ces coefficients de dégressivité, les modalités selon lesquelles ils peuvent varier sont encadrées par les rapports de progression.
- **Les rapports de progression.** La loi de 2000 prévoit la parution d'un rapport de progression tous les deux ans. Le but de ce rapport est de faire le bilan de la loi d'une part et d'autre part de proposer des pistes d'améliorations en vue d'une modification de la loi tous les quatre ans. Les acteurs économiques connaissent la fréquence d'occurrence et le contenu de ces rapports. Pour les pouvoirs publics ces rapports sont l'assurance de pouvoir ajuster relativement rapidement les modalités du soutien et en réduire ses coûts.

Le premier rapport de progression sur l'EEG est achevé en juin 2002. Le Ministère Fédéral de l'Environnement (BMU) a ensuite proposé une première version de l'amendement de la loi, ensuite discutée avec les lobbies et les autres ministères. Finalement il en résulte l'amendement de 2004 (EEG 2004) qui modifie les paiements selon les technologies. Sans entrer dans le détail de l'amendement la tendance qui transparait est celle d'une diminution faible mais générale des paiements versés aux

producteurs d'EnRs. On décrit ci-dessous les implications de l'amendement de 2009 qui tente de réguler le déploiement des nouvelles capacités installées : entre 2004 et 2009 la part d'EnRs dans la consommation brute totale d'électricité passe de 9.2% à 16.4%, alourdissant ainsi considérablement la charge financière du soutien.

iv. L'amendement de 2009 (EEG 2009): rééquilibrage du soutien pour réguler l'emballement de la croissance des capacités installées.

Le rapport de progression de l'EEG paru en 2007 est sans équivoque. Les objectifs définis par la loi de 2000 pour l'année 2010 sont déjà en passe d'être atteints. La part des EnRs dans la consommation d'énergie primaire passe entre 2000 et 2006 de 2.6% à 5.8% et de 3.8% à 8% dans la consommation d'énergie finale totale. Dans le secteur électrique la part des EnRs passe de 6.3% en 2000 à 11.6% en 2006 et le rapport annonce qu'elle passera à 13% en 2007 réalisant ainsi les objectifs définis pour 2010²³. En ce sens la loi est une réussite mais le coût de ce soutien fragilise la pérennité du système. D'après le rapport de progression ce coût est de 5.8 milliards d'euros pour la seule année 2006 et représente pour le consommateur 7 centimes d'euro au kWh, soit moins de 4% du prix domestique de l'électricité pour la consommation moyenne. Ce même rapport estime que 13% de la hausse des prix de l'électricité entre 2002 et 2006 sont dus aux EnRs. Comme prévu par la loi ce rapport propose des amendements. La version 2009 de l'EEG est détaillée ci-dessous.

Ajustements dans le secteur de l'éolien.

Comme défini plus tôt pour le Danemark, des facteurs macroéconomiques ont joué à la hausse sur les coûts d'investissements d'une installation éolienne. Cette hausse s'accompagne d'une amélioration de l'efficacité des turbines mais la rentabilité des installations est tout de même réduite. L'amendement de 2009 rehausse le paiement maximal (valable les cinq premières années) à 9.2 centimes au kWh contre 8.03 centimes.

Le taux de dégressivité annuelle est réduit à 1% (contre les 2% en vigueur). D'autre part le secteur offshore voit également son soutien augmenter avec un tarif maximum de 15 centimes d'euros au kWh. Il est par ailleurs annoncé que ce paiement diminuera annuellement à un taux de 5% à partir de 2015 jusqu'à 13 centimes, borne minimale du paiement. La règle d'ajustement du paiement par rapport au taux de référence est conservée.

Augmentation du soutien à la biomasse et au biogaz : mise en place de bonus et incitation à l'usage de la cogénération.

Le soutien à la biomasse s'oriente vers des centrales de puissance inférieure à 150kW. Le paiement au kWh augmente de 10.67 centimes à 11.67 centimes d'euros. Les centrales de puissance supérieures à 5MW ont l'obligation de produire l'électricité en cogénération pour être éligibles au feed-in tariff. On

23 EEG progress report 2007 (feed-in cooperation).

note l'introduction d'un bonus additionnel pour l'usage de la cogénération qui concerne la biomasse et le biogaz. Ainsi que la mise en place d'un second bonus (le Nawaro bonus) qui s'adresse à certains types de biomasse. Un tableau récapitulatif des paiements et des nombreux bonus à la biomasse se trouve en annexe (II.a). La mise en place des bonus au biogaz a un impact positif sur le secteur comme en témoigne l'accélération de la croissance de la puissance installée de méthanisation, observable sur la figure ci-dessous.

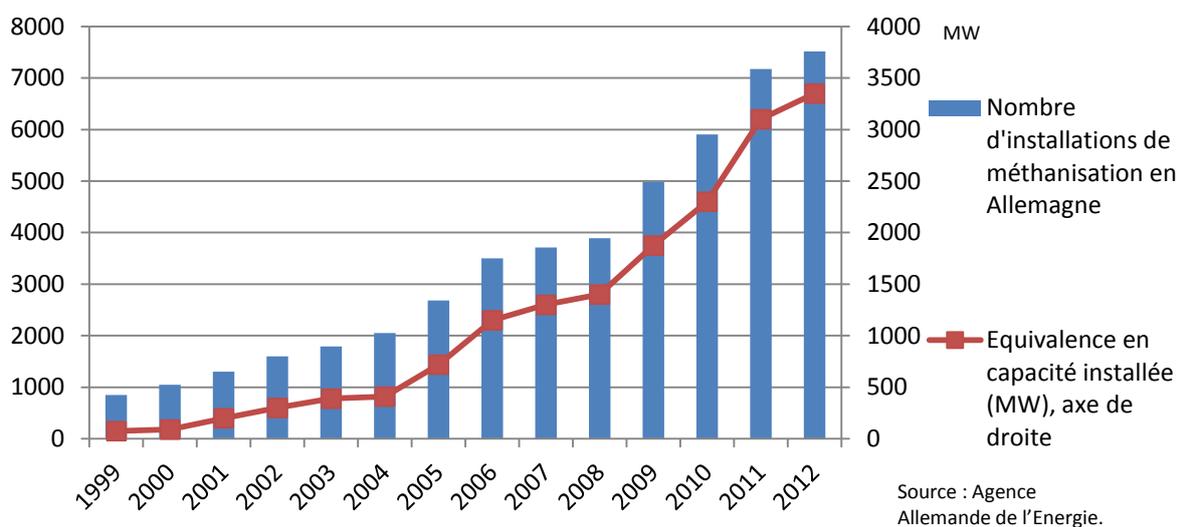


Figure 5: Evolution du nombre d'installations de méthanisation en Allemagne et de la capacité installée.

Régulation de la pénétration du solaire photovoltaïque sur le marché allemand.

En 2004 le plafond annuel de 1000MW pour le photovoltaïque est supprimé, **créant ainsi le premier marché subventionné pour le solaire sans plafond** (Fulton et Mellquist, 2011). Cette suppression entraîne une rapide expansion du marché qui mène à une puissance photovoltaïque cumulée de 5979 MW à la fin de l'année 2008. Les pouvoirs publics allemands décident de réguler le déploiement de cette technologie en jouant sur le taux de dégressivité.

Le soutien se fonde initialement sur une dégressivité constante d'année en année, les tarifs d'achat de l'électricité solaire pour les nouveaux entrants diminuent chaque année à un taux connu des investisseurs (5% pour les installations sur toit et 6.5% sinon). L'amendement de 2009 met en place une nouvelle règle de dégressivité : le taux de dégressivité des paiements est compris entre 5.5% et 7.5% et dépend de la capacité nouvellement installée de l'année précédente. Cette règle conserve une sécurité pour les investisseurs qui connaissent l'intervalle de dégressivité et permet aux pouvoirs publics de minimiser les coûts en gérant le rythme de déploiement de l'énergie soutenue.

Le développement du solaire photovoltaïque allemand n'est pas pour autant sous contrôle puisque la seule année 2009, 3806MW de capacité sont installée. Cette hausse exceptionnelle mène le parlement allemand à imposer une révision exceptionnelle des paiements les 6 mai 2010. Les changements sont les suivants :

- Les installations intégrées aux bâtiments qui entrent en fonctionnement après le 30 juin 2010 connaissent une réduction de 13%, suivi de 3% supplémentaires pour celles qui entrent en fonctionnement après le 30 septembre 2010. Les autres installations solaires connaissent aux mêmes dates des diminutions de 12%, puis 3%.
- La nouvelle législation définit des couloirs objectifs pour les années 2011 et 2012. Le fonctionnement est le suivant : selon l'écart en termes de capacités installées à l'intervalle 2500MW-3500MW le taux de dégressivité de base augmente ou diminue. Les ajustements en fonction des tranches de capacités nouvellement installées sont présentés dans le graphique ci-dessous.

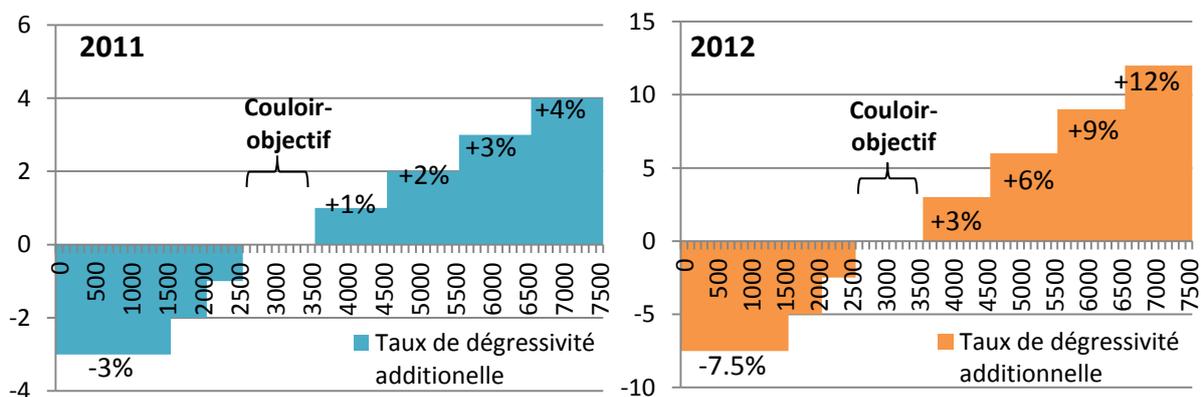


Figure 6: Ajustement sur le taux annuel de dégressivité du solaire en fonction des capacités installées durant les années 2011 et 2012.

On note que cet amendement est rétroactif puisqu'il est publié le 17 août 2010 et prend effet le 1^{er} juillet 2010. En dépit de la sophistication du mécanisme, les capacités installées continueront de croître avec 7485 MW installés en 2011 et 7604 MW en 2012²⁴. La réduction des paiements ne compensent pas la diminution du prix des systèmes PV, qui est de presque 50% entre 2009 et 2011²⁵. Une nouvelle loi voit le jour en 2012 pour définir les nouvelles conditions de soutien aux EnRs et répondre au problème du photovoltaïque.

v. La réforme de l'EEG 2012 : principaux changements et implications pour l'avenir.

²⁴ Erneuerbaren Energien, décembre 2013.

²⁵ IEA PVPs National Report : Germany 2011.

La réforme de 2012 intervient dans le contexte d'un avenir incertain pour les EnRs en Allemagne. Le coût croissant du système est pointé du doigt. Or ce coût est assumé par les consommateurs au travers de l'EEG-Umlage, une taxe comprise dans le prix de détail de l'électricité²⁶, dédiée au financement du soutien aux EnRs. Les grands consommateurs industriels²⁷ sont en partie exonérés de l'EEG-Umlage (à taux plein sur 10% de leurs consommations totales et 0.05 centimes d'euros par kWh sur le reste). L'Allemagne refuse de sacrifier sa compétitivité industrielle au financement de la transition énergétique. Or les opérateurs de transmission allemands anticipent un coût net du feed-in tariff de 12.7 milliards d'euros, entraînant ainsi une hausse de l'EEG-Umlage de 3.6 centimes d'euros à 5 voire 6 centimes d'euros par kWh (Fulton et Capalino, 2012). La hausse du prix de détail de l'électricité combinée à la répartition inégale du coût total fragilise l'acceptabilité sociale du feed-in tariff.

Un second problème est celui de l'intermittence des EnRs les plus déployées sur le réseau : l'éolien et le solaire. Ceci engendre des baisses des prix sur le marché de gros de l'électricité, qui chutent à plusieurs reprises dans le négatif provoquant un problème d'incertitude et de « missing money ». Ceci signifie que les investisseurs, devant l'afflux d'énergie intermittente et la chute des prix, délaisse les moyens de génération de pointe qui n'interviennent qu'à certains moments de l'année et n'engrangent donc pas suffisamment de profit pour être rentable. La réforme de 2012 tente de pallier à certains de ces problèmes, on présente ci-dessous les principales modifications de la loi.

Encadré 2 : Intermittence de la génération d'énergie renouvelable et prix négatif.

Une limite de l'intégration des énergies intermittentes (éolienne, solaires et hydraulique au fil de l'eau) est la baisse des prix, qui peuvent dans certains cas devenir négatifs. On revient ici sur ce phénomène. L'électricité peut être vendue via des contrats bilatéraux purs, des contrats bilatéraux intermédies (intervention d'un courtier) ou sur des bourses.

Dans le cas des ventes sur les bourses (produits spot ou produits futures) une contrainte pèse sur l'équilibre entre l'offre et la demande. L'électricité est un produit non stockable, par conséquent la quantité injectée sur le réseau doit équilibrer la quantité demandée (en prenant en compte les pertes d'électricité du réseau²⁸). Or les EnRs intermittentes jouissent généralement d'une priorité d'accès sur le réseau et participent aux enchères à prix nuls (en raison de la rémunération hors-marché : le feed-in tariff). En cas d'affluence d'énergie intermittente sur le réseau, l'électricité conventionnelle est évincée en raison de son coût marginal de production plus important. Or certaines centrales sont peu

26 Cette taxe est ajustée chaque année pour égaliser les coûts du soutien.

27 Plus de 10 GWh de consommation par an.

28 Un réseau électrique subit des pertes dites « pertes en lignes » qui dépendent d'une part de la dimension du réseau et de la résistance des électrons au matériau conducteur (pertes passives). Et d'autre part des courts circuits sur le réseau (pertes actives).

flexibles : leur arrêt est un coût pour le producteur, auquel s'ajoute le coût d'opportunité de ne pas pouvoir répondre à la demande pendant le redémarrage. Dans ces cas de figure, le producteur peut avoir intérêt à vendre son électricité à prix négatif pour se décharger du produit. En Allemagne, ce phénomène est fréquent en raison de l'importante part de renouvelables. Une solution avancée consiste à développer les interconnexions entre les différents réseaux nationaux pour que l'excès d'offre puisse être consommé par les autres pays du réseau. On note que si le prix baisse sur le marché de gros, celui pour le consommateur augmente quand le financement des rémunérations hors-marché des EnRs est répercuté sur le prix de détail.

Clarification de la situation du solaire photovoltaïque : la planification d'un arrêt progressif du soutien.

L'EEG de 2012, dans sa version initiale, est une loi avantageuse pour les producteurs d'énergie solaire. Si bien que durant l'année 2012 le ministre allemand de l'économie et le ministre allemand de l'environnement proposent conjointement un second amendement de la loi. Le premier amendement de 2012 entre en vigueur le premier janvier et le second est appliqué le 29 juin. On présente ci-dessous le deuxième amendement de la loi, qui insiste sur trois principaux points.

Le maintien d'un couloir-cible et la baisse des paiements. Dès le premier amendement de la loi de 2004 le taux de dégressivité est la variable d'ajustement des pouvoirs publics pour réguler l'arrivée dans le marché de l'électricité des nouvelles installations solaires. Cette stratégie est conservée. Le taux de dégressivité est désormais appliqué mensuellement au paiement et peut varier tous les trois mois. Sa valeur est déterminée selon la capacité nouvellement installée sur les douze derniers mois. De fait cela induit une inertie de la dégressivité des paiements puisqu'en cas d'une hausse des nouvelles installations, un ralentissement rapide des nouvelles capacités installées pendant les mois suivants ne suffit pas à faire diminuer à la même vitesse le taux de dégressivité. Les ajustements de ce taux en fonction du couloir cible sont présentés en annexe (II.b), par ailleurs le taux annuel hors ajustements est de 12%.

L'amendement de 2012 ne modifie pas les paiements des installations au sol, moins nombreuses en Allemagne (15% des installations en 2011²⁹). Il abaisse ceux des installations sur toits. Ces changements représentent pour les quatre classes d'installations des réductions des paiements de 52.5% (<30 kW), 63.42% (<100 kW), 56.7% (<1 MW) et 59% (>1 MW). On note que les intervalles de puissance des classes sont modifiés.

29 Federal Network Agency, 2011.

La réduction des coûts du soutien. Deux mesures permettent aux régulateurs de diminuer les coûts du soutien :

- **L'annonce d'un plafond de 52 GW.** Quand la capacité totale du solaire photovoltaïque allemand éligible au feed-in tariff excède ce plafond, une nouvelle politique est mise en place pour les installations qui suivront. Cela ne met pas fin au soutien mais déclenche le passage à un nouveau système dont la forme reste à établir. La seule assurance qui perdure est celle d'une priorité d'accès au réseau.
- **Restriction de l'éligibilité de la production.** Dans la nouvelle version de la loi, les installations photovoltaïques d'une puissance comprise entre 10 kW et 1 MW ne peuvent vendre qu'au maximum 90% de leur production électrique. Les 10% restant peuvent être consommés ou vendus sur le marché de l'électricité.

Sécurisation du réseau. L'intermittence de la production solaire crée un risque sur le réseau. Une mesure de la loi de 2012 oblige les installations solaires sur toit à mettre en place un dispositif de blocage de la production. Le blocage peut être ordonné par les pouvoirs publics aux moments de l'instabilité sur le réseau. L'électricité « perdue » est tout de même rémunérée à 95% du feed-in tariff. Cette perte de 5% a pour intérêt d'inciter les installateurs à construire dans les zones où le réseau est moins congestionné. Une deuxième nouveauté est la mise en place d'une limite de puissance de 10 MW concernant les installations au sol, les installations plus puissantes ne sont pas éligibles pour réduire les coûts du soutien.

Création d'une option prime : les énergies intermittentes sont principalement ciblées.

La principale nouveauté de l'EEG 2012 est la mise en place d'une option prime. Ce type de mesure avait déjà vu le jour dans des pays comme l'Espagne. Cela avait d'ailleurs causé une hausse très forte des paiements et l'explosion des capacités installées, creusant dangereusement le déficit de la Commission Nationale de Régulation de l'Energie³⁰. On détaille premièrement le design et le fonctionnement de cette option prime, pour ensuite démontrer qu'elle est introduite à destination de l'éolien.

Design de l'option prime dans le système de soutien allemand. Sous cette option les producteurs ne vendent plus leur électricité aux opérateurs de transmission mais directement sur le marché de gros. Ils reçoivent le prix de marché auquel s'ajoute une prime (feed-in premium). Contrairement aux systèmes de primes ayant vu le jour au Danemark ou en Espagne, les primes allemandes ne sont pas fixes. Les principales caractéristiques de ce nouveau système sont soulignées :

³⁰ En Espagne le financement des tarifs d'achat est à la charge de la Commission Nationale de Régulation de l'Energie et non du consommateur.

- La prime est calculée comme la différence entre le feed-in tariff en vigueur pour la technologie génératrice de l'électricité verte à l'instant de la vente de l'électricité sur le marché et le prix de référence (voir infra).
- Toutes les technologies sont éligibles à l'option prime.
- Le passage d'une option à l'autre (prime ou fixe) est possible pour tous les producteurs et ceci mensuellement³¹.

Un fait important est que le feed-in tariff utilisé pour le calcul de cette prime est décroissant dans le temps puisqu'il suit le processus de dégressivité.

Prime à l'électricité verte : quelles EnRs visées ? La mise en place de cette prime est justifiée par la volonté d'atténuer les distorsions sur le marché de l'électricité causées par la pénétration des EnRs. Or le montant de la prime est défini tel qu'il produit une équivalence entre le feed-in tariff conventionnel et le prix de l'électricité augmenté de la prime. Voici les modalités de la loi qui induisent une différence entre les deux options:

$$\text{Prime de marché} = (\text{Feed in tariff}) - \underbrace{(\text{Prix moyen} - \text{prime de management})}_{\text{Prix de référence}}$$

Deux variables déterminent le montant de la prime. Premièrement le feed-in tariff en vigueur pour les nouvelles installations au moment de la vente de l'électricité, comme évoqué plus tôt. Et deuxièmement le « prix de référence ». Ce prix de référence se calcule avec:

- **Le prix moyen du marché de gros de l'électricité sur les derniers mois.** Il correspond à une moyenne du prix de l'électricité pondérée par les quantités vendues sur le marché. Ces quantités sont celles injectées sur le réseau, produites par une même technologie à une même période de l'année (pas mensuel).
- **La prime de management**, soustraite au prix moyen de l'électricité, augmente par conséquent le montant de la prime versée. Cette prime est sensée dédommager les producteurs de la gestion de leurs ventes sur le marché de gros. Les primes de management selon les technologies sont détaillées ci-dessous.

Technologies	Eolien Onshore	Eolien Offshore	Solaire PV	Autres ³²
Années				
2012	1.20	Non éligible	1.20	0.30
2013	1.00	1.00	1.00	0.275

³¹ Le retour vers l'option feed-in tariff signifie pour le producteur de vendre son électricité au niveau en vigueur pour les **nouvelles installations** au moment de l'arbitrage (le paiement a donc subi la dégressivité des périodes précédentes).

³² Hydro, biomasse, géothermie, biogaz.

2014	0.85	0.85	0.85	0.25
2015 et années suivantes	0.70	0.70	0.70	0.225

Tableau 2: Primes de management selon les années et les technologies (centimes d'euro par kWh).

Les implications de la loi sont les suivantes:

- Les installations éoliennes onshores et offshores qui ont dépassé leur période de plein paiement gagnent à opter pour la prime, revenant ainsi au paiement maximal.
- La dégressivité forte des paiements au solaire jouent en la défaveur de l'option prime, l'incertitude sur cette dégressivité en fonction des capacités installées rend la prime d'autant moins attractive.
- La faible prime de management aux autres énergies rend l'option prime très peu incitative.

L'incitation à entrer sur le marché de gros de l'électricité est efficace pour l'éolien : sur les 18 000 MW de puissance ayant opté pour l'option prime en février 2012, 16 500 MW étaient des installations éoliennes onshores, soit 57% de la capacité éolienne allemand³³. La biomasse et le biogaz voient diminuer les bonus secondaires mis en place en 2009, versés selon le type de combustible utilisé, ce qui a causé un ralentissement des capacités nouvellement installées (127MW de biogaz en 2013 contre 281 MW en 2012 et 613 MW en 2011).

vi. Bilans et perspectives.

La loi de 2012 ouvre une nouvelle voie à l'Allemagne. La mise en place des feed-in tariffs allemands a fait d'elle l'un des leaders dans le domaine des EnRs, mais pose également la question du coût de la transition. L'histoire allemande montre l'importance des modalités de design de cet instrument et notamment du rôle du taux de dégressivité, qui au fil des lois allemandes est davantage devenu un levier de régulation du déploiement qu'un proxy du progrès technique.

L'impact des tarifs d'achat sur le déploiement des EnRs en Allemagne doit être relativisé par le rôle de la KfW bank. La stratégie allemande s'est construite sur un accès facile et peu coûteux au financement par l'intermédiaire des prêts à taux bas, accordés par la KfW Bank : en 2011, environ 40% des panneaux solaires et 70% des éoliennes nouvellement installés sur le territoire allemand ont été financés par la banque. Elle est le relais financier des programmes de développement depuis 1990 (Lauber et Mez, 2004).

La loi de 2012 offre un début de réponse à la question du coût puisqu'elle réduit la rémunération des installations solaires (dégressivité forte) et introduit l'éolien sur le marché :

33 DB Climate change advisors.

- Pourtant le taux de dégressivité du solaire incite le producteur à choisir un tarif fixe et à ne pas pénétrer sur le marché de l'électricité.
- Le coût des paiements à l'éolien via les primes se fait au prix du sacrifice de l'approche de minimisation des coûts qui vise à discriminer les installations selon la rentabilité du site.
- Le rôle des grands consommateurs, en grande partie exonérés de l'EEG-Umlage, n'est pas clarifié dans la loi de 2012. Cela s'ajoute au débat de 2011 sur l'exonération des charges de réseau des grands consommateurs et pose des problèmes d'acceptabilité politique.

Toutefois les réformes des lois énergétiques sont fréquentes en Allemagne, le rôle de l'option prime dans l'intégration au marché des EnRs est amené à prendre en importance dans les années à venir. Les pouvoirs publics allemands savent qu'un changement trop brusque dans la législation cause une perte de confiance des investisseurs et une hausse des coûts de la transition à long terme en raison de primes de risques plus élevées.

La part de renouvelable dans le mix énergétique national approche 25%, le nouveau chantier de la transition énergétique est le réseau électrique. En plus de l'intermittence de la production, l'Allemagne se heurte à la localisation géographique de ses sites de génération : ils sont majoritairement concentrés dans le Nord pour ce qui est de l'éolien tandis que les besoins en électricité se situent majoritairement dans le Sud du pays, occasionnant ainsi une congestion du réseau et son instabilité.. Les projets prioritaires sont décrits dans le plan de Développement du Réseau mis en place en 2012 par les quatre gestionnaires du réseau électrique allemands.

III. La Chine.

La Chine est depuis 2007 le plus gros émetteur de GES au monde, dépassant ainsi les Etats-Unis, et depuis 2009 le plus gros consommateur d'énergie³⁴. Sans surprise au vue de sa croissance économique, elle devient premier importateur de pétrole dans le monde en 2013. Le découplage entre énergie et croissance économique devient impératif dans ce pays, qui construit désormais sa politique énergétique autour de l'accroissement de son indépendance énergétique. La nécessité de diminuer les émissions de GES grandit dans ce pays qui subit de plus en plus de pression internationale à propos des niveaux de ses émissions. La Chine souffre de surcroît d'une pollution locale très forte due à son utilisation massive du charbon (66.2% de sa consommation d'énergie primaire en 2012 selon le NREL).

Les premières mesures de soutien aux EnRs sont incluses tardivement dans la politique énergétique chinoise avec la loi de 2005 sur les énergies renouvelables. Cette loi et les réformes qui suivront poseront les fondations d'une transition énergétique vers un système bas carbone. Le résultat en termes de capacités nouvellement installées est souvent défini comme une réussite. En effet la Chine

³⁴ Cf. annexe (III.a) : évolution de la consommation totale chinoise d'énergie primaire par source (1980-2010).

dispose de la plus grande capacité installée éolienne du monde (GWEC-IRENA) et a rattrapé les autres pays en seulement quelques années. Mais la forte croissance de l'économie chinoise et de ses besoins en énergie biaisent ce résultat. Exprimée en part de la capacité installée totale, la puissance renouvelable (non-hydro) a diminué entre 2006 et 2009 (Wang, 2010).

On détaille brièvement ci-dessous les premières mesures de déploiement des EnRs en Chine pour ensuite présenter la loi de promotion des énergies renouvelables, qui a vu le jour en 2005, ainsi que ses principaux amendements. Finalement on centre l'analyse sur le couplage industriel et énergétique de la stratégie chinoise.

i. Prémices du soutien au déploiement des EnRs.

La Chine construit une partie importante de sa politique électrique sur l'énergie hydraulique, historiquement sa deuxième source de génération. Dès les années cinquante et soixante les petites installations hydrauliques sont soutenues par un fond public pour permettre l'accélération de l'électrification des zones rurales (NREL, 2009). L'électrification de ces zones constitue, plus que l'impératif écologiste, la première raison du soutien gouvernemental aux EnRs.

Les premières formes de soutien aux autres EnRs en Chine voient le jour à la fin des années quatre-vingt. C'est en premier lieu la technologie éolienne qui bénéficie de l'aide de l'Etat. Celle-ci prend d'abord la forme de sites démonstrateurs. Ce sont des fermes de petites puissances qui apparaissent entre 1986 et 1993 (Irena, 2012). A cette époque, le secteur industriel éolien chinois en est à ses débuts. Le gouvernement chinois ne l'aide qu'à travers des garanties de prêts tandis que les capitaux viennent de l'étranger. Par ailleurs d'après le NREL³⁵, le gouvernement chinois accordait facilement des réductions de taxes sur l'importation de turbines et de panneaux solaires étrangers. Toutefois aucun document officiel ne clarifie ceci.

Dans les années quatre-vingt-dix le gouvernement renforce sa politique de soutien aux EnRs. Les deux technologies bénéficiaires sont l'éolien et le solaire, toutefois elles tiennent des rôles très différents dans le projet énergétique chinois.

- **Intégration au réseau de l'éolien.** En 1994 le gouvernement décide que le gestionnaire de réseau doit faciliter la connexion au réseau des installations éoliennes et acheter l'électricité générée par ces installations. Ces mesures ont pour objectif de garantir une sécurité aux investissements et de faciliter le financement du secteur par le secteur bancaire. En dépit de la volonté affichée du gouvernement, il n'y pas d'obligation de connexion au réseau mais une facilitation. Dans les faits les connexions sont souvent refusées aux installations éoliennes (Cherni and Kentish, 2007). C'est une barrière qui perdurera en Chine.

35 National Renewable Energy Laboratory

- **Le solaire photovoltaïque et l'électrification des zones rurales.** L'électrification des zones rurales chinoises est primordiale pour parvenir à répondre à la demande d'électricité croissante. Le principal vecteur du déploiement solaire en Chine dans les années quatre-vingt-dix est le Brightness Program. Ce programme international voit le jour à la conférence du World Solar Peak au Zimbabwe en 1996. Dans le cadre de son dixième plan quinquennal le conseil d'état chinois alloue 50 millions de dollars au programme. En 2004 le bilan du programme est l'installation de 1780 000 installations domestiques, 2000 installations de villages et 200 installations centralisées de génération³⁶.

Création d'un fonds d'innovation. Le gouvernement créé en 1999 un fonds d'innovation de un milliard de yuans (environ 1.2 M de dollars) financé par le conseil d'Etat. Il bénéficie à 1000 projets portés par des petites et moyennes entreprises (Cherni et Kentish, 2007). Le financement se fait par des subventions directes et des prêts à taux bas.

TVA réduite pour le biogaz et l'éolien. En septembre 2001 le gouvernement définit un taux réduit de TVA pour les technologies biogaz et éoliennes. Le taux réduit est de 13% pour le biogaz et de 8.5% pour l'éolien au lieu de 17%.

ii. **La Renewable Energy Law (REL) : l'engagement de la Chine en faveur des EnRs.**

La REL est promulguée en 2005 et entre en application le premier janvier 2006. Elle constitue la première politique chinoise ambitieuse en matière de renouvelables et définit des objectifs pour chaque technologie, même si la répartition entre l'électricité verte injectée au réseau et autoconsommée n'est pas encadrée (sauf pour l'hydro et l'éolien). Les objectifs sont définis à horizons 2010 et 2020 et représentent respectivement 10% et 20% de la consommation totale d'énergie chinoise. Toutefois l'hydroélectricité représente 80% de ces objectifs. L'objectif de génération d'électricité verte non-hydro injectée sur le réseau est de 1% en 2010 et 3% en 2020 mais le partage entre les différentes sources n'est pas fixé par la loi, sauf pour l'éolien (Wang et al., 2010). Les mesures que contient la loi pour promouvoir le déploiement des EnRs sont détaillées ci-dessous.

Obligation d'achat de l'électricité verte. Déjà mise en place pour l'éolien, l'obligation d'achat est généralisée à toutes les technologies. De plus les coûts de connexion au réseau sont à la charge du gestionnaire de réseau.

Dans les faits cette mesure n'a pas été efficacement mise en œuvre : les gestionnaires de réseau retardent et parfois refusent de connecter les installations au réseau électrique pour éviter de payer les coûts de connexion et d'acheter l'électricité générée aux prix définis par la loi (Wang et al. 2010, State Electricity Regulatory Commission, 2008). Il est estimé que dans les années qui ont suivi la mise en place de la loi, **environ un tiers des fermes éoliennes n'étaient pas connectées au réseau** (Wang,

³⁶ NREL, Renewable Energy in China: Brightness Rural Electrification Program (April 2004).

2009). Autre limite à l'obligation d'achat : elle n'est effective que quand le niveau de demande est suffisamment élevé. De fait toute l'électricité générée n'est pas achetée (IRENA-GWEC, 30 years of policies for wind energy).

Mise en place de tarifs d'achat règlementés. Une taxe sur la consommation d'électricité de tous les consommateurs finaux est introduite en 2006³⁷ pour financer les tarifs d'achat de l'électricité verte. Ces tarifs sont définis au cas par cas selon les installations. Pour toutes les technologies, mis à part l'éolien, ils sont encadrés par la loi de 2005 de sorte à procurer à l'investisseur « un taux de rendement du capital raisonnable »³⁸. La valeur finale du tarif d'achat est de la responsabilité des distributeurs d'électricité, ce qui freine l'investissement privé. **Le cas de l'éolien est à part** : dès 2003 le gouvernement met en place des contrats de paiements sur 20 ans que peuvent remporter aux enchères les investisseurs. L'enchère porte sur le prix d'achat de l'électricité générée mais également sur la provenance des équipements. Le gouvernement adopte cette méthode pour favoriser l'émergence de fermes suffisamment larges et ainsi réaliser des économies d'échelles et stimuler la demande intérieure : à la fin de l'année 2004, les éoliennes fabriquées en Chine représentaient 18% du marché chinois. Cette méthode n'est pas sans rappeler les deux rounds d'appels d'offre sur l'éolien offshore mis en place en France en 2011 et 2013. Dans le deuxième, 40% de la note finale dépend du « projet industriel et social » qui englobe aussi bien les emplois générés par le projet que la création d'une filière nationale. Le premier appel d'offre français portait sur cinq sites, dont trois remportés par EDF-Alstom, un par Iberdrola-Areva et le dernier non remporté (seul GDF Suez était en lice pour ce site). Les résultats du second appel d'offre seront livrés en mars 2014 et laissent pressentir pour le moment un duel entre EDF-Alstom et GDF-Areva.

iii. Consolidation de la loi de 2005 et visée industrielle de la politique énergétique chinoise.

Les objectifs ambitieux de la loi de 2005 se heurtent à plusieurs problèmes : faible connexion au réseau des nouvelles infrastructures, projets non rentables, faible efficience des centrales et non application des procédures d'aides au financement. Le secteur éolien est le seul à connaître un véritable essor grâce aux enchères successives : la capacité totale passe de 769 MW fin 2004 à 3400 MW en 2007 (Ni, 2008). La réforme de la loi de 2005 présentée ci-dessous vise à pallier à ces problèmes.

37 Initialement de 0.001 RMB/kWh (environ 0.001 centimes d'euro), elle passe à 0.004 RMB/kWh en 2009 puis à 0.008 RMB/kWh en 2011.

38 Par exemple pour le solaire photovoltaïque, les paiements vont de 4 à 9 yuan/kWh (Ma, 2011). Soit environ 40 à 90 centimes d'euros par kWh.

a. Stimulation du déploiement national des EnRs.

La loi de 2005 n'a remporté qu'un demi succès quant au déploiement national des EnRs et à l'intégration de l'électricité verte sur le réseau. Les principales corrections apportées à la loi de 2005 sont:

Renforcement de l'obligation d'achat et de la connexion au réseau. En 2009 un amendement oblige les installateurs de centrales à respecter des conditions techniques facilitant la connexion au réseau. Le but de cet amendement est d'inciter les distributeurs à prendre en charge les coûts de connexion. En parallèle l'obligation d'achat est renforcée puisqu'elle devient effective quel que soit le niveau de demande sur le marché de l'électricité.

Introduction d'un RPS (Renewable Portfolio Standard) en 2007. Les pouvoirs publics chinois introduisent des quotas d'électricité verte. Pour les gestionnaires de réseau l'obligation est de 1% d'EnR (non hydro) sur le réseau pour 2010 et de 3% en 2020. L'obligation est répliquée du côté des producteurs d'une puissance supérieure à 5 GW : 3% en 2010 et 8% en 2020. **En 2010 aucun des producteurs n'avait respecté le quota** : cela s'explique en grande partie par l'absence de règles coercitives (Kevin Lo, 2014). On note que ce système de RPS n'est pas appuyé par un marché de certificats échangeables. Les pistes d'amélioration du système sont d'introduire un système d'évaluation des managers des compagnies concernées par le quota³⁹ et d'augmenter les quotas. De plus une piste évoquée est de rendre échangeables les certificats et de lier ce nouveau marché aux marchés des quotas d'émissions carbone récemment mis en place en Chine (IRENA-CWEA, 2012).

Définition de tarifs d'achat fixes pour les installations EnRs. En 2009 le mécanisme d'enchères pour l'éolien est abandonné au profit de tarifs fixes de 5.4 - 6.4 centimes d'euro par kWh. Le paiement dépend de la classe d'installation concernée (quatre classes au total). En 2011 les pouvoirs publics définissent pour le solaire un tarif fixe : il est d'environ 10 centimes d'euro par kWh et valable vingt ans.

b. Premier volet de la politique technology push : le soutien à la R&D.

La Chine présente un ratio de dépense en R&D par rapport à son Produit Intérieur Brut de 1.84% en 2011. En comparaison d'autres grandes puissances cela est relativement faible : 2.77% pour les USA, 2.225% pour la France ou encore 2.84% pour l'Allemagne pour l'année 2011⁴⁰. Dans le secteur de l'énergie les pouvoirs publics interviennent de deux manières. Des programmes de recherche financés par l'Etat et des mesures qui incitent les entreprises à la dépense en R&D.

39 Ces compagnies étant dans de nombreux cas des compagnies appartenant à l'Etat, ces évaluations constituent une menace réelle d'être licencié, et donc incitative.

40 Les données proviennent de la Banque Mondiale.

Le financement gouvernemental de la R&D : les trois programmes d'état. On présente ci-dessous les trois programmes clé du gouvernement chinois. Ils ne sont pas dédiés exclusivement aux secteurs des EnRs mais à l'énergie. Ces trois programmes contribuent à environ 10% de l'investissement chinois total dans le secteur de l'énergie entre 1998 et 2006, puis cette part augmente à 38% en 2007 pour baisser à 18% en 2008⁴¹. Ils représentent 60% de l'investissement gouvernemental dans le secteur énergétique (Gao et Lv, 2004). On présente ici les principales caractéristiques des trois programmes.

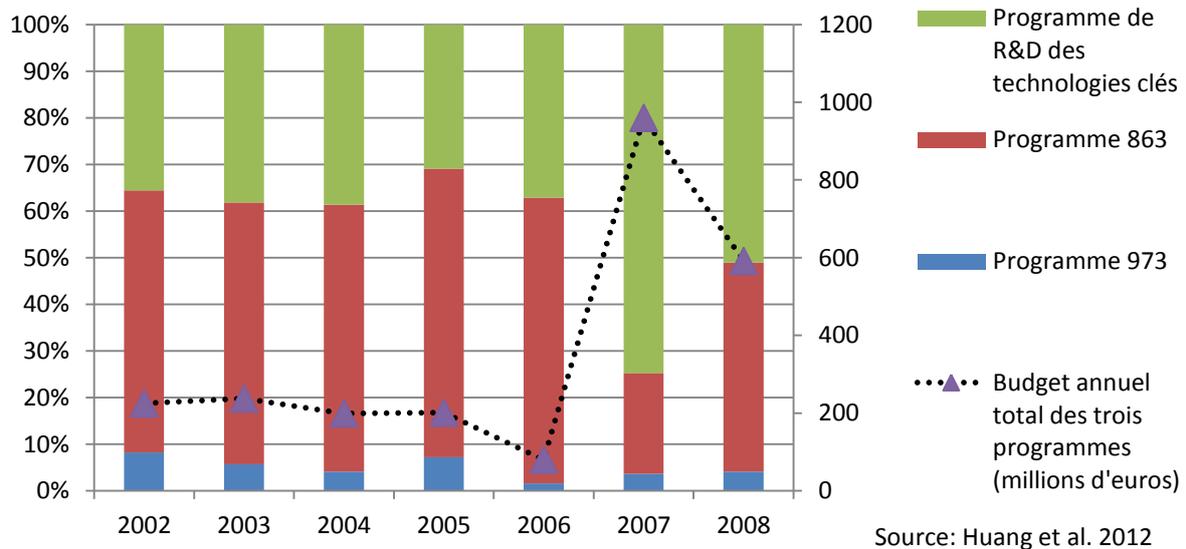


Figure 7: Répartition des programmes dans le budget total et budget annuel total.

- Le programme 973.** C'est un programme de financement de la recherche fondamentale. Entre 1998 (sa date d'entrée en vigueur) et 2008, 28% de ses fonds⁴² vont à l'énergie, la conservation des ressources naturelles et la protection de l'environnement. Le onzième plan quinquennal redéfinit les objectifs du programme en appuyant sa dimension énergétique : les priorités sont les nouveaux modes d'exploitation des énergies grises, les énergies renouvelables et le réseau électrique. Des trois programmes c'est celui qui représente la part la plus faible du financement gouvernemental du secteur énergétique chinois (entre 2% et 8% entre 2002 et 2008 d'après le National Bureau of Statistics). Dans les faits le financement gouvernemental chinois dans le domaine des EnRs insiste d'avantage sur le stade de développement, traité au travers du programme 863.
- Le programme 863.** Ou encore Programme d'Etat de Développement de la Technologie de Pointe se focalise sur le développement des nouvelles technologies. Il commence en 1986 et ses priorités sont, comme pour les autres programmes, définies par les plans quinquennaux. Le

41 National Bureau Of Statistics, 2002-2009

42 924.3 Millions d'euros sur l'ensemble de la période pour un total de 382 projets. D'après Tan, 2010.

onzième plan quinquennal (2006-2011) pointe quatre priorités technologiques auxquelles sont associés des budgets annuels:

- L'hydrogène et les piles à combustible (7.5 millions d'euros/an)
- L'efficacité énergétique (7.5 millions d'euros/an)
- Les technologies de charbon propre (4.5 millions d'euros/an)
- Les énergies renouvelables (2.9 millions d'euros/an)

Ce programme génère principalement des prêts à taux bas. Il crée des relations entre le monde industriel et la recherche appliquée publique. Ainsi en 2010 il existait 38 centres nationaux de R&D sous la direction de l'Agence Nationale de l'Energie (Yang, 2010). Ce sont ces interrelations qui ont permis aux industries chinoises de gagner des parts de marché dans le domaine des EnRs⁴³ (voir infra à propos des leaders chinois et le rôle des programmes de R&D). Le secteur éolien profite également du programme puisque la commercialisation des turbines de 2 à 3 MW est l'une des priorités du programme pendant le onzième plan quinquennal.

- **Le Programme de R&D des technologies clés.** Durant le dixième plan quinquennal (2001-2006) ce programme contribue au lancement de huit projets dans le domaine de l'énergie, dont la moitié concerne les EnRs : la génération d'électricité verte, l'intégration des panneaux solaires dans les bâtiments, la commercialisation des technologies photovoltaïques et éoliennes et finalement le développement technologique des biocarburants.

Ces projets ont été financés à hauteur de 58.1% par le gouvernement (d'après le Ministère des Sciences et de la Technologie). Son rôle est redéfini avec le onzième plan quinquennal (2006-2011) : les EnRs continuent d'être au cœur des priorités du programme et les budgets annuels sont augmentés (cf. figure 7) pour pouvoir répondre à la hausse de la demande de ces technologies.

Orienter les fonds privés vers la R&D : les instruments de la politique chinoise. D'après Eurostat, la part des entreprises dans le financement de la R&D en Chine est passée de 60.1% en 2003 à 73.9% en 2011. Pour orienter l'investissement privé vers la R&D les pouvoirs publics ont mis de nombreux instruments en place. Ils sont détaillés brièvement dans le tableau ci-dessous. Cette liste n'est pas exhaustive et ne concerne pas exclusivement les technologies EnRs. Il est difficile d'estimer dans quelle mesure le secteur des EnRs bénéficie de ces mesures en raison du manque de données.

Instruments fiscaux	Remboursement accéléré de la TVA	En anticipant la TVA qu'elle devra payer sur ses futures ventes et avec l'accord du gouvernement, l'entreprise peut déduire à l'avance de son impôt le remboursement de la TVA.
----------------------------	----------------------------------	---

43 Ainsi en 2010 c'est un institut de recherche public, l'Institution de Recherche dans les Semi-conducteurs Emei, qui contribue à sortir le secteur photovoltaïque de la pénurie de silicium qu'il traverse (Zhang, Andrew-Speed, 2013).

	Amortissement accéléré	L'amortissement des biens d'équipements liés à la R&D peut être accéléré.
	Crédit d'impôt	Une partie des dépenses en R&D peut être déduite des impôts
Instruments de financement	Financement Spéciaux	Les activités d'absorption et de ré-innovation sont subventionnées.
	Crédit privés	Les banques privées sont encouragées à accorder des prêts à taux préférentiels pour les activités de R&D. Toutefois on ne dispose pas d'informations sur les incitations induites auprès des banques.
Instruments protectionnistes	Standards domestiques	La mise en place de standards par le gouvernement sur les produits innovants chinois permet les favoriser vis-à-vis de la concurrence étrangère.

Tableau 3: Les autres instruments de soutien à la R&D.

La dernière catégorie du tableau, les instruments protectionnistes, influe également la R&D et joue en aval dans la chaîne de l'innovation. Ils assurent une rente aux secteurs industriels producteurs de biens d'équipements. La sous-partie suivante développe la stratégie industrielle chinoise, en présentant des exemples concrets des mesures ayant amené la Chine au rang des pays leaders dans l'exportation des biens d'équipements relatifs aux EnRs.

c. Second volet de la politique technology push : la création d'un leadership industriel.

La politique chinoise de promotion des EnRs est un corollaire de sa politique industrielle. La demande de biens relatifs aux EnRs suit une croissance de long terme induite par les engagements pris dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ceci pousse la Chine à introduire ces technologies au cœur de sa politique industrielle tout en développant en parallèle une politique de déploiement des EnRs sur le territoire. On détaille ici deux stratégies de la politique industrielle chinoise : la création de leaders industriels et l'utilisation d'instruments protectionnistes.

Les leaders industriels chinois dans le domaine des énergies renouvelables. En 2012, les dix plus grosses entreprises chinoises du secteur photovoltaïque représentaient 26.6% de la capacité mondiale avec 71 000 tonnes de cellules silicone. Ceci fait de la Chine le premier producteur mondial, sa production brute atteint environ 37.5 milliards d'euros en 2012. Cette même année, la production chinoise représente 23 GW de puissance installée, dont 18 GW sont exportés. En 2012 la production chinoise représente 61.8% de la production totale⁴⁴. Le marché du photovoltaïque est mondialisé et la Chine a misé sur ses exportations pour gagner la position de leader mondial, on verra que cette stratégie n'est désormais plus tenable.

Dans le secteur de l'éolien, la Chine fait partie des leaders. Elle affronte la concurrence de Vestas (Danemark), Gamesa (Espagne) ainsi qu'Enercon (Allemagne) qui représentaient à eux trois 28.5% de la production mondiale en 2011. Golwind et Sinovel, deux entreprises chinoises figurent également

⁴⁴ Les données proviennent de l'IEA PVPs National Report : China 2012.

parmi les cinq premières entreprises mondiales et représentent 17.7% de la production mondiale⁴⁵. Toutefois on ne peut pas parler d'un marché mondial éolien. Les chiffres démontrent que les marchés pertinents sont régionaux. En Europe, le marché éolien est largement dominé par des entreprises européennes. Ainsi entre 2001 et 2007, environ 30% de la capacité nouvellement installée en Europe est produite par Vestas. La firme Enercon représente environ 20% de l'offre entre 2001 et 2009. Les autres leaders européens sont également présents : Siemens (Allemand, 7% à 10% des nouvelles installations entre 2004 et 2009), Nordex (Allemand, environ 6% de la puissance nouvellement installée entre 2001 et 2007). General Electrics Wind, firme américaine, voit sa part de marché en Europe passer de 11% en 2003 à 2% en 2007⁴⁶.

On trouve une situation symétrique en Chine, puisque le marché est progressivement conquis par des acteurs locaux. En 2004 la part de marché des entreprises étrangères en Chine est de 75%, elle passe à 42% en 2007 et à 13% en 2009. Parmi les entreprises leaders : Sinovel, Goldwind et Dongfang, trois constructeurs chinois, représentent à eux seuls 63.1% du marché chinois en 2009. Tandis que Vestas, General Electrics Wind et Suzlon (groupe indien) ne représentent en 2009 que 10.9% du marché chinois⁴⁷. Les marchés éoliens chinois et européen sont deux marchés pertinents distincts. Une caractéristique clé du marché chinois est la présence d'acteur de grande taille, pour qui l'Etat a joué un rôle majeur. On revient sur le rôle des pouvoirs publics dans l'histoire de deux de ces firmes : Goldwind (secteur de l'éolien) et Suntech (secteur du solaire).

Goldwind est le plus important fabricant de turbines éoliennes en Chine. L'histoire de son ascension est liée aux programmes de financement de la R&D décrits plus haut et à l'aide de l'Etat. Dès 1998 la firme profite du programme national de R&D des technologies clés pour développer des turbines de 600 kW. Un an plus tard la première éolienne chinoise de 600 kW est montée, conçue avec 90% de composantes chinoises. La collaboration perdure: avec le dixième plan quinquennal trois projets sont financés par le gouvernement parmi lesquels le développement d'une turbine de 1.2 MW. Quatre ans plus tard deux turbines de 1.2 MW sont érigées, toujours avec 90% de composantes chinoises.

Le deuxième acteur qui a contribué au succès de Goldwind est l'une des cinq régions autonomes chinoises. La région du Xinjiang met en place un crédit d'impôt de 15% sur la période 2001-2010 à destination de la compagnie et localise les activités de développement de technologies de pointe en apportant des fonds d'appoint aux programmes 863 et 973 (Tan, 2010).

Suntech est créée en 2001 par un entrepreneur chinois ayant étudié la technologie solaire en Australie. A son retour il profite du programme 863 pour financer un centre de recherche avancée (Sergi, 2011).

45 Cleantech magazine, volume 6, issue 2.

46 Les chiffres proviennent du rapport Wind Energy, the facts- A guide to the technology, economics and future of wind power (EWEA), 2009.

47 China Wind Power Outlook 2010.

Il en résulte une multiplication par douze de la productivité de la firme en seulement trois années (Karplus, 2007).

En plus des programmes gouvernementaux, l'implication est également très forte à l'échelle régionale. La ville chinoise de Wuxi (région du Jiangsu) finance partiellement onze projets entre 2001 et 2005, à hauteur d'environ 1.9 millions d'euros. Le gouvernement chinois a été attaqué en 2011 par les Etats-Unis au titre des aides d'état versées à Suntech. Parmi les accusations : le financement à très faible coût dont jouit la firme. Les taux faibles corrigés de l'inflation peuvent mener à un crédit à taux négatif.

Une preuve supplémentaire de l'engagement des pouvoirs publics dans la firme est son sauvetage, en septembre 2012. En 2007 la recette de la compagnie est composée à 51% de ventes allemandes et à 35% de ventes espagnoles. La crise aura un impact lourd sur la santé financière de Suntech, en 2009 la recette passe en un an de 540 millions d'euros à 45 millions d'euros. La firme perd 750 millions d'euros en 2011 et dépose son bilan le mercredi 20 mars 2013⁴⁸. Pour endiguer cet effondrement, le maire de la ville de Wuxi avait accordé un prêt de 24 millions d'euros en septembre 2012 pour couvrir les dettes de l'ancien leader⁴⁹.

Les instruments protectionnistes mis en place par les pouvoirs publics chinois. Il est difficile de déterminer avec précision dans quelle mesure le gouvernement chinois protège son industrie. De nombreux conflits ont vu le jour autour de cette question, largement traitée par la littérature. On se focalise ici sur deux instruments protectionnistes utilisés par la Chine pour protéger et stimuler son industrie nationale éolienne :

- **Les obligations de contenu local.** La Commission Nationale du Développement et de la Réforme publie en 2003 une note obligeant les producteurs d'électricité verte à acheter des turbines ayant un taux de localisation nationale de 50%. Cette obligation passera à 70% en 2004. Les bénéfices locaux des politiques énergétiques nationales et internationales sont assurés. Cette règle prend officiellement fin en 2009 (Zhang et Andrew-Speed, 2013).
- **Fonds spécial d'industrialisation à destination de l'industrie éolienne chinoise.** C'est le Ministère des Finances qui met en place en 2008 ce fonds qui consiste à verser une subvention à la production. Cette subvention concerne les producteurs de turbines localisés en Chine : ils sont éligibles à une prime de 600 yuans/kW pour les cinquante premières turbines produites. Les critères d'éligibilité sont que les autres composantes de l'installation doivent être

48D'après l'Agence France Presse (AFP).

49 China's competitiveness, Case study: Suntech. Ahrens, 2013.

manufacturées par une entreprise chinoise ou possédée en majorité par des actionnaires chinois⁵⁰.

La Chine n'est pas la seule à avoir mis en place des obligations de contenu local. Le Brésil dispose d'une obligation de ce type égale à 60% des installations dans le secteur éolien. Respecter cette condition permet à l'investisseur d'obtenir un prêt subventionné par la Banque Nationale de Développement du Brésil. L'Inde, à partir de 2012, inclut un critère similaire au travers des mécanismes d'enchères pour le secteur photovoltaïque. Pour être éligible au programme de déploiement de l'Etat, les producteurs doivent utiliser des modules manufacturés en Indes. En Europe, certains pays utilisent également les obligations de contenu local, bien que les législations protégeant la libre concurrence soient plus contraignantes. L'Espagne dispose par exemple d'obligations de contenu local, mises en place au niveau des régions pour les installations éoliennes. Leur implémentation n'est pas officialisée par les textes législatifs. En France, depuis le 7 janvier 2013, les tarifs d'achat à l'électricité d'origine photovoltaïque sont majorés de 5% à 10% si les producteurs peuvent justifier de l'origine européenne des panneaux solaires.

iv. Bilan et perspectives.

En 2008 la part de la Chine dans les émissions de GES mondiales était de 23.5%, les premières estimations de la Commission Européenne donnent pour 2012 une augmentation de cette part d'environ 5 points. Le découplage entre la croissance économique et la consommation d'énergie est donc une condition préliminaire à l'entrée dans une large proportion des énergies renouvelables dans le mix énergétique chinois et donc la réduction des émissions de GES.

La politique énergétique chinoise a différencié le traitement du photovoltaïque et de l'éolien dans sa stratégie :

- Le développement d'une forte industrie éolienne qui peut se reposer sur le marché intérieur, lui-même stimulé par les mesures de type market-pull.
- L'exportation en très grande quantité de panneaux photovoltaïques chinois produits à faible coût en raison des économies d'échelles réalisées au sein de très larges structures.

Ces deux atouts économiques risquent dans le futur de devenir des problèmes.

L'éolien a bénéficié d'un marché intérieure avantageux mais la connexion au réseau des installations continue de poser problème. Le secteur industriel éolien est en surcapacité de production de 27 GW en 2012 et de 36.5 MW en 2013⁵¹. Et le prix des turbines chinoises a chuté de 48% entre 2009 et 2011 ce qui nécessite une relance de la demande suffisamment importante pour que les firmes survivent. Le

50 Lovells, Robinson et Sun, 31 octobre 2008. (<http://www.lexology.com/library/detail.aspx?g=0f16ad7f-0446-4d7a-a566-2671efba6084>).

51 D'après BTM Consult.

réseau continue d'être une limite au déploiement de la technologie éolienne puisque le taux d'effacement de la consommation électrique sur le réseau était d'environ 16% en 2011⁵².

Dans le cas de l'industrie solaire chinoise la demande intérieure doit prendre le relais de la demande extérieure pour pallier au problème de surcapacité. En 2012 la Chine produisait 30% des panneaux solaires consommés dans le monde. **Les exportations de l'année 2012 ont augmenté de 12.5% par rapport à 2011, mais ont perdu 43.5% de leur valeur en raison de l'excédent d'offre**⁵³. On estime que plus de 50% des PME ont arrêté de produire dans le secteur photovoltaïque⁵⁴. La réaction du gouvernement chinois est de privilégier les nouvelles installations raccordées au réseau en pariant sur le feed-in tariff mis en place en 2011 pour stimuler la demande intérieure. La capacité installée en Chine passe de 800 MW en 2010 à 7000 MW en 2012.

Le douzième plan quinquennal défini par le gouvernement en juillet 2012 propose des mesures qui visent à stimuler la demande intérieure par une taxation avantageuse. En parallèle le Conseil d'Etat souligne l'importance de la gestion des équilibres sur le réseau électrique et préconise d'insister sur la gestion de la demande (Zhang, 2013).

52 D'après le Liming Qiao, Directeur du GWEC (<http://www.gwec.net/china-wind-market-update/#>).

53 IEA PVPs National Report: China 2012.

54 Ibid.

Le Danemark est un pionnier dans les politiques de soutien aux énergies renouvelables. Le pays couple cette démarche à des mesures d'efficacité énergétique et à une modernisation du réseau électrique. En 2013, le World Economic Forum déclare l'approvisionnement énergétique du Danemark le plus sûr de l'Union Européenne. Deux caractéristiques de la politique danoise tendent à être soulignées.

Premièrement l'articulation entre le soutien aux EnRs et la fiscalité écologique. Après le choc pétrolier de 1973, le pays instaure une taxe sur la consommation d'essence, de diesel et de pétrole. Même après la baisse des prix des énergies fossiles, les taxes sont maintenues à un niveau haut pour promouvoir l'investissement dans les énergies alternatives dans un but d'accroître l'indépendance énergétique du pays. La première taxe carbone sur la consommation d'électricité voit le jour en 1992. Cette taxe concourt de deux manières à financer la transition énergétique. Premièrement une partie de la recette est recyclée dans le financement de programmes de R&D portant sur les technologies éoliennes (Sovacool, 2013). Deuxièmement elle constitue une partie du système de soutien aux EnRs de type market pull : une partie de la prime que reçoivent les producteurs éoliens est le remboursement de la taxe carbone tandis que l'autre partie de la prime est une rémunération garantissant la rentabilité des installations. Ce soutien aux EnRs est financé par une taxation non distortive et induit ainsi un double dividende : la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'allègement des distorsions engendrées par le système fiscal (ainsi le recyclage de la taxe a permis un allègement de la fiscalité sur le travail et une aide au financement de la transition énergétique).

Deuxièmement la politique de soutien aux EnRs danoise s'illustre par l'équilibre entre les deux types d'instruments mis en place. Les instruments de soutien market pull sont coûteux et présentent le risque de n'induire que des innovations incrémentales (par opposition à l'innovation radicale). Depuis l'année 2000, le versement des primes à l'électricité verte discrimine les installations selon leur productivité et réduit ainsi le coût du soutien. En amont, l'accent est mis sur les politiques de type technology push, ce qui a permis au Danemark de devenir un leader technologique dans le domaine de l'éolien et en parallèle de réduire l'aide apportée aux producteurs d'électricité verte qui utilisent la meilleure technologie à moindre coût.

L'Allemagne est un cas de leadership industriel et technologique. Le pays jouit d'une balance commerciale excédentaire, mais se positionne sur des secteurs industriels beaucoup plus

consommateurs d'électricité⁵⁵ que le Danemark et ne peut sacrifier sa compétitivité à la transition. L'exemple allemand de la transition énergétique place en avant le rôle de la demande intérieure, qui a motivé le secteur industriel à s'emparer des technologies EnRs. Pourtant il se bute désormais à un problème de coût, exacerbé par le système de feed-in tariff et la proportion croissante d'électricité verte sur le réseau.

Le pays a construit ce statut de leader international sur le financement de la R&D et a initialement misé sur sa demande intérieure pour stimuler l'innovation, et cela notamment dans le secteur du solaire photovoltaïque. Un enseignement majeur de l'expérience allemande est l'arbitrage entre la stabilité des politiques market pull de soutien, chère aux investisseurs, et la flexibilité du mécanisme dont dispose les pouvoirs publics. La mise en place récente de « couloirs » de déploiement pour le photovoltaïque est une stratégie efficace même si elle n'est pas sans risque puisqu'elle dicte le rythme de la transition énergétique alors que l'innovation technologique est un processus aléatoire et discret difficile à anticiper. En parallèle à cela le nouveau système de prime implémenté en 2012 est directement adressé aux producteurs éoliens et accélère leur intégration au marché de l'électricité. Malgré cela, cette prime reste très coûteuse pour les consommateurs et aucune discrimination selon la productivité des installations n'est mise en place : des éoliennes amorties depuis des années continuent ainsi d'être subventionnées.

Le coût du soutien amène à la question de l'acceptabilité politique quant au financement de cette transition, qui pèse sur la pérennité du système. Des obstacles à cette acceptabilité sont l'exonération des industries lourdes, la baisse du prix de l'électricité sur le marché de gros et la hausse du prix de détail payé par les consommateurs. Ce frein à la transition énergétique va devenir européen en raison de la quantité d'énergie intermittente présente sur le réseau et des problèmes de loop flows (flux de boucle) que cela engendre en Pologne, en République Tchèque, en Hollande ou en Autriche, fragilisant ainsi la sécurité d'approvisionnement.

Le cas de la Chine est intéressant puisqu'il souligne la dimension industrielle d'une politique de promotion des EnRs et ses limites. De plus, l'adaptation du réseau électrique chinois se heurte à des barrières institutionnelles et à un déploiement inégal.

La Chine se trouve désormais devant la nécessité de soutenir sa demande intérieure pour pouvoir répondre aux surcapacités nationales de production. Les exportations chinoises pâtissent de la crise économique, qui a mené plusieurs pays européens à suspendre leurs politiques de soutien à la demande. Cela s'ajoute aux récentes guerres commerciales qui dégradent les rapports de la Chine avec

55 Le secteur industriel allemand consommait en 2013 43.8% de l'électricité du pays contre 28.2% (2011) pour la France et 26.9% (2011) pour le Danemark. D'après le Ministère de l'écologie français, l'Agence danoise de l'énergie et le Ministère de fédéral de l'économie et de l'énergie allemand.

les pays importateurs. C'est le cas des Etats-Unis au sujet du fonds spécial destiné aux constructeurs éoliens chinois ou de l'Union Européenne à propos des panneaux photovoltaïques chinois ; cela pousse les pays développés à réorienter leurs politiques de soutien vers des équipements nationaux. Il faut donc substituer aux exportations une demande intérieure solide. Cet impératif passe par une politique de type market pull que le gouvernement met en place depuis 2005. Elle reste cependant trop peu incitative, notamment dans le secteur du solaire photovoltaïque, et son design discrimine trop peu les différents types d'installations, ce qui alourdit le coût du soutien. L'articulation des instruments de soutien à la demande avec les nouveaux marchés carbone chinois sera déterminante⁵⁶.

Les progrès technologiques chinois dans les EnRs portent leurs fruits, mais l'adaptation du réseau électrique va constituer un véritable défi de la transition énergétique. D'autant plus qu'elle s'inscrit dans le contexte particulier des économies en développement : la conversion du système électrique avec une demande croissante dans le temps. D'après les chiffres de la State Electricity Regulatory Commission, 25.83% de la puissance éolienne installée en Chine n'était pas raccordée au réseau électrique à la fin de l'année 2010. La planification des installations raccordées au réseau subit un décalage entre l'Etat et les régions : le gouvernement exige un taux de raccordement pour les nouveaux projets de 90% et les régions de 60% (Li Junfeng, 2010). De plus on observe une forte inégalité de déploiement du réseau électrique en Chine, si bien que la première moitié de l'année 2010, 75.68% de l'électricité éolienne refusée sur le réseau était générée en Mongolie Intérieure. Or c'est l'une des régions les plus ventées de Chine mais les moins densément peuplée. L'expansion du réseau des sites éoliens vers les sites de consommation est une barrière importante.

Cette étude est essentiellement descriptive mais soulève des points de la littérature économique sur les politiques climatiques de soutien à l'innovation qui demeurent partiellement traités.

Premièrement une analyse empirique des systèmes de soutien nationaux et de leurs évolutions dans le temps⁵⁷ permet d'estimer les aspects complémentaires et substituables des instruments de soutien en observant la réponse des investisseurs en termes de capacités installées. Cette analyse peut déboucher sur une évaluation de l'efficacité-coût des différentes combinaisons d'instruments.

Deuxièmement il est question dans l'innovation verte de la notion de double externalité : d'une part l'externalité négative sur le climat du comportement des acteurs économiques, qui ne prennent pas en compte spontanément les dégâts causés par les émissions de GES. D'autre part l'externalité positive de l'usage de la connaissance accumulée par tous, qui est un bien commun et induit un dilemme de la connaissance ainsi qu'une sous allocation de moyen vers la R&D. Cette double externalité est évoquée dans la littérature économique (Jaffe, Stavins et Newell, 2005) et pose la question de la limite des

56 Sur les marchés carbones chinois, voir Quemin et Wang « Overview of Climate Change Policies and Development of Carbon Markets in China », 2014.

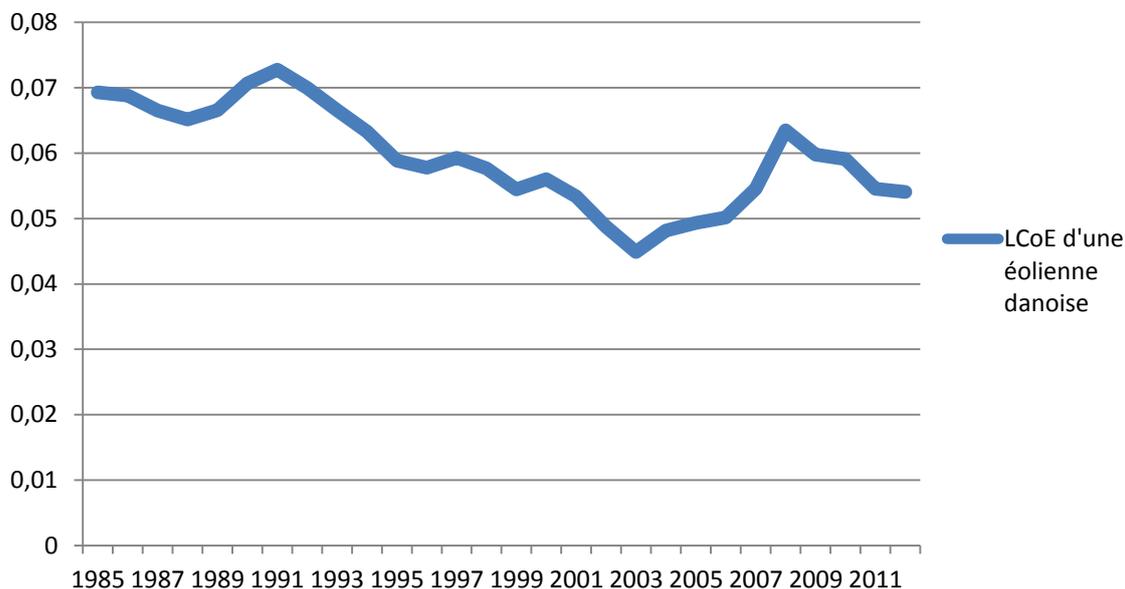
57 Sur ce point le travail mené par Groba, Indivik et Jenner (2011) nous semble aller dans ce sens.

solutions apportées par la théorie économique (typiquement la taxe pigouvienne et le brevet d'une invention). Il est nécessaire de comprendre dans quelle mesure ces deux externalités interagissent. Des premiers éléments de réponse sont apportés par Fisher et Newell (2008) et concernent l'insuffisance d'un prix carbone à déclencher des investissements de long terme. A notre connaissance, la formalisation de cette double externalité fait défaut. Elle permet de faire le lien entre les deux externalités et la fiscalité environnementale, qui par son caractère non distortive constitue une source de financement efficace des investissements dans la transition énergétique, pour l'instant financée en grande partie par des taxes distortives.

ANNEXE.

I. DANEMARK

a. Evolution des LCoEs éoliens : le cas du Danemark (1985-2011)⁵⁸.



b. Détails des programmes danois de financement à la Recherche et au Développement.

Les programmes de financement danois sont directement liés aux acteurs les ayant mis en place.

Le Danish National Advanced Technology Foundation est créé en 2004. Le but de la fondation est d'améliorer l'emploi et de produire de nouvelles perspectives de croissance. La priorité est donnée aux activités de Recherche, Développement et Démonstration avec une attention particulière portée aux Petites et Moyennes Entreprises (PME). Entre 20% et 30% du budget total de la fondation sont alloués aux technologies de l'énergie aux travers de programmes de recherche et de financement de sites démonstrateurs. Parmi les programmes de recherche danois celui-ci couvre le plus large segment de l'innovation.

L'Energy Research Program est détaillé plus tôt. L'Energy Technology Development and Demonstration Program prend son relais en 2007. Le programme est conduit par une entité indépendante, appuyée par le ministère du climat et de l'énergie. On peut souligner que ce programme est dédié exclusivement aux technologies visant à réduire les émissions de GES et la dépendance aux énergies fossiles. Ce programme en dépit de l'importance des financements qu'il accorde insiste sur l'engagement financier des partis privés pour minimiser les problèmes d'aléas moraux ; de plus il souligne explicitement la dimension commerciale des projets éligibles.

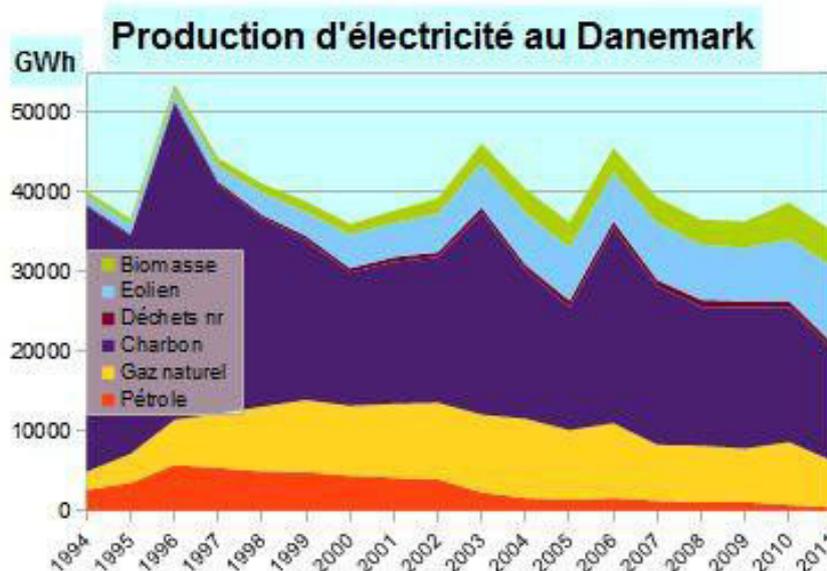
La Danish Energy Association prend part au financement de la transition énergétique danoise au travers de son programme ELForsk. Le programme est orienté vers des projets de RD&D qui portent sur une utilisation plus efficace de l'électricité. Les domaines privilégiés sont le bâtiment, l'éclairage à consommation basse et les technologies de refroidissement.

⁵⁸ Calculs effectués par l'auteur, les données proviennent des rapports nationaux de l'IEA Wind et de Data DK. Ils sont effectués pour un taux de charge moyen par cohorte de producteurs.

L'opérateur national de transmission pour le gaz et l'électricité Energinet.dk voit le jour le premier janvier 2005. Il commence en 2008 un programme de financement appelé ForskVE focalisé sur le financement des installations de génération d'électricité verte de petites capacités et vise en particulier les technologies du photovoltaïque, des énergies marines et de la biogazéification. Il faut préciser que parmi les programmes de financement, celui-ci se positionne clairement à la fin du processus d'innovation en se concentrant sur l'introduction sur le marché.

Le Danish Council for Strategic Research est créé en 2004. Ses activités visent à soutenir tous types de RD&D visant à accroître la compétitivité de l'économie danoise. En 2009 et 2010 les thèmes prioritaires étaient les systèmes énergétiques, la compétitivité, les technologies vertes et l'adaptation au climat.

c. Evolution du mix énergétique danois (source : Danish Energy Agency).



d. Feed-in Tariffs et Feed-in premiums pour la biomasse et le biogaz selon le type de technologie.

	Type of technology and contract duration	Payment amount
Solid Biomass	Burning biomass (10 years duration for plants financed by utility companies or lifetime if not)	<ul style="list-style-type: none"> Guaranteed premium: 2ct/kWh (0.15DKK/kWh). Total payment capped for utility companies financed plants: 4ct/kWh (0.30 DKK/kWh), premium plus market price. Additional environmental bonus: 1.3ct/kWh (0.10DKK/kWh).
	Alternatives technologies (approx. 20 years duration ⁵⁹)	<ul style="list-style-type: none"> FIT: 10.63ct/kWh (0.793DKK/kWh). FIP: 5.77ct/kWh (0.431DKK/kWh) Co firing is supported only through the FIP for the generated electricity proportion's due to biomass.
Bio	Combustion (lifetime)	<ul style="list-style-type: none"> FIT: 10.63ct/kWh (0.793DKK/kWh) plus 3.5ct/kWh (0.26DKK/kWh)⁶⁰. The total is capped to 15.4ct/kWh (1.15DKK/kWh).

⁵⁹ Depends from the technology and the grid connection date, for co-firing there is no defined duration.

		<ul style="list-style-type: none"> FIP: 5.8ct/kWh (0.431DKK/kWh) plus 3.5ct/kWh (0.26DKK/kWh). The total is capped to 10.8ct/kWh plus market price. Additional environmental premium: 1.3ct/kWh (0.10DKK/kWh).
	Co-firing (Only supported through the FIP)	<ul style="list-style-type: none"> FIP: 5.8ct/kWh (0.431DKK/kWh) plus 3.5ct/kWh (0.26DKK/kWh). The total is capped to 10.8ct/kWh plus market price. Additional environmental premium: 1.3ct/kWh (0.10DKK/kWh).

II. Allemagne

a. Feed-in tariffs et bonus versés aux installations biomasse et biogaz (EEG 2009).

Paiement (centimes/kWh) Couverture de 20 ans	<150kW		<500kW		<5MW		<20MW	
	Biogaz	Biomasse	Biogaz	Biomasse	Biogaz	Biomasse	Biogaz	Biomasse
Paiement de base	11.67	11.67	9.18	9.18	8.25	8.28	7.79	7.79
Nawaro Bonus	7	6	7	6	4	4	-	-
Bonus de cogénération	3	3	3	3	3	3	3	3
Bonus technologique de retraitement	2	2	2	2	2	2	-	-

En plus de ces paiements, l'électricité issue du biogaz peut recevoir deux types de bonus supplémentaires. Le premier concerne les installations qui utilisent 30% ou plus de fumier (le bonus est de 4 centimes/kWh) et le second concerne les installations utilisant des matériaux issu de la préservation du paysage (2 centimes/kWh).

b. Ajustements du taux de dégressivité pour le solaire photovoltaïque selon la capacité installée sur les douze derniers mois (EEG 2012).

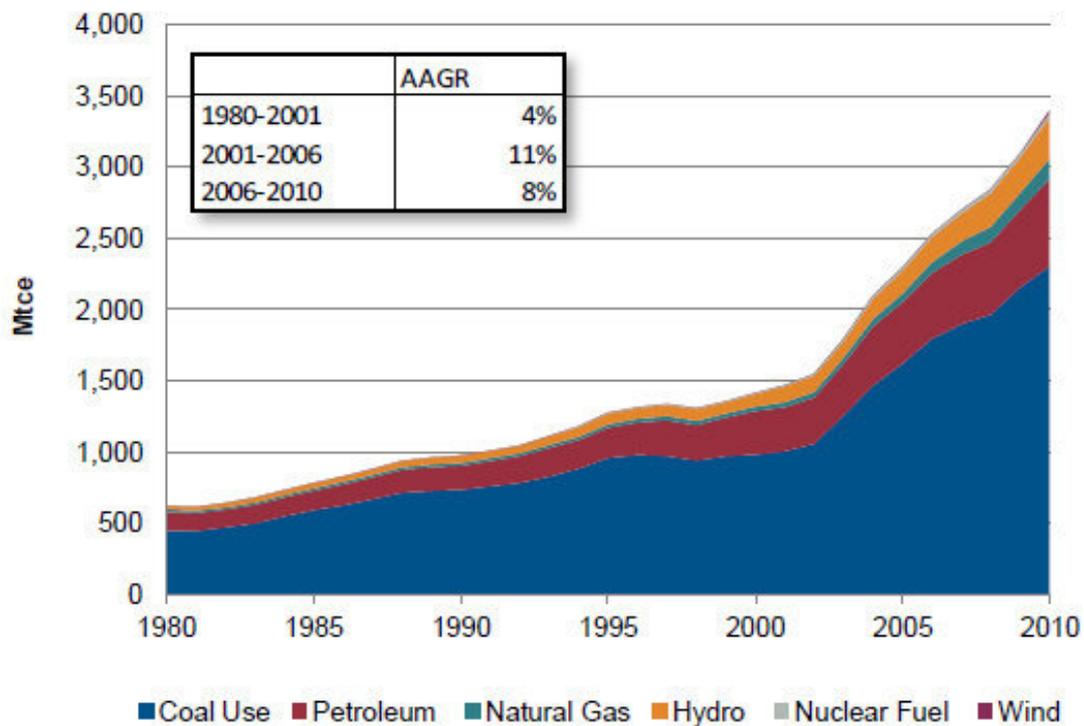
Installed capacity during prior to 12-month period	Monthly degression
>7500 MW	2.8%
>6500 MW	2.5%
>5500 MW	2.2%
>4500 MW	1.8%
>3500 MW	1.4%
2500-3500 MW	1%
<2500 MW	0.75%
<2000 MW	0.5%
<1500 MW	0%
<1000 MW	-0.5%

Table 1: Design du couloir de dégressivité pour le PV allemand.

⁶⁰ This additionally feed-in tariff is a new measure concerning biogas. The payment should decrease proportionally to the natural gas' price.

III. Chine

- a. Evolution de la consommation totale chinoise d'énergie primaire par source (1980-2010).



Source: Berkeley Lab, Key China energy statistics 2012.

Bibliographie

Articles académiques

Bechberger, M., Reiche, D., *Renewable energy policy in Germany: pioneering and exemplary regulations*, Energy for sustainable development, Vol. VIII No.1, 2004.

De Jonghe, C., Delarue, E., Belmans, R., D'haeseleer, W., *Interactions between measures for the support of electricity from renewable energy sources and CO2 mitigation*, Energy Policy, 2009.

Cherni, J., Kentish, J., *Renewable energy policy and electricity market reforms in China*, Energy Policy, 2007.

Fischer, C., Newell, R., *Environmental and technology policies for climate mitigation*, Journal of environmental economics and management, 2008.

Gao, C., Lv, Y., *Research on China's energy development strategy and policy: Research on energy R&D policy*, Economic Science Press, 2004.

Huang, C., Su, J., Sui, J., Ru, P., Zhang, H., Wang, X., *Government funded renewable energy innovation in China*, Energy Policy, 2012.

Huo, M., *Lessons from photovoltaic policies in China for future development*, Energy Policy, 2010.

Jaffe, A., Newell, R., Stavins, R., *A tale of two market failures: Technology and environmental policy*, Ecological Economics, 54, 2005.

Jenner, S., Groba, F., Indivik, J., *Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union Countries*, Energy Policy, Vol.42, 2013

Lauber, V., Mez, L., *Three decades of renewable electricity policies in Germany*, Energy and Environment, 2004.

Lewis, J., *The rise of energy protectionism: emerging trade conflicts and implications for low carbon development*, Global Environmental Politics (forthcoming), 2014.

Lewis, J., Wisser, R., *Fostering a renewable energy technology industry: an international comparison of wind industry policy support mechanisms*, Energy policy, 35, 2007.

Lipp, J., *Lessons for effective renewable electricity from Denmark, Germany and the United-Kingdom*, Energy Policy 2007.

Lo, K., *A critical review of China's rapidly developing renewable energy and energy efficiency policies*, Renewable and sustainable energy reviews, 2014.

Ma, H., Oxley, L., Gibson, J., Li, W., *A survey of China's renewable energy economy*, Renewable and sustainable energy reviews, 2010.

Ni, C.C., *China's wind-power generation policy and markets developments*, IEE Journal, 2008.

Sergi, B., Bonvillian, *Energy Innovation in China and the 863 Technology Program*, Innovations Systems, 2011.

Sovacool, B., *Energy policymaking in Denmark: implications for global energy security and sustainability*, Energy Policy, 2013.

Tan, X., *Clean technology R&D and innovation in emerging countries – Experience from China*, Energy Policy, 2010.

Wang, F., Yin, H., Li, S., *China's renewable energy policy: commitments and challenges*, Energy Policy, 2010.

Zhang, S., Andrews-Speed, P., Zhao, X., He, Y., *Interactions between renewable energy policy and renewable energy industrial policy: A critical analysis of China policy approach*, Energy Policy, 2013.

Rapport et publications.

Arhens, N., *China's competitiveness, case study: Suntech*, Report of the CSIS hills, 2013.

Biogas profile, Denmark, European Biogas Association, 2013.

Bolinger, M., *Community wind power ownership schemes in Europe and their relevance to the United States*, Lawrence Berkeley National laboratory, 2001..

European best practice report, *Comparative assessment of the national bioenergy strategies and biomass action plans in 12 EU countries*, January 2009.

Fulton, M., Mellquist, N., *The german feed-in tariff for PV: Managing volume success with price response*, DB Climate Change Advisors, May 23, 2011.

Fulton, M., Capalino, R., *The german feed-in tariff: recent policy changes*, DB Climate Change Advisors, September, 2012.

Grobbelaar, S., *The Danish commercial wind turbines industry: a business eco-system perspective*, University of Cambridge, Cambridge, 2010.

International Energy Agency, *IEA Wind Annual Reports*, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 and 2011.

International Energy Agency, *IEA PVPS Annual Reports*, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, and 2012.

International Energy Agency Wind task 26: The past and future cost of wind energy, WP2. Lantz, E., Wiser, R., Hand, M., 2012.

IRENA-GWEC: 30 years of policies for wind energy, 2012.

Junfeng, L., *Simultaneous development of wind power generation and grid planning*, The people's daily, 2010. From Luo, G., Zhang, X., *Inconstancies between China's wind power development and grid planning: an institutional perspective*, Renewable Energy, 2012.

Karplus, V., *Innovation in China's energy sector, working paper, Stanford university program on energy and sustainable development*, 2007.

Langmiss, O., *The German 250-MW-Wind-Power*, Report for the Energy Foundation's China Sustainable Energy Program, 2006.

Lorenzen, K., *Report on fiscal incentives and subsidy schemes promoting the use of renewable energy in Denmark*, Energy Centre Denmark.

Morten Tony Hansen, *Strategy for research, development and demonstration of thermal biomass gasification in Denmark*, Department of Biomass and Waste, Energinet.dk, 2011.

National Renewable Energy Laboratory, *Renewable Energy Policy in China: Financial Incentives*, 2004.

National Renewable Energy Laboratory, *Renewable Energy Policy in China: Brightness rural electrification program*, 2004.

Renewable Energy Danish Solution, Danish Energy Authority, 2003.

Yang, H.X., *Build a national team of energy research: an exclusive interview with Li Ye, Director of the energy conservation and technology equipment of the national energy bureau*, Journal of China investment, 2010

Information and debates Series

n° 31 • April 2014

n° 33 • October 2014

**Revue Internationale des Politiques de Soutien aux Energies
Renouvelables : les Enseignements du Danemark, de l'Allemagne et de la
Chine**

by Clément Bonnet

n° 32 • June 2014

**REDD+ projects in 2014: an overview based on a new
database and typology**

by Gabriela Simonet, Alain Karsenty, Christian de Perthuis,
Pete Newton, Brian Schaap

n° 31 • April 2014

**Success factors for implementing low-carbon mobility instruments in cities:
Learning from European, American and Asian case studies**

by Pierre-Franck Edwige and Claire Papaix

n° 30 • March 2014

**Overview of Climate Change Policies and Development of Emissions Trading
in China**

by Simon Quemin and Wen Wang

n° 29 • February 2014

**Forest Transition and REDD+ in developing countries: challenges for climate
change mitigation**

by Gabriela Simonet and Julien Wolfersberger

n° 28 • December 2013

**Biomass for Power Generation in the EU-27: Estimating Potential Demand,
CO₂ Abatements and the Biomass and CO₂ Breakeven Prices for Co-firing**

by Vincent Bertrand, Benjamin Dequiedt and Elodie Le Cadre

n° 27 • September 2013

**Back to the Future: A comprehensive analysis of carbon transactions in
Phase 1 of the EU ETS**

by Vincent Martino and Raphaël Trotignon

n° 26 • July 2013

**Overview of the policy toolbox for low-carbon road mobility in the European
Union**

by Claire Papaix and Bénédicte Meurisse

Contact us:

Chaire Economie du Climat - Palais Brongniart (4^e étage)

28 Place de la Bourse, 75 002 Paris, France

Tel : +33 (0)1 73 01 93 42

Fax : +33 (0)1 73 01 93 28

Email : contact@chaireeconomieduclimat.org

Directeur de la publication : Frédéric Gonand

Les opinions exposées ici n'engagent que les auteurs. Ceux-ci assument la responsabilité
de toute erreur ou omission

*La Chaire Economie du Climat est une initiative de CDC Climat et de l'Université Paris-
Dauphine*

