

MOTS CLES

•
Eolien Terrestre

•
Europe

•
Soutiens
Financiers
Publics

•
Diffusion
Technologique

•
Approche
Contrefactuelle

UNE ANALYSE CONTREFACTUELLE DU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Le cas de l'éolien terrestre

Marc BAUDRY et Clément BONNET

.....

Les capacités installées pour la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ont connu une expansion marquée sur la dernière décennie en Europe. On peut y voir le résultat d'une politique volontariste qui s'est largement appuyée sur des mécanismes de soutien aux revenus des producteurs. Cette expansion s'est toutefois accompagnée d'une charge financière croissante pour la collectivité, ce qui a conduit à remettre en question la stratégie de soutien. L'objectif est ici d'évaluer le caractère incitatif des mesures mises en place. Cela nécessite de mesurer ce qui est réellement imputable à la politique de soutien dans le développement observé des capacités.

Dans ce but, un indicateur de rentabilité des investissements en capacité est tout d'abord calculé afin d'être à même d'appréhender de manière synthétique et cohérente les instruments de soutien dans toute leur diversité. Une approche contrefactuelle de l'impact des instruments de soutien sur la rentabilité et le niveau des capacités installées est ensuite proposée. L'application au cas de l'éolien terrestre sur six pays européens tend à mettre en évidence que, derrière une apparente similitude des politiques et des trajectoires nationales, l'hétérogénéité dans le design des instruments a pu jouer un rôle déterminant. L'étude plaide ainsi en faveur d'une attention particulière à porter au design des instruments de politique économique en faveur des énergies renouvelables.

.....

Marc BAUDRY est professeur à l'Université Paris Ouest Nanterre la Défense et responsable du Pôle Innovation de la Chaire Economie du Climat

Clément BONNET est doctorant à l'Université Paris Ouest Nanterre la Défense et chargé de recherche dans l'initiative Transitions Energétiques de la Chaire Economie du Climat

Introduction.....	2
Construction d'un indicateur d'intensité de soutien au déploiement de l'éolien terrestre : le <i>Return-On-Investment</i> (RoI).	5
Cadre de l'étude : les leaders européens dans la technologie éolienne sur la dernière décennie.	5
Le <i>Return on Investment</i> (ROI).	7
Hypothèses et données utilisées.....	8
Hypothèses et données techniques.	8
Hypothèses et données géographiques.	9
Hypothèses et données économiques.	10
Premiers éléments d'analyse graphique.....	11
Un indicateur de rentabilité volatile.	11
Des évolutions contrastées des capacités installées	14
Le lien entre retour sur investissement et croissance des capacités	15
Croissance en niveau ou croissance relative des capacités ?	16
Le rôle majeur des capacités déjà installées	17
L'analyse économique de la diffusion des technologies	18
De l'approche holiste à l'approche micro-fondée de la diffusion	19
Compatibilité entre l'approche micro-fondée et les faits stylisés	21
L'analyse contrefactuelle de l'impact des soutiens financiers publics au développement de l'éolien terrestre.....	23
Le principe de l'analyse contrefactuelle	23
Résultats de l'analyse contrefactuelle pour les six pays étudiés	24
Conclusion	27
Bibliographie.....	28
Annexes.	30
ANNEXE 1: Récapitulatif des instruments de soutiens intégrés dans le calcul du RoI.	30
ANNEXE 2 : Analyse de sensibilité sur l'indicateur de RoI.	32
ANNEXE 3 : Hypothèses et données	32
ANNEXE 4 : Trajectoires des capacités cumulées en MW avec (trait continu) et sans (trait discontinu) instruments de soutien à la recette.	39

Introduction

Si, en Europe, le Danemark a longtemps fait cavalier seul en matière de promotion de l'éolien terrestre pour la production d'électricité, à la fin des années 2000 tous les pays européens avaient peu ou prou mis en place des mesures de soutien au développement de cette source d'énergie (Ragwitz et al. 2012). L'éolien terrestre est devenu le symbole des ambitions nationales en matière de développement durable, non seulement en Europe, mais aussi par exemple en Chine. Se faisant, il stigmatise aussi une bonne part des réserves et des critiques émises quant à la stratégie retenue pour développer les énergies renouvelables. Cette stratégie de soutien a d'ores et déjà été amendée par certains meneurs de file du développement de l'éolien, notamment l'Allemagne, voire complètement abandonnée par d'autres comme l'Espagne. Les nouvelles lignes directrices de la Commission Européenne relatives aux aides d'Etat en matière d'environnement et d'énergie consacrent, dans leur volet dédié aux sources renouvelables d'électricité, une inflexion marquée dans la stratégie de soutien¹. Autant que les distorsions entre pays membres de l'Union Européenne, ce sont les distorsions entre producteurs d'électricité d'origine fossile et producteurs d'électricité d'origine renouvelable qui sont visées par les nouvelles lignes directrices. Selon la logique de la réglementation sur les aides d'Etat, largement inspirée par l'analyse économique, de telles distorsions ne sont acceptables qu'à condition de peser moins que les effets positifs escomptés dans la mise en balance entre coûts et bénéfices. Dans la terminologie des aides d'Etat, la mise en évidence de ces effets positifs est au cœur de la démonstration de l'effectivité des aides. Il s'agit d'un préalable à la démonstration de leur efficacité qui consiste en la mise en balance avec les coûts associés aux aides, au premier rang desquels les coûts de distorsion.

La démonstration de l'effectivité des aides financières publiques apportées au développement des énergies renouvelables procède en deux temps. Le premier est d'ordre analytique tandis que le second consiste en une quantification. L'objet est ici de présenter les éléments de quantification. Il est utile au préalable de préciser quelques éléments clés quant à la nature des instruments mis en oeuvre. Le soutien aux énergies renouvelables peut se faire en amont, c'est-à-dire sur le processus d'innovation à l'origine de l'amélioration des technologies ou du développement de nouvelles technologies, c'est le soutien dit « *technology push* ». Comme par construction ses effets ne se font sentir que sur le long terme, les pouvoirs publics ont eu tendance à privilégier des solutions de plus court terme, dite « *market pull* », qui cherche à promouvoir le déploiement des technologies nouvelles. Zachmann et al. (2014) relèvent un déséquilibre majeur en Europe entre les soutiens de type « *market pull* » et « *technology push* » : le coût du déploiement du solaire et de l'éolien ayant été évalué à 48 298 millions d'euros pour la seule année 2010 alors que les dépenses publiques en R&D pour ces mêmes technologies s'élevaient pour cette même année à 315 millions d'euros².

Les instruments d'aide de type « *market pull* » se justifient classiquement par des arguments d'économie industrielle. Ils visent plus spécifiquement à assurer une diffusion efficace des technologies. Les problèmes d'efficacité résultent dans le cas des énergies renouvelables de l'existence d'un phénomène d'apprentissage dans la mise en place et l'exploitation des installations.

¹ Ces nouvelles lignes directrices ont été publiées le 9 avril 2014 (texte provisoire). Elles sont consultables en ligne :

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

² Etude réalisée sur les cinq pays européens les plus peuplés et la République Tchèque.

Toute installation bénéficie donc du retour d'expérience des installations précédentes et produit elle-même un retour d'expérience au bénéfice des installations qui suivront, sans que cette production et diffusion d'information fasse l'objet d'une rémunération à la source. Les agents économiques ne sont donc pas correctement incités à intégrer ces bénéfices informationnels, ce qui freine, voire empêche, le développement efficient des technologies. Les aides financières publiques sont censées palier à ce problème. L'aide apportée à chaque projet d'installation doit toutefois être limitée à la rétribution de sa contribution nette au processus d'apprentissage, laquelle n'a pas de raison *a priori* d'être invariante au fil des installations. L'analyse économique du phénomène de diffusion économique tend même à souligner que cette aide doit, au-delà d'un certain seuil de diffusion, diminuer pour tendre vers zéro. De même, l'analyse économique n'impose aucune autre condition quant au financement de l'aide que celle-ci soit la moins distortive possible. De ces deux points de vue, les aides apportées au développement de l'éolien terrestre en Europe ne sont qu'assez lointainement apparentées à ce que préconise l'analyse économique. Elles ont souvent été perçues comme un engagement des pouvoirs publics à assurer une rémunération stable dans le temps, y compris entre installations réalisées à des dates différentes. Elles ont en outre été bien souvent financées par une taxation de la seule consommation d'électricité. L'Espagne constitue en la matière une exception malheureuse. Elle avait en effet opté pour qu'un organisme public (la *Comision Nacional de Energia*) finance les aides par emprunt, ce qui a conduit à accumuler une dette de 25.5 milliards d'Euros et à la faillite du système³. L'apparente homogénéité des politiques menées en Europe masque une réalité plus hétérogène dès lors qu'on s'attache au détail du *design* des instruments de soutien.

L'hétérogénéité dans le *design* des instruments de soutien au développement de l'éolien de type « *market pull* » mis en place en Europe complexifie la quantification de leur effectivité. Cette quantification est pourtant essentielle pour bien proportionner l'aide et par la suite en limiter le coût, donc aussi en assurer l'éligibilité au régime des aides d'Etat. Elle requiert la construction d'un indicateur à la fois pertinent pour mesurer les incitations à investir dans de nouvelles capacités de production d'électricité de source éolienne et, en même temps, suffisamment synthétique pour pouvoir tenir compte des différences dans le temps et entre pays quant aux instruments mobilisés et à leur *design*. La suite du document détaille ces différences et présente la façon dont un indicateur de rentabilité des investissements de type *Return on Investment* (RoI) permet d'en tenir compte (Section 1). Après avoir présenté les données utilisées et les hypothèses de construction de l'indicateur (Section 2), les premiers éléments d'évaluation de l'effectivité des aides publiques apportées à l'éolien sont établis sur la base d'une comparaison de l'indicateur pour six pays européens et sur au minimum la dernière décennie (Section 3). La relation graphique entre l'indicateur de rentabilité et l'évolution des capacités installées est également examinée. Cet examen présente toutefois des limites que seule une approche micro-économique plus fine de la diffusion technologique permet de dépasser (Section 4). C'est sur cette approche que s'appuie l'analyse contrefactuelle permettant, *in fine*, d'évaluer ce qu'aurait été le développement des capacités en l'absence de tout ou partie des instruments de soutien de type « *market pull* » (Section 5).

³ Incidemment, on peut noter que le financement par emprunt était en opposition complète avec la logique de développement durable. En effet, à l'inverse de ce que préconise la règle de Hartwick, il consistait à faire porter sur les générations futures la charge du financement de la transition énergétique. Autrement dit, plutôt que de procéder à une redistribution implicite de revenu des générations présentes vers les générations futures en plus de l'amélioration de l'environnement, il revenait à considérer que les générations futures devaient payer pour cette amélioration présente car elles en seraient les principales bénéficiaires.

Construction d'un indicateur d'intensité de soutien au déploiement de l'éolien terrestre : le *Return-On-Investment* (RoI).

Cette section présente la méthode de construction de l'indicateur de RoI. La première sous-section livre une courte revue de la littérature, développe le cadre de l'étude et présente un récapitulatif des instruments économiques intégrés dans l'analyse. Dans une deuxième sous-section, la formule de l'indicateur est détaillée.

Cadre de l'étude : les leaders européens dans la technologie éolienne sur la dernière décennie.

L'utilisation d'indicateurs de rentabilité pour les installations destinées à la génération d'électricité renouvelable est une démarche récente adoptée pour pallier aux lacunes de la simple comparaison entre niveau de soutien et coût de génération moyen. Mir-Artigues et del Rio (2014) développent un modèle qui permet de chiffrer le coût global du soutien aux installations renouvelables en intégrant trois types d'instruments : les instruments de soutien à la recette, les subventions aux coûts d'investissement et les prêts à taux bas. Ils se placent du point de vue du régulateur et définissent les combinaisons de ces trois instruments pouvant mener au coût le plus faible possible. En outre, une deuxième partie de leur modèle analyse le point de vue d'un investisseur et calcule un taux de profitabilité. Les auteurs passent en revue les combinaisons des trois instruments menant à un même taux de profitabilité. Ils concluent que les différentes combinaisons induisent un même coût pour le régulateur mais répartissent différemment ce coût dans le temps, ce qui influence l'acceptabilité sociale des politiques de soutien. En dépit de la finesse théorique de leur modèle, aucune analyse empirique n'est menée sur l'impact de la profitabilité sur le déploiement.

Un autre travail d'évaluation du *design* du tarif d'achat est conduit pour le cas du solaire photovoltaïque en Grèce par Danchev et al. (2010). Les auteurs se rapportent explicitement au calcul d'un retour sur investissement d'une installation solaire pour évaluer la réforme des tarifs d'achat grec de 2009. Toutefois le pont n'est pas construit avec une analyse empirique.

Les travaux de Jenner et al. (2013) font ce lien entre un critère de décision d'investissement, le retour sur investissement, et la diffusion des technologies renouvelables. Ils calculent un retour sur investissement en fonction des instruments de soutien à la recette et des coûts de génération moyens pour l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque pour 26 pays européens de 1992 à 2008. A l'aide d'un modèle de panel à effets fixes les auteurs concluent à l'impact positif des tarifs d'achat sur le déploiement du solaire mais pas de l'éolien terrestre. Cependant la forme de leur indicateur de profitabilité souffre de plusieurs limites : les coûts moyens de génération sont des valeurs répondant à des courbes d'apprentissage et ne sont donc pas des valeurs réalisées, les auteurs n'intègrent pas les autres instruments de soutien que le tarif de rachat (prêts à taux bas, subventions à l'investissement, etc.) et l'actualisation n'intervient que dans la partie coût de l'indicateur mais pas dans la partie recette.

Le but premier de cet article est de raffiner le calcul de cet indicateur de retour sur investissement. Pour cela il se focalise sur les six principaux pays d'Europe continentale en matière de

développement de l'éolien terrestre : l'Allemagne, l'Espagne, le Danemark, le Portugal, l'Italie et la France. Une seule technologie est étudiée : l'éolien terrestre. Cette technologie est en passe d'atteindre la parité réseau⁴ avec un coût qui oscille entre 50 euros et 110 euros du MWh selon la productivité du site⁵.

Au regard des données disponibles, l'échantillon est non cylindrique, c'est-à-dire que la période étudiée n'est pas la même pour chaque pays. Ainsi pour le Danemark il est possible de remonter à l'année 1985. Pour les autres pays, l'étude commence généralement aux alentours de l'année 2000.

Durant toutes ces années les politiques de soutien ont évolué et de nouveaux instruments ont succédé aux anciens ; ou bien sont venus les compléter. Ces changements génèrent un soutien qui varie, d'une part d'un pays à l'autre et, d'autre part, au sein d'un même pays entre cohorte⁶ de producteur. Un récapitulatif des instruments économiques qui jouent sur l'indicateur de soutien selon les années et les pays étudiés est dressé dans la Table 1 (une version complète de cette Table est disponible dans l'Annexe 1). Les années durant lesquelles ces instruments ont été en place au sein de la période étudiée figurent entre parenthèses ; elles ne constituent en rien les dates de début et de fin en dehors de la période étudiée.

Les différents instruments économiques qui jouent sur la recette des producteurs sont :

- Le *feed-in tariff* (FiT) qui est l'instrument le plus utilisé pour promouvoir les énergies renouvelables. Il est couplé avec une obligation d'achat pour les gestionnaires du système électrique et assure aux producteurs un paiement fixe par kWh généré pendant une période définie par avance.
- Le *feed-in premium* (FiP) qui repose sur le même schéma que le FiT à la différence qu'une prime, fixe ou variable, est ajoutée au prix de gros de l'électricité en lieu et place du prix d'achat garanti. Ainsi il rend les producteurs sensibles aux signaux de marché.
- Le *Tradable Green Certificate* (TGC), contrairement aux deux autres instruments, est un instrument de quantité. Il impose un quota d'énergie renouvelable aux fournisseurs qui doivent justifier de ce quota en présentant des certificats verts. Il en résulte un marché des certificats dont le prix constitue le surplus versé aux producteurs.

Table 1: Récapitulatif des instruments « market pull » pris en compte dans l'indicateur de ROI.

	Instruments de soutien « revenue improving » (recette du producteur).			Instruments de soutien « cost alleviation » (coût du producteur).		
	<i>Feed-in tariff</i>	<i>Feed-in premium</i>	<i>Tradable Green Certificate</i>	Prêt à taux aidé	Subventions directes	TVA réduite
Danemark (1985-2012)	Phase 1 (1985-1990) Phase 2 (1991-1999) Phase 3 (2000-2002)	Phase 4 (2003-2007) Phase 5 (2008-2013)			(1985-1989)	

⁴ La parité réseau est l'idée selon laquelle les EnRs pourront se passer de subventions une fois leurs coûts de génération plus faible que les énergies conventionnelles ; ainsi elles seront compétitives.

⁵ « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », Avril 2014. Etude de la CRE. Les calculs sont effectués avec un taux d'actualisation de 8%

⁶ Par cohorte nous entendons l'ensemble des producteurs d'électricité d'origine éolienne étant entré sur le marché la même année et profitant donc des mêmes mesures de soutien.

France (2001-2012)	Phase 1 (2001-2005) Phase 2 (2006-2012)					
Italie (2000-2012)	Phase 1 (2000-2001)		Phase 2 (2002-2005)			(2000-2012)
Espagne (2000-2012)	Phase 1 (2000-2003) Phase 2 (2004-2006) Phase 3 (2007-2012) <i>Le Decret Royal 1/2012 met fin au soutien en 2012.</i>	Phase 1 (2000-2003) Phase 2 (2004-2006) Phase 3 (2007-2011)				
Portugal (2000-2012)	Phase 1 (1999-2001) Phase 2 (2002-2004) Phase 3 (2005-2012) <i>Le système de soutien prend fin au Portugal en 2012⁷.</i>			(2001-2006)		(2001-2012)
Germany (2000-2012)	Phase 1 (2000-2008) Phase 2 (2009-2012)			(2000-2012)		

Les instruments économiques mis en œuvre dans les pays étudiés pour réduire les coûts des producteurs sont au nombre de trois : les prêts à taux aidés, les subventions directes aux investissements, les taux réduits de TVA sur les équipements. Ils ne sont pas exclusifs les uns des autres.

Outre la dimension nationale de ces politiques de soutien, les pouvoirs publics régionaux peuvent également jouer un rôle important. Les rapports de l'*IEA Wind*, entre autres, fournissent des informations sur ces politiques régionales. Toutefois, le choix a été fait de ne pas les intégrer car trop peu d'informations sont disponibles pour que l'intégration de ces soutiens dans le calcul de l'indicateur ne biaise pas l'étude. La seconde raison de ce choix est qu'il est rare que les politiques régionales soutiennent les nouvelles installations de manière systématique. Elles sont plus généralement l'objet d'une sélection au cas par cas par les pouvoirs publics. C'est pourquoi l'étude se focalise exclusivement sur les aides nationales, apportées systématiquement aux investisseurs.

Le Return on Investment (ROI).

Comme expliqué plus haut, les politiques de soutien visent à inciter le secteur privé à investir dans le déploiement d'installations de génération d'électricité « verte ». Il est donc nécessaire de construire un indicateur qui constitue un critère de décision dans les choix d'investissements. L'indicateur choisi prend la forme du retour sur investissement moyen sur la durée de vie de la centrale renouvelable : le *Return on Investment* (RoI). Il est obtenu en rapportant la somme actualisée des gains nets annualisés à la somme actualisée des coûts annualisés. Il est calculé selon la formule suivante⁸ :

$$RoI_{Cohortes}^{Pays} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(P_t Q_t) - (IC_t MW + O\&M_t Q_t)}{(1+a)^t} - \frac{DC_T}{(1+a)^T}}{\sum_{t=0}^T \frac{(IC_t MW + O\&M_t Q_t)}{(1+a)^t} + \frac{DC_T}{(1+a)^T}}$$

La durée de vie de la centrale éolienne est notée T et le taux d'actualisation a ; par la suite les valeurs de ces paramètres seront présentées. Pour chaque année t , on note le tarif de vente de l'électricité P_t et la quantité d'électricité générée Q_t . Les coûts supportés par le producteur sont les

⁷ IRENA 2012: Portugal.

⁸ Une analyse de sensibilité sur le RoI est disponible en Annexe 2.

coûts d'investissement IC_t , avec MW la puissance installée, et les coûts d'opération et maintenance de l'installation noté $O\&M_t$. Les coûts de démantèlement de la centrale sont également intégrés à la dernière période (DC_T).

Bien qu'il constitue un critère pertinent et clair pour les décisions d'investissement, quelques spécificités de cet indicateur sont à noter:

- Il ne prend pas en compte deux types d'incertitude. D'une part la production d'énergie éolienne dépend des conditions climatiques. D'autre part une forte incertitude réglementaire existe dans certains pays sur les politiques de soutien aux énergies renouvelables.
- Il est sensible aux hypothèses sur la localisation géographique, au sein d'un même pays, de l'installation type.
- Il s'affranchit en partie de la contrainte technique de connexion au réseau. Si les coûts de connexion sont inclus dans le calcul de l'indicateur au travers de IC_{tT} , ils peuvent cependant considérablement varier d'une installation à l'autre. Ici seules les données agrégées au niveau national sont disponibles.

Les hypothèses et les données utilisées pour le calcul de l'indicateur sont présentées dans la section suivante.

Hypothèses et données utilisées.

L'originalité de l'étude est de proposer une analyse fine du développement des capacités en éolien terrestre à l'échelle des pays européens en intégrant le plus possible de sources d'hétérogénéité dans le calcul de l'indicateur de rentabilité des investissements. Cette section détaille les hypothèses et les données utilisées pour y parvenir. Par souci de clarté seules les informations clés sont données ici, une description complète des hypothèses, des données et de leurs sources est disponible dans l'Annexe 3.

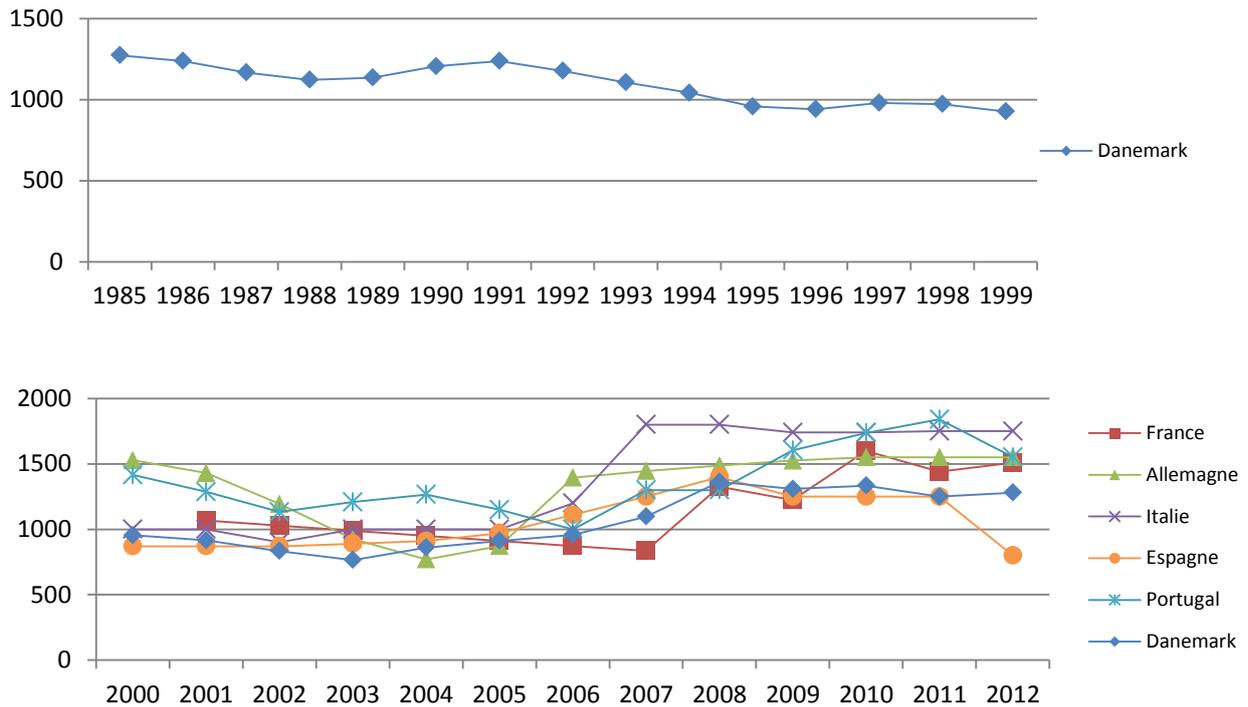
Hypothèses et données techniques.

Coûts d'investissement (IC_t).

Les coûts d'investissement d'une installation éolienne terrestre sont composés de l'achat de la turbine, de la connexion au réseau, des coûts de main d'œuvre et d'autres coûts (terrain, coûts de transaction, etc.).

Concernant le Danemark, les données disponibles nous offrent un échantillon plus large. Les coûts d'investissement des autres pays et leurs évolutions sont représentés sur la figure 1.

Figure 1: Evolution des Coûts d'Investissement (Euro/kW) par pays et par année d'installation



On note dans la seconde moitié des années 2000 une augmentation de ces coûts, qui déteint avec l'idée d'un progrès technique jouant à la baisse sur ces coûts. Cette hausse provient de l'augmentation du prix des turbines, influencée par plusieurs facteurs :

- Les coûts des matières premières (acier, cuivre, ciment, fibre de carbone et aluminium) ont fortement augmenté sur cette période.
- La hausse de la demande globale pour les turbines a permis aux producteurs d'augmenter leurs marges.

Coûts d'opération et de maintenance (O&M).

Les coûts d'opération et de maintenance (O&M) se composent, d'une part, des coûts d'assurances, des taxes, du management de la production, de son anticipation et, d'autre part, des coûts de réparation et de remplacement des composants dégradés. Toutefois selon les études certains de ces coûts peuvent être ou non intégrés.

Hypothèses et données géographiques.

Facteurs de charges nationaux de l'installation type.

Le facteur de charge d'une installation électrique représente la productivité du site. Il est le rapport entre la quantité d'électricité générée et la production maximale théorique (mesurée par la puissance installée). Dès lors, pour une installation éolienne, c'est en fonction de l'exposition du site au vent que le facteur de charge évolue.

La source de ces valeurs est le travail de Bocard (2009). L'auteur calcule les valeurs réalisées des facteurs de charges pour les pays européens entre 2003 et 2007. Ces valeurs sont reportées dans la

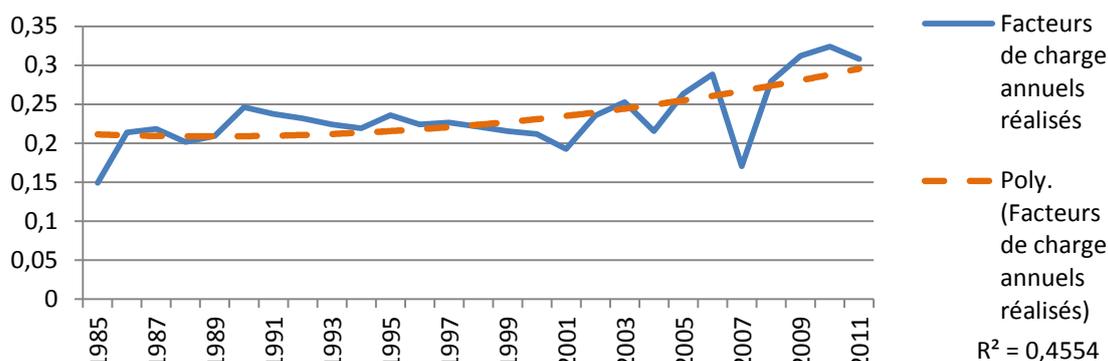
Table 2, pour l'Espagne, l'Italie, la France, l'Allemagne et le Portugal. Ces valeurs sont utilisées dans l'étude pour l'ensemble de l'échantillon.

Table 2: Facteurs de charges moyens par pays pour une installation éolienne type.

Pays	France	Espagne	Italie	Allemagne	Portugal
Facteurs de charges moyens réalisés entre 2003 et 2007	22,3%	24,8%	19,1%	18,3%	22,7%

Concernant le Danemark il est possible de raffiner d'avantage l'analyse. En effet l'Agence Danoise de l'Energie offre une base de données libre d'accès : *Register of Wind Turbines*. Cette base de données, entre autres informations, fournit la production annuelle de chaque turbine. On en déduit les facteurs de charges représentés sur la figure 2⁹.

Figure 2: Facteurs de charges danois entre 1985 et 2011



Hypothèses et données économiques.

Taux d'actualisation.

Le but de l'indicateur est de rendre compte d'un choix d'investissement microéconomique dans un environnement macroéconomique façonné par les politiques publiques et par la conjoncture économique. Pour refléter l'impact de la conjoncture sur l'investissement dans l'éolien il est possible d'utiliser les courbes de rendements de l'Euro pour actualiser les investissements.

Pour le Danemark où l'étude remonte avant la mise en place de l'Euro on utilise les taux de rendement des obligations danoises pour les années de 1985 à 1999¹⁰.

Taux d'emprunt et modalité de l'emprunt.

Pour l'ensemble des cohortes et des pays il est fait l'hypothèse d'un emprunt représentant 50% des coûts d'investissement, remboursé au taux de marché sur les dix premières années. Les données sur les taux d'emprunt proviennent de la Banque Centrale Européenne. Les séries utilisées sont celles

⁹ Les facteurs de charges sont soumis à une forte volatilité et pour pallier à ce problème et ne pas surestimer certaines cohortes vis-à-vis d'autres nous utilisons le trend polynomial du facteur de charge.

¹⁰ Série MPK100: *Government bond yields by country*, Denmark statistics.

des taux d'intérêt pour prêt de la part des intermédiaires financiers et monétaires pour des prêts de plus de cinq ans à des entreprises non financières. Dans le calcul de l'indicateur ce sont des moyennes annuelles des taux d'emprunts qui sont utilisées. Les données commencent généralement en 2003, pour les années antérieures il est fait l'hypothèse d'un taux d'intérêt à 5%.

Introduire systématiquement un financement par emprunt permet d'évaluer l'impact des prêts à taux bas d'une part et de capter les difficultés de financement des investisseurs d'autre part, particulièrement préjudiciables au secteur éolien après la crise bancaire de 2008 dans les pays de l'échantillon les plus touchés par cette crise (Espagne, Portugal et Italie).

Prix de l'électricité.

Dans cette analyse le prix de l'électricité endosse trois rôles :

- Dans les pays où sont mis en place des systèmes de soutien par les primes (FiP ou TGC) les prix de l'électricité permettent d'évaluer le revenu de marché du générateur.
- Quand la durée de vie de l'installation excède la durée de couverture du soutien à la recette, le générateur ne perçoit plus que le revenu de la vente sur le marché de l'électricité.
- Une série d'indicateurs par pays et par années sans soutien à la recette est également calculée. Ainsi il est possible d'évaluer l'impact de ces soutiens.

Les sources et les hypothèses sur les prix de l'électricité sont données en Annexe 1.

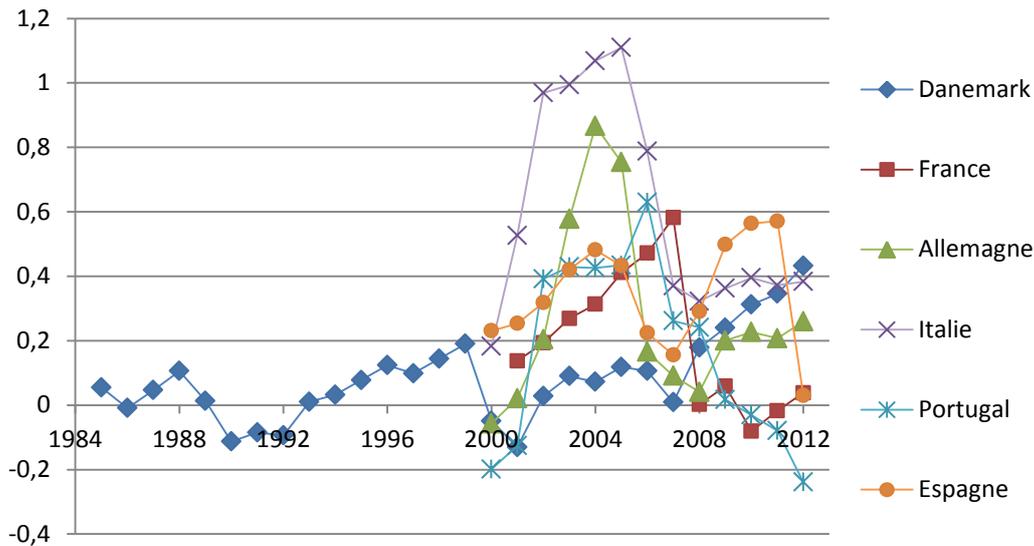
Premiers éléments d'analyse graphique

Quelques éléments d'analyse graphique sont présentés dans cette section. Plus que de mettre en exergue une relation de causalité simple entre les capacités installées et le RoI, le but de cette section est de mettre en lumière la nécessité d'un travail économétrique apte à produire l'analyse fine d'une relation de causalité à première vue incertaine.

Un indicateur de rentabilité volatile.

La Figure 3 présente l'évolution dans le temps du RoI dans sa version intégrant la totalité des instruments de soutien pour les six pays traités.

Figure 3: Evolution du RoI sur la période étudiée pour six pays européens



La première caractéristique frappante de l'indicateur sont les niveaux de rentabilité très forts des installations éoliennes terrestres pour certains pays. Ces mêmes pays ne sont pas forcément ceux ayant la capacité éolienne déployée la plus forte ; c'est par exemple le cas de l'Italie. La seconde caractéristique de l'indicateur est sa forte volatilité dans le temps. Cette volatilité s'explique certes par l'évolution des politiques de soutien mais également par la variation des coûts d'investissement qui jouent un rôle clé sur la rentabilité d'un site éolien.

On peut s'attendre, à niveau de soutien constant dans le temps, à ce que l'indicateur suive une tendance à la hausse en raison du progrès technique et de l'anticipation d'une diminution progressive des coûts d'investissement au MW de capacité installée qui en résulte, voire de la diminution des coûts de maintenance. Toutefois ce n'est pas le cas pour deux raisons :

- Les coûts d'investissement ont en fait connu une augmentation dans la deuxième moitié des années 2000 (voir la sous-section « Hypothèses et données techniques » pour les causes de cette hausse).
- Les politiques de soutien se sont généralement ajustées sur des niveaux espérés des coûts de génération de l'éolien et elles ont parfois surestimé le progrès technique, ou bien cherché à réduire le coût du soutien pour la société civile. C'est le cas du Danemark au début des années 2000 et de l'Espagne en 2007.

On observe que la tendance générale à la baisse du RoI en 2008 laisse entendre que l'indicateur retranscrit fidèlement le choc macroéconomique au travers des taux d'emprunt bancaires, des taux d'actualisation et de la chute des prix de l'électricité (dans le cas où l'installation tire une part de sa rentabilité du marché de l'électricité).

Au sein de la catégorie des instruments « *market pull* » l'étude distingue entre la sous-catégorie des instruments « *revenue improving* » et la sous-catégorie des instruments « *cost alleviation* ». La première sous-catégorie renvoie aux instruments de soutien aux recettes des producteurs de la Table 1, à savoir les FiT FiP et TGC. La seconde sous-catégorie regroupe les différents instruments de soutien par les coûts de la Table 1. Le rôle des politiques de soutien de type « *market pull* » est

souligné par les Figures 4 et 4bis ci-dessous qui représentent la différence de RoI entre la situation intégrant la totalité des instruments de soutien et celle n'intégrant que les instruments de soutien par les coûts (Figure 4) ou que les instruments de soutien à la recette (Figure 4bis).

Figure 4 : Différence de RoI entre un soutien complet et un soutien n'intégrant pas d'instruments « *revenue improving* »

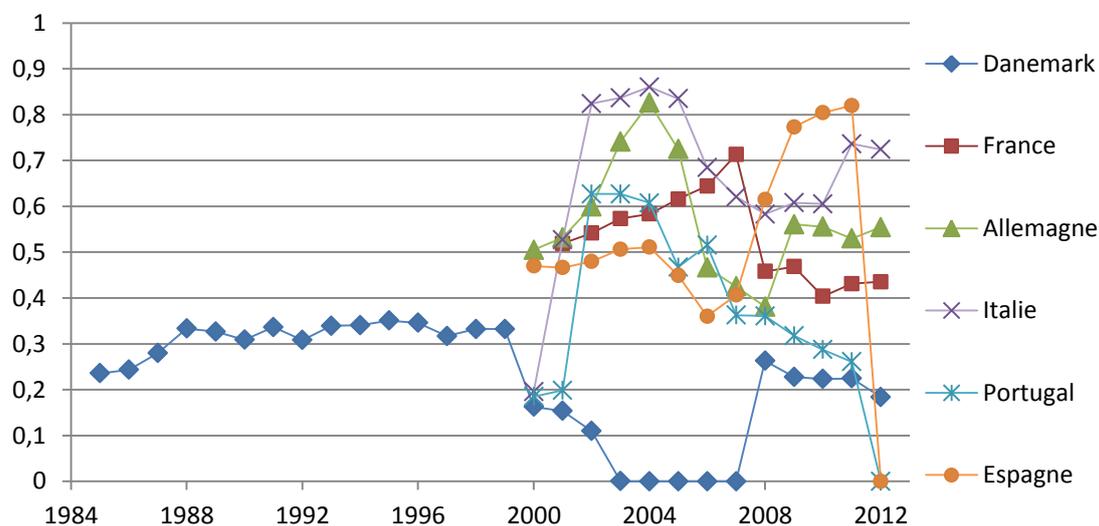
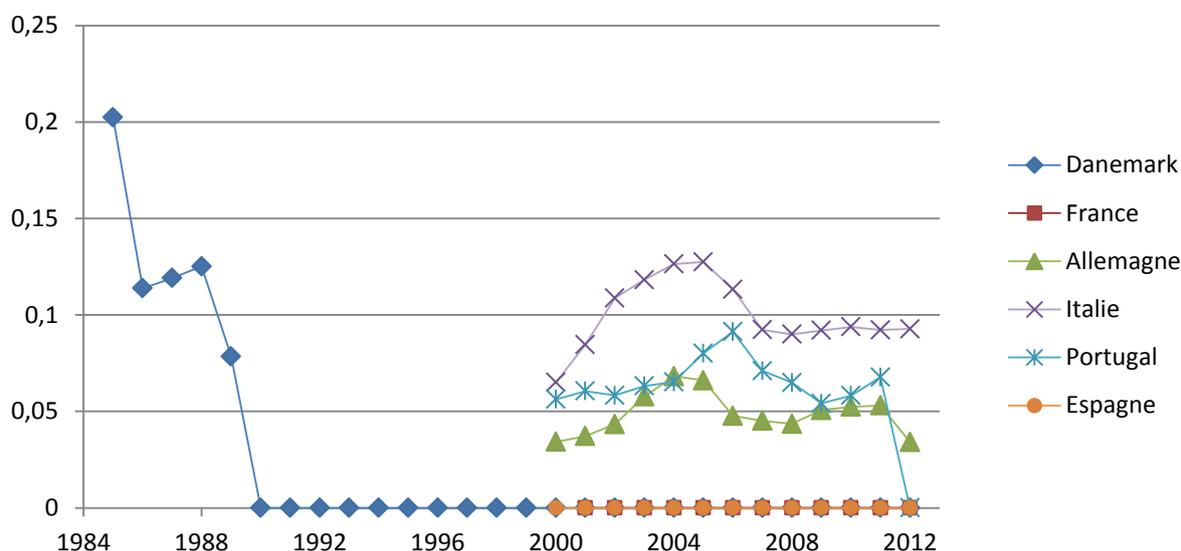


Figure 4bis : Différence de RoI entre un soutien complet et un soutien n'intégrant pas d'instruments « *cost alleviation* »



La priorité donnée aux politiques de soutien à la recette apparaît sur les Figure 4 et 4bis. Sans même considérer le cas de la France et de l'Espagne où il n'y a pas de soutien par les coûts au niveau national, le différentiel de rentabilité est de quatre à six fois plus élevé entre les deux types d'aide. Il était initialement relativement plus élevé au Danemark mais a été progressivement supprimé. Il est donc clair que pour la majorité des pays les rentabilités des centrales éoliennes sont bâties sur un soutien politique opérant au travers des tarifs d'achat. La section suivante montre qu'il est

néanmoins délicat de dégager une relation claire entre rentabilité et déploiement des capacités en raison des dynamiques de diffusion propres aux nouvelles technologies.

Des évolutions contrastées des capacités installées

De par la maturité de sa technologie et l'ancienneté du soutien qui lui a été apporté, l'éolien terrestre est l'une des EnRs qui se prête le plus facilement à un examen de la relation de causalité entre la rentabilité des investissements et le rythme de développement des capacités installées. Cette relation est ici étudiée pour les six pays européens présentés plus tôt et pour lesquels l'indicateur de RoI a déjà été calculé et commenté. La Figure 5 montre l'évolution des capacités installées pour ces six pays. La période couverte par l'analyse diffère d'un pays à l'autre. Elle est conditionnée par la disponibilité, en parallèle, des informations nécessaires au calcul de l'indicateur de rentabilité présenté plus haut. Le rôle précurseur du Danemark conduit à ce que la période couverte soit la plus longue pour ce pays et à ce que, jusqu'à la fin des années 1990, les capacités installées y soient les plus importantes en dépit de la taille modeste du pays par rapport aux autres. A partir des années 2000, ce sont l'Allemagne et l'Espagne qui concentrent les deux plus grands parcs éoliens terrestres des six pays, devançant nettement les autres. La France, l'Italie et le Portugal apparaissent plus comme des pays suiveurs.

Le caractère précurseur ou, à l'inverse, suiveur des différents pays étudiés s'apprécie mieux en rapportant les capacités installées à la taille du pays. C'est ce que propose la Figure 5bis.

Figure 5: Evolution des capacités installées K_t , en MW, pour les six pays européens étudiés

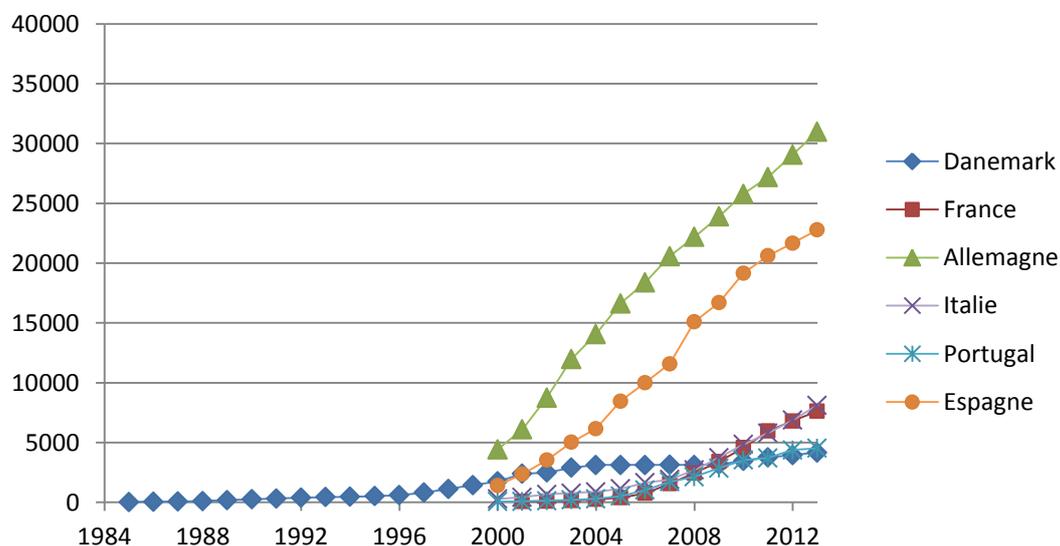
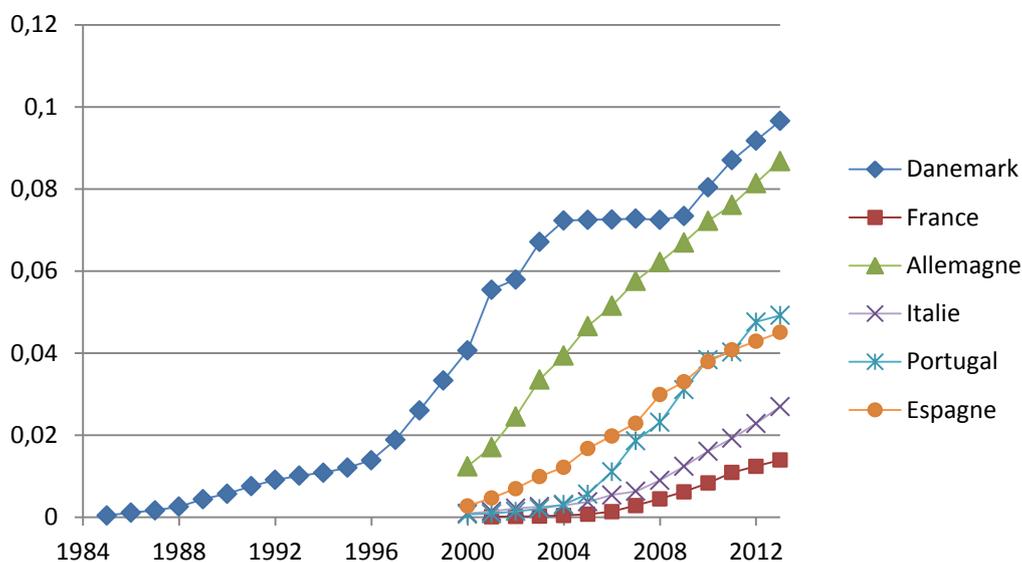


Figure 5bis: Evolution des capacités installées K_t , rapportées à la superficie en km^2 du pays, pour les six pays européens étudiés



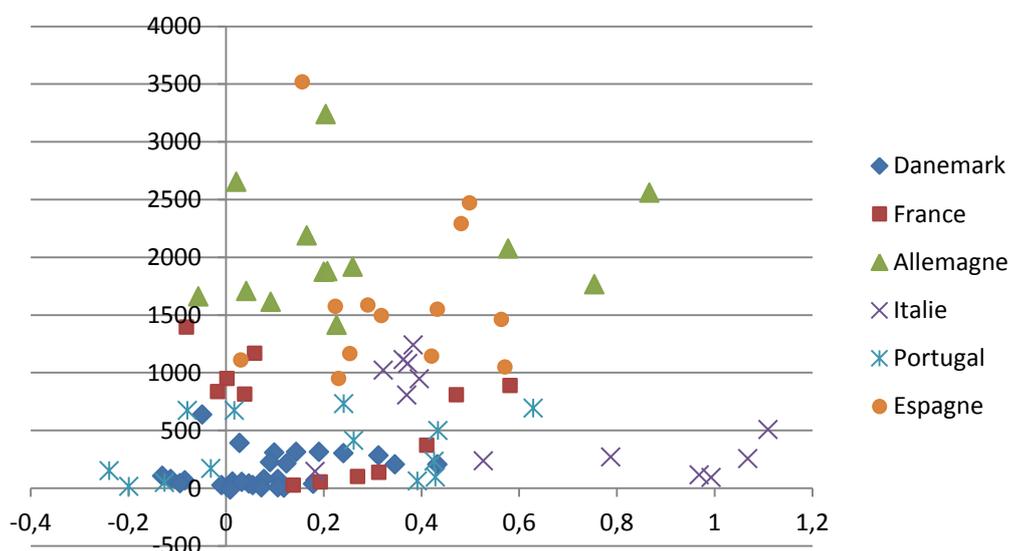
La superficie d'un pays ne suffit pas pour mesurer son potentiel de développement éolien terrestre mais elle en constitue, avec le facteur de charge, l'un de ses déterminants clés. La Figure 5bis illustre ainsi que le Danemark reste le pays où, en termes relatifs, non seulement le développement est le plus élevé mais également la progression est parmi les plus fortes. Depuis la fin des années 2000, il est rejoint en cela par l'Allemagne. L'Espagne et le Portugal s'avèrent beaucoup plus proches l'un de l'autre en termes de développement une fois exprimé de manière relative tandis que l'Italie et la France semblent nettement plus en retard. Les profils d'évolution d'un pays à l'autre sont assez contrastés. Au Danemark par exemple, des phases de développement rapide au tournant des années 2000 puis 2010 encadrent une phase de stagnation durant la seconde moitié des années 2000 qui s'explique en partie par la politique danoise de *repowering*, c'est-à-dire de remplacement des anciennes turbines. A l'inverse, l'Allemagne connaît une progression continue quoiqu'en léger ralentissement sur toute la période étudiée. L'Italie et la France connaissent pour leur part une progression continue et en accélération tandis que les profils pour l'Espagne et le Portugal exhibent une forme en S assez similaire à celle du Danemark si l'on écarte pour ce dernier les quatre dernières années. Il est tentant de chercher à lire dans ces différences l'impact de politiques publiques changeantes dans le temps et entre pays, à travers notamment l'incidence des aides financières sur la rentabilité des investissements.

Le lien entre retour sur investissement et croissance des capacités

Sous l'hypothèse qu'un lien de causalité entre eux existerait et serait fort, on s'attend à ce que les capacités nouvellement installées soient d'autant plus élevées que l'indicateur de retour sur investissement est lui-même fort. Pourtant, la Figure 6 ne laisse pas apparaître un tel lien. Cette Figure représente sur l'axe vertical les capacités nouvellement installées durant l'année t , exprimées

en MW, en fonction du RoI à l'année t-1, porté sur l'axe horizontal. Les capacités nouvellement installées y sont globalement, à travers le temps, plus élevées pour les grands pays éoliens (Allemagne et Espagne en tête). En revanche, pour aucun pays les variations du RoI à travers le temps ne semblent avoir un effet marqué sur le développement de nouvelles capacités. En outre, les pays ayant bénéficié des niveaux de RoI les plus élevés, comme l'Italie, ne sont pas nécessairement ceux ayant connu les niveaux de développement les plus forts. A l'inverse, même avec un indicateur de RoI relativement bas, des pays comme l'Allemagne ou l'Espagne ont pu connaître des niveaux de développement des capacités parmi les plus élevés tous pays et toutes années confondus. La France présente quant à elle comme particularité d'avoir connu les niveaux de développement de capacités les plus faibles pour des valeurs intermédiaires de RoI, les valeurs extrêmes vers le haut comme vers le bas correspondant à des niveaux de développement sensiblement similaires.

Figure 6: Capacités ΔK_t nouvellement installées en fonction de l'indicateur RoI_t de retour sur investissement

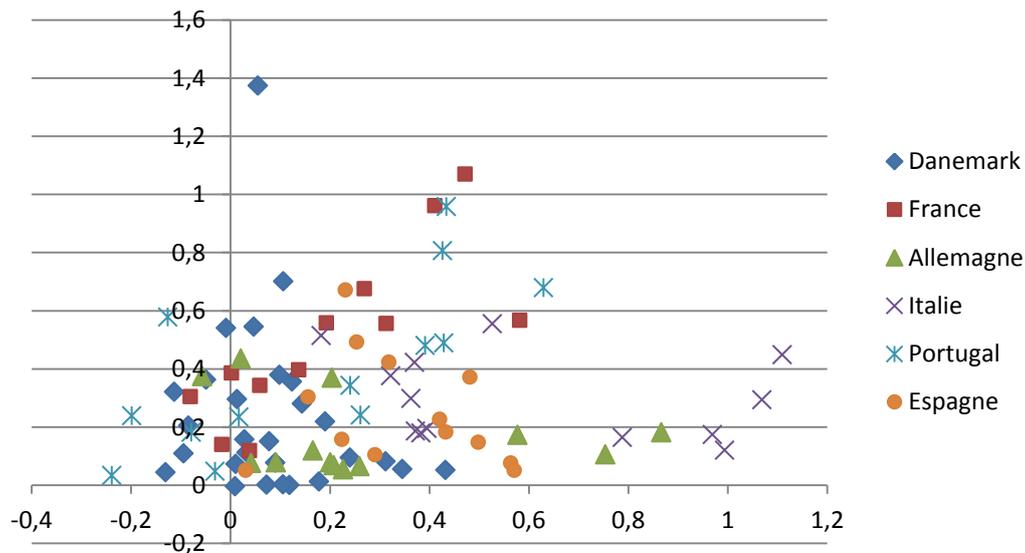


Croissance en niveau ou croissance relative des capacités ?

Même si elles ne sauraient expliquer l'absence d'effet des variations du RoI à travers le temps pour un même pays, les différences de superficie des pays considérés peuvent en partie biaiser la lecture de la Figure 6. L'Espagne est par exemple le second des pays considérés par la superficie et bénéficie en outre du facteur de charge le plus élevé. Il est donc naturel d'y trouver, à indicateur de RoI identique, un développement des capacités plus élevé en niveau. La Figure 7 permet d'apprécier l'ampleur de ce biais éventuel. Les capacités nouvelles y figurent toujours sur l'axe vertical mais sont dorénavant exprimées en termes relatifs, par rapport au total des capacités déjà installées dans le pays, plutôt qu'en termes absolus. Le Danemark, la France et l'Italie y apparaissent comme les pays pour lesquels le taux de croissance des capacités a été ponctuellement le plus fort. Les taux maximaux de développement n'y sont cependant pas observés pour les niveaux les plus élevés de l'indicateur de RoI. Le Danemark a plus singulièrement connu des taux de croissance des capacités élevés alors même que l'indicateur de RoI y est relativement faible, toutes années confondues, par

rapport aux autres pays. A l'inverse, les taux de croissance des capacités allemand et espagnol sont relativement bas sur toute la période étudiée alors même que l'indicateur de ROI y a pris des valeurs assez différentes d'une année à l'autre. Les deux seuls pays pour lesquels la croissance relative des capacités installées semble liée à la hausse avec l'indicateur de ROI, quoique de manière assez approximative, sont le Portugal et la France.

Figure 7: Taux de croissances $\Delta K_t/K_t$ des capacités installées en fonction de l'indicateur ROI_t de retour sur investissement

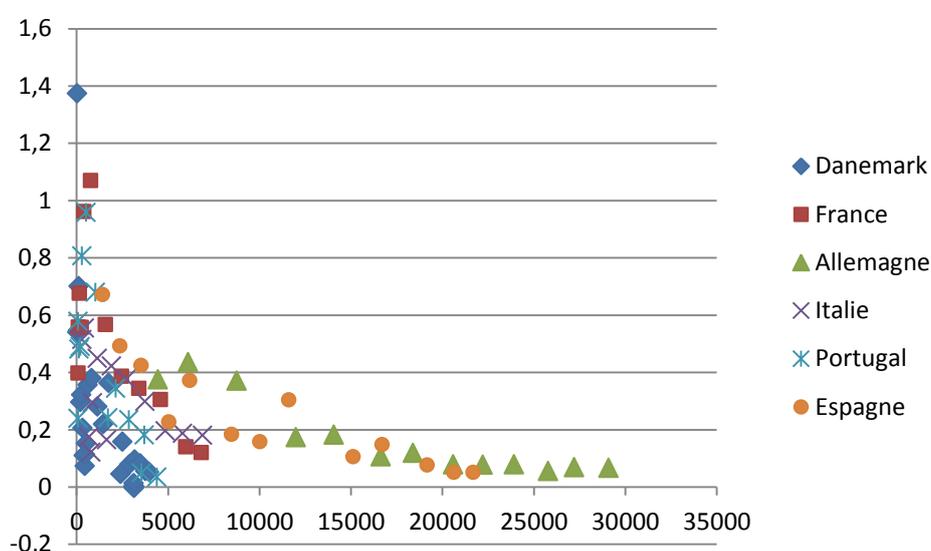


Le rôle majeur des capacités déjà installées

La comparaison des Figures 6 et 7 soulève un point essentiel pour notre propos : la sensibilité des conclusions quant aux comparaisons pays à pays, si ce n'est année à année, selon qu'on raisonne sur la croissance en niveau ou relative des capacités. Autrement dit, le niveau déjà atteint de développement des capacités semble jouer un rôle. Ce rôle peut résulter de deux facteurs différents et agissants de manière complémentaire. Le premier facteur est essentiellement physique. Il tient, d'une part, à l'existence d'un gisement hétérogène et, d'autre part, à un potentiel maximum de développement. Le second facteur est plus économique. Il tient aux effets d'apprentissage. Ces deux facteurs contribuent à ce qu'un même niveau de l'indicateur de rentabilité des investissements dans de nouvelles capacités ait un effet qui dépend lui-même du niveau déjà atteint de capacités installées. Cet effet combiné de l'indicateur de ROI et du niveau des capacités déjà installées vient fortement perturber l'analyse graphique uni-variée réalisée à partir des Figures 6 et 7 qui présupposent que seul l'indicateur de ROI impacte la croissance des capacités. La section suivante expose comment l'analyse économique et économétrique peut résoudre ce problème et apporter des conclusions plus robustes. La Figure 8 se contente pour l'instant d'illustrer le rôle majeur des capacités déjà installées sur le développement de ces capacités. Elle s'appuie sur une analyse uni-variée du même type que celle sous-jacente à la Figure 7 mais remplace sur l'axe horizontal l'indicateur de ROI par le niveau de capacités déjà installées en début de chaque année et en MW comme facteur explicatif du taux de croissance des capacités. En continuant à s'appuyer sur une

analyse uni-variée, la Figure 8 s'expose aux mêmes limites méthodologiques que la Figure 7. Néanmoins, elle contraste par le caractère relativement univoque de la relation mise en évidence. Que l'on compare pays par pays, année par année ou les deux à la fois, une relation décroissante apparaît pour presque tous les niveaux de capacités cumulées. C'est seulement pour d'assez faibles niveaux de capacités cumulées qu'une relation croissante semble éventuellement l'emporter. Autrement dit, exception faite de la phase de démarrage, le taux de croissance des capacités s'essouffle avec le niveau de développement des capacités déjà atteint. Cet effet très net est susceptible de brouiller la relation que cherche à illustrer la Figure 7 et nécessite de passer à une analyse multi-variée pour évaluer l'impact de l'indicateur de rentabilité et, par suite, celui des aides financières apportées par les pouvoirs publics.

Figure 8: Taux de croissances $\Delta K_t/K_t$ des capacités en fonction des capacités K_t déjà installées

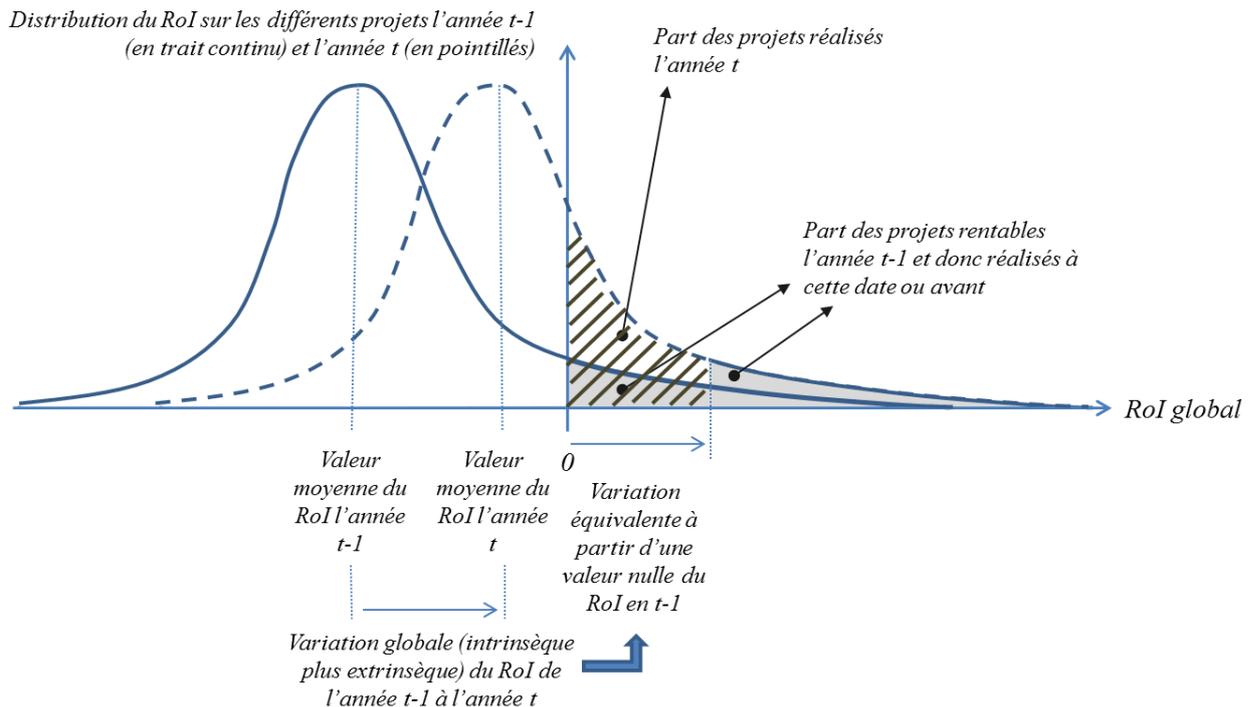


De l'approche holiste à l'approche micro-fondée de la diffusion

L'analyse quantifiée de la diffusion d'une technologie trouve ses origines dans les travaux précurseurs de Griliches (1957) et Mansfield (1961). A l'origine, elle visait à reproduire formellement l'évolution en S (dite « logistique ») typiquement observée pour la diffusion de nombreuses technologies. Cette analyse est qualifiée d'holiste car elle donne une représentation agrégée de décisions individuelles qui ne sont pas explicitées mais sont supposées interagir à travers la transmission d'information et les retours d'expérience. Le qualificatif d'épidémiologique lui est aussi parfois donné en référence à la similitude de la courbe en S avec celle observée pour la diffusion de maladies contagieuses. Si la place accordée aux incitations financières était initialement faible pour ne pas dire inexistante, certains auteurs ont cherché à y remédier (voir par exemple Chow, 1967 ; Bass, 1969 et 1980 ; Griliches, 1980). Le modèle reste toutefois dénué de représentation explicite d'un processus de décision rationnelle.

L'approche micro-fondée du développement des capacités en éolien terrestre utilisée ici s'inspire des travaux de Kemp (1998) sur la diffusion d'une technologie. Contrairement à l'approche holiste, la règle de décision d'investissement est explicitée. Elle repose sur l'existence d'une rentabilité positive de l'investissement. A conditions économiques et niveaux de capacités installées identiques, la rentabilité attendue des différents projets est toutefois hétérogène. Elle est représentée à la Figure 9 par une courbe de distribution sur l'ensemble de valeurs possibles de l'indicateur de retour sur investissement (RoI). A un instant donné du temps, la fraction des projets rentables et qui donc doivent ou ont déjà été réalisés correspond à l'aire située sous la courbe pour des valeurs positives du RoI. Le retour sur investissement représenté sur l'axe horizontal admet deux composantes. La première correspond à la rentabilité intrinsèque des projets, c'est-à-dire telle que calculée si les projets étaient des projets indépendants les uns des autres. Sa valeur moyenne est donnée par l'indicateur de rentabilité présenté plus haut. Une hausse (baisse) de cette valeur moyenne entraîne un glissement de la distribution vers la droite (gauche) sans modifier la dispersion autour de cette moyenne. La seconde composante est une valeur additionnelle et extrinsèque générée par les effets de retour d'expérience sur les projets déjà réalisés. Elle est donc directement liée au niveau des capacités déjà installées et est supposée identique pour tous les projets. La rationalité économique des décisions et les effets d'apprentissage sont donc ici liés l'un à l'autre.

Figure 9: Présentation graphique de la dynamique de diffusion selon l'approche micro-fondée



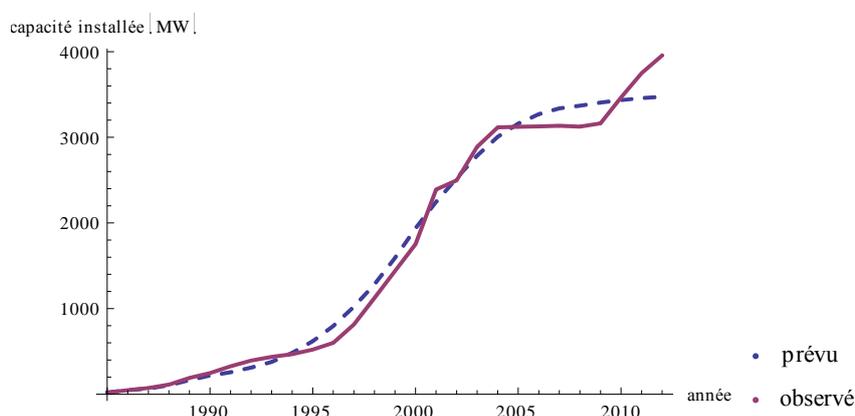
Les effets d'apprentissage sont au cœur de la dynamique tandis que la rentabilité intrinsèque est le déclencheur du processus de diffusion. En effet, même en l'absence de capacités déjà installées, une fraction de projets peut être rentable. Cette fraction est d'autant plus élevée que la valeur moyenne de la rentabilité intrinsèque est forte. Multipliée par le potentiel total de développement, cette fraction définit le niveau des capacités installées à la période considérée. A la période suivante, ces capacités nouvellement installées sont à la source d'une valeur extrinsèque additionnelle, via les effets d'apprentissage. Même à valeur moyenne de la rentabilité intrinsèque inchangée, la rentabilité globale augmente donc. Comme l'illustre la Figure 9, ceci provoque un glissement vers la droite de la courbe de distribution de la rentabilité et une nouvelle fraction de projets à rentabilité positive vient s'ajouter à celle de la période précédente. La dynamique de diffusion se répète de période en période jusqu'à ce qu'il ne reste presque plus de projets à rentabilité négative.

Cette approche micro-fondée est parfaitement cohérente avec l'idée souvent avancée selon laquelle le soutien financier des pouvoirs publics est surtout utile en début de processus. En effet, ce soutien financier agit sur la rentabilité intrinsèque qui joue un rôle clé au démarrage de la dynamique mais qui voit sa part dans la rentabilité globale décroître au fur et à mesure où se cumulent les capacités installées. Le soutien financier des pouvoirs publics peut également éviter un arrêt prématuré du processus, c'est-à-dire un arrêt alors même qu'il reste une fraction importante des projets à ne pas avoir été réalisés. Ceci peut arriver en cas de détérioration forte des conditions économiques qui provoque une baisse de la rentabilité intrinsèque. Si cette baisse est plus importante que la hausse due aux effets d'apprentissage, la distribution des projets ne glisse plus vers la droite mais vers la gauche et il n'y a donc plus de capacité nouvelle à être installée (si les projets réalisés n'étaient pas irréversibles il pourrait même y avoir baisse des capacités installées). Dans une telle configuration, le soutien financier des pouvoirs publics peut, s'il est suffisamment conséquent, relancer la dynamique de diffusion.

Compatibilité entre l'approche micro-fondée et les faits stylisés

La trajectoire en S du total des unités adoptées est une caractéristique centrale de tous les modèles de diffusion technologique. Elle résulte d'une trajectoire des capacités nouvellement installées caractérisée par une phase de croissance puis de décroissance, l'inversion de tendance se faisant au point d'inflexion de la courbe en S. La Figure 10 en donne une illustration pour le Danemark, pays pour lequel la période d'observation est la plus longue. Elle permet plus spécifiquement de comparer l'évolution observée des capacités cumulées et l'évolution simulée à partir du modèle de diffusion micro-fondé¹¹. Les écarts entre les deux trajectoires résultent de facteurs non pris en compte dans le modèle théorique, facteurs dont l'impact s'avère remarquablement limité compte tenu de la simplicité du modèle théorique. Les Figures 5 et 5bis donnent une partie de cette trajectoire en S, telle qu'observée, pour les différents pays étudiés. Sur les six pays étudiés, deux (France et Italie) s'avèrent être encore sur la phase d'accélération tandis que les autres entament la phase de croissance ralentie.

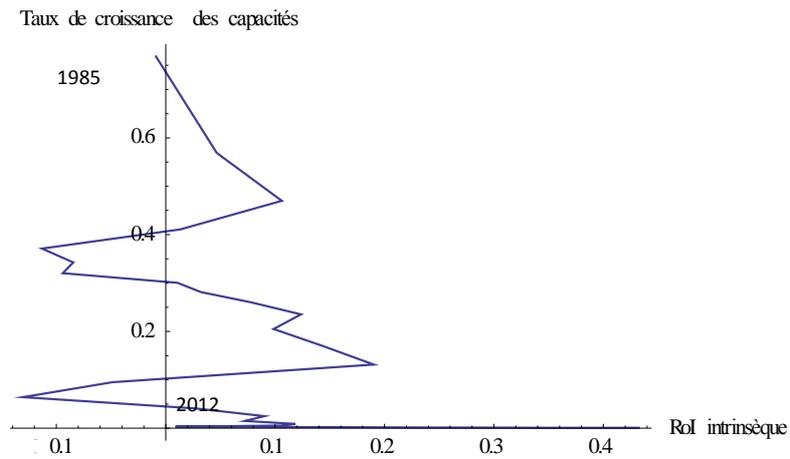
Figure 10: Dynamique en S observée et simulée pour les capacités installées au Danemark



Les Figures 11 et 12 sont encore plus révélatrices de la capacité de l'approche micro-fondée à reproduire les faits stylisés. La Figure 11 met en lumière qu'il n'y a pas de relation univoque entre l'indicateur de rentabilité intrinsèque des investissements en capacité et le taux de croissance des capacités. La trajectoire simulée, à l'aide des paramètres du modèle estimés pour le Danemark, du couple formé par la valeur intrinsèque du RoI (axe horizontal) et le taux de croissance des capacités (axe vertical) y est représentée. Cette trajectoire simulée a l'avantage par rapport à la trajectoire observée de ne faire apparaître que des mouvements du taux de croissance des capacités qui sont expliqués par le modèle, soit par les variations du RoI soit par la dynamique d'apprentissage. La seule tendance claire qui en ressort est la baisse du taux de croissance des capacités au cours du temps, baisse que les variations du RoI ne semblent pas affecter. De ce point de vue, la Figure 11 justifie qu'aucun résultat net ne puisse être mis en évidence à partir des observations portées à la Figure 7.

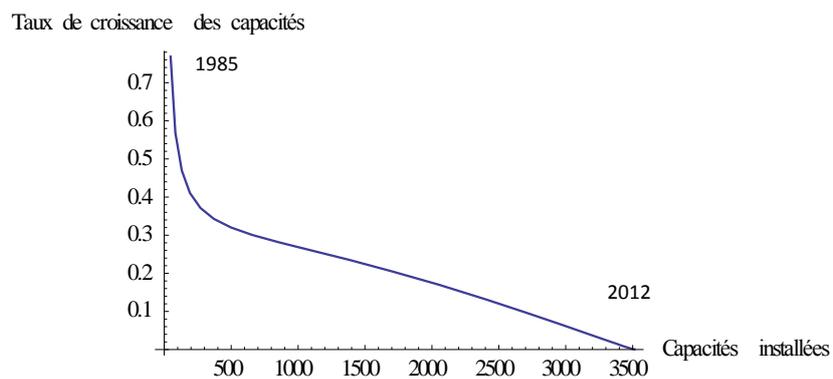
¹¹ Le modèle comprend trois paramètres: le paramètre de dispersion autour de la rentabilité moyenne, le paramètre liant les capacités cumulées et la rentabilité intrinsèque pour capter les effets d'apprentissage, le paramètre indiquant le potentiel de développement. Le jeu de paramètre est différent pour chaque pays et est obtenu en minimisant les erreurs quadratiques de prévision lorsque la trajectoire des capacités cumulées est simulée à partir de la connaissance des capacités installées à la première date d'observation et de la chronique du RoI.

Figure 11: Trajectoire simulée pour le taux de croissance des capacités installées en fonction du ROI au Danemark



La Figure 12 vise quant à elle à reproduire les observations de la Figure 8. Comme la Figure 11, elle donne la trajectoire telle que construite à partir du modèle estimé pour le Danemark. La Figure 12 reproduit bien les faits stylisés de la Figure 8 selon lesquels le taux de croissance des capacités ralentit avec le cumul des capacités installées.

Figure 12: Trajectoire simulée pour le taux de croissance des capacités installées en fonction des capacités cumulées au Danemark



L'analyse contrefactuelle de l'impact des soutiens financiers publics au développement de l'éolien terrestre

L'effectivité du soutien financier apporté par les pouvoirs publics au développement de l'éolien terrestre peut être appréciée à l'aide d'une analyse contrefactuelle. Cette dernière consiste à déterminer ce qu'aurait été ce développement sans les aides publiques. Pour cela, dans un premier temps, l'indicateur de rentabilité est recalculé année par année et pays par pays en neutralisant les aides publiques. Dans un second temps, les valeurs ainsi recalculées pour l'indicateur de rentabilité sont utilisées dans le même modèle que celui estimé sur les données observées pour simuler ce qu'aurait été le niveau des capacités nouvelles installées. L'analyse contrefactuelle met en lumière que les instruments « *revenue improving* » (c'est-à-dire de soutien aux recettes), *via* notamment les prix d'achat de l'électricité d'origine éolienne, ont joué un rôle bien plus déterminant que les instruments « *cost alleviation* » (c'est-à-dire de soutien à l'investissement par baisse des coûts), souvent plus faibles voire inexistantes. L'impact du soutien par le marché semble toutefois avoir produit des effets contrastés entre pays. La stabilité du soutien semble être un élément au moins aussi important si ce n'est plus important que le niveau à proprement parlé du soutien.

Le principe de l'analyse contrefactuelle

L'analyse contrefactuelle consiste à reconstruire une trajectoire simulée des capacités cumulées pour toute la période d'étude en utilisant un indicateur de rentabilité modifié. Deux variantes ont été considérées. La première s'appuie sur l'indicateur de rentabilité en l'absence de soutien de type « *revenue improving* ». Ce soutien a consisté pour l'essentiel, sur les six pays étudiés et les années considérées, en un système de prix d'achat garanti de type FiT. Son impact a été évalué en comparant avec ce qu'aurait été la rentabilité moyenne si l'électricité d'origine éolienne avait été vendue au prix de gros de l'électricité. La seconde variante s'intéresse au soutien à l'investissement. L'impact de ce type de soutien a été évalué en comparant avec ce qu'aurait été la rentabilité sans subventions aux installations et/ou aux conditions de crédit du marché. Les Figure 4 et 4bis présentées et commentées plus haut indiquent la perte de rentabilité moyenne qui peut être associée respectivement à chacune des deux variantes. Comme il a déjà été souligné, la perte de rentabilité est généralement nettement plus forte dans la première variante que dans la seconde, ce qui laisse à penser que les effets contrefactuels sur les capacités cumulées seront également plus marqués. Les Tables 3 et 4 résument les résultats de l'analyse contrefactuelle pour les deux variantes. Préalablement à l'examen de ces résultats, il est utile de revenir à la Figure 9 pour rappeler deux points importants.

Comme le montre la Figure 9, la variation de la rentabilité joue au moins autant que le niveau moyen de cette rentabilité pour expliquer le développement des capacités. Ce premier point implique qu'il ne faut pas nécessairement s'attendre à ce que les pays ayant connu le niveau de soutien le plus élevé soit systématiquement les pays pour lesquels l'analyse contrefactuelle fournit les écarts de capacités cumulées les plus marqués. Cela dépend en fait aussi de l'évolution du soutien sur la période considérée. C'est ce qui explique par exemple que, dans la Table 4, l'absence de soutien à l'investissement aurait conduit au Danemark à des capacités cumulées plus importantes. En fait, comme le montre la Figure 4bis, ce soutien n'a existé qu'en tout début de période et a rapidement

décrû. Sans ce soutien, la rentabilité moyenne sur la période considérée aurait certes été moindre mais elle n'aurait pas baissé relativement à la période précédente, ou tout au moins elle aurait moins baissé, ce qui aurait été plus favorable aux investissements. Le modèle micro-fondé de diffusion technologique sous-tend donc l'idée selon laquelle un soutien modéré mais stable est préférable à un soutien fort mais déclinant.

Le second point tient au rôle des effets d'apprentissage. Ils sont à l'origine d'un effet indirect de la suppression d'un mode de soutien qui peut s'avérer au moins aussi important si ce n'est plus que l'effet direct. L'effet direct est celui produit en termes de baisse de la rentabilité intrinsèque à chaque date. L'effet indirect résulte de la baisse des retours d'expérience, donc de la rentabilité extrinsèque, due aux moindres investissements consécutifs à l'effet direct. La particularité des effets indirects est de perdurer dans le temps : une baisse ponctuelle de la rentabilité intrinsèque une année donnée a un effet direct qui se limite à cette année alors que l'effet indirect se répercute sur toutes les années suivantes. De ce point de vue, il est assez vain de chercher une relation simple à repérer visuellement entre les écarts de rentabilité appliqués pour l'analyse contrefactuelle et les effets globaux qu'ils produisent en termes d'écarts de capacités cumulées.

Résultats de l'analyse contrefactuelle pour les six pays étudiés

L'analyse contrefactuelle du soutien à la recette, résumée par la Table 3, produit un effet à la baisse marqué pour les capacités cumulées de cinq des six pays étudiés. L'Espagne tranche par une moyenne des écarts positifs due, notamment, à quelques dates pour lesquelles l'écart est très nettement positif alors même qu'il peut être négatif mais faiblement pour les autres. Il s'agit typiquement d'un résultat qui peut venir d'une conjonction des effets directs d'une baisse du soutien à certaines dates inopportunes et des effets indirects que cela a pu entraîner par les effets d'apprentissage. Sur les cinq pays pour lesquels les capacités cumulées auraient été moindres sans soutien « revenue improving », le Danemark est celui pour lequel l'effet est le plus important. Il est suivi par ordre décroissant de l'amplitude des effets du Portugal, puis de la France et de l'Italie. L'Allemagne arrive en dernier avec une amplitude des effets très nettement en deçà de celle évaluée pour le Danemark ou même la France. Ces résultats sont intéressants dans la mesure où l'indicateur de rentabilité intrinsèque s'est maintenu à un niveau relativement modéré au Danemark par rapport aux autres pays, notamment par rapport à l'Allemagne, l'Italie, voire l'Espagne, mais a aussi connu des variations de moindre ampleur que dans ces mêmes pays. Ce dernier point est mis en évidence par la Figure 13. Il semble donc bien que la stabilité du soutien constitue un facteur essentiel à la création d'une dynamique d'apprentissage et donc de développement des capacités. A l'inverse, un soutien trop fluctuant génère, lors des phases de baisse, des coups d'arrêt aux effets d'apprentissage qui s'avèrent nocifs pour le développement de long terme des capacités.

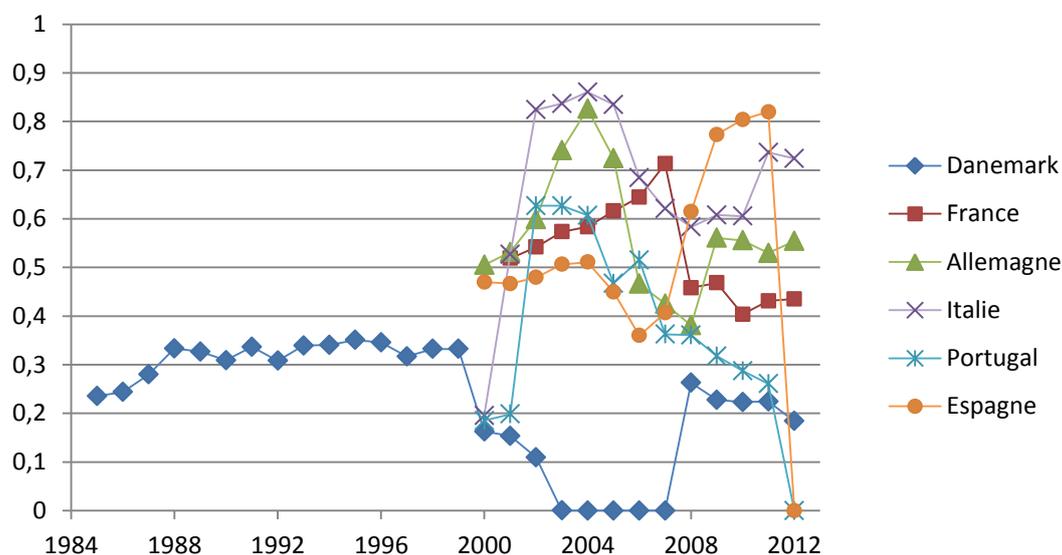
Les graphiques de l'Annexe 4 permettent d'entrer un peu plus dans le détail de l'analyse contrefactuelle en comparant année par année et pays par pays la trajectoire observée des capacités cumulées et celle générée par l'analyse contrefactuelle. On y retrouve naturellement la contribution forte du soutien au développement des capacités pour le Danemark tout au long des deux dernières décennies. Toutefois, le potentiel danois semble aujourd'hui presque atteint, de sorte que le niveau des capacités serait *in fine* le même aujourd'hui s'il n'y avait pas eu de soutien à la recette. A l'inverse, l'écart resterait marqué aujourd'hui au Portugal dont le potentiel de développement ne semble pas encore atteint. La situation est relativement similaire en France et en Italie mais avec un écart moindre. Le cas de l'Allemagne apparaît un peu plus complexe que ne le laisse entrevoir la

Table 3. En effet, le soutien à la recette aurait bien permis d'accélérer le développement de l'éolien dans le milieu des années 2000. En revanche, pour l'Espagne, aucun écart significatif n'apparaît sur toute la période étudiée.

Table 3: Impact contrefactuel des instruments de soutien « revenue improving » (en % d'écart par rapport aux capacités cumulées observées)

	DK	DE	FR	IT	SP	PT
Moyenne	-32,867	-2,877	-14,087	-5,926	0,065	-28,936
Médiane	-36,462	-1,909	-15,596	-6,520	$5,74 \cdot 10^{-3}$	-34,211
Minimum	-61,069	-6,729	-20,837	-8,007	-0,113	-41,874
Maximum	1,323	$-5,25 \cdot 10^{-3}$	-3,707	-1,401	0,357	-1,628
Ecart moyen	20,899	2,108	4,936	1,661	0,124	11,028

Figure 13: Variations de l'écart de rentabilité intrinsèque avec et sans instrument de soutien « revenue improving »



La Table 4 constitue le pendant de la Table 3 pour le soutien à l'investissement. Hormis le cas paradoxal du Danemark déjà discuté plus haut comme constituant l'archétype des effets que peuvent jouer les variations de l'indicateur de rentabilité, l'analyse contrefactuelle tend à ne donner que des écarts faibles dans le niveau des capacités cumulées. Il est à noter que les valeurs nulles

données pour la France et l'Espagne résultent uniquement de l'absence effective de soutien à l'investissement au niveau national. Un soutien à l'échelon régional peut ou a pu exister mais ne peut pas être pris en compte dans l'étude qui se limite à l'échelon national. Il faudrait disposer des capacités cumulées à l'échelon régional pour pouvoir tenir compte des politiques de soutien régionales.

Table 4: Impact contrefactuel des instruments de soutien à l'investissement (en % d'écart par rapport aux capacités cumulées observées)

	DK	DE	FR	IT	SP	PT
Moyenne	0,48836	-0,00505	0	-0,00483	0	-0,00568
Médiane	0,43458	-0,00528	0	-0,00528	0	-0,00622
Minimum	0,03354	-0,00776	0	-0,00675	0	-0,01067
Maximum	1,13806	-0,00061	0	-0,00086	0	0,00088
Ecart moyen	0,35092	0,00162	0	0,00155	0	0,00279

Conclusion

Les pays européens semblent avoir suivi, certes avec quelques décalages de temps les uns par rapport aux autres, un mouvement général en faveur d'un soutien de type « *market pull* » au développement de l'électricité d'origine éolienne. Ce mouvement général cache toutefois des réalités parfois très différentes.

D'un côté, on trouve un pays comme le Danemark qui a expérimenté très tôt ce type de soutien et l'a progressivement fait passer d'un tarif de rachat indexé sur le prix de revente local de l'électricité à un mécanisme de Feed-in Premium après être passé par un mécanisme de Feed-in Tarif. Parallèlement à ce soutien aux recettes, le Danemark a mis en place un soutien au financement des investissements. Les coûts d'investissement ont évolué tendanciellement à la baisse jusqu'en 2004 et les taux de charge à la hausse, exerçant un double effet positif sur la rentabilité. Ainsi, le taux de rentabilité a pu rester stable quoique plus faible en moyenne par rapport aux autres pays alors même que la part de cette rentabilité assurée par le soutien sur les prix baissait. Au total, l'analyse contrefactuelle montre que pour certaines années l'écart de développement aurait été de plus de la moitié des capacités installées cumulées si le soutien par les prix n'avait pas existé. Ce soutien a donc donné un réel coup d'accélérateur au développement des capacités, même si en son absence le cumul des capacités serait aujourd'hui sensiblement le même. Le soutien aux investissements semble avoir eu un rôle plus ambivalent.

D'un autre côté, l'Espagne a mis plus tardivement en place un système *a priori* très incitatif de deux points de vue. Tout d'abord, le taux de rentabilité y apparaît comme sensiblement plus élevé que pour les autres pays, ceci en partie grâce à des conditions naturelles plus favorables en termes de taux de charge et en partie grâce au soutien par les prix. Ensuite, le système a offert une flexibilité importante en laissant le choix aux investisseurs entre un système de type Feed-in Tarif et un système Feed-in Premium. Aucun soutien tendant à réduire les coûts d'investissement n'a en revanche été mis en place. Au final, l'analyse contrefactuelle ne met pas en évidence de contribution significative du soutien au développement des capacités. Il semblerait donc que le soutien n'ait contribué qu'à créer des situations de rente sur des projets qui, de toute façon, auraient été effectués compte tenu de conditions naturelles assez favorables.

Les autres pays présentent des profils moins marqués entre ces deux extrêmes. L'Allemagne apparaît comme un cas intéressant dans la mesure où le soutien par les prix n'y aurait joué qu'un rôle modéré en comparaison à d'autres pays mais le soutien aux investissements y aurait exercé un effet relativement plus important. L'effectivité des aides apparaît donc plus ou moins probante selon les pays, voire les périodes. L'absence d'effet univoque sur l'ensemble des pays et années étudiés souligne combien le design mais aussi la cohérence temporelle et avec elle la crédibilité du système d'aide est importante, en plus bien entendu de conditions naturelles plus ou moins propices. Autrement dit, le vice et la vertu semblent être autant dans le détail que dans la définition générale des instruments.

Bibliographie

Articles de recherche

BASS, F. M. (1969), "A new product growth for model consumer durables", *Management Science*, volume **15**, pages 215–227.

BASS, F. M. (1980), "The relationship between diffusion rates, experience curves, and demand elasticities for consumer durable technological innovations", *Journal of Business*, volume **53**, pages 551–567.

BOCCARD, N. (2009), "Capacity factor of wind power realized values vs. estimates", *Energy Policy*, volume **37**, pages 2679-2688.

CHOW, G. C. (1967), "Technological change and the demand for computers", *American Economic Review*, volume **57**, pages 1117–1130.

DANCHEV, S., MANIATIS, G., TSAKANIKAS, A. (2010), "Returns on investment in electricity producing photovoltaic systems under de-escalating feed-in tariffs: the case of Greece", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, volume **14**, pages 500-505.

GRILICHES, Z. (1957), "Hybrid corn: an exploration in economics of technological change", *Econometrica*, volume **25**, pages 501–522.

GRILICHES, Z. (1980), "Hybrid corn revisited: a reply", *Econometrica*, volume **48**, pages 1463–1465.

HITAJ, C., SCHYMURA, M., LÖSCHEL, A. (2014), "The impacts of feed-in tariff on wind power development in Germany", Discussion Paper of the ZEW n°. 14-035.

JENNER, S., GROBA, F., INDVIK, J. (2013), "Assessing the strength and effectiveness of renewable electricity feed-in tariffs in European Union countries", *Energy Policy*, volume 52, pages 385-401.

KEMP, R. (1998), "The Diffusion of Biological WasteWater Treatment Plants in the Dutch Food and Beverage Industry", *Environmental and Resource Economics*, volume **12**, pages 113–136.

LUTHI, S., PRASSLER, T. (2011), "Analysing Policy support instruments and regulatory risk factors for wind energy deployment- a developers' perspective", *Energy Policy*, volume **39**, pages 4876-4892.

MANSFIELD, E. (1961), "Technological change and the rate of imitation", *Econometrica*, volume 29, pages 741–766.

MIR-ARTIGUES, P., DEL RIO, P. (2014), "Combining tariffs, investment subsidies and soft loans in a renewable electricity deployment policy", *Energy Policy*, volume 69, pages 430-442.

MULDER, A. (2008), "Do economic instruments matter? Wind turbines investments in the EU(15)", *Energy Economics*, volume **30**, pages 2980-2991.

SOVACOOOL, B., (2013) "Energy policymaking in Denmark: implications for global energy security and sustainability", *Energy Policy*, volume **61**, pages 829-839.

ZACHMANN, G., SERWAAH, A., PERUZZI, M. (2014) "When and how to support renewables? Letting the data speak", Bruegel Working paper.

Rapports.

Commission de Régulation de l'Énergie, avril 2014, "Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France Métropolitaine".

De JAGER, D., RATHMANN, M. (2008), "Policy instruments design to reduce financing costs in renewable energy technology projects", document produit par Ecofys.

EREC, (2004), Renewable Energy Policy Review: Germany.

EREC, (2009), Renewable Energy Policy Review: Italy.

GHK, (2006) "Strategic evaluation on environment and risk prevention under structural and cohesion funds for the period 2007-2013", *National Evaluation Report for Portugal: Main Report*.

IEA Wind reports, Toutes années, rapports nationaux du Danemark, de l'Italie, de l'Espagne, du Portugal et de l'Allemagne.

IRENA-GWEC, 2012, "30 years of policies for wind energy, lessons form 12 wind energy markets".

RAGWITZ, M., WINKLER, J., KLESSMANN, C., GEPHART, M., RESCH, G. (2012), "Recent developments of feed-in systems in the EU- A research paper for the International Feed-in Cooperation", 16 pages.

Spanish Renewable Energy Association, May 2014, "The new payment mechanism of RES-E in Spain", Introductory report coordinated by Bustos, M.

Livres.

DINICA, V., 2002, "Renewable energy policies in Spain", chapitre du livre *Handbook of Renewable Energies in the European States – case studies of all Member States*, Danyel Reiche (eds).

NIELSON, P., LEMMING, J.K., MORTHOST, P.E., LAWETZ, H., JAMES-SMITH, E.A., CLAUSEN, N.E., STROM, S., LARSEN, J., BANG, N.C., LINDBOE, H.H (2010), *The economics of Wind Turbines*, EMD International, Aalborg, Denmark, 86 pages.

Annexes.

ANNEXE 1: Récapitulatif des instruments de soutiens intégrés dans le calcul du RoI.

	Instruments de soutien (revenu du producteur).			Instruments de soutien (coûts du producteur) ¹² .		
	<i>Feed-in tariff</i>	<i>Feed-in premium</i>	<i>Tradable Green Certificate</i>	Prêt à taux aidé	Subventions directes	TVA réduite
Danemark (1985-2012)¹³	<p>Phase 1 (1985-1990): 85% du Prix de Revente Local (PRL), taxes exclues.</p> <p>Phase 2 (1991-1999): 85% du PRL, auquel s'ajoute une prime de 3.6 €cent/kWh.</p> <p>Phase 3 (2000-2002): tarif fixe de 5,8 €cent/kWh pour les premières 22 000 heures de charges pleines. Suivi d'une prime de 1,3 €cent/kWh (à vie, le paiement total étant plafonné à 4,8 €cent/kWh).</p>	<p>Phase 4 (2003-2007): Prime de 1,3 €cent/kWh (à vie, le paiement total étant plafonné à 4,8 €cent/kWh).</p> <p>Phase 5 (2008-2013): Prime de 3,4 €cent/kWh pour les 22 000 premières heures de charge pleine, puis une prime de 0,3 €cent/kWh (à vie).</p>			<p>Subvention d'une partie des coûts d'investissement : 25% (1985), 15% (1986-1988) et 10% (1989)¹⁴.</p>	
France (2001-2012)	<p>Phase 1 (2001-2005): 8,38 €cent/kWh pour les cinq premières années, puis 3.05-8.38 €cent/kWh pour les dix années suivantes (selon la productivité du site).</p> <p>Phase 2 (2006-2012): 8,2 €cent/kWh pour les dix premières années puis 3,05-8,38 €cent/kWh les cinq années suivantes (selon la productivité du site).</p> <p><i>Durant ces deux phases les paiements sont indexés sur l'inflation.</i></p>			<p><i>Des prêts aidés existent mais uniquement pour les ménages et attribués sous condition de mener des travaux de rénovation. Nous ne les prenons donc pas en compte.</i></p>	<p><i>Il existe des subventions régionales pouvant couvrir jusqu'à 25% des coûts d'investissement. Toutefois la priorité est donnée aux petites installations et aux ménages. Nous ne les prenons donc pas en compte.</i></p>	<p><i>Taux réduit pour les turbines éoliennes mais sous condition nel que des travaux de rénovation soient menés par les ménages. Nous ne le prenons pas en compte.</i></p>
Italie (2000-2012)	<p>Phase 1 (2000-2001): En 2000, les producteurs reçoivent un paiement fixe de 10 €cent/kWh pendant 8 ans puis de 5 €cent/kWh jusqu'à démantèlement de l'installation. En 2001 le paiement passe à 12,4 €cent/kWh pendant 8 ans puis à 6,9 €cent/kWh à vie.</p>		<p>Phase 2 (2002-2005): Les producteurs reçoivent le revenu de marché plus un revenu tiré de la vente du certificat. Le soutien par les certificats dure 8 ans.</p> <p>Phase 3 (2006-2012): La période de soutien passe de 8 à 12 ans.</p>		<p><i>Selon les rapports nationaux italiens de l'IEA Wind plusieurs programmes régionaux de subventions ont été mis en place. Toutefois l'attribution des subventions dépend de la localisation de l'installation et n'est pas systématique. On ne les prend pas en compte dans l'indicateur.</i></p>	<p>Taux réduit à 10% au lieu de 20% (2000-2010) et 21% (2012)¹⁵.</p>

¹² Les instruments pris en compte dans l'indicateur sont détaillés en gras.

¹³ Les sources pour le soutien à la demande au Danemark sont les rapports nationaux de l'IEA Wind (1992-2012), Sovacool (2013), Mulder (2008), IRENA-GWEC (2012) et <http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/supply/electricity/conditions-production-plants/subsidies-generation-electricity/The%20history%20of%20Danish%20support%20for%20wind%20power.docx>

¹⁴ Sources: IRENA-GWEC (2012) et Mulder (2008).

¹⁵ Sources: EREC, Renewable energy policy review: Italy, 2009.

<p style="text-align: center;">Espagne (2000-2012)</p>	<p>Phase 1 (2000-2003)¹⁶: paiement fixe de 6,26 cent/kWh, garanti pendant cinq ans¹⁷ et réajusté annuellement en fonction de l'évolution du prix de l'électricité.</p> <p>Phase 2 (2004-2006): Les producteurs peuvent choisir entre un paiement fixe de 90% de l'AET¹⁸ pendant 15 ans puis de 80% de l'AET le reste de la durée de vie d'exploitation de l'installation.</p> <p>Phase 3 (2007-2012): Les producteurs peuvent choisir un tarif fixe ajusté sur un indice de prix de revente. En 2008 ce tarif était de 7,568 €cent/kWh. Le paiement était versé pendant 20 ans.</p> <p><i>Le Décret Royal 1/2012 a suspendu en 2012 les rémunérations pour les nouvelles installations de production d'énergie renouvelable (tant les primes que les tarifs fixes).</i></p>	<p>Phase 1 (2000-2003): une prime 2.88 cent/kWh s'ajoute au prix de marché moyen de l'électricité. La prime est réajustée chaque année et garantie pendant cinq ans.</p> <p>Phase 2 (2004-2006): Les producteurs peuvent choisir de recevoir une prime qui s'ajoute au prix horaire fixé sur le marché de l'électricité ou bien à un prix fixé au préalable (dans le cadre d'accord bilatéral). La prime est égale à 40% de l'AET. De plus les producteurs qui participent au marché reçoivent une prime supplémentaire de 10% de l'AET. L'option prime n'est l'objet d'aucun plafond de paiement total.</p> <p>Phase 3 (2007-2011)¹⁹: Les producteurs peuvent choisir de recevoir une prime (plus une prime d'incitation à participer au marché). La prime est fixée à 3,02 €cent/kWh en 2008 et est ajustée selon un indice du prix de revente. La principale innovation est l'implémentation de bornes minimum et maximum encadrant le paiement total²⁰. La prime sera réduite de 35% en 2011²¹.</p>			<p><i>Les subventions aux installations éoliennes sont régionales et ne sont pas accordées systématiquement aux installations. Elles prennent fin au début des années 2000. Nous ne les prenons pas en compte dans le calcul de l'indice.</i></p>	
<p style="text-align: center;">Portugal (2000-2012)</p>	<p>Phase 1 (1999-2001): Les producteurs reçoivent un tarif fixe de 6 €cent/kWh pendant les 12 premières années d'opération.</p> <p>Phase 2 (2002-2004): Le paiement passe à 8,2 €cent/kWh et la durée de couverture à 20 ans.</p> <p>Phase 3 (2005-2012): passage à 7.6 €cent/kWh pendant les 15 premières années. Réduite à 7.4 €cent/kWh pour les cohortes après 2007.</p> <p><i>Le système de soutien prend fin au Portugal en 2012</i>²².</p>			<p>De 2001 à 2006 des prêts à taux zéro sont accordés aux investisseurs pour 25 000 euros des coûts totaux d'investissement²³.</p>		<p>Taux réduit à 5% au lieu de 17% en 2000 et 2001. Taux réduit à 12% au lieu de 19% (2002-2004), 21% (2005-2007), 20% (2008-2009), 21% (2010) et 23% (2011 et 2012)²⁴.</p>

¹⁶ Le Décret Royal 2818/1998 donne la possibilité aux producteurs de choisir entre un tarif fixe et une prime. Dans la mesure où une "overwhelming majority of RES plant owners chose for the market-based price option", d'après Dinica (2002). Nous choisirons de nous prendre en compte l'option prime pour nos calculs.

¹⁷ D'après le Décret Royal 2818/1998, le paiement versé (tant la prime que le FIT) est garanti pendant cinq ans. Toutefois le décret contient une disposition introductive "which guarantees unlimited availability of premiums and therefore, indirectly, automatic renewal of purchase contracts" (Dinica, 2002). Une étude menée sur 40 producteurs d'énergie renouvelable a montré que l'incertitude liée au renouvellement des contrats d'achat jouait un rôle mineur (Dinica, 2002).

¹⁸ Le Average Electricity Tariff (AET), ou Prix Moyen de l'Electricité, est fixé chaque année par le gouvernement. Il reflète le coût total moyen de génération du système électrique (les valeurs annuels sont disponibles dans les rapports nationaux sur l'Espagne de l'IEA Wind).

¹⁹ Pour calculer l'indicateur de retour sur investissement nous prenons en compte l'option prime. Ce choix se fonde sur le fait que "90% of wind producers have opted for the FIP-support" d'après Ragwitz et al. (2012).

²⁰ Les prix plafond et plancher sont indexés sur l'indice de prix de revente de l'électricité. En 2008 les valeurs étaient de 7.36 €cent/kWh et 8.78 €cent/kWh.

²¹ D'après le Décret Royal 1614/2010.

²² IRENA 2012: Portugal.

²³ Sources: National Evaluation Report for Portugal, GHK 2006.

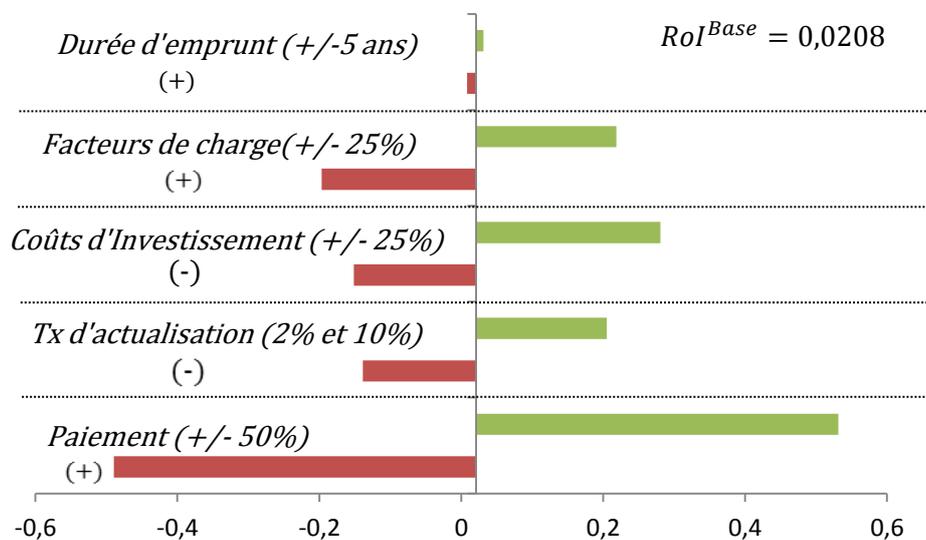
²⁴ Sources: National Evaluation Report for Portugal, GHK 2006.

Germany (2000-2012)	<p>Phase 1 (2000-2008): Paiement fixe de 9,1 €cent/kWh pendant les 5 premières années, puis modulé selon la productivité du site pendant les 15 années suivantes. Après 2002, le paiement diminue annuellement à un taux de 1,5%. En 2004 le système est redéfini: le paiement passe à 8,6 €cent/kWh (pendant 20 ans avec une diminution annuelle de 2%).</p> <p>Phase 2 (2009-2012): Le tarif d'achat est fixé à 9,2 €cent/kWh et décroît annuellement à un taux de 1%. Comme pour la première phase de soutien, le paiement est plein pendant 5 ans puis module selon la productivité du site pendant les 15 années restantes.</p>			<p>Prêts à taux bas pouvant atteindre 50% des coûts d'investissement. Les taux étant d'environ 2 points plus faibles que ceux du marché²⁵.</p>	<p><i>Des subventions couvrant une partie des coûts d'investissement sont accordées par les landers. Elles sont très hétérogènes selon le lander et ne sont pas accordées systématiquement. Nous choisissons de ne pas les inclure dans le calcul de l'indicateur.</i></p>
--------------------------------	--	--	--	--	--

ANNEXE 2 : Analyse de sensibilité sur l'indicateur de RoI.

L'analyse de sensibilité est menée sur l'indicateur comprenant les données relatives au cas de l'Allemagne, en 2001, intégrant la totalité des soutiens. En dessous du paramètre qui varie figure un signe, positif ou négatif, qui exprime la réaction du RoI à une variation positive du paramètre en question.

Figure 14: Analyse de sensibilité sur le RoI.



ANNEXE 3 : Hypothèses et données.

Hypothèses et données techniques.

Installation type et durée de vie.

²⁵ Sources: EREC, Renewable Energy Policy Review: Germany (2004), ECOFYS (October 2008), De Jager and Rathmann (2008), Mulder (2008) et Lüthi etPrässler (2011).

L'installation type prise en compte est une éolienne de 1 MW de puissance installée. Il est délicat de choisir une taille représentative de la totalité de la période étudiée car la tendance générale est à l'augmentation de la taille des éoliennes installées. Cependant le RoI est un indicateur qui est insensible à la taille de l'installation (le facteur clé étant le facteur de charge). Le choix de l'installation type s'oriente vers une éolienne de 1 MW de puissance installée puisque cela correspond à une classe technologique représentative du soutien moyen accordé par les pays en termes de tarif d'achat²⁶. Les mesures de soutien de type « market pull » pour cette installation type sont celles reportées dans l'annexe 1.

Coûts d'investissement (CI).

Les coûts d'investissement IC_t d'une installation éolienne terrestre sont composés de l'achat de la turbine, de la connexion au réseau, des coûts de main d'œuvre et d'autres coûts (terrain, coûts de transaction, etc.).

Les sources principales des données pour ces coûts sont les rapports nationaux de l'IEA Wind. Ce programme de coopération sur la recherche et le développement dans les systèmes éoliens rassemble la plupart des pays européens et est coordonné par l'IEA (*International Energy Agency*). Ces rapports ont rendu accessibles les données sur IC_t pour le Danemark (1985-2012), l'Italie (2000-2012), l'Espagne (2000-2012), l'Allemagne (2003-2012) et le Portugal (2003-2012).

Dans le cas de la France, qui ne participe pas au programme de l'IEA Wind, les données pour les années 2007 à 2012 proviennent d'un rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie d'avril 2014²⁷. Pour l'année 2001, la source est une analyse économique menée par l'ADEME en 2002 sur la rentabilité de l'éolien en mer et terrestre²⁸. Pour les années restantes une interpolation linéaire des coûts entre l'année 2001 et l'année 2007 est effectuée. Cette méthode est simplificatrice mais la période correspond bien à une baisse générale et régulière des coûts d'investissement sur les autres pays.

Concernant le Portugal il est explicitement précisé dans les rapports de l'IEA Wind des années 2003, 2004, 2005, 2009 et 2010 que les coûts de connexion au réseau et les coûts de la main d'œuvre ne sont pas inclus. Par conséquent nous augmentons de 17% les coûts d'investissement fournis dans les rapports. Cette part d'augmentation provient du rapport spécial du GIECC (Groupe International d'Experts sur le Changement Climatique) sur les sources d'énergie renouvelable et le changement climatique (GIECC, 2012). Ce dernier estime les coûts de connexion au réseau comme représentant 10% à 12% des coûts d'installation et les coûts de main d'œuvre de 7% à 9% de ces mêmes coûts pour une installation terrestre.

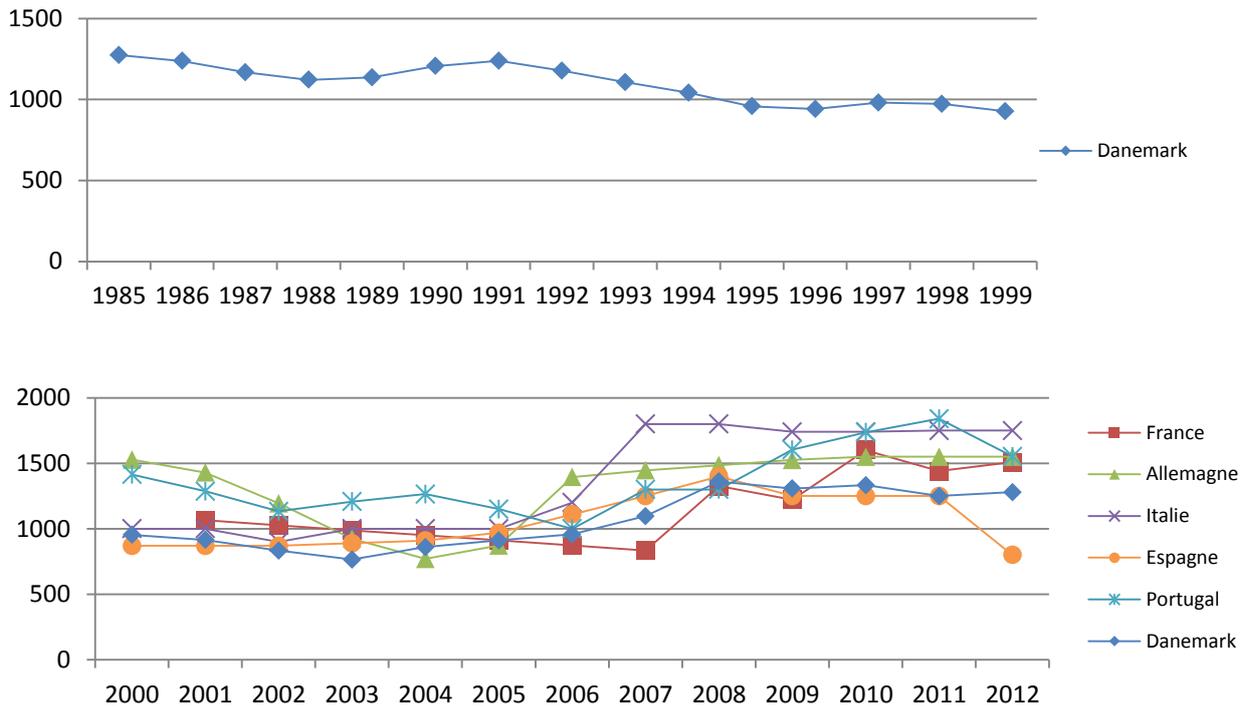
Finalement pour l'Allemagne et le Portugal l'absence de données pour les années 2000 à 2003 pose problème. La tendance suivie par les coûts d'installation moyens au Danemark est répliquée pour ces trois années, cette tendance est calculée en se basant sur les travaux de Nielson et al. (2010). L'évolution des coûts d'investissement nationaux sur la période étudiée est reportée sur les graphiques ci-dessous.

²⁶ Les tarifs d'achat varient selon la technologie et dans la majorité des cas selon la taille de l'installation.

²⁷ « Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine », Avril 2014. Etude de la CRE.

²⁸ <http://www.ifremer.fr/dtmsi/colloques/ademe/eol/pdf/comm/ademe.pdf>

Figure 15: Evolution des Coûts d'Investissement (Euro/kW) par pays et par année d'installation



Coûts d'opération et de maintenance (O&M).

Les coûts d'opération et de maintenance (O&M) se composent, d'une part, des coûts d'assurances, des taxes, du management de la production, de son anticipation et, d'autre part, des coûts de réparation et de remplacement des composantes dégradées. Toutefois selon les études certains de ces coûts peuvent être ou non intégrés.

En raison de la diversité des méthodes d'évaluation il est difficile d'avoir des données homogènes sur les coûts d'O&M. Pour ne pas biaiser la comparaison entre les pays, le choix a été fait d'utiliser les mêmes données de coûts d'O&M pour les six pays étudiés. Le risque est d'utiliser des valeurs différentes pour chaque pays qui prendraient en compte des coûts différents. Les valeurs utilisées sont celles produites dans le *2010 Wind technologies market report* du département de l'énergie des Etats-Unis d'Amérique. La source primaire des données est le laboratoire de Berkeley qui a évalué les coûts d'O&M sur un large échantillon d'installations éoliennes terrestres. Concernant le Danemark l'étude du soutien à l'éolien terrestre remontant en 1985 alors que les données ne sont disponibles qu'à partir de 1999, la valeur de l'année 1999 est utilisée pour les années antérieures.

Coûts de démantèlement (DC).

Différentes manières d'appréhender les coûts de démantèlement sont utilisées au travers des études. On pose l'hypothèse d'un coût de démantèlement équivalent à 5% des coûts d'investissement totaux et payé en dernière période. Cette valeur de 5% des coûts d'investissement est utilisée dans l'étude de référence sur les coûts de génération de l'électricité menée par l'IEA : *Projected costs of generating electricity 2010*.

Hypothèses et données géographiques.

Facteurs de charges nationaux de l'installation type.

Le facteur de charge d'une installation électrique représente la productivité du site. Il est le rapport entre la quantité d'électricité générée et la production maximale théorique (mesurée par la puissance installée). Dès lors, pour une installation éolienne, c'est en fonction de l'exposition du site au vent que le facteur de charge évolue.

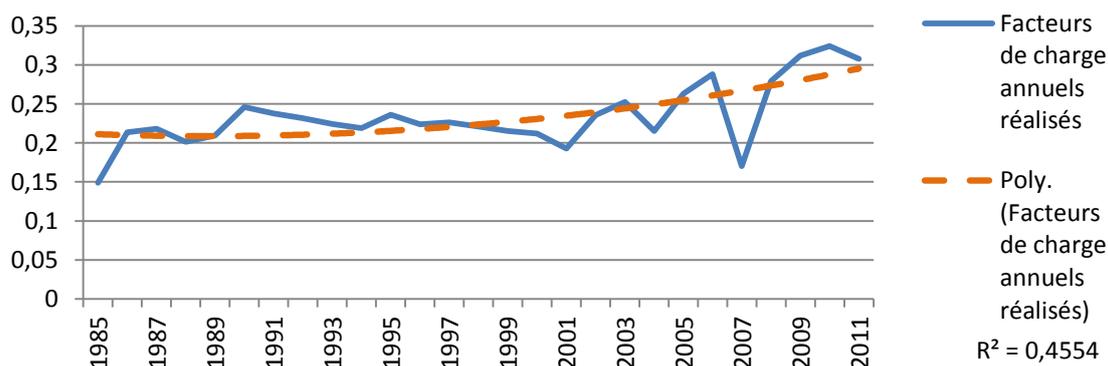
Les hypothèses sur les facteurs de charges nationaux peuvent varier dans la littérature. Par exemple le *Projected costs of generating electricity 2010* cité plus haut considère des facteurs de charge de 27% pour la France, de 23% pour l'Allemagne et de 22% pour l'Italie. En comparaison d'autres études, ces facteurs de charges sont optimistes. Dans la mesure où cette étude se place dans un cadre *ex post* elle se fonde sur des valeurs réalisées des facteurs de charge. La source de ces valeurs réalisées est le travail de Boccard (2009). L'auteur calcule les valeurs réalisées des facteurs de charges pour les pays européens entre 2003 et 2007. Ces valeurs sont reportées dans la Table 6, pour l'Espagne, l'Italie, la France, l'Allemagne et le Portugal.

Table 6: Facteurs de charges moyens par pays pour une installation éolienne type.

Pays	France	Espagne	Italie	Allemagne	Portugal
Facteurs de charges moyens réalisés entre 2003 et 2007	22,3%	24,8%	19,1%	18,3%	22,7%

Concernant le Danemark il est possible de raffiner d'avantage l'analyse. En effet l'Agence Danoise de l'Energie offre une base de données libre d'accès : *Register of Wind Turbines*. Cette base de données, entre autres informations, fournit la production annuelle de chaque turbine. Les turbines sont classées par années d'installation puis les facteurs de charge annuels sont calculés. C'est le facteur de charge moyen par cohorte d'installations qui est utilisé pour le calcul de l'indicateur. Le Danemark est donc le seul pays de l'étude pour lequel les facteurs de charges évoluent d'une année sur l'autre. Etant donné que le nombre d'installations de l'échantillon varie d'une année à l'autre, les facteurs de charges sont soumis à une forte volatilité. Pour pallier à ce problème et ne pas surestimer certaines cohortes vis-à-vis d'autres nous utilisons le trend polynomial du facteur de charge. Les évolutions des facteurs de charges annuels réalisés et estimés sont rapportées sur le graphique ci-dessous.

Figure 16: Facteurs de charges danois entre 1985 et 2011



Hypothèses et données économiques.

Taux d'actualisation.

Le but de l'indicateur est de rendre compte d'un choix d'investissement microéconomique dans un environnement macroéconomique façonné par les politiques publiques et par la conjoncture économique. Pour refléter l'impact de la conjoncture sur l'investissement dans l'éolien il est possible d'utiliser les courbes de rendements de l'Euro pour actualiser les investissements. Ces courbes représentent le rendement de l'obligation selon la maturité du bond. La méthode de calcul utilisée par Eurostat est basée sur les coupons zéro pour les obligations de la zone euro notées AAA. Ainsi le taux d'actualisation représente le rendement d'un investissement sans risque dans la zone Euro. Implicitement, aucune prime de risque n'est ajoutée de la part des investisseurs, ce qui surestime nécessairement le RoI d'une installation éolienne. Les courbes de rendement de l'Euro sont disponibles sur le site d'Eurostat et nous choisissons des rendements à 20 ans pour être en adéquation avec la durée de vie de la centrale éolienne type que nous avons retenue.

Pour le Danemark où l'étude remonte avant la mise en place de l'Euro on utilise les taux de rendement des obligations danoises pour les années de 1985 à 1999²⁹.

Taux d'emprunt et modalité de l'emprunt.

Pour l'ensemble des cohortes et des pays il est fait l'hypothèse d'un emprunt représentant 50% des coûts d'investissement, remboursé au taux de marché sur les dix premières années. Les données sur les taux d'emprunt proviennent de la Banque Centrale Européenne. Les séries utilisées sont celles des taux d'intérêt pour prêt de la part des intermédiaires financiers et monétaires pour des prêts de plus de cinq ans à des entreprises non financières. Dans le calcul de l'indicateur ce sont des moyennes annuelles des taux d'emprunts qui sont utilisées. Les données commencent généralement en 2003, pour les années antérieures il est fait l'hypothèse d'un taux d'intérêt à 5%.

Introduire systématiquement un financement par emprunt permet d'évaluer l'impact des prêts à taux bas d'une part et de capter les difficultés de financement des investisseurs d'autre part, particulièrement préjudiciables au secteur éolien après la crise bancaire de 2008 dans les pays de l'échantillon les plus touchés par cette crise (Espagne, Portugal et Italie).

Prix de l'électricité.

Dans cette analyse le prix de l'électricité endosse trois rôles :

²⁹ Série MPK100: *Government bond yields by country*, Denmark statistics.

- Dans les pays où sont mis en place des systèmes de soutien par les primes (FiP) les prix de l'électricité permettent d'évaluer le revenu de marché du générateur.
- Quand la durée de vie de l'installation excède la durée de couverture du soutien à la recette (FiT, FiP ou TGC), le générateur ne perçoit plus que le revenu de la vente sur le marché.
- Une série d'indicateurs par pays et par années sans soutien à la recette est également calculée. Ainsi il est possible d'évaluer l'impact de ces soutiens.

La libéralisation des marchés de l'électricité entamée au début des années 2000 a permis la mise à disposition de données sur les prix de l'électricité sur les marchés au comptant (ou marchés spot). Ce sont ces données qui ont été utilisées dans la majorité des cas. Toutefois elles demeurent incomplètes et nécessitent de faire des hypothèses sur les prix en vigueur les autres années. Elles sont résumées dans la Table 7.

Table 7: Provenance des prix de l'électricité

Pays	Données et hypothèses
Danemark	L'opérateur danois Elspot produit les données de prix spot sur le marché DK-West depuis 2003 ainsi que sur la production horaire d'origine éolienne. Les prix moyens pondérés par la production horaire éolienne sont utilisés pour rendre compte de la répartition de la recette du générateur selon l'heure de production. Pour les années sans données sur les prix spot on utilise un prix de 5 €cent/kWh.
Allemagne	Avant 2005 on pose un prix de 3 €cent/kWh ³⁰ . Les données d'EPEX de 2005 à 2011 sur le marché austro-allemand permettent de calculer les moyennes annuelles des prix journaliers (eux-mêmes des moyennes des prix horaires pondérées de la production). Après l'année 2011 on pose l'hypothèse d'un prix à 4,9 €cent/kWh ³¹ .
France	En raison de la part du nucléaire dans le mix électrique français (77%) il est choisi d'utiliser le prix de l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) comme prix de gros. Même si cette valeur ne date que de 2010, elle tente d'englober la totalité des coûts de l'électricité d'origine nucléaire qui constitue la principale concurrence aux autres énergies en France. Le prix de l'ARENH est utilisé dans notre étude comme étant un proxy de la recette de marché que peut espérer un producteur d'énergie éolienne, hors soutien.
Italie	Avant 2005 les rapports sur l'Italie de l'IEA Wind précisent les revenus de marché annuels moyens des générateurs éoliens (en €cent/kWh). Le GME (<i>Gestore Mercati Energetici</i>) fournit les données de prix spot horaires entre 2005 et 2012. Les moyennes annuelles de ces prix sont utilisées. Après 2012 l'hypothèse est faite d'un prix de 6 €cent/kWh.
Portugal	Sur la période 2000 à 2006 les tarifs régulés produits par l'ERSE (<i>Entidade de Reguladora dos Serviços Energéticos</i>) ³² sont intégrés dans le calcul du RoI. Passé l'année 2006 ce sont les prix spot portugais moyens de l'OMEL (<i>Operador del Mercado Eléctrico</i>). Puis l'hypothèse est retenue d'un prix de l'électricité à 3,5 €cent/kWh pour les années après 2012. Elle correspond à un prix sur le marché portugais proche de

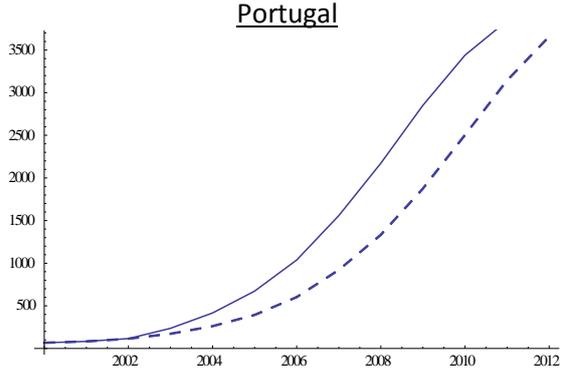
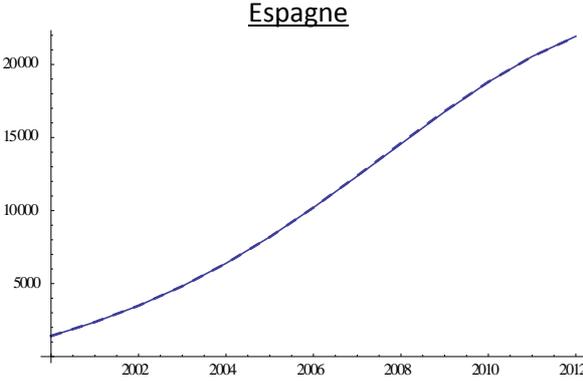
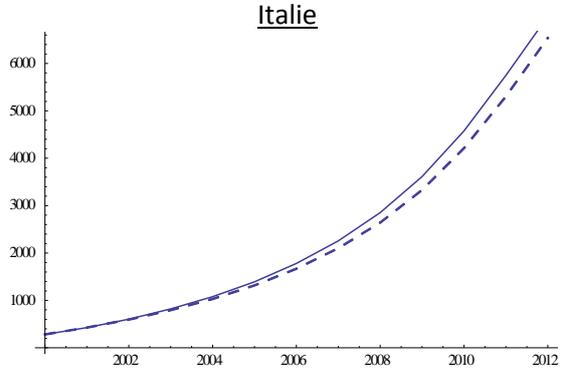
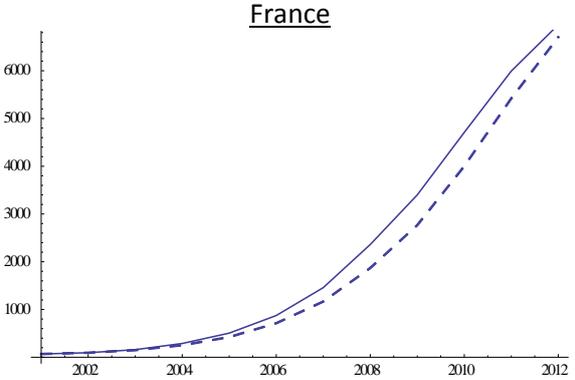
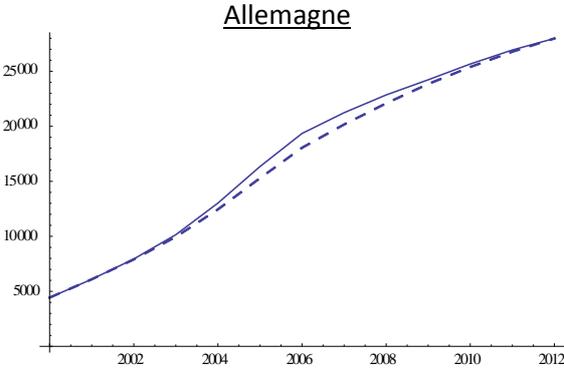
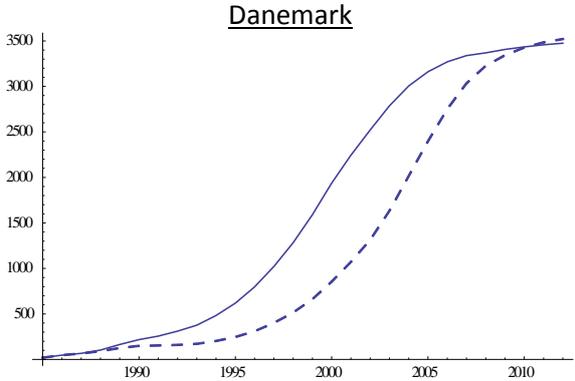
³⁰ D'après les données du Fraunhofer Institute of Solar Energy : <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/boersenstrompreise-und-stromproduktion-2013.pdf>. Les prix de gros en Allemagne sont bien plus faibles avant 2005.

³¹ Cette valeur provient des travaux *German Institute for Economic Research* qui prévoit un prix spot à 4,9 €cent/kWh en 2020 : http://www.diw.de/sixcms/media.php/73/diw_wr_2011-06.pdf.

³² "Tariffs and electricity prices to 2006", ERSE.

	ceux observés pendant les années 2000-2012.
Espagne	<p>Les données de prix spot espagnols sont disponibles depuis l'année 2000 et publiées par l'OMEL.</p> <p>En raison de la très forte convergence des marchés espagnols et portugais il est fait la même hypothèse sur le prix de gros futur que pour le Portugal. Cette convergence est due à la constitution en 2004 d'un marché ibérique de l'énergie électrique entre les deux pays.</p>

ANNEXE 4 : Trajectoires des capacités cumulées en MW avec (trait continu) et sans (trait discontinu) instruments de soutien à la recette.



6 derniers numéros

Une Analyse Contrefactuelle du développement des énergies Renouvelables Marc BAUDRY et Clément BONNET	n°37
Les flottes de véhicules : Quelles stratégies privées et publiques pour quels enjeux économiques et environnementaux ? Bénédicte MEURISSE avec Hugo BOIS	n°36
Climate Change Mitigation in Temperate Forests : The Case of The French Forest Sector Sylvain CAURLA et Philippe DELACOTE	n°35
Comparing Biomass-Based and Conventional Heating Systems with Costly CO2 Emissions: Heat Cost Estimations and CO2 Breakeven Prices Lilian CARPENE, Vincent BERTRAND et Timothée OLLIVIER	n°34
Revue Internationale des Politiques de Soutien aux Energies Renouvelables : les Enseignements du Danemark, de l'Allemagne et de la Chine Clément BONNET	n°33
REDD+ projects in 2014: an overview based on a new database and typology Gabriela SIMONET, Alain KARSENTY, Christian de PERTHUIS, Pete NEWTON, Brian SCHAAP	n°32

Les publications précédentes sont disponibles sur le site chaireeconomieduclimat.org

Directeur des publications Information et Débats : Marc BAUDRY

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 sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance

contact@chaireeconomieduclimat.org