

INFORMATION ET DÉBATS

LE BREVET, UN BON INDICATEUR DE L'INNOVATION ? LE CAS DE L'EOLIEN TERRESTRE EN ALLEMAGNE

Valentin LIGNAU¹

La question du brevet et de son rapport à l'innovation fait débat depuis des décennies. S'il est à la base un instrument d'incitation à l'innovation, qui va « récompenser » les inventeurs en leur conférant un monopôle temporaire sur leurs inventions, ses utilisations au-delà de son rôle originel, motivées notamment par la recherche de rente, remettent en question jusqu'à son existence. En matière de politique environnementale, le brevet est, d'une part, utilisé comme un indicateur ex-post de l'efficacité des politiques en termes d'innovation. Il peut d'autre part être promu dans l'objectif d'encourager ex-ante l'effort de recherche dans les technologies bas-carbone. On peut citer, à titre d'exemple, les procédures d'examen accélérées pour les innovations « vertes ». La pertinence du recours au brevet dépend grandement de la nature de la relation entre volume de brevets et progrès technique. C'est tout l'objet du présent travail, appliqué au secteur de l'éolien, que d'étudier cette relation. A partir de données sur la production électrique des turbines éoliennes, l'article propose un indicateur de l'innovation dans ce secteur. Une application de la méthode par enveloppement de données (Data Envelopment Analysis, DEA) est utilisée dans ce sens. Celle-ci permet de dégager un indice de performance technique relatif à la frontière technologique du secteur. L'évolution temporelle de cet indice pour les six principaux constructeurs présents sur le marché allemand est ensuite mise en parallèle avec l'évolution de leurs portefeuilles respectifs de brevets européens ciblant l'Allemagne, actualisés des renouvellements. Deux phénomènes sont mis en avant : tout d'abord, le processus de brevetage décolle tardivement sur le secteur et la frontière évolue malgré l'absence de brevets. D'autre part, en présence de brevets, une relation a priori positive semble exister entre les portefeuilles de brevets des constructeurs et leurs indices de performance technique, avec cependant une certaine hétérogénéité. Cette hétérogénéité suggère une certaine prudence quant à l'utilisation du brevet comme instrument de suivi et de conduite d'une politique d'innovation bas-carbone.

MOTS-CLÉS

Brevet

Innovation verte

Méthode DEA

Energie éolienne

¹ Université Paris-Nanterre, Chaire Economie du Climat

L'auteur tient à remercier Marc Baudry (Université Paris-Nanterre, Chaire Economie du Climat) pour sa relecture de l'article, ainsi que Raphaël Trotignon (Chaire Economie du Climat) pour ses conseils et avis sur ce travail.

Introduction

Beaucoup estiment que l'énergie éolienne a un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique ; une turbine éolienne fonctionnant uniquement à partir du vent, l'énergie éolienne fait partie des énergies propres, dont les émissions de CO₂ sont quasi-nulles. A l'opposé, ses détracteurs pointent du doigt son caractère intrinsèquement intermittent, qui rend difficile sa gestion, mais également les externalités qu'elle génère, sur la biodiversité ou en termes d'aménités visuelles et sonores par exemple. Pourtant, de nombreux pays soucieux de limiter leurs impacts sur l'environnement ou d'assurer leur indépendance énergétique ont mis en place des politiques de soutien à cette technologie. Si le Danemark en a été le précurseur, l'Allemagne est aujourd'hui le premier pays européen en termes de capacités installées. Depuis l'ouverture du premier parc éolien en 1987 sur la côte Ouest du pays, l'Allemagne n'a eu de cesse d'accroître sa capacité installée. Celle-ci atteint 50 GW *onshore* fin 2017 selon l'Agence Internationale de l'Energie Renouvelable (IRENA), permettant au pays de se classer, en termes de capacité installée, au troisième rang au niveau mondial, et ce malgré sa taille relativement modeste en comparaison avec la Chine et les Etats-Unis (respectivement premier et second).

Le recours à l'énergie du vent ne date pas d'hier ; au-delà de son utilisation à des fins de navigation, les premiers moulins à vent, utilisés notamment pour la mouture du grain ou le pompage de l'eau, remonteraient au premier millénaire avant Jésus-Christ en Perse. Le premier brevet recensé dans la catégorie dédiée à l'énergie éolienne a été octroyé en 1883 aux Etats-Unis à un certain Herbert S. Wilson, pour son *Windmill Motor*¹. En matière de production électrique, on attribue généralement la paternité de la turbine éolienne à l'américain Charles F. Brush. Ce dernier est l'inventeur, en 1888, d'une des premières éoliennes automatisées de l'histoire, d'une hauteur de 18 mètres et d'une puissance de 12 kW. A titre de comparaison, la plus haute éolienne du monde, installée en Allemagne, culmine aujourd'hui à 265 mètres d'altitude en bout de pale, quand la plus puissante propose une puissance nominale de 7580 kW.

Indubitablement, cette évolution résulte d'un progrès technique significatif dont on peut supposer que le brevet, de par son rôle de catalyseur de l'innovation, a été un élément moteur. Le brevet, d'un point de vue économique, doit apporter une réponse au problème d'appropriabilité des gains générés par les inventions. Ce problème vient de la nature même de la connaissance. Elle remplit en effet au moins l'une des deux caractéristiques d'un bien public : elle est non-rivale dans l'usage (mobilisable simultanément par une infinité d'acteurs) et, dans certains cas, non-excluable (s'il est difficile d'en restreindre l'accès)². En situation de laisser-faire, les inventeurs qui se lancent dans un processus de R&D long, risqué et coûteux prennent le risque, une fois l'invention découverte, d'être imités à moindre coût par d'autres. Il peut en résulter une situation dans laquelle le prix résultant de la mise en concurrence de ces agents ne suffit pas à couvrir les coûts de recherches consentis par le seul inventeur originel. Dans ce contexte, tous les agents ont intérêt à attendre que l'invention soit découverte pour l'imiter et, *in fine*, aucun d'entre eux n'entreprend l'effort de R&D nécessaire à l'émergence de l'invention. Le brevet, en conférant un pouvoir de marché (juridiquement, un droit d'exclure), crée cette incitation. Ce pouvoir de marché se traduit,

¹ C'est du moins le premier brevet de la classe dédiée à cette technologie recensé par la base *Patstat*.

² En matière d'innovation, on apprécie généralement l'excluabilité par la possibilité de retro-ingénierie. Là où celle-ci est aisée (s'il est possible, en « démontant » un bien, de retrouver l'invention qui s'y cache), on considère qu'il y a non-excluabilité.

dans sa représentation la plus extrême, par un monopole d'exploitation du déposant sur son invention. Un arbitrage entre incitation à l'innovation et impact sur le consommateur est par conséquent nécessaire : quand la première, pour être pleinement satisfaite, requiert un niveau maximal de protection, la maximisation du bien-être des consommateurs nécessite un niveau nul de protection. Ainsi, la délimitation temporelle et spatiale du brevet est sensée apporter un niveau suffisant d'incitation tout en limitant la perte sèche du monopole³. Le brevet est donc, par définition, un instrument de compromis.

Au vu des contreparties induites et afin d'assurer sa légitimité, le brevet doit donc impérativement remplir sa fonction d'incitation à l'innovation. La connaissance du lien entre brevet et innovation a de nombreuses implications. D'une part, elle peut contribuer, *ex-ante*, à un meilleur design des politiques environnementales. Une déconnexion observée entre brevet et progrès technique pourrait par exemple amener le régulateur à considérer des instruments alternatifs pour promouvoir l'innovation, tels que les prix d'innovation⁴ ou le crédit d'impôt recherche. Dans le cas inverse, des outils de promotion de la propriété intellectuelle peuvent être envisagés. Par exemple, plusieurs pays⁵ ont mis en place des procédures d'examen accélérées (*fast-track applications*) pour les brevets verts. Sous réserve d'éligibilité, la durée de la période d'examen par l'office peut être écourtée, favorisant ainsi la diffusion des inventions⁶. Mais elle représente d'autre part un enjeu dans l'évaluation *ex-post* de ces politiques. Si les instruments économiques tels que la taxe carbone, le système européen des quotas ou les tarifs d'achat garantis visent à orienter les investissements vers des technologies bas-carbone, la pertinence du recours aux données de brevets comme indicateur d'efficacité de ces politiques dépend grandement de la nature du lien entre brevet et innovation⁷.

C'est tout l'objet du présent travail : mettre en exergue la relation existant – ou non – entre brevet et innovation dans le secteur de l'énergie éolienne. Dans un premier temps, afin de caractériser au mieux les dynamiques d'innovation du secteur de l'éolien et en considérant une définition schumpétérienne de l'innovation (qui peut être définie comme « une invention qui rencontre un marché »), l'article s'intéresse aux caractéristiques techniques des éoliennes installées en Allemagne et à leur évolution dans le temps. Dans un second temps, il propose une mesure de l'innovation indépendante du brevet puis explore son lien, pour les 6 principaux constructeurs présents sur le marché allemand, avec la volumétrie des portefeuilles de brevets.

1. Quelques éléments contextuels

Cette section présente, en premier lieu, le marché allemand de l'éolien et justifie sa pertinence quant à notre étude. Sont ensuite exposés quelques éléments basiques de physique ; la technologie éolienne permet en effet d'appréhender la performance par des indicateurs simples basés sur les caractéristiques techniques des turbines. Dans un dernier temps, un phénomène marquant et observé sur une grande partie des marchés de l'éolien est mis en lumière : la course au gigantisme.

³ Sur cette question, les travaux fondateurs de Nordhaus (1969, 1972) ont ouvert la voie à tout un pan de la littérature économique.

⁴ A l'instar des Prix Horizon de la Commission Européenne.

⁵ Royaume-Uni, Australie, Israël, Japon, Brésil, Chine, Canada, Corée du Sud et, de manière temporaire, Etats-Unis.

⁶ Pour de plus amples informations sur les procédures *fast-track*, se référer à Dechezleprêtre (2013).

⁷ De manière générale, cette question a été soulevée de longue date ; voir par exemple Comanor et Scherer (1969) et Griliches (1990).

1.1. Le marché allemand de l'éolien terrestre

L'étude présentée ici se base sur les données de la base *TheWindPower*⁸ qui, en plus de fournir les caractéristiques détaillées de plus de 1500 turbines de 219 constructeurs, apporte des informations sur leur diffusion. Au total, ce sont quelques 28 000 parcs éoliens qui sont recensés dans la base. En termes de capacité installée *onshore* en Allemagne, 74% des 50GW recensés par l'IRENA fin 2017 sont répertoriés dans la base, soit environ 37GW.

Cette étude se concentre spécifiquement sur le marché allemand de l'éolien terrestre. Plusieurs raisons motivent ce choix. Tout d'abord, l'Allemagne, avec le Danemark, fait office de précurseur en matière d'énergie éolienne en Europe et dans le monde. Le déploiement massif de la technologie débute en effet au début des années 1990, encouragé notamment par la mise en place en 1991 du Tarif d'Achat Garanti (voir Figure 1). Aujourd'hui encore, le pays occupe une place de choix dans le classement mondial des capacités installées, comme l'illustre la Figure 2 : s'il a été rattrapé en termes absolus par les Etats-Unis puis par la Chine (respectivement 87 et 161 GW fin 2017 selon l'IRENA), la capacité installée par habitant y est toujours nettement supérieure. Ceci assure un recul satisfaisant pour mener à bien ce travail⁹. Ensuite, plusieurs constructeurs allemands de turbines éoliennes figurent parmi les leaders mondiaux. On peut citer parmi eux Enercon, Nordex, Siemens ou encore Senvion. Il s'agit là d'une conséquence du statut avant-gardiste du pays dans le déploiement de la technologie¹⁰. Enfin, la base *Patstat*, développée par l'Office Européen des Brevets (OEB), est suffisamment exhaustive en ce qui concerne les brevets déposés en Allemagne, celle-ci étant l'un des membres fondateurs de l'OEB. Ce point sera évoqué en seconde partie.

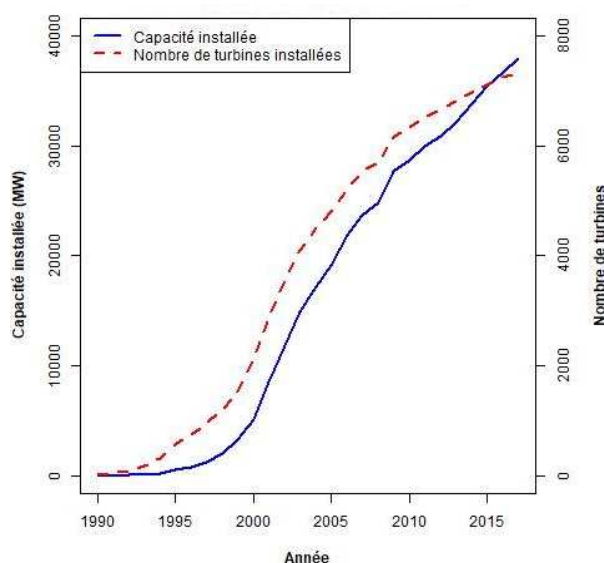


Figure 1. Capacité et nombre de turbines installées cumulés en Allemagne, 1990-2017
Source : auteur d'après données *TheWindPower*

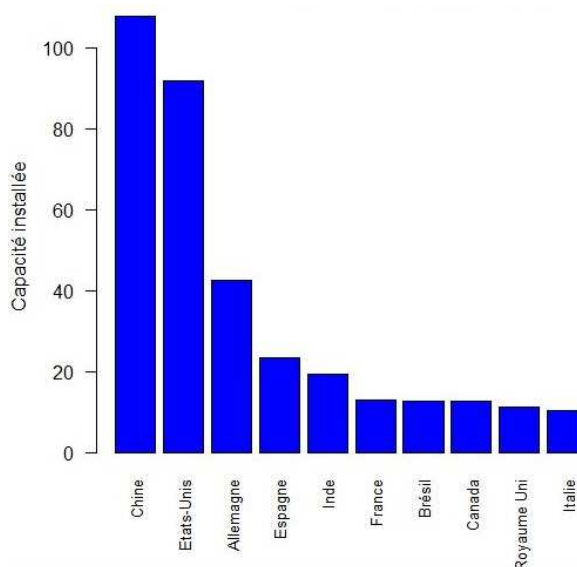


Figure 2. Capacités installées totales pour les 10 premiers pays en termes d'éolien, 2017
Source : auteur d'après données *TheWindPower*

⁸ <https://www.thewindpower.net/>

⁹ C'est cette même raison qui nous a amené à considérer l'éolien terrestre, l'éolien *offshore* n'en étant encore qu'à ses balbutiements.

¹⁰ Ce phénomène s'observe de la même manière au Danemark, avec le géant historique Vestas ou d'autres constructeurs, tels que Neg Micon, ayant été absorbés depuis.

Le marché allemand est quasi-intégralement partagé entre 6 fabricants de turbines. La Figure 3 indique l'évolution du nombre de constructeurs présents sur le marché. Si en 1999, celui-ci était de 17, il est depuis en baisse et atteint 7 en 2017.

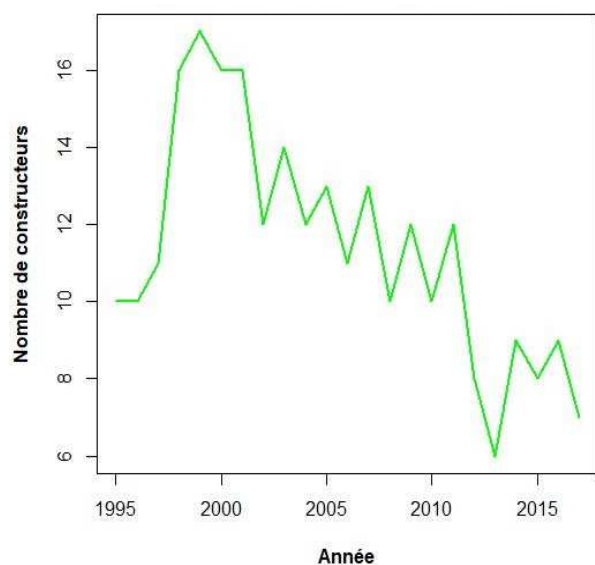


Figure 3. Evolution du nombre de constructeurs présents sur le marché allemand, 1995-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

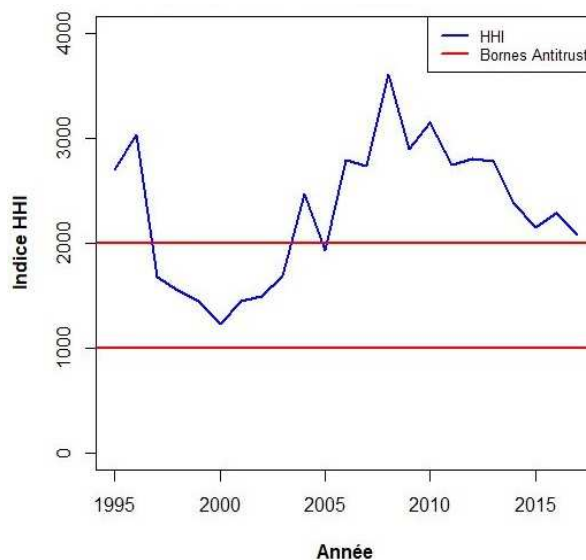


Figure 4. Evolution de l'indice HHI du marché allemand, 1995-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

Cet effectif suggère une potentielle concentration du marché au fil du temps. L'évolution de l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) illustrée par la Figure 4 ne semble toutefois confirmer que partiellement ce phénomène. En effet, la baisse du nombre d'acteurs depuis le début des années 2000 s'accompagne – logiquement – d'une hausse de l'indice HHI, qui bondit de 1231 en 2000 à 3615 en 2008¹¹. Mais, à partir de 2008, il baisse progressivement pour atteindre 2082 en 2017, et ce malgré une diminution globale du nombre de constructeurs présents sur le marché.

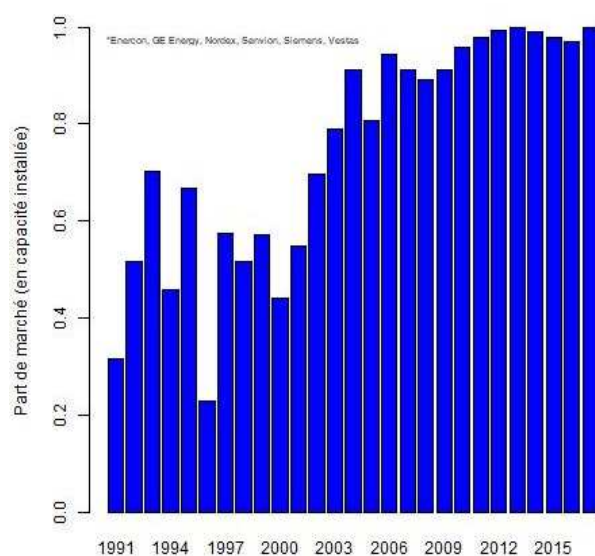


Figure 5. Part de marché des 6 principaux constructeurs en Allemagne, 1991-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

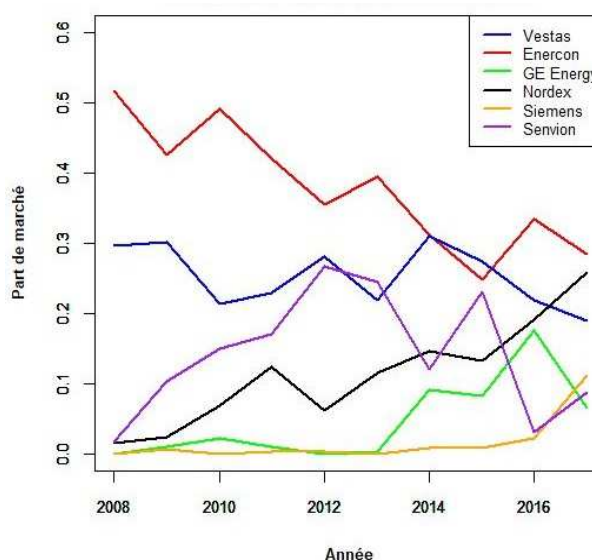


Figure 6. Evolution des parts de marché des 6 principaux constructeurs en Allemagne, 2008-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

¹¹ Au sens de la réglementation antitrust européenne, le marché est concentré pour une valeur du HHI supérieure à 2000. Entre 1000 et 2000, il y a « risque de concentration ».

La baisse du nombre de constructeurs se traduit par une augmentation de la part de marché globale des 6 principaux constructeurs, observable sur la Figure 5. Ils détiennent en 2017 plus de 99% des parts de marché. La Figure 6 apporte quant à lui de précieuses informations quant à la répartition de ces parts : on observe une certaine convergence entre les constructeurs qui explique la diminution de la valeur du HHI. A titre d'exemple, l'allemand Enercon perd 23% de part de marché en 10 ans, passant de 51,73% en 2008 à 28,49% en 2017, au profit notamment d'un autre constructeur allemand, Nordex, dont la part passe sur la même période de 1,57% à 25,84%. La dynamique du marché de l'éolien en Allemagne s'est accompagnée d'une forte croissance des dépôts de brevets sur ce type de technologie, comme l'illustre la Figure 7.

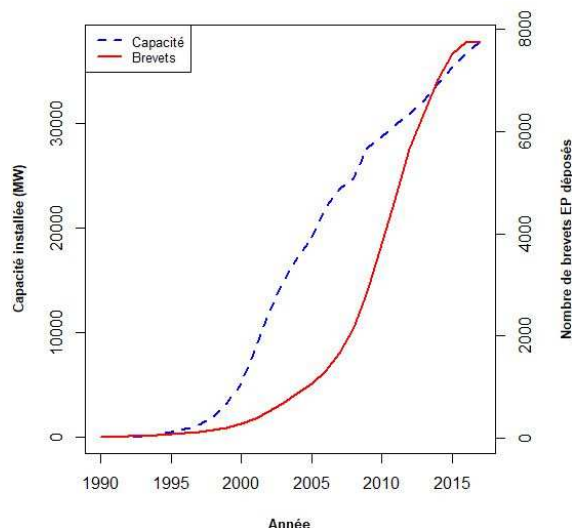


Figure 7. Evolution de la capacité installée cumulée en Allemagne et des dépôts de brevets européens ciblant l'Allemagne, 1990-2017

Source : auteur d'après données TheWindPower et Patstat

Il n'est pour l'instant pas possible de dire si cette croissance résulte d'une volonté des producteurs de turbines de se différencier de la concurrence en innovant ou d'une stratégie de verrouillage par la propriété intellectuelle de positions technologiques déjà acquises. On constate néanmoins sur la Figure 7 que l'accélération du recours au brevet débute postérieurement au décollage des capacités installées. Ce déphasage laisse à penser que l'innovation, telle qu'appréhendée par les brevets, n'est pas à l'origine du marché mais aurait tendance à le suivre.

Le comptage se limite aux brevets demandés auprès de l'OEB et ciblant l'Allemagne pour les sous-classes CPC Y02E 10/721 à 728 (hors 727 qui concerne les tours *offshore*). Ces sous-classes correspondent aux différents composants d'une turbine dont il convient d'explicitier le lien avec la performance de l'équipement.

1.2. De l'énergie du vent à la génération d'électricité

On appelle turbine éolienne une machine capable, à partir de l'énergie du vent, de produire et de fournir de l'électricité à un réseau électrique. Elle est composée de différents éléments techniques (voir Figure 8), qui influenceront chacun la production électrique. Les principaux composants d'une éolienne sont présentés ainsi que leurs implications en termes de production.

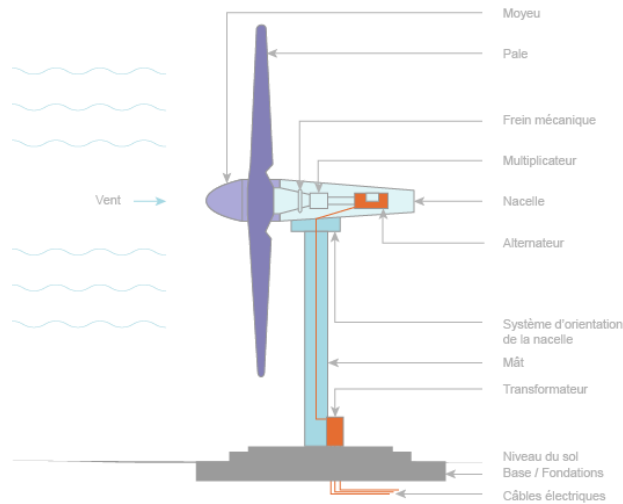


Figure 8. Représentation schématique d'une turbine éolienne
Source : Connaissance des Energies

- Le rotor : c'est la partie aérienne de la turbine, qui va permettre de capter l'énergie du vent. Il s'agit le plus souvent, pour des turbines à grande échelle (*utility-scale wind turbines*), de modèles à axe de rotation horizontal et composés de trois pâles, reliées entre elles par un moyeu (*hub*). Son design est d'une importance capitale : l'aérodynamique des pâles va largement conditionner la rotation du rotor et sa vitesse, et son impact en termes de production électrique n'est pas négligeable. A titre anecdotique, on trouve des entreprises du secteur aéronautique telles que Boeing ou Airbus dans les déposants de brevets des classes CPC consacrées à l'énergie éolienne, les principes de mécanique des fluides qui s'appliquent aux pâles des éoliennes étant sensiblement similaires à ceux des ailes d'avion ;

- La nacelle : directement liée au rotor, elle contient tous les éléments techniques qui vont permettre la conversion de l'énergie cinétique en énergie électrique. Parmi ces éléments :

- Le générateur. Fonctionnant selon le principe d'une dynamo, son rôle est de convertir l'énergie issue de la rotation du rotor en énergie électrique.

- La boîte de vitesse (ou *gearbox*). De même que pour le système d'entraînement d'un vélo, la *gearbox* va permettre de multiplier la vitesse de rotation du rotor de façon à l'adapter au générateur équipé. Elle ne se rencontre pas dans toutes les turbines. Les modèles avec *gearbox* et les turbines dites *direct-drive* constituent les deux grandes catégories d'éoliennes. Les secondes sont équipées d'un générateur adapté entraîné par la seule rotation du rotor.

- Le système de contrôle. Il permet de réguler la production électrique, pour d'une part répondre au mieux aux besoins du réseau, mais également pour des raisons de sécurité. Ce système va en effet permettre de stopper l'éolienne à partir d'une certaine vitesse de vent, au-delà de laquelle la vitesse de rotation présente un danger. On en distingue deux grandes catégories : les turbines *stall-controlled*, dont la conception en amont assure une baisse progressive de la vitesse de rotation des pâles, et les turbines *pitch-controlled*, qui proposent

un système d'orientation des pâles par rapport au vent, permettant de maintenir une vitesse de rotation constante jusqu'au seuil de vitesse critique ;

- Le mât : il maintient l'ensemble. Sa conception est donc d'une grande importance, puisqu'il devra résister aux conditions climatiques en limitant notamment les vibrations qui impactent négativement la production.

La courbe de puissance

Du point de vue de la génération d'électricité, une éolienne se caractérise par sa courbe de puissance. Comme le précise l'encadré 1, celle-ci associe à chaque vitesse de vent une puissance électrique, en W. Plusieurs grandeurs interviennent sur cette courbe :

- La puissance nominale (PN), en W, d'une turbine est la puissance maximale qu'elle peut produire. C'est la grandeur retenue dans le calcul des capacités installées ou des facteurs de charge, à toutes les échelles. Le recours à cette mesure est contestable, du fait notamment des vitesses de vent importantes nécessaires aux turbines pour atteindre leur puissance nominale.
- Certaines vitesses de vent jouent un rôle clé :
 - La vitesse *cut-in* (V_{ci}) est la vitesse qui va permettre la mise en rotation du rotor. A partir de cette vitesse, l'éolienne commence à produire ;
 - La vitesse *rated* (V_r) est la vitesse à partir de laquelle la turbine produit à sa puissance nominale. A partir de ce point, la production est maximale.
 - La vitesse *cut-off* (V_{co}) est celle qui entraîne l'arrêt de la turbine, principalement pour des raisons de sécurité.

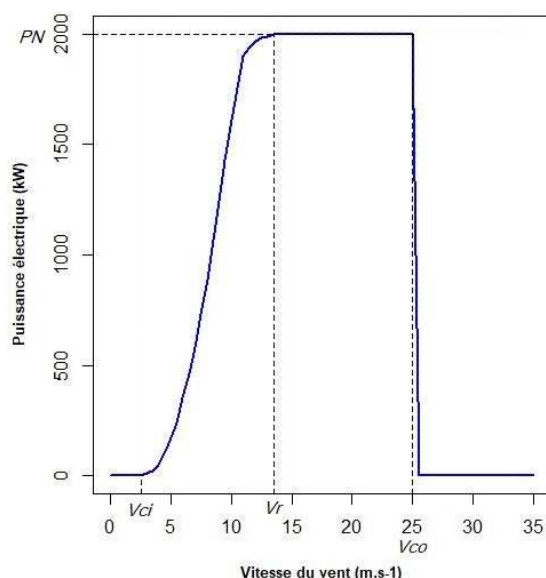


Figure 9. Courbe de puissance de la Vestas V90-2000

Source : auteur d'après données *TheWindPower*

La Figure 9 représente une courbe de puissance typique. Dans notre exemple, la partie ascendante de cette courbe, entre $V_{ci} = 2,5 \text{ m.s}^{-1}$ et $V_r = 13,5 \text{ m.s}^{-1}$, illustre l'augmentation progressive de la puissance électrique générée avec la vitesse du vent, jusqu'à atteindre la puissance nominale. Entre V_r et $V_{co} = 25 \text{ m.s}^{-1}$, la puissance maximale est atteinte et la courbe stagne jusqu'à l'arrêt brutal de la turbine au niveau de V_{co} .

Encadré 1. Puissance électrique d'une éolienne

Formulation mathématique de la courbe de puissance :

$$P_{elec}(V) = \underbrace{\frac{1}{2} \times \rho \times \pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2}_{P_{vent}(V)} \times V^3 \times C_p(V)$$

Avec :

- V la vitesse du vent (en m.s^{-1}) ;
- $P_{elec}(V)$ la production électrique associée à la vitesse V (en W) ;
- ρ la masse volumique de l'air (en kg.m^{-3}) ;
- D le diamètre du rotor (en m^2) ;
- $C_p(V)$ le coefficient de puissance associé à la vitesse V ;
- $P_{vent}(V)$ la puissance du vent captée par le rotor (en W).

Cette formule peut être réduite en considérant la puissance du vent captée par l'éolienne, de telle sorte que :

$$P_{elec}(V) = P_{vent}(V) \times C_p(V)$$

Le coefficient de puissance correspond donc au ratio entre puissance électrique générée et puissance du vent reçue par l'éolienne ; il couvre l'ensemble des pertes générées au cours du processus de conversion, qu'elles soient aérodynamiques (au niveau du rotor), mécaniques (entre le rotor et la *gearbox*/le générateur) ou électriques (au sein du générateur). Cette grandeur intègre donc tous les mécanismes - et donc les composants - à l'œuvre dans le processus de conversion de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique.

A partir de la première formule, nous remarquons que les constructeurs disposent de trois leviers pour augmenter la production :

- Augmenter l'input du vent en augmentant la taille du rotor (D) ;
- Limiter les pertes en améliorant l'efficacité de la conversion (C_p) ;
- Adapter la hauteur pour capter des vents plus rapides (V).

Nous limiterons ici l'analyse aux deux premiers.

Les classes de vent

L'analyse développée plus loin s'appuie sur une comparaison des différents modèles de turbines sur la base de leur distance à la frontière technologique, celle-ci étant calculée à partir de données théoriques de production. Afin d'intégrer au mieux les différences – parfois marginales – entre les courbes de puissance des différents modèles, un socle de comparaison commun est établi à partir des classes IEC des turbines et des vitesses de vent associées.

La Commission Electrotechnique Internationale (IEC, pour *International Electrotechnical Commission*), organisation de normalisation chargée, entre autres, du domaine de l'électricité, considère trois principales classes de vent définies dans le Tableau 1.

Classe IEC	Vitesse moyenne du vent à hauteur de moyeu (en m.s ⁻¹)
IEC I	10
IEC II	8,5
IEC III	7,5

Tableau 1. Classes de vent et vitesses moyennes associées
Source : Commission Electrotechnique Internationale

Les classes de vent renvoient pour l'essentiel à une notion de vitesse moyenne de vent. La relation positive entre vitesse du vent et production d'énergie décrite par la courbe de puissance amène logiquement les gestionnaires du projet à favoriser des sites fortement ventés et à privilégier, en conséquence, des turbines de classe IEC I ou IEC II. Il n'en reste pas moins que des turbines à faible vitesse *cut-in* et faible vitesse *rated* peuvent être adaptées à des terrains où le vent est faible mais régulier. De manière plus générale, il est donc nécessaire de choisir une turbine adaptée aux conditions météorologiques du site.

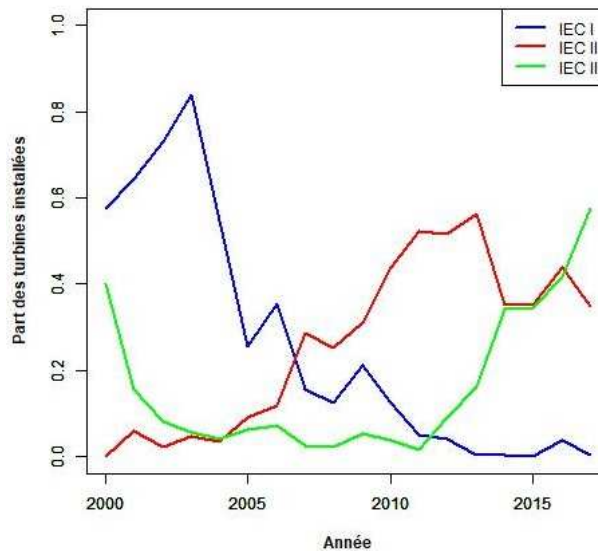


Figure 10. Evolution de la part des turbines nouvellement installées par classe IEC, 2000-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

La Figure 10 illustre la part des turbines installées en Allemagne en fonction de leur classe de vent. On constate une diminution drastique de la part des turbines de la classe IEC I. Alors qu'elle atteignait 84% en 2003, elle connaît une baisse progressive pour atteindre 5% en 2011, puis le niveau zéro par la suite. Les turbines de la classe III, représentant pourtant 40% des turbines installées en 2000, voient leur part chuter et osciller entre 2% et 8% sur la période 2002-2010. Mais à partir de cette date, elles connaissent un fort regain d'intérêt et leur part remonte jusqu'à atteindre 58% en 2017. Les turbines intermédiaires de la classe II ont quant à elles connu une sollicitation croissante, passant de rien en 2000 à 56% en 2013. Si leur part est en baisse depuis, elles représentent toujours une part non-négligeable de 35% en 2017. Les turbines « mixtes » (IEC I/II et IEC II/III) ne sont pas considérées ici et représentent la part résiduelle.

La notion de classe de vent revêt une grande importance, car le design des turbines peut différer selon les vitesses de vents auxquelles elles sont destinées à faire face. La taille des machines est affectée en premier lieu. La formule de la courbe de puissance (voir encadré 1) indique que l'électricité générée est une fonction croissante de la vitesse du vent et du

diamètre. Ainsi les turbines de la classe III, qui sont supposées affronter des vents moins rapides, peuvent compenser cette carence en augmentant le diamètre de leur rotor de façon à augmenter l'énergie cinétique captée. En outre, il est communément admis que les vents sont plus rapides et plus constants en altitude, car soumis à moins d'obstacles. Ainsi, sur des zones géographiques faiblement ventées, une augmentation de la hauteur des mâts va permettre de capter des vents plus rapides. Les données du marché allemand détaillées dans le Tableau 2 mettent en exergue ce phénomène.

	Min	1 ^{er} quartile	Médiane	3 ^{ème} quartile	Max	Moyenne
Hauteur						
IEC I	59	59	100	100	135	87,91
IEC II	78	100	128	138	149	120,3
IEC III	80	129,5	139	141	164	131,4
Diamètre						
IEC I	80	82	82	95,4	127	91,28
IEC II	82	82	100	104	136	95,33
IEC III	76,8	114	117	120	131	115,7

Tableau 2. Statistiques descriptives de la hauteur et du diamètre des turbines installées entre 2010 et 2017

Source : auteur d'après données *TheWindPower*

Malgré le faible nombre de turbines IEC I installées sur la période, les chiffres sont quasiment unanimes et, hormis pour les valeurs de diamètre extrêmes, hauteur comme diamètre augmentent à mesure que la vitesse moyenne du vent diminue. On peut donc voir dans l'évolution des parts des différentes classes IEC illustrée par la Figure 10 le résultat d'une certaine rationalité des gestionnaires de projet. En effet, cette évolution est cohérente avec l'idée qu'ont d'abord été développés des sites où la vitesse du vent était en moyenne élevée, donc pour lesquels la classe IEC I était la plus pertinente. Après le développement de ces sites, ce sont d'autres zones plus faiblement ventées qui ont été investies, requérant des turbines de classe IEC II ou, de plus en plus couramment, de classe IEC III.

Le calcul d'une production annuelle théorique d'énergie

Connaissant la classe de vent de chaque turbine, il est possible de déterminer une production annuelle d'énergie théorique, notée *AEP* (pour *Annual Energy Production*) et mesurée en MWh, en intégrant aux différentes courbes de puissance une distribution des vitesses de vent. En météorologie, on utilise traditionnellement la distribution de Weibull ; à partir des données historiques d'un site, il est possible d'estimer les paramètres d'échelle et de forme de la distribution. Une loi de Rayleigh, cas particulier de la loi de Weibull avec paramètre de forme fixe et également fréquemment utilisée en météorologie, est utilisée ici ; ainsi, la distribution des vitesses de vent ne dépend que de la vitesse moyenne¹². Le calcul de l'*AEP* est détaillé dans l'encadré 2.

¹² Il est possible de faire varier les vitesses de vent (et donc leur distribution) en fonction de la hauteur de la turbine. Ce « profil vertical du vent » est généralement approché de manière théorique par une loi de puissance. Dans notre cas, les classes IEC considérant uniquement les vitesses moyennes de vent à hauteur de moyeu, nous ne procéderons pas à cette distinction.

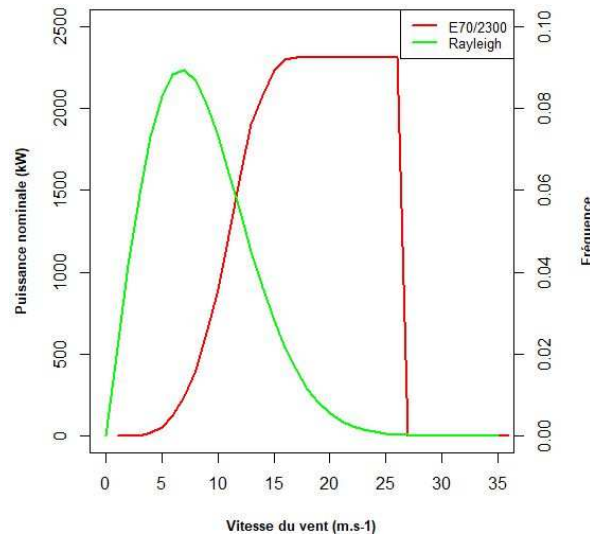


Figure 11. Courbe de puissance et distribution de Rayleigh
Source : auteur d'après données TheWindPower

Le raisonnement en termes de production annuelle semble plus pertinent qu'un raisonnement en termes de puissance nominale. Celle-ci, très parlante car utilisée pour le calcul des capacités installées, n'est pourtant atteinte qu'à des vitesses de vents importantes (la vitesse *rated* V_r , généralement comprise entre 11 et 16 m.s^{-1}). Ces vitesses ont pourtant, si l'on s'en tient à la distribution de Rayleigh, de faibles probabilités d'occurrence. Ainsi, la partie ascendante de la courbe de puissance d'une turbine a au moins autant d'importance que sa valeur nominale. La Figure 11 illustre ce point pour une turbine, le modèle E70/2300 du fabricant Enercon. L'essentiel de la distribution du vent calibrée à partir de la vitesse moyenne de $8,5 \text{ m.s}^{-1}$ (associée à la classe IEC II) est concentrée sur la partie gauche de la courbe de puissance, bien avant la vitesse *rated*.

Encadré 2. Distribution des vitesses de vent et production annuelle d'énergie

A partir d'une distribution de Rayleigh, calibrée à partir de la vitesse moyenne associée à la classe IEC concernée, il nous est possible de calculer une production annuelle théorique d'énergie :

$$AEP = T \cdot \int_{V_{ci}}^{V_{co}} (f(V) \cdot P(V)) dV$$

- Avec :
- $T = 8760$ le nombre d'heures par année ;
 - $f(V)$ la fréquence d'occurrence de la vitesse V , donnée par la distribution de Rayleigh ;
 - $P(V)$ la production électrique associée à la vitesse V , en kW ;

Hypothèses sous-jacentes au calcul :

- Masse volumique de l'air $\rho = 1,225 \text{ kg.m}^{-3}$;
- Une seule turbine installée : il n'existe aucune perte (*wake loss*) due à la modification de la structure du vent par d'autres turbines aux alentours ;
- Les vitesses de vent à hauteur du moyeu sont distribuées selon une loi de Rayleigh ;
- La turbine est disponible à 100% (pas de maintenance).

1.3. Le phénomène de gigantisme

Comme évoqué précédemment, la taille du rotor a, toutes choses égales par ailleurs, un impact positif sur la production électrique puisqu'une augmentation de sa taille permet de capter une quantité plus importante d'énergie cinétique du vent.

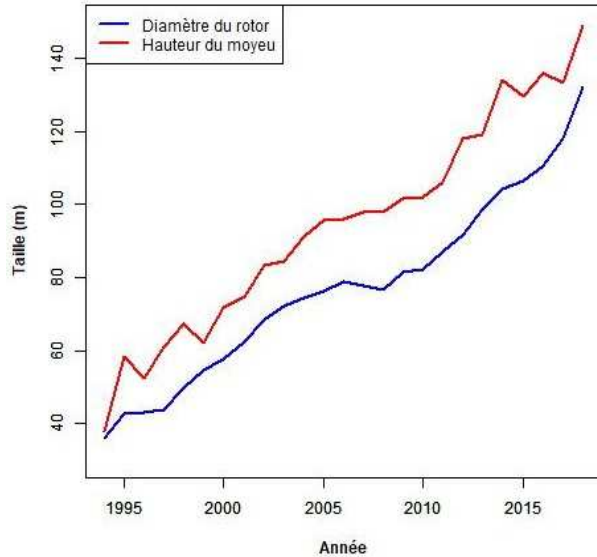


Figure 12. Evolution du diamètre et de la hauteur moyennes¹³ des turbines installées, 1994-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

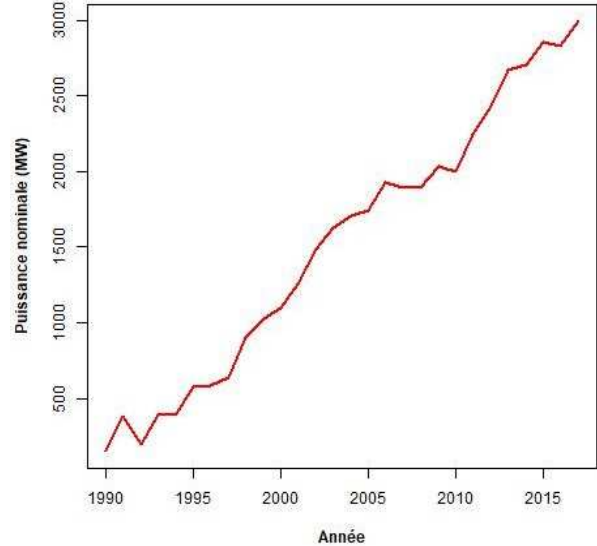


Figure 13. Evolution de la puissance nominale moyenne des turbines installées, 1990-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower

Deux enseignements sont à tirer des Figures 12 et 13. D'une part, on constate une augmentation de la taille des mâts et des rotors au cours du temps. Hauteur et diamètre du rotor sont intimement liés, le second ne pouvant être augmenté à l'infini sans une adaptation de la hauteur. Cependant, comme évoqué plus tôt, une augmentation de la hauteur peut avoir lieu indépendamment du diamètre, dans un objectif de recherche de vents favorables. D'autre part, on observe sur la Figure 13 une augmentation de la puissance nominale des turbines. Celles-ci sont capables de produire de plus en plus d'électricité pour des vitesses de vents inchangées, voire de plus en plus faibles si l'on tient compte du fait que les sites les plus venteux ont été développés en priorité. Ceci témoigne d'une adaptation du générateur à des tailles de rotors plus importantes.

Dans les deux cas, le phénomène de gigantisme est synonyme d'innovation. Les rotors, de plus en plus volumineux, doivent répondre à des exigences de coûts mais également assurer des vitesses de rotation conséquentes malgré une augmentation de leur masse. Ceci passe par des considérations de mécanique des fluides qui améliorent l'aérodynamisme des pâles (choix des matériaux, forme du profil des pâles, etc.). Les mâts doivent également évoluer en fonction. Ils doivent être capables de supporter ces rotors dont la taille et la masse augmentent. En outre, les générateurs – qu'ils soient ou non associés à des *gearboxes* – doivent faire face à des quantités reçues d'énergies cinétiques croissantes, du fait de rotors plus grands. Le défi est donc également de maintenir le coefficient de puissance *a minima* constant, de façon à augmenter l'output électrique au moins proportionnellement à l'input du vent¹⁴.

¹³ Toutes les moyennes calculées ici sont pondérées du nombre de turbines installées.

¹⁴ Le coefficient de puissance est borné par la limite de Betz. En 1919, celui-ci établit de manière théorique qu'une éolienne ne peut récupérer que 16/27 de la puissance incidente du vent, soit environ

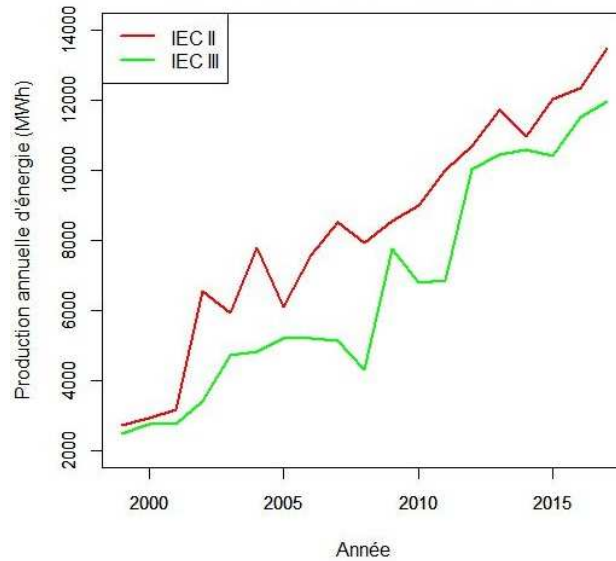


Figure 14. Evolution de la production annuelle théorique moyenne des turbines installées, 1999-2017

Source : auteur d'après données *TheWindPower*

Comme le montre la Figure 14, ceci semble être chose faite : l'augmentation de la taille s'accompagne bel et bien d'une augmentation de la production annuelle théorique. Entre 1999 et 2017, l'*AEP* des turbines est multipliée par plus de 4 pour les turbines des classes IEC II et IEC III installées en Allemagne.

2. Le brevet au service de l'innovation

Cette seconde section s'intéresse à la relation entre brevet et innovation. La première partie se concentre sur la caractérisation de l'innovation d'un point de vue technique quand la deuxième expose la dynamique des dépôts de brevets du secteur de l'éolien. Enfin, la dernière partie met en exergue la relation entre la volumétrie des brevets, actualisée des renouvellements, et la mesure de l'innovation.

2.1. Vers une mesure de l'innovation : une application de la méthode DEA

Connaissant pour chaque modèle la production annuelle d'énergie théorique et le diamètre du rotor, une analyse en termes de frontière technologique est envisageable. Pour ce faire, une méthode non-paramétrique de type DEA (*Data Envelopment Analysis*) est utilisée. Cette méthode est couramment appliquée en économie pour comparer la performance technique ou économique d'entités ainsi que pour déceler et mesurer les gains de productivité dans les cas où une dimension temporelle est prise en compte¹⁵. L'intuition graphique de la méthode est développée dans l'encadré 3.

59,3%. Celle-ci ne tient compte que des pertes aérodynamiques, et non des pertes mécaniques et électriques (voir encadré 1) : il est ainsi impossible d'atteindre ce maximum. C'est pourquoi les constructeurs recourent prioritairement à l'augmentation de la taille comme levier d'accroissement de la puissance.

¹⁵ Coelli et *al.* (2005) proposent un état des lieux en la matière.

Encadré 3. Présentation graphique de la méthode DEA

La méthode DEA, proposée par Charnes, Cooper et Rhodes (1978), est une méthode non-paramétrique d'estimation de frontière. On considère un certain nombre de DMUs (*Decision Making Units*) d'un même secteur d'activité. Ceux-ci consomment chacun des quantités différentes d'un certain nombre d'inputs pour produire une certaine quantité d'outputs. La frontière est construite à partir des meilleurs ratios de productivité (au sens économique, le ratio output/input). La méthode originelle considère des rendements d'échelle constants, c'est-à-dire que le ratio de l'organisation la plus productive peut être atteint par n'importe quelle autre, quelle que soit sa taille (i. e. la quantité d'inputs qu'elle consomme). L'extension proposée par Banker, Charnes et Cooper (1984) intègre des rendements d'échelle variables, résultant en une frontière non-linéaire. Dans les deux cas, les DMUs situés sur la frontière sont considérés comme efficaces.

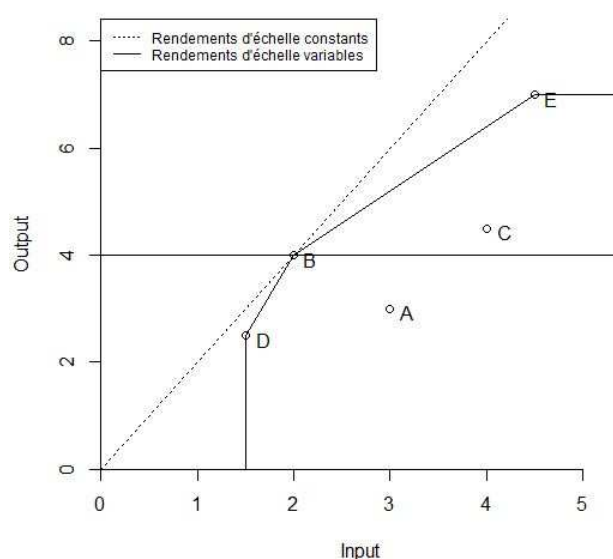


Figure 15. Frontière technologique obtenue par la méthode DEA

Sur la Figure 15, la courbe en pointillés représente la frontière à rendements d'échelle constants : il s'agit de la demi-droite passant par le meilleur ratio de productivité, ici atteint par le DMU B ($4/2=2$). Dans le cas de rendements d'échelle variables, on considère que la frontière est donnée par les meilleures combinaisons linéaires possibles entre les positions observées des DMUs (enveloppe convexe). Sur la courbe pleine de la Figure 15, D et E sont alors considérés comme efficaces, compte tenu de leur niveau d'input (et malgré des ratios de productivité plus faibles que B, respectivement $2,5/1,5 = 1,67$ et $7/4,5 = 1,56$).

La méthode DEA permet également de calculer, pour chaque DMU, un indice d'efficacité. Au-delà de la simple productivité, une mesure d'efficacité est une mesure relative qui traduit la position d'un DMU par rapport à ce qui lui serait possible d'atteindre, à savoir sa distance à la frontière. Les DMUs situés sur la frontière ont un indice d'efficacité égal à 1, et l'indice d'efficacité des autres DMUs traduit leur potentiel d'augmentation d'output (de diminution d'input) à input (output) constant lorsqu'ils sont projetés verticalement (horizontalement) sur la frontière. La méthode se base donc sur les meilleures pratiques, les DMUs efficaces faisant office de *benchmarks*.

L'échantillon se compose de 75 modèles de turbines installés en Allemagne entre 2000 et 2017. Ceux-ci appartiennent tous à la classe IEC II ; par conséquent, une distribution de Rayleigh à vitesse moyenne de $8,5 \text{ m.s}^{-1}$ est considérée pour le calcul de l'*AEP*. Ce choix repose sur le fait que la classe IEC II est celle qui a été la plus sollicitée sur la période (voir Figure 10), de par son statut de classe intermédiaire entre vents forts et vents faibles. L'estimation de la frontière se fait à partir du cumul des turbines mises sur le marché à l'année considérée. Ainsi, les turbines mises en service à la première période sont toujours considérées à la dernière période.

Le modèle appliqué ici considère un input et un output. Ce dernier n'est autre que la production annuelle d'énergie présentée dans l'encadré 2. L'input est la surface balayée par le rotor, qui va conditionner la puissance du vent reçue par l'éolienne. Finalement, le ratio obtenu est un proxy du coefficient de puissance présenté dans l'encadré 1 : en considérant que taille du rotor et coefficient de puissance sont les deux leviers à la disposition des constructeurs pour augmenter la production de leurs machines, les différences verticales observées sur la frontière à taille donnée sont dues à une meilleure capacité de conversion des turbines. Toutefois, la méthode DEA telle qu'appliquée ici sort quelque peu des sentiers battus ; les applications de la méthode DEA à l'énergie éolienne se font généralement à l'échelle de parcs, à partir de données de production effective et intègrent des données de coûts (CAPEX et OPEX notamment)¹⁶. La productivité des parcs ne reflète cependant qu'imparfaitement celle des turbines : elle est notamment affectée non seulement par les conditions météorologiques locales mais aussi par le savoir faire des installateurs et des gestionnaires du parc. L'analyse se fonde donc sur des données purement techniques de production théorique de différents modèles de turbines, qui reflètent plus directement la capacité des fabricants à fournir un matériel performant. Afin d'appréhender le fait qu'une augmentation de la surface balayée par le rotor peut amener les constructeurs à sacrifier en partie le coefficient de puissance, l'hypothèse de rendements variables est retenue pour construire la frontière.

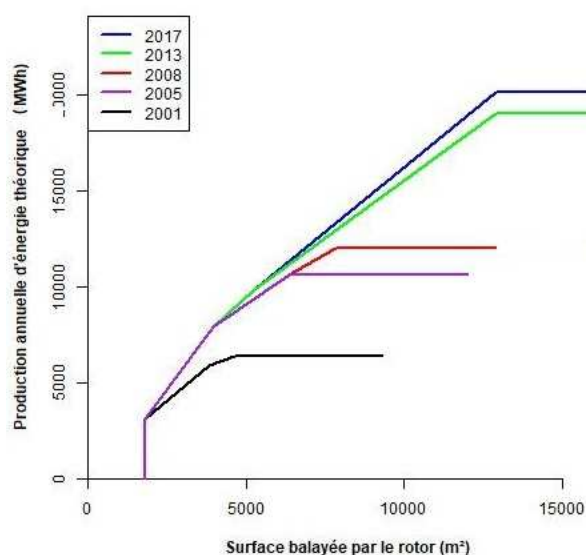


Figure 16. Evolution de la frontière des turbines de la classe IEC II, 2001-2017

Source : auteur d'après données TheWindPower

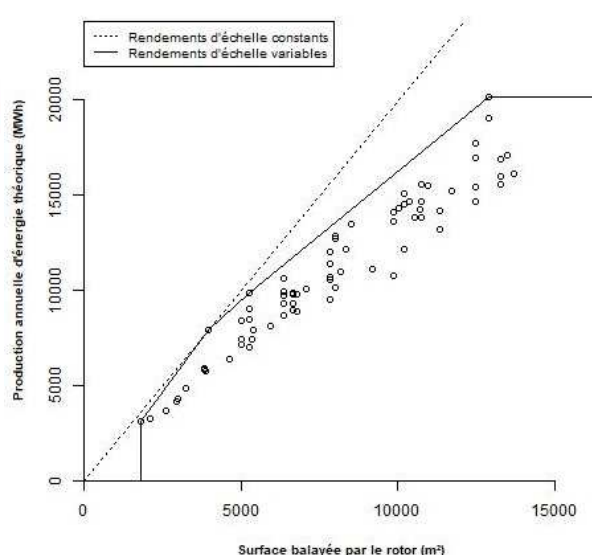


Figure 17. Positionnement des turbines par rapport à la frontière technologique de la classe IEC II, 2017

Source : auteur d'après données TheWindPower

¹⁶ Une brève revue des applications de la méthode DEA à l'énergie éolienne peut être trouvée dans Niu et al. (2018).

L'évolution de la frontière technologique au fil du temps, illustrée sur la Figure 16, rend compte de deux types de développements technologiques. D'une part, le phénomène de gigantisme observé sur le marché allemand se retranscrit sur la frontière par son décalage vers la droite. En 2001, la plus grande turbine de l'échantillon dispose d'un rotor de 77 mètres de diamètre, soit une surface balayée de quelques 4650 m² ; en 2017, le plus grand rotor atteint 132 mètres et plus de 13600 m² de surface balayée. Comme le montre l'encadré 1, le diamètre du rotor joue au carré sur la surface balayée, et donc sur la production : un plus grand rotor va généralement de pair avec une augmentation de la production annuelle, à la seule condition de ne pas trop affecter le coefficient de puissance de la machine. La Figure 17 permet de mieux visualiser ce dernier point : si la relation semble linéaire, les différences de production entre des turbines de taille identique résultent de coefficients de puissance différents. Finalement, à taille identique, les turbines qui génèrent la plus grande quantité d'électricité sont, au sens de la méthode DEA, relativement plus efficaces et obtiennent un score plus élevé.

Après avoir calculé l'indicateur d'efficacité de chaque turbine, et dans le but d'obtenir un indicateur unique par constructeur, la moyenne arithmétique des indices d'efficacité des turbines de chacun d'entre eux est calculée, en considérant les indices des turbines mise sur le marché dans la période de 5 ans précédant l'année considérée. Ainsi, sont intégrées à la moyenne en t les turbines mises sur le marché en t , $t-1$, $t-2$, $t-3$, $t-4$ et $t-5$. Chaque constructeur contribuant potentiellement à repousser la frontière, l'indice moyen ainsi calculé sur une fenêtre mobile donne une idée du positionnement relatif de chaque constructeur par rapport à ses concurrents, et de l'évolution de ce positionnement. Les résultats obtenus pour les 6 principaux constructeurs présentés en première partie sont illustrés par la Figure 18.

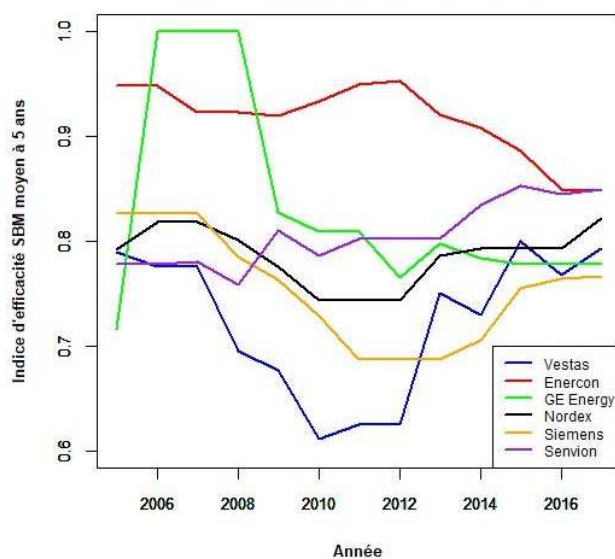


Figure 18. Evolution de l'indice d'efficacité moyen pour 6 constructeurs, 2005-2017

Source : auteur d'après données TheWindPower

Cet indicateur présente néanmoins une limite : si un constructeur ne met pas de nouveau modèle sur le marché pendant une certaine période, l'indicateur tend à prendre des valeurs extrêmes. C'est le cas par exemple de l'américain GE (General Electric), qui commercialise 3 modèles successifs respectivement en 2000, 2006 et 2009. Le modèle 2,5-100, sorti en 2006 et situé sur la frontière de 2006 à 2008, est le seul considéré sur cette même période. Ainsi, l'indice moyen du constructeur vaut 1. A l'extrême opposé, le modèle V112-3000 de Vestas, sorti en 2009 et peu efficace en comparaison aux turbines constituant la frontière, est le seul

considéré sur l'année 2010 pour ce constructeur (le précédent modèle étant sorti en 2004). L'indice moyen de Vestas est donc bas car équivalent à l'indice de ce seul modèle.

La Figure 18 n'en laisse pas moins apparaître des résultats intéressants. On constate en effet une certaine convergence entre les constructeurs ; si Enercon semble bénéficier d'une avance considérable d'un point de vue technique (hors GE 2006-2008) jusqu'au début des années 2010, son indice d'efficacité passe de 0,95 à 0,85 entre 2010 et 2017. Dans le même temps, la plupart des autres constructeurs voient leur indice évoluer à la hausse, de sorte que tous ont un indice compris dans un intervalle assez resserré en 2017 (approximativement [0,75 ; 0,85]).

Le déplacement de la frontière tel que visualisé sur la Figure 16 met clairement en évidence, sur la base de données techniques, l'existence d'un progrès technique. Il devient dès lors possible de tester le lien entre, d'une part, cette mesure objective du progrès technique et, d'autre part, les données de brevet.

2.2. L'évolution de la volumétrie des brevets

Les brevets en matière d'éolien sont aisément identifiables à partir des classifications technologiques qui accompagnent les publications de brevets. Les différents composants des turbines sont notamment recensés dans les sous-classes Y02E 10/721 à 728 de la Classification Coopérative des Brevets (voir Tableau 3). Ceci va permettre d'extraire facilement les brevets du secteur et d'observer le lien existant - ou non - entre ces brevets et la mesure de l'innovation estimée plus haut.

Code CPC	Description
Y02E 10/72	Wind turbines with rotation axis in wind direction
▪ Y02E 10/721	Blades or rotors
▪ Y02E 10/722	Components or gearbox
▪ Y02E 10/723	Control of turbines
▪ Y02E 10/725	Generator or configurations
▪ Y02E 10/726	Nacelles
▪ Y02E 10/727	Offshore towers
▪ Y02E 10/728	Onshore tower

Tableau 3. Décomposition de la classe technologique des turbines éoliennes

Source : Office Européen des Brevets

Le comptage est réalisé à partir de la base de données *Patstat*¹⁷ de l'Office Européen des Brevets. Celle-ci apporte un grand nombre d'informations sur les brevets déposés auprès des offices mondiaux¹⁸ : dates de dépôt et, le cas échéant, d'octroi, nom des déposants et des inventeurs, titre, nombre de revendications, citations, etc. Sont également renseignés divers événements concernant chaque brevet : changement de propriétaire, renouvellements, échange de licences, etc.

L'idée ici est de connaître, pour chaque année, le volume du portefeuille de brevets opposables de chacun des 6 constructeurs. Sont donc considérés uniquement les brevets octroyés et, au-delà d'un simple cumul, le comptage tient compte des renouvellements :

¹⁷ <https://www.epo.org/searching-for-patents/business/patstat.html#tab-1>

¹⁸ La base est néanmoins, logiquement, plus exhaustive pour les brevets déposés auprès des offices des pays membres de l'OEB.

chaque brevet est considéré à sa durée de vie effective¹⁹. De plus, les brevets comptabilisés sont les brevets européens ciblant l'Allemagne²⁰. On obtient par ce moyen un proxy de la valeur privée des brevets, en ce sens que le dépôt d'une demande supra-nationale et le maintien en vigueur du brevet témoignent d'un consentement à payer des déposants, dont on peut penser qu'ils espèrent tirer profit.

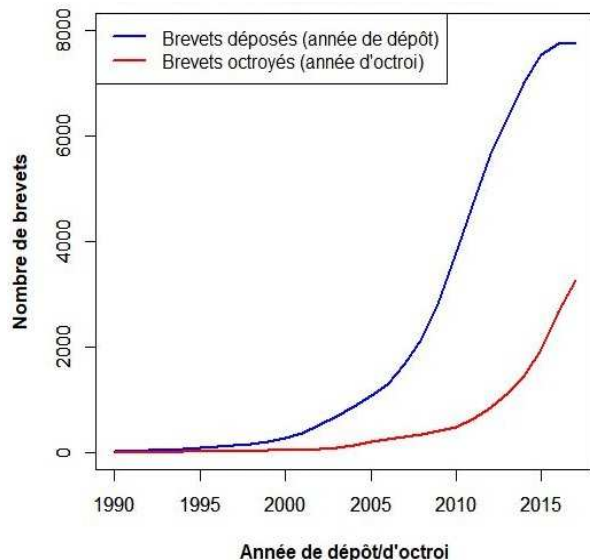


Figure 19. Evolution des dépôts et octrois de brevets EP (cumulé) dans le secteur de l'éolien, 1990-2015

Source : auteur d'après données Patstat

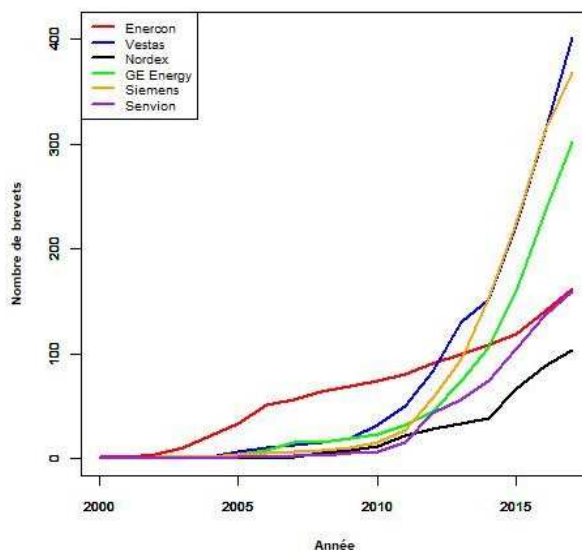


Figure 20. Evolution des portefeuilles de brevets EP (actualisés des renouvellements) des 6 principaux constructeurs, 2000-2017

Source : auteur d'après données Patstat

La Figure 19 représente le cumul des brevets déposés et octroyés dans le secteur de l'énergie éolienne, indépendamment des déposants. On remarque que le processus de brevetage dans le secteur de l'énergie éolienne arrive sur le tard : entre 1990 et 2000, 278 dépôts de brevets sont recensés par la base. 787 brevets sont déposés entre 2000 et 2005, 2729 entre 2005 et 2010 puis 3739 entre 2010 et 2015. Le véritable décollage des brevets de l'éolien ne s'amorce donc qu'au milieu des années 2000. L'augmentation est tout aussi impressionnante pour les brevets octroyés, bien qu'elle ne se soit visible qu'après un laps de temps correspondant au temps nécessaire à l'examen de la demande par l'OEB et que seule une fraction des demandes de brevets obtiendra une réponse positive. Ainsi, 2787 brevets sont octroyés par l'OEB entre 2010 et 2017 ; entre 1990 et 2010, ce nombre est de 481.

Or, comme l'ont montré les Figures 12, 13 et 14, les constructeurs n'ont pas attendu si longtemps pour modifier le design de leurs turbines. Une première intuition se dégage : les évolutions technologiques pré-années 2010 ont été possibles sans recours au brevet. La Figure 21 étaye cette intuition.

¹⁹ C'est en effet uniquement durant cette durée de vie qu'un constructeur peut faire valoir le droit d'exclusivité associé à son brevet. En cas de non-renouvellement avant le terme maximal de 20 ans, le brevet tombe dans le domaine public. Dans le cas de l'OEB, le renouvellement d'un brevet passe par le paiement d'annuités progressives, à partir de la troisième année.

²⁰ Le brevet européen est plus onéreux qu'un brevet national. On estime intéressant le recours au brevet européen à partir de 4 ou 5 pays désignés.

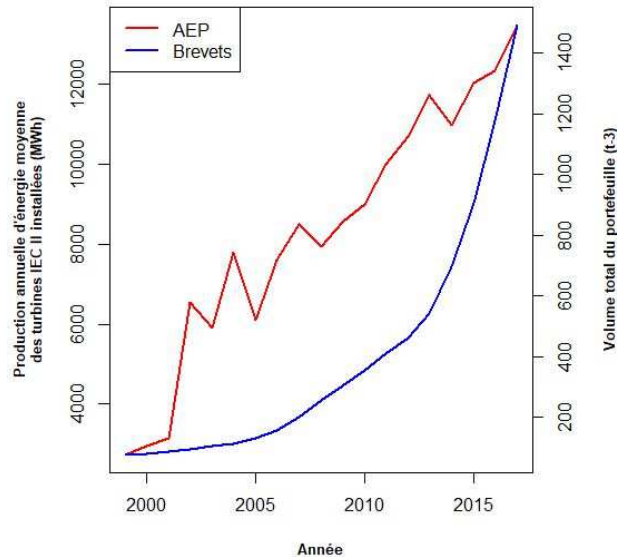


Figure 21. Evolutions du nombre de brevets octroyés et de l'*AEP* moyenne des turbines IEC II installées en Allemagne, 1999-2017
Source : auteur d'après données TheWindPower et Patstat

La majorité des constructeurs semble avoir suivi la même tendance : on observe en effet sur la Figure 19 une nette augmentation de la taille des portefeuilles de brevets à partir de 2010, augmentation exponentielle pour Vestas, Siemens et, dans une moindre mesure, GE. Un constructeur semble tirer son épingle du jeu : le portefeuille de l'allemand Enercon a connu, à la différence de celui de ses concurrents, une augmentation quasi-linéaire. Néanmoins, Enercon semble s'être constitué ce portefeuille bien avant les autres, dès le début des années 2000. Il faut par la suite attendre l'année 2012 pour qu'il soit rattrapé par Vestas en termes de portefeuille. Enercon était également, en se basant sur la Figure 18, le leader technologique incontesté du secteur, suggérant un potentiel lien positif entre brevet et innovation.

2.3. Quel lien entre brevet et innovation ?

La Figure 22 (voir page suivante) est riche en enseignements. Elle superpose, pour chaque constructeur, l'indice d'efficacité (sur une fenêtre glissante de 5 ans) et la taille du portefeuille de brevets retardée de 3 ans (afin de capter le délai de mise en œuvre des inventions brevetées). Tout d'abord, on constate qu'au début des années 2000, la taille des portefeuilles de brevets des constructeurs est proche de zéro. Néanmoins, comme évoqué sur la Figure 16, cela n'a en rien empêché le déplacement de la frontière technologique. L'exemple le plus parlant est celui de General Electric qui, grâce à la sortie en 2006 de sa turbine GE 2,5-100, a un indice d'efficacité de 1 jusqu'en 2008 malgré un portefeuille de brevet vide sur cette période²¹. On constate cependant sur la fin de la période une augmentation, bien que modérée, des indices d'efficacité des constructeurs associée à une importante augmentation de la taille des portefeuilles de brevets. A titre d'exemple, entre 2010 et 2017, l'indice d'efficacité du constructeur Senvion connaît une augmentation de 0,79 à 0,85 quand, dans le même temps, la taille de son portefeuille passe de 3 à 74 entre 2007 et 2014. Sur la même période et malgré une évolution moins régulière, l'indice de Vestas passe de 0,61 à 0,79, la taille de son portefeuille passant de 13 brevets en 2007 à 152 en 2014. Mais si on peut, en termes d'évolution, supposer l'existence un lien entre brevet et efficacité, une analyse en absolu laisse supposer un résultat bien différent. Les deux exemples cités plus haut

²¹ Tout du moins en ce qui concerne les brevets déposés auprès de l'OEB et ciblant l'Allemagne.

l'illustrent par ailleurs très bien : malgré un nombre de brevets bien supérieur pour Vestas en comparaison à Senvion (quasiment le double en 2012), son indice d'efficacité est pourtant bien inférieur. Ce résultat est à relativiser pour l'année 2010, date à laquelle la moyenne de Vestas n'est constituée que d'un modèle (aucun modèle n'étant sorti entre 2005 et 2008 inclus), contre 5 pour Senvion ; on surestime ainsi le faible score obtenu par le modèle V112-3000 de Vestas.

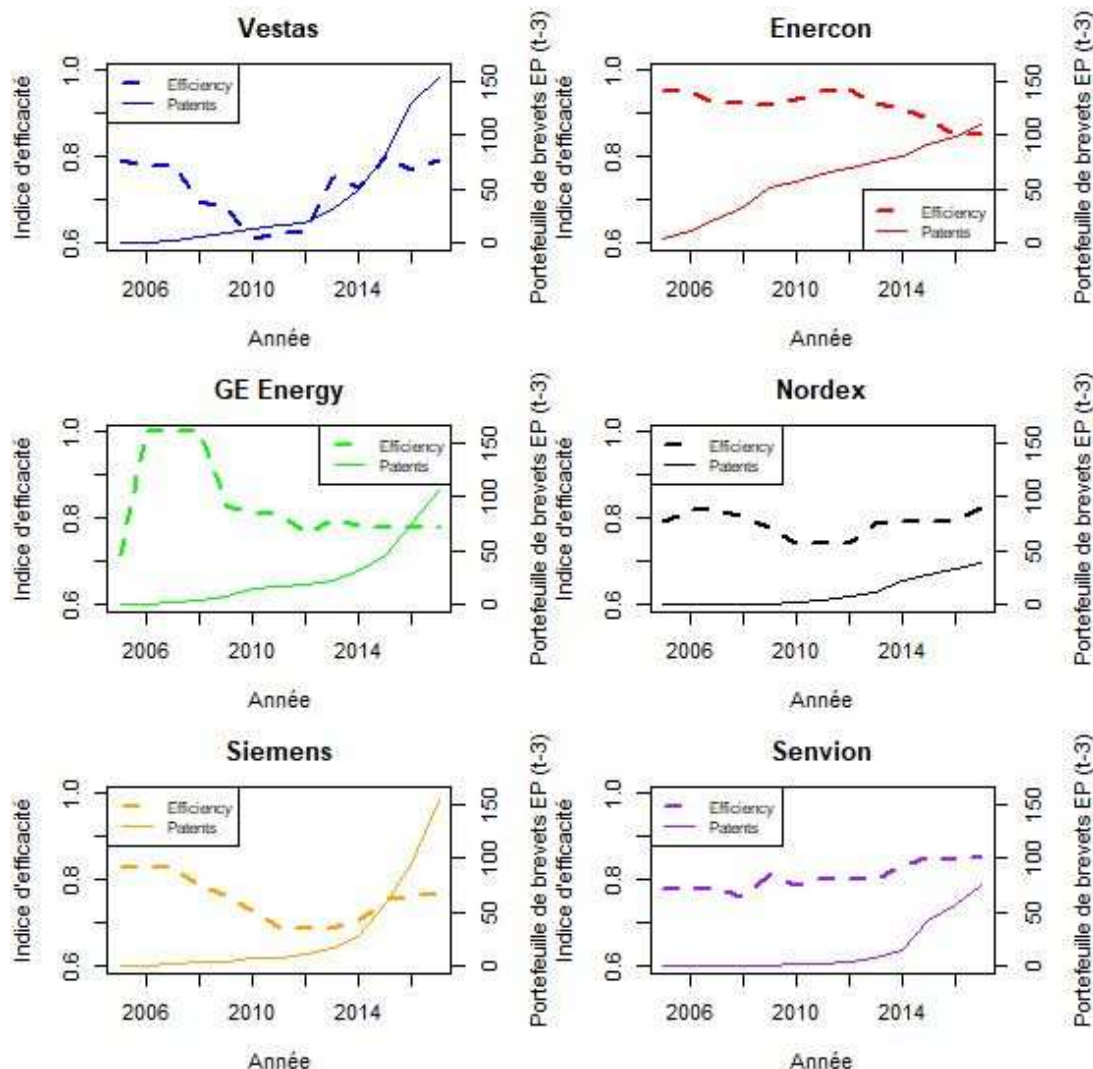


Figure 22. Evolution des indices d'efficacité et des portefeuilles de brevets EP à $t-3$ des 6 principaux constructeurs, 2005-2017

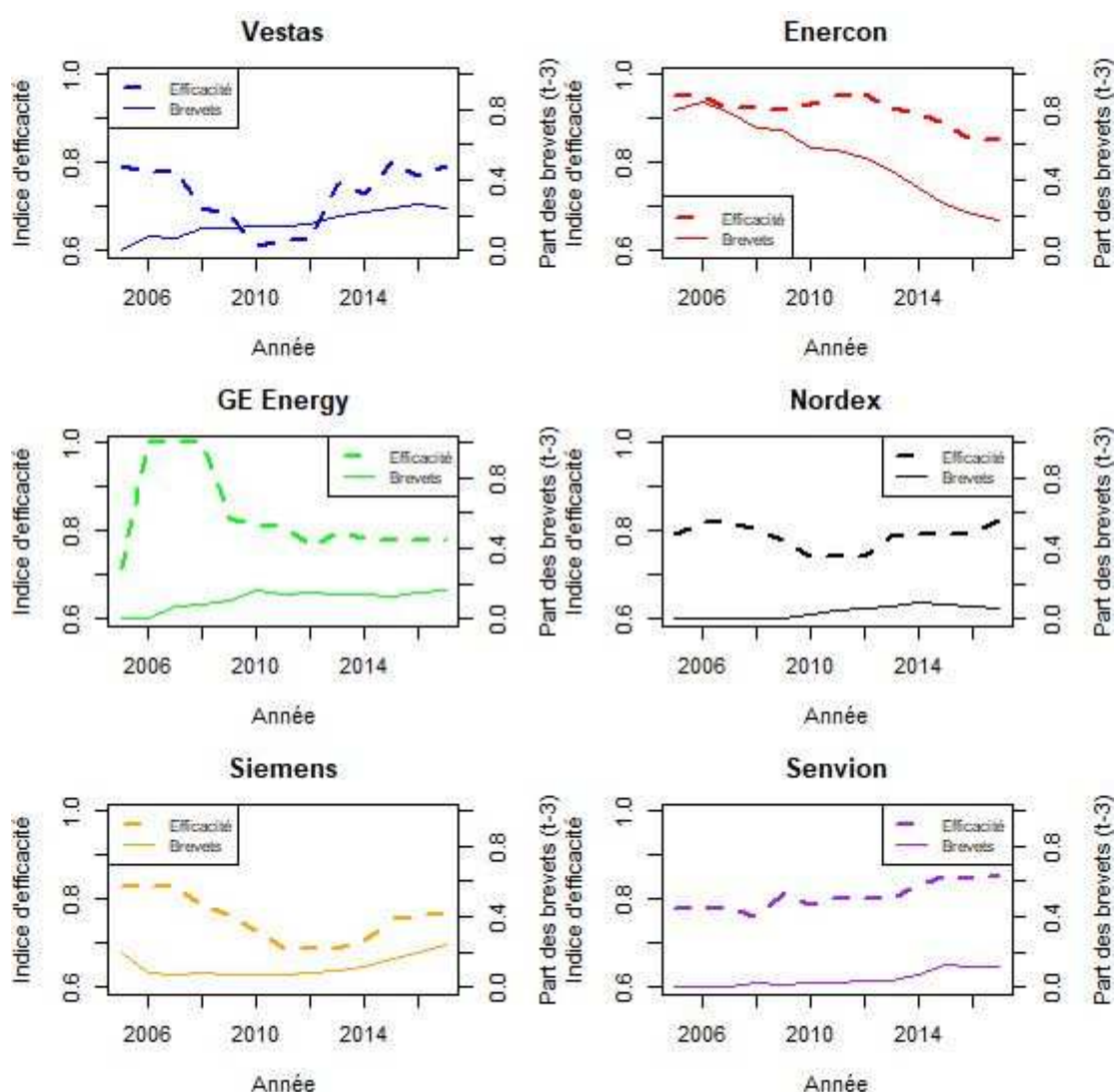
Source : auteur d'après données TheWindPower et Patstat

La coévolution entre taille du portefeuille et efficacité est également visible, à une échelle différente, pour Nordex et Siemens, et notamment à partir de 2010. Dès lors et jusqu'à 2017, l'indice d'efficacité du premier passe de 0,74 à 0,82 quand le volume de son portefeuille décalé de 3 ans passe de 2 à 39. Dans une toute autre mesure, Siemens, qui voit le volume de son portefeuille de brevets bondir de 8 à 153 entre 2008 et 2014, n'affiche qu'une évolution de 0,69 à 0,77 de 2011 à 2017.

Un autre cas intéressant à observer est celui d'Enercon. Le constructeur allemand semble en effet tirer son épingle du jeu. S'il a été depuis supplanté par ses concurrents, on remarque un net décalage temporel entre son portefeuille de brevets et celui de ses concurrents : en 2007, il disposait déjà de 56 brevets. Ce chiffre passe à 109 en 2014, soit deux fois sa

valeur de 2007 : sur la même période, le volume du portefeuille de brevets de Vestas est multiplié par plus de 11. Malgré cela, la différence en matière d'efficacité est frappante : en dépit d'un grand nombre de modèles mis sur le marché (11 sur la période 2000-2017), son indice d'efficacité moyen sort du lot, évoluant de 0,95 en 2010 à 0,85 en 2017. Malgré cette baisse, il reste le premier constructeur en termes d'efficacité en 2017 – au coude à coude avec Senvion-, et dispose du plus grand portefeuille de brevets jusqu'en 2012, année au cours de laquelle il est rattrapé par Vestas.

L'indice d'efficacité calculé plus tôt étant un indice relatif – à la frontière elle-même calculée à partir des données des autres constructeurs –, il semble pertinent de s'intéresser à un indice également relatif du volume des portefeuilles de brevets. A partir des valeurs brutes utilisées jusqu'à présent, il nous est possible de calculer le poids du portefeuille de brevets de chaque constructeur sur le volume total de brevets des 6 constructeurs réunis. Les résultats sont présentés sur la Figure 23.



Source : auteur d'après données TheWindPower et Patstat

Ces résultats semblent plus parlants encore. D'une part, on remarque sans grande surprise que l'augmentation linéaire du nombre de brevets détenus par Enercon pâtit de la croissance exponentielle du nombre de brevets octroyés à ses cinq concurrents. Cela se traduit

logiquement par une baisse de la part du portefeuille de brevets d'Enercon sur le volume total des portefeuilles. A partir de 2011, cette baisse s'accompagne d'une chute de l'indice d'efficacité du constructeur, qui passe de 0,95 à 0,85. Le raisonnement en termes relatifs permet également de nuancer le résultat présenté plus haut concernant Nordex : si l'augmentation de l'efficacité du constructeur s'accompagnait d'une augmentation – relativement modérée – de la taille de son portefeuille, la part de ce dernier sur l'ensemble des brevets des six constructeurs est en baisse depuis 2011, passant de 10% à 6% en 2014. Il en va de même pour Vestas, dont l'augmentation de la part est plus modérée voire décroît depuis 2016. Chez Siemens et Senvion, une coévolution entre part des brevets et efficacité est également visible. Pour le second, l'évolution entre 2010 et 2015 de l'indice d'efficacité de 0,79 à 0,85 s'accompagne d'une évolution de la part à $t-3$ de 0,03 à 0,12. Puis la stagnation de l'efficacité jusqu'en 2017 coïncide avec une part des brevets quasi-inchangée sur la même période.

Les résultats sont plus mitigés pour GE, bien que le raisonnement en relatif fasse suivre une trajectoire similaire aux deux variables. La très progressive et oscillante baisse de l'indice d'efficacité de GE entre 2009 et 2017 (0,83 à 0,78) correspond à une très faible variation de la part des brevets, qui oscille entre 13% et 17% entre 2006 et 2014. Sur la même période, la taille en absolu du portefeuille est pourtant multipliée par 7, passant de 8 à 106.

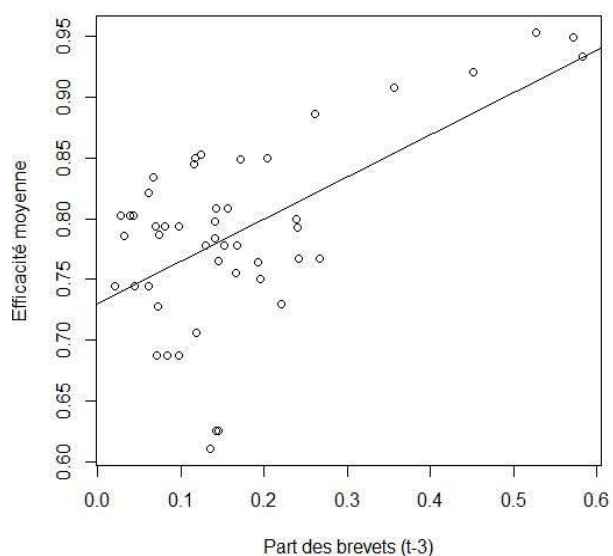


Figure 24. Relation entre part des brevets sur le portefeuille total et efficacité moyenne, tous constructeurs confondus, 2010 - 2017

Source : auteur d'après données TheWindPower et Patstat

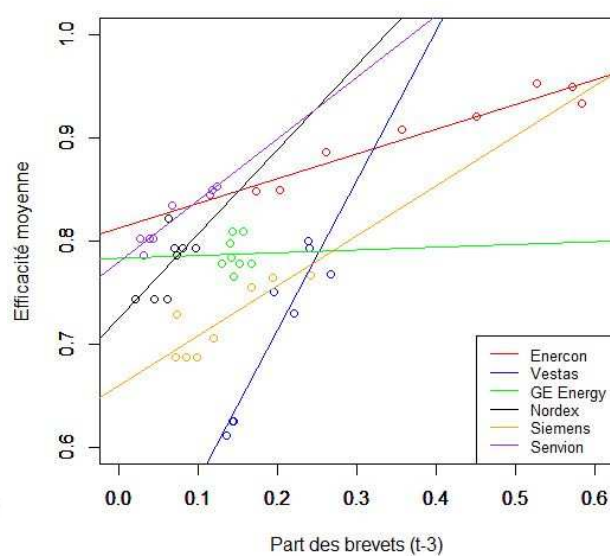


Figure 25. Relation entre part des brevets sur le portefeuille total et efficacité moyenne, par constructeur, 2010 - 2017

Source : auteur d'après données TheWindPower et Patstat

Finalement, la Figure 24 fait apparaître une relation *a priori* positive entre le poids des constructeurs en termes de brevets et leur indice d'efficacité : l'application d'une régression linéaire simple donne une relation significative au seuil de 0,1% et un coefficient de détermination de 0,36. Cependant, en décomposant ce nuage de points (voir Figure 25), on remarque une importante hétérogénéité entre les constructeurs. Les points situés en haut à droite du nuage sont ceux du constructeur allemand Enercon, dont le positionnement ressortait déjà dans les éléments graphiques précédents. On se doute que celui-ci influence grandement la relation globale. En procédant à une régression par constructeur et malgré le faible nombre de données, on observe des liens différents entre brevet et efficacité : si la

relation semble significative pour Enercon, Vestas, Senvion et, dans une moindre mesure, Siemens, elle est beaucoup moins significative pour Nordex voire pas du tout pour GE²² (voir Tableau 4).

	Coeff	R ²
Total	0,34706***	0,3617
Par constructeur		
• Enercon	0,23934***	0,9213
• Vestas	1,45034***	0,8752
• GE Energy	0,02535	0,0003422
• Nordex	0,81899*	0,4082
• Siemens	0,48409**	0,7422
• Senvion	0,597362***	0,9071

Significativité : "***" : 0,1% ; "**" : 1% ; "*" : 10%

Tableau 4. Coefficients obtenus par une régression linéaire simple

De plus, on remarque de grandes différences dans les coefficients de ces régressions (qui se traduisent graphiquement par la pente de la droite de régression). Une augmentation dans la part des brevets semble générer un gain d'efficacité nettement supérieur pour Vestas que pour Senvion, et plus encore que pour Enercon. Ceci peut s'expliquer, partiellement au moins, par le très faible indicateur d'efficacité de Vestas en début de période, lui-même dû au faible nombre de turbines IEC II mises sur le marché par le constructeur à cette époque.

Conclusion

En 1958, Fritz Machlup écrivait déjà, s'adressant au Congrès américain, qu'« aucun économiste ne peut affirmer avec certitude que le système de brevets, tel qu'il opère aujourd'hui, se traduit par un bénéfice net ou une perte sèche pour la société. » 60 ans plus tard, cette phrase semble toujours d'actualité. La question du lien entre brevet et innovation a pourtant mobilisé – et mobilise toujours – un grand nombre d'économistes dont les contributions ont, pour certains, apporté d'importants éclairages sur la question et sur les méthodes²³. Néanmoins, plusieurs obstacles subsistent.

Premièrement, la mesure de l'innovation est problématique et fait l'objet de diverses approches. L'innovation peut être appréhendée, entre autres, par le bien-être social qu'elle génère, la productivité – totale ou partielle – des facteurs, la baisse des coûts ou, plus simplement, les dépenses de R&D, qu'elle induit. Chacune de ces mesures présente des avantages et des inconvénients, sans qu'aucune solution miracle n'ait encore émergé. De plus, ces mesures sont soumises à d'importantes différences sectorielles : elles sous-entendent l'existence de métriques caractéristiques du processus d'innovation, ces métriques n'étant bien souvent pas les mêmes d'un secteur à l'autre. Une réponse globale à la question du lien entre brevet et innovation semble donc inaccessible, et des applications spécifiques aux

²² Si nous avons pu exclure du comptage les brevets propres aux tours *offshore*, il est difficile pour les autres sous-classes de distinguer les brevets propres aux technologies *onshore* et *offshore*. En nous focalisant sur l'éolien terrestre, nous risquons de sous-estimer la performance des constructeurs en matière d'éolien en mer alors même qu'ils disposent de brevets dédiés et intégrés au décompte. GE, qui développe actuellement son modèle *offshore* Haliade X (la plus grande turbine au monde), peut par exemple être affecté.

²³ On peut citer, parmi ces contributions et au-delà des seules technologies bas-carbone, Trajtenberg (1990).

différents secteurs sont nécessaires. Enfin, des différences peuvent exister entre les acteurs d'un même secteur, comme cela a été le cas pour les entreprises de l'éolien. Ce phénomène peut être le signe d'une utilisation stratégique de la propriété intellectuelle. Le droit d'exclure conféré par le brevet crée un pouvoir de marché, qui se traduit de manière classique par l'exploitation exclusive de l'invention par le détenteur ou par la cession de licences. Ainsi, le système de brevet est par construction propice à des comportements de recherche de rente, qui peuvent conduire à déconnecter le brevet de l'innovation. On peut citer, à titre d'exemple, les brevets dits bloquants, dont l'objectif n'est pas tant de protéger une invention à haute valeur sociale que de freiner le développement de la concurrence.

Deuxièmement, les données de brevets offrent un panel de métriques qui peuvent être utilisées pour approcher la qualité de ces brevets. En ce sens, le choix ici a été fait de considérer les brevets déposés et octroyés à l'échelle européenne et effectivement renouvelés par leurs détenteurs auprès de l'office allemand. Néanmoins, d'autres métriques peuvent être utilisées : par exemple, les citations *forward* (reçues par le brevet), bien que soumises à un biais temporel, peuvent être considérées comme un indicateur de la valeur sociale d'un brevet au sens de sa contribution à l'état de l'art. La taille des familles (nombre de brevets déposés pour une même invention auprès de différents offices) apporte une information sur l'étendue géographique de la protection et peut aussi être considérée comme un proxy de la valeur de l'invention.

Et Machlup de poursuivre au sujet du système des brevets : « S'il n'existait pas, il serait irresponsable, sur la base de ce que nous savons sur ses conséquences économiques, de recommander d'en instituer un. Mais dès lors qu'il existe depuis longtemps, il serait irresponsable, à partir des connaissances présentes, de recommander de l'abolir ». Les résultats de ce travail semblent conforter cette idée. L'application proposée ici s'intéresse à la technologie éolienne terrestre en considérant une mesure de l'innovation relative à une frontière technologique, estimée de manière non-paramétrique par l'évolution des caractéristiques techniques des turbines. Si nous disposons de relativement peu de données du fait du recours tardif au brevet dans le secteur, plusieurs points peuvent être mis en lumière.

Tout d'abord, l'absence de brevet chez les constructeurs d'éoliennes avant le milieu des années 2000 n'a pas empêché aux turbines d'évoluer. Durant la décennie 1990, la puissance nominale moyenne des turbines installées en Allemagne a été multipliée par 7, passant de 150 à 1095 kW quand, sur la même période, 278 dépôts de brevets sont recensés auprès de l'OEB. Entre 1994 et 2000, le diamètre moyen de leur rotor a augmenté de 60% et la hauteur de leur mât de 90%.

Ensuite, le véritable décollage des dépôts de brevets ne débute qu'au début des années 2000 ; ainsi, le géant danois Vestas, présent sur le marché depuis 1979, n'obtient son premier brevet qu'en 2002 au Danemark. Le nombre de dépôts connaît une croissance exponentielle à partir de la fin des années 2000. Au cours de cette période, on a pu observer, pour différents constructeurs, une relation *a priori* positive entre l'indicateur d'efficacité relative et la part du portefeuille de brevets d'un constructeur. L'exemple le plus parlant est celui de l'allemand Enercon. Si ce constructeur semble s'être constitué un important portefeuille de brevets dès le début des années 2000, sa part diminue progressivement du fait du recours massif de ses concurrents au brevet à la fin de la décennie. En matière d'efficacité, on assiste entre 2005 et 2017 à une certaine convergence des constructeurs : Enercon, dont la part du portefeuille s'effrite progressivement, voit son indice chuter quand, dans le même temps, l'augmentation de la part des brevets des autres constructeurs s'accompagne pour la plupart d'une hausse de

leurs indices d'efficacité respectifs. De manière plus globale, une relation positive et significative semble exister, mais d'importantes différences existent entre les constructeurs. Si, pour certains, cette relation se vérifie, les brevets des autres constructeurs ne semblent pas véritablement se répercuter en termes de progrès technique.

Ce premier travail ne saurait apporter à lui seul une conclusion définitive. Si cette relation positive venait à être validée par des études en prolongement, la promotion des brevets pourrait contribuer au développement de l'innovation verte, indispensable à la transition écologique. Le choix a été fait par plusieurs pays de se reposer sur la propriété intellectuelle pour promouvoir l'innovation verte, *via* les procédures de type *fast-track*. Les résultats obtenus à partir de ce travail appellent à une certaine prudence. Si, dans le secteur de l'éolien terrestre, le brevet semble effectivement se répercuter en termes de progrès technique, l'hétérogénéité observée entre les différents constructeurs de turbines pourrait résulter d'utilisations stratégiques des brevets. Si tel est le cas, la promotion des outils de propriété intellectuelle pourrait encourager les comportements de recherche de rente et se révéler contre-productive en matière d'innovation. Les conditions d'éligibilité ont alors un rôle majeur à jouer, en ce sens que les procédures d'examen accélérées ne doivent cibler que des inventions à haute valeur sociale, tout comme le brevet ne doit s'appliquer qu'aux inventions souffrant du problème d'appropriabilité. Dans les deux cas, les offices peuvent être confrontés à des problèmes informationnels qui rendent cette tâche difficile.

Références

- R. D. Banker, A. Charnes & W. W. Cooper, Some Models for Estimating Technical and Scale Inefficiencies in Data Envelopment Analysis, *Management Science*, Vol. 30 (9) (1984), pp. 1078-1092
- M. Baudry & B. Dumont, *Les brevets : incitation ou frein à l'innovation ?*, ISTE Editions (2018)
- A. Charnes, W. W. Cooper & E. L. Rhodes, Measuring the Efficiency of Decision Making Units, *European Journal of Operational Research*, Vol. 2 (1978), pp. 429-444
- T. J. Coelli, D. S. P. Rao, C. J. O'Donnell & G. E. Battese, *An introduction to efficiency and productivity analysis*, Springer Science & Business Media (2005)
- A. Dechezleprêtre, Fast-tracking 'green' patent applications: an empirical analysis (2013)
- F. Machlup, *An Economic Review of the Patent System*, Study of the Subcommittee on Patents, Trademarks and Copyrights of the Committee on the Judiciary, United States Senate (1958)
- G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, John Wiley and Sons (2004)
- D. Niu, Z. Song, X. Xiao & Y. Wang, Analysis of wind turbine micro-siting efficiency: An application of two-subprocess data envelopment analysis method, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 170 (2018), pp. 193-204
- W. D. Nordhaus, *Invention, Growth and Welfare: A Theoretical Treatment of Technological Change*, MIT Press, Cambridge (1969)

W. D. Nordhaus, The Optimum Life of a Patent: Reply, *The American Economic Review*, Vol. 62, No. 3 (1972), pp. 428-431

W. S. Comanor & F. M. Scherer, Patent Statistics as a Measure of Technical Change, *Journal of Political Economy*, Vol. 77, No. 3 (1969), pp. 392-398

Z. Griliches, Patent Statistics as Economic Indicators: A Survey, *Journal of Economic Literature*, Vol. 28, No. 4 (1990), pp. 1661-1707

M. Trajtenberg, A penny for your quotes: patent citations and the value of innovations, *The Rand Journal of Economics* (1990), pp. 172-187

IRENA, Renewable Capacity Statistics 2018, International Renewable Energy Agency, 2018

INFORMATION ET DÉBATS

DERNIERES PARUTIONS

- Une évaluation quantifiée de la « taxe carbone » française** **N°57**
Stéphane GLORIAN
- La transition énergétique face au tempo de l'horloge climatique** **N°56**
Christian de PERTHUIS, Boris SOLIER
- Prix interne du carbone : pourquoi et comment ?** **N°55**
Raphaël OLIVIER
- Impact de la production de bois-énergie sur les pratiques sylvicoles en région Provence-Alpes-Côte d'Azur** **N°54**
Pauline CASTAING
- L'accord de Paris : "un passager clandestin" nommé Trump** **N°53**
Christian de PERTHUIS
- Contributions nationales et trajectoires de décarbonation profonde : une approche pragmatique** **N°52**
Patrick CRIQUI, Sandrine MATHY
- Freins à l'adoption de mesures d'atténuation des gaz à effet de serre dans l'agriculture** **N°51**
Marielle BRUNETTE, Caroline ORSET, Camille TEVENART
- Autoconsommation et transfert de richesses entre consommateurs** **N°50**
Olivier REBENAQUE

Directeur des publications Information et Débats : Marc Baudry

Les opinions exprimées dans ces documents par les auteurs nommés sont uniquement la responsabilité de ces auteurs.
Ils assument l'entière responsabilité de toute erreur ou omission.

La Chaire Économie du Climat est une initiative de l'Université Paris Dauphine, de la CDC, de Total et d'EDF, sous l'égide de la Fondation Institut Europlace de Finance.