

Le soutien à l'éolien terrestre en France (2008–2017) : des effets redistributifs territorialisés

Hadrien Bajolle*

© 88905

Le présent travail vise à fournir des clés d'analyse de la répartition géographique des capacités éoliennes installées sur la période 2008-2017. Constatant un positionnement des éoliennes sur la période d'étude qui ne correspond a priori pas aux zones de vent optimales à l'échelle du pays, nous proposons l'idée selon laquelle l'installation d'éoliennes n'obéit pas à une logique pure d'efficacité économique mais prend également en compte un objectif d'aménagement du territoire. Nous constatons que, du point de vue des finances publiques considérées dans leur ensemble, les incitations fournies par les tarifs de rachat de 2008 et 2014 et, d'autre part, la taxe locale sur les industries de réseaux, agissent en sens inverse : plus le facteur de charge éolien est élevé, plus le montant total dépensé en tarif de rachat est élevé mais plus la recette de l'IFER (imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux) est faible. Nous proposons l'idée selon laquelle ce design, qui semble a priori défectueux, révèle en réalité une préférence implicite de l'État.

Introduction

La transition énergétique, causée par l'attention croissante accordée aux effets des activités humaines sur le climat, est porteuse d'effets systémiques sur les économies. L'essor des énergies renouvelables est responsable d'une modification des structures de marché, d'une chute relative des prix de gros de l'électricité et d'une érosion de la rentabilité des moyens de production de pointe. La transition énergétique a également entraîné d'importantes interventions publiques, que ce soit pour financer les subventions aux énergies renouvelables ou des installations imparfaitement rémunérées par le marché, via des marchés de capacité. Ces effets sont bien documentés par la littérature.

En revanche, les effets redistributifs de la transition sont un terrain relativement peu exploité. Dans cette branche de la littérature, la plupart des publications, à notre connaissance, se concentrent sur des effets redistributifs entre différents types d'acteurs. Hirth et Ueckerdt, par exemple, analysent les effets de la taxation du CO₂ et de *Feed in Tariffs* (FIT) sur les surplus des producteurs et des consommateurs. D'autres études ont été consacrées à la progressivité ou à la régressivité de la fiscalité verte, par exemple Grainger *et al.* (2010), Cronin *et al.* (2017) ou encore, en France, Berry (2018). À notre connaissance, aucune étude récente n'a été publiée sur les impacts redistributifs géographiques des énergies renouvelables.

Cette absence étonne compte tenu du caractère justement territorial des énergies renouvelables. À la différence de centrales

* 6t (cf. biographies p. 72).

Le soutien à l'éolien terrestre en France (2008–2017) : des effets redistributifs territorialisés

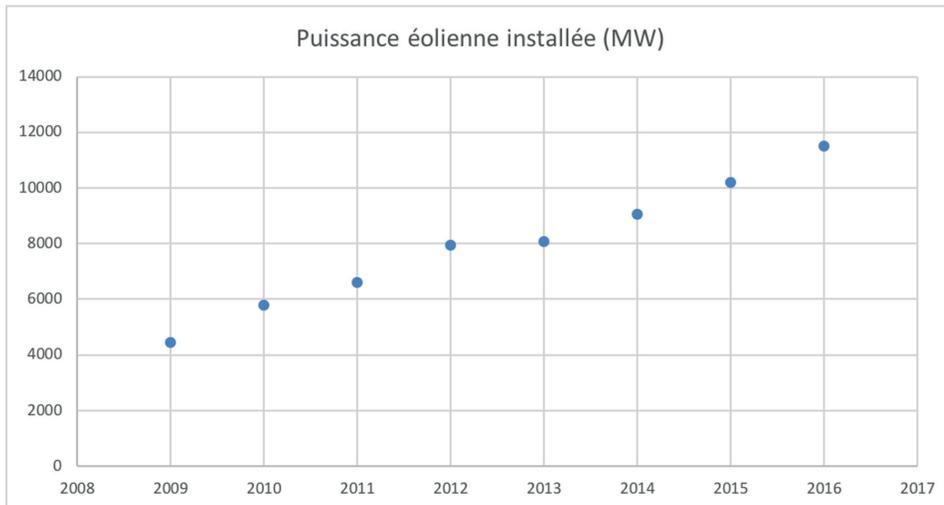


Figure 1. Puissance installée en éolien terrestre

Source : RTE

nucléaires ou fossiles dont la localisation est relativement indifférente, les énergies renouvelables dépendent de ressources localisées. La décision de supporter leur essor favorise donc nécessairement certains territoires au détriment d'autres.

Une autre particularité des énergies renouvelables vis-à-vis des questions distributionnelles est que les énergies renouvelables dépendent à l'heure actuelle entièrement des subventions publiques. C'est le niveau de fixation des aides publiques qui définit les impacts distributionnels. Le présent article vise précisément à analyser l'impact distributionnel géographique des tarifs de rachat dans l'éolien terrestre entre 2008 et 2017. Cette question part d'une observation : l'implantation actuelle des champs éoliens français reflète très imparfaitement la carte de la ressource éolienne. En partant de ce constat, le présent travail contribue à tester l'hypothèse selon laquelle la configuration des aides publiques à l'énergie éolienne relève davantage d'une logique d'aménagement du territoire et de redistribution géographique que d'une pure logique d'efficacité économique. Une première partie met en lumière l'inégal développement de l'éolien terrestre en France et la relative inadéquation avec la carte

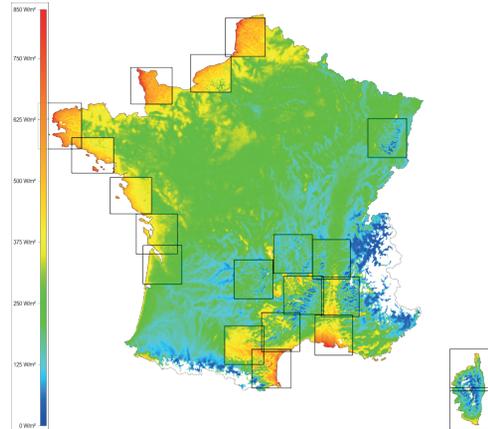
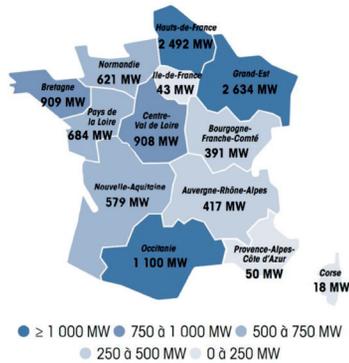
des ressources. Une deuxième partie analyse l'impact du tarif de rachat proposé par l'État et propose une estimation de son coût pour la collectivité. La troisième partie est consacrée aux effets redistributifs via la fiscalité locale et au *trade-off* existant entre montant de l'IFER et efficacité économique du tarif.

1. Un développement de l'éolien terrestre inégal et imparfaitement représentatif de la ressource éolienne française

L'énergie éolienne française n'a pas connu l'essor de ses voisins. Bien qu'il soit le second potentiel éolien d'Europe, le pays n'est qu'au cinquième rang en termes de puissance installée. Les raisons de ce relatif retard sont diverses. Parmi les explications avancées, les complications administratives ainsi que les nombreux recours juridiques relevant de comportements *nimby* figurent en bonne place.

Il n'en demeure pas moins que la puissance installée en éolien a connu une croissance importante sur la période étudiée avec une multiplication par plus de 2,5 de 2009 à 2016.

Puissance éolienne raccordée par région au 30 juin 2016



Figures 2 et 3. Carte de la puissance éolienne installée. Carte de la ressource éolienne

Sources : Enedis et ADEME

Par ailleurs, il est frappant de constater une relative dissemblance entre la carte des éoliennes installées et la ressource éolienne terrestre. La Figure 2 présente la carte des puissances raccordées en France. Elle montre notamment d'importantes puissances installées dans l'Est de la France, qui ne correspondent pas du tout avec la carte de la vitesse moyenne des vents à 80 m présentée sur la Figure 3.

Au niveau plus fin du département, l'analyse des quinze premiers départements en puissance installée en 2016 révèle également une incohérence. Au moins sept d'entre eux (Marne, Aube, Meuse, Eure-et-Loir, Aude, Ardennes, Haute-Marne) se situent dans des zones moyennement ou faiblement ventées. En moyenne, le facteur de charge annuel, défini comme le rapport entre la puissance moyenne effectivement délivrée et la puissance nominale installée, évolue en France autour de 24 %.

Départements	Puissance installée (MW)
Somme	1 073
Pas-de-Calais	724
Marne	674
Aube	640
Aisne	455
Meuse	445
Eure-et-Loir	414
Morbihan	348
Aude	333
Ardennes	328
Haute-Marne	325
Côtes-d'Armor	324
Oise	324
Loire-Atlantique	300
Seine-Maritime	299
Aveyron	234

Tableau 1. Puissance installée des 15 premiers départements

Source : Ministère de la Transition écologique et solidaire

2. Un soutien public en défaveur des installations les plus productives

2.1. Le tarif d'achat fournit une incitation dégressive au positionnement des éoliennes dans les zones les plus ventées

L'analyse de l'implantation géographique des éoliennes françaises nécessite d'appréhender en détail les mécanismes de soutiens publics. Jusqu'à présent en effet, la rentabilité des éoliennes terrestres françaises est entièrement dépendante de mécanismes incitatifs.

L'arrêté de juin 2014 reprend les dispositions tarifaires de celui de juin 2008. Il prévoit une rémunération de 82 euros par MWh pendant 10 ans puis un tarif dégressif entre 28 et 82 euros par MWh pour cinq ans supplémentaires en fonction des conditions de vent. La Figure 4 représente la rémunération sur 15 ans annualisée en fonction du nombre d'heures de fonctionnement de l'éolienne à sa puissance nominale. Le degré d'incitation à l'installation sur un territoire donné correspond cependant au chiffre d'affaire possible par MW. Il faut donc multiplier le tarif par le nombre d'heures de

fonctionnement théorique auquel il est associé. On obtient alors la Figure 5. On observe que la croissance de la rémunération au MW en fonction du facteur de charge suit une pente fortement concave qui incite de moins en moins fortement au positionnement dans les zones les plus ventées.

2.2 Calcul du coût pour la collectivité au moyen de la courbe de Weibull

On se propose d'évaluer le coût pour la collectivité du positionnement non-optimal des éoliennes françaises. Pour ce faire on a choisi de comparer le coût du rachat d'électricité avec le facteur de charge actuel et le coût avec un facteur de charge optimisé. Pour estimer un facteur de charge optimisé, on a d'abord défini un espace géographique optimal selon les paramètres de Weibull, au moyen de la carte de la ressource éolienne fournie par l'ADEME. La loi de probabilité de Weibull est souvent utilisée pour représenter la distribution de la vitesse du vent en un point. La modélisation, grâce à la loi de Weibull, de la vitesse du vent s'écrit :

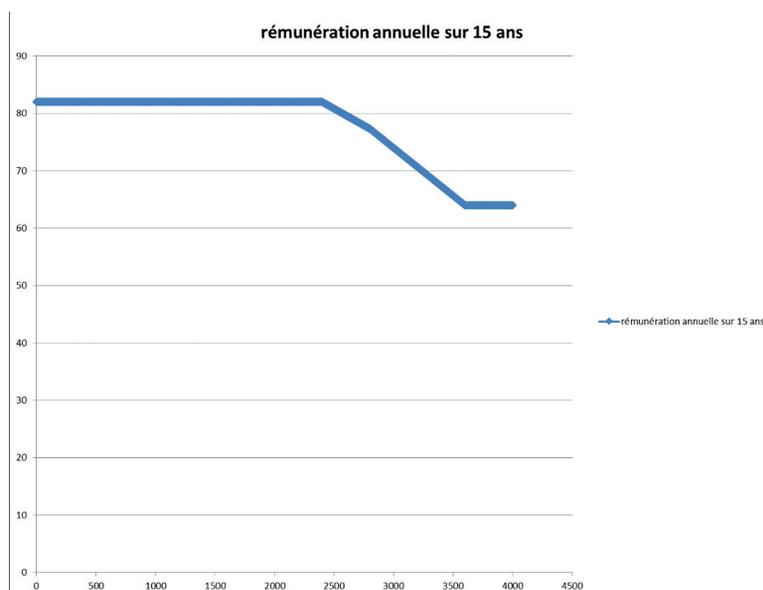


Figure 4. Rémunération en €/MWh sur 15 ans, annualisée, en fonction du nombre d'heures de fonctionnement à la puissance nominale

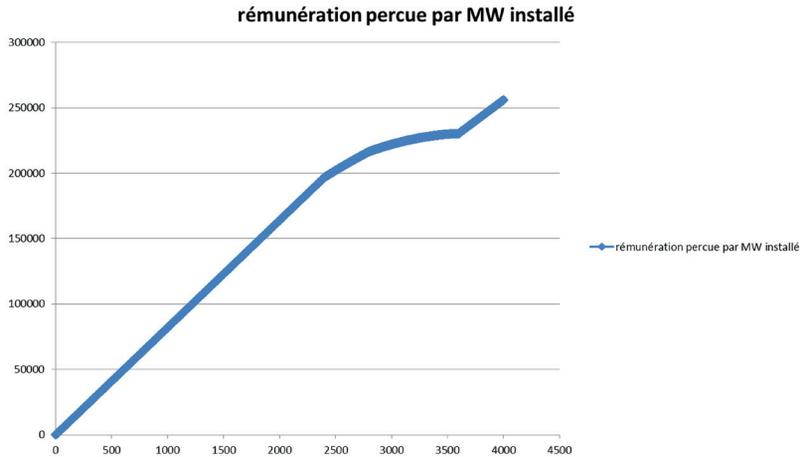


Figure 5. Chiffre d'affaire en €/MW en fonction du nombre d'heures de fonctionnement à la puissance nominale

$$F(x, k, a) = \frac{k}{a} \left(\frac{x}{a}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{a}\right)^k}$$

Avec :

- x : probabilité de chaque vitesse de vent, exprimée en m/s ;
- a , exprimé en m/s, correspond physiquement à la vitesse de vent la plus fréquemment rencontrée sur la maille géographique fournie par l'ADEME ;
- k , sans dimension, correspond à la volatilité de la vitesse du vent autour de la vitesse la plus fréquente. k varie généralement entre 1 et 3. Plus cette valeur est faible, moins la volatilité de la vitesse du vent est importante. Les vents forts sont généralement associés à des coefficients k élevés.

De manière arbitraire, on a défini l'espace géographique optimal comme ayant des vents compris entre 9 m/s et 10 m/s. Cette zone couvre de larges espaces du Nord-Ouest et du Sud de la France. Le paramètre n'est provisoirement pas fixé. En fonction des paramètres a et k on obtient une distribution des vitesses de vents de 1 à 30 m/s (voir Figure 6).

On définit par ailleurs une courbe de charge vraisemblable $C(x)$ pour une éolienne d'1 MW, en fonction des vitesses de vent (Figure 7).

Pour une vitesse de vent comprise entre 1 et 30, le productible $P(x)$ pour chaque combinaison de a et k est défini par la somme de 1 à 30 de la courbe de charge $C(x)$ à chaque vitesse de vent multipliée par la probabilité annuelle $8760 * p_x$.

$$P(k, a) = \sum_{x=1}^{30} ((8760 * F(x_{k,a})) * C(x_{k,a}))$$

On en déduit le facteur de charge moyen α annuel pour chaque couple (k ; a) :

$$\alpha(k, a) = P(k, a) / 8760$$

Empiriquement, on observe que pour un paramètre a fixé à 9, le facteur de charge α varie entre 28 % et 32 % si k varie de manière vraisemblable entre 1 et 6. Pour $a = 10$, en fonction des valeurs de k , le facteur de charge varie entre 29 % et 40 %. On peut donc estimer qu'une éolienne d'1 MW, installée dans une zone où la vitesse du vent la plus fréquemment rencontrée est de 9 à 10 m/s, est comprise entre 29 % et 40 %. En se plaçant à la valeur moyenne 9,5 m/s, on obtient dans presque tous les cas un facteur de charge de 35 %.

Le soutien à l'éolien terrestre en France (2008–2017) : des effets redistributifs territorialisés

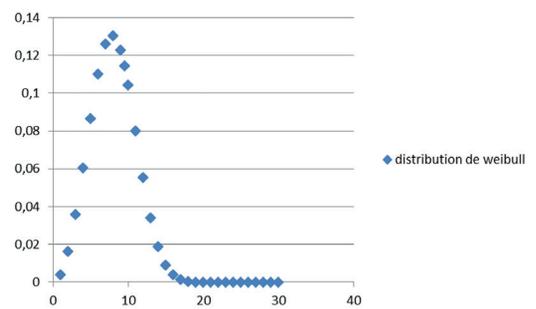


Figure 6. Probabilité de la force des vents avec paramètre $a = 9$ et $k = 3$

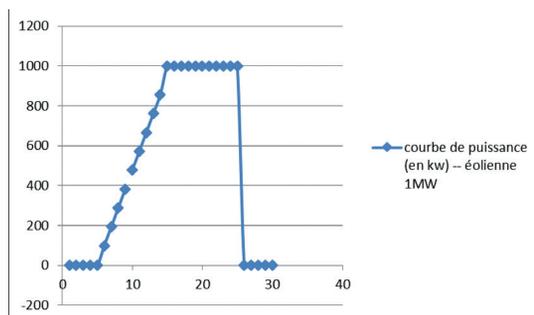


Figure 7. Courbe de charge d'une éolienne d'1 MW

Pour la suite de ce travail, on considérera que le facteur de charge optimisé s'élève à 35 %.

La modélisation du tarif permet de déterminer la rémunération correspondant à un facteur de charge donné. Un facteur de charge de 35 % correspond à une rémunération de 71,55 €/MWh. Le facteur de charge national actuel est de 24 %, ce qui correspond la rémunération maximale prévue par le tarif de 82 €/MWh. On peut donc estimer une perte sociale de 10,44 € par MWh produit. Dit autrement, la méthode suivie fait apparaître une mauvaise allocation de plus de 12 % des sommes distribuées par le mécanisme de rachat de l'éolien terrestre. Multipliée par la production éolienne mesurée par RTE (Figure 8), la perte sociale s'élève à plus d'1,15 milliard d'euros de 2009 à 2016 soit 144 millions d'euros par an.

3. L'existence d'un arbitrage entre ressources fiscales locales et efficience économique du tarif d'achat

Dans le contexte économique de la période étudiée, les tarifs de rachat d'électricité sont la condition de la rentabilité de la production d'électricité d'origine éolienne. En créant ces tarifs, l'État a rendu possible une nouvelle activité économique. Le développement des éoliennes entraîne donc une redistribution géographique d'une partie de

la richesse nationale vers les régions d'installation des parcs. Dans le cadre de ce travail, les effets sur l'emploi local ne sont pas pris en compte. Dans la mesure où la majorité des champs d'éoliennes français ne sont pas exploités par des entreprises locales, la distribution de dividendes n'a pas non plus été étudiée. On a donc fait le choix de se concentrer uniquement sur l'effet des taxes locales sur la production d'énergie. Celles-ci sont au nombre de quatre :

- IFER – Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux : l'IFER a été instauré à la suite de la suppression de la taxe

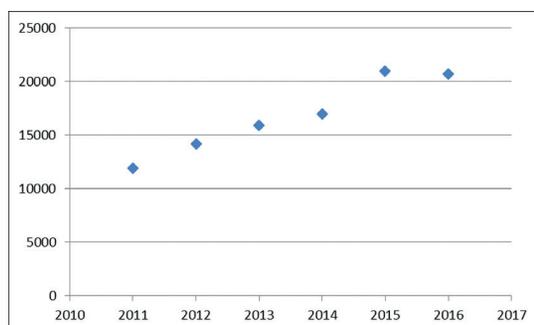


Figure 8. Énergie éolienne produite en GWh

professionnelle. Il consiste en un prélèvement unique de 7 €/MW de puissance installée.

- **Taxe foncière** : les éoliennes sont soumises à la taxe foncière sur les propriétés bâties. Le calcul est effectué par le socle en béton sur lequel est construit le mat. Ce socle représente environ 8 % de la valeur de l'investissement.

- **CFE – cotisation foncière des entreprises** : la CFE pèse sur la valeur locative des biens, c'est-à-dire, également, sur la surface sur socle en béton. La loi de finance de 2011 a permis un abattement de 30 % de la valeur de la base d'imposition. Le taux auquel est imposée la base est défini par les communes et EPCI à fiscalité propre.

- **CVAE – Cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises** : la CVAE correspond à un prélèvement à taux unique de 1,5 % sur le chiffre d'affaire.

Dans le cadre de ce travail, nous nous sommes concentrés sur l'impact de l'IFER pour plusieurs raisons :

- Compte tenu de la faible valeur locative des éoliennes par rapport à l'investissement total, la taxe foncière et la CFE ont des rendements beaucoup moins importants que l'IFER, à investissement initial constant.

- Le calcul de la CVAE suppose d'estimer le chiffre d'affaire des sociétés exploitantes d'éoliennes, exercice malaisé à l'échelle de la France.

Le Tableau 2 représente le calcul des montants d'IFER annuels sur les éoliennes au cours de la période étudiée. Il montre un quasi triplement des montants prélevés sur la période, entre 33 millions d'euros en 2009 et 85 millions d'euros en 2016. À la fin de la période, le total de l'IFER correspond à un

montant assez comparable à celui des économies potentielles pour la collectivité de la relocation des éoliennes dans les zones où la ressource est la plus abondante.

En seconde analyse, l'étude de l'assiette de l'IFER révèle un arbitrage entre efficacité du tarif de rachat et rentrées fiscales. En effet, plus le facteur de charge est important, plus le gain pour la collectivité dans le niveau du tarif est important. Mais, inversement, plus le facteur de charge est important, plus – à production d'électricité constante – l'assiette de l'IFER est réduite. On se trouve donc dans une situation paradoxale où l'efficacité des éoliennes pourrait contribuer à détériorer la situation des finances publiques locales. La Figure 9 représente cette situation. En dessous d'un facteur de charge de 29 %, l'effet sur la collectivité d'une augmentation du facteur de charge est négatif. Le passage à un facteur de charge optimisé de 35 % est bien positif pour la collectivité, mais l'économie est diminuée par rapport à un modèle ne prenant pas en compte la fiscalité locale.

Une première conclusion pourrait être de souligner un défaut de construction du tarif et de la fiscalité qui conduisent à des incitations agissant en sens opposé.

On peut toutefois considérer les choses sous un angle différent et supposer que ce design vise non pas à maximiser l'efficacité économique globale mais à octroyer un maximum de rentrées fiscales aux collectivités locales sans perdre trop en efficacité. La construction des éoliennes obéirait donc davantage à une logique d'aménagement du territoire qu'à une logique coût-bénéfice pure.

Année	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Puissance installée (MW)	4 436	5 783	6 592	7 936	8 070	9 057	10 188	11 512
Montant IFER (Keuros)	32 826	42 796	48 779	58 728	59 714	67 020	75 391	85 192

Tableau 2. Montants IFER

Le soutien à l'éolien terrestre en France (2008–2017) : des effets redistributifs territorialisés

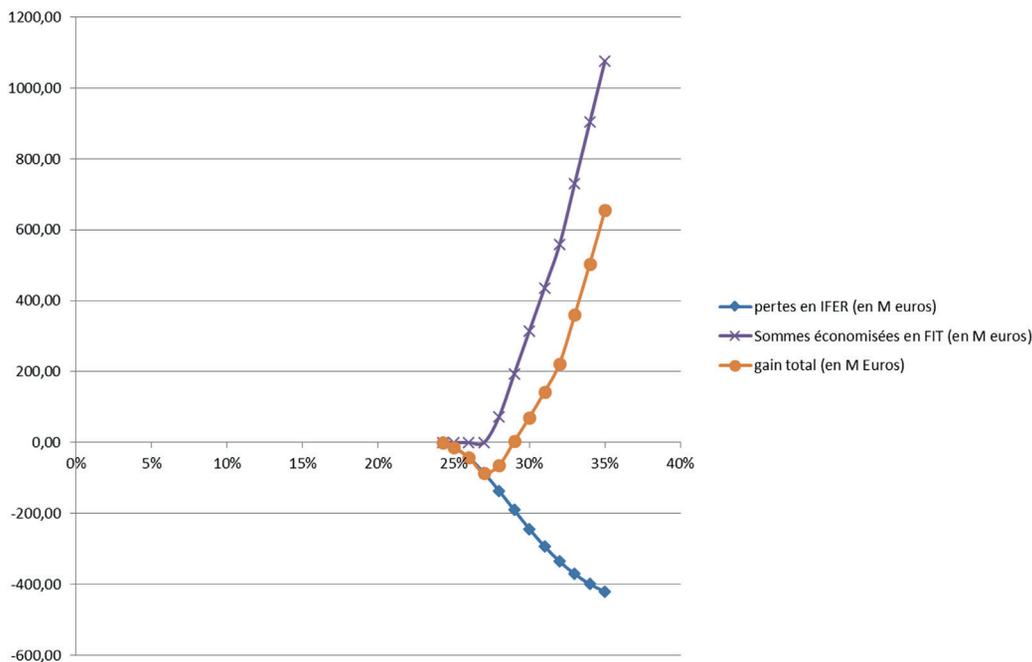


Figure 9. Pertes en FIT et pertes en IFER sur l'ensemble de la période par rapport à la situation actuelle, en fonction du facteur de charge

Cette hypothèse, qui nécessiterait pour être confirmée un véritable travail de sociologie des politiques publiques, est formalisée dans la Figure 10. Elle présente la courbe d'indifférence pour l'État entre économie sur le tarif d'achat et rentrées fiscales. Elle révèle que la collectivité, entendue ici comme agrégeant les finances publiques locales et nationales, est prête à perdre 18 € de ressource sous forme de tarif de rachat, pour garantir 1 € de rentrées fiscales aux collectivités.

Auparavant abondé par la Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE), le compte d'affectation spéciale finançant le soutien aux énergies renouvelables l'est depuis la loi de finances 2017 par la Taxe Intérieure sur les Produits Énergétiques (TICPE). Ce sont donc les consommateurs d'énergie, qui financent, en dernière analyse, le soutien aux renouvelables. Dit autrement, il semble que l'agencement fiscal et tarifaire actuel impose aux consommateurs d'importants

sacrifices pour garantir un niveau de revenu conséquent aux collectivités territoriales.

Conclusion

Le présent travail a permis d'obtenir une estimation grossière, à l'aide de la loi de Weibull, de la perte sociale entraînée par un positionnement géographique non optimal des éoliennes sur le territoire français. Dans un second temps, il a fait apparaître que le positionnement des éoliennes entraîne des modifications des rentrées fiscales locales non négligeables. Nous avons conceptualisé l'hypothèse selon laquelle le design des mécanismes incitatifs et de la fiscalité locale de l'énergie sur la période n'est pas le résultat d'un défaut de conception mais bien plutôt d'une logique d'action faisant prévaloir la fiscalité locale sur l'efficacité économique. On peut conjecturer que, dans un contexte de rareté des ressources publiques locales, l'État a préféré redistribuer de la ressource via la fiscalité de l'énergie que mettre au point un

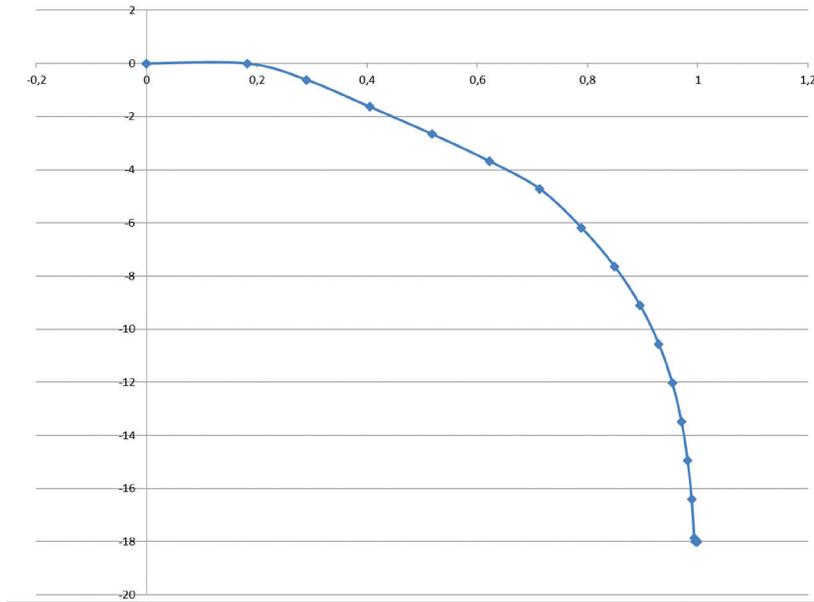


Figure 10. Courbe d'indifférence de l'État entre non-économies sur le tarif de rachat et ressources supplémentaires sur l'IFER

tarif coût-optimal. Cette hypothèse doit maintenant être démontrée par d'autres sciences sociales, telles que la sociologie des politiques publiques.

RÉFÉRENCES

- AMORCE, « Quelles ressources fiscales pour les collectivités accueillant des parcs éoliens ? », mars 2012.
- Berry Audrey, Compensating households from carbon tax regressivity and fuel poverty: a microsimulation study (à paraître).
- Cronin J.A, Fullerton Don, Sexton Steven E., Vertical and Horizontal Redistributions from a Carbon Tax and Rebate, Vertical and Horizontal Redistributions from a Carbon Tax and Rebate.
- De Lagarde, Cyril, Lantz, Frederic, « How renewable production depresses electricity prices: Evidence from the German market », *Energy Policy* 2018, 263-277.
- Grainger, C.A. & Kolstad, C.D. *Environ Resource Econ* (2010) 46: 359.
- Hirth, Lion & Ueckerdt, Falko, « Redistribution Effects of Energy and Climate Policy », *Energy Policy* 2013, 62, 934-947.
- RTE, Panorama de l'électricité renouvelable, 2016.