



Sauvons Le Climat



# Sauvons le Climat .....

[www.sauvonsleclimat.org](http://www.sauvonsleclimat.org)

Nature et limite du foisonnement éolien

H. Flocard 20/11/2013

## **Nature et limite du foisonnement éolien**

Hubert Flocard<sup>1</sup>

Association « Sauvons le Climat »

### **Résumé**

En nous appuyant sur les données éoliennes de six pays de l'ouest européen, nous analysons les limites du foisonnement associé à la somme de productions qui peuvent être distantes de plusieurs milliers de km. Nous montrons ensuite que ces données et le foisonnement associé sont en première approximation bien reproduits par une simple application des lois du hasard. Les observations et l'analyse qui en est faite montrent que ce foisonnement aide peu à lisser les fluctuations de la production éolienne. En conséquence, la construction envisagée d'un nouveau réseau transfrontalier de lignes à haute tension ne pourra guère contribuer à remédier aux difficultés que cette production engendre pour la gestion des réseaux électriques nationaux et européen.

---

<sup>1</sup> [hubert.flocard@gmail.com](mailto:hubert.flocard@gmail.com)

## I) Introduction

« Il y a toujours du vent quelque part ». Cette expression, en général énoncée sans s'appuyer sur une quelconque observation chiffrée semble pourtant relever d'un solide bon sens populaire. On peut même dire qu'elle est vraie dans la mesure où le flou associé à « quelque part » permet d'englober une zone de surface terrestre aussi étendue qu'on le souhaite. Or, ces dernières années, cette phrase imprécise et, de ce fait, sans véritable utilité, s'est retrouvée élevée au rang de concept par des organismes officiels nationaux (ADEME) ou internationaux (EU). On parle alors de « foisonnement éolien » en lui attribuant la vertu de lisser considérablement la production éolienne totale d'un pays ou d'un continent et, ce faisant, d'atténuer une faiblesse majeure de l'éolien : son caractère aléatoire conduisant à une production intermittente, médiocrement prévisible<sup>2</sup> et de ce fait mal gérable dès qu'elle dépasse un certain niveau, comme le montre bien l'exemple actuel de l'Allemagne. Selon cette « théorie » du foisonnement, la contribution éolienne erratique d'une région donnée se trouverait le plus souvent compensée par celle d'une autre région qui, elle, varierait plus ou moins en sens inverse donnant ainsi à la somme des productions un comportement plus régulier que celui de chaque région. Ce lissage serait d'autant plus essentiel, s'il était vérifié, qu'une autre faiblesse majeure de l'éolien est la formidable sensibilité de sa production à la vitesse des vents. La puissance délivrée par un parc éolien national peut ainsi passer en quelques dizaines d'heures de 3 à 70 % de la puissance installée.

Dans la mesure où ce concept de foisonnement fait partie de l'argumentaire visant à conforter auprès du public une image positive de l'éolien à terre et en mer, mais surtout à justifier d'ambitieux et onéreux plans d'extension du réseau de lignes haute tension, à travers soit les pays, soit les frontières des Etats européens, il apparaît utile d'en étudier la validité. Or, force est de constater que ces mêmes organismes officiels qui invoquent le foisonnement pour soutenir de lourds projets d'extension du réseau électrique n'ont pas publié d'analyse de son ampleur ni de son efficacité à remédier aux faiblesses spécifiques de la production éolienne.

C'est cette lacune que ce travail souhaite contribuer à combler<sup>3</sup>. Pour cela, nous utilisons des données de production éolienne pour l'année 2012 correspondant à des zones d'extension limitée (parcs éoliens en mer et terrestre du Danemark) ou étendue (six pays de l'ouest de l'Europe)<sup>4</sup>. Dans la section II) nous observons l'ampleur des effets du foisonnement et plus particulièrement la transition qui s'opère dans les caractéristiques de la production au fur et à mesure que la zone géographique s'agrandit. Dans une étape suivante, en section III), au moyen de méthodes purement stochastiques, nous fournissons une interprétation de ces observations. Ainsi, nous montrons, tant par l'observation que par la simulation, qu'aussi étendue que soit la surface de production considérée au plan européen, la production éolienne reste de nature essentiellement aléatoire et que le lissage de la production demeure intrinsèquement limité.

## II) Observation

La figure 1 montre l'évolution heure par heure au long de l'année 2012 du facteur de charge<sup>5</sup> de l'éolien offshore danois. Les caractéristiques de cette courbe confortent les observations déjà faites lors d'une étude du parc écossais Robin Rigg<sup>6</sup>.

---

<sup>2</sup> Pour s'en convaincre, on comparera par exemple les données de prévision éolienne à 24 h avec les productions effectives ; données disponibles pour la France sur le site du réseau national RTE ou par l'Allemagne sur le site de la bourse de l'électricité EEX.

<sup>3</sup> Une étude proche sur ce sujet portant sur une période de six mois antérieure à l'année 2012 a déjà été proposée sur le site « Sauvons le Climat » : <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/intermittence-et-foisonnement/35-fparticles/1161-intermittence-et-foisonnement.html>.

<sup>4</sup> L'ensemble des données analysées dans ce document est extraite du site de l'ingénieur P.F. Bach, ancien responsable technique de la compagnie électrique nationale danoise. Depuis plusieurs années, M Bach collecte ces informations auprès de différents réseaux européens de transport de l'électricité – informations qui, lorsqu'elles sont mises à la disposition du public, sont en général fournies dans des formats disparates – et les place sur son site dans un format standardisé. On peut d'ailleurs s'étonner que cette tâche ne soit pas accomplie au niveau de la commission européenne comme une activité relevant de son commissariat à l'énergie.

<sup>5</sup> Le facteur de charge instantané est défini comme le rapport entre la puissance livrée à un moment donné et la puissance installée  $P_i$ .

<sup>6</sup> Sauvons le climat ; étude « Vent de terre, vent de mer » : <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/vent-de-mer-vent-de-terre/35-fparticles/948-vent-de-mer-vent-de-terre.html>.

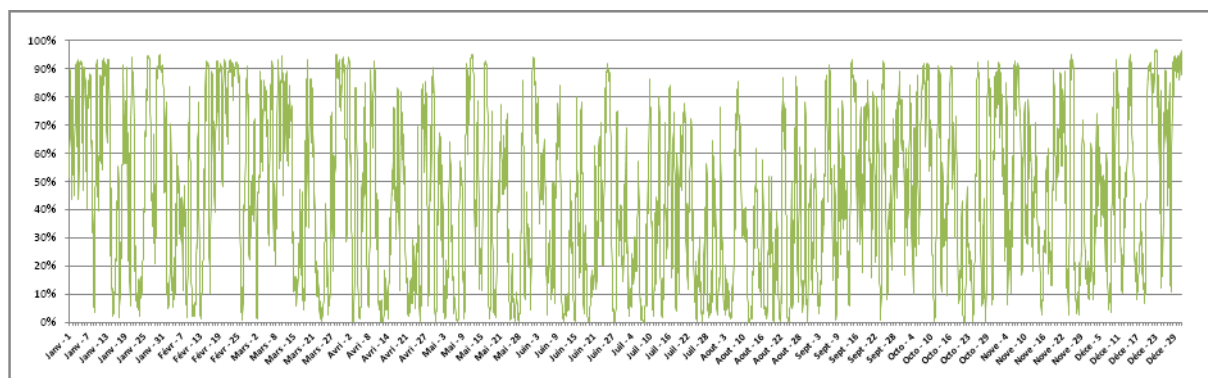


Fig.1 Suivi heure par heure du facteur de charge de l'éolien offshore du Danemark pour l'année 2012.

Ainsi on observe que le facteur de charge présente de rapides fluctuations entre des valeurs qui peuvent être aussi basses que 0 % ou proches de 100 %. La première impression au vu de cette courbe est celle de « tout ou rien », comme si, de par sa concentration géographique, le parc offshore danois se comportait comme une seule éolienne ayant la puissance totale du parc c'est-à-dire ici environ 900 MW. Une analyse plus fine (figure 4 ci-dessous) montre une répartition à peu près constante du facteur de charge entre 0 % et 95 % conduisant à une valeur moyenne annuelle de 44,1 %. Comme partout en Europe du Nord, la production hivernale est globalement plus forte du fait du passage des dépressions atlantiques qui balayent le continent. Elle n'est pas pour autant régulière : au cœur de l'hiver il y a des creux de production. Par exemple, au moment où la forte vague de froid du début février 2012 engendrait en France des consommations record d'électricité (pics supérieurs à 100 GW) qui nécessitaient des importations de courant, tandis que la production éolienne nationale n'offrait qu'une contribution marginale pendant cette passe difficile<sup>7</sup>, la figure 1 montre bien qu'il ne fallait pas compter sur l'éolien danois (ni sur celui de la Grande Bretagne ou de l'Allemagne d'ailleurs) pour produire l'énergie électrique qui manquait à la France.

La figure 2 montre pour la même année l'évolution du facteur de charge de l'éolien danois terrestre.

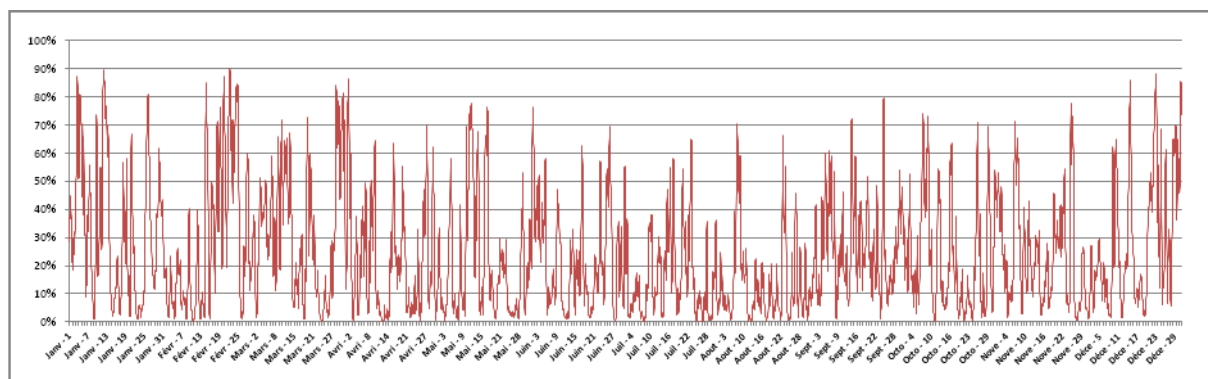


Fig.2 Suivi heure par heure du facteur de charge de l'éolien terrestre du Danemark pour l'année 2012.

En dépit de la concentration géographique du parc terrestre danois, l'effet cumulé des turbulences induites par le relief (pourtant peu accidenté au Danemark) et de la plus faible hauteur des éoliennes<sup>8</sup> conduit à une évolution qualitativement et quantitativement différente de celle du parc offshore. Si les minima de productivité restent proches de 0 %, les maxima sont notablement réduits et le facteur de charge moyen de cet éolien terrestre n'est que de 24,4 %.

<sup>7</sup> Concernant cette période critique pour la France, on pourra consulter l'analyse « La servante et les danseuses » sur le site de « Sauvons le Climat » : <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/la-servante-et-les-danseuses-lelectricite-pendant-la-vague-de-froid-de-fevrier-2012/35-fparticules/1112-la-servante-et-les-danseuses-lelectricite-pendant-la-vague-de-froid-de-fevrier-2012.html>.

<sup>8</sup> Leur technologie majoritairement plus ancienne pourrait aussi avoir joué un rôle.

Cette valeur reste néanmoins importante. Pour la même année 2012, elle est par exemple supérieure à celle du parc français (23 %) et bien meilleure que celle de l'Allemagne (18 %). La considération d'une carte des vents européenne (Annexe 3) montre qu'il est légitime de considérer que les « deux Danemarks » offshore et terrestre sont représentatifs de régions ayant parmi les meilleures productions éoliennes de notre continent. C'est cette propriété que nous utiliserons dans la section suivante.

La figure 3 montre, heure par heure, la puissance cumulée (en MW) de six pays européens (deux contributions pour le Danemark). Elle est représentative de celle que les opérateurs de réseau européens auraient à gérer si le potentiel de connexion électrique transfrontalier était infiniment flexible (notion décrite parfois comme la « plaque de cuivre »). Sur cette figure, on constate que l'addition des contributions produites parfois à plus de 2000 km de distance les unes des autres est loin de conduire à une production régulière comme une certaine présentation de la « théorie » du foisonnement voudrait le suggérer.

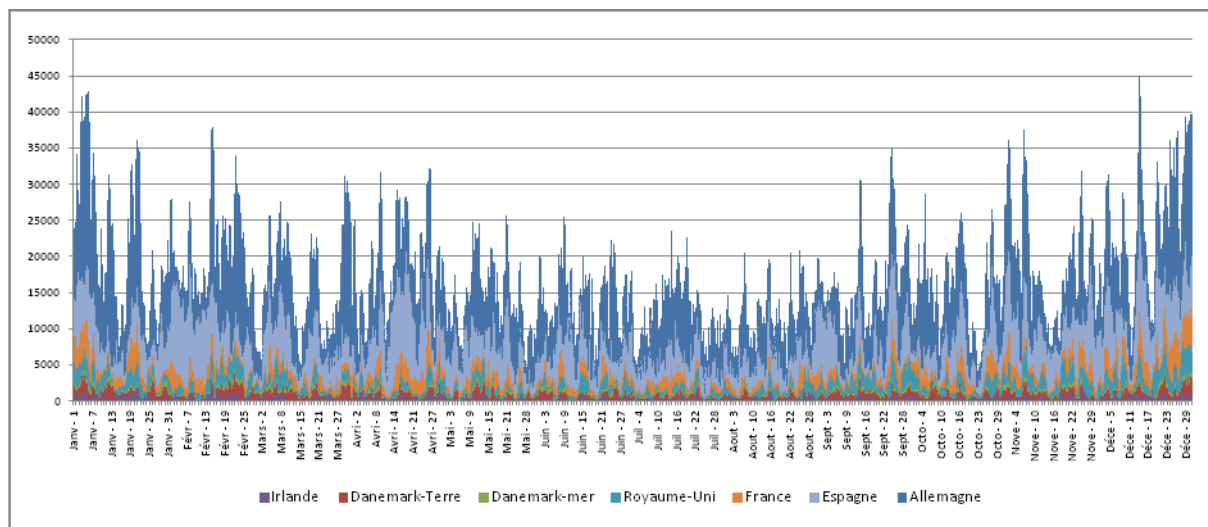


Figure 3 Cumul des puissances éoliennes - heure par heure - de six pays de l'ouest européen. Les puissances sont données en MW.

De fait, pour une puissance installée totale ( $P_i$ ) qui au long de l'année a crû de 68 GW à 75 GW, la production des six pays se répartit entre un minimum de 1,7 GW (2,3 % de  $P_i$ ) et un maximum de 45 GW (63% de  $P_i$  maximal, en l'occurrence). Le facteur de charge moyen du continent est de 21 %. Sur un même mois, voire un même jour, d'importantes variations de puissance sont visibles. Les propriétés de cette courbe de production cumulée feront l'objet d'une autre étude de même que les conséquences que l'on peut anticiper si les ambitions éoliennes qu'ont annoncées les divers gouvernements européens se matérialisaient.

Dans notre étude focalisée sur l'origine et l'amplitude du foisonnement, nous nous concentrons plutôt sur l'analyse des propriétés des distributions de facteur de charge associées aux évolutions présentées dans les figures 1, 2 et 3. Ainsi, la figure 4 montre la distribution des facteurs de charge de l'éolien pour le Danemark offshore, terrestre et pour toute l'Europe. Il s'agit dans chaque cas du décompte de temps, mesuré en % du nombre total d'heures de l'année (soit 8784 pour 2012), pendant lequel le parc éolien considéré a fourni au réseau entre 0 % et 5 %, entre 5 % et 10 %, ... entre 95 % et 100 % de sa puissance installée.

Comme on le voit la distribution pour l'offshore danois (courbe rouge) est relativement constante entre 0 et 95 %. On constate néanmoins que, pendant près de 10% du temps, ce parc produit moins de 10% de sa puissance potentielle. Ceci, comme d'ailleurs la figure 1, relativise une assertion souvent faite qu' « en mer, le vent est plus constant. »

La distribution de l'éolien danois terrestre (courbe verte) est constamment décroissante. Le facteur de charge est cette fois inférieur à 10% pendant près de 20 % du temps.

La même distribution pour l'ensemble de l'Europe (courbe bleue) associée à l'évolution chronologique dessinée en figure 3 débute à une faible valeur. Elle croit ensuite vite. De ce fait, on trouve que le facteur de charge est inférieur à 10% pendant près de 15 % du temps. La courbe bleue passe ensuite par un maximum pour une valeur proche de la valeur moyenne européenne annuelle (21 %) puis décroît rapidement. Ainsi, la puissance

cumulée de l'ensemble des éoliennes européennes n'est supérieure à 50 % de la puissance installée que pendant 1,6 % du temps.

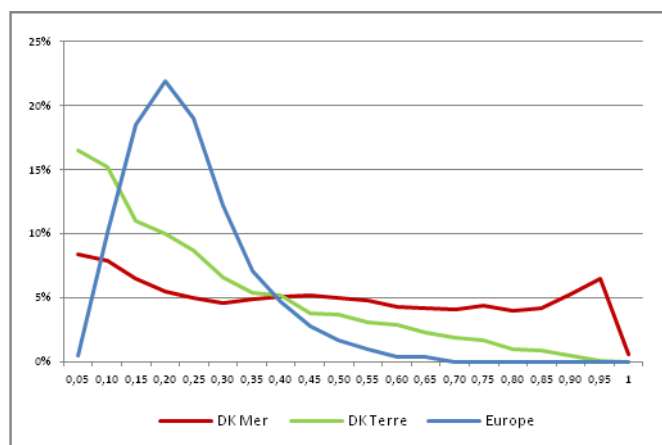


Figure 4 Fraction du temps pendant laquelle le facteur de charge d'un parc éolien (Danemark offshore, courbe rouge ; Danemark terrestre, courbe verte ; Europe de l'ouest, courbe bleue) est compris dans un intervalle donné de largeur 0,05.

En figure 5, nous donnons le comportement des monotones de productions éoliennes des trois mêmes zones géographiques. Il s'agit d'une autre représentation des 8784 puissances horaires. Toutefois au lieu d'être présentées chronologiquement comme dans les figures 1 à 3, elles sont cette fois classées par valeurs décroissantes. De plus, pour que les échelles verticales restent similaires, on a normalisé les puissances relevées au pas horaire en les divisant par la valeur moyenne annuelle de la puissance. Ainsi, lorsqu'une courbe croise la ligne horizontale d'ordonnée 1, la valeur de l'abscisse fournit le nombre d'heures pendant lequel la puissance livrée a été supérieure à sa valeur moyenne sur l'année.

On constate qu'on passe d'une monotone quasi linéaire (Danemark offshore) à une courbe constamment concave (Danemark terrestre) puis à une courbe concave à son début puis convexe pour les plus faibles valeurs de la production électrique (Europe). Le fait que la courbe bleue croise la ligne horizontale d'ordonnée 1 pour un nombre d'heures voisins de 3800, c'est-à-dire inférieur à la moitié du nombre d'heures de l'année (4392) correspond à la non symétrie de la courbe bleue autour de son maximum et au fait que le parc européen fonctionne plus souvent en dessous de sa production moyenne qu'au-dessus.

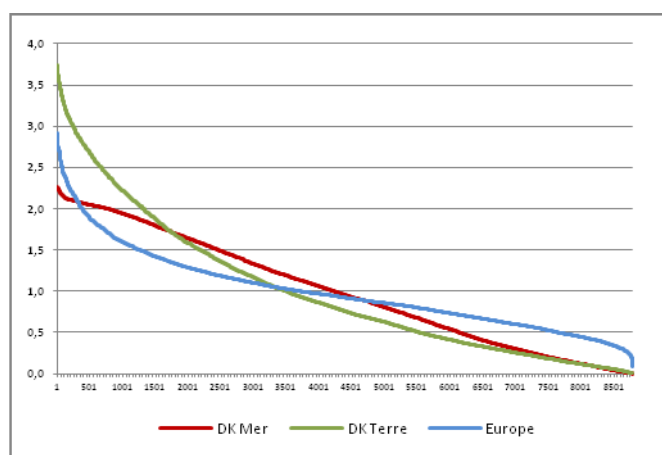


Figure 5 Monotones de la production éolienne, chacune normalisée à sa valeur moyenne, pour deux régions européennes (Danemark offshore et terrestre) et pour l'Europe entière. La période considérée est l'année 2012.

### III) Interprétation

Les propriétés de la production éolienne cumulée pour l'Europe présentée ci-dessus, peuvent, en première approximation, s'interpréter en faisant uniquement appel à des variables aléatoires et à leur somme, selon la procédure décrite en annexe 1. La production éolienne européenne, pour chacune des 8784 « heures », est

simulée par la somme des variables aléatoires des huit « régions » définies dans cette annexe, de la même façon que nous avons construit par une somme la production européenne totale dessinée en figure 3. La courbe bleue (zone [1,8]) dans la figure 6 montre que la distribution de cette nouvelle variable aléatoire reproduit correctement la courbe « Europe » de la figure 4.

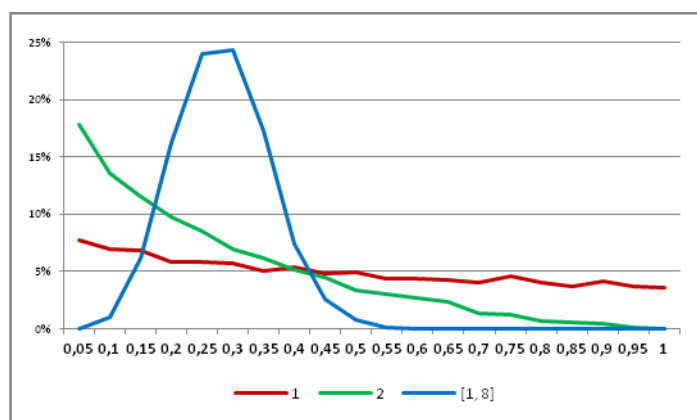


Figure 6 : distribution aléatoire adoptée pour les « régions » 1 et 2 ayant des propriétés voisines de celles des parcs danois offshore et onshore respectivement. La courbe [1, 8] décrit elle, la densité de probabilité associée à la somme de huit « régions » de vent indépendantes simulant l'ensemble du parc européen ainsi qu'expliqué dans l'Annexe 1. Chaque point des trois courbes correspond à la probabilité pour la variable de se trouver dans un intervalle de largeur 0,05.

On voit donc que l'évolution qualitative observée dans la figure 4 est bien reproduite au moyen de plus de 70278 tirages au hasard. Les Annexes 1 et 2 expliquent aussi pourquoi le résultat obtenu en figure 6 ne dépend pas de notre choix d'utiliser un certain type de distribution aléatoire plutôt qu'un autre et discutent de la stabilité statistique des résultats. Tout autre choix, comme par exemple celui d'effectuer des tirages au hasard directement à partir des distributions mesurées pour le Danemark offshore et terrestre (courbes rouges et vertes en figure 4) ou de celles de parcs éoliens implantés dans une zone de vent homogène<sup>9</sup> (et qui mettraient l'évolution de leur production à disposition du public) aurait conduit au même résultat.

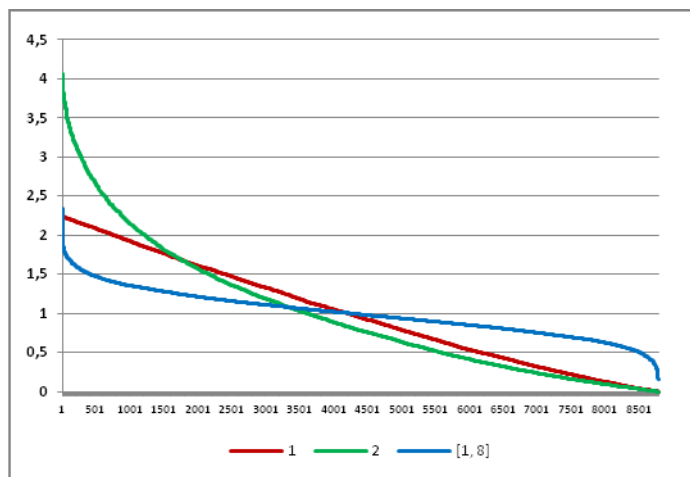


Figure 7 : Monotonies sur 8784 « heures » des productions associées aux distributions de Weibull adoptées pour les « régions » 1 et 2. La courbe [1, 8] décrit la monotone associée à la production somme pour les huit « régions » ainsi qu'expliqué dans le texte.

<sup>9</sup> On notera qu'en France, alors que la production horaire de chaque centrale conventionnelle (nucléaire, charbon, gaz, fioul) et de chaque barrage, est disponible immédiatement sur le site de RTE, les parcs éoliens ou solaires, bien que subventionnés par les consommateurs, via la CSPE, ne sont pas tenus de fournir ces mêmes chiffres au public. Ils ne le font donc pas.

En conclusion de cette section on peut vérifier que la séquence des monotones associées aux « régions » 1, 2 et la somme des « huit régions »  $([1,8])^{10}$  reproduit bien l'évolution des formes due au foisonnement tel qu'on peut l'observer en figure 5.

En fait, une observation plus attentive du comportement des courbes bleues dans les figures 4 et 6 montre que si notre simulation sur des bases aléatoires fournit une estimation correcte de l'ampleur du foisonnement, elle en surestime aussi l'effet positif de lissage pour la production cumulée. Ainsi les « ailes » de la courbe bleue, correspondant aux fortes ou faibles efficacités globales, s'étendent bien plus loin dans la figure 4 que dans la figure 6. Ceci indique que dans la réalité européenne, il y a plus de phénomènes extrêmes (c'est-à-dire une production éolienne forte presque partout, ou très faible presque partout au même moment) que ce que prédisent les lois du hasard. Il semble donc que pour ces événements extrêmes (qui sont ceux susceptibles d'engendrer des problèmes de gestion du réseau) il est optimiste de considérer comme nous l'avons fait qu'il y a en Europe l'équivalent de huit « régions » ayant des productions complètement indépendantes. Pour les périodes de vents très forts ou très faibles, qui correspondent à des phénomènes de grande ampleur (par exemple une dépression atlantique ou un anticyclone majeur), leur nombre doit alors être plus petit. Le niveau de corrélation de la production éolienne à travers l'Europe est donc supérieur à celui fourni pour notre modèle, diminuant de facto les effets de compensation qu'on pourrait escompter de la construction d'un super-réseau international de lignes à haute tension.

#### IV) Conclusion

Ce document utilisant les données de production éolienne de six pays de l'ouest de l'Europe a évalué dans quelle mesure l'addition des productions éoliennes à travers le continent conduit à une production totale dont le comportement est moins fluctuant que celui des productions locales.

Les observations pour l'année 2012 montrent bien que l'amplitude totale des fluctuations est amoindrie par rapport à celle de contributions de régions d'extension géographique réduite. Cependant la courbe de production européenne totale présente toujours un caractère fortement fluctuant avec un minimum du facteur de charge de 2,3 % et un maximum de 63 % alors que la valeur moyenne est de 21 %. Une étude plus approfondie des caractéristiques de cette production cumulée est en cours de réalisation.

La simple observation des données indique donc que l'onéreuse construction de nouvelles lignes à haute tension, nationales et transfrontalières, pour laquelle le lobby de l'éolien milite avec un succès certain auprès de la Commission à Bruxelles<sup>11</sup>, sera d'une efficacité limitée pour réduire l'instabilité que cette production engendre pour le réseau électrique européen.

Nous avons ensuite montré qu'en première approximation, le comportement de « foisonnement » se décrit bien au moyen des lois qui gouvernent le plus complet hasard. Concernant la somme de plusieurs variables aléatoires, comme celles qui chacune décrivent le facteur de charge d'une éolienne ou d'une région à l'intérieur de laquelle les vents sont fortement corrélés, mais peuvent être considérés comme indépendants de ceux des autres régions, ces lois nous disent essentiellement deux choses :

- 1) la somme reste une variable aléatoire. Le hasard de la production n'est pas supprimé.
- 2) sa distribution évolue vers la forme universelle que prédit le théorème de la limite centrale.

En particulier l'indépendance des variables (ici les productions éoliennes de régions suffisamment distantes) n'enlève pas à leur somme son caractère stochastique. L'imperfection de notre modèle tient plutôt à ce qu'il tend à **surestimer** les effets positifs de foisonnement en prédisant une trop forte diminution des phénomènes extrêmes (très fortes ou très faibles productions éoliennes) par rapport à ce qu'on observe en réalité. Les corrélations de l'éolien qu'on peut observer sur des distances de plusieurs centaines de km, et dans certains cas le millier de km, sont donc bien de nature à maintenir l'ampleur des fluctuations de la production. Seules des anti-corrélations systématiques (jamais observées dans un contexte de météorologie européenne) pourraient la diminuer.

<sup>10</sup> Comme pour le dessin de la figure 5, chacune des monotones de la figure 7 a été normalisée à la valeur moyenne sur les 8784 tirages au sort.

<sup>11</sup> Le 14 octobre 2013 la Communauté européenne a présenté la liste des 248 « projets d'intérêt commun » (PIC) qu'elle estime prioritaires pour les réseaux d'électricité, de gaz et de pétrole dans l'Europe des 28, parmi lesquels les extensions de réseaux affectés à la gestion des intermittences : [http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/com\\_2013\\_0711\\_fr.pdf](http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/com_2013_0711_fr.pdf)

Bien sûr, comme il est bien connu des ingénieurs, l'application volontaire de contre-réactions peut tout à fait amoindrir un caractère aléatoire. Dans le secteur électrique, c'est très précisément la tâche supplémentaire que doivent maintenant et devront encore plus dans le futur, accomplir les centrales conventionnelles (charbon, lignite, gaz, nucléaire) et les barrages, ainsi que les gestionnaires de réseau pour contrebalancer les instabilités du réseau engendrées par l'éolien.

En conclusion, cette étude montre qu'appuyer une partie importante de la production électrique de notre continent sur l'énergie éolienne implique l'acceptation collective de soumettre la sécurité de notre approvisionnement en électricité aux lois du hasard et donc à leur incertitude intrinsèque !

### **Remerciements**

L'auteur remercie P. Bacher, J.P. Pervès, M. Petit, F. Poizat et B. Tamain pour leur lecture attentive et leurs suggestions.



## Annexe 1

**Simulation de la production sur des bases aléatoires**

Dans cette section, nous utiliserons exclusivement des tirages au hasard pour reproduire les propriétés de l'éolien décrites dans la section précédente.

Comme nous désirons effectuer des tirages aléatoires indépendants, il importe d'abord d'estimer le niveau de corrélation géographique de la production éolienne. En effet, l'observation que l'on peut faire des images satellite présentées chaque soir à la télévision lors des séquences météo pour le temps des jours à venir, montre que les mouvements des masses d'air sur notre continent sont fortement corrélées sur des distances de plusieurs centaines de km ; 500 km étant un ordre de grandeur minimum. En d'autres termes, il n'y a guère de sens à rechercher un effet de foisonnement sur des distances de cet ordre ou inférieures car les propriétés des vents y seront pour l'essentiel réparties de façon homogène avec seulement des décalages de l'ordre de l'heure associés au déplacement des fronts météorologiques.

A titre d'illustration, la figure A1.1 montre, pour le mois de juillet 2013, l'évolution des facteurs de charge du parc éolien espagnol essentiellement implanté sur la Meseta et du parc français qui lui se trouve majoritairement au nord de la Loire soit à près d'un millier de km plus au Nord. On constate que ces facteurs de charge évoluent relativement en phase pour les tendances journalières mais partiellement aussi hebdomadaires. De tels comportements estivaux voisins s'expliquent en partie par la remontée saisonnière de l'anticyclone des Açores. Ceci va bien sûr à l'encontre du foisonnement et prête à douter d'études européennes justifiant des projets d'interconnexions massives entre ces deux pays, par l'hypothèse d'une non-coïncidence des épisodes venteux dans les deux pays<sup>12</sup>. Bien sûr, l'hiver, quand l'anticyclone repart vers le sud, la France partage plutôt le régime de vent de l'Irlande et du sud de l'Angleterre.

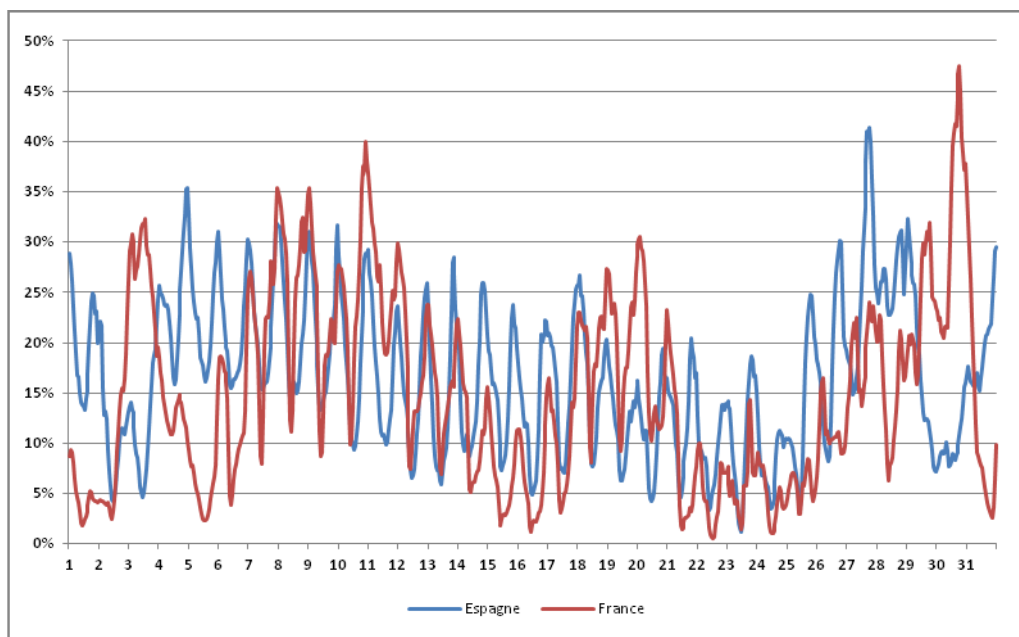


Figure A1.1 : évolution des facteurs de charge de l'éolien espagnol et français pendant le mois de juillet 2013. Les données espagnoles sont extraites de Red Electrica España et les données françaises du site eCO2mix de RTE.

Si on considère (voir Annexe 3) la partie de l'Europe et des mers environnantes où le vent moyen est suffisamment fort pour justifier au seul plan énergétique une implantation de parcs éoliens – à savoir, le nord de l'Espagne, la façade nord-Atlantique de la France, l'Irlande, la Grande Bretagne, les côtes de la Manche et de la

<sup>12</sup> Dans certains de ses scénarios les plus dépendants de l'électricité renouvelable, le document « Roadmap to 2050 » de l'association « European Climate Foundation » va jusqu'à proposer 27 GW ou plus de lignes haute tension France-Espagne alors que les deux réseaux nationaux viennent enfin, après des années d'efforts, de faire passer le niveau de connexion de 1 à 2 GW. Les oppositions populaires aux lignes terrestres conduisent maintenant les réseaux à envisager une coûteuse liaison sous-marin pour la prochaine ligne haute tension.

Mer du Nord de la Bretagne à la Norvège, plus des zones restreintes comme le Roussillon ou le seuil de Gibraltar - on constate que le nombre de zones ventées européennes que, sur la base d'un critère d'extension minimale de 500 km, on peut considérer comme indépendantes, se compte sur les doigts de la main. Dans ce qui suit, nous allons adopter la valeur 4, c'est-à-dire que nous supposons l'existence de 1 million de km<sup>2</sup> européens (mer plus terre) exploitable et à fort potentiel de vent répartis en 4 zones de production indépendantes.

Toutefois les données européennes incluent aussi la production dans des zones de faible productivité éolienne comme le centre et le sud de l'Espagne, le Massif central, l'est de la France, la Suisse, le centre et le sud de l'Allemagne. La justification de leur présence dans le parc éolien n'est pas vraiment de nature énergétique mais plutôt économique. En effet, le tarif d'achat que les Etats garantissent aux producteurs reste suffisamment élevé pour assurer une rentabilité de l'investissement en dépit d'une plus faible contribution à la production par unité de puissance installée. Pour preuve, malgré l'apport de régions bien ventées comme le Languedoc Roussillon, la Bretagne et le Nord-Pas de Calais, le facteur de charge de la France ne dépasse pas 24 % les bonnes années, car une partie importante du parc éolien est implantée dans des régions de médiocre potentiel comme la Champagne-Ardenne, la Picardie et la Lorraine. De même, jusqu'à maintenant, le facteur de charge moyen de l'Allemagne dominé par de l'éolien terrestre n'a jamais été supérieur à 20 % (18 % en 2012). Cependant, compte tenu de la politique passée et actuelle de fort soutien financier public à l'éolien et d'encouragement administratif<sup>13</sup>, ces régions pèsent – et continueront longtemps à peser – de façon importante dans la production européenne. Pour cela, dans notre analyse, nous allons considérer que des éoliennes médiocrement productives sont aussi implantées en quatre « régions » indépendantes supplémentaires soit à nouveau l'équivalent de 1 million de km<sup>2</sup>.

Nous pouvons maintenant réaliser une analyse aléatoire pour un parc éolien total qui serait implanté de façon homogène en puissance en huit « régions » indépendantes sur l'équivalent en surface de 2 millions de km<sup>2</sup>. Pour chaque « région » éolienne indépendante simulée, on effectue un ensemble de 366\*24 tirages indépendants simulant une production éolienne pour chaque « heure » de l'année.

Pour ces 8784 tirages nous utilisons une distribution de Weibull ainsi qu'expliqué dans l'Annexe 2. Cette distribution dépend de deux paramètres dont l'un,  $\lambda$  permet de choisir la valeur moyenne du facteur de charge. Comme le montre la figure 6, le choix de  $\lambda=0,8$  pour la première « région » (1) conduit à une distribution qui reproduit correctement celle de l'éolien danois offshore dessinée en figure 4. La valeur moyenne égale est égale à 44 % comme pour la distribution observée. Pour la seconde « région » (2) le choix  $\lambda=0,3$  donne une distribution proche de celle de l'éolien danois terrestre (figure 4). Elle conduit à une valeur moyenne de 24 % voisine aussi de celle observée. Pour les deux autres « régions » (3) et (4) à fort potentiel éolien, la valeur de  $\lambda$  que nous utilisons dans la distribution de Weibull a été tirée au hasard dans l'intervalle [0,3, 0,8]. Pour simuler les régions (5) à (8) au potentiel éolien plus réduit, la valeur de  $\lambda$  sera cette fois tirée au sort dans l'intervalle [0,15, 0,3] ce qui conduit à des facteurs de charge compris entre 15 % et 24 %.

Les courbes présentées et discutées ci-après correspondent à un tel tirage possible de 70278 valeurs aléatoires. L'annexe 2 fournit les éléments d'analyse statistique montrant la stabilité de nos conclusions pour un ensemble plus important de tirages au hasard. De même, elles sont peu affectées par notre choix de 8 plutôt que 7 ou 9 « régions » même si, bien sûr, la diminution du nombre de régions indépendantes a tendance à encore diminuer l'efficacité de foisonnement.

---

<sup>13</sup> Par exemple, en France, la volonté actuelle du gouvernement d'exempter les parcs éoliens de la classification ICPE.

## Annexe 2

### Utilisation de la distribution de Weibull pour une étude de l'éolien

La loi de probabilité introduite par Weibull<sup>14</sup> a plusieurs qualités. D'une part, la flexibilité associée aux deux paramètres  $k$  et  $\lambda$  qui entrent dans sa définition (voir plus bas) lui permet de reproduire la plupart des densités de probabilité classiques mais aussi d'autres qui le sont moins comme par exemple celles des éoliens terrestre ou offshore danois. D'autre part, sa formulation analytique est simple à manipuler<sup>15</sup> et permet aisément de l'adapter à tout intervalle de variation de la variable aléatoire. Dans notre cas, c'est l'intervalle [0, 1] qui couvre l'ensemble des valeurs que peut prendre le facteur de charge éolien.

Ainsi pour la loi de Weibull, une fonction de répartition  $p(x)$  (de valeur comprise entre 0 et 1) qui donne la probabilité pour qu'une variable aléatoire (appartenant à l'intervalle [0, 1]) soit inférieure ou égale à  $x$  pourrait s'écrire :

$$p(x) = 1 - e^{-\left(-\frac{\ln(1-x)}{\lambda}\right)^k}$$

Dans l'étude de la section 3, nous avons utilisé cette formule avec la valeur  $k = 0,9$  pour le paramètre de puissance. Comme le montre la comparaison des courbes rouges et vertes des figures 4 et 7, ce choix conduit à une reproduction correcte de la forme des distributions de facteur de charge de l'éolien terrestre danois offshore et terrestre (et de leur valeur moyenne) si on fait le choix des valeurs 0,8 et 0,3 pour le second paramètre  $\lambda$ .

Après avoir ainsi défini les distributions des « régions » 1 et 2 de notre analyse numérique, pour les deux autres « régions » bien ventées, on choisit des valeurs aléatoires dans l'intervalle [0,3, 0,8] et pour les 4 « régions » au potentiel éolien médiocre dans l'intervalle [0,15, 0,3]. En vertu du théorème de la limite centrale, leur valeur précise affecte peu le résultat final quand on considère la distribution de facteur de charge pour la « région Europe » correspondant au cumul des « régions » de 1 à 8. La figure A1.1 montre les sept distributions de facteur de charge ainsi simulées. Pour les 4 régions éoliennes fortement productrices le facteur de charge moyen est compris entre 24 % et 44 %. Pour les 4 autres il est compris entre 15 % et 24 %.

<sup>14</sup> Pour plus de détails, on pourra consulter le site : [http://fr.wikipedia.org/wiki/Loi\\_de\\_Weibull](http://fr.wikipedia.org/wiki/Loi_de_Weibull).

<sup>15</sup> Ainsi l'ensemble des résultats présentés dans ce document pour obtenir les figures 6 et 7 a été réalisé au moyen d'un tableur grand public. Cela n'a impliqué que l'écriture d'une expression de 35 caractères « recopiée-collée » ensuite dans les 70 000 et quelques cellules utilisées pour l'analyse.

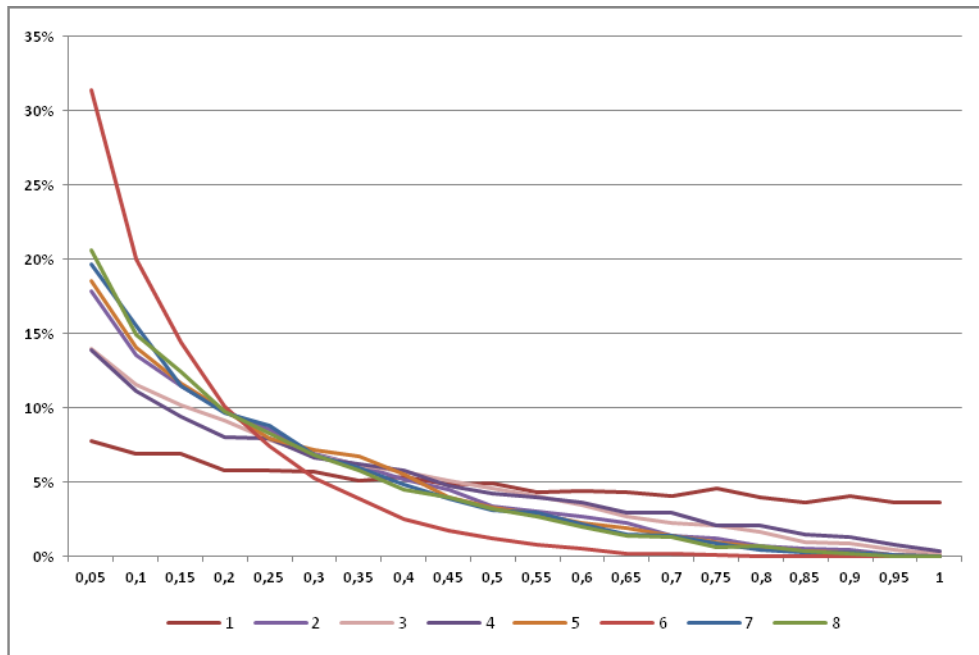


Figure A2.1 Distribution de facteur de charge simulé pour chacune des huit « régions » considérées dans l'analyse de la section 3.

Les figures 7, 8 et A2.1 correspondent à un certain tirage aléatoire de 70278 valeurs aléatoires. Un autre tirage similaire aurait donné des résultats un peu différents. Comme mesure de la stabilité statistique des résultats et donc de la validité semi-quantitative de l'interprétation, la figure A2.2 fournit l'amplitude de la dispersion des résultats basés sur 10 tirages successifs.

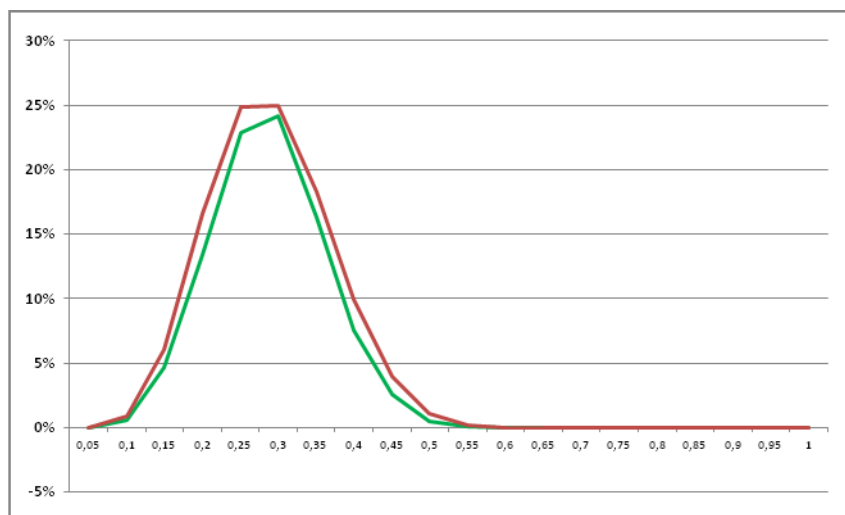


Figure A2.2. Zone d'incertitude statistique sur la distribution [1, 8] (courbe bleue de la figure 7) calculée sur un ensemble de 10 tirages successifs, Les deux courbes correspondent à la valeur moyenne de la distribution [1,8] respectivement augmentée (courbe rouge) ou diminuée (courbe verte) de la valeur de l'écart type calculé point par point.

## Annexe 3

**Distribution européenne des vents**

La figure A3.1 est extraite d'un document produit par l'industriel éolien danois VESTAS. Le code couleur indique la puissance du vent à laquelle on peut s'attendre à une hauteur de 80m.

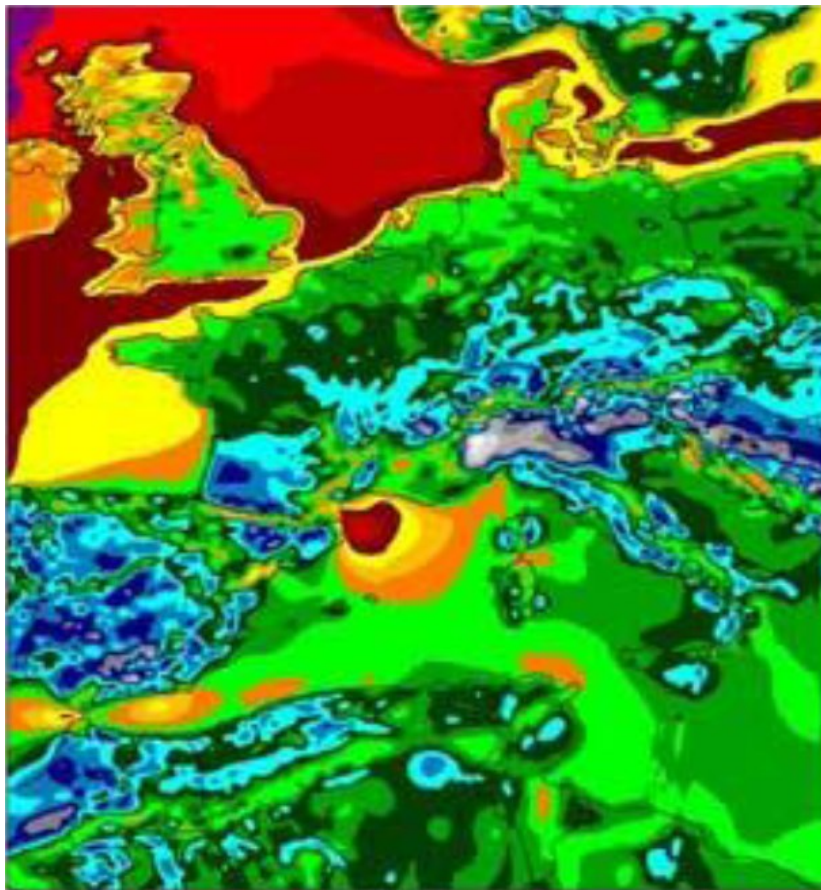


Figure A3.1 Carte des vents moyens européens à 80 m d'altitude (source VESTAS). Le dégradé progressif des couleurs depuis le rouge clair (Nord de l'Ecosse) jusqu'au bleu sombre (Landes) en passant par le rouge, le rouge sombre puis le jaune, l'orange et le vert, le vert sombre, le bleu clair correspond à des vents dont l'intensité moyenne annuelle est décroissante.

Les parcs danois sont implantés dans des zones parmi les plus favorables (rouge sombre) comme l'est aussi le parc écossais Robin Rigg (note 5).

Selon cette carte, les meilleures zones d'implantation terrestres françaises se trouvent en Bretagne, dans le Cotentin, en lisière de la Manche, dans le Roussillon et la Vallée du Rhône. Par contre, au vu de ces données de vent, l'implantation massive d'éoliennes dans les régions Champagne-Ardennes, Lorraine et Centre, comme c'est le cas actuellement, est peu justifiée au seul plan de la production énergétique. On peut aussi observer que la volonté actuelle de développer l'éolien partout en France au motif de créer d'illusoires « indépendances énergétiques » régionales se heurtera nécessairement à la disparité de la couverture en vent du territoire.

On constate aussi qu'aucun des parcs prévus dans le premier appel d'offres pour l'offshore (Bretagne, Normandie) ne se situe dans une zone aussi favorable que celle où l'éolien danois est implanté. Ils vont tous se trouver dans des zones en jaune dans la carte ci-dessus. Il semble d'ailleurs peu probable que notre pays puisse avant longtemps disposer de champs dans une zone aussi ventée que celle où se construit actuellement l'éolien offshore irlandais, écossais, danois et allemand (zones rouge clair, rouge et rouge sombre). Les contraintes seront de divers ordres, par exemple le trafic international maritime au large de la Bretagne ou des côtes de la Manche ou la contrainte technique d'implantation associée à la grande profondeur loin des côtes bretonnes ou du

Roussillon. On voit donc mal comment ces difficultés jointes aux conditions plus hostiles du milieu marin du grand large pourraient se conjuguer avec l'amélioration des conditions économiques de l'éolien offshore français que nous promettent ses promoteurs et que dément l'évolution actuelle des coûts.