

# Vent de Mer, Vent de Terre

Hubert Flocard<sup>1</sup>

CNRS/IN2P3

CSNSM, Bat108, 91146 Orsay Campus

## Résumé

La France a décidé d'installer au large de ses côtes atlantiques et de la Manche, un ensemble éolien de 6GWc<sup>2</sup> en mer. Pour étudier l'impact potentiel de cette décision, nous considérons la production du parc Robin Rigg implanté dans l'estuaire de la Solway à la frontière de l'Ecosse et de l'Angleterre, un site, a priori, mieux venté que ceux où seront construits les parcs français. Les données disponibles heure par heure sur les 17 premiers mois d'activité du parc montrent une efficacité<sup>3</sup> moyenne de 30%. Celle-ci recouvre une production ayant d'énormes fluctuations, de 0 à presque 100% souvent en une à deux heures. Par ailleurs, l'efficacité du parc a été inférieure à 5% pendant un tiers du temps. En Décembre 2010, cette fraction est même montée à près de la moitié du temps, alors même qu'une vague de froid s'installait jusqu'en Europe occidentale. On observe aussi de longs intervalles de temps pendant lesquels l'efficacité du parc est inférieure à 1%. L'un d'eux a même duré près de quatre jours. A partir de cet ensemble de données, nous estimons la capacité d'un stockage qui permettrait sinon de supprimer les fluctuations de production, du moins d'en lisser les variations les plus brutales. Nous essayons ensuite de transposer ces résultats au futur cas de la France. Il en ressort qu'au-delà même de la question de son coût, il est difficile d'imaginer qu'un stockage de taille adéquate puisse être construit au voisinage des côtes françaises concernées. Nous discutons alors les implications sur le réseau électrique tant au plan matériel que de sa gestion en temps réel. Finalement, il ressort de cette analyse que, comme on pouvait s'y attendre, le déploiement de nouvelles centrales à gaz sera probablement la solution aux importants problèmes d'intermittence associée à ce type de production renouvelable.

## I) Introduction

A la suite du Grenelle de l'Environnement<sup>4</sup>, en 2009, dans le cadre de son plan énergétique global, le gouvernement a annoncé son projet pour l'éolien français à l'horizon 2020. Il consiste en un parc de 25 GWc de puissance installée dont 19 GWc sur les terres et 6 GWc en mer.

Au premier septembre 2011, la puissance nominale de l'éolien terrestre de France continentale valait approximativement 6.2 GWc<sup>5</sup>. Cette puissance s'accroît actuellement sur un rythme proche de 1,2 GWc par an, de sorte qu'on peut penser que pour ce qui concerne

---

<sup>1</sup> Membre de l'association « Sauvons le Climat ».

<sup>2</sup> Dans ce texte nous utiliserons les unités GWc ou MWc (c pour « crête ») quand nous parlerons de la puissance nominale d'une éolienne, c'est-à-dire la puissance maximale qu'elle peut livrer. Elle doit être distinguée de la puissance effectivement livrée qui sera mesurée en GW ou en MW. On peut regretter que souvent les médias ne fassent pas la distinction, donnant ainsi une idée fautive des performances de ces machines. Pour mesurer l'énergie, nous utiliserons le MWh (Mégawatt.heure) ou son multiple le GWh.

<sup>3</sup> Rapport entre la puissance livrée (en GW ou en MW) et la puissance nominale de l'éolienne (en GWc ou en MWc).

<sup>4</sup> Le nom « Grenelle de l'Environnement », ou de façon abrégée le « Grenelle » comme nous le mentionnerons ci-après, a constitué en un ensemble de discussions entre multiples partenaires visant à préparer une politique énergétique qui soit à la fois respectueuse de l'environnement et favorable à l'économie de la France.

<sup>5</sup> On consultera par exemple le site de l'agence ADEME : <http://www.suivi-eolien.com/>. De fait, divers organismes publics ou professionnels fournissent à un moment donné des chiffres qui peuvent différer d'une centaine de MWc.

l'éolien terrestre, les ambitions du Grenelle seront tenues. Le parc actuel dont la puissance est déjà importante et qui se répartit géographiquement à la fois sur des régions bien ventées (Bretagne, Nord, Roussillon) et sur d'autres qui le sont moins (Lorraine, Champagne-Ardenne, Centre) permet déjà de se faire une idée de la contribution des 19 GWc à venir. Depuis le milieu de 2010, sur son site eCO2mix<sup>6</sup>, le Réseau de Transport d'Electricité (RTE) fournit (entre autres) des informations sur la production éolienne avec une excellente résolution temporelle (quart d'heure). Grâce à RTE on dispose donc d'une bonne description des performances du parc existant. C'est sur ces données du site eCO2mix collectées sur une année du 1<sup>er</sup> Septembre 2010 au 31 Aout 2011 que dans ce document, nous nous appuyerons pour une comparaison avec l'éolien en mer.

Pour réaliser son ambition d'une construction d'un parc de 6 GWc d'éolien en mer à l'échéance 2020, le gouvernement a demandé à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), de préparer deux appels à projets. Le premier de ces appels à projets a été publié le 13 juillet 2011. Il porte sur une puissance totale de 3 GWc installés répartis en cinq parcs situés le long des côtes de la Bretagne et de la Manche jusqu'au Nord de la France. Les sites retenus sont : le Tréport (750 MWc), Fécamp (500 MWc), Courseulles-sur-mer (500 MWc), Saint Briec (500 MWc) et Saint Nazaire (750 MWc)<sup>7</sup>. Le coût de ce premier appel à projet est pour l'instant estimé à une dizaine de milliards d'euros. Les conditions financières que, par avance, le gouvernement indique être prêt à accepter pour le prix d'un MWh, placent le coût de celui-ci bien au-delà du tarif officiel actuel (130 €/MWh). On peut penser que la fourchette s'établira entre 175 et 200 €/MWh<sup>8</sup>. Un second appel à projets pour 3GWc est annoncé pour la première moitié de 2012. Compte tenu des calendriers précisés dans le premier appel, la production éolienne française en mer pourrait débuter juste après le milieu de la décennie. Ainsi, les objectifs du Grenelle pourraient aussi être atteints pour l'éolien en mer à l'horizon 2020.

En 2009, les décisions du Grenelle concernant l'éolien ont été prises dans la seule perspective d'un respect de l'objectif européen de contribution des énergies renouvelables à notre bilan (Engagement européen moyen 20%, engagement de la France 23%) sans que des informations solides sur les performances et les coûts de cette technologie aient été disponibles, aussi bien pour l'éolien en terre qu'en mer<sup>9</sup>. En effet les remarquables données que RTE fournit aujourd'hui sur l'éolien terrestre français ne sont disponibles que depuis 2010.

Pour l'éolien en mer, à ce jour, aucune donnée d'une qualité similaire n'a été publiée par un organisme gouvernemental de façon à enrichir une discussion publique. C'est d'autant plus surprenant que ces données existent. Ce sont celles des parcs en mer actuellement opérationnels en Europe. Bien qu'ils soient situés à l'étranger (Ecosse, Mer du Nord et Baltique), on peut certainement en tirer des enseignements utiles pour la France. En effet,

---

<sup>6</sup> L'adresse électronique étant très longue, pour accéder au site RTE, le plus pratique consiste à taper « eCO2mix » dans un moteur de recherche.

<sup>7</sup> En fait, il s'agit ici de puissance maximale. L'appel à projets permet de soumettre des propositions pour des puissances moindres de 600, 480, 420, 480 et 420 MWc respectivement.

<sup>8</sup> Par comparaison, dans le cadre de la loi NOME/ARENH, EDF est tenu de vendre à ses concurrents un quart de sa production nucléaire d'électricité (100 TWh) à un tarif de 42 €/MWh. Par ailleurs, compte tenu de diverses règles d'indexation, la CRE a calculé qu'en 2010, le coût d'achat pour l'éolien terrestre était de 87 €/MWh. L'appel à projet donne aussi des fourchettes de prix pour un raccordement au réseau terrestre : 2 M€ par km de câble et de 130 à 880 M€ pour le poste de raccordement au réseau.

<sup>9</sup> La prise de décision de notre ambitieux programme de production éolienne et plus généralement d'énergies renouvelables n'a donc pas été faite de façon fondamentalement différente de celles des autres formes d'énergie (charbon, hydraulique, pétrole, nucléaire, gaz...) au long de l'histoire de notre pays. Tout au plus peut-on dire que l'opinion publique y était alors globalement favorable, ce qui était d'ailleurs le cas pour les autres formes d'énergie quand la décision de les lancer a été prise.

comme on peut le voir sur la figure 1, le régime des vents en Europe sur terre et près des côtes présente une bonne continuité géographique.

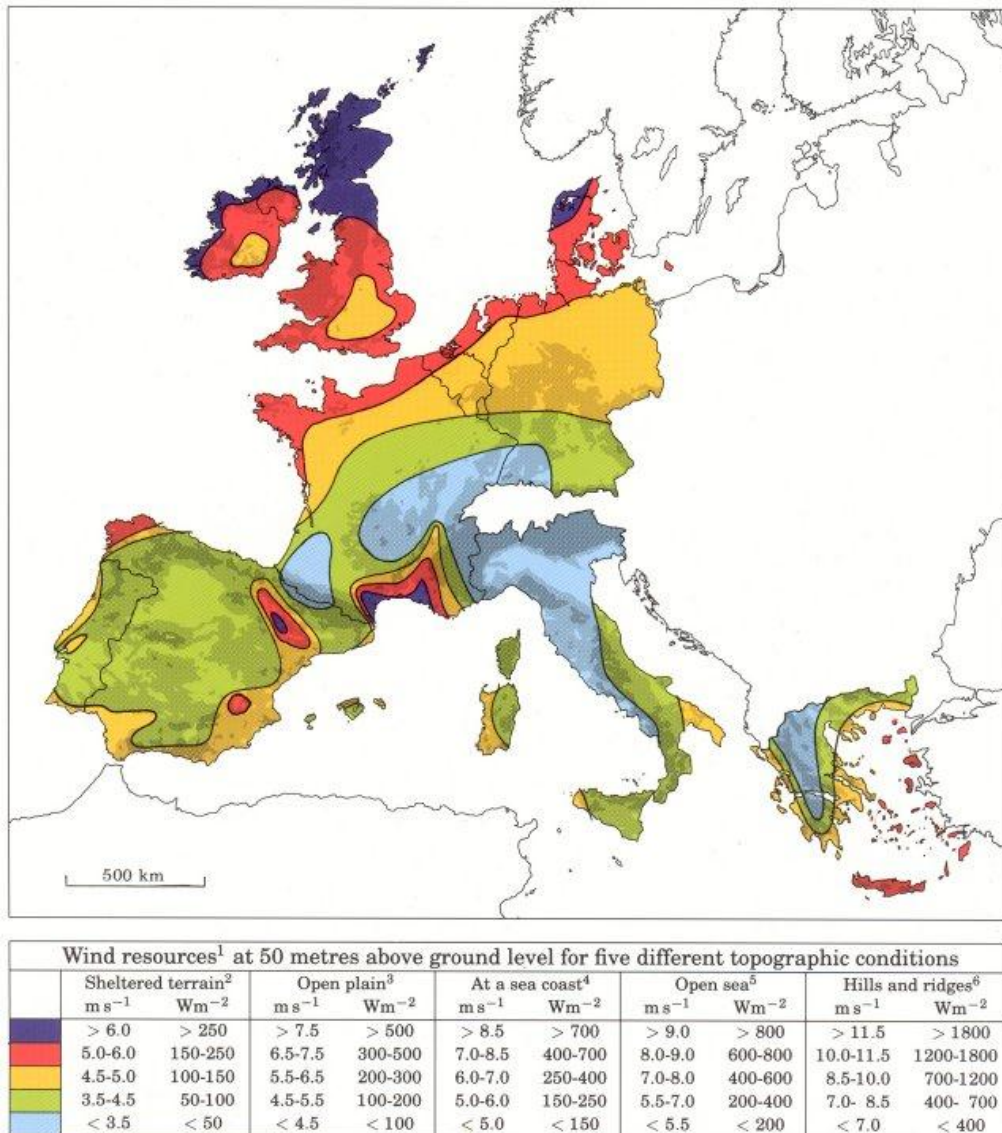


Fig. 1 Distribution de la ressource éolienne en Europe de l'Ouest. On distingue les régions favorables à l'éolien terrestre dans notre pays (Bretagne, Manche, Roussillon, Vallée du Rhône). La quatrième colonne du tableau au bas de la figure donne les caractéristiques du vent en mer.

Même s'ils sont moins favorables que ceux des côtes atlantiques de l'Irlande, écossaises et danoises de Mer du Nord et en particulier du site que nous allons étudier dans ce document, les emplacements sélectionnés dans le premier appel à projet français appartiennent à un régime de vent dont bien d'autres exemples existent en Europe. Analyser l'expérience acquise par nos voisins aurait donc pu constituer la base préalable pour une prise de décision rationnelle. Puisque cela n'a pas été le cas, on peut néanmoins essayer de s'enrichir après coup de cette expérience. C'est ce que ce texte souhaite faire sur la base de données collectées auprès du parc éolien en mer Robin Rigg, propriété de la compagnie E.ON Climate Renewables.

En section II, nous décrivons succinctement le parc éolien maritime de Robin Rigg. La section III présente une analyse des données de production de ce parc et les compare à celles du parc éolien terrestre français.

Compte tenu de la puissance unitaire importante des parcs qui seront retenus suite à l'appel à projets (jusqu'à 750 MWc) les impacts de l'intermittence sur un site donné peuvent être importants pour le réseau local. Il est souvent affirmé que les difficultés associées à l'intermittence de la production peuvent être résolues par l'intervention de dispositifs de stockage. En Section IV, on a essayé de déterminer quels seraient les ordres de grandeurs des performances d'un tel stockage tant en terme de puissance de stockage et de déstockage (MW) qu'en terme de capacité énergétique (MWh). Finalement, en guise de conclusion, la section V présente quelques remarques sur les implications que ces remarquables données britanniques suggèrent pour le plan français d'éolien en mer.



Fig.2 Le marqueur orange en haut de la carte pointe sur l'emplacement du parc Robin Rigg par  $54^{\circ}45'$  Nord et  $3^{\circ}43'$  Ouest.

## II) Le parc éolien en mer Robin Rigg.

Dans l'estuaire de la Solway (Solway Firth), entre les côtes de Galloway et de Cumbrian, la compagnie allemande E.ON exploite un parc éolien en mer de 180MWc<sup>10</sup> depuis le 15 Avril 2010.

En haut de la figure 2 le marqueur orange pointe sur l'emplacement du parc situé sur la frontière de l'Ecosse et de l'Angleterre, là où comme le montre la figure 1 le régime des vents devient un des plus favorables d'Europe.

La Figure 3 montre de façon plus précise l'implantation du parc dans Solway Firth. La situation apparaît relativement favorable car le site est en eau peu profonde (de l'ordre de 10-15m) et est protégé entre deux côtes dont le point le plus proche est à une dizaine de km.

<sup>10</sup> Le parc Robin Rigg n'est qu'un élément d'un très important programme de développement de l'éolien en Ecosse. Celui-ci ambitionne de faire de ce pays un pourvoyeur d'électricité éolienne pour l'ensemble des îles britanniques. Il s'appuie à la fois sur de l'éolien à terre ou en mer. Pour se faire une idée de la taille du programme à terre on pourra télécharger une carte à l'adresse suivante :

<http://www.snh.gov.uk/docs/B901726.pdf> .

Par ailleurs, la compagnie E.ON, forte de son expérience de gestionnaire de puissance éolienne sur le territoire allemand (plus de 10 GWc depuis des années) a elle aussi de grandes ambitions éoliennes en Grande Bretagne. Ainsi, elle vient d'annoncer son engagement dans le projet Rampion de 650 MWc qui au large des côtes du Sussex, devrait être opérationnel en 2016. E.ON s'apprête aussi à participer à la réponse à l'appel à projets français.

Le parc terminé en Septembre 2009 a été réceptionné en Avril 2010 On notera cependant que les dures conditions météorologiques ont retardé le projet de presque un an.

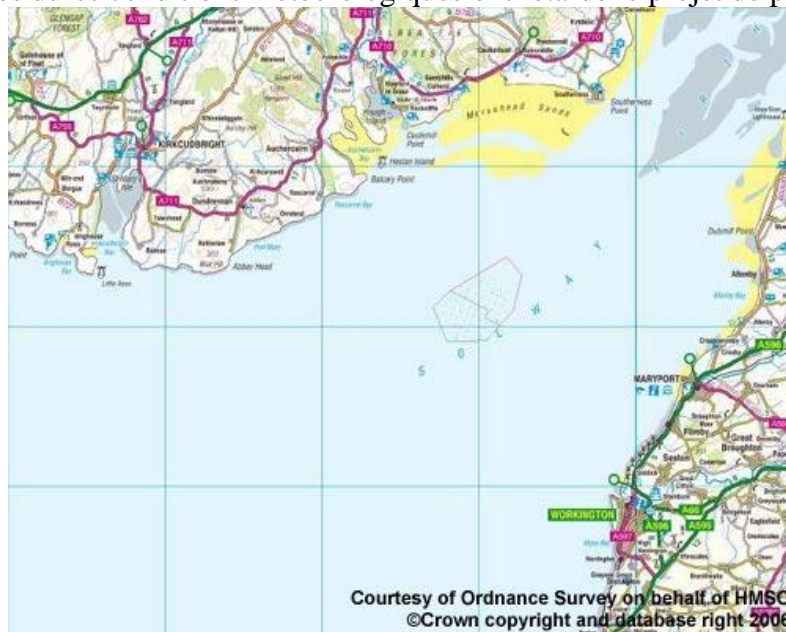


Fig. 3 Le périmètre gris au milieu du Solway Firth indique l'emplacement du parc éolien.



Fig.4 Vue générale du parc Robin Rigg avec au fond la côte écossaise.

Le parc Robin Rigg dont le coût s'est élevé à environ 500M€ et dont la figure 4 montre une vue générale est constitué d'une ensemble de 60 turbines de 3MWc. La durée d'exploitation prévue est de 20 ans.



Fig.5 Vue d'une turbine du parc Robin Rigg.

Les turbines, dont on voit un exemplaire en Figure 5, ont été fournies par la compagnie danoise Vestas. Elles sont du type V90-3MW. La nacelle se trouve à 80m de hauteur et la hauteur au point le plus haut des pales est de 125m. La turbine à pas variable est couplée à un générateur asynchrone via une boîte de vitesses directement connectée à l'axe. Ce générateur à double alimentation, donc à vitesse variable, permet une large plage de fonctionnement. Les pieux supportant les nacelles sont ancrés sur des supports (origine Belgique) qui s'enfoncent d'une vingtaine de mètres sous le fond de la baie. Chacune des 60 turbines est connectée à un poste de transformation installé en mer via des câbles sous-marins à 33kV. A leur tour, ces sous-stations sont connectées au réseau de transport Haute Tension par des câbles à 132kV. Les câbles arrivent à terre près de Seaton en Cumbria et parcourent deux kilomètres jusqu'à une nouvelle sous station de l'opérateur du réseau dédiée à ce parc en mer.

### III) Données de production du parc Robin Rigg

Ces données produites par l'équipe technique de Robin Rigg et transmises par l'intermédiaire de E.ON France couvrent heure par heure la période du 1<sup>er</sup> Mai 2010 au 30 Septembre 2011 soit 17 mois (12432 points). Elles incluent donc une information pour l'année complète de production du 1<sup>er</sup> Septembre 2010 au 31 Août 2011 pour laquelle nous disposons aussi des données sur l'éolien terrestre français. De plus, pour le parc Robin Rigg, les données fournissent un élément de comparaison d'une année sur l'autre pour cinq mois de printemps et d'été (Mai à Septembre).

La figure 6 montre l'évolution heure par heure de l'efficacité du site de Robin Rigg. On retrouve les fluctuations usuelles de l'éolien bien illustrées par les diverses statistiques nationales (Danemark, Allemagne, France, etc.). Une caractéristique remarquable de cette figure est le nombre de points au-dessus de la ligne des 80%. Comme ce sont eux qui contribuent de façon essentielle à la production énergétique, le talent des ingénieurs de Vestas a consisté à créer un design qui a permis d'en augmenter le nombre. Le résultat se traduit par une productivité moyenne qui sur la période considérée dépasse légèrement 30% (équivalent à près de 2650h pleine puissance par an).

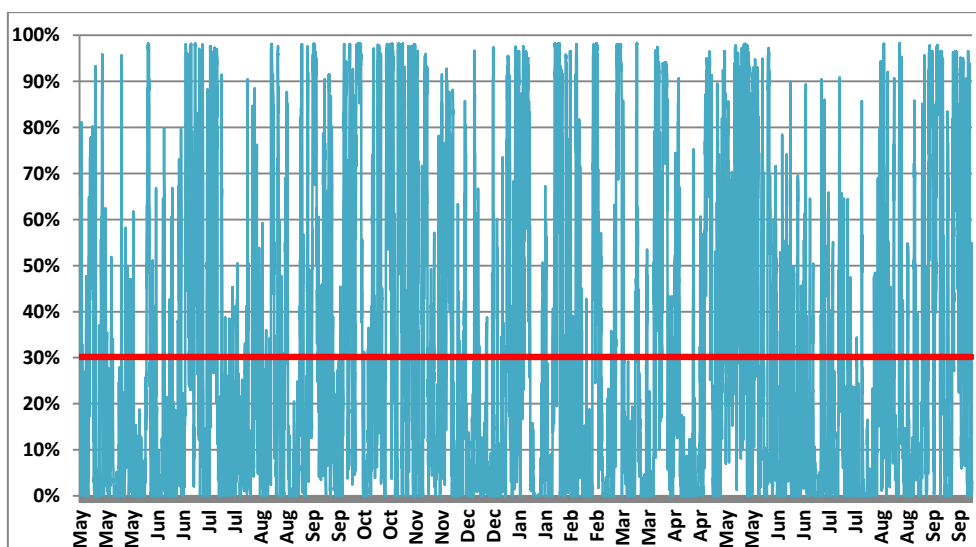


Fig. 6 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011 Evolution heure par heure de l'efficacité du parc (rapport de la puissance livrée à la puissance nominale de 180MWc). La ligne rouge indique l'efficacité moyenne sur la période. Elle s'élève à 30,2%.

Le contrepoint de cette bonne performance est l'amplitude des gradients de puissance dont l'évolution est dessinée en figure 7. On constate qu'il n'est pas rare de voir l'efficacité (donc la puissance livrée) varier de plus de 20% en moins d'une heure. Des pics supérieurs à 50% de variation par heure sont aussi observés.

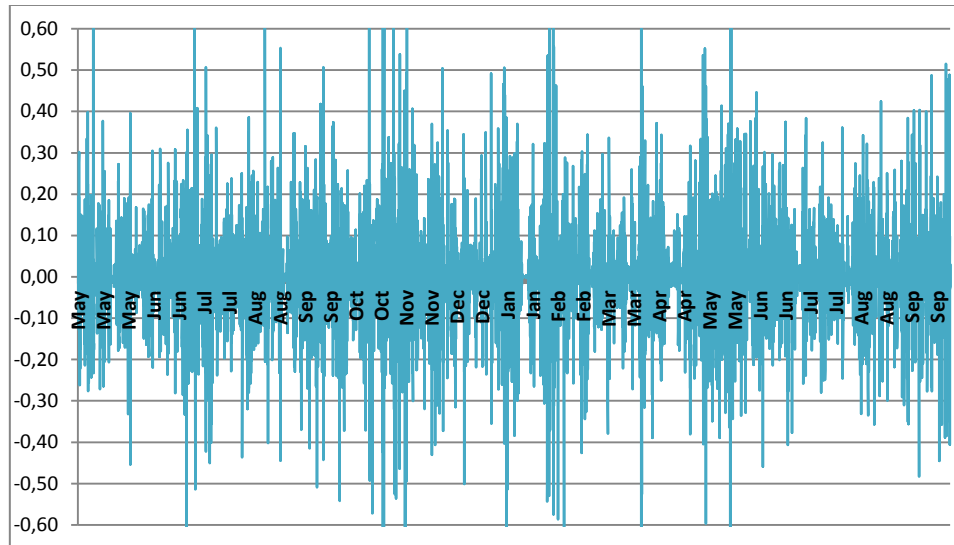


Fig. 7 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011. L'axe des ordonnées donne, pour 1MWc de puissance installée, les gradients de puissance mesurés en MW/h.

La figure 8 étudie la corrélation entre les efficacités et les gradients d'efficacité. Cette distribution correspond bien à celle attendue pour une courbe de production éolienne typique dite « courbe en S »<sup>11</sup>. Jusqu'à une certaine vitesse de vent, l'éolienne reste à l'arrêt. Dans ce domaine qui correspond à la gauche de la figure les fluctuations de vitesse du vent n'ont aucune influence sur la production d'énergie qui reste nulle. De la même façon dès que l'éolienne a atteint sa puissance nominale, elle la conserve quelles que soient les fluctuations du vent. Les gradients d'efficacité sont donc aussi nuls (côté droit de la figure). Les gradients maximum sont atteints pour la puissance correspondant au point d'inflexion de la « courbe en S ». Dans ce régime, il existe une relation linéaire entre les variations de vitesse du vent et les variations de puissance livrée par l'éolienne<sup>12</sup>.

De fait comme les variations de vent sont quasi-uniformes sur la faible étendue du parc Robin Rigg, on peut presque assimiler ce parc à une éolienne unique de 180MWc.

<sup>11</sup> On notera que cette courbe en S qui décrit le comportement des éoliennes commerciales n'a rien à voir avec une loi de puissance variant comme le cube de la vitesse du vent. Une telle loi, correspond plutôt à l'énergie cinétique horizontale contenue dans la masse d'air qui passe devant l'éolienne par unité de temps. C'est elle qui conditionne la puissance maximale qu'une éolienne peut extraire d'une masse de vent en mouvement (voir la loi de Betz ; [http://fr.wikipedia.org/wiki/Limite\\_de\\_Betz](http://fr.wikipedia.org/wiki/Limite_de_Betz) ).

<sup>12</sup> Il est aisé de calculer la forme de la zone dans laquelle s'inscrivent les points de la figure 8, par exemple en adoptant comme relation entre puissance livrée et vitesse du vent, une paramétrisation au moyen d'une fonction tangente hyperbolique.

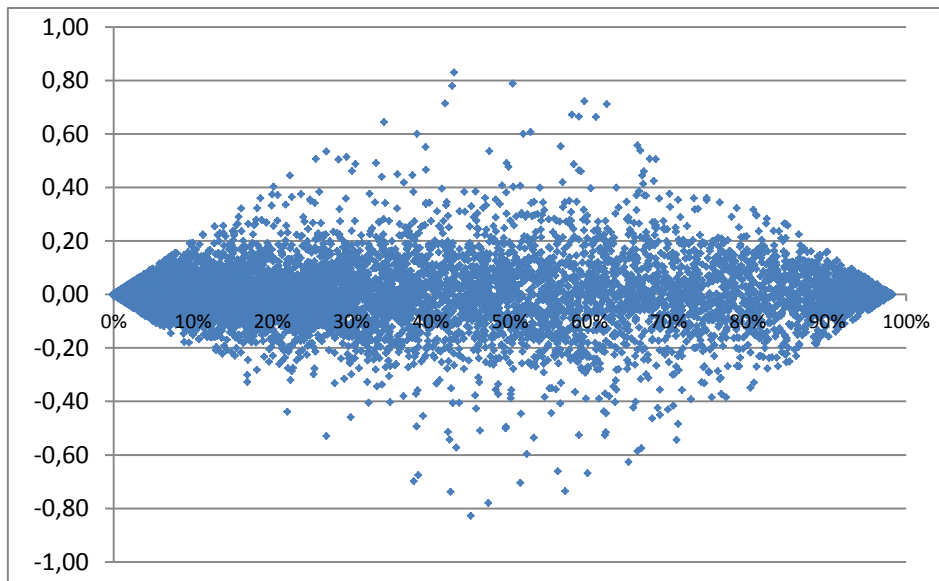


Fig. 8 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011. Distribution des corrélations entre gradient d'efficacité (ordonnées unité MW/h pour 1MWc installé) et efficacité (abscisses ; voir note 3).

Les figures 9 et 10 s'attachent à chiffrer les considérations ci-dessus. De façon à comparer avec la situation du parc éolien terrestre français actuel, nous nous sommes limités à la période d'un an du 1<sup>er</sup> Septembre 2010 au 31 Aout 2011 pour laquelle nous disposons des données RTE. La fig.9 donne en % la distribution des 8760 heures de l'année selon des intervalles d'efficacité de largeur 5%.

La distribution des efficacités du parc Robin Rigg (Figure 9 barres rouges) montre que la productivité a été inférieure à 5% pendant presque le tiers du temps. Ainsi, ce parc, isolé, ne peut contribuer à une puissance garantie de 10%, voire de 5% de sa puissance nominale puisqu'il produit moins que cela pour une fraction très significative du temps<sup>13</sup>.

Les distributions d'efficacité du parc Robin Rigg dont on a vu qu'on peut presque l'assimiler à une éolienne unique et celle du parc français (Figure 9 barres bleues) sont très différentes. La comparaison des distributions illustre en partie l'effet parfois appelé « de foisonnement »<sup>14</sup>. Celui-ci est en général décrit par la phrase : « il y a toujours du vent quelques parts ». Il serait bien sûr correct de lui ajouter son corollaire : « Il y a toujours des quelques parts qui sont sans vent ». De fait, les données montrent que le poids statistique de ce corollaire se trouve être plus important que celui de la phrase de départ.

<sup>13</sup> A titre de comparaison, RTE s'engage à garantir la livraison de courant à un usager français moyen à mieux que 99,95% (3h pour une année).

<sup>14</sup> Du point de vue mathématique, il semble que le « foisonnement » soit, pour partie, une illustration du théorème dit de la « limite centrale ». Celui-ci spécifie que la distribution de probabilités d'une somme de nombreuses variables aléatoires (ici celles des efficacités pondérées de tous les petits parcs éoliens du territoire français) qui, chacune, mutatis mutandis, obéissent par exemple à une loi de Poisson associée à un évènement rare (ici celui où l'éolienne tourne presque à pleine puissance), tend vers une distribution Gaussienne. La locution « mutatis mutandis » est introduite dans la phrase précédente pour tenir compte de la différence suivante : alors que dans les livres, le théorème de la limite centrale est démontré pour des domaines infinis de définition de la variable aléatoire  $X$  (par exemple de zéro à plus l'infini), on doit ici le transposer à une variable  $X'$  (l'efficacité) dont les variations sont restreintes à l'intervalle  $[0,1[$ . Ceci peut être par exemple obtenu au moyen de transformations du type  $X'=X/(X+1)$  ou  $X'=th(X)$  qui, linéaires au voisinage de zéro, compriment la distribution de probabilité pour les grandes valeurs de  $X$  en la rassemblant autour de la valeur 1.



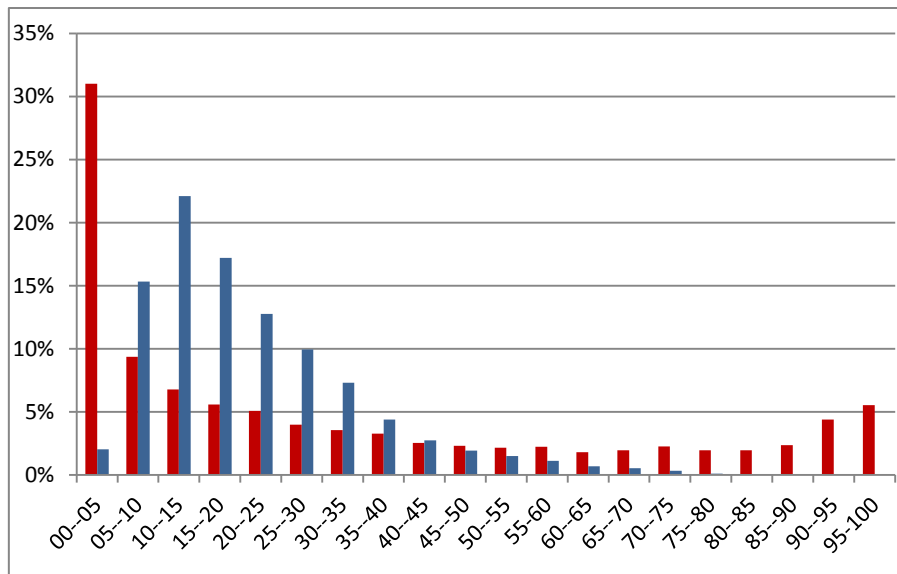


Fig. 9 Comparaison des performances du Parc Robin Rigg et de l'éolien terrestre français sur la période Septembre 2010 – Aout 2011. L'ordonnée donne la distribution (en % des 8760h d'une année) du temps de l'efficacité (voir note3). Les barres rouges correspondent au parc de Robin Rigg alors que les barres bleues correspondent à la France continentale.

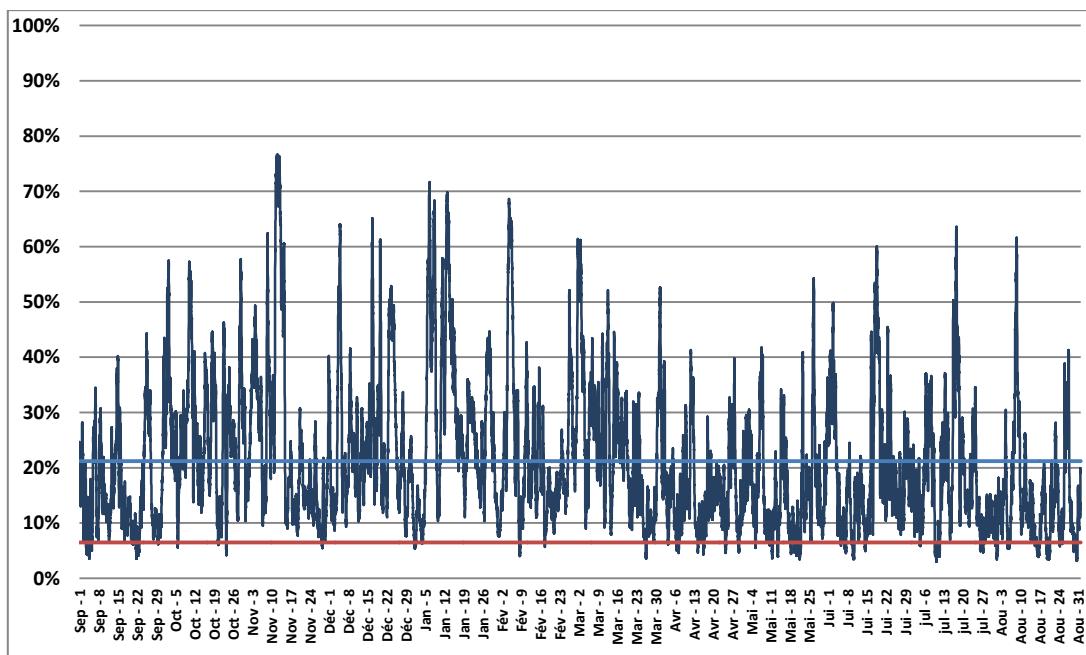


Fig. 10 France continentale (Septembre 2010 – Aout 2011). Données eCO2mix/RTE. Evolution quart d'heure par quart d'heure de l'efficacité du parc de France continentale (voir note 3. Sur la période selon les données ADEME cette dernière a varié de 5 à 6.2GW). La ligne bleue indique l'efficacité moyenne sur la période. Elle s'élève à 21%. La ligne rouge indique l'efficacité que ce parc garantit au réseau pour 95% du temps : 6,5%.

Comme on peut le voir sur la figure 10 qui donne l'évolution temporelle de la production française sur une année, le foisonnement, écrête significativement les pics, remplit partiellement les minimums de la courbe d'efficacité et modifie de façon significative la distribution temporelle des efficacités (Fig. 9, barres bleues). Il ne supprime pas pour autant le caractère très irrégulier et aléatoire de la production. Les figures 9 et 10 montrent également la difficulté qu'aurait l'éolien à proposer, même pour un territoire aussi vaste que la France

continentale, une puissance garantie significative (la puissance fournie est inférieure à 10% de la puissance nationale installée pour 1500h par an et inférieure à 5% pendant 175h par an).

Aux fluctuations aléatoires locales de vent, qui engendrent de brutales variations de puissance, se superposent des évolutions de fond qui reflètent les grandes tendances météorologiques à l'échelle d'un pays ou du continent. Ainsi, à l'échelle de l'heure on observera les corrélations de parc à parc voisin associées au déplacement du « front de vent », par exemple, lors du passage d'une dépression atlantique.

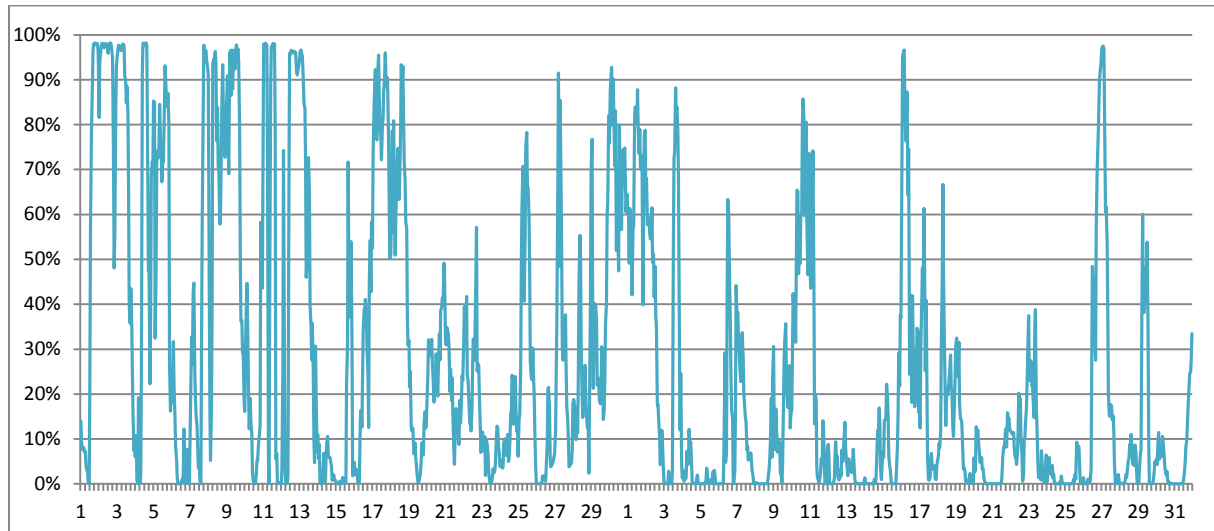


Fig. 11 Parc Robin Rigg Novembre et Décembre 2010. Evolution heure par heure de l'efficacité du parc (voir note 3).

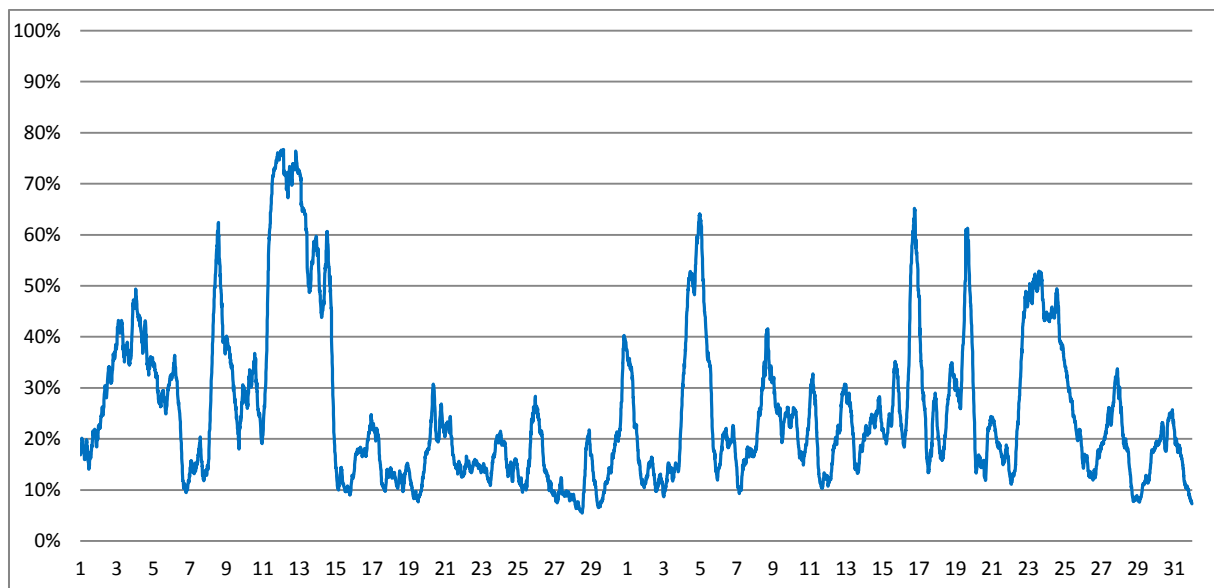


Fig. 12 Parc éolien France continentale Novembre et Décembre 2010. Evolution quart d'heure par quart d'heure de l'efficacité du parc national (voir note 3).

Sur des échelles de temps plus longues (du jour à la quinzaine), une illustration de la corrélation géographique est fournie par les données des mois de Novembre et Décembre 2010 pour Robin Rigg (figure 11) et pour l'éolien français (figure 12). La première moitié de Novembre a été caractérisée par des températures tièdes pour la saison et le passage de dépressions en provenance de l'Atlantique. La production éolienne a alors été relativement importante aussi bien à Robin Rigg qu'en France. A partir de la seconde moitié du mois et

pendant les deux tiers du mois de Décembre, on a observé une avancée de l'anticyclone sibérien. Il a couvert la plus grande partie des îles Britanniques et une portion importante de la France. Dans notre pays il a occasionné des records de consommation électrique. Ainsi entre le 13 et le 15 Décembre la puissance consommée a par moments dépassé 95 GW. L'anticyclone s'est retiré de notre pays vers la troisième semaine de Décembre, alors qu'il s'attardait sur le nord des îles britanniques jusqu'à la fin du mois.

Sur la Figure 13 on peut voir l'effet de cet anticyclone froid sur l'efficacité de la production du parc Robin Rigg. On constate que, pendant cette période, près de la moitié du temps, l'efficacité de la production d'électricité a été très faible (<5%) et n'a été supérieure à 60% que pendant moins de 5% du temps. En ce mois de Décembre 2010, l'efficacité moyenne de Robin Rigg a été de 16,8% soit juste un peu plus que la moitié de la productivité moyenne du parc sur 17 mois.

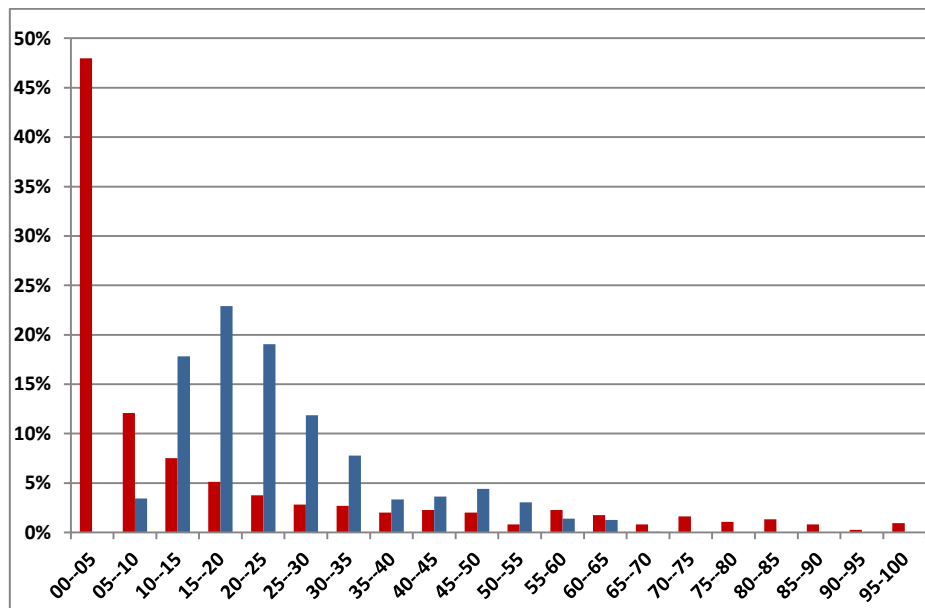


Fig. 13 Comparaison des performances du Parc Robin Rigg et de l'éolien terrestre français pendant le mois de Décembre 2010. L'ordonnée donne la distribution (en % des 744h du mois) du temps selon l'efficacité du parc (abscisse en % de la puissance installée). Les barres rouges correspondent au parc de Robin Rigg alors que les barres bleues correspondent à la France continentale.

La bonne production moyenne du parc Robin Rigg reflète donc des contributions mensuelles très diverses (Figure 14). Si Décembre 2010 a été peu productif, comme Juillet 2011, d'autres mois ont eu des productivités moyennes remarquables, proches de 50% (Octobre 2010, Mai et Septembre 2011). On notera que certaines de ces valeurs moyennes mensuelles peuvent être très différentes de celle de la France continentale. Ainsi, dans notre pays, en Mai et Septembre 2010, l'efficacité moyenne a été de 16 % et 19 % respectivement. Ainsi, si les besoins électriques de la France n'avaient pas été si faibles ces mois-ci et si les réseaux l'avaient permis, il aurait été possible de faire venir de l'électricité éolienne d'Ecosse jusqu'en France.

La figure 14 révèle aussi qu'on peut s'attendre à une grande variabilité pour le même mois d'une année sur l'autre comme le montre la comparaison des efficacités moyennes des cinq mois de Mai à Septembre sur les années 2010 et 2011. Il y a un facteur 2,5 entre les productions de Mai 2011 et Mai 2010 ou entre celles de Juillet 2011 et Juillet 2011.

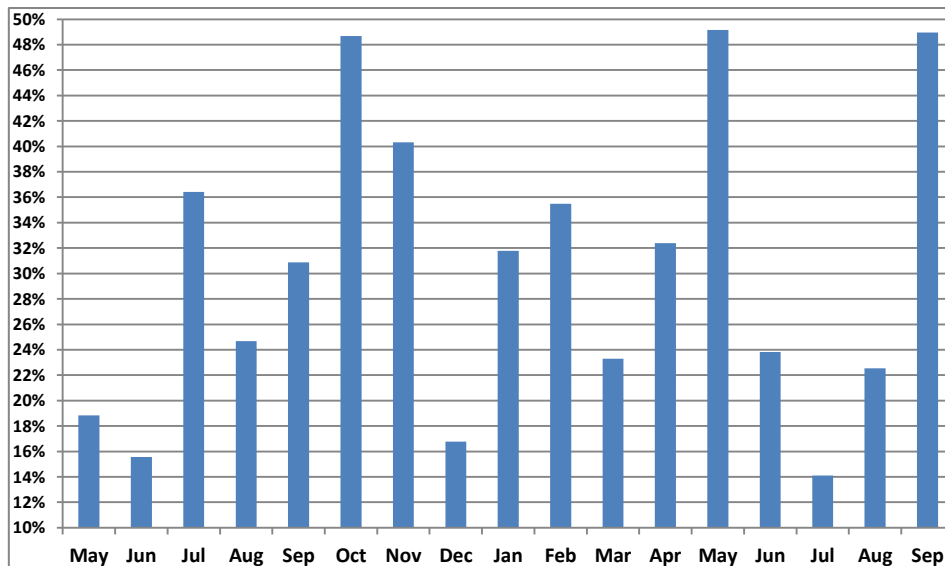


Fig. 14 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011. Evolution des efficacités mensuelles moyennes.

De la même façon que nous avons analysé la distribution d'efficacité nous pouvons aussi analyser la distribution des gradients d'efficacité (Figure 15). Ceux-ci nous fournissent des indications sur la dynamique d'évolution de la charge transférée au réseau par le couplage d'un parc en mer. Sur la figure 15 nous avons dessiné la fraction de chaque mois pendant laquelle les gradients de puissance ont dépassé 20 % par heure ou 50 % par heure. La corrélation avec les efficacités mensuelles (Fig.14) est flagrante. Les mois de forte production éolienne, les opérateurs du réseau et les centrales dont on peut dispatcher la production doivent se tenir prêts à gérer des gradients de 20% par heure pendant près de 10% du temps.

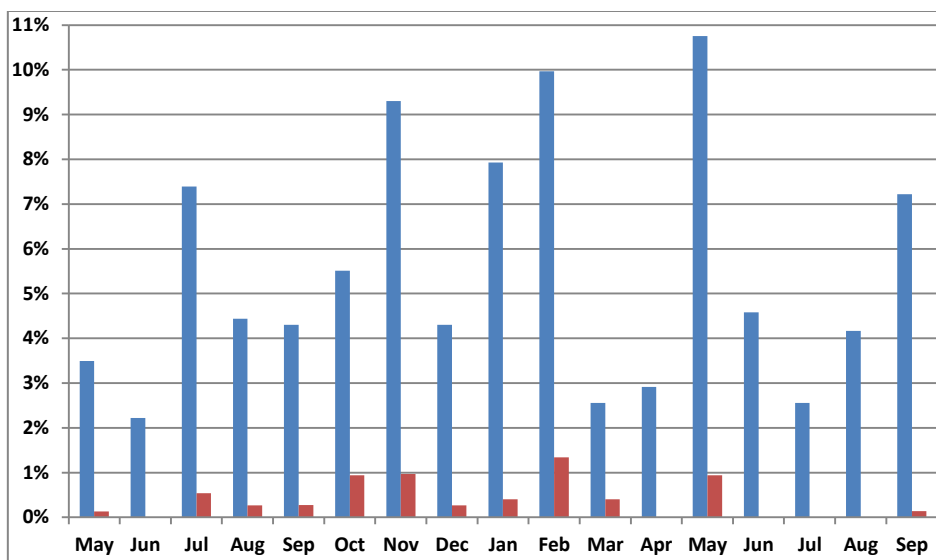


Fig. 15 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011. Les ordonnées donnent la fraction du mois (in %) pendant laquelle le gradient d'efficacité a dépassé 20%/h (barres bleues) et 50%/h (barres rouges).

Un autre aspect important pour les gestionnaires de réseau est celui des durées pendant lesquelles, il convient de prévoir des moyens de compenser un déficit de production éolienne. Dans la perspective de parcs éoliens marins dont la puissance cumulée au large d'une de nos régions (Vendée, Bretagne, Normandie, Nord) dépasserait le GWc, il est

intéressant, sur la base des données Robin Rigg, d'essayer d'estimer la fréquence de longues périodes sans production d'électricité éolienne. C'est ce qui est fait en Fig.16. Ce diagramme comptabilise le nombre d'épisodes de durée 1h, 2h, ... , 48h pendant lesquels sur les dix-sept mois considérés la production du parc a été inférieure à 1% ( soit ici 1,8MW). On peut dénombrer une trentaine d'épisodes de plus de 12h ainsi que sept épisodes de plus de 24h. De plus, un épisode de près de quatre jours (92h) a aussi été enregistré (ne se voit pas sur la Figure 16 qui s'arrête à 48h).

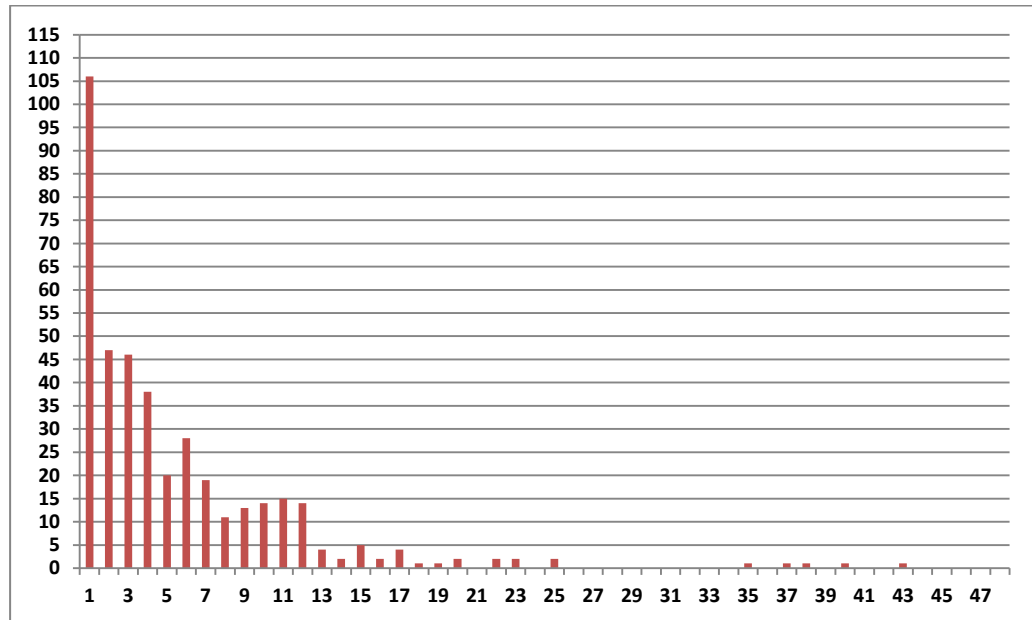


Fig. 16 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011. Les ordonnées donnent le nombre d'épisodes de durée égale à la valeur en abscisse (unité heure) pendant lesquels la puissance livrée a été inférieure à 1%.

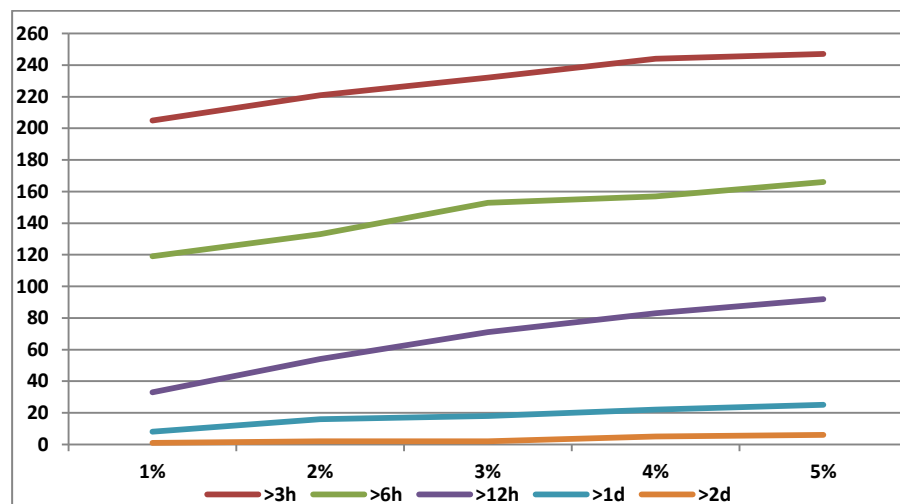


Fig. 17 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011. Les ordonnées donnent le nombre d'épisodes de durée au moins égale à une valeur indiquée par le code couleur en bas de la figure pour lesquels les turbines ont eu une efficacité inférieure à la valeur en abscisse.

La figure 17 illustre la même caractéristique de la production éolienne d'une autre façon. Sur une période de 17 mois on trouve 247 épisodes de plus de trois heures dont 20 jours complets pendant lesquels le parc a livré au réseau une puissance inférieure à 5% de la puissance nominale.

#### IV) Performances d'un stockage dédié

Avant de passer à quelques implications de ces données Robin Rigg pour le futur parc éolien en mer français, on va estimer les performances d'un stockage dédié destiné à soulager le réseau des fluctuations de puissance visibles sur les figures 6 et 11. En effet, l'idée d'une association avec un stockage est souvent mise en avant comme un moyen « naturel » de compensation des impacts de l'intermittence.

Le stockage n'est bien sûr qu'une option parmi d'autres. On peut citer le renforcement du réseau électrique localement et à longue distance permettant d'évacuer les à-coups de production, qui, en général, ne sont pas corrélés aux besoins de consommation locale voire nationale ou l'appel à des centrales de puissance locales à dynamique rapide, comme les centrales à gaz.

Dans cet exercice, nous ne précisons pas la nature (électrique, chimique, mécanique, hydraulique gravitaire, etc.) d'un tel stockage, même si, dans le court intervalle de temps qui nous sépare de 2016 (lorsque les éoliennes en mer françaises démarreront), seule l'option du stockage hydraulique semble posséder une maturité et un potentiel technique capable de répondre aux enjeux. De même, pour simplifier, nous supposerons que l'efficacité du stockage est de 100% même si une perte de l'ordre de 25 à 30% de l'énergie transférée au stockage (et donc un renchérissement similaire de son coût de départ) est plus vraisemblable.

Nous supposerons que le stockage est directement associé au parc. En effet impliquer un stockage distant d'un millier de km (par exemple avec les barrages alpins pour une production en Bretagne) renvoie d'abord le problème au réseau local et national (la seconde option) qui va devoir gérer les à-coups de puissance transférée depuis le parc éolien ou depuis le stockage déporté. De plus on s'éloigne de la notion d'autosuffisance énergétique locale souvent invoquée comme argument en soutien aux énergies renouvelables<sup>15</sup>.

Dans un premier temps, nous assignerons au stockage la seule fonction de lisser la production autorisant déjà un meilleur ajustement de la production éolienne à la consommation. Dans une seconde étape nous considérerons la possibilité d'améliorer la performance économique du stockage en favorisant un stockage d'énergie aux heures creuses et un déstockage aux moments des demandes de pointe.

Pour le premier calcul nous considérons que la fonction du stockage consiste à lisser la production sur un certain nombre d'heures de façon à gommer les trop forts gradients de puissance. Pour le lissage, nous utilisons une fonction gaussienne symétrique<sup>16</sup>. Un exemple est donné en Figure 18 qui reprend la courbe de production de la Figure 6 et ajoute sa transformée par lissage sur une durée de quatre jours (96h) : la courbe rouge.

Nous supposerons que cette courbe décrit la production effectivement livrée au réseau par l'ensemble du parc éolien et de son stockage dédié.

Comme on le voit, la courbe rouge présente encore de grandes variations de quelques unités à soixante-dix pour cent d'efficacité. Pour des durées plus courtes du lissage, ses variations sont bien sûr plus violentes.

<sup>15</sup> Par exemple, il est probable que lorsqu'on décrira les performances des futurs parcs au large de la Bretagne on annoncera qu'ils ont la capacité « d'assurer l'approvisionnement électrique de plusieurs centaines de milliers de foyers bretons ».

<sup>16</sup> La symétrie implique que nous supposons que l'opérateur du stockage qui connaît bien sûr le passé de la production dispose aussi de prévisions fiables pour une durée égale à la demi largeur temporelle de la gaussienne de lissage. Ne pas disposer d'une telle information, comme c'est souvent le cas aujourd'hui à plus de six heures à l'avance, ne fera que renforcer les exigences techniques sur la capacité du stockage (ou diminuer ses performances).

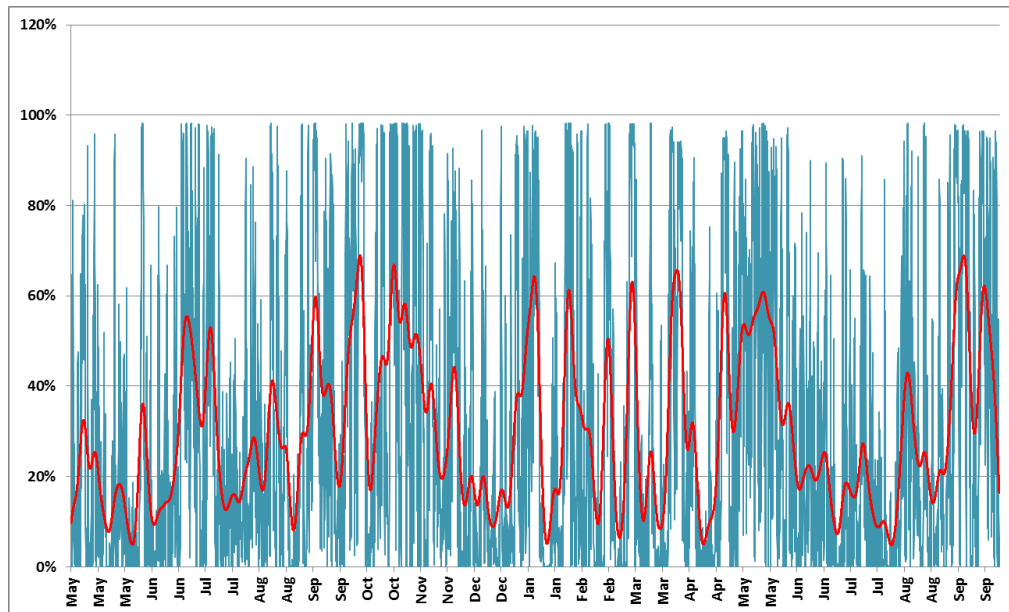


Fig. 18 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011 Evolution heure par heure de l'efficacité du parc (voir note 3). La courbe bleue est identique à celle de la figure 6. La courbe rouge indique le résultat d'un lissage de la production sur une durée de quatre jours.

Dans tous les cas, la fonction du stockage sera d'accepter de l'énergie lorsque la courbe bleue passe au-dessus de la courbe rouge et de la restituer dans le cas inverse. De cette façon la gestion de la livraison au réseau (courbe rouge) est facilitée. Ainsi on vérifie que pour des lissages sur des durées supérieures à 12h, les gradients d'efficacité ne dépassent plus quelques pour cent par heure.

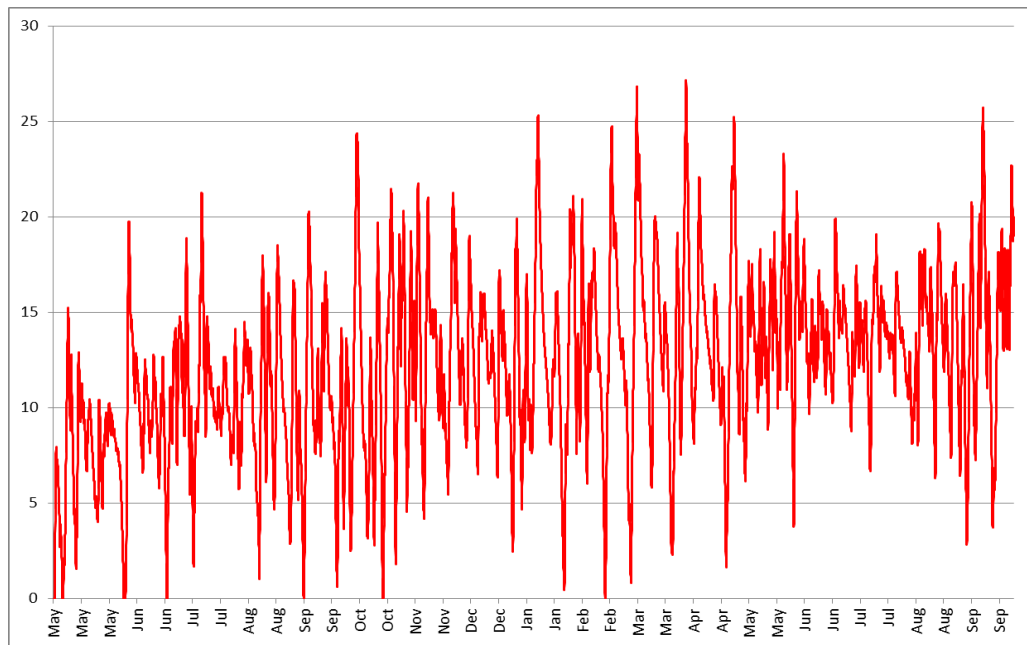


Fig. 19 Etude de couplage d'un parc éolien à un réservoir de pompage-destockage. La courbe montre l'évolution temporelle de la quantité d'énergie stockée dans le réservoir par unité de puissance installée du parc éolien (unité de l'axe des ordonnées : MWh/MWc).

Pour ce même lissage sur quatre jours, la figure 19 montre l'évolution temporelle de l'énergie sauvegardée dans le réservoir. Elle fluctue bien sûr en relation avec l'écart moyen

entre la production éolienne et la courbe rouge sur des durées de l'ordre de la durée du lissage. L'analyse de cette courbe permet de déterminer à la fois les puissances nécessaires de stockage et de déstockage et la capacité énergétique que le réservoir doit avoir.

Avant de discuter les performances attendues du stockage, nous considérons une deuxième façon de procéder. Par celle-ci, on souhaite améliorer la valeur économique du stockage. Traditionnellement, le très important coût d'investissement d'un stockage ne le rend intéressant que si on s'en sert pour stocker de l'énergie peu chère (par exemple de la base, en production de nuit<sup>17</sup>) pour la déstocker aux moments des demandes maximales de façon à ne pas avoir à lancer d'onéreux moyens de production de pointe<sup>18</sup>. Dans le cas des parcs éolien en mer, la situation est différente puisqu'on imagine stocker de l'énergie qui est quatre à cinq fois plus coûteuse que l'énergie en base. En tous cas, cela semble être une raison de plus pour tenter d'améliorer l'économie du dispositif<sup>19</sup>.

Pour ce faire, nous imaginons que le lissage est modulé par une fonction (Figure 20) qui oscille journalièrement en reproduisant les caractéristiques de la consommation du pays (une fois la consommation de base déduite). Cette exigence probablement trop forte nous fournira en quelque sorte une borne supérieure des performances demandées au stockage<sup>20</sup>.

Le résultat d'un lissage gaussien modulé par cette courbe horaire est donné sur la figure 21. On constate que l'efficacité peut temporairement dépasser 100 % puisque, si, à un moment où le vent souffle, la demande de consommation est haute, l'ensemble « parc éolien plus stockage dédié » s'attachera à fournir plus d'énergie électrique au réseau que ce que permet la puissance nominale du parc<sup>21</sup>.

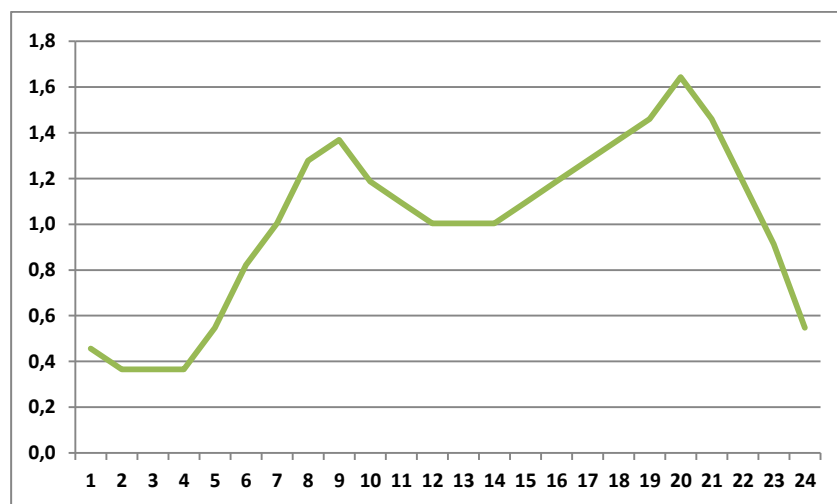


Fig. 20 Etude de couplage d'un parc offshore à un réservoir pompe-déstockage. Facteur de modulation de la puissance livrée au réseau. L'échelle des abscisses indique l'heure dans une journée.

<sup>17</sup> On pourrait aussi imaginer de stocker de l'électricité éolienne produite à l'étranger et vendue à bas coût sur le marché spot. On retrouve alors une configuration qui rend l'éolien danois si avantageux pour la Norvège.

<sup>18</sup> On notera un autre avantage si le stockage est assuré au moyen de l'hydraulique. En effet, quelque-soit l'origine de l'énergie pompée (charbon, nucléaire, ...) celle qui est restituée est devenue « verte » dans l'opération et peut être vendue comme telle aux fournisseurs qui se targuent de fournir une telle énergie à leur clients.

<sup>19</sup> Cela peut même devenir une nécessité pour la fonctionnalité du stockage lorsque le parc éolien est construit en site isolé comme par exemple une île.

<sup>20</sup> On notera que les dispositifs actuels de soutien aux énergies renouvelables n'encouragent pas les promoteurs de parcs éoliens à rechercher une telle optimisation de leur production que ce soit dans l'intérêt du réseau (lissage simple) ou du consommateur (lissage modulé).

<sup>21</sup> On gardera en tête que ce calcul simplifié fait la supposition d'un stockage parfait alors qu'on doit s'attendre à des pertes de l'ordre de 25-30%.



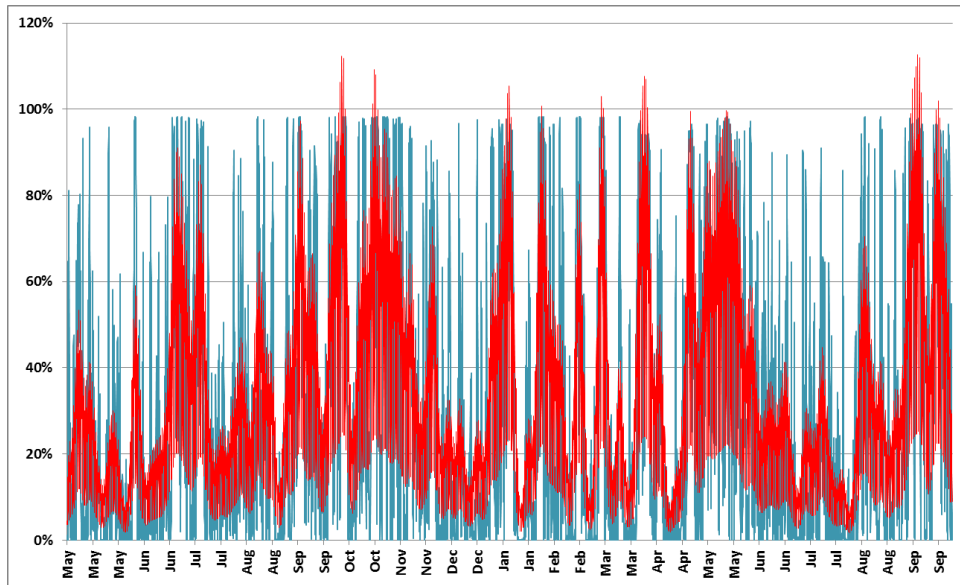


Fig. 21 Parc Robin Rigg Mai 2010 – Septembre 2011 Evolution heure par heure de l'efficacité du parc (voir note3). La courbe bleue est identique à celle de la figure 6. La courbe rouge indique le résultat d'un lissage de la production sur une durée de quatre jours auquel on a superposé la modulation journalière donnée en Fig.20.

En utilisant ces deux prescriptions de lissage (simple ou modulé) et en variant la période de lissage de six heures à cinq jours, l'analyse de l'ensemble des courbes du type de celle de la Figure 19 permet de calculer la puissance maximum nécessaire pendant la phase de stockage et de déstockage du réservoir ainsi que la capacité énergétique de ce dernier.

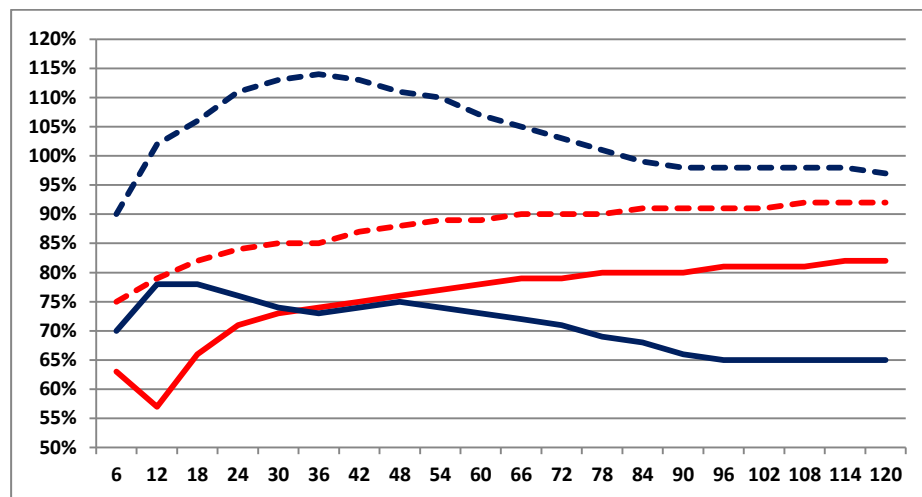


Fig. 22 Etude de couplage d'un parc éolien à un réservoir de pompage-déstockage. Les ordonnées indiquent les puissances nécessaires en % de la puissance nominale du parc éolien. Les abscisses indiquent le total d'heures sur lequel on s'attache à lisser la production électrique de l'ensemble parc+stockage. Les courbes en traits pleins correspondent à un lissage simple (voir Fig. 18) alors que les courbes en pointillé impliquent une modulation horaire destinée à améliorer l'économie du système global (Figs. 20 et 21). Les courbes rouges indiquent la puissance de stockage nécessaire. Les courbes bleues donnent la même information pour le déstockage.

Les quatre courbes de la Figure 22 montrent que pour un mode de lissage donné et compte tenu des simplifications adoptées pour ce calcul, on peut considérer que les exigences de puissance sont relativement indépendantes de la durée du lissage. Pour un simple lissage

gaussien elles sont de l'ordre des trois quarts de la puissance nominale du parc éolien. Si on souhaite accroître la valeur économique de l'énergie du parc, les exigences sont bien sûr plus fortes et conduisent à des puissances qui sont cette fois de l'ordre de la puissance du parc elle-même.

La figure 23 montre la variation de la capacité énergétique du réservoir en fonction de la durée du lissage. Comme on pouvait s'y attendre, c'est une fonction croissante. La croissance est presque linéaire. Pour un parc éolien de 1 MWc et un lissage de la production sur deux jours (48h), une capacité de stockage de l'ordre de 15 MWh est requise. Au niveau de précision de notre calcul, on peut dire que cette capacité ne dépend pas de l'introduction ou non d'une modulation horaire.

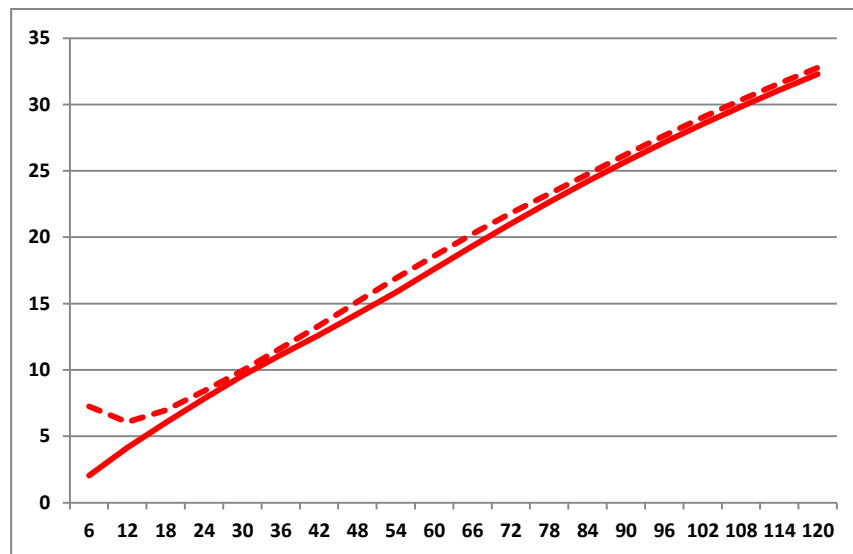


Fig. 23 Etude de couplage d'un parc éolien à un réservoir de pompage-déstockage. Les ordonnées indiquent la capacité énergétique du stockage (en MWh) pour une puissance éolienne installée de 1 MW. Les abscisses indiquent le nombre d'heures sur lequel on s'attache à lisser la production électrique de l'ensemble parc + stockage. La courbe en traits pleins correspond à un lissage simple (voir Fig. 16) alors que la courbe en pointillé implique une modulation horaire destinée à améliorer l'économie du système global (Figs. 18 et 19).

## V) Implications pour le programme éolien en mer français

Nous terminons cette étude par quelques considérations pour le programme éolien en mer qui, d'ici 2020, va se mettre en place au large des côtes de la Vendée, de la Bretagne et de la Manche.

On a vu que selon toute probabilité le prix du MWh fourni par ces parcs éolien en mer sera de l'ordre de quatre à cinq fois supérieur à celui de la production actuelle d'électricité par EDF (centrales nucléaires et barrages). Un tel coût a déjà été anticipé par la Commission de Régulation de l'Energie qui a calculé que l'alourdissement des factures des consommateurs via la CSPE<sup>22</sup> dû aux 6 GWc de l'éolien en mer français, à partir de 2020, s'élèverait chaque année à 2 milliards d'€ (le surcoût annuel associé aux 19 GWc d'éolien terrestre étant lui de l'ordre de 1 milliard d'€). Les éoliennes seront vraisemblablement majoritairement construites à l'étranger et contribueront donc à accentuer le déficit commercial de la France. Dans la mesure où ce sera la production d'énergie qui sera subventionnée pour la durée de vie des

<sup>22</sup> CSPE=Contribution au Service Public de l'Electricité. On notera que, contrairement à sa dénomination, la partie de cette taxe (un impôt, en fait) associée aux énergies renouvelables ne sert pas le « Public » mais, ici, assure plutôt les bénéfices des exploitants privés des parcs éoliens.

parcs et non de la R&D ou la création d'une industrie à véritable capacité exportatrice, les surcoûts qui in fine seront transférés au consommateur ne peuvent être considérés comme des investissements. Il est probable que les emplois durables créés en France seront peu nombreux comme on peut déjà s'en apercevoir pour le solaire photovoltaïque dont les « green jobs » s'évaporent dès que baissent les subventions.

En ce qui concerne l'éolien en mer, on notera que contrairement au dispositif éolien français actuel qui est réparti sur le territoire en petites unités de production (rarement au-delà de quelques dizaines de MWc), le programme maritime va concentrer géographiquement la production en unités de forte puissance (500 MWc à 750 MWc). Or l'exemple de Robin Rigg montre que dans ce cas, chaque parc va quasiment se comporter comme une gigantesque éolienne unique ayant la puissance nominale du parc.

De plus la comparaison des figures 11 et 12 montre qu'en une période critique de forte consommation électrique, il est vain d'espérer un effet de compensation des productions éoliennes pour des sites pourtant éloignés de près de 1000km. Ceci sera encore plus vrai pour l'ensemble des sites français en mer qui seront plus proches géographiquement. Ils produiront (ou ne produiront pas) quasiment tous en phase. Il apparaît donc naturellement un facteur de proportionnalité pour l'ensemble des contraintes qu'un tel parc de puissance engendre pour l'équilibre du réseau tant aux niveaux locaux que nationaux.

Supposons, par exemple, que les parcs, qui une fois les deux appels à projets réalisés, seront implantés près des côtes d'une région (disons la Normandie ou la Bretagne), vont ensemble constituer une unité de 1 GWc. Leur courbe d'efficacité pourra évoluer comme celle du parc Robin Rigg (Figs. 6 et 11). La gestion par le réseau d'une puissance qui en quelques heures pourra passer de 0 à 1 GW va certainement poser de difficiles problèmes aux gestionnaires des équilibres consommation-production et dans certains cas aux ingénieurs de RTE. En effet, lorsque le vent soufflera, on pourra observer des gradients de puissance (dans un sens ou un autre) de 200 MW/h pendant 10% du temps et à des gradients supérieurs à 500 MW/h pour 1% du temps.

De fait, l'impact de l'intermittence sera différent selon que la région est déjà exportatrice nette d'électricité (Normandie) ou fortement importatrice comme la Bretagne qui actuellement assure elle-même moins de 10% de sa consommation et probablement moins pendant les périodes de forte consommation. On peut parier que la communication autour des futurs parcs éoliens en mer de Bretagne invoquera l'autonomie énergétique accrue que ceux-ci apporteraient à la région. Au vu des Figures 6, 11, 16 et 17, on peut douter de la réalité d'une autonomie qui s'appuierait sur ces seuls parcs éoliens. Par exemple des situations où 1 GWc d'éolien en mer produira moins de 10 MW de puissance effective pourront tout à fait se rencontrer dans les périodes hivernales froides au moment même où l'appel de consommation sera maximal. Robin Rigg a montré des épisodes de faible production qui souvent pouvaient durer plus une demi-journée et même dans un cas extrême jusqu'à quatre jours.

Pourrait-on imaginer qu'un dispositif de stockage local puisse donner un sens au substantif « autonomie » ? L'analyse conduite en Sect. 4 montre que, pour 1 GWc d'éolien en mer, un tel stockage devrait disposer d'une puissance au moins égale à 750 MWc et si on considère un lissage effectué sur quarante-huit heures d'une capacité énergétique de 15 GWh. De telles valeurs, à l'échéance 2020, ne semblent guère envisageables qu'avec un stockage hydraulique. Pour toutes les régions concernées, les altitudes typiques des reliefs pas trop éloignés des côtes étant faibles (disons 50m), il faudrait décider, financer et construire un réservoir de 120 millions de m<sup>3</sup> (surface de 1200 ha et de 10 m de profondeur). La figure 19 montre qu'il faudrait être capable de vider ou de remplir un tel réservoir en quelques jours. Un tel rythme exclut que le réservoir puisse avoir d'autres usages - tourisme par exemple - sauf à

en multiplier l'étendue par un facteur supérieur au moins égal à  $10^{23}$ . Pour un tel ouvrage, dont l'impact environnemental ou visuel sera significatif et l'intérêt économique discutable<sup>24</sup>, le coût en génie civil sans compter celui des turbines de 750 MW et celui des canalisations vers la mer assurant les débits adéquats semble enlever tout réalisme à une telle option quelle que soit la région concernée<sup>25</sup>. Pour prendre la mesure de l'enjeu, on notera que si on décidait de consacrer toutes les stations de pompage (STEP) existant actuellement en France (toutes, elles sont trop loin des côtes concernées) au lissage de l'intermittence des futurs 6 GWc d'éolien en mer, elles y suffiraient à peine. En effet, cumulées elles offrent une puissance de 4,5 GW et une capacité de stockage de l'ordre de 100 GWh<sup>26</sup>.

En l'état de la technique et des budgets nationaux ou régionaux, le stockage local ou national n'apparaît donc guère comme une option crédible. Un important renforcement de la capacité de gestion du réseau (qui se répercutera en surplus sur la facture du consommateur) sera nécessaire pour gérer aussi bien les surplus que les déficits de production. En ce qui concerne les aspects matériels du réseau, le cas de la Bretagne va différer de celui d'une région exportatrice. En effet, même l'injection de 1 GW de puissance éolienne additionnelle sur le réseau breton ne va pas rendre cette région exportatrice. Elle continuera à dépendre des centrales de Flamanville (nucléaire), Cordemais (charbon et fioul) et de la vallée de la Loire (nucléaire). Dans ces conditions, si son réseau haute tension est dimensionné pour ses besoins propres de consommation (ce n'est pas encore le cas actuellement) il ne sera pas nécessaire de l'améliorer. Pour une région exportatrice comme la Normandie la situation sera différente. Il faudra construire de nouvelles capacités exportatrices pour évacuer les surplus de production. Ces capacités seront utilisées de façon peu économique car on a vu qu'un tiers du temps, elles ne seront pas mise à contribution puisque le parc éolien en mer ne produira quasiment rien. On retrouvera donc une situation déjà étudiée en Allemagne où l'agence publique DENA a estimé qu'il sera nécessaire de construire 4000 km de lignes HT pour évacuer vers le sud la production des futurs parcs en mer de Nord et Baltique<sup>27</sup>.

Mais la gestion du réseau ne se limite pas aux aspects matériels (lignes HT et postes de transformation). On doit aussi considérer les aspects de gestion. Si les parcs au large de la Bretagne se mettent à produire, il faudra instantanément trouver, hors de Bretagne, des moyens de production dispatchable à arrêter. Il faudra les relancer quand la production éolienne cessera. Quand on considère la courbe d'efficacité (Figs. 6 et 11) on peut être convaincu que, soit des problèmes d'alimentation surgiront (par exemple on arrêtera les parcs éoliens comme en Allemagne ou au Royaume Uni), soit il faudra créer des capacités de réserve proches au service exclusif de l'éolien. De ce point de vue, on peut regretter que ce ne soit pas aux exploitants des parcs éoliens en mer qu'incombe la responsabilité de créer et de gérer ces capacités de réserve. Il est anormal que le coût en soit renvoyé à la collectivité ou aux producteurs conventionnels ; en quelque sorte on est confronté à une externalité de

<sup>23</sup> Ceci réduirait l'amplitude du marnage à 1m.

<sup>24</sup> A cause des 25-30% de pertes du processus de stockage-déstockage, on renchérit d'autant une énergie au départ très coûteuse.

<sup>25</sup> On notera l'existence d'une proposition visant à utiliser la retenue de Guerledan, à l'intérieur de la Bretagne, comme le réservoir inférieur d'une station de pompage. La capacité énergétique de la station de pompage envisagée serait définie par le volume du réservoir supérieur qui reste à construire. Il est mentionné qu'il serait de l'ordre de 6,8 millions de m<sup>3</sup> soit environ 1/7 du volume du réservoir inférieur. L'impact du pompage sur le niveau de ce réservoir serait donc significatif. La hauteur de chute étant de l'ordre de 150 m, soit trois fois supérieure à celle discutée dans notre texte, cela permettrait au maximum de garantir le lissage sur deux jours de la production de  $(3 \times 6,8)/120 = 170$  MWh d'éolien marin. Il vrai qu'un objectif du projet est plutôt de stocker de la production nucléaire de base importée. La puissance des turbines envisagées est de l'ordre de 700MW.

<sup>26</sup> Données Direction Générale Energie Climat . Dossier Enerpresse 17/10/2011.

<sup>27</sup> Actuellement, faute de disposer de ces lignes HT d'évacuation, l'Allemagne est contrainte d'arrêter la production de ses parcs éoliens. Enerpresse 3/11/2011. Au Royaume Uni, par moments, il est aussi nécessaire d'arrêter la production de certains parcs écossais, faute de capacité d'exportation vers le sud.

l'éolien pour laquelle le dispositif réglementaire actuel n'a rien prévu. Quoiqu'il en soit la performance économique médiocre des béquilles énergétiques qu'il faudra adjoindre à l'éolien ne peut que conduire à un renchérissement supplémentaire du prix de l'électricité. Dans les régions le long de la Manche, à partir de la Normandie, là où le parc nucléaire est important, celui-ci pourra jusqu'à un certain point jouer un rôle de modérateur de l'intermittence au prix d'une perte de son efficacité<sup>28</sup>. En effet, les données RTE montrent qu'il assure déjà cette fonction pour l'éolien terrestre actuel (6 GWc) pendant les passages de grandes dépressions atlantiques. Pourra-t-il encore le faire pour la charge que constitueront les futurs 6 GWc d'éolien en mer, 19 GWc d'éolien terrestre et 5,4 GWc de solaire photovoltaïque annoncé à l'horizon 2020 dans le cadre du Grenelle? On peut en douter surtout si on doit arrêter des centrales françaises, comme proposé dans certains projets politiques.

L'autonomie ou l'amoindrissement de l'impact de l'intermittence des futurs parcs éoliens en mer bretons sur le réseau national est cependant possible. Ils impliquent la construction dans cette région de centrales dispatchables à dynamique rapide pour des puissances au moins de l'ordre de celle des futurs parcs éoliens en mer. En l'état actuel, celles-ci ne peuvent donc guère être que des centrales à gaz. Comme on l'a dit plus haut, il faudra aussi probablement prévoir des hausses supplémentaires de tarif de façon à rémunérer les exploitants de ces centrales qui, fonctionnant pour partie au service d'un éolien aléatoire, ne travailleront pas dans des conditions économiquement aussi satisfaisantes que si elles étaient autonomes.

En tout état de cause, au-delà des lourdes et onéreuses modifications du réseau de transport, dans et au dehors des régions directement concernées, qu'il semble nécessaire d'entreprendre immédiatement, l'analyse des données de l'éolien confirme que, de par ses caractéristiques techniques, cette technologie renouvelable est un cheval de Troie idéal pour la production d'électricité au moyen d'une ressource fossile importée qui sera donc simultanément génératrice d'une augmentation du déficit commercial national et d'une dépendance énergétique accrue ainsi que d'une croissance de nos émissions de gaz à effet de serre : le méthane (gaz naturel ou gaz de schiste).

## Remerciements

L'auteur remercie chaleureusement la société E.ON, sa branche française et l'équipe technique du parc Robin Rigg qui ont fourni l'ensemble de ces données précieuses sur un système opérationnel et qui ont interagi avec lui pour les discuter faisant montre d'une réactivité sans laquelle ce travail n'aurait pas été possible. Il remercie aussi ses collègues, C. Acket, F. Livet, J.P. Pervès et B. Tamain pour des améliorations du texte avec une mention toute spéciale pour J.P. le Gorgeu et J.J. Hérou pour l'ensemble des informations pertinentes sur le système électrique de l'Ouest de la France qu'ils ont été en mesure de me fournir.

---

<sup>28</sup> Il est remarquable que cette perte d'efficacité qui est le corollaire nécessaire de la souplesse de fonctionnement que démontre ici le nucléaire lui est précisément imputée à charge par les opposants de cette technologie.