

# INFLUENCES DE L'ENVIRONNEMENT D'UN PARC ÉOLIEN SUR LA PRÉVISION DE SA PRODUCTION ÉLECTRIQUE À L'AIDE DES MODÈLES GFS (50KM/3H) ET WRF (2KM/15MIN) : LE CAS DU PARC ÉOLIEN D'AMEL (HAUTE BELGIQUE)

DOUTRELOUP S., FETTWEIS X., ERPICUM M.

Lab. de Climatologie et Topoclimatologie, B11, Allée du 6 août, 2, 4000 Liège, Belgique  
s.doutreloup@ulg.ac.be, xavier.fettweis@ulg.ac.be, michel.erpicum@ulg.ac.be

**Résumé :** Le contexte économique et climatique nous oblige à utiliser davantage la production électrique d'origine éolienne. Cependant ce type de production étant intermittent, il convient donc de prévoir cette ressource au moins 1 jour à l'avance. Notre laboratoire a élaboré un modèle de prévision de ces productions électriques sur base d'un modèle météorologique mondial (GFS) à la résolution de 50 km et 3 h. Mais ce modèle a une résolution trop grossière pour un parc éolien. Nous avons donc configuré le modèle WRF à la résolution de 2 km et 15 min afin d'obtenir de meilleures prévisions. Finalement, le modèle WRF offre de meilleures prévisions, mais l'un et l'autre doivent être adaptés afin de tenir compte de l'environnement direct du parc éolien.

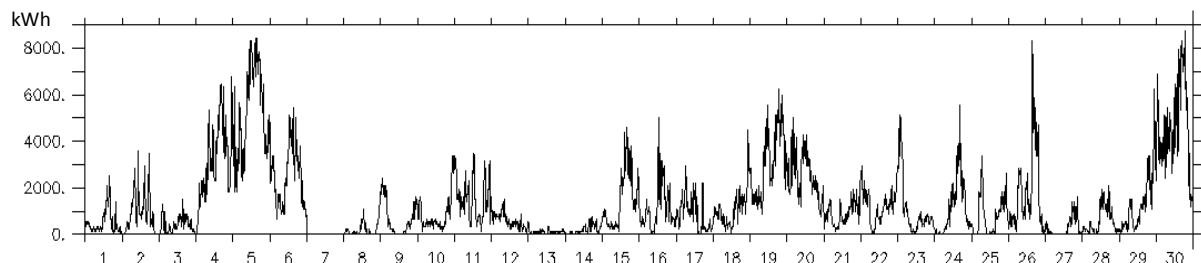
**Mots clés :** Énergie électrique éolienne, modèle GFS, modèle WRF, Belgique

**Abstract :** *Influences of the environment of a wind farm on the forecasts of its power generation using models GFS (50km/3h) and WRF (2km/15min) : The case study of Amel wind farm (High Belgium)* The economic and climate contexts require to use more electricity from wind farms. However this kind of production is intermittent, therefore it is necessary to forecast this resource at least 1 day ahead. Our laboratory has developed a forecasting model of wind-based electricity generation based on a global meteorological model (GFS) with a resolution of 50 km and 3 h. But this model has a resolution too coarse for a wind farm. So we have configured the regional model WRF with resolution of 2 km and 15 min to obtain better forecasts. Finally, the WRF model provides better forecasts, but both must be adjusted to take into account the direct environment of the wind farm.

**Keywords :** Wind power, GFS model, WRF model, Belgium

## Introduction

L'excessive consommation des ressources fossiles qui, d'une part influence significativement le climat (IPCC, 2007) et, d'autre part épouse progressivement leurs réserves, conduit à recourir de plus en plus à l'utilisation d'énergies renouvelables et notamment à l'énergie électrique d'origine éolienne (CCE, 2009). Cependant, la production d'électricité d'origine éolienne est, par nature, intermittente, comme on peut le constater sur la figure 1. Ce comportement spécifique est problématique pour les fournisseurs d'électricité comme pour les gestionnaires des réseaux électriques. Les premiers doivent connaître la production électrique qu'ils produiront le lendemain afin d'anticiper les prix de l'électricité sur le marché et les seconds doivent assurer de manière permanente l'équilibre production/consommation sur les réseaux électriques. Dès lors, afin d'intégrer au mieux cette production éolienne dans le réseau de distribution électrique, il est primordial de prévoir finement son évolution temporelle pour le lendemain et les quelques jours suivants.



**Figure 1 :** Exemple de production électrique du parc éolien d'Amel durant le mois d'avril 2009

## 1. Le modèle GFS

Dès 2008, le Laboratoire de Climatologie et Topoclimatologie de l'ULg a mis au point un modèle de prévision de production éolienne à la demande d'un fournisseur d'électricité verte. Ce modèle utilise les sorties du modèle météorologique global américain GFS (Global Forecast System) à la résolution spatio-temporelle de 50 km/3 h afin d'obtenir les prévisions des variables météorologiques souhaitées, à savoir la vitesse et la direction du vent. Les variables météorologiques extraites du modèle GFS sont celles qui se situent au niveau vertical correspondant à la plus proche hauteur des éoliennes sur le terrain. Ensuite, grâce à la courbe de puissance propre à chaque type d'éolienne, nous pouvons traduire la prévision de la vitesse du vent en prévision de production électrique.

Cependant, cette méthode introduit un lot d'erreurs et d'approximations. La première source d'erreurs provient des données du modèle GFS. D'une part, la résolution spatiale (~50 km) provoque une uniformisation des données sur la région de l'Ardenne, autrement dit, il n'existe qu'une seule donnée de relief, de rugosité du sol et donc de vitesse et de direction du vent sur quasi toute l'Ardenne (figure 2). Les effets météorologiques locaux sont donc inexistant dans le modèle météorologique GFS. D'autre part, la résolution temporelle des prévisions GFS est de 3 h alors que les prévisions demandées par le fournisseur d'électricité doivent être rendues à la résolution temporelle de 15 minutes, qui est le pas de temps auquel travaille tout le secteur de l'électricité. Dès lors, des erreurs d'interpolation non négligeables sont inévitables. Une deuxième source d'erreurs provient de la configuration du parc éolien. Lorsqu'une éolienne est située en aval du flux de vent provenant d'une autre éolienne, il existe un effet perturbateur qui se traduit par une baisse de la production électrique de cette éolienne. D'autres sources d'erreurs sont dues à l'affectation du sol. Par exemple, une zone forestière en amont du flux de vent influencera ce dernier par sa plus forte rugosité et cela produira une baisse de la vitesse du vent et donc de la production électrique. Outre ces erreurs, d'autres approximations sont produites. Elles sont dues notamment à la courbe de puissance des éoliennes, qui est une courbe de puissance théorique spécifique à un type d'éolienne testé dans des conditions optimales d'usines. Elle ne prend donc pas en compte les modifications de la densité de l'air ni l'usure de la turbine et des toutes les parties mobiles.

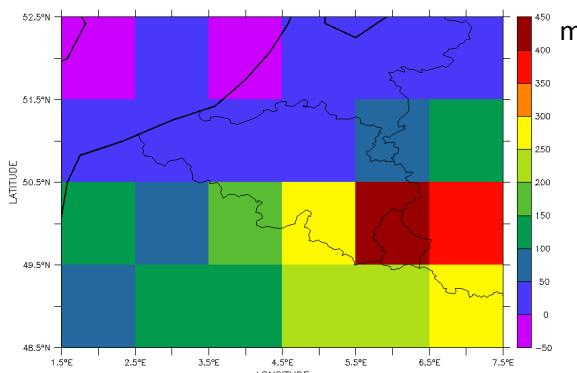


Figure 2 : Représentation de la topographie selon la résolution spatiale du modèle GFS

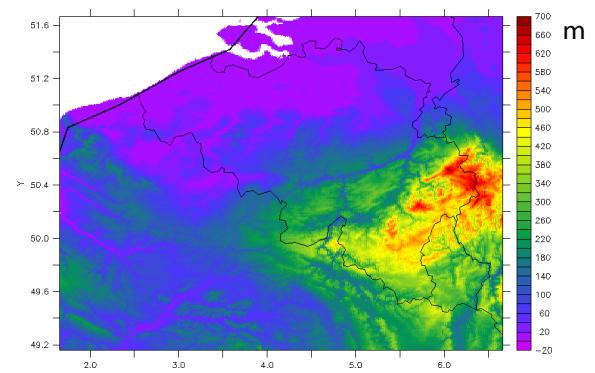


Figure 3 : Représentation de la topographie selon la résolution spatiale du modèle WRF

Afin de tenir compte au mieux des effets dus au terrain, il est indispensable donc de les intégrer dans le modèle. Pour cela, nous avons créé une rose des rugosités. Cette rose des rugosités permet de modifier la vitesse du vent selon sa direction en tenant compte de la rugosité du terrain dans chaque direction. DOUTRELLOUP (2009) a testé plusieurs façons de créer cette rose des rugosités, la première en tenant compte des longueurs des rugosités réelles du terrain définies dans l'Atlas Éolien Européen (TROEN et PERTERSEN, 1991), la deuxième selon des longueurs de rugosités tronquées et la troisième, celle qui a finalement été

retenue : une rose des rugosités spécifique au site basée sur les observations. C'est-à-dire que pour une direction de vent donnée, nous avons adapté les paramètres qui vont modifier la vitesse du vent. Habituellement, ils la modifieront à la baisse. Cette adaptation de paramètres a été réalisée en comparant les productions réellement produites aux productions prévues dans chacune des directions considérées. Les paramètres retenus sont ceux qui améliorent significativement les résultats de la prévision par rapport à la prévision « brute » avant calibrage.

L'analyse de cette rose des rugosités montre que les directions pour lesquelles le calibrage diminue le plus fortement la vitesse du vent sont les directions du Nord et de l'Est. En fait, le vent provenant de ces deux directions est fortement influencé par une vallée. Comme le démontrent GROSS (1987) et KOSSMANN (2002), un flux de vent transversal à une vallée est dévié selon un angle identique, ou proche, à celui de la vallée. Ce phénomène est appelé « channeling ». Autrement dit, la vallée détourne une partie du flux du vent. Étant donné que le modèle météorologique reste à une précision spatiale et temporelle trop grossière, il ne permet pas de tenir compte de ce phénomène. Ce qui implique que, par rapport aux observations de terrain, le modèle surévalue fortement la vitesse du vent.

## **2. Le modèle régional WRF**

Dès début 2010, le Laboratoire de Climatologie et Topoclimatologie de l'ULg a adapté le modèle régional WRF (Weather and Research Forecast) à la Belgique. Pour rappel, un modèle météorologique régional est similaire à un modèle météorologique global (type GFS) sauf qu'il possède une meilleure résolution spatio-temporelle ; ce qui lui permet de mieux simuler les effets liés à la topographie et que sa physique interne résout les effets à fine échelle, ce qui n'est pas pris en compte dans un modèle global. Le modèle régional est initialement forcé aux frontières de sa grille par les sorties du modèle global. Grâce à cela, il peut simuler sa propre réponse atmosphérique, en fonction des données atmosphériques forcées mais également en fonction d'une topographie plus fine (figure 3) et de l'affection du sol. Cela lui permet d'obtenir des simulations de variables atmosphériques à une résolution beaucoup plus fine. Le modèle régional WRF est un modèle développé par une série d'organismes américains, dont principalement le NCAR (pour National Center for Atmospheric Research), et il est distribué sous licence OpenSource ; ce qui permet à une très large communauté d'utilisateurs à travers le monde de le développer et de l'optimiser en permanence.

L'utilisation de ce modèle régional permet d'obtenir des prévisions météorologiques à une résolution spatio-temporelle beaucoup plus appropriée pour nos prévisions de production éolienne, c'est-à-dire à 2 km de résolution spatiale et à 15 min de résolution temporelle. Cette résolution permet de mieux tenir compte des influences du relief et en partie de l'affectation du sol. Elle permet également d'obtenir une prévision quart horaire ; ce qui évite de recourir à des interpolations entre des données obtenues toutes les 3h. Cependant, ce modèle régional créé également des erreurs et possède aussi ses propres limites. Premièrement, la résolution spatiale n'est encore que de 2 km. Cette résolution est certes beaucoup plus précise que celle de GFS, mais elle ne permet quand même pas de prendre en compte l'effet détaillé du channeling de la vallée expliquée précédemment. Deuxièmement, il ne faut pas perdre de vue que le modèle WRF reste forcé par le modèle GFS. Cela implique que si ce dernier produit une mauvaise prévision, le modèle WRF en dépendra et il régionalisera donc cette mauvaise prévision.

À l'instar du modèle GFS, le modèle WRF surévalue la vitesse du vent dans le secteur Nord. Pour remédier à cela, nous avons de nouveau créé une rose des rugosités spécifique au site. Cependant, nous constatons que la rose des rugosités appliquée au modèle WRF n'est nécessaire que pour le secteur Nord, les autres secteurs sont très semblables et ne nécessitent

qu'une faible diminution de la vitesse du vent. Nous avons donc ici la confirmation que l'effet de la vallée n'est pas modélisé par WRF et que nous devons en tenir compte dans le calibrage.

Nous avons constaté que dans toutes les autres directions, le modèle surevalue légèrement la vitesse du vent. L'affectation du sol autour du parc éolien est composée de forêts, de prairies et de zones boisées isolées. Le modèle régional tient effectivement bien compte de l'occupation générale du sol, de manière beaucoup plus précise que le modèle GFS, mais comme pour les effets provoqués par la vallée, les effets liés à l'affectation du sol doivent également être corrigés.

### 3. Les résultats

Afin de comparer les deux modèles, différents indices ont été utilisés (voir Tableau 1). Le premier est la RMSE (Root Mean Square Error ou Erreur quadratique moyenne). Cet indice livre l'erreur moyenne des prévisions par rapport aux observations rencontrées sur toute la période de référence. Le

deuxième indice est le coefficient de détermination ( $r^2$ ) qui va nous renseigner sur l'adéquation des prévisions par rapport aux observations. Le troisième indice (PC) est le pourcentage de bonnes prévisions. Enfin, le quatrième indice (PC40) est le même indicateur mais cette fois pour une production électrique observée supérieure ou égale à 40% de la puissance nominale du parc. Ce dernier indice ne calcule donc le pourcentage de bonnes prévisions que lorsque la production électrique est intéressante pour le fournisseur d'électricité ou le gestionnaire de réseau électrique. Les comparaisons sont d'abord présentées sur toute l'année 2010, ensuite par trimestre.

**Tableau 1 :** Présentation des formules des différents indices utilisés

RMSE =	$\sqrt{\frac{1}{n \sum (obs - forecast)^2}}$
$r^2 =$	$\left( \frac{(n \sum obs \cdot forecast) - (\sum obs \cdot \sum forecast)}{\sqrt{(n \sum obs^2 - (\sum obs)^2) (n \sum forecast^2 - (\sum forecast)^2)}} \right)^2$
PC =	$\sum \left( 1 - ABS \left( \frac{obs - forecast}{obs} \right) \right)$
PC40 =	$If (obs \geq 40\% \max prod) then \sum \left( 1 - ABS \left( \frac{obs - forecast}{obs} \right) \right)$

**Tableau 2 :** Comparaison entre le modèle GFS et le modèle WRF sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 31 décembre 2010

	GFS	WRF	Unités
RMSE	1619	1543	kWh
$r^2$	0,54	0,59	
PC	0,41	0,42	%
PC40	0,6	0,68	%

**Tableau 3 :** Comparaison entre le modèle GFS et le modèle WRF sur la période du 1<sup>er</sup> janvier 2010 au 31 mars 2010

	GFS	WRF	Unités
RMSE	1923	1682	kWh
$r^2$	0,54	0,64	
PC	0,44	0,49	%
PC40	0,64	0,7	%

**Tableau 4 :** Comparaison entre le modèle GFS et le modèle WRF sur la période du 1<sup>er</sup> avril 2010 au 30 juin 2010

	GFS	WRF	Unités
RMSE	1353	1369	kWh
$r^2$	0,65	0,67	
PC	0,37	0,41	%
PC40	0,56	0,7	%

**Tableau 5 :** Comparaison entre le modèle GFS et le modèle WRF sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2010 au 30 septembre 2010

	GFS	WRF	Unités
<b>RMSE</b>	1479	1331	kWh
<b>r<sup>2</sup></b>	0,72	0,75	
<b>PC</b>	0,4	0,42	%
<b>PC40</b>	0,52	0,62	%

**Tableau 6 :** Comparaison entre le modèle GFS et le modèle WRF sur la période du 1<sup>er</sup> octobre 2010 au 31 décembre 2010

	GFS	WRF	Unités
<b>RMSE</b>	1721	1700	kWh
<b>r<sup>2</sup></b>	0,74	0,76	
<b>PC</b>	0,43	0,4	%
<b>PC40</b>	0,63	0,68	%

Globalement, le modèle WRF apporte de meilleurs résultats que le modèle GFS (Tableaux 2, 3, 4 et 5). Les mauvais résultats obtenus durant le dernier trimestre 2010 (Tableau 6) proviennent des observations de production électrique. En effet, durant cette période, d'importantes chutes de neige et de givres ont contraint les éoliennes à s'arrêter. Toutefois, ces éoliennes ne s'arrêtent pas toutes nécessairement en même temps et elles ne redémarrent pas toutes en même temps. Par ailleurs, nous avons constaté qu'elles étaient à l'arrêt sans avertissement. Nous avons éliminé les périodes de productions où il était évident que les éoliennes étaient toutes à l'arrêt ; hélas nous n'avons pas pu détecter les cas ambigus, ce qui a biaisé la comparaison.

Concernant les pourcentages absolus de bonnes prévisions (PC), la comparaison entre les deux modèles montre qu'ils sont souvent proches l'un de l'autre. Néanmoins, lorsque nous comptabilisons les pourcentages de bonnes prévisions uniquement lorsque la production totale représente une part importante (>40% de la puissance nominale du parc) électriquement et économiquement pour les fournisseurs d'électricité et gestionnaires de réseau, alors nous observons que le pourcentage (PC40) est systématiquement et significativement supérieur pour le modèle WRF que pour le modèle GFS.

#### 4. Discussions et Conclusions

Il est important de faire remarquer que nous avons comparé, non pas des variables météorologiques, mais des productions électriques. Ce qui a impliqué que des erreurs se sont glissées dans nos comparaisons. Concernant les observations, outre les arrêts d'éoliennes dont nous n'avons pas pu être informés, des pertes apparaissent de manière mécanique entre la production d'électricité créée par la turbine et le compteur d'électricité (utilisation d'une partie de l'électricité pour orienter la nacelle face au vent et redresser les pales dans la bonne direction) et de manière thermique (pertes électriques par effet joule). D'autre part, concernant les prévisions, la courbe de puissance employée est une courbe de puissance théorique calculée dans des conditions de laboratoire. La réalité du terrain est différente car les conditions climatiques sont loin de rester homogènes, et malgré nos corrections pour revenir en conditions standards, il subsistera toujours des erreurs dans la transformation de la vitesse du vent en électricité car la mécanique interne de l'éolienne vieillit et donc sa courbe de puissance interne également.

Finalement, malgré l'amélioration des résultats du modèle global GFS et du modèle régional WRF, nous avons démontré qu'il reste essentiel de confronter la réalité du terrain au modèle. Les conditions météorologiques peuvent jouer un rôle inattendu en faussant complètement les observations (exemple : givrage des éléments mécaniques). Il faut donc veiller à ne traiter que les meilleures observations disponibles. Ensuite, un modèle ne sait jamais prendre en considération les effets vraiment locaux du terrain. Il convient donc de le tester sur un historique d'observations afin de corriger les sorties du modèle régional en fonction de l'environnement proche des observations.

## **Bibliographie**

CCE, 2009, *Promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/C*, Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du conseil économique européen

Doutreloup S., 2009, *Amélioration d'un modèle de prévision quart horaire des productions des parcs éoliens d'Amel et de Perwez en Belgique*, Mémoire de maîtrise en sciences géographiques, orientation climatologie, Université de Liège, 79p.

Gross G. et Wippermann F., 1987, *Channeling and Countercurrent in the Upper Rhine Valley: Numerical Simulations*, American Meteorological Society, Journal of Climate and applied Meteorology, October 1987, Vol.26, n° 10, pp. 1293-1304

IPCC, 2007: Climate Change 2007: *Synthesis Report*. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp.

Kossmann M. et Sturman A.P., 2002, *Pressure-Driven Channeling Effects in Bent Valleys*, American Meteorological Society, Notes and correspondence, Vol.42, January 2003, pp. 151-158

NCAR, 2010, *WRF v.3.2.1 modeling system user's guide*, Mesoscale & Microscale Meteorology Division, National Weather for Atmospheric Research NCAR. s.l.; 2010

Troen I. et Petersen E.L., 1991, *Atlas éolien Européen*, Risø National Laboratory, Denmark, Commission de la Communauté Européenne, 278 pp.