

# **Kapitel.Nummer    Online-Erfassung und Prognose der Windenergieeinspeisung**

**Dr.-Ing. Kurt Rohrig, ISET, Kassel**

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Die Komponenten des Systems .....</b>	<b>3</b>
2.1	Das Online-Modell.....	3
2.2	Prognose der Windleistung .....	4
2.3	Kurzzeitprognose .....	5
<b>3</b>	<b>Wind Power Management System.....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>6</b>

## 1 Einleitung

Im Windjahr 2004 erzeugten in Deutschland rund 16.000 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt 16.100 MW etwa 26 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Damit trug die Windenergie rund 5,5% zur elektrischen Energieversorgung bei. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in windreichen Bundesländern zeitweilig die gesamte Netzlast.

Die großen, dargebotsabhängigen Einspeisungen aus Windenergie haben allerdings auch einen wachsenden Einfluss auf die Auslastung und die Sicherheit der Netze, auf die Fahrweise der konventionellen Kraftwerke, auf die notwendige Regel- und Reserveleistung und auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten deutschen Versorgungssystems. Die im Rahmen des „250 MW Wind“- Programms seit Anfang der 90er Jahre durchgeführten Untersuchungen zum Leistungsdargebot der Windenergie bilden die Grundlage für die von ISET entwickelten Programme zur Online-Erfassung und Prognose der eingespeisten Windleistung, die heute zum unverzichtbaren Werkzeug in den Netzleitwarten deutscher Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geworden sind.

So bildet dieses Werkzeug die Basis für das in §§ 14 der Neufassung des EEG geforderte Verfahren zum „unverzöglichen“ Ausgleich der eingespeisten Energiemengen unter den deutschen ÜNB. Dieses Verfahren, auch horizontaler Belastungsausgleich genannt, sieht zunächst den gegenseitigen Austausch der jeweiligen Windleistungsprognosen am Vortag vor, um die Vorhaltung von Reserveleistung besser planen zu können. Der eigentliche Ausgleich erfolgt dann auf Basis von 15-Minuten-Ist-Werten, die aus Hochrechnungen des Online- Modells ermittelt und zwischen den jeweiligen Leitsystemen der ÜNB regelmäßig übertragen werden.

Neben der Gesamtleistung der Windeinspeisung in der respektiven Regelzone wird der vom jeweiligen ÜNB zu tragende Anteil (EEG-Anteil) übermittelt. Dieser Anteil wird entsprechend dem quartalsweise zwischen den ÜNB vorab festgelegten Verhältnis der zu erwartenden Stromabgabe in der einzelnen Regelzone zum erwarteten Gesamtabsatz in Deutschland ermittelt. Jeder ÜNB muss in seinem EEG-Bilanzkreis nur den Windanteil berücksichtigen, der seinem Anteil am gesamten Stromabsatz in Deutschland entspricht. Damit wird der Aufwand zur Systemintegration der Windenergie entsprechend dem Anteil des jeweiligen ÜNB am gesamten Stromabsatz „gleichmäßig“ verteilt.

Damit die Windenergie besser in den Fahrplänen von Bilanzkreisen berücksichtigt werden kann, sind zuverlässige Prognosen der Windleistung für den Folgetag, aber auch präzise Kurzzeitprognosen im Minuten- bis Stundenbereich erforderlich. Das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET) in Kassel entwickelte in den letzten Jahren ein neues Planungs- und Prognosewerkzeug, um die Einspeisung großer Windleistungen in das Netz zu ermöglichen. Das Verfahren wurde zunächst bei

e.on Netz GmbH erprobt und wird jetzt darüber hinaus bereits bei Vattenfall Europe Transmission und bei RWE Transportnetze Strom eingesetzt.

## **2 Die Komponenten des Systems**

Das am ISET entwickelte Wind Power Management System (WPMS) zur Messung und Prognose von Windleistung basiert auf drei Modellen:

- Online-Modell: Ein Verfahren zur Bestimmung der aktuell eingespeisten Leistung aus Windenergie aus der Messsignalen einzelner Windparks,
- Prognose-Modell: Ein Verfahren zur Bestimmung der zu erwartenden Leistung aus prognostizierten Wetterdaten für die nächsten 72 Stunden und
- Kurzzeitprognose: Eine Kombination aus beiden vorgenannten Verfahren zu Erzeugung einer ständig aktualisierten Kurzzeitprognose mit einem Horizont von 1-8 Stunden.

Dazu kommen noch Einrichtungen zur Auskoppelung der aktuellen Messwerte und Prognosen im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleichs und das Einlesen selbiger zwecks Visualisierung.

### **2.1 Das Online-Modell**

Im Auftrag der e.on Netz GmbH wurde am ISET ein Modell entwickelt, welches aktuell die zeitgleich eingespeiste Windleistung aller WEA im Versorgungsgebiet berechnet und der Systemführung zur Verfügung stellt. Über Gleichungssysteme und Parameter, die neben den technischen Daten der WEA auch die räumliche Verteilung berücksichtigen, wird dabei die aktuell eingespeiste Windleistung für das betreffende Versorgungsgebiet ermittelt. Die Messdaten der ausgewählten Windparks werden je nach ÜNB auf verschiedenen Wegen an die Leitwarte übermittelt. Die für den Lastverteiler online berechnete Summenganglinie wird rückwirkend in regelmäßigen Abständen mit einer über Extrapolation von Wind- und Leistungsdaten berechneten Summenganglinie verglichen und mittels Parameteroptimierung fortlaufend angepasst und verbessert. Dieses Modell ist seit Mitte 1999 im Lastverteiler der e.on Netz GmbH, seit Anfang 2003 bei RWE Transportnetze Strom und seit Ende 2003 bei Vattenfall Europe Transmission für die Online-Erfassung der aktuellen Windeinspeisung erfolgreich im Einsatz und dient als Basis für den Austausch der aktuellen Messdaten im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleiches.

## 2.2 Prognose der Windleistung

Das am ISET das Prognosemodell liefert den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für bis zu 72 Stunden im voraus und basiert auf den Messdaten von wenigen, repräsentativen Windparks bzw. Gruppen von Windparks. Es stützt sich auf drei wesentliche Säulen:

- Vorhersage von Windgeschwindigkeit und -richtung sowie weiterer meteorologischer Parameter des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für ausgewählte, repräsentative Standorte,
- Bestimmung der zugehörigen Windleistung mit Hilfe von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN),
- Hochrechnung der Windleistung auf die Gesamteinspeisung in der Regelzone oder beliebige Unterregionen mit einem geeigneten Transformationsmodell (Online-Modell).

Kernstück des Prognosemodells sind Künstliche Neuronale Netze. Bei diesem Ansatz steht nicht ein physikalisches Modell im Vordergrund sondern die Verknüpfung von Erfahrungswerten aus der Vergangenheit. Für die Windleistungsprognose wird das KNN mit gemessenen Wind- und Leistungsdaten aus der Vergangenheit trainiert. Da kein physikalisches Modell verwendet wird, können auch Zusammenhänge untersucht werden, die sehr komplex und nicht vollständig analytisch darstellbar sind. Von Vorteil ist, dass auch mit widersprüchlichen, unvollständigen oder verrauschten Daten hochwertige Prognosen erstellt werden können.

Die mit den trainierten KNN berechneten Windparkleistungen der repräsentativen Standorte werden dann als Eingangsdaten für das Online-Modell genutzt. Mit dieser Kombination wird die Vorhersage der Windleistung der gesamten Regelzone, basierend auf nur wenige Standorte mit numerischer Windvorhersage, ermöglicht. Die erste Version des Prognosemodells ist seit Juli 2001 im Lastverteiler der e.on Netz GmbH, (seit Sommer 2003 bei RWE Transportnetze Strom, ab Frühjahr 2004 bei Vattenfall Europe Transmission) implementiert und ist Berechnungsgrundlage für den Austausch der prognostizierten Windenergie zwischen den Übertragungsnetzbetreibern.

Das zum Training minimal benötigte Datenvolumen beträgt rund 4 Monate, stündlich aufgelöste, zeitgleiche meteorologische Parameter und gemessene Leistungsdaten. Nach dieser ersten Trainingsphase ist das Modell einsatzbereit. In der ersten Einsatzphase (ca. 1,5 – 2 Jahre) werden die KNN regelmäßig nachtrainiert, um die Genauigkeit zu verbessern.

### 2.3 Kurzzeitprognose

Die numerischen Wettervorhersagen des DWD werden bislang nur zweimal täglich zur Verfügung gestellt. Dieses führt zu Ungenauigkeiten bei den so genannten „physikalischen“ Windleistungsprognosemodellen, die nur diese meteorologischen Daten für ihre Vorhersagen nutzen. Der Einfluss der lokalen Wettersituation auf die zu erwartende Windenergieeinspeisung ist bei kürzeren Prognosehorizonten jedoch größer als der Einfluss der Großwetterlage. Zusätzlich zu den prognostizierten Winddaten werden online gemessene Windparkleistungen als Eingangsgrößen für das Modell genutzt um die Kurzzeitprognose bis zu 8 Stunden zu optimieren.

Durch die Berücksichtigung von aktuell zur Verfügung stehenden, gemessenen Windparkleistungsdaten der nahen Vergangenheit ist das Prognosemodell des ISET hingegen in der Lage, die Vorhersage der Windparkleistung für die nächsten 1 bis 8 Stunden kontinuierlich anzupassen und die Genauigkeit erheblich zu erhöhen.

## 3 Wind Power Management System

Das Wind Power Management System ist modular aufgebaut. Es untergliedert sich in drei Teile: Präprozessor, Berechnungskern und Postprozessor. Die KNN werden in Form von dll-Bibliotheken (dynamic link libraries) zur Laufzeit in den Kern eingebunden. Dadurch brauchen diese einfach nur ausgetauscht werden, wenn die KNN nachtrainiert werden. Dank des modularen Aufbaus des WPMS ist dieses einfach in beliebige Systemumgebungen integrierbar. Die Eingangsdaten, die prognostizierten meteorologischen Parameter und die gemessenen Windparkdaten werden über einen Präprozessor in ein XML-Format konvertiert und an den Berechnungskern geschickt. Die Ergebnisse des Kerns werden wiederum im XML-Format zur Verfügung gestellt und können über einen Postprozessor in beliebige Formate ASCII- oder XML Formate umgewandelt werden.

Die Integration des WPMS erfolgt bei den verschiedenen ÜNB auf recht unterschiedliche Weise. Z. B. benutzt e.on im Prinzip nur den Berechnungskern, die Daten werden dem Programm direkt in dem entsprechenden Format bereitgestellt, dann wird die Berechnung von einem äußeren Prozess angestoßen. Die errechneten Daten werden dann in die bestehende Schaltung dargestellt.

Dagegen läuft das WPMS bei RWE und Vattenfall als Client-Server-Anwendung, d. h. der Server läuft im Dauerbetrieb, holt sich die Eingangsdaten über FTP oder das Dateisystem, führt die Berechnungen durch und stellt sie einer grafischen Oberfläche zur Verfügung. Auch die im Rahmen des horizontalen Belastungsausgleichs benötigten Leistungs- und Prognosedaten werden aus dem System ausgekoppelt werden. Bei RWE werden zusätzlich auch die Mess- und Prognosedaten der anderen ÜNB wieder in das System eingelesen und grafisch dargestellt.

#### 4 Literatur

- [1] B. Ernst, K. Rohrig: Online Monitoring and Prediction of Wind Power in German Transmission System Operation Centres, First IEA Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques, Norrköping 2002
- [2] B. Ernst, H. Regber, K. Rohrig, P. Schorn; Managing 3000 MW Wind Power in a Transmission System Operation Center, European Wind Energy Conference 2001.
- [3] Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Wind Energy Report Germany 1999/2000, 2001, 2002
- [4] Manfred Menze, Leistungsprognose von Windenergieanlagen mit Neuronalen Netzen, Diplomarbeit ISET 1996
- [5] C. Moehrlen, J. U. Jørgensen, K. Sattler, E. J. McKeogh, On the accuracy of land cover data in NWP forecasts for high resolution wind energy prediction, 2001 European Wind Energy Conference and Exhibition, Bella Center, Copenhagen, Denmark, 2-6 July 2001.
- [6] T.S. Nielsen, H. Madsen: WPPT – A Tool for Wind Power Prediction, Windpower for the 21st Century – EWEA Special Topic Conference, Kassel 2000
- [7] K. Rohrig Online Monitoring and Short Term Prediction of 2400 MW Wind Capacity in a Utility Supply Area. In Wind Forecasting Techniques, 33 Meeting of Experts, Technical Report from the International Energy Agency, R&D Wind, Ed. S.-E. Thor, FFA, Sweden, 117-119, July (2000).
- [8] F. Rosenblatt, W. H. Pitts: The Perceptron: a Probabilistic Model for Information Storage and Organisation in the Brain, Psychological Review 65, 1958
- [9] I. Sanches, J. Usaola, O. Ravelo, C. Velasco, J. Dominguez, M. G. Lobo, G. Gonzalez, F. Soto, B. Diaz-Guerra, M. Alonso: Sipreoloco – A Wind Power Prediction System based on flexible Combination of dynamic Models, Application to the Spanish Power System, First IEA Joint Action Symposium on Wind Forecasting Techniques, Norrköping 2002
- [10] J. O. G. Tande, L. Landberg, A 10 Sec. Forecast of Wind Turbine Output with Neural Networks, European Wind Energy Conference 1993

# Online-Erfassung und Prognose der Windstromeinspeisung

Dr.-Ing. Kurt Rohrig

Forschungs- und Entwicklungsbereich  
Information und Energiewirtschaft

Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V.  
Kassel



## Übersicht

Einleitung  
Online-Erfassung der  
Windenergieeinspeisung  
Kurz- bis mittelfristige Prognose  
Horizontalausgleich der Windenergie  
Windpower Management System WPMS  
Ausblick





## Systemtechnik für die Nutzung Erneuerbarer Energien und die Rationelle Energieverwendung

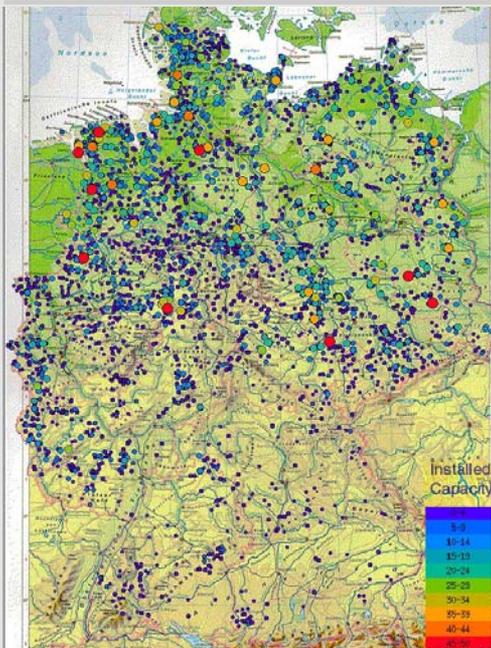


### Anwendungsnahe Forschung und Entwicklung

- Windenergie
- Photovoltaik
- Biomassennutzung
- Energiewandlung und Speicher
- Hybridsysteme
- Energiewirtschaft
- Information und Weiterbildung



## Einleitung



## Nutzung der Windenergie in Deutschland

16100 MW  
16000 WEA

Stand 12/2004

### Erzeugte Energie

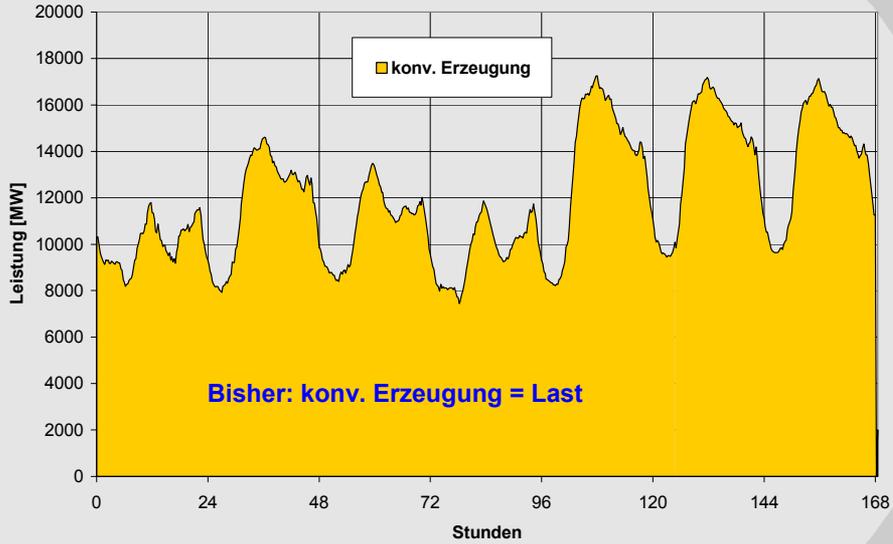
19,1 TWh in 2003  
26,1 TWh in 2004

Die Hälfte der WEA-Leistung in  
Europa und 1/3 weltweit



## Einleitung

I/Ro 2/2005

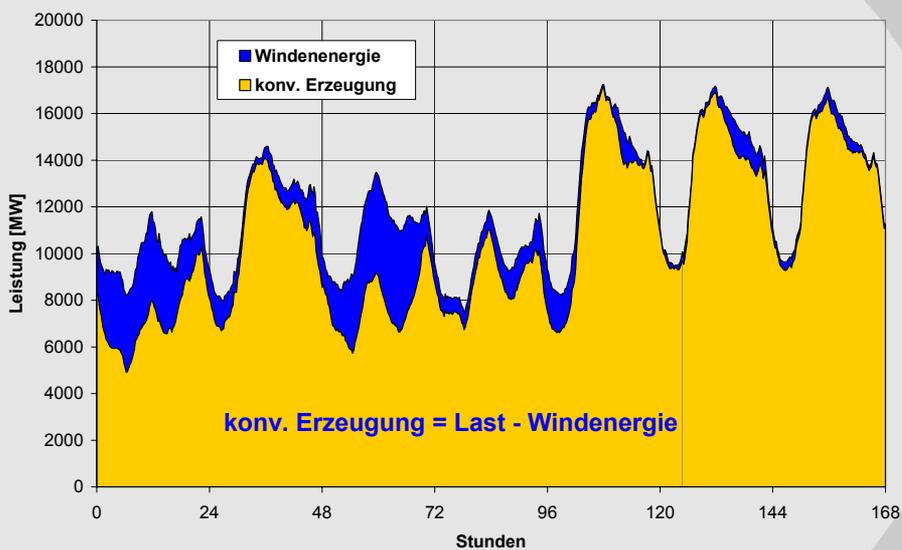


Typisches Lastprofil der E.ON Netz



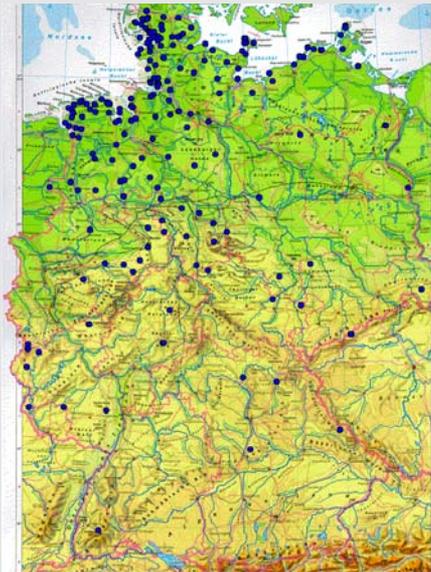
## Einleitung

I/Ro 2/2005



Lastprofil von E.ON Netz mit Windenergieeinspeisung  
Summe Windenergie: 223 GWh (11,2 % der Last)





**Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest 250 MW Wind (1989-2004)**

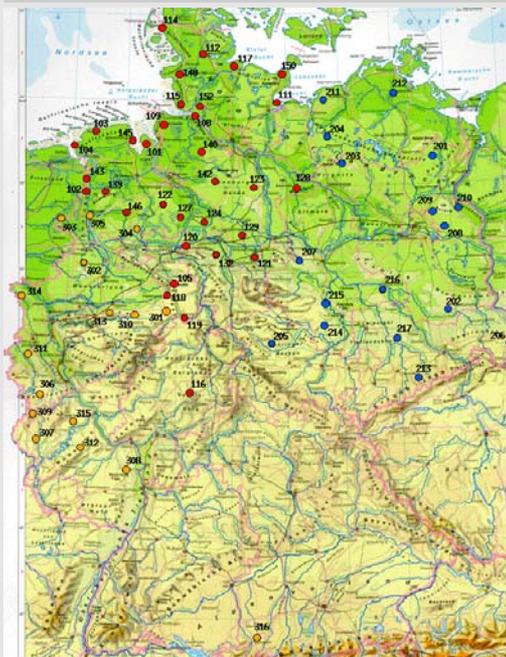
**Fernmessnetz**

200 Mio. 5-min. Mittelwerte  
WEA Leistung,  
gemessen an 225 WEA

190 Mio.. 5-min. Mittelwerte  
Windgeschwindigkeit,  
gemessen an 180 Standorten

Koordinaten, Höhe NN,  
technische Daten von allen  
WEA in Deutschland

170.000 monatliche Energie-  
lieferberichte von 1500 WEA



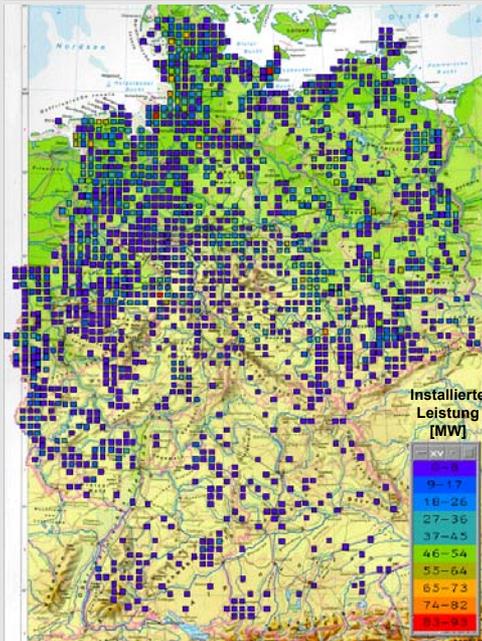
**Online-Messungen an  
repräsentativen Windparks**

**E.ON: 39 Standorte 1337 MW**

**VE-T: 17 Standorte 608 MW**

**RWE: 16 Standorte 447 MW**

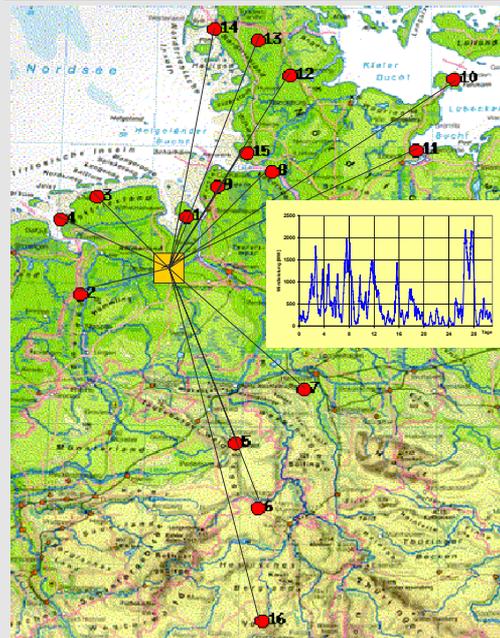




Einteilung der Regionen in 10x10 km Planflächen und Bestimmung von repräsentativen Parametern

monatlich  
8585 Planflächen

Anzahl WEA  
WEA-Leistung  
Nabenhöhe  
Rauhigkeit  
Regelung



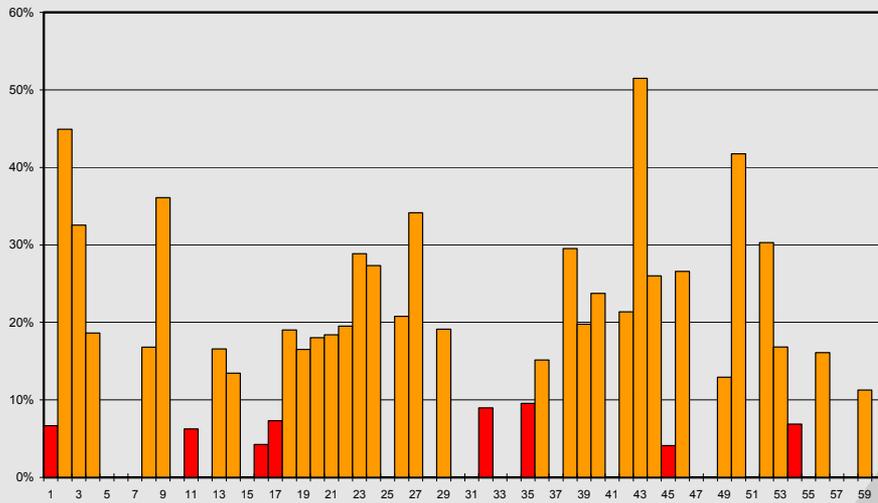
Berechnung der aktuellen Windleistung für jede Planfläche über Hochrechnung aller repräsentativen Messungen

Beliebige Gebiete

Simulation von Szenarien



Repräsentativitätsgrad E.ON 20%

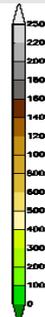
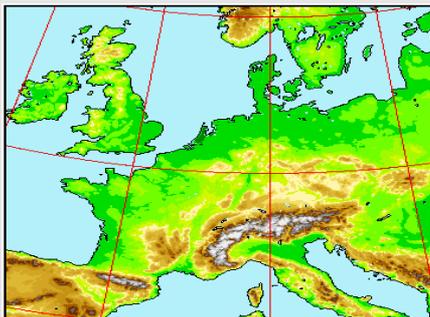


Kurz- bis mittelfristige Prognose

Deutscher Wetterdienst – Lokalmodell LM

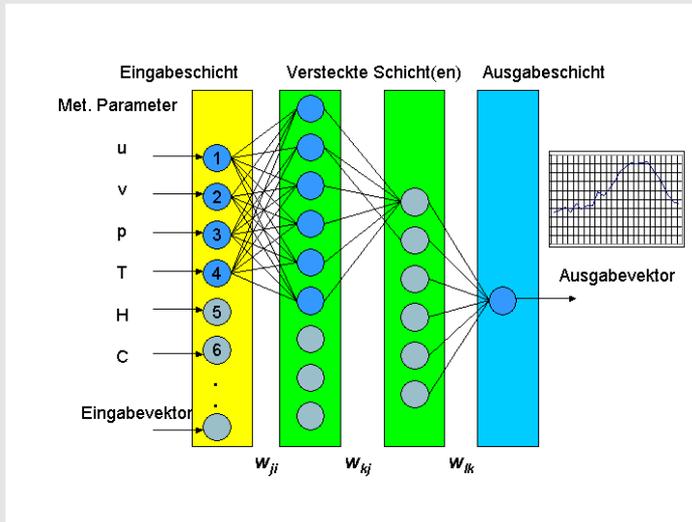
Technische Daten:

Gebiet	325 x 325 Gitterpunkte
Gitterweite (horizontal)	0,0625° (7 km)
Vorhersagezeitraum	48 hours
Modellläufe	00 UTC, 12 UTC



DWD Lokalmodell – Technische Daten





**Eingangsdaten**

u, v: Wind 10, 100m

p: Luftdruck

T: Temperatur

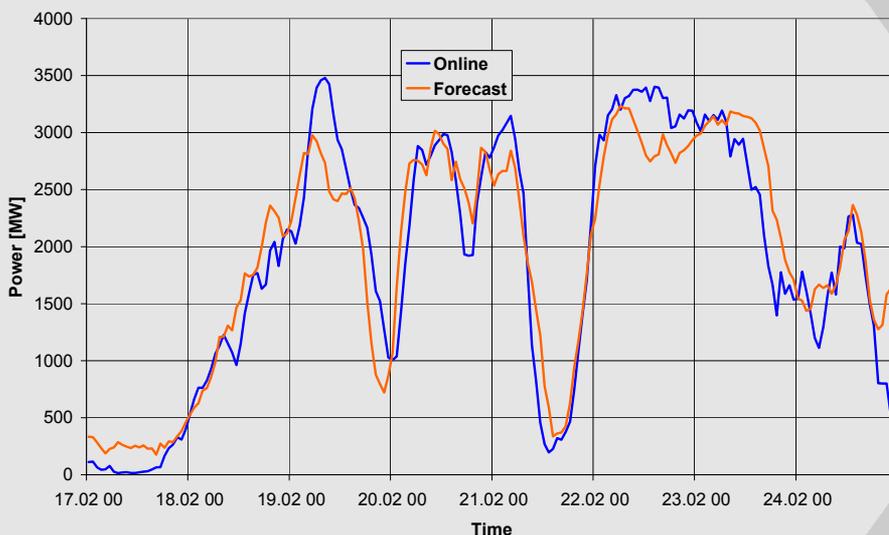
H: Luftfeuchtigkeit

C: Bedeckungsgrad

**Ausgangsdaten**

normierte Leistung

Berechnung der Windparkleistung mit KNN

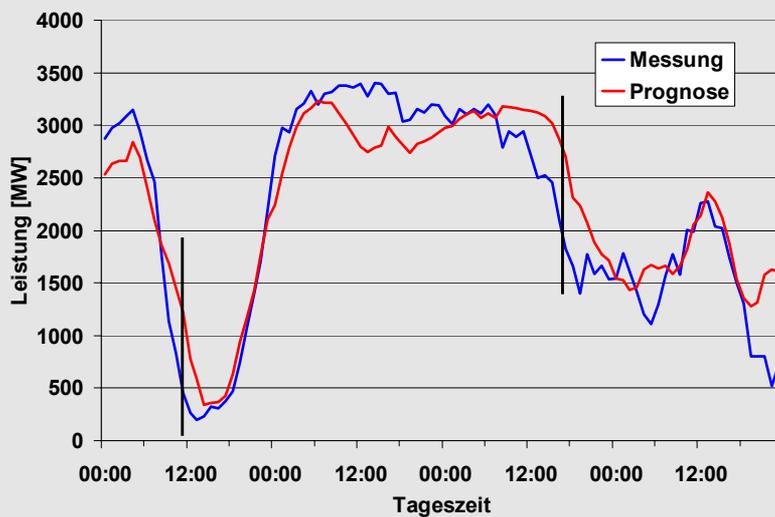


Windenergieeinspeisung in die E.ON Netz Regelzone  
17.02.2002 - 24.02.2002 - gemessen und 24 Stunden Prognose



## Kurz- bis mittelfristige Prognose

I/Ro 2/2005

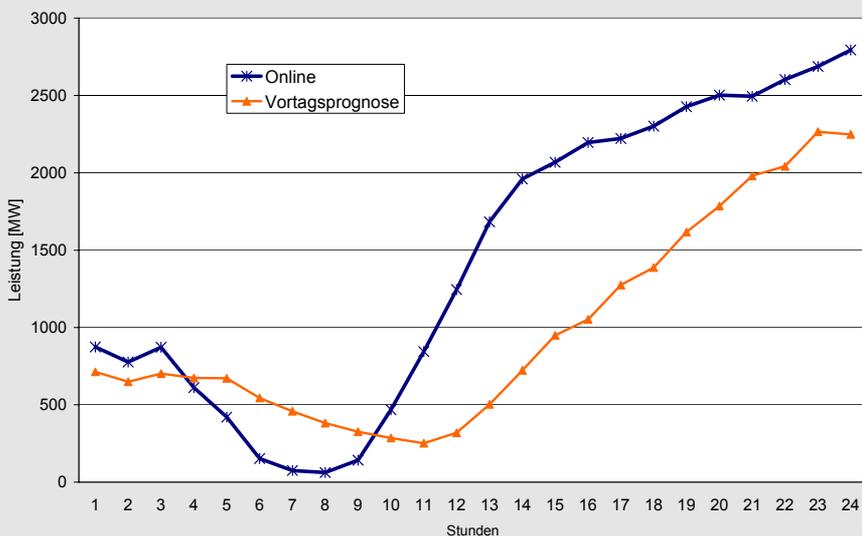


Messung und Folgetagsprognose im E.ON Netz Gebiet



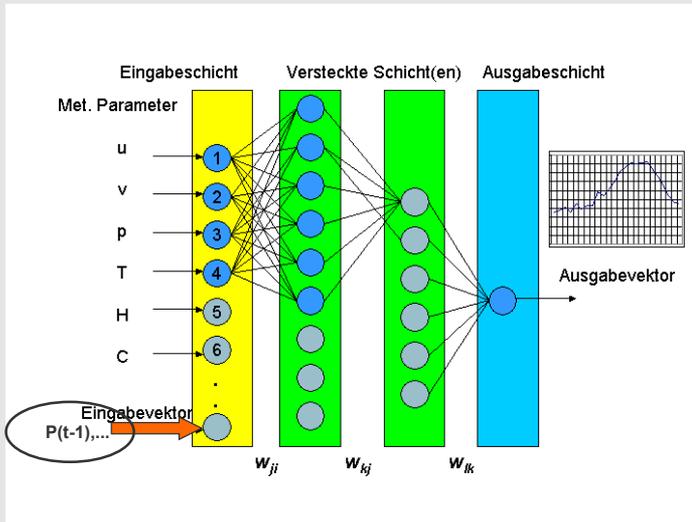
## Kurz- bis mittelfristige Prognose

I/Ro 2/2005



Prognosefehler durch falsch vorhergesagten Zeitpunkt von Windgeschwindigkeitsänderungen





Eingangsdaten

u, v: Wind 10, 100m

p: Luftdruck

T: Temperatur

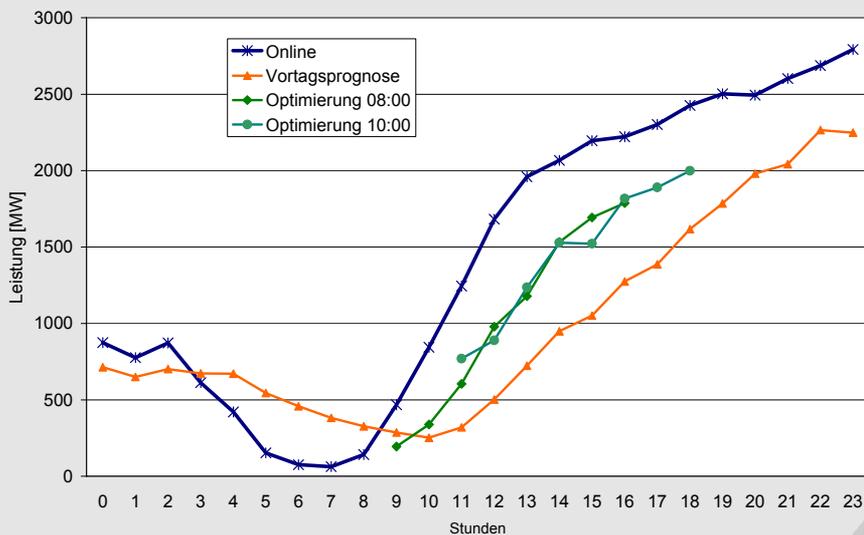
H: Luftfeuchtigkeit

C: Bedeckungsgrad

Ausgangsdaten

normierte Leistung

Berechnung der Windparkleistung mit KNN

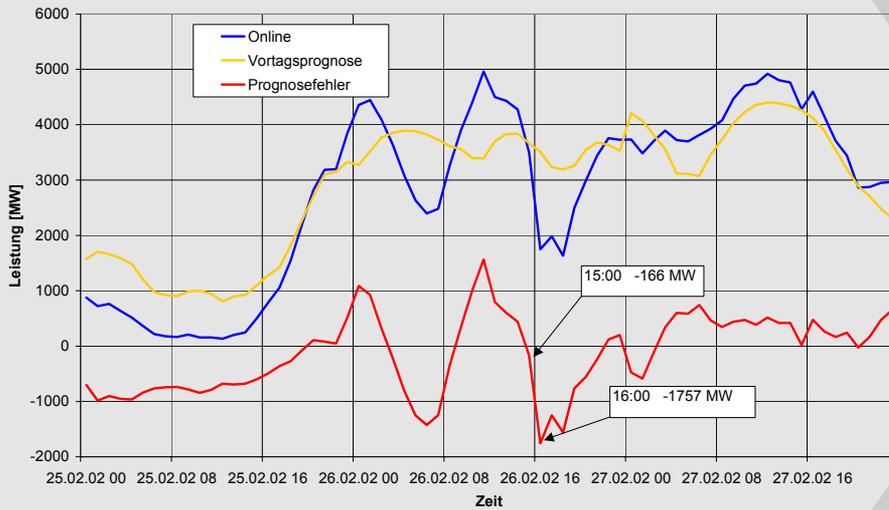


Korrektur durch Hinzunahme von Windpark-Leistungsdaten der nahen Vergangenheit



## Kurz- bis mittelfristige Prognose

I/Ro 2/2005

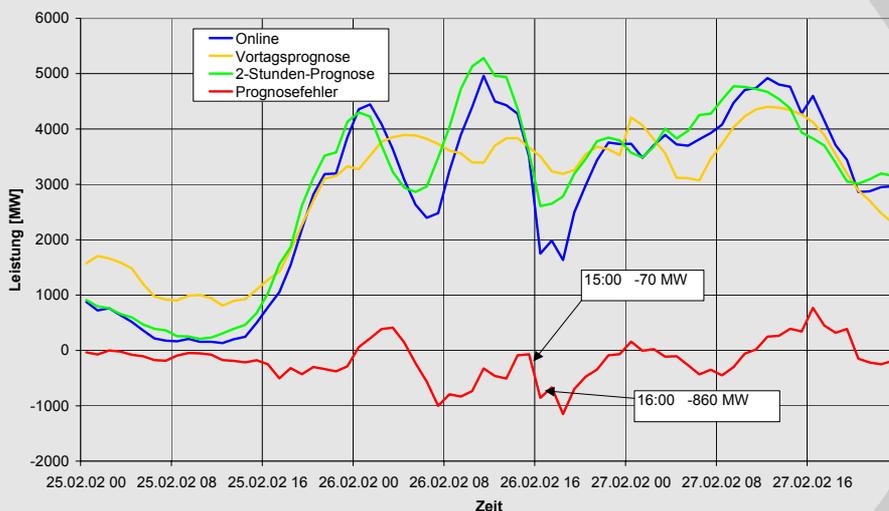


Schwankungen durch Sturmabschaltungen am 26.02.2002 –  
Bedarf an kurzfristiger Regelleistung: 1590 MW



## Kurz- bis mittelfristige Prognose

I/Ro 2/2005

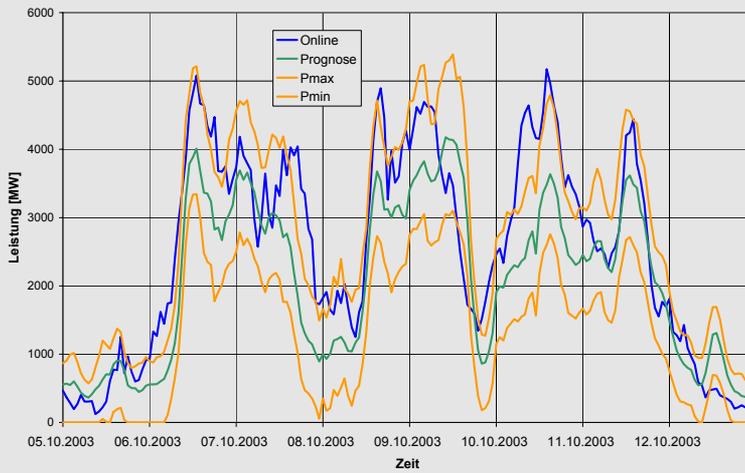


Schwankungen durch Sturmabschaltungen am 26.02.2002 –  
Bedarf an kurzfristiger Regelleistung: 790 MW



## Kurz- bis mittelfristige Prognose

I/Ro 2/2005

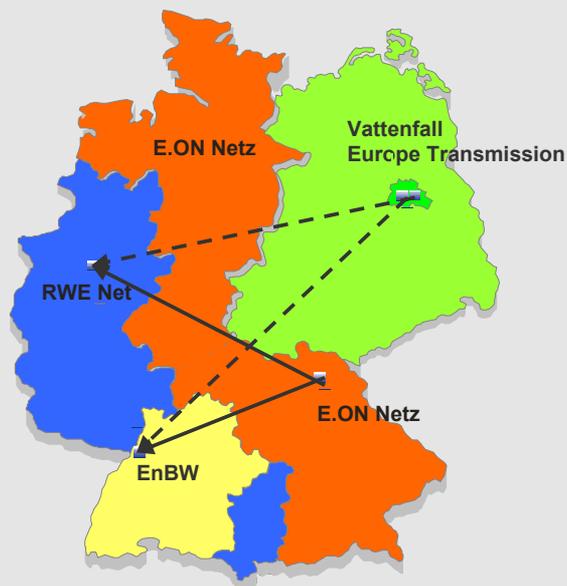


Folgetagsprognose mit Fehlerabschätzung



## Horizontalausgleich der Windenergie

I/Ro 2/2005

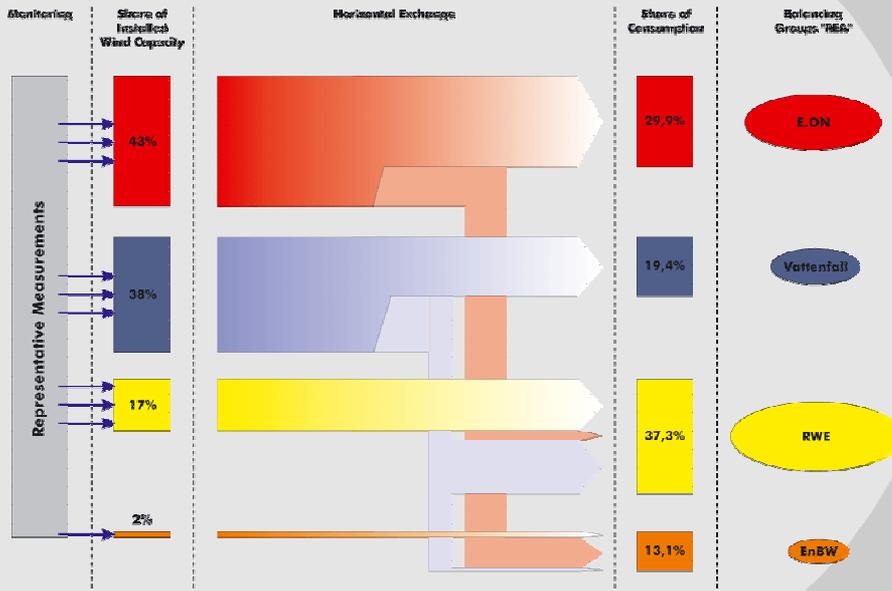


Horizontalausgleich der Windenergie nach EEG §14 (Quelle: E.ON)



## Horizontalausgleich der Windenergie

I/Ro 2/2005

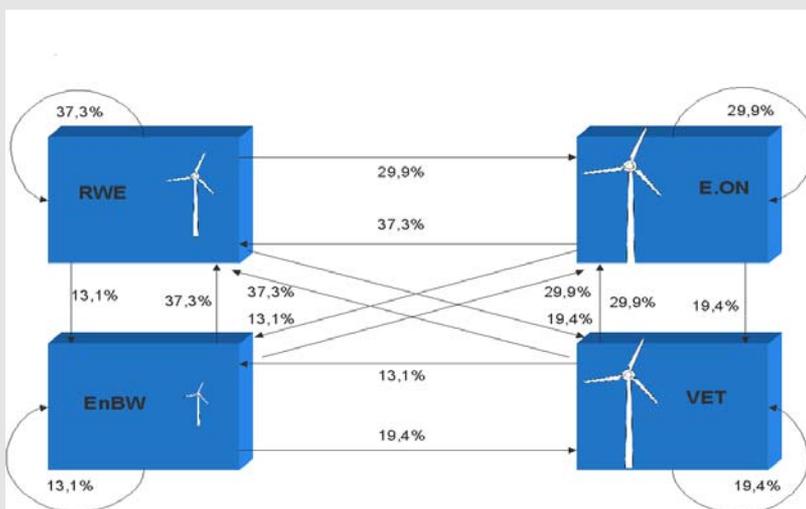


Energie- und Informationsaustausch



## Horizontalausgleich der Windenergie

I/Ro 2/2005

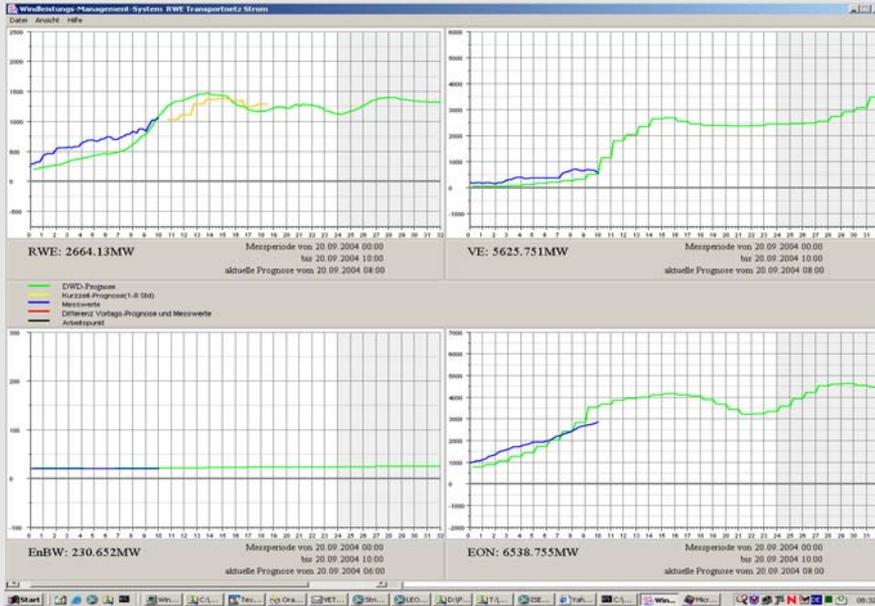


Energie- und Informationsaustausch (Quelle RWE)



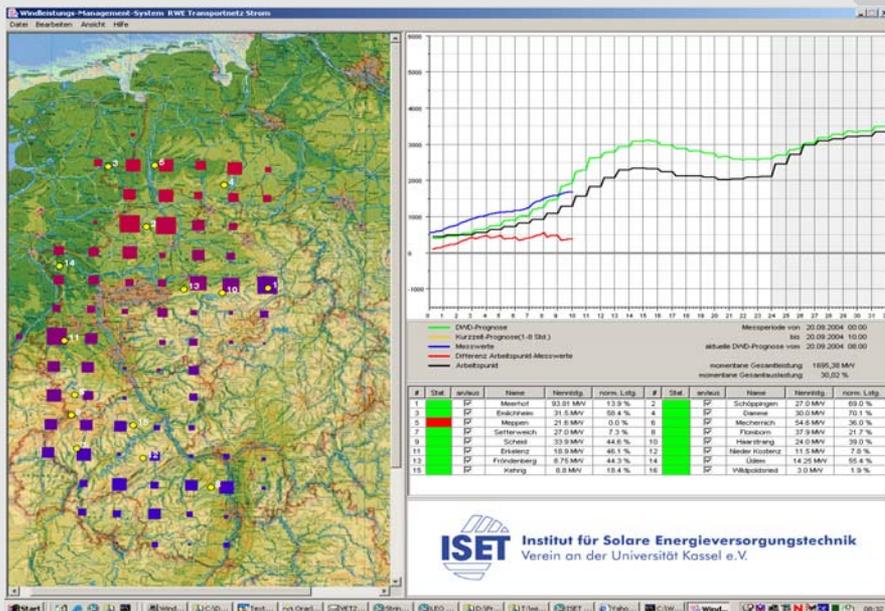
# WPMS-GUI 4 Quadrantenansicht

I/Ro 2/2005



# WPMS-GUI ÜNB-Ansicht

I/Ro 2/2005

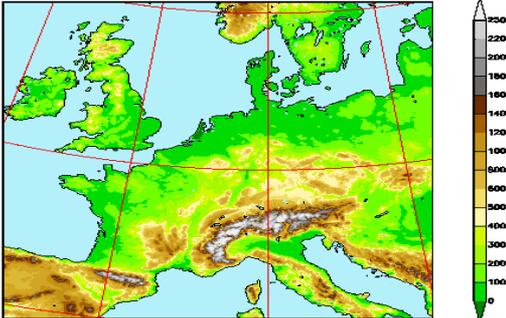


**ISET** Institut für Solare Energieversorgungstechnik  
Verein an der Universität Kassel e.V.

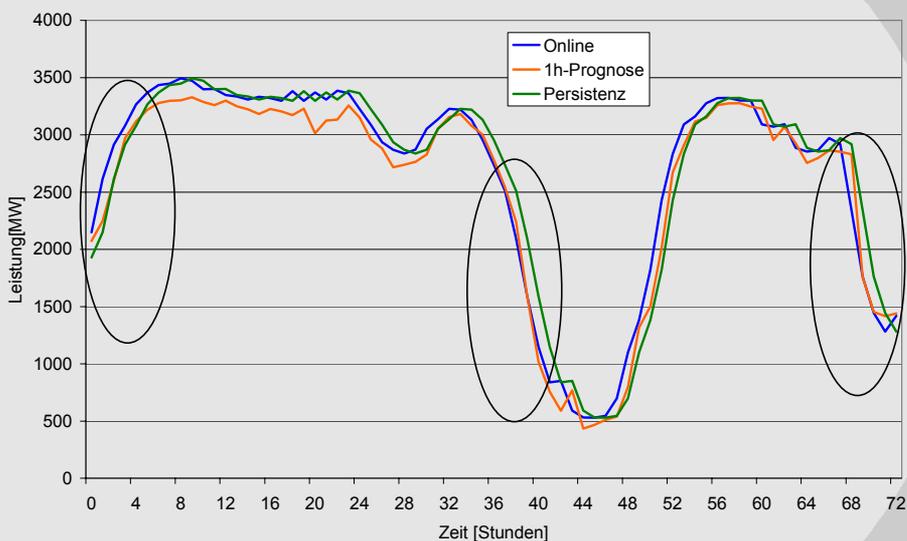


### Weiterentwicklung der DWD-Modelle

- horizontale Auflösung des Lokalmodells (LM) wird von 7x7 km auf 2,8x2,8 km verfeinert
- der Output des LM wird mittels Post-Processings alle 3 Stunden und für den Zeitraum von 2 – 18 Stunden aktualisiert
- für das GME ist eine Angabe zur Prognosegüte über eine Ensemble-Rechnung (Met-Office, Met France) vorgesehen

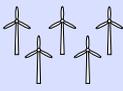


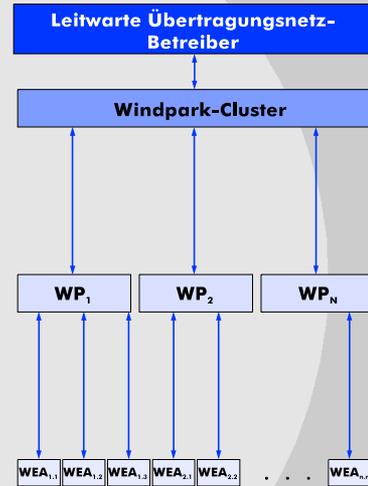
**Umfang des Vorhabens:**  
**25 PM, Laufzeit 3 Jahre,**  
**Fertigstellung 2007**



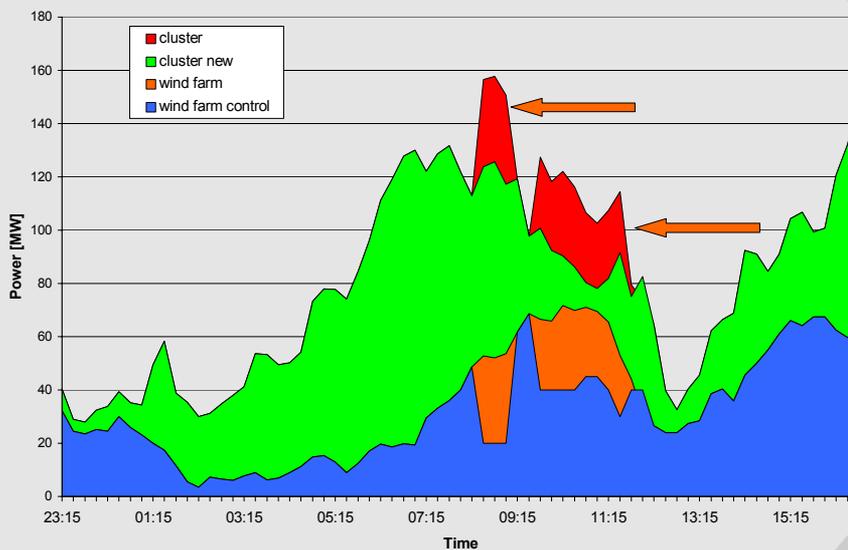
**1 Stunden Cluster-Prognose nur mit Leistungsmessungen**



<p><b>Windpark-Cluster</b></p> 	<p><b>Anforderungen: Profilbasierte Betriebsweise</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• unbeeinflusster Betrieb</li> <li>• Leistungsbegrenzung</li> <li>• energetische Plantreue</li> <li>• konstante Leistung</li> <li>• Bereitstellung von Regelleistung</li> </ul>
<p><b>Windpark</b></p> 	<p><b>Anforderungen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximalleistungsbegrenzung (dynamische Grenzwertvorgabe)</li> <li>• Kurzschlußstrombeteiligung</li> <li>• Notabschaltung bei Netzausfällen</li> <li>• koordinierter An- und Abfahrvorgang (Gradientenbegrenzung)</li> </ul>
<p><b>Einzel-WEA</b></p> 	<p><b>Anforderungen:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• sicherer- und zuverlässiger Betrieb</li> <li>• maximale Energieausbeute</li> </ul>



Cluster-Management

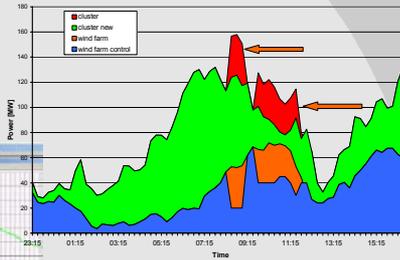
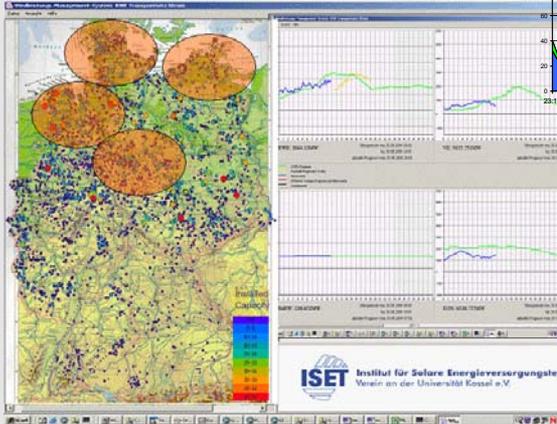


Windenergieeinspeisung nach Cluster-Fahrplänen



## Innovative Netz-Betriebsführung und Leistungs-Frequenzregelung

1. Erweiterte Windpark-Betriebsführung
2. Windpark-Cluster Management
3. Netzsimulation mit realen Winddaten



**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

**Fragen? Anregungen?**

**Kontakt:**

**Kurt Rohrig**

**ISET e.V.; Königstor 59; 34119 Kassel**

**e-mail: [k.rohrig@iset.uni-kassel.de](mailto:k.rohrig@iset.uni-kassel.de)**

**telefon: 0561-7294-330**

**internet: [www.iset.uni-kassel.de](http://www.iset.uni-kassel.de)**

