

Windleistungsvorhersage im Zeitbereich bis 48 Stunden

Wind Power Prediction in a Time Scale up to 48 Hours

Harald Mellinghoff, Kai Mönnich, Hans-Peter Waldl, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, FB Physik

Hans Georg Beyer, Fachhochschule Magdeburg, Fachbereich Elektrotechnik

Summary

The share of energy from wind power in Northern Germany has been increasing rapidly. The installed capacity of wind turbines actually is in the range of 50 % of the annual maximum load of the according regional electric power supplier. Due to the uncertainty of natural fluctuations of wind energy, conventional power plants have to be hold stand by to replace the contribution of wind power in times of lulls or very high wind speeds. We will present an investigation showing the possibilities of predicting the energy from wind power for up to two days based on numerical weather forecast.

1. Einleitung

In den norddeutschen Küstenländern liefert Windenergie inzwischen einen nicht unerheblichen Beitrag zur Stromversorgung. Dabei liegt die installierte Leistung von Windkraftanlagen (WKA) momentan in der Größenordnung der minimalen Last der jeweiligen regionalen Stromversorger, was bis zu 50 % der Höchstlast entspricht. Die fluktuierende Einspeisung der WKA macht sich dabei als ‚negative Last‘, als eine Erhöhung der Schwankungen der Netto-Lastkurven bemerkbar. War es bisher ausreichend, zur Kraftwerkseinsatzplanung die täglichen Lastschwankungen der industriellen und privaten Verbraucher zu kennen (Abb. 1), wird die Situation durch die Fluktuationen der Windenergieeinspeisung verändert. Betrachtet man Norddeutschland, so werden über diese Fläche die kurzfristigen Gradienten des Windenergieangebots im Zeitbereich von ein bis drei Stunden durch räumliche Ausgleichseffekte stark gedämpft. Es verbleiben jedoch die Schwankungen der Windenergieeinspeiseleistung in längeren Zeitskalen. Die Unsicherheit der Entwicklung der Windgeschwindigkeit im Zeitbereich bis hin zu zwei Tagen macht es dabei nötig, Leistung in konventionellen Kraftwerken vorzuhalten, um eventuell die Einspeiseleistung aus Windkraft zu ersetzen. Hier soll eine Untersuchung zu den Möglichkeiten einer Vorhersage der Leistung aus Windenergie für einen entsprechenden Zeithorizont auf der Basis eines numerischen Wettervorhersagemodells vorgestellt werden.

Die natürlichen Fluktuationen der Windgeschwindigkeit beruhen je nach Zeitbereich auf verschiedenen meteorologischen Effekten. Sie lassen sich grob nach kleinräumiger Turbulenz im Bereich bis zu einer Stunde und Einflüsse des großräumigen Wettergeschehens unterteilen. Eine andere Einflußgröße mit einer Zeitskala von einem Tag ist der Tagesgang der Windgeschwindigkeit, der indirekt von der Sonneneinstrahlung abhängt und besonders im Sommer stark ausgeprägt sein kann. Je nach Zeitbereich können zu einer Vorhersage der Windgeschwindigkeit entsprechend verschiedene Verfahren zum Einsatz kommen. Für eine Vorhersagezeit bis zu sechs Stunden kommen statistische Methoden (Kalman-Filter, Neuronale Netze) und translatorische Verfahren (wie im Schleswig-System PELWIN) in Frage. Bei Prognosezeiträumen ab drei Stunden nehmen die Unsicherheiten dieser Ansätze jedoch schnell zu, da die Entwicklung der Windgeschwindigkeit immer stärker vom überregionalen Wettergeschehen geprägt wird. Für längere Vorhersagezeiten, und damit auch für den hier betrachteten Zeithorizont von 48 Stunden, kommen nur Methoden in Frage, die auf einer numerischen Wettervorhersage beruhen.

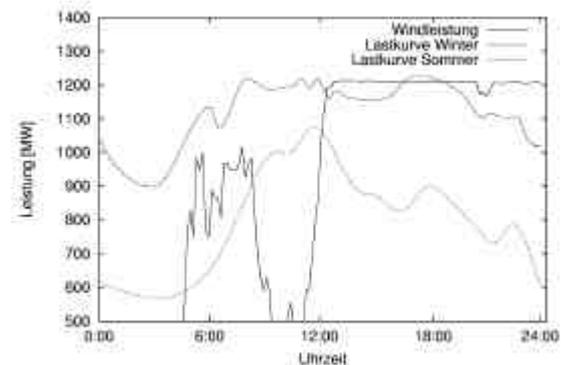


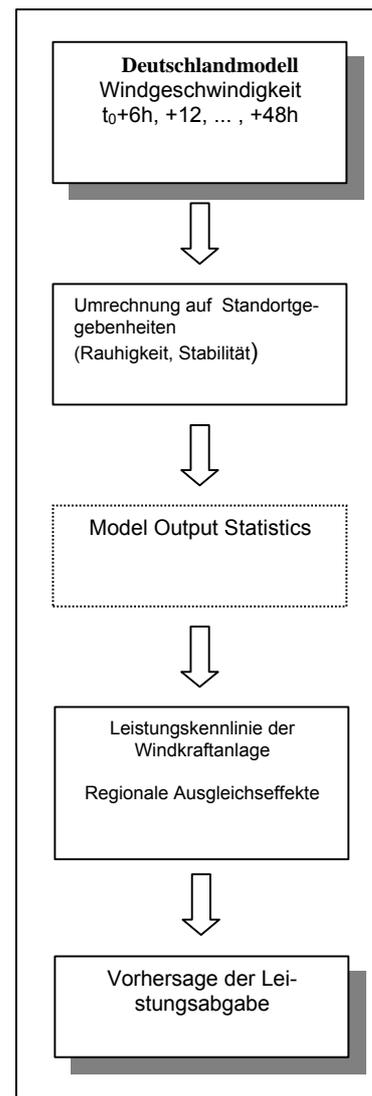
Abb. 1: Typische Tagesgänge der elektrischen Last eines norddeutschen Energieversorgers für den Tag mit der höchsten (Winter) und der niedrigsten (Sommer) Tageshöchstlast. Die stark fluktuierende Linie zeigt ein Beispiel für die schwankende Windeinspeiseleistung.

Fig. 1: Typical daily pattern of electrical load for a North German electric power supplier for the day with highest (winter) and lowest (summer) daily maximum load. The strongly fluctuating line gives an example for fluctuating wind power input.

2. Modellansatz

Von den Wetterdiensten operationell betriebene Wettervorhersagemodelle liefern prinzipiell Vorhersagen meteorologischer Größen im Zeitbereich von mehreren Stunden bis hin zu Tagen. Vom Deutschen Wetterdienst (DWD) wird zur Wetterprognose bis zu 48 Stunden das *Deutschlandmodell* verwendet. Dieses liefert Vorhersagen der Windrichtung und Windgeschwindigkeit (unter vielen anderen meteorologischen Größen) in einem Zeitraster von 3 Stunden. Die horizontale räumliche Auflösung des von diesem numerischen Modell verwendeten Rechengitters und damit der Modellergebnisse beträgt ca. $14 \times 14 \text{ km}^2$. Aufgrund dieser vorgegebenen horizontalen Auflösung sind lokale, die Windverhältnisse an den WKA-Standorten mitbestimmende, Gegebenheiten im Rahmen des *Deutschlandmodells* nur unzureichend oder gar nicht beschrieben. Des weiteren fallen die Modellniveaus, auf deren Höhe die meteorologischen Größen bestimmt werden, im allgemeinen nicht mit den Nabenhöhen der betrachteten Windkraftanlagen zusammen. Deshalb wird eine Vorhersage der zu erwartenden Leistungsabgabe von Windkraftanlagen zwar auf den Rechenergebnissen des *Deutschlandmodells* beruhen, diese Werte aber mit Hilfe weiterer Modelle räumlich verfeinern. Ein solcher Ansatz wurde im Risø National Laboratory in Dänemark entwickelt [1], das auf der Basis des numerischen Wettervorhersagemodells *HIRLAM* eine 36-Stunden-Vorhersage der Leistungsabgabe von Windkraftanlagen für Dänemark erlaubt und bereits bei der dänischen Kraftwerkseinsatzplanung unterstützend eingesetzt wird.

Für die folgende Untersuchung wurde das vom *Deutschlandmodell* vorhergesagte Windfeld unter Berücksichtigung der Umgebung der lokalen Windkraftanlagen bezüglich der Bodenrauigkeit und der thermischen Schichtung der Atmosphäre auf die Höhe der jeweiligen Windmeßmasten bzw. WKA-Nabenhöhen umgerechnet (siehe Abbildung rechts). Mit Hilfe der Leistungskennlinien der Windkraftanlagen wird auf Basis der so korrigierten Windgeschwindigkeiten nun die zu erwartende Leistungsabgabe vorhergesagt. Sind für das betrachtete Gebiet Messungen der Windgeschwindigkeit oder der Leistungsabgaben von WKA über einen längeren Zeitraum verfügbar, so läßt sich das beschriebene Verfahren durch Korrelation vergangener Vorhersagen und Messungen, sogenannter *Model Output Statistics*, weiter verbessern.



3. Studie Mecklenburg-Vorpommern

Datenbasis

Für die Untersuchung standen Vorhersagedaten des *Deutschlandmodells* für einen Zeitraum von 3 Monaten (Oktober- Dezember 1996) mit den Vorhersagezeiten 6, 12 und 24 Stunden in 10 m Höhe zur Verfügung. Die zugehörige Startzeit der Modellrechnungen war 0:00 Uhr UTC.

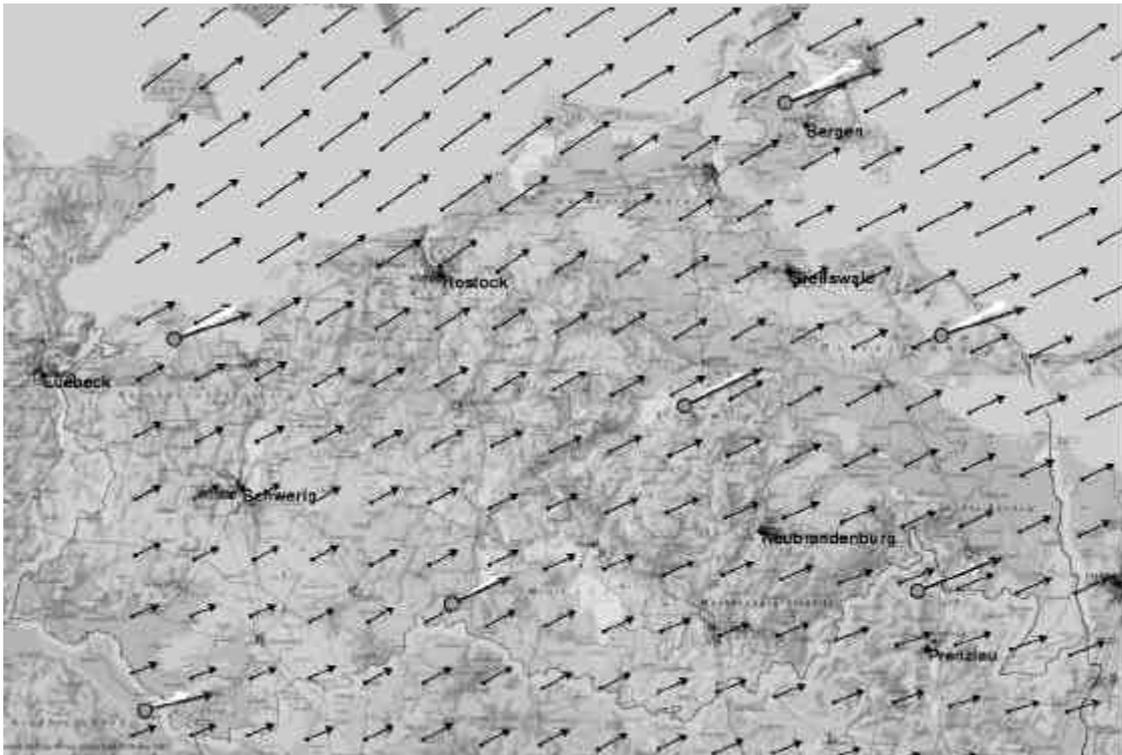


Abb. 2: Modellgebiet in Mecklenburg-Vorpommern und Lage der Meßstationen (Kreise). Die kleinen Pfeile geben die Vorhersagewerte des Deutschlandmodells für einen Zeitpunkt wieder. Die Pfeile an den Meßstationen entsprechen der Vorhersage (dicke, helle Pfeile) und den gemessenen Werten (dunklere Pfeile).

Fig. 2: Model area in Mecklenburg-Vorpommern and position of the met masts (circles). The smaller arrows represent the prediction of the Deutschlandmodell for one moment. The arrows related to the measuring stations correspond to the prediction (thicker, light arrows) and the measured values (dark).

Der genutzte Ausschnitt des Modellgitters umfaßt Nordostdeutschland mit einer horizontalen Auflösung von etwa $14 \times 14 \text{ km}^2$ (Abb. 2).

Die zum Vergleich verwendeten Meßdaten für den gleichen Zeitraum wurden vom Windmeßprogramm Mecklenburg-Vorpommern (Betreuung durch WIND-consult, Rostock) übernommen. Es standen Messungen der Windgeschwindigkeit und -richtung für 7 Standorte in Mecklenburg-Vorpommern als Zeitreihen von 5-Minuten-Mittelwerten zur Verfügung.

Vorhersage der Windgeschwindigkeit und der Leistungsabgabe

Zur Bestimmung der Windgeschwindigkeiten an den jeweiligen Meßstandorten sind die vom *Deutschlandmodell* vorhergesagten Größen in 10 m Höhe unter Verwendung der entsprechenden Bodenrauigkeit in den Wind in großen Höhen (geostrophischer Wind) umgerechnet und anschließend mit den standortspezifischen Daten wieder auf 10 m und auf 30 m Höhe transformiert worden. Die gemessenen und vorhergesagten Windgeschwindigkeiten wurden anschließend mittels einer typischen Leistungskennlinie einer Windkraftanlage in Leistungsabgaben umgerechnet.

Abb. 3 zeigt einen Ausschnitt aus den so gewonnenen Zeitreihen. In weiten Teilen zeigt sich eine gute qualitative Übereinstimmung zwischen Vorhersage und Messung, wie z.B. an den Sturmtagen 6./7. November. Allerdings sind an anderen Tagen auch einzelne größere Abweichungen zu erkennen (Verlauf der Windgeschwindigkeit am 11. November). In Tab. 1 sind die RMS-Abweichungen (RMS : Root Mean Square-Abweichung, mittlerer quadratischer Fehler) zwischen der Vorhersage und den Messungen für die Windgeschwindigkeit auf 30 m Höhe und die errechnete Leistungsabgabe für die verschiedenen Vorhersagezeiträume zusammengefaßt. Die Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Windgeschwindigkeit liegen in der Größenordnung von 20 % bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit im Untersuchungszeitraum. Dabei ist die Abweichung für die 24 h-Vorhersage am größten. Die Abweichungen zwischen der vorhergesagten und der aus Meßwerten bestimmten Leistungsabgabe einer WKA liegt die Abweichung in der Größenordnung 10 bis 15 % der Nennlei-

stung. Diese Zahl ist aber aufgrund der geringen mittleren Windgeschwindigkeit im Untersuchungszeitraum als vorläufig anzusehen. Ebenso ist noch zu prüfen, ob der hier zur Beurteilung verwendete RMS-Fehler überhaupt ein gutes Maß für die praktische Verwendbarkeit der Vorhersage ist (siehe auch Zusammenfassung).

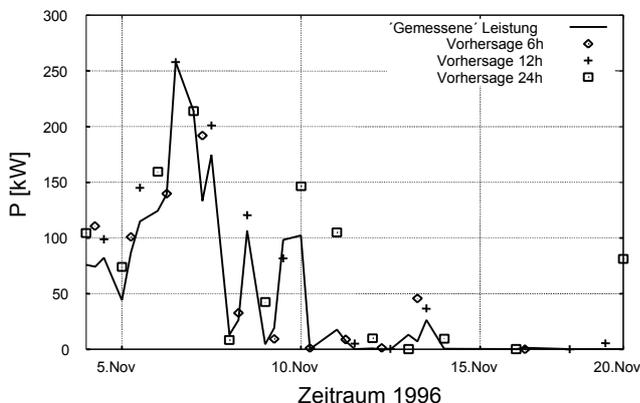


Abb. 3 Ausschnitt der Zeitreihe der prognostizierten (Symbole) und tatsächlichen (durchgezogene Linie) Leistungsabgabe einer 250-kW WKA, errechnet aus den entsprechenden Windgeschwindigkeiten in 30m Höhe mittels einer typischen Leistungskennlinie.

Fig. 3: Part of the time series of predicted (symbols) and real (solid line) power output of a 250 kW wind turbine calculated from wind speeds in 30 m height using a typical power characteristics. The prediction is done on base of the numerical weather prediction model Deutschlandmodell and a refinement approach.

	6 h	12 h	24 h
RMS-Fehler Windgeschwindigkeit	18 %	17 %	22 %
RMS-Fehler Leistungsabgabe	11 %	12 %	15 %

Tab. 1: Mittlerer RMS-Fehler der Vorhersage aller Stationen für die Windgeschwindigkeit (bezogen auf den mittleren Wert im Untersuchungszeitraum) und die Leistungsabgabe (bezogen auf die Nennleistung) für die verschiedenen Vorhersagezeiten.

Tab. 1: Mean rms error for the prediction of all stations for wind speed (normalized to the mean value) and power output (normalized to rated power) for different forecast periods.

Model Output Statistics (MOS)

Sowohl die numerische Wettervorhersage als auch das von uns angewandte Verfeinerungsverfahren sind im allgemeinen mit systematischen Fehlern behaftet. Falls für Vorhersagepunkte über längere Zeiträume gleichzeitig Meßdaten der Windgeschwindigkeit oder der Leistungsabgabe vorliegen, so lassen sich

diese systematischen Fehler durch den Einsatz von MOS-Verfahren prinzipiell verringern. Wir haben auf den untersuchten Datensatz ein einfaches lineares Regressionsverfahren angewandt (Abb. 4). Bei zwei Stationen ergab sich dadurch eine deutliche Verbesserung des Vorhersagefehlers.

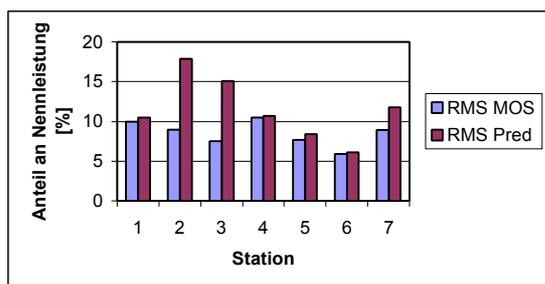


Abb 4: Vergleich der RMS-Abweichung der Leistungsvorhersage normiert auf die Nennleistung mit und ohne nachträgliche MOS-Korrektur.

Fig. 4: Comparison of rms deviation of power output normalized to rated power with and without MOS correction.

4. Kritik und Ausblick

Die hier vorgestellte Untersuchung ist nur ein erster Schritt, um sich dem Problem der Windleistungsvorhersage im Zeitbereich von ein bis zwei Tagen zu nähern. Für eine belastbare Aussage über die Anwendbarkeit des vorgestellten Verfahrens war der Untersuchungszeitraum zu kurz und darüber hinaus die mittlere Windgeschwindigkeit zu niedrig. Weitere Forschungsarbeiten werden im Rahmen eines von der Europäischen Union geförderten Projekts durchgeführt werden, das von der Universität Oldenburg, dem dänischen Forschungszentrum Risø und der FH Magdeburg bearbeitet wird. Dabei werden die Arbeiten folgende Schwerpunkte umfassen:

In der vorliegenden Untersuchung wurde der mittlere RMS-Fehler zur Bestimmung der Abweichungen zwischen Vorhersage und Messung benutzt. Um ein Windleistungsvorhersagemodell im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanung einsetzen zu können, müssen die zu erwartenden Unsicherheiten der vorhergesagten Leistungsabgabe möglichst genau spezifiziert werden. Eine Angabe eines ‚pauschalen‘ Fehlers ist hierzu in der Regel nicht ausreichend. Die Angabe der Unsicherheit muß in

Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und möglicherweise der Wettersituation geschehen. Da es für die Kraftwerksplanung und -regelung auf den absoluten Leistungsbeitrag aus Windenergie ankommt, ist die Vorhersagegenauigkeit bei mittleren und hohen Windgeschwindigkeiten von besonderer Bedeutung. Da höhere Windgeschwindigkeiten naturgemäß seltener auftreten, sind hierfür erheblich längere Untersuchungszeiträume nötig.

Für den praktischen Einsatz der Vorhersage ist es ebenfalls wichtig, eine möglichst gute Prognose von größeren Änderungen der Windgeschwindigkeit zu erhalten.

Die Schwankungen der Windgeschwindigkeit an einzelnen Standorten im Zeitbereich von Stunden werden stark vermindert, wenn die Summenwindgeschwindigkeit bzw. Leistungsabgabe ganzer Regionen betrachtet wird. Im Rahmen des Forschungsprojektes soll ein Schwerpunkt auf der Untersuchung der Auswirkungen dieser regionalen Ausgleichseffekte auf den Vorhersagefehler liegen.

5. Zusammenfassung

Die Untersuchungen haben gezeigt, daß die Vorhersage von Windgeschwindigkeiten durch Anwendung des numerischen Wettervorhersagemodells *Deutschlandmodell* des Deutschen Wetterdienstes in Verbindung mit lokalen Korrekturen prinzipiell befriedigende bis gute Ergebnisse liefert. Der bisher erreichte Fehler liegt bei der Vorhersage von Windgeschwindigkeiten in der Größenordnung von etwas über 20% bezogen auf den Mittelwert der Windgeschwindigkeit des betrachteten Zeitraumes. Die Anwendung statistischer Korrelationsverfahren wie *model output statistics* (MOS) reduziert den Fehler teilweise erheblich. Für eine belastbare quantitative Abschätzung sind aber noch weitere Untersuchungen nötig, da der Zeitraum von drei Monaten, für den Meßdaten zur Verfügung standen, für eine genaue Analyse zu kurz und die mittlere Windgeschwindigkeit relativ niedrig war.

Die Untersuchung zeigt, daß der Fehler für die 24 h-Vorhersage des *Deutschlandmodells* deutlich größer ist als für die 6 und die 12 h-Vorhersage. Für eine genauere Auswertung der Abhängigkeit des Vorhersagefehlers von der Länge des Vorhersagezeitraumes wäre eine Untersuchung auch der anderen prinzipiell vorhandenen Vorhersagezeitpunkte (18, 30, 36, 42 und 48 h) nötig.

Für die Vorhersage der Leistungsabgabe der Windkraftanlagen liegt die RMS-Abweichung bei etwa 10 % der Nennleistung. In Anbetracht der relativ niedrigen Windgeschwindigkeiten im Untersuchungszeitraum ist dieser Wert noch zu groß. Er muß durch eine weitere Verfeinerung des Verfahrens verringert werden. Einen positiven Effekt hätte dabei sicherlich die Betrachtung der Verbundleistungsabgabe ganzer Regionen wie z.B. Norddeutschland, was der möglichen Anwendung der Vorhersage als ein Einflußfaktor bei der Einsatzplanung konventioneller Kraftwerke entgegenkommt.

Weitere Untersuchungen, vor allem bezüglich einer weiteren Verfeinerung des Verfahrens und einer genaueren Spezifikation der Vorhersageunsicherheiten, werden im Rahmen eines EU-Projektes durchgeführt werden.

Danksagung

Wir danken der WIND-consult GmbH, Bargeshagen, für die Bereitstellung der Meßdaten, dem DWD für die Lieferung der Vorhersagewerte und der Mitteldeutschen Energieversorgung AG (MEAG), Halle, sowie der Energieagentur Sachsen-Anhalt, Magdeburg, für die Finanzierung und Organisation dieser Untersuchung.

6. Literatur

- [1] Lars Landberg: *Implementing Wind Forecasting At A Utility*, 5th European Wind Energy Association Conference And Exhibition (EWEC '94), Thessaloniki, Greece, 1994.
- [2] H. G. Beyer, H. Mellinshof, K. Mönlich: *Windgeschwindigkeits-Prognosen für den Zeitbereich 6 – 24 h auf Basis des Deutschlandmodells – Modellstudie zur Untersuchung der Vorhersagegüte*. In: *Ermittlung der ständig verfügbaren Leistung von Windkraftanlagen im Versorgungsgebiet der MEAG als Bestandteil der Kraftwerkseinsatzplanung*, Bericht MEAG, Halle 1998.