

Ideale Landschaften für die Nutzung von Windenergie in Bergbaufolgeregionen

Die in den nächsten Jahren und Jahrzehnten anstehenden Rekultivierungsaufgaben in den Bergbaufolgelandschaften der Lausitz bieten die einmalige Möglichkeit, Landschaft so zu gestalten, dass eine optimierte Windenergienutzung möglich wird (z. B. Tagebau Jänschwalde, Tagebau Welzow).

Für die Nutzungsart und Geländere relief einer Landschaft soll im folgenden aufgezeigt werden, wie verschiedene Landschaftsformen die Nutzung der Windenergie beeinflussen können.

Es soll geprüft werden, in welcher Größenordnung eine optierte Nutzung der Windenergie in Bergbaufolgelandschaften möglich ist, wenn in der Rekultivierungsphase die zukünftige Nutzungsform der Windenergienutzung bei der Gestaltung der Landschaft berücksichtigt wird.

1 Grundlagen der Modellierung des Windklimas

Die wirtschaftliche Nutzung der Windenergie hängt insbesondere vom Windangebot an einem potenziellen Standort ab. Einerseits ist dieses vom allgemeinen Windklima der Region abhängig; andererseits müssen bei der Ermittlung des Windangebotes an einem Standort lokale Einflüsse berücksichtigt werden.

Zunächst hat das Geländere relief (auch Orographie) deutlichen Einfluss auf die bodennahe Luftströmung: an exponiert gelegenen Standorten wird die Luftströmung beschleunigt, vor oder hinter Hügeln dagegen gebremst.

Zusätzlich wird die bodennahe Luftströmung an den Unebenheiten der Geländeoberfläche abgebremst, und dabei über Wasserflächen deutlich weniger als über Wäldern. Diese abbremsende Wirkung sinkt mit steigender Höhe über dem Boden und wird normalerweise durch die Zuordnung von Bodenrauigkeiten zu den verschiedenen Arten der Landnutzung modelliert.

Die vorliegende Untersuchung basiert auf der Methodik des Windatlasmodells, entwickelt vom dänischen Forschungsinstitut Risø, und implementiert in der Software WASP¹. Das regionale Windklima wurde auf der Basis von Windmesswerten der Station Cottbus des Deutschen Wetterdienstes beschrieben². Die Windrichtungsverteilung (s. Abb.) verdeutlicht die Hauptwindrichtung West. Die Ergebnisse anderer Windmessungen in der Niederlausitz bestätigen, dass die Messergebnisse als repräsentativ für die Region gelten können.

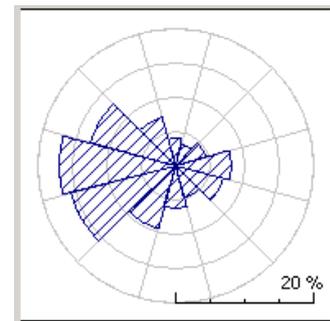


Abbildung 1:
Windrichtungsverteilung der
DWD-Meßstation Cottbus

¹ TROEN: Europäischer Windatlas 1989.

² Ing.-Büro Kuntzsch, Windpotentialstudie Brandenburg 1993.

Die örtlichen Gegebenheiten bzgl. der Orographie und der Bodenrauigkeit wurden durch Digitalisierung verschiedener Varianten und darauf basierende WASP-Berechnungen modelliert.

Die Untersuchungen zum Vergleich verschiedener Anordnungsgeometrien der Anlagen erforderten über die Modellierung des Windklimas hinaus ein Modell der gegenseitigen Abschattung der Anlagen. Der Abschattungsverlust einer Windenergieanlage durch eine benachbarte 2. Anlage wird im wesentlichen durch die Windrichtungsverteilung und den Abstand der Anlagen zueinander im Verhältnis zum Rotordurchmesser bestimmt. In der vorliegenden Untersuchung wurde eine Implementierung des ebenfalls in Risø entwickelten PARK-Modells verwendet³.

2 Landschaftsmodelle

Die genannten Effekte der Orographie- und der Rauigkeit auf das lokale Windangebot soll für verschiedene Landschaftsmodelle untersucht werden. Es werden realitätsnahe Landschaftsformen entworfen, die für einen Energiegarten® in einer Braunkohlenrekultivierungslandschaft typisch sein könnten.

Die Einflüsse von Orographie und Bodenrauigkeit, aber auch der Anordnung der Windenergieanlagen auf die Leistungsdichte bzw. den Ertrag der Windenergieanlagen werden jeweils getrennt untersucht.

Für die Untersuchung des Orographieeinflusses werden hier verschiedene Grundformen von Halden entworfen. Solche aufgeschütteten Halden können als gestalterisches Element bei der Rekultivierung von Braunkohletagebauen eingesetzt werden, andererseits sind sie technologisch im Braunkohlenbergbau sogar erforderlich.

Diese Grundformen können als:

- Einzelhügel,
- linsenförmige Halde,
- elliptische Halde,
- rechteckige Halde beschrieben werden.

Dabei erfolgt die Anordnung dieser Halden quer zur Hauptwindrichtung. Somit wird eine freie Anströmung der Breitseite der Halden in Hauptwindrichtung ermöglicht.

Die Halden haben eine Breite von ca. 2,5 bis 3 km und sind ca. 1,5 bis 2 km tief. Damit können auf ihnen Windparks mit 15 bis 20 WEA errichtet werden.

Die Hangneigung der Halden beträgt max. 30 %, bis zu diesem Wert können die Orographieeinflüsse mit dem zur Verfügung stehenden Modell beschrieben werden⁴.

Die Haldengrundformen wurden variiert. So erheben sich die Halden unterschiedlich hoch über dem umliegenden Niveau, außerdem wurden für die linsenförmige und für die rechteckigen Halden verschiedene Plateauneigungen eingeführt. Der Anstieg dieser Plateauneigungen ist relativ gering und

³ WASP Version 7.2, Risø National Laboratory 1987-2000.

⁴ vgl. TROEN/ PETERSEN: Europäischer Windatlas, 1990.

beträgt max. 4 %. Ziel dieser Plateauneigung soll es sein, eine gleichmäßige Verteilung der Leistungsdichte des Windes über der Halde zu erreichen.

Wie bereits beschrieben, sind neben der Orographie auch die Geländerauhigkeiten für das lokale Windangebot von Bedeutung. Deshalb wurden verschiedene Geländerauhigkeiten modelliert und die Leistungsdichte des Windes ermittelt. Dabei wurde eine Grundrauhigkeitslänge für landwirtschaftliche Nutzfläche mit offenem Erscheinungsbild von 0,05 m angenommen. Weiterhin wurden Rauigkeitslängen für Wald von 0,33 m sowie für Gewässer von 0,0002 m verwendet. Mit diesen drei Rauigkeitslängen können beispielhaft die Landnutzungen in einem Energiegarten abgebildet werden.

Als orographische Gliederung wurde eine Variante der Haldenformen gewählt. Für 5 verschiedene Anordnungen dieser Landnutzungen wurde der Einfluss der Rauigkeit auf die Leistungsdichte des Windes untersucht:

- Variante R1: Landschaft mit gleichbleibender Rauigkeitslänge 0,05 m (landwirtschaftliche Nutzfläche mit offenem Erscheinungsbild).
- Variante R2: Landschaft mit einem ca. 7 km tiefen Wald in Hauptwindrichtung vor den Halden, restliche Flächen landwirtschaftliche Nutzflächen mit offenem Erscheinungsbild.
- Variante R3: Landschaft mit einem ca. 9 km tiefen Wald in Hauptwindrichtung hinter den Halden und 1 bis 1,5 km breiten Seen vor den Halden, die restliche Fläche ist wieder landwirtschaftliche Nutzfläche mit offenem Erscheinungsbild.
- Variante R4: Landschaft mit ca. 1 bis 1,5 km breiten Seen vor den Halden in Hauptwindrichtung und einer restlichen Rauigkeit für landwirtschaftliche Nutzfläche.
- Variante R5: Landschaft mit ca. 5 bis 6 km breiten Seen vor den Halden in Hauptwindrichtung und einer restlichen Rauigkeit für landwirtschaftliche Nutzfläche.

Neben dem Einfluss der Orographie und der Rauigkeit einer Landschaft auf die Leistungsdichte des Windes und somit auf den Ertrag auf einer Windenergieanlage muss bei einem Windpark die Anordnung der Windenergieanlagen zueinander betrachtet werden.

Bei der Anordnung von Windenergieanlagen auf einer der hier modellierten Halden muss also auch die Beeinträchtigung der Windenergieanlagen in einem Windpark durch diese sogenannte Parkabschattung berücksichtigt werden.

Mit Hilfe von drei verschiedenen Windparkkonfigurationen mit jeweils 5, 9 und 14 Windenergieanlagen wird dieser Effekt untersucht. Dabei soll neben der Parkwirkung noch der Effekt der unterschiedlichen Haldentiefe berücksichtigt werden.

Oftmals werden Windenergieanlagen in Reihen angeordnet. Diese können durch eine Abfolge von Rechtecken, Quadraten oder gleichseitigen bzw. gleichschenkligen Dreiecken beschrieben werden. Hier wurde eine Anordnung, die auf einem gleichseitigen Dreieck mit einer Kantenlänge von 500 m basiert, gewählt. Die Halden wurden in ihrer Ausdehnung nur so tief, wie für die Anordnung der jeweiligen Reihen notwendig, modelliert.

Somit können neben den Parkwirkungen auch die Effekte unterschiedlicher Haldentiefen in Hauptwindrichtung untersucht werden.

3 Ergebnisse

Im folgenden sollen die Ergebnisse der Berechnungen mit dem WASP-Modell vorgestellt werden.

Die Untersuchung der orographischen Einflüsse auf die Leistungsdichte des Windes wurde für eine theoretische Nabenhöhe von 120 m durchgeführt. Die Berechnungen für die einzelnen Haldenformen werden in den folgenden Abbildungen dargestellt. In den 10-fach überhöhten Reliefdarstellungen ist die prozentuale Änderung der Leistungsdichte farbig gekennzeichnet.

Es ist zu erkennen, dass es an den Haldenkanten zu einer Überhöhung der Leistungsdichte kommt. Bei großflächigen Halden sinkt diese in der Mitte wieder ab. Eine leichte Plateauneigung kann dieses Absinken etwas mindern, allerdings ist die Leistungsdichte an der höheren Hinterkante dann wesentlich höher als an der Vorderkante. Je größer der Höhenunterschied zwischen Vorder- und Hinterkante ist, desto größer ist dieser Unterschied der Leistungsdichte. Bei Halden mit einer Grundhöhe von 20 m beträgt der Zuwachs der Leistungsdichte 5-8% an den Hangkanten. Wird die Haldengrundhöhe auf 40 m erhöht, vergrößert sich der Leistungsdichtenzuwachs auf ca. 15 %.

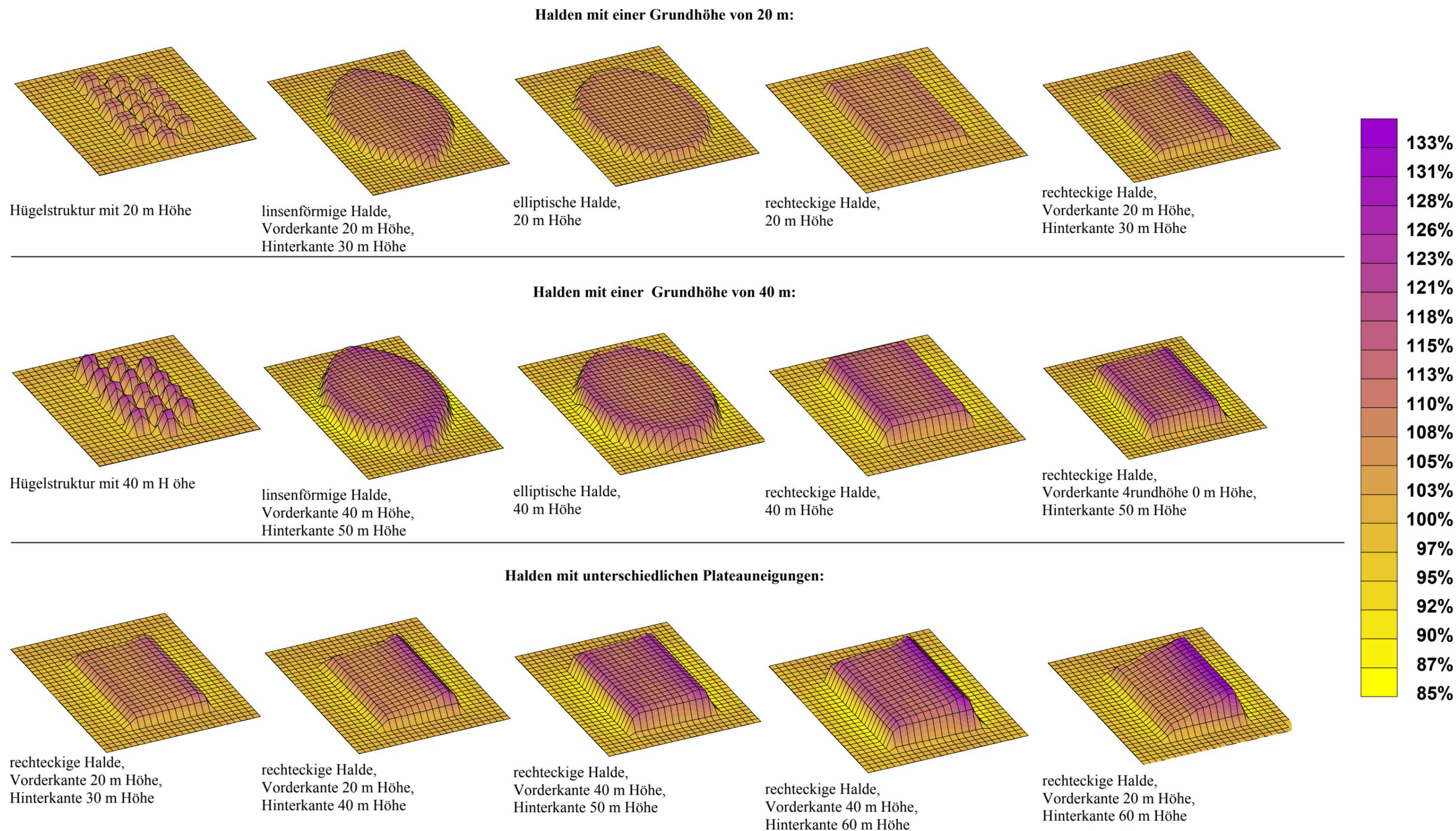


Abbildung 2: Prozentuale Veränderung der Leistungsdichte in 120 m Höhe über Grund für verschiedene Haldenformen. Haldengröße ca. 1,5 x 2-2,5 km (Eigene Darstellung).

Die Berechnungen für den Einfluss der Geländerauhigkeiten wurden an den Haldenformen mit einer Grundhöhe von 20 m durchgeführt. Die verwendeten Orographien entsprechen also den Drahtgitteransichten der ersten Zeile in obiger Tabelle. Die Ergebnisse sind in folgender Abbildung dargestellt:

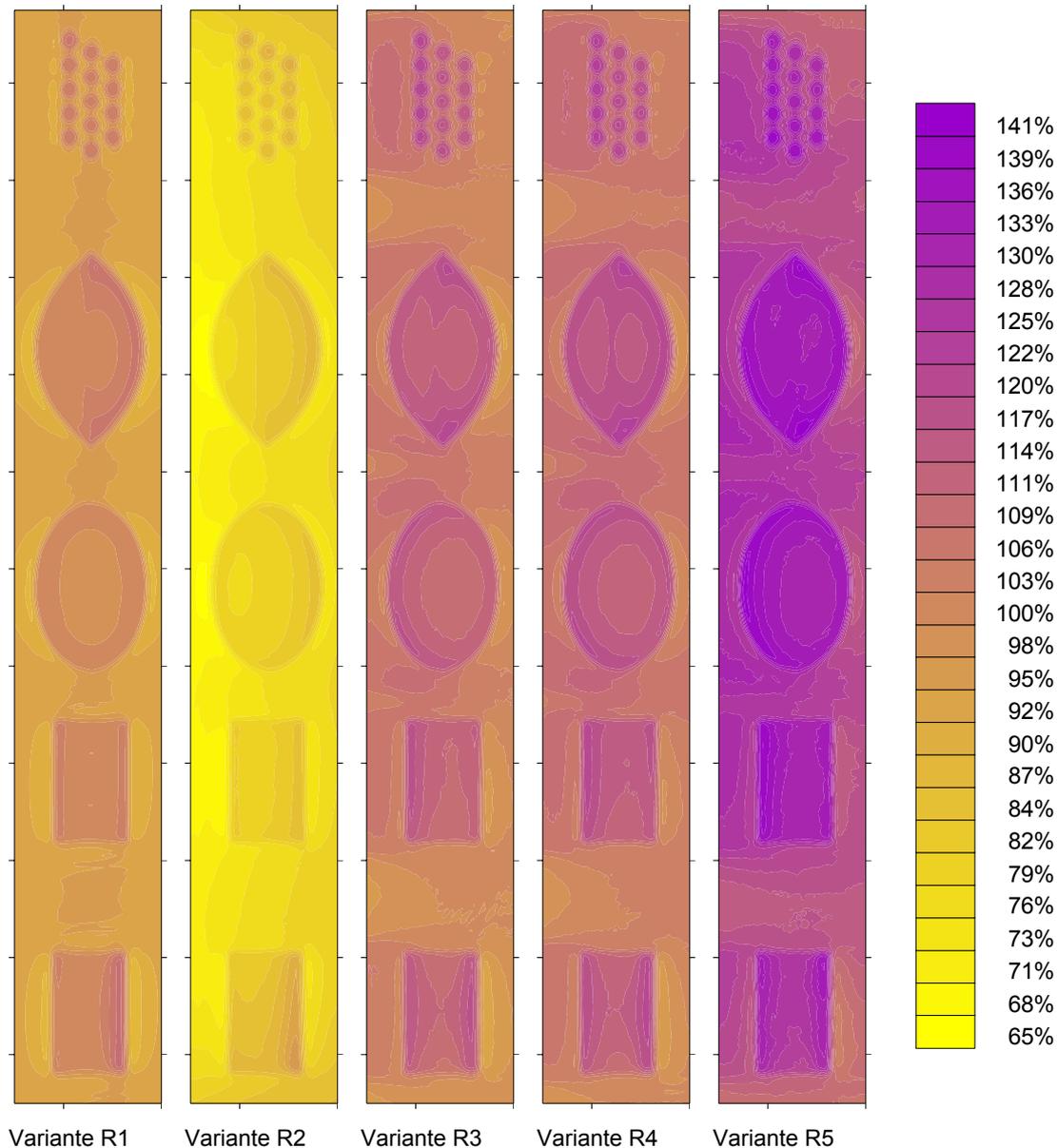


Abbildung 3: Prozentuale Änderung der Leistungsdichte des Windes in 120 m über Grund für verschiedene Rauigkeitsverteilungen (Eigene Darstellung).

Variante R1 zeigt die Leistungsdichte in 120m Höhe über Grund für nur eine Rauigkeitslänge in großräumigem Umkreis. Diese Verteilung der Leistungsdichte ist also bei nur einer homogenen Grundrauhigkeit zu erwarten. Für eine Stelle in der Mitte der rechteckigen, flachen Halde wird die Leistungsdichte mit 100% angenommen.

So kann man in der Variante R2 den Einfluss des Waldes auf die Leistungsdichte in 120 m Höhe über Grund sehr gut erkennen. Hier kommt es zu einem Leistungsabfall von bis zu 24 %. Diese Verminderung der Leistungsdichte wird durch die gestörte Anströmung auf Grund der hohen Rauigkeit des Waldes verursacht.

In Variante R3 wurde der Wald hinter in den Windschatten/ der Halden verlagert und vor den Halden ein See angeordnet. Durch diesen See kommt es zu einer Steigerung der Leistungsdichte um ca. 8 %. Es gibt noch einen Einfluss des Waldes, da die Anströmrichtung nicht ausschließlich der Hauptwindrichtung entspricht. Diese Minderung der Leistungsdichte ist, wie man im Vergleich mit Variante R4 sehen kann, allerdings nicht sehr groß. Bei dieser Variante ist die Landschaft ohne Wald und nur mit See vor den Halden modelliert. Dabei kommt es zu einer Leistungssteigerung gegenüber Variante R1 von 12 %.

Die größten Effekte erzielt man allerdings nicht mit einem kurzen See von 1 bis 2 km Länge, sondern bei wesentlich größeren Längen. In Variante R4 wurde beispielhaft ein bis zu 6 km langer See vor den Halden modelliert. Die Ergebnisse zeigen eine starke Steigerung der Leistungsdichte. Sie beträgt bis zu 28 % gegenüber der Variante R1.

4 Parkkonfiguration

Für drei verschiedene Parkkonfigurationen auf den entsprechend angepassten rechteckigen Halden wurden die Erträge errechnet. Es wurden Windenergieanlagen des Typs Vestas V80 mit einer Nabenhöhe von 120 m angenommen. Die Berechnungsergebnisse sind in den folgenden Abbildungen dargestellt.

Anzahl der WEA	Ertrag ohne PARK-Modell		Ertrag mit PARK-Modell	
	Ertrag (GWh/a)	Anteil (%)	Ertrag (GWh/a)	Anteil (%)
5	5,375	100,0	5,308	100
9	5,277	98,2	5,061	95,34
14	5,229	97,2	4,913	92,55

Abbildung 4: Übersicht zu den durchschnittlichen Erträgen in den einzelnen Windparks.

```
'05mühlen' Wind farm
26,543 GWh net from 5 turbines
329,495 MWh (1%) lost to wake effects
5,369 GWh to 5,378 GWh (0%)
```

Label	x	y	GrossAEP	NetAEP	%Loss	Speed
Site001	15900	8642	5,369	5,301	01,3	7,03
Site002	15900	8142	5,376	5,293	01,5	7,03
Site003	15900	7642	5,377	5,294	01,5	7,03
Site004	15900	7142	5,378	5,304	01,4	7,03
Site005	15900	6642	5,373	5,350	00,4	7,03

Abbildung 5: Berechnungsergebnis für einen Windpark mit 5 Anlagen (WASP 7.2).

```
'09mühlen' Wind farm
45,552 GWh net from 9 turbines
1,947 GWh (4%) lost to wake effects
5,274 GWh to 5,280 GWh (0%)
```

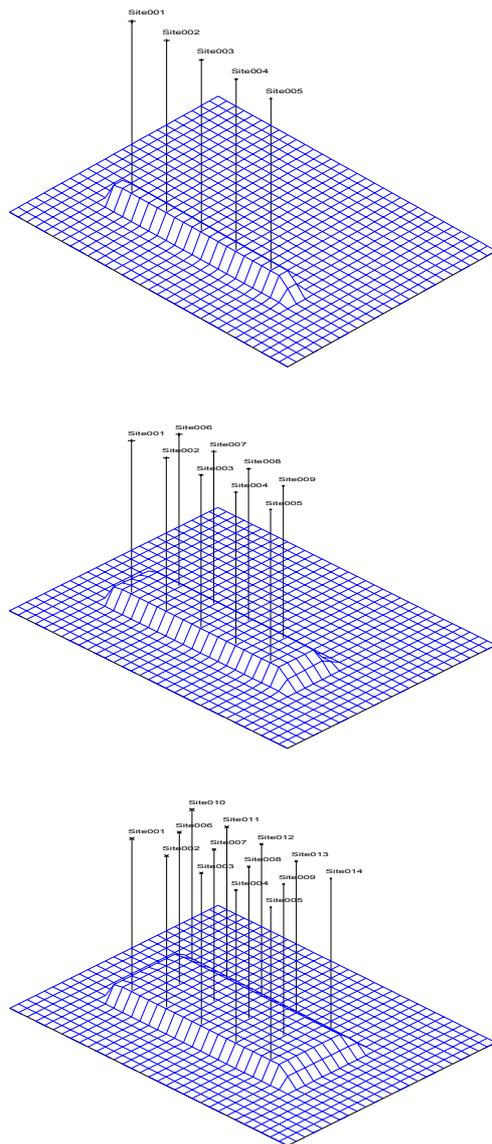
Label	x	y	GrossAEP	NetAEP	%Loss	Speed
Site001	15900	8642	5,280	5,155	02,4	6,96
Site002	15900	8142	5,274	5,115	03,0	6,96
Site003	15900	7642	5,276	5,116	03,0	6,96
Site004	15900	7142	5,276	5,138	02,6	6,96
Site005	15900	6642	5,278	5,226	01,0	6,96
Site006	16333	8392	5,277	4,945	06,3	6,96
Site007	16333	7892	5,278	4,918	06,8	6,96
Site008	16333	7392	5,278	4,929	06,6	6,96
Site009	16333	6892	5,279	5,009	05,1	6,96

Abbildung 6: Berechnungsergebnis für einen Windpark mit 9 Anlagen (WASP 7.2).

```
'14mühlen' Wind farm
68,788 GWh net from 14 turbines
4,423 GWh (6%) lost to wake effects
5,181 GWh to 5,260 GWh (2%)
```

Label	x	y	GrossAEP	NetAEP	%Loss	Speed
Site001	15900	8642	5,257	5,092	03,1	6,95
Site002	15900	8142	5,243	5,041	03,9	6,94
Site003	15900	7642	5,242	5,038	03,9	6,93
Site004	15900	7142	5,244	5,065	03,4	6,94
Site005	15900	6642	5,252	5,167	01,6	6,94
Site006	16333	8392	5,183	4,772	07,9	6,89
Site007	16333	7892	5,181	4,740	08,5	6,89
Site008	16333	7392	5,181	4,754	08,2	6,89
Site009	16333	6892	5,184	4,848	06,5	6,89
Site010	16766	8642	5,251	4,907	06,6	6,94
Site011	16766	8142	5,244	4,771	09,0	6,94
Site012	16766	7642	5,244	4,759	09,2	6,94
Site013	16766	7142	5,246	4,802	08,5	6,94
Site014	16766	6642	5,260	5,030	04,4	6,95

Abbildung 7: Berechnungsergebnis für einen Windpark mit 14 Anlagen (WASP 7.2).



Es ist zu erkennen, dass der durchschnittliche Ertrag einer Anlage bei einer Anordnung von 5 Anlagen (5,308 GWh/a) größer ist als bei 9 Anlagen im Park. Der durchschnittliche Ertrag einer Anlage ist bei 9 Anlagen (5,061 GWh/a) wiederum größer als bei 14 Anlagen (4,913 GWh/a). Zunächst ist der Parkeffekt dafür verantwortlich. Die Verluste aus der Parkabschattung betragen bei 5 Anlagen 1 %, bei 9 Anlagen ca. 4 % und bei 14 Anlagen ca. 6 %.

Zum zweiten ist an den vom Park-Modell unbeeinflussten Erträgen (siehe Tabelle) zu erkennen, dass die höchsten Erträge bei einer schmalen Halde erreicht werden, auf der nur eine Reihe Windenergieanlagen steht. Bei Errichtung mehrerer Anlagenreihen auf einer breiteren Halde so verringern sich die Erträge der einzelnen Windenergieanlagen in der Haldenmitte. Dieser Effekt ist bereits bei der Untersuchung der Haldenformen zu erkennen gewesen. Die größte Überhöhung der Leistungsdichte findet an der Haldenkante statt. In Haldenmitte sinkt diese Überhöhung wieder ab.

Abbildung 8: Anordnung der WEA auf den drei untersuchten Halden (eigene Darstellung)

5 Fehlerbeschreibung

Die Verifikation der in der WASP-Software implementierten Windatlas-Methoden ist in der Literatur ausführlich beschrieben worden⁵. Die Genauigkeit der Berechnungsergebnisse wird demnach u.a. stark durch die Distanz zwischen Mess- und Berechnungspunkt und durch die Komplexität des Geländes beeinflusst. Für die in der vorliegenden Untersuchung durchgeführten kleinräumigen Vergleichsberechnungen sind viele Fehlerquellen (z.B. Mess-, Digitalisierungsfehler) ohne Relevanz. Vor allem ist die Beachtung der Grenzen des Modells bzgl. der maximalen Böschungsneigung von ca. 30 % bedeutungsvoll. Bei der Digitalisierung der Varianten des Bodenreliefs wurde dieser Wert nicht überschritten. In realen Bergbaufolgelandschaften ist zwar das Auftreten höherer Hangneigungen mit den damit verbundenen Strömungsphänomenen (Ablösung der Strömung, turbulente Ablöseblase im Lee von Böschungskanten) nicht auszuschließen, so dass gegebenenfalls alternative Strömungsmodelle eingesetzt werden sollten. Die in der vorliegenden Untersuchung bearbeiteten Fragestellungen konnten jedoch anhand der durchgeführten WASP-Berechnungen mit ausreichender Genauigkeit beantwortet werden.

Die Genauigkeit der durchgeführten PARK-Berechnungen kann als relativ hoch eingeschätzt werden, da die üblichen Richtabstände zwischen den Anlagen (mindestens 6-facher Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung, mindestens 3-facher Rotordurchmesser in selten auftretenden Windrichtungen) bei den untersuchten Parkkonfigurationen überschritten wurden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegenden Untersuchungen bestätigen, dass die Geländeform und Rauigkeit einen sehr starken Einfluss auf ein lokales Windangebot besitzen.

Dieser Einfluss sollte bei der Rekultivierung von Landschaften nicht vernachlässigt werden.

Die schmale Halde quer zur Hauptwindrichtung mit einer einzelnen Reihe Windenergieanlagen stellt vom Gesichtspunkt der Ertragsoptimierung her das Optimum dar. Auch bei größeren Haldenkörpern können durch eine bewusste Gestaltung nicht zu vernachlässigende Zuwächse erzielt werden.

"Die Nutzung von Biomasse und Windenergie in einem Energiearten ist grundsätzlich möglich. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass in Hauptwindrichtung vor einem Windpark keine Wälder angepflanzt werden sollten. Im Leebereich ist der Einfluss von Wäldern auf die Leistungsdichte des Windes deutlich geringer, ein Forstbestand daher generell möglich."

Die Grenzen der verwendeten Simulationsmodelle liegen in der korrekten Darstellung der Windverhältnisse in komplizierten Orographien. Dabei muss insbesondere der Böschungswinkel berücksichtigt werden. Für genauere Untersuchungen der Windproblematik an Halden sollten Windmessungen (z.B. mit SODAR) an verschiedenen Punkten einer existierenden Halde bis in größere Höhen über Grund durchgeführt werden. Zusätzlich sollte für eine detaillierte Simulation der Windverhältnisse an komplexen Topografien auch der Einsatz alternativer Strömungsmodelle untersucht werden.

⁵ u.a. A. Albers/K. Penner: Untersuchung zur Genauigkeit von prognostizierten Energieerträgen von Windenergieerträgen mit dem Programm WASP. – In: DEWI-Magazin Nr. 7, August 1995.
Ingenieurbüro Kuntzsch GmbH, 12/2001