

Kurzbericht: Projekt Langzeitbezug des BWE-Windgutachterbeirats – Ablauf und Ergebnisse

Oktober 2017

1. Einleitung

Im Jahr 2014 führte der Windgutachterbeirat im Bundesverband WindEnergie (BWE) einen Vergleich von Windgutachten durch. Dieser verdeutlichte Unterschiede zwischen den Gutachtenergebnissen, die sich vor allem durch eine unterschiedliche Langzeitkorrektur ergaben.

Nachfolgend initiierten die Fachteilnehmer und Mitglieder des BWE – Windgutachterbeirates 2016 eine Auswertung von langjährigen Ertragsdaten an beispielhaften Bestandswindenergieanlagen. Die Ergebnisse wurden hinsichtlich der Korrekturverfahren, der Datenquellen, der Methoden der Indexerstellung und der langzeitnormierten Erträge verglichen. Die Ergebnisse wurden mit den teilnehmenden Gutachtern in zwei Workshops diskutiert. Die Erkenntnisse werden im nachfolgenden Bericht zusammengefasst.

Die Datengrundlage stellte wpd windmanager GmbH&Co.KG zur Verfügung. Die Organisation und Vorbereitung des Workshops übernahm eine Arbeitsgruppe aus 6 Unternehmen (wpd AG, WKN AG DNVGL, TÜV NORD, DEWI, anemos GmbH). Die Auswertung der Ergebnisse, die Vorbereitung und Durchführung der Workshops wurde durch weitere Unternehmen unterstützt (*WIND-consult, Geo-Net, Cube, Energiewerkstatt Consulting*).

2. Ablauf und Teilnehmer

Der Beschluss zur Durchführung des Projektes zum Thema Langzeitkorrektur wurde auf der Mitgliederversammlung am 1.6.2016 gefasst. Das Projektkonzept wurde von der oben benannten Arbeitsgruppe bis zum Juni 2016 erstellt und mit der Einladung zu einem Workshop an die Mitglieder und Fachteilnehmer des BWE – Windgutachterbeirates versandt. Die Auswertungsunterlagen wurden im August 2016 mit einer Rückmeldefrist bis Mitte September 2016 an die angemeldeten Teilnehmer versandt.

Ein erster Workshop fand am 11.10.2016 statt und beschäftigte sich mit der Auswertung der eingereichten Datensätze zur gestellten Aufgabe und einer später hinzugefügten Ergänzungsaufgabe. Der fakultativen ergänzenden Aufgabenstellung widmeten sich 25 Unternehmen.

Ein Beschluss zur Vertiefung der Auswertung wurde während der Mitgliederversammlung am 12.10.2016 festgehalten. Die weiteren Auswertungsergebnisse, in die Datensätze von nunmehr 28 Unternehmen einfließen, wurden während eines Workshops am 16.2.2017 diskutiert.

Insgesamt nahmen an der Auswertung der Daten folgende Unternehmen teil:

- ABO Wind AG
- AL-PRO GmbH & Co. KG
- anemos Gesellschaft für Umweltmeterologie mbH
- anemos-jacob GmbH
- BayWa r.e. Wind GmbH
- BBB Umwelttechnik GmbH
- CUBE Engineering GmbH
- Deutsche Windguard GmbH
- DNV GL
- Energiewerkstatt Consulting GmbH
- EuroWind GmbH
- GEO-NET Umweltconsulting GmbH
- IEL GmbH
- Ingenieurbüro Kuntzsch GmbH
- JH Wind GmbH
- Lahmeyer International
- PLANKon
- reko Windenergie Analysen
- renerco plan consult GmbH
- RSC GmbH
- SOLvent GmbH
- SOWITEC development GmbH
- TÜV NORD SysTec GmbH & Co. KG
- TÜV SÜD Industrie Service GmbH
- UL International GmbH/DEWI
- WIND-consult Ingenieurgesellschaft für umweltschonende Energiewandlung mbH
- windtest grevenbroich gmbh
- WKN AG

3. Daten und Aufgabenstellungen

Ziel des Projektes Langzeitkorrektur war der Vergleich der Vorgehensweise der Erstellung der Langzeitkorrektur sowie der Vergleich der langzeitnormierten Erträge für unterschiedliche Indizes.

Als **Datengrundlage** dienten die monatlichen Produktionsdaten von fünf Windparks (A-E) an verschiedenen Standorten inkl. technischer Verfügbarkeiten sowie Angaben zu Betriebsbeschränkungen, Einspeisemanagement, technische Angaben der WEA und die Angaben zur Windparkkonfiguration. Für zwei Windparks lagen die Daten in anonymisierter Form vor. Die monatlichen Produktionsdaten inkl. technischer Verfügbarkeit lagen für alle Windparks als Rohdaten vor. Für die Windparks A und B lagen die Produktionsdaten zusätzlich verfügbarkeitskorrigiert vor. Die Langzeitdaten MERRA-2 und der BDB-Index wurden für die anonymisierten Windparks A und B zur Verfügung gestellt. Zur Zusammenstellung der Ergebnisse wurde ein Formular (Excel-Format) erstellt.

Die **Aufgabenstellung** sah vor, für unterschiedliche Windparks verschiedene Fallkonstellationen zu untersuchen. Zudem wurde nachträglich eine Zusatzaufgabe zur fakultativen Bearbeitung eingestellt.

Für die Windparks A und B waren drei unterschiedliche Fälle mit zum Teil vorgegebenen und nicht veränderbaren Eingangsparametern zu betrachten. Für die anderen Windparks sollte nur der Fall 3 zur Berechnung der Langzeitkorrektur durchgeführt werden. Hier waren, anders als in den Fällen 1 und 2, alle Eingangsparameter frei wählbar.

Fall 1: Für zwei definierte Windparks A und B sollte die Langzeitkorrektur durchgeführt und der langzeitkorrigierte Ertrag für jede WEA ermittelt werden. Die Langzeitdaten MERRA-2 und der BDB-Index sowie der Bezugszeitraum der Langzeitdaten (1996 bis 2015) waren vorgegeben. Die monatlichen Produktionsdaten wurden vorab gefiltert, lagen verfügbarkeitskorrigiert vor und sollten ohne weitere Filterung verwendet werden. Im Rahmen der Langzeitkorrektur sollte keine Ausreißerfilterung erfolgen. Die Methode der Indexgenerierung war frei wählbar. Alle anderen Eingangsparameter waren vorgegeben.

Fall 2: Für die Windparks A und B (wie im Fall 1) sollte erneut die Langzeitkorrektur durchgeführt und der langzeitkorrigierte Ertrag für jede WEA ermittelt werden. Die Langzeitdaten MERRA-2 und der BDB-Index sowie der Bezugszeitraum der Langzeitdaten (1996 bis 2015) waren vorgegeben. Die monatlichen Produktionsdaten lagen als Rohdaten (nicht verfügbarkeitskorrigiert) vor und mussten gefiltert werden. Der im Fall 1 generierte Index sollte hier verwendet werden.

Fall 3: Für alle Windparks, auch die, die in den Fällen 1 und 2 verwendet worden sind, sollte die Langzeitkorrektur durchgeführt und der langzeitkorrigierte Ertrag für jede WEA ermittelt werden. In diesem Fall gab es keine vorgegebenen Eingangsparameter. Die Langzeitdaten sowie der Bezugszeitraum waren frei wählbar. Die monatlichen Produktionsdaten lagen als Rohdaten (nicht verfügbarkeitskorrigiert) vor und mussten gefiltert werden. Die Methode der Indexgenerierung war frei wählbar.

Ergänzungsaufgabe: Für den Windpark C sollten die langzeitkorrigierten Erträge auf der Basis von verkürzten zweijährigen Auswertezwischenräumen ermittelt werden. Die zu analysierenden Zeiträume sind:

Zeitraum 1: 1998-1999

Zeitraum 2: 2006-2007

Zeitraum 3: 2014-2015

Die monatlichen Produktionsdaten inkl. Verfügbarkeiten lagen als Rohdaten (nicht verfügbarkeitskorrigiert) vor und mussten gefiltert werden. Die Langzeitdaten waren frei wählbar. Die Methode zur Indexgenerierung war wie in den drei ersten Fällen ebenfalls frei wählbar. Der Bezugszeitraum war nicht frei wählbar, sondern auf 1996 bis 2015 festgelegt.

4. Auswertungsergebnisse

4.1 Fall 1

Für den Windpark A lagen monatliche Energieerträge inkl. Verfügbarkeiten für einen Zeitraum von insgesamt 13 Jahren vor, für den Windpark B für einen Zeitraum von 5 Jahren. Die mittleren Langzeiterträge und die Standardabweichung für die Windparks A und B sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die Spannweite zwischen den gewichteten langzeitkorrigierten Energieerträgen (unter Herausnahme der Ausreißer), beträgt etwa 4% für den Windpark A und etwa 10% für den Windpark B.

	BDB-Index		MERRA-2-Index		Gewichtet	
	Mittlerer Langzeitertrag [kWh]	Standardabweichung [%]	Mittlerer Langzeitertrag [kWh]	Standardabweichung [%]	Mittlerer Langzeitertrag [kWh]	Standardabweichung [%]
WP A	1.468.394	1,3	1.432.806	1,7	1.447.990	1,0
WP B	2.850.783	3,0	2.617.286	2,4	2.727.068	3,3

Tabelle 1: Mittlerer Langzeitertrag für die Windparks A und B bei Verwendung unterschiedlicher Indizes

Im Folgenden werden zwei Gründe (Indexgenerierung, Gewichtung der Indizes) für die Unterschiede der langzeitkorrigierten Energieerträge und deren Ausmaß diskutiert.

Indexgenerierung

Aus den Monatsindizes der einzelnen Gutachter wurden Jahresmittelwerte gebildet. Der Mittelwert über die Jahresmittelwerte aller Gutachter wird für den Windpark A (Abbildung 1) und für den Windpark B (Abbildung 2) im zeitlichen Verlauf dargestellt. Für den MERRA-2-Index sind die Standardabweichungen der Jahresmittelwerte ebenfalls in

den Abbildungen dargestellt. Die mittlere Standardabweichung der Jahresmittelwerte der einzelnen Gutachter beträgt etwa $\pm 2\%$. Diese Abweichung entsteht nur durch die unterschiedlichen Methoden der Indexgenerierung.

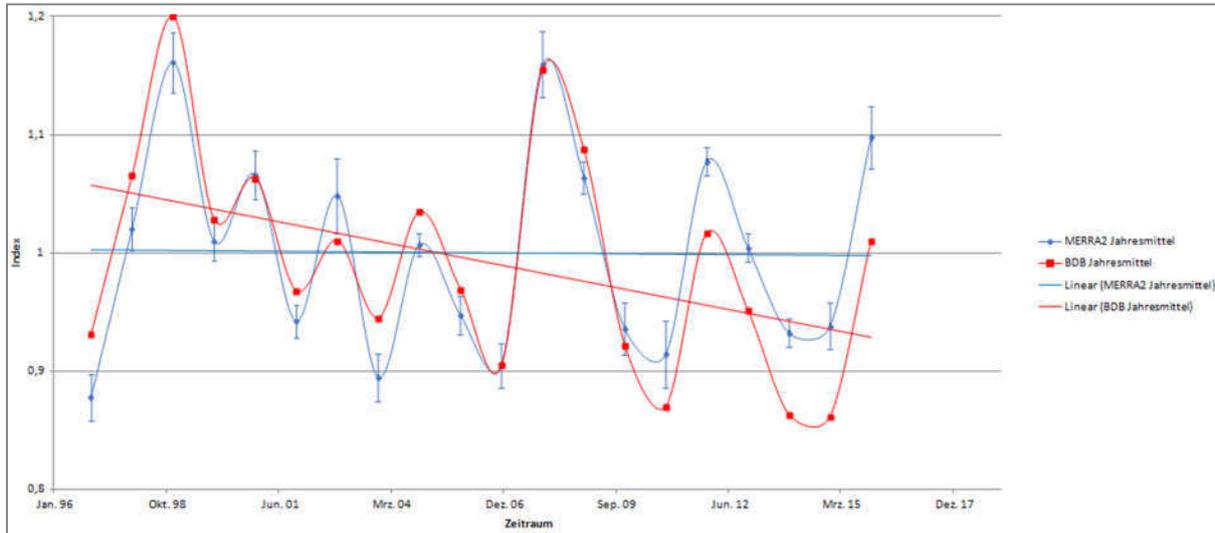


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte des MERRA-2 Index und BDB-Index für den Windpark A

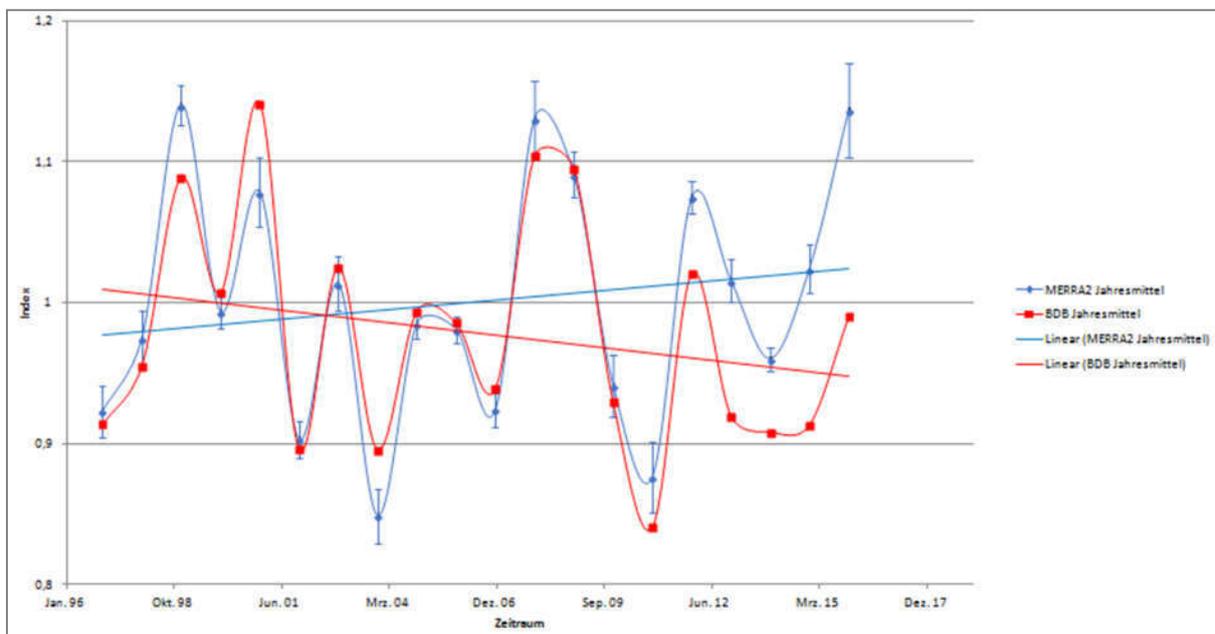


Abbildung 2: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte des MERRA-2 Index und BDB-Index für den Windpark B

Im Vergleich zum zeitlichen Verlauf des MERRA-2-Index ist ebenfalls der Verlauf des BDB-Index dargestellt. Beim Vergleich des BDB-Index mit dem MERRA-2-Index wird insbesondere in den letzten 5 Jahren deutlich, dass die Indizes signifikant voneinander abweichen. Der Unterschied zwischen dem MERRA-2-Index vom BDB-Index ist größer als die Abweichung der einzelnen MERRA-2-Indizes (MERRA-2-Indizes der beteiligten Gutachter) voneinander. Dies bedeutet, dass der Unterschied im langzeitkorrigierten Ertrag durch die unterschiedliche Gewichtung der Indizes in den beiden Fällen größer ist, als durch die unterschiedliche Indexgenerierung der MERRA-2-Indizes.

Des Weiteren sind die linearen Trendlinien der Indizes über den zeitlichen Verlauf dargestellt. Anhand der Trendlinien wird deutlich, dass der BDB-Index einen deutlichen negativen Trend für den Windpark A aufweist, der MERRA-2-

Index hingegen weist keinen Trend auf und liegt über den zeitlichen Verlauf bei im Mittel 100%. Für den Windpark B zeigt der zeitliche Verlauf des BDB-Index ebenfalls einen negativen Trend. Der MERRA-2-Index weist in diesem Fall, anders als für den Windpark A, einen positiven Trend auf.

Unterschiedliche Gewichtung der Indizes

Im Folgenden wird die Gewichtung der Indizes genauer betrachtet. In der Abbildung 3 ist die Gewichtung der Indizes (MERRA-2 zu BDB) für den Windpark A und B dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass etwa die Hälfte aller beteiligten Gutachter eine Gewichtung des BDB-Index und des MERRA-2-Index von jeweils 50% vornehmen.

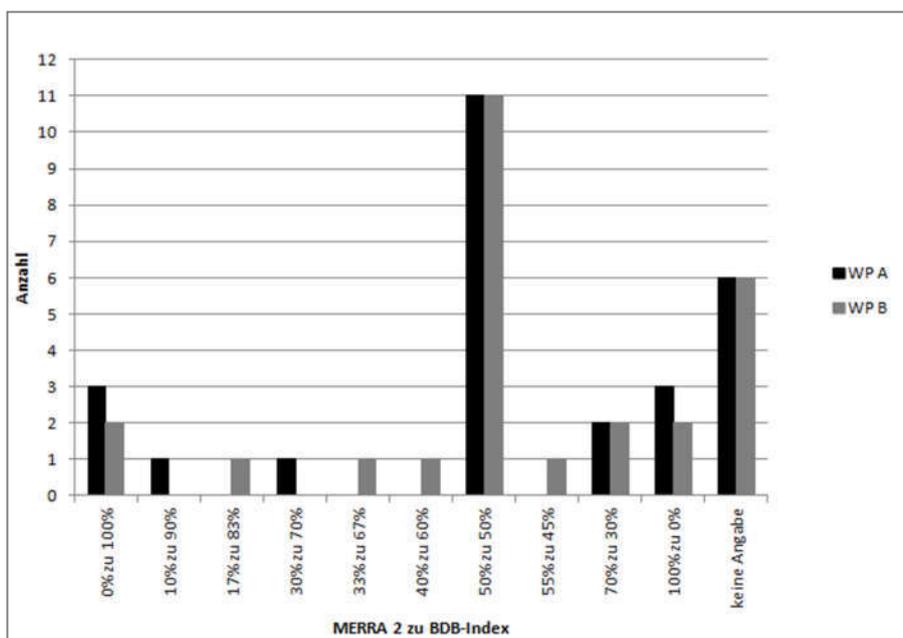


Abbildung 3: Gewichtung der Indizes (MERRA-2 und BDB) für die Windparks A und B im Fall 1

Welche Unterschiede resultieren aus der unterschiedlichen Gewichtung der Indizes? Welchen Einfluss hat die Gewichtung der Indizes für den Windpark A und B auf den langzeitkorrigierten Energieertrag?

Die Ergebnisse zeigen, dass der Langzeitertrag mit zunehmender Gewichtung des BDB-Index ansteigt. Der Unterschied zwischen dem mittleren Langzeitertrag mit einer Gewichtung von 100% BDB zu dem mittleren Langzeitertrag von 100% MERRA-2 beträgt etwa 4% für Windpark A und 10% für Windpark B. Die Streuung der Langzeiterträge, die mit 50% MERRA-2-Index zu 50% BDB-Index gewichtet wurden, beträgt für den Windpark A 1,5% und für den Windpark B 4,6%. Ein möglicher Grund für die größere Differenz der Langzeiterträge für den Windpark B im Vergleich zum Windpark A liegt an dem Zeitraum der Ertragsdaten. Für den Windpark B liegen die Ertragsdaten für die letzten 5 Jahre (2011 bis 2015) vor, für den Windpark A für die letzten 13 Jahre (2003 bis 2015).

Insbesondere in den letzten 5 Jahren nimmt der Unterschied der Indizes zueinander zu. Aus dem Grund sind insbesondere für kurze Zeiträume, in denen Ertragsdaten vorliegen, signifikante Unterschiede zwischen den langzeitkorrigierten Energieerträgen ersichtlich. Ein Grund dafür sind die unterschiedlichen Methoden zur Indexgenerierung, die eine Abweichung von etwa ± 2% bewirken. Die unterschiedliche Gewichtung der Indizes (Reanalysedaten, BDB-Index) führt allerdings insbesondere für Ertragsdaten, die über einen kurzen Zeitraum vorliegen, zu erheblichen Abweichungen der langzeitkorrigierten Energieerträge.

4.2 Fall 2

Wie im Fall 1 wurden die Abweichungen der langzeitkorrigierten Energieerträge vom mittleren langzeitkorrigierten Energieertrag untersucht. Die Spannweite zwischen den gewichteten langzeitkorrigierten Energieerträgen (unter Herausnahme der Ausreißer), beträgt etwa 4% für den Windpark A und etwa 8% für den Windpark B.

Im Vergleich zum Fall 1 fällt auf, dass sich die Spannweite zwischen den einzelnen Gutachtern für den Windpark A nicht verändert und für den Windpark B um 2 %, von 10 % auf 8 % reduziert hat.

Da im Fall 2 dieselben Indizes wie im Fall 1 verwendet wurden, lässt sich die Verringerung der Spannweite auf die Filterung der Daten zurückführen. Aufgrund der kürzeren Zeitreihe des Windparks B fällt hier die monatliche Standardabweichung stärker ins Gewicht.

4.3 Fall 3

Wie im Fall 1 und 2 wurden die Abweichungen der langzeitkorrigierten Energieerträge vom mittleren langzeitkorrigierten Energieertrag untersucht. Die Standardabweichungen betragen 1,9% für den Windpark A, 3,1% für den Windpark B, 1,2% für den Windpark C, 1,6% für den Windpark D und 1,8% für den Windpark E. Die Auswertung konzentriert sich auf die Erstellung von Ertragsindizes aus Reanalysedaten sowie deren Korrelation mit BDB-Index und Windparkindizes.

Gemeinsame Methoden der Indexerstellung und potentielle Ursachen für abweichende Indexverläufe/Langzeiterträge

Die meisten Gutachter verwenden zur Erstellung eines Index aus Reanalysedaten das jeweils kleinste zur Verfügung stehende Zeitintervall (1-Stunde für MERRA-2 und ConWx-Daten, 3 Stunden für ERA-Interim usw.). Zur Umwandlung der Windgeschwindigkeiten in Erträge wird von den meisten Gutachtern eine „typische“ oder „spezifische“ Leistungskennlinie verwendet. Hierbei wird von einem Teil der Gutachter eine Luftdichtekorrektur der Leistungskurve für jedes Zeitintervall durchgeführt (Temperatur und Druck aus Reanalysedaten). Die Verwendung eines Potenzverfahrens zur Berechnung der Erträge liefert innerhalb der Fragestellung des Ringvergleichs ähnliche Ergebnisse. Des Weiteren ist es wichtig, die Windgeschwindigkeit auf ein realistisches Niveau anzupassen. Dies kann beispielsweise durch einen Schätzwert, einen Sensitivitätsfaktor bzw. durch eine iterative Anpassung der Erträge gehandhabt werden. Erfolgt dies nicht oder falsch, sind oft Maxima und Minima zu stark oder zu schwach ausgeprägt.

Die Erträge werden dann auf einen bestimmten Zeitraum (Bezugszeitraum), i. d. R. 10 bis 30 Jahre normiert. Da die Wahl des Bezugszeitraums einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf den Langzeitertrag hat, sollte dieser so gewählt werden, dass er als konsistent gelten kann (z.B. Vergleich des Mittelwerts verschiedener Zeiträume). Die meisten Gutachter verwendeten in den hier beschriebenen Fällen einen Bezugszeitraum von 20 Jahren.

Jahresmittelwerte BDB, MERRA-2, ConWx über alle Gutachter mit Regression

Es wurde der Mittelwert aller Gutachter der Jahresmittelwerte für die drei meist verwendeten Indizes für Windpark A bis E gebildet. Die Kurvenverläufe (Minima und Maxima sowie Dämpfung) sind größtenteils ähnlich, jedoch weisen die Kurven der BDB Indizes gegenüber MERRA-2 und ConWx einen fallenden Trend auf (unterschiedliche Steigung der linearen Regression). Die linearen Regressionen der MERRA-2- und ConWx-Indizes sind demgegenüber konstant bis leicht ansteigend.

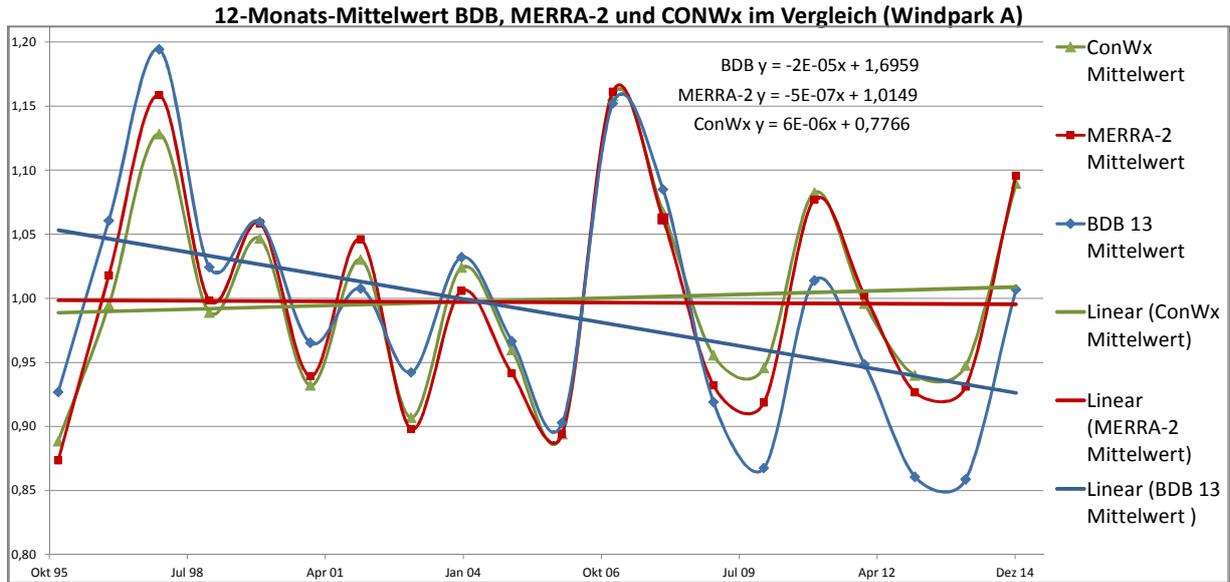


Abbildung 4: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte aus BDB, MERRA-2, CONWx-Daten für Windpark A

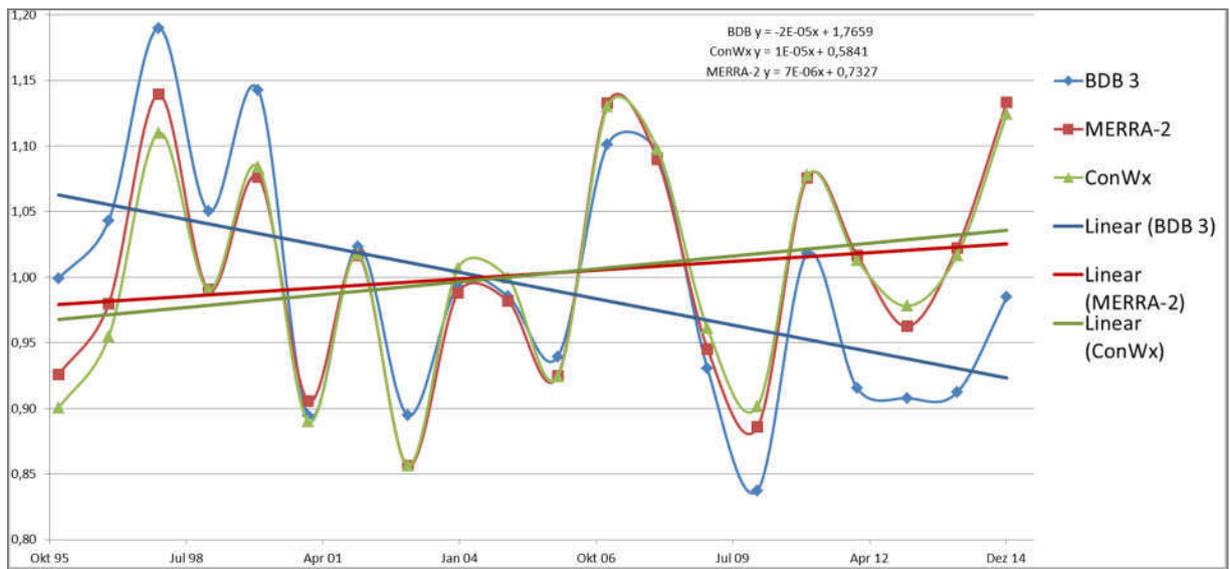


Abbildung 5: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte aus BDB, MERRA-2, ConWx-Daten für Windpark B

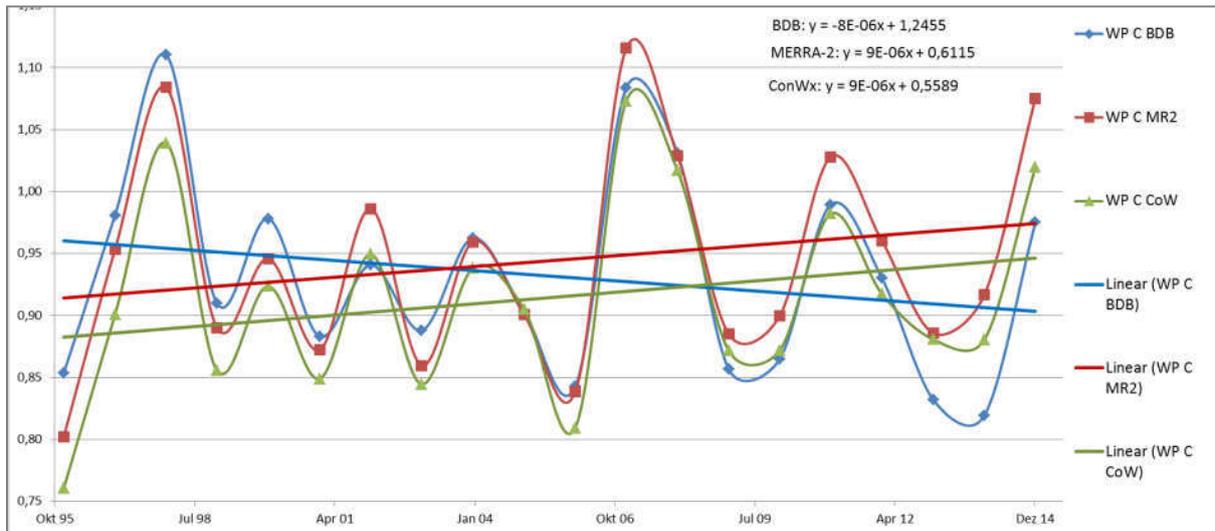


Abbildung 6: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte aus BDB, MERRA-2, ConWx-Daten für Windpark C

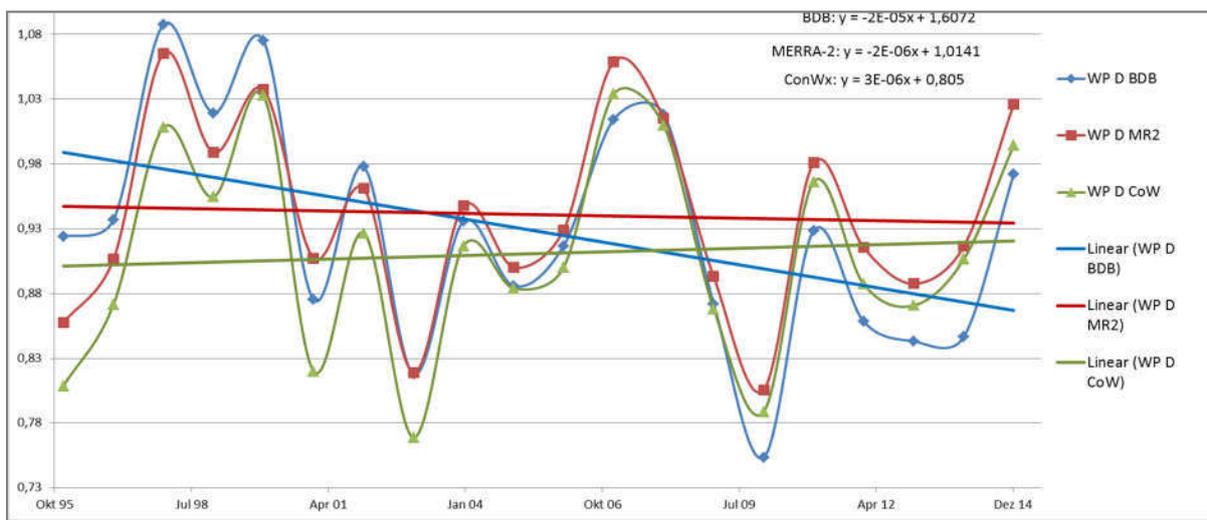


Abbildung 7: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte aus BDB, MERRA-2, ConWx-Daten für Windpark D

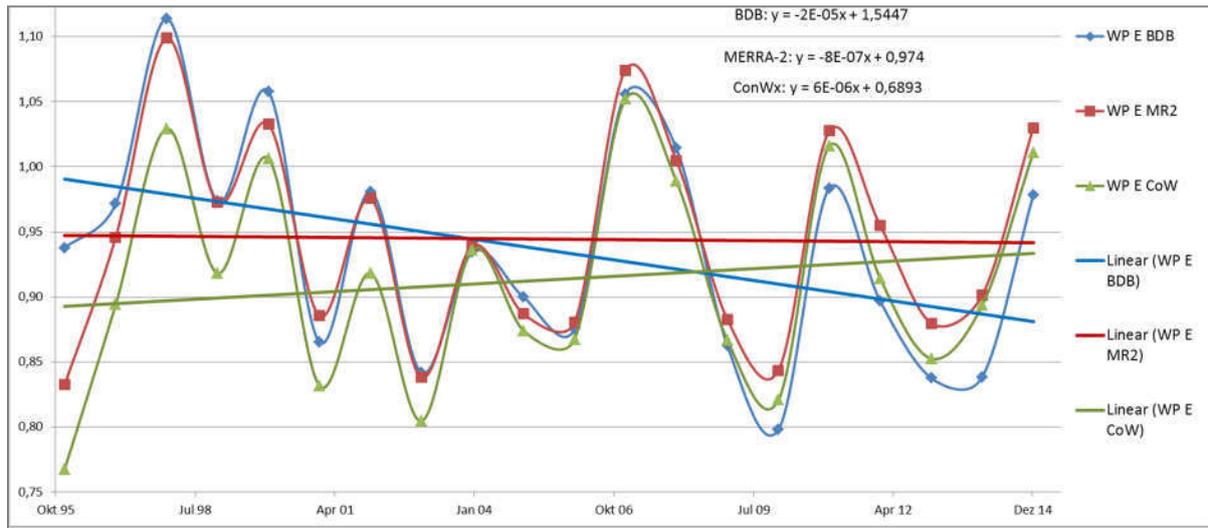


Abbildung 8: Zeitlicher Verlauf der Jahresmittelwerte aus BDB, MERRA-2, ConWx-Daten für Windpark E

Differenz BDB mit WP-Index (Windpark A, C)

In den folgenden beiden Diagrammen werden die monatlichen Windparkindizes der Windparks A und C mit den zugehörigen BDB-Indizes verglichen. Hierzu wurden BDB-Index und der Mittelwert der Erträge im Vergleichszeitraum normiert auf 1,0 (entsprechend 100%). Von den so normierten Werten wurde die Differenz gebildet, um zu analysieren, ob diese in ihrem Langzeitverlauf übereinstimmen. Ein Wert auf der y-Achse von 0,4 entspricht einer Abweichung der Indizes von 40 %. Der WP A zeigt einen noch stärkeren Abwärtstrend als der BDB Reg. 13. Der WP C zeigt einen weniger ausgeprägten Abwärtstrend gegenüber BDB Reg. 9.

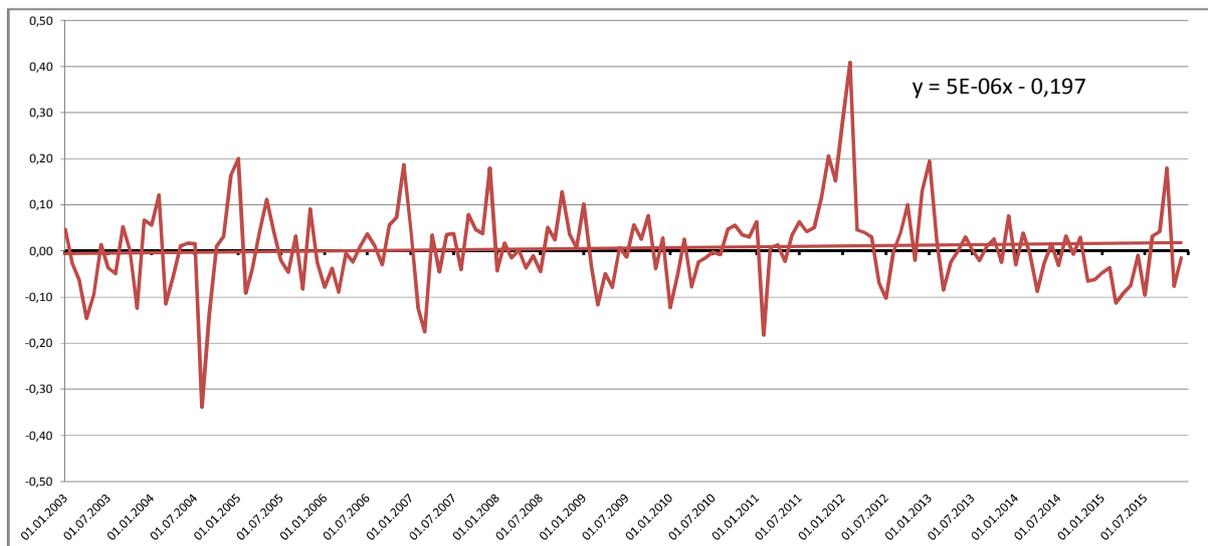


Abbildung 9: Zeitlicher Verlauf BDB und Windparkindex für Windpark A

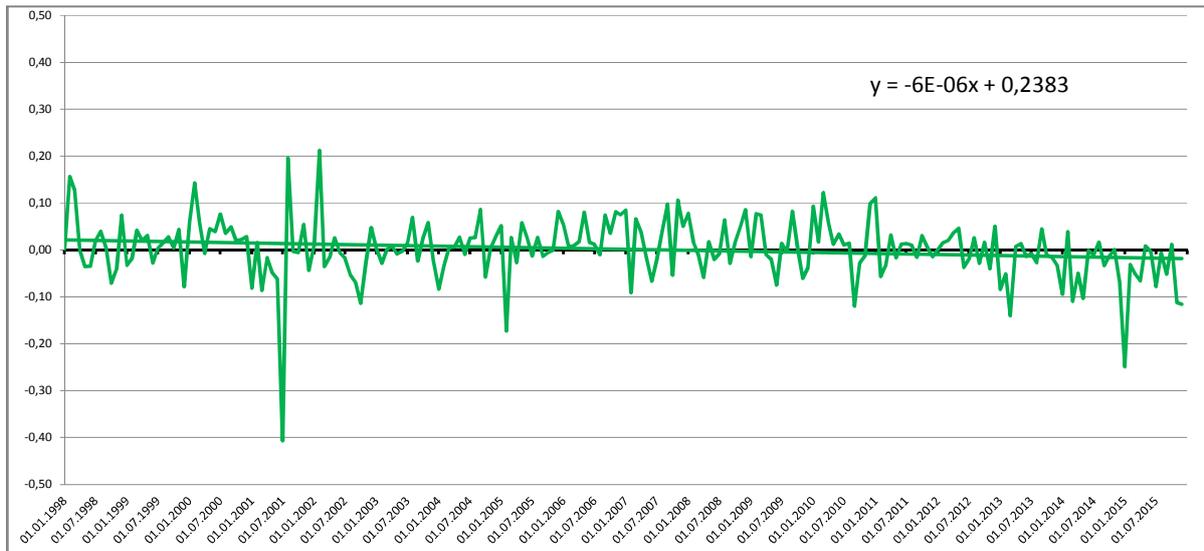


Abbildung 10: Zeitlicher Verlauf BDB und Windparkindex für Windpark C

4.4 Fall 3 – Ergebnisanalyse verschiedener Fragenstellungen

Zusätzlich zu den bereits dargestellten Ergebnissen wurden weiterführende Fragen an die Gutachter innerhalb des Projektes Langzeitbezug gerichtet. Die folgende Auswertung der überwiegend qualitativen Antworten der Gutachter bezieht sich ausschließlich auf den Fall 3.

Welche Langzeitdaten wurden betrachtet?

Für den Windpark A, dessen Standort unbekannt war (Bundesland Brandenburg) und für den Ertragsdaten über einen Zeitraum von 13 Jahren vorlagen, wählten die meisten Teilnehmer BDB-Daten oder MERRA/MERRA-2 als Langzeitdatenbasis. Für den Windpark C war der Standort bekannt und es standen Ertragsdaten aus 17 Jahren zur Verfügung. Neben MERRA/MERRA-2 wurden vermehrt auch andere Langzeitdatenquellen verwendet.

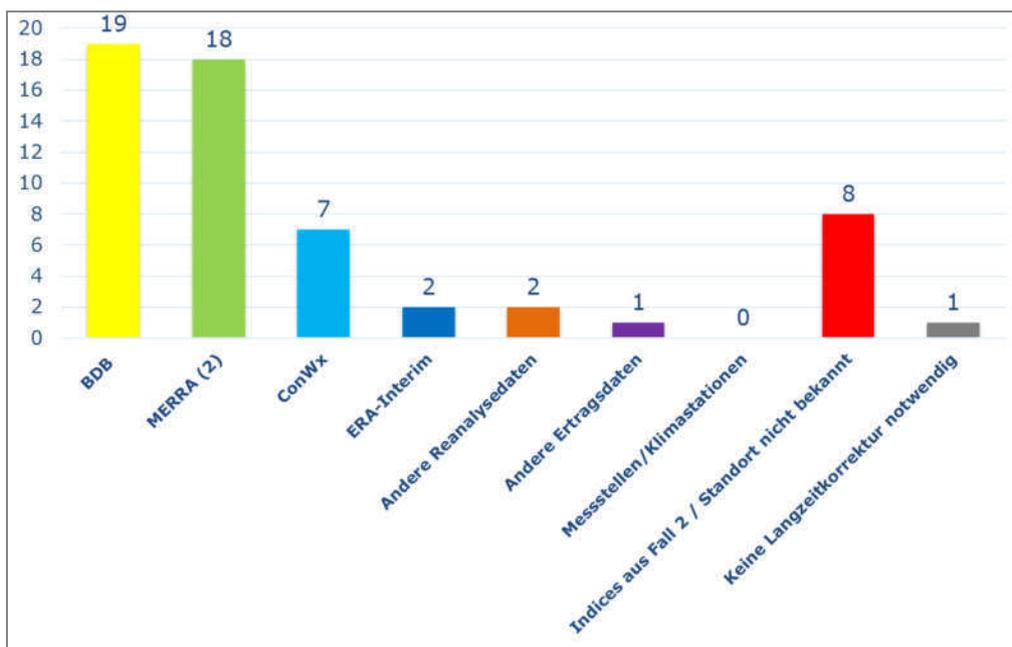


Abbildung 11: Verwendete Langzeitdatenquellen - Windpark A (Fall 3)

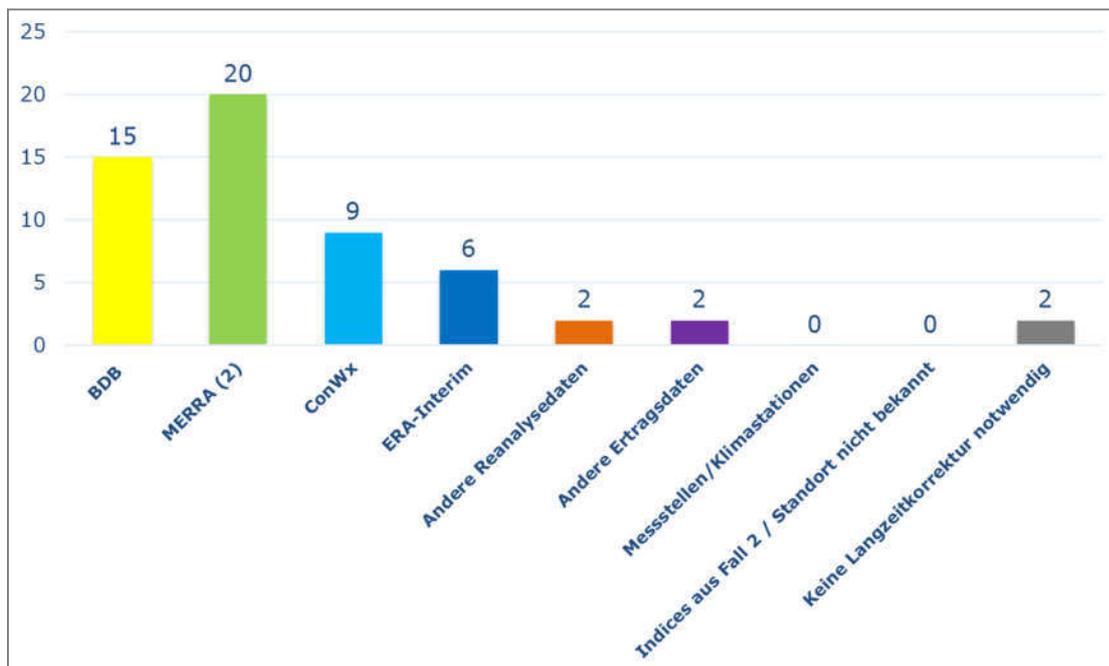


Abbildung 12: Verwendete Langzeitdatenquellen - Windpark C (Fall 3)

Anhand der Abbildung 11 und Abbildung 12 sind die bevorzugten Langzeitdatenquellen (BDB- oder Reanalysedaten-sätze – bevorzugt MERRA/MERRA-2) ersichtlich. Es ist ebenso erkennbar, dass die Teilnehmer kaum alternative Datenquellen heranziehen. Bodenmessstellen oder Klimastationen wurden nicht verwendet.

Gründe für die Verwendung von Datensätzen

Die Angaben der Teilnehmer zu den Auswahlgründen bestimmter Langzeitdaten waren zwar vielfältig, es konnte jedoch eine Häufigkeitsverteilung anhand der genannten Auswahlkriterien erstellt werden (siehe Abbildung 13).

Verwendete Langzeitdatenquellen	BDB	MERRA (2)	ConWx	ERA-Interim	Andere Reanalysedaten	Andere Ertragsdaten
Branchenstandard	3	0	0	0	0	0
Standortnähe	1	2	1	1	1	0
Konsistenz	3	3	2	1	0	0
Repräsentativität	3	2	1	0	0	1
zeitl. Verfügbarkeit	3	1	1	0	0	1
Korrelation	7	4	2	1	0	0
Zuverlässigkeit	1	0	0	0	0	0
Reproduzierbarkeit	1	1	0	0	0	0
techn. Verluste inhärent enth.	3	0	0	0	0	0
geringste Std.aw./Unsicherheit	2	0	0	0	0	0
Unabhängigkeit	0	5	3	3	1	0
räuml. & zeitl. Auflösung	0	0	2	0	1	0
geringer Trend	0	2	0	0	0	0
Plausibilität der Ergebnisse	0	1	0	0	0	0
Regionalität	0	0	0	0	0	1

Abbildung 13: Auswahlkriterien für die Verwendung von Langzeitdaten (Fall 3, Windpark A-E)

Bei den BDB-Daten sticht vor allem das Auswahlkriterium der Korrelation heraus, bei den Reanalysedaten ist häufig die Unabhängigkeit des Datensatzes der Grund für die Auswahl. Drei Teilnehmer wiesen darauf, dass BDB der Branchenstandard ist, nur zwei Teilnehmer argumentierten mit geringer Unsicherheit. Umgekehrt wurden die Teil-

nehmer auch gefragt, warum andere Datensätze nicht verwendet wurden. Als überwiegendes Ausschlusskriterium wurden bei BDB- als auch bei Reanalysedaten die Inkonsistenz bzw. unrealistische Trends genannt. Erhöhte Unsicherheiten als Ausschlussgrund wurden nur von vier Teilnehmern angegeben.

Sicherstellung der Konsistenz von Datensätzen

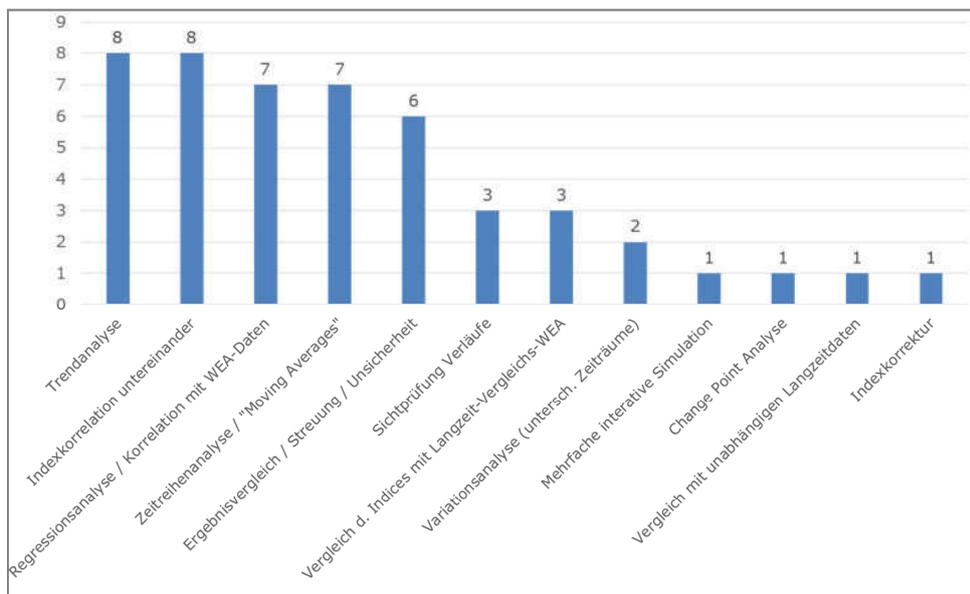


Abbildung 14: Angaben der Teilnehmer zur Sicherstellung der Konsistenz der verwendeten Langzeitdaten (Fall 3, Windpark A-E)

Die Angaben der Gutachter zur Sicherstellung der Konsistenz der zur Langzeitkorrektur verwendeten Daten sind in Abbildung 14 zusammengefasst. Die Häufigkeitsverteilung zeigt, dass Trendanalysen, die Indexkorrelation untereinander, die Korrelation mit WEA-Erträgen, die Zeitreihenanalyse und der Vergleich der Ergebnisse (langzeitkorrigierte Energieerträge) bzw. die resultierenden Unsicherheiten am häufigsten genannt wurden.

Insgesamt kann anhand der Auswertung folgendes festgestellt werden:

- Es gibt kein einheitliches Prüfverfahren.
- Unterschiedliche statistische Verfahren kommen zur Anwendung.
- Beurteilung der Konsistenz erfolgt teilweise nur empirisch.
- Indizes werden häufig Korrekturen unterzogen.
- Prüfergebnisse wurden nur selten in Form von Unsicherheiten bewertet.
- Es wurden keine „harten“ Konsistenzkriterien von den Teilnehmern angegeben.

Gründe für die Auswahl des Bezugszeitraumes

Überwiegend wählten die Gutachter einen Bezugszeitraum von 20 Jahren, für den die Langzeitkorrektur durchgeführt wurde. Die Wahl wurde häufig begründet, dass der Zeitraum der WEA-Betriebsdauer entspricht, Persistenz angenommen wird und die Langzeitdaten im Bezugszeitraum als konsistent eingestuft wurden. Sofern Inkonsistenzen innerhalb der Datensätze auftraten, wurde teilweise auf 15 Jahre Bezugszeit verkürzt. Bei der Wahl längerer Bezugszeiträume wurden auch klimatische Kriterien als Grund für die Auswahl angeführt.



	10 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	25 Jahre	30 Jahre
Klimatologische Kriterien	0	0	0	1	1
Entspricht WEA Betriebsdauer	0	1	7	1	0
Persistenzannahme	0	0	6	0	0
Konsistenz	0	1	6	1	1
Trendverhalten	0	1	2	0	1
Integrität der Daten	0	0	2	0	0
Vergleichbarkeit d. Indizes	0	0	2	1	0
konservativer Ansatz	0	0	3	0	0
Kompromiss (Stabilität vs. Inkonsistenz)	0	3	1	0	0
Begrenzte zeitl. Datenverfügbarkeit	0	1	2	0	0
Erfahrung	0	1	0	0	0
Normanforderung	1	0	0	0	0

Abbildung 15: Gründe für die Auswahl des Bezugszeitraumes (Fall 3, Windpark A-E)

4.5 Fall 4 - Ergänzungsaufgabe fakultativ

Bei den vorangegangenen Aufgaben wurden bereits lange Zeitreihen als Eingangsdaten benutzt. In der Praxis liegen in der Regel jedoch nur kurze Zeitreihen von typischerweise ein bis zwei Jahren Dauer vor. In solchen Situationen wird das Thema Langzeitkorrektur erst wirklich bedeutsam, da solch kurze Zeiträume deutlich vom Langzeitwert abweichen können und Fehler in den Indizes, insbesondere unrealistische Langzeittrends, erheblichen Einfluss auf das Ergebnis der Langzeitkorrektur haben können.

Daher sollten für den Windpark Wolgast (Windpark C) die langzeitkorrigierten Erträge von 17 Enercon E-40 auf der Basis von verkürzten zweijährigen Auswertezwischenräumen ermittelt werden. Die zu analysierenden Zeiträume waren:

- Zeitraum 1: 1998-1999
- Zeitraum 2: 2006-2007
- Zeitraum 3: 2014-2015

Die monatlichen Produktionsdaten inkl. Verfügbarkeiten lagen als Rohdaten (nicht verfügbarkeitskorrigiert) vor und mussten gefiltert werden. Die für den Abgleich verwendeten Langzeitdaten waren frei wählbar. Die Methode zur Indexgenerierung war wie in den drei ersten Fällen ebenfalls frei wählbar. Als Bezugszeitraum wäre der gesamte Betriebszeitraum des Windparks 1998 bis 2015 am besten geeignet gewesen, da in diesem Fall die Berechnungsergebnisse direkt mit realen Daten hätten verglichen werden können. Da diese Ergänzungsaufgabe erst im Nachhinein gestellt wurde, wurde der Bezugszeitraum wie in den vorangegangenen Aufgaben auf 1996 bis 2015 festgelegt. Die dadurch entstehende Unsicherheit wird als gering angesehen. Untersucht wurde der Gesamtertrag aller 17 Anlagen, als Referenzwert diente der Mittelwert aller Gutachten für diesen Windpark, der bei 912,784 MWh/a lag. Insgesamt 25 Gutachter haben sich an der Ergänzungsaufgabe beteiligt.

Bis auf drei Gutachter haben alle Gutachter mehrere Indizes verwendet, die mit unterschiedlichen Gewichtungen eingesetzt wurden. Die Wichtung der Indizes wurde teilweise in Abhängigkeit vom Auswertezwischenraum variiert. Der BDB-Index wurde nicht von allen Gutachtern verwendet, fast alle verwendeten Reanalysen. Am häufigsten wurden MERRA-2 (17), BDB (15), ConWx (10), und ERA-Interim (5) als Index verwendet. Einige Gutachter benutzten auch noch andere Quellen, wie z.B. Betriebsdaten weiterer WEA aus der Region oder mesoskalige Verfeinerungen von Reanalysen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bei kurzen Auswertezwischenräumen an dem hier untersuchten Windpark C die Ergebnisse für den Langzeitwert zwischen den Gutachtern erheblich streuen. Mit einzelnen Indizes werden die Ergebnisse einheitlicher, doch zeigen sich unterschiedliche Trends der Langzeitwerte je nach verwendetem Index. Bei einem perfekten (trendlos, konsistent) Index und tadelloser (gleichbleibend, ohne Verluste) Performance der WEA sollte das Langzeitergebnis unabhängig vom Auswertezwischenraum sein, da die zeitlichen Schwankungen des Windpotentials durch die Langzeitkorrektur aufgefangen werden. Inwiefern die hier gezeigten Trends auf Fehler in den Langzeitdaten oder auf eine sich ändernde Performance der untersuchten WEA zurückzuführen sind, bleibt unklar. Es hat den Anschein, dass die großen Unterschiede zwischen den Einzelgutachtern nicht auf den verwendeten Auswertalgorithmus, sondern auf die Auswahl und Wichtung der verwendeten Einzelindizes zurückzuführen sind. Inwiefern diese Aussagen auf andere Auswertep Perioden und andere Standorte in anderen Regionen Deutschlands zu übertragen sind, wurde in weiterführenden Analysen, die über den eigentlichen Vergleichstest hinausgingen, untersucht.

5. Fazit und Ausblick

Der Vergleich der von den teilnehmenden Gutachterbüros ermittelten Langzeiterträge an den vorgegebenen Standorten ergab z.T. große Differenzen, die primär vor allem mit der Verwendung unterschiedlicher Indizes bzw. deren Gewichtung und einem unterschiedlichen Bezugszeitraum sowie sekundär mit unterschiedlichen Methoden zur Erstellung der Ertragsindizes aus Windgeschwindigkeiten der Reanalysedaten sowie unterschiedlichen Langzeitkorrekturverfahren zu erklären sind. In der Ergänzungsaufgabe zeigte sich zudem, dass die Auswirkungen der Unterschiede in der Gewichtung der Indizes auf den ermittelten Langzeitertrag stark abhängig vom gewählten Auswertezwischenraum sind.

Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass Windparks mit der Zeit einen geringeren Energieertrag liefern. Dies spiegelt sich in unterschiedlich starken Abwärtstrends für Ertragsdaten und Ertragsindizes (Windparkindizes und BDB-Index) wieder. Im BDB-Index kommt es zu einer Mittelung der unterschiedlich starken Abwärtstrends der eingehenden Ertragsdaten. Indizes, die auf Reanalysedaten basieren, geben diesen Trend nicht wieder.

Der Vergleich zwischen BDB-Indizes, Windparkindizes sowie aus Reanalysedaten erstellten Indizes zeigt:

- Unterschiedlich stark ausgeprägt fallende Trends der BDB-Indexregionen
- Unterschiedlich stark fallende Trends einzelner Windparkindizes
- Allenfalls leicht fallende oder steigende Trends bei Indizes, die auf Reanalysedaten basieren

Im Einzelfall können langjährige Ertragsdaten besser von Reanalysedaten abgebildet werden - häufig liegen Windparkindizes jedoch näher am BDB-Index. Potentielle Ursachen hierfür wurden diskutiert:

1. ein generell sinkendes Windangebot
2. windenergiespezifische Phänomene: sinkende Windparkperformance, Zubau, Einspeisemanagement, Wachstum der Vegetation usw.

Punkt 1 geht von einem generell (klimatologisch bedingt) oder temporär (zufällig) sinkenden Windangebot insbesondere in den letzten Jahren aus. Dies wird durch verschiedene, voneinander unabhängige Reanalysedatensätze nicht bestätigt. Dies zeigt jedoch nicht zweifelsfrei, dass Punkt 1 nicht zutreffen kann, da auch Reanalysedaten z.B. aufgrund eines veränderten Umfangs an Eingangsdaten bei gleichbleibenden Parametern Inkonsistenzen aufweisen können.

Bei Punkt 2 handelt es sich um windenergiespezifische Phänomene. Reanalysedaten können diese Trends nicht wieder geben, da sie von einem optimalen Anlagenbetrieb ausgehen und ein im langjährigen Mittel gleichbleibendes Windpotential aufzeigen.

Insgesamt hängt es von der Performance des einzelnen Windparks ab, wie gut die jeweiligen Indizes passen, wobei dies mit der Zeit variieren kann.

In der Regel kann im Einzelfall nicht beurteilt werden, wie nahe oder wie lange der Windpark am Leistungsoptimum produziert bzw. wie stark er davon abweicht. Demnach kann keine allgemeingültige, über die TR6 hinausgehende Empfehlung gegeben werden, welche Art von Index (basierend auf Reanalysedaten oder basierend auf Ertragsdaten) verwendet werden sollte.

Kassel, 2017

Autoren

Lasse Blanke, anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Lena Brautmeier, TÜV Nord SysTec GmbH & Co. KG

Katharina Hiepkö, WIND-consult GmbH

Anselm Grötzner, CUBE Engineering GmbH

Dominik Adler, GEO-NET Umweltconsulting GmbH

Markus Sageder, Energiewerkstatt Consulting GmbH

Redaktion

Anne Lepinski, Bundesverband WindEnergie