

Statistische Analyse von Windkraft und dessen Leistung auf Basis einer installierten Windenergieanlage in Süddeutschland

Am Beispiel Schwarzwald- Hornisgrinde

Lisa Müller

15.09.2018



Max-Planck Institut für Dynamik und Selbstorganisation
Georg-August Universität Göttingen
R Projektseminar
Sommersemester 2018
Jan Christian Schlüter

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Abstract | 1 |
| 2 | Einleitung | 2 |
| 3 | Standortanalyse | 4 |
| 3.1 | Vorabanalyse der Lage in Süddeutschland | 5 |
| 3.2 | Hornisgrinde | 7 |
| 4 | Windverhältnisse | 9 |
| 4.1 | Datenaufbereitung | 9 |
| 4.2 | Zeitreihenanalyse | 10 |
| 4.3 | Volatilität | 13 |
| 4.4 | Weibull-Verteilung | 17 |
| 5 | Leistungsermittlung | 20 |
| 5.1 | Installierte Anlage | 20 |
| 5.2 | Analyse der Erträge | 22 |
| 5.3 | Leistungsschwankungen | 24 |
| 6 | Zusammenfassung der Ergebnisse und kritische Würdigung | 28 |

Abkürzungsverzeichnis

- Bundesinstitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung (BBSR)
- Deutsche Energie-Agentur (dena)
- Kilowatt (kW)
- Kilowatt pro Stunde (kWh)
- Meter pro Sekunde (m/s)
- Hektar (ha)
- Deutscher Wetter Dienst (DWD)

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|----|---|----|
| 1 | Clusteranalyse der <i>"100 prozent erneuerbar stiftung"</i> | 6 |
| 2 | Hornisgrinde | 8 |
| 3 | Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten | 11 |
| 4 | Statistische Kennzahlen der Windgeschwindigkeitszeitreihe in Schwarzwald- Hornisgrinde | 11 |
| 5 | Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten | 12 |
| 6 | Erste Differenzen der Windgeschwindigkeiten | 14 |
| 7 | Histogramm der ersten Differenzen | 14 |
| 8 | Standarabweichungen der ersten Differenzen | 15 |
| 9 | Volatilität der ersten Differenzen | 16 |
| 10 | Weibull-Verteilung nach Maximum- Likelihood Methode | 18 |
| 11 | Weibull Verteilung nach Maximum Goodness of Fit Estimation | 18 |
| 12 | Parameterschätzung der Weibullverteilung nach MLE | 19 |
| 13 | Parameterschätzung der Weibullverteilung nach MGE | 19 |
| 14 | Leistungskurve der installierten Enercon E 70 | 21 |
| 15 | Kennzahlen der E 70 | 21 |
| 16 | Zuordnung der Leistungen [kWh] zu den entsprechenden Windgeschwin- digkeiten auf Basis der Leistungskurve der E 70 | 22 |
| 17 | Zeitlicher Verlauf der Leistungen insgesamt | 22 |
| 18 | Häufigkeitsverteilung insgesamt | 23 |
| 19 | Häufigkeitsverteilungen am 01-02-2017 | 24 |
| 20 | Zeitlicher Verlauf der Leistungen am 01-02-2017 | 25 |
| 21 | Häufigkeitsverteilungen am 01-07-2017 | 26 |
| 22 | Zeitlicher Verlauf der Leistungen am 01-07-2017 | 26 |
| 23 | Ergebnis durch Loss-Verfahren | 32 |
| 24 | Leistungsgruppen der E70 an einem Sommer-, und Wintertag | 32 |

1 Abstract

Das Ziel der vorliegenden R-Projektseminararbeit war es, die Windgeschwindigkeiten an einem Standort in den Bergregionen Süddeutschlands einer deskriptiven statistischen Analyse zu unterziehen, um Aussagen über die Leistungsgenerierung von Windkraftanlagen zu treffen. Dazu wurden Daten des Deutschen Wetterdienstes von der Messstation Schwarzwald-Hornisgrinde sowie Leistungsdaten des Herstellers einer dort installierten Windkraftanlage herangezogen. Die Ergebnisse der Studie bestätigen die Annahmen, dass auch im Süden Deutschlands die Windhöufigkeit für eine leistungsstarke Implementierung von Windenergie vorhanden ist. Somit bietet das Projekt Vorarbeit für eine weiterführende Ertrags-, und Kostenanalyse sowie die Bestimmung einer optimalen Anlagenwahl.

2 Einleitung

Nicht zuletzt aufgrund des Anstiegs der Strompreise und der zunehmenden Ausrichtung der Politik zu erneuerbaren Energien steht insbesondere Windkraft aktuell verhäuft im Zentrum des öffentlichen Diskurses. Die Debatten zu dem Thema sind zahlreich, und haben nicht zuletzt durch die Verbindung einer ökologischen und ökonomischen Denkweise zahlreiche Investoren und damit einhergehende Projekte erreicht. Die Zahl der Implementierung neuer Anlagen in Deutschland ist in den letzten Jahren um das dreifache gestiegen, was neue Arbeitsplätze und mehr regenerativen Strom mit sich bringt. [17]

Aktuell hat die Windkraft mit nahezu 16.1% an der Gesamtstromerzeugung den größten Anteil der erneuerbaren Energien [10]. Insgesamt betrugen die Investitionen zwischen 2008 und 2017 etwa 60 Milliarden Euro, wobei aktuell rund 30.000 Anlagen deutschlandweit installiert sind. Allerdings, zeigt sich dabei eine starke Differenz zwischen den getätigten Investitionen im Norden und denen im Süden auf: Rund 21.000 Onshore- Windkraftanlagen befinden sich in den nördlichen Bundesländern (Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Hamburg, Bremen, Niedersachsen), während der Süden (Baden-Württemberg, Bayern) aktuell nur rund 4.000 installierte Anlagen vorweist. Das Bundesland Baden-Württemberg produziert mit einer Leistung von 1.442 Megawatt (MW) im Vergleich aktuell nur etwas über 10% der erwirtschafteten Leistung von Niedersachsen. [17] Zum Vorteil eines günstigeren volkswirtschaftlichen Portfolios ist es aber sinnvoll, einen möglichst dezentralen, räumlich breit gestreuten Aufbau der Windenergie zu implementieren, um Ausfälle von Windkraftanlagen aufgrund fluktuierender Wetterverhältnisse auf dem Strommarkt ausgleichen zu können. So könnte in Zukunft eine kontinuierliche Einspeisung von Windenergie erfolgen, was sich nicht zuletzt auch auf die an der Strombörse ermittelten Strompreise auswirken würde. [20]

Hierzu soll die vorliegende Projektarbeit eine Grundlage bieten. Die Aufarbeitung statistischer Daten zu Windgeschwindigkeiten soll aufzeigen, dass auch im Süden Deutschlands die Windhöffigkeit für eine lukrative Implementierung von Windkraftanlagen ausreichend ist [6]. Dabei ist jedoch ein Abgleich mit dem Raumordnungsplan der kommunalen und nationalen Behörden unabdingbar. Aus diesem Grund ist eine gute Kalkulation und Planung im Voraus entscheidend, sodass die vorliegende Studie an die gängige Standortanalyse von Windanlagen anknüpft und die Möglichkeiten der Leistungserbringung bei optimaler Auswahl der passenden Windkraftanlagen im südlichen Deutschland aufzeigen soll.

Die Analyse beläuft sich zu Beginn über die Untersuchung der Windhöffigkeit in Süddeutschland am Beispiel Schwarzwald-Hornisgrinde im Bundesland Baden-Württemberg. Durch die deskriptive Statistik der Volatilität der Windgeschwindigkeiten anhand einer Zeitreihe soll die Attraktivität des Standortes in den südlichen Bergregionen, ins Besondere in Hinblick auf die Nutzung von thermischen Winden wie auch in den Küstenregionen Norddeutschlands, dargelegt werden. Eine am Beispielstandort bereits installierte Anlage gibt im Anschluss Aufschluss über den Leistungsverlauf über die Zeitreihe hinweg. Die Ergebnisse werden abschließend zusammengefasst.

3 Standortanalyse

Die Vorteile der Implementierung von Onshore-Windkraftanlagen stellen zusammenfassend auf Basis der langjährigen Erfahrungen die ausgereiften Technologien, kalkulierbaren Risiken für Finanzierung und Versicherung, standortoptimierten Anlagenkonzepte sowie niedrigen Investitionskosten dar. Im Gegensatz zur Energiegewinnung Offshore, sei die Windhöflichkeit im Binnenland obendrein stabiler. [8]

Die *Dena Netzstudie* ergab, dass die Nutzung zusätzlicher Standorte sowie Repowering Maßnahmen von hoher Bedeutung für den Ausbau erneuerbarer Energien sind. Windkraft habe den Status eines neuen Wirtschaftssektors mit hohen Wachstumsraten eben aus genau diesen Vorteilen und der wachsenden Lerneffekte heraus. Allerdings sind besonders die Regionen im Binnenland Süd im bundesweiten im Vergleich schwach vertreten: In Baden-Württemberg und Bayern war zum Zeitpunkt 2015 lediglich 1/3 der für Windenergie ausgewiesenen Fläche für diese auch genutzt. Die Auslastung ist somit im Vergleich sehr gering bemessen.[6]

Laut Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR) [5] ist bundesweit eine Fläche von rund 1.563 km^2 für den Bau von Onshore-Windenergie gesichert, was rund 0,44% des Bundesgebietes entspricht. Dabei sei der Umfang der planungsrechtlich gesicherten Flächen für den Bau von Windenergieanlagen deutschlandweit regional höher als das Flächenangebot kommunaler Bauleitpläne. Der Ausweis allein bildet keine bindende Rechtsgültigkeit für den Bau, weshalb die Raumordnungspläne letztendlich oft doch ohne Bau oder Genehmigung bleiben. Unterschiede in den Flächenanteilen sind meist auf Gründe wie Naturschutz oder das faktische Windpotenzial, aber auch auf bewusste Planungsentscheidungen zurückzuführen. Allerdings wurde mittels des neuen Landesplanungsgesetzes in Baden-Württemberg die bindende Festlegung von Ausschlussgebieten wieder abgeschafft. In Baden-Württemberg und in Bayern ist der hohe Anteil von Gebieten ohne Windkraftnutzung in erster Linie darauf zurückzuführen, dass die zuerst ausgewiesenen Standorte im Nachhinein doch als wenig geeignet bewertet werden. Dem entgegen spricht, dass die Studie des BBSR weiterhin ergab, dass "Länder des Südens, die eine kleine Fläche für die Windkraftnutzung planungsrechtlich gesichert haben, über ein sehr viel größeres Flächenpotenzial beim Bau von Windkraftanlagen im Vergleich zum Rest Deutschlands verfügen"[5]. Aus diesem Grund ist eine genaue Betrachtung des wirtschaftlichen Potenzials auf Basis der Winddaten von Relevanz, um anhand von Kennzahlen die Möglichkeiten und Vorteile an diesem Standort zu unterstützen.

3.1 Vorabanalyse der Lage in Süddeutschland

Um die Lage im südlichen Binnenland weiter zu erforschen, wird im Folgenden die regionale Situation genauer beleuchtet. In Bergregionen weht, wie auf hoher See, so genannter "thermischer Wind". Dieser gibt den Differenzwind zwischen zwei Höhenniveaus an, begründet durch tiefe bzw. hohe Temperaturen. Anders als der geostrophische Wind, welcher global ist, handelt es sich hierbei um typische Lokalwinde. Dabei ist der Wind umso stärker, desto größer die Temperaturgegensätze und die Corioliskraft.[16] Thermische Winde sind für die Energiegewinnung aus Wind von Vorteil, da sie meist verstärkt an Orten auftreten, die frei von urbanen Einflüssen sind. Somit weisen die Regionen neben einer höheren Windgeschwindigkeit auch mehr Baufläche auf. Im Norden Deutschlands, beispielsweise an der Ostsee, werden die Winde bereits stark für die Installation von Windkraftanlagen genutzt. Hingegen in den südlichen Bergregionen Deutschlands bleibt dieses Potenzial hier noch weitestgehend unberührt. Wie eine Studie der *"100 prozent erneuerbar stiftung"* feststellte, gibt es an einigen Standorten in Süddeutschland ein vergleichbares oder höheres Windaufkommen als in Norddeutschland, was die bezeichneten Bergregionen potenziell attraktiv für den Bau von Windkraft macht. Diese Regionen betreffen insbesondere Standorte im Südschwarzwald und die bayrischen Voralpen. Die in der Studie aufgeführten Regionen umfassen:

- *Südwestliches Baden- Württemberg:* Schwarzwald- Hornisgrinde, Schwarzwald- Bleichen, Schwarzwald - Bernau
- *Südwestliches Mittelgebirge:* Saarland, Pfälzer Wald, Schwarzwald Ost, Schwäbische Alpen
- *Bayrische Alpen:* Allgäuer Alpen, Bayrische Alpen, Chiemgauer Alpen

Insbesondere aufgrund der thermischen Winde sind somit die Regionen mit Höhenzügen der Mittel-, und Hochgebirge attraktiv. Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten liegen hier bei 8 [m/s], ähnlich dem arithmetischen Mittel von 9 [m/s] an der Nordsee. In einer durchschnittlichen Stunde windet es im südwestlichen Baden-Württemberg um 26% stärker als im gesamten Rest Deutschlands. [12]

Darüber hinaus bietet der Süden noch mehr Vorteile: Die Studie ergab weiter, dass ein schwaches Winddargebot im Norden in den meisten Fällen durch ein hohes Aufkommen im Schwarzwald und weiteren Regionen und Mittelgebirgen begleitet wird. Dies sei in bis zu jeder 4. Stunde der Fall. So wäre es tendenziell möglich, mittels einer ausgewogenen Verteilung der Anlagen die windschwachen Zeiten in Norddeutschland auszugleichen und

eine stetige Stromeinspeisung aus Windenergie zu gewährleisten. Die einzelnen Cluster und Ausgleichs-Wahrscheinlichkeiten sind in Abbildung 1 zu sehen.

Abbildung 2: Regionen (Cluster) mit ähnlichen Windgeschwindigkeiten

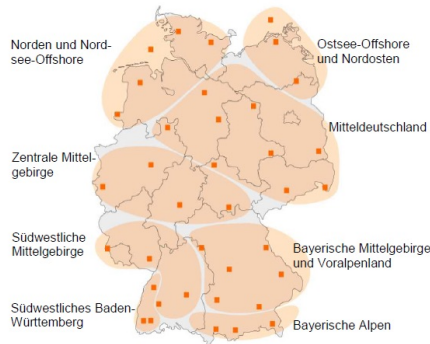


Abbildung 4: Wahrscheinlichkeit von überdurchschnittlich hoher Windgeschwindigkeit in nicht-norddeutschen Regionen bei stark unterdurchschnittlichem Windangebot im Norden [in Prozent]

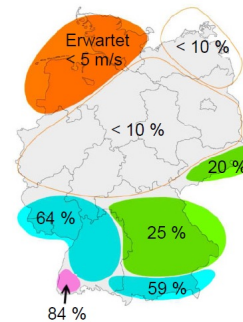


Abbildung 1: Clusteranalyse der "100 prozent erneuerbar stiftung"

Der Raumordnungsplan des BBRR [20] gibt an, wie viel Fläche für die Windkraft bundesweit insgesamt zur Verfügung steht. Unter Berücksichtigung einzelner Faktoren wie der regionalplanerischen oder natur-, und wasserschutzrechtlichen Regelungen wurde so das Gesamtflächenpotenzial in Deutschland auf Basis einer Clusteranalyse errechnet, welches insbesondere im Schwarzwald Baden-Württembergs mehrere Ebenen aufzeigte. In Deutschland seien ausreichend Flächen vorhanden, um den von der Bundesnetzagentur prognostizierten Ausbau der Windenergie auf 63.8% GW installierte Leistung bis 2025 zu realisieren. Langfristig ist aber, wie bereits aufgezeigt, eine Anpassung der regionalplanerischen Gebiete unabdingbar. [3] Flächen mit einer sehr starken Hangneigung (größer als 30 %) sind für den Bau aus rechnerischen Gründen ungeeignet. Nach Analyse der Studie ergibt sich in Deutschland eine für die Windkraft ausgeschlossene Fläche von 65%, während 13% einer starken und 2% einer schwachen Restriktion unterliegen. In Baden-Württemberg liegt der Flächenanteil ohne Restriktion mit 41% am größten, der Anteil der Raumordnungsgebiete für Windenergie fiel hier mit 0,1% am geringsten aus.[20]

Trotz des aufgeführten Potentials steht der Ausbau der Windenergie im Süden aber oft Problemen gegenüber: Meist ökologische Gründe (bspw. Landschafts-, und Naturschutz in den Alpen), technische Gründe (stark turbulente Winde, Vereisungen), und wirtschaftliche Gründe (Bau- und Transportkosten, Wartungskosten, fehlende Netzanbindung) verhindern die technische Nutzung des Windpotenzials durch Windkraftanlagen. Des Weiteren kommt es in den Bergen zu konstruktiven Problemen, wenn die Anlagen zu weit vom Mittel-, oder Hochspannungsnetz entfernt sind oder die Netzkapazität nicht ausreicht, um den Windstrom abzutransportieren. Die eben genannten Hindernisse gilt es im Einzelfall zu berücksichtigen, die Planung sollte jedoch nicht gänzlich durch diese negiert werden. [18]

3.2 Hornisgrinde

Die Planung und Optimierung der Montage von Windkraftanlagen wird im Folgenden am Beispiel der Region *Schwarzwald- Hornisgrinde* durchgeführt. Laut Studie der *"100 prozent erneuerbar stiftung"* [12] befindet sich dieser Standort in der Region mit dem höchsten Potenzial um 84% - 61% zum Ausgleich volatiler Winddargebote im Norden (siehe Abbildung 1). Der gewerbliche Betreiber der offiziell höchstgelegenen Windkraftanlage Deutschlands, die Windpark Hornisgrinde GmbH, hebt besonders die ähnlichen Windverhältnisse zum Norden hervor. Nach eigenen Angaben betrugen die Investitionskosten 3,5 Millionen Euro, wobei die Anlage mit 5,2 Kilowatt (KW)/ Jahr den Strombedarf von rund 2.000 Personen deckt. [11]

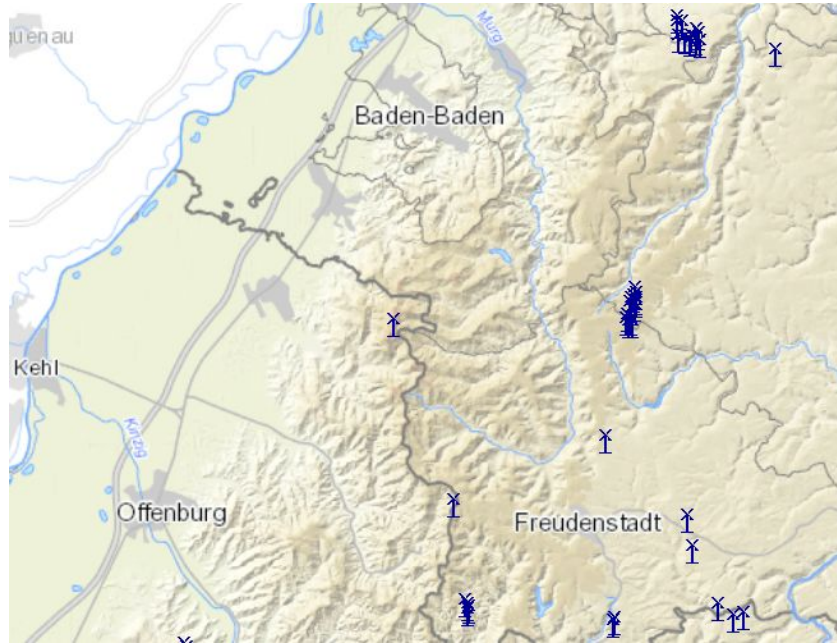


Abbildung 2: Hornisgrinde

Die Abbildung 2 zeigt die aktuelle Installation in Hinblick auf Windkraftanlagen in der Umgebung. Es ist zu erkennen, dass eine weite Fläche der hier vorhandenen Erhebungen um die bereits installierte Anlage noch keine bis wenige Implementierungen von Windkraftanlagen vorweisen. Die Einzelanlage befindet sich in der Mitte-Links in der Erhebung am Grenzübergang von Baden Baden und Offenburg. Zuvor waren an diesem Standort drei Anlagen installiert, die im Rahmen einer Empowering Maßnahme jedoch durch eine Neue ersetzt wurde. Dieser Umstand weist aber darauf hin, dass tendenziell eine Installation weiterer Anlagen mit ähnlichem Fundament möglich wäre. Allerdings bleibt ein angrenzendes Naturschutzgebiet bei der Planung zu berücksichtigen. Aus der geographischen Höhe von 1163 m lässt sich außerdem auf die Aktivität von thermischen Winden an diesem Standort schließen. [11]

4 Windverhältnisse

Für die Abschätzung der Windenergiepotenziale, insbesondere für die konkrete Planung von Windkraftanlagen an möglichen Standorten, müssen eine Reihe von Voraussetzungen analysiert werden. Zunächst steht hierbei das Winddargebot im Vordergrund, da an Standorten mit Schwachwinden der Bau wirtschaftlich vorteillos wäre. Der Betriebsbereich einer Windkraftanlage liegt zwischen 5 und 25 Metern pro Sekunde [m/s], weshalb ein kritischer Wert von 6 [m/s] im Durchschnitt erreicht werden muss. Ab diesem Wert gehen etwa 10-15% der installierten Leistung ans Netz. Dieser Wert schwankt je nach Anlage und ist insbesondere abhängig von der Volatilität der Windverhältnisse. Schwankungen in der Windgeschwindigkeit sind natürlichen Ursprungs, weshalb an manchen Tagen mehr oder weniger Strom produziert wird. Für die optimale Wahl der Turbine ist es dennoch wichtig, dass die Windverhältnisse vergleichsweise stabil sind. Mit einer guten Übersicht kann die Wahl der optimalen Turbine zu einer stetigen Stromeinspeisung und somit betriebswirtschaftlichen Erträgen beitragen.[18]

Dem ist hinzuzufügen, dass für die konkrete Planung eines Standortes die Angabe von jährlichen Mittelwerten der Windgeschwindigkeiten nicht ausreichen würde. Eine hohe mittlere Jahreswindgeschwindigkeit ist nicht mit einer höheren Stabilität des Winddargebots verbunden, vielmehr erfolgt die statistische Analyse anhand der Standardabweichung und der ersten Differenz. [18]

4.1 Datenaufbereitung

Die dieser Studie vorliegenden Daten entstammen dem Datensatz des deutschen Wetterdiensts (DWD). [14] Es handelt sich um stündliche Stationsmessungen der Windgeschwindigkeiten am Standort Schwarzwald-Hornisgrinde vom 11.01.2017 bis 14.07.2018. Windenergieparameter sind aus bodennahen Messungen abgeleitet. [15] In dieser Arbeit wird auf einen Abgleich der Windgeschwindigkeiten durch die Hellmann-Formel [2] verzichtet. Für alle nachfolgenden Berechnungen wurde die Open Source Software "R Studio" verwendet.

Um eine lückenlose Folge zu gewährleisten ist es zunächst notwendig, eventuelle Ausfälle im Datensatz mittels statistischer Methoden auszugleichen. Laut Angaben des DWD [15] sind Ausfälle des Anemometers im Datensatz mit -999 gekennzeichnet. Eine Analyse der Häufigkeit dieser Messung ergab, dass im Falle des Datensatzes von Hornisgrinde keine Ausfälle in der Messreihe verbucht wurden. Allerdings ist es bei über 13.000 Wer-

ten recht unwahrscheinlich, dass alle Messwerte präzise vorliegen. Eine weiterführende Analyse mittels eines timestamps ergab, dass in der Messreihe keine Werte zwischen dem 13.01.2017, 17:00 Uhr und 20.01.2017, 01:00 Uhr sowie in der Stunde 29.10.2018, 02:00 Uhr vorliegen. Somit ist das Anemometer im Januar für rund eine Woche ausgefallen. Insgesamt umfassen die fehlende Werte im Zeitverlauf rund 1.17% der Daten und hätten keinen signifikanten Einfluss auf eventuelle Ergebnisse.

Zur weiteren Analyse wurde sich dafür entschieden, ausschließlich auf die Daten vom 01.02.2017 bis 01.02.2018 zurückzugreifen. Diese umfassen ein Jahr und somit 8.760 stündliche Messungen. Der Entscheidung liegt die These zugrunde, dass eine Betrachtung eines Zeitraumes von 550 Tagen wie im Grunddatensatz, die statistischen Kennzahlen durch saisonale Unterschiede verzerren würde, da die Frühlings-, und Sommermonate doppelt Einfluss auf die Kennzahlen nehmen würden. Außerdem lassen sich so die oben genannten Datenausfälle eliminieren und eine reine Messreihe über den Zeitverlauf gewährleisten.

Der dieser Arbeit vorliegende Code in der Programmiersprache R kann dem Anhang entnommen werden.

4.2 Zeitreihenanalyse

Für die Analyse von Windgeschwindigkeiten wird meist die Darstellung der Windgeschwindigkeiten als Zeitreihe bevorzugt. Diese wird definiert als "Folge von reellen Größen, die in einer diskreten Zeit anfallen"[4, 13].

Die Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten der letzten 364 Tage in einem Hochgebirge in Süddeutschland am Beispiel Schwarzwald- Hornisgrinde ist in Abbildung 3 dargestellt. Bereits anhand dieses Plottes lässt sich erkennen, dass die Windgeschwindigkeiten in Hornisgrinde im Zeitverlauf verschieden sind. Ausschläge oben und unten dienen als erste Anhaltspunkte für Volatilität. [4, 13] In einem der vorliegenden Messzeitpunkte wurde so ein Wert von über 27 [m/s] erreicht, während an einem anderen der Wert mit 0.4 [m/s] nahe 0 liegt. Das arithmetische Mittel beträgt, wie Abbildung 4 entnommen werden kann, knapp 6.85 [m/s]. Der oben genannte kritische Wert für die Windkraftanlagen wird somit im Durchschnitt erreicht. Die Zeitreihenanalyse zeigt darüber hinaus auch saisonale Trends auf: Die Anwendung des loss- Verfahrens (siehe Anhang) macht deutlich, dass in den Wintermonaten am Anfang und Ende der Darstellung der Zeitreihe (Februar/März, Oktober/November/Dezember) die höchsten Messungen erreicht werden konnten. So liegen in diesen Monaten Messwerte um bis zu 5 [m/s] höher vor.

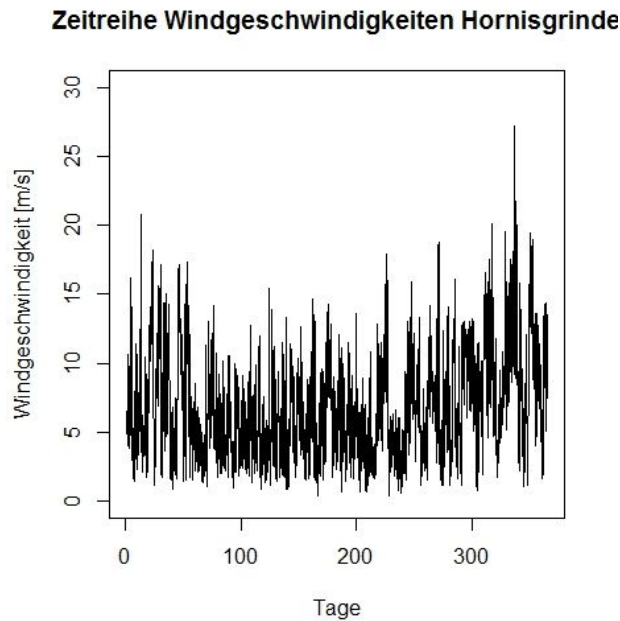


Abbildung 3: Zeitreihe der Windgeschwindigkeiten

| | |
|--------------------|----------|
| Minimum | 0.4 m/s |
| Maximum | 27.2 m/s |
| Mittelwert | 6.85 m/s |
| Standardabweichung | 3.6 m/s |

Abbildung 4: Statistische Kennzahlen der Windgeschwindigkeitszeitreihe in Schwarzwald-Hornisgrinde

Des Weiteren ist in Abbildung 5 ein Histogramm sowie ein Boxplot der Windgeschwindigkeiten zur deskriptiven Analyse dargestellt. Das Histogramm zeigt die absolute Häufigkeitsverteilung etwaiger Windgeschwindigkeiten. Daneben befindet sich die Visualisierung derselben als Boxplot. Die Kästen enthalten 50% der Daten. Die Länge der Whisker beträgt maximal das 1.5-fache des Interquartilabstands der Box. Die Punkte außerhalb der Whisker stellen die Ausreißer dar. Es lässt sich schließen, dass 50% der Daten zwischen 5 und 10 [m/s] liegen, während Windgeschwindigkeiten von über 15 [m/s] als Ausreißer bezeichnet werden können. Vergleicht man den Boxplot mit dem Histogramm, bestätigt dieses die Annahmen. Hier lässt sich erkennen, dass eine Windgeschwindigkeit um 0 [m/s] häufiger vorkam als eine Windgeschwindigkeit von 15 [m/s], allerdings in der

Gesamtheit eine sehr kleine Menge der Messdaten ausmacht. Eine Zählung der Messung von 0 [m/s] ergab, dass dieser Wert gar nicht gemessen wurde. Demnach war es in Schwarzwald-Hornisgrinde im Jahr 2017 zu keiner Stunde komplett windstill, wenn auch manchmal nur eine minimale Windgeschwindigkeit zwischen 0 und 2 [m/s] vorherrscht. Wie dem Histrogram entommen werden kann, war dies in etwa 450 Messungen der Fall, was einen Anteil von etwa 5% entspricht. [4, 13]

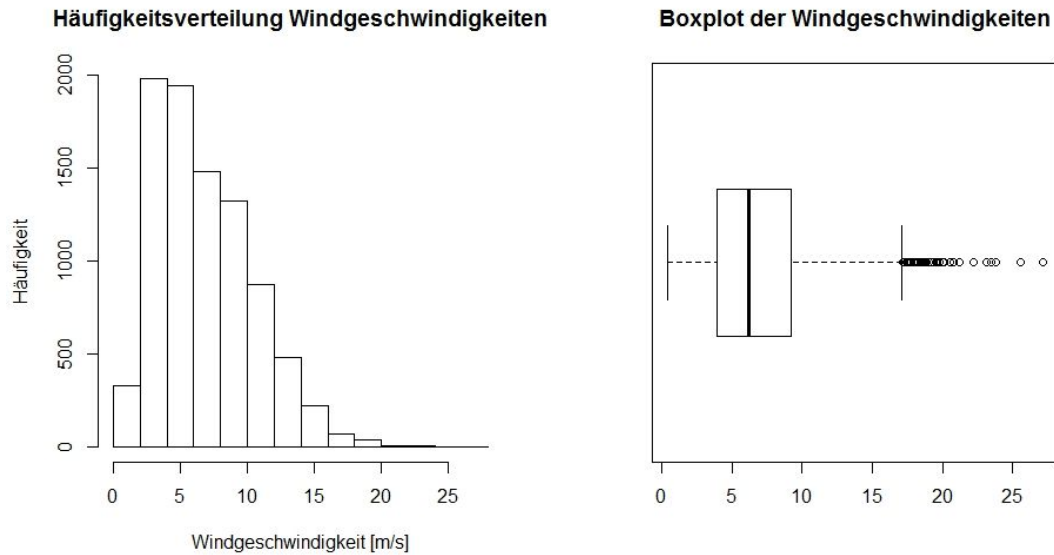


Abbildung 5: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten

4.3 Volatilität

Windgeschwindigkeiten sind über die Zeit Schwankungen ausgesetzt, was in Hinblick auf den Leistungsoutput der Anlagen sekundär über die generelle Stromerzeugung aus Windenergie auch Einfluss auf die Strompreise der Börse hat. Die Volatilität der Windgeschwindigkeiten ist besonders bedeutsam als Einschätzung über die Höhe der tatsächlichen Schwankungen der entsprechenden erneuerbaren Energien, die der Strommarkt mit konventionellen Kraftwerken ausgleichen müsste. Die Beobachtungen der Messreihe, in diesem Fall die Windgeschwindigkeiten, schwanken um den Mittelpunkt, und die Stärke und Streuung dieser Schwankungen werden in der deskriptiven Statistik standardmäßig dargestellt durch Standardabweichung und Varianz. [4, 13] Um die Volatilität des Windes am vorliegenden Standpunkt Schwarzwald-Hornisgrinde zu messen, wird nun eine statistische Analyse der ersten Differenz und der Standardabweichung durchgeführt.

Die erste Differenz ergibt sich aus der Differenz zwischen der Geschwindigkeit zum Zeitpunkt x_t und der vorherigen Geschwindigkeit $x_{(t-1)}$. Entscheidend ist, wie stark der sich errechnende Faktor um 0 fluktuiert und ob starke Ausschläge zu verbuchen sind. Errechnet man im Anschluss die Standardabweichung(en) für die erste Differenz, so gibt diese ein entscheidendes Merkmal für die vorliegende Volatilität. Die Standardabweichung gibt die mittlere Abweichung der Streuung an. [4, 13]

Die Abbildung 6 visualisiert die ersten Differenzen der Messungen über die Zeitreihe und die nachfolgende Abbildung 7 zeigt die Häufigkeiten als Histogramm. Die ersten Differenzen schwanken um einen Mittelwert von 0 [m/s], wobei sich negative Werte aus den Ermittlungen ergeben, wenn die Windgeschwindigkeit in der jeweils nachfolgenden Stunde abgenommen hat. Im Mittel beträgt die erste Differenz 0.0007 und fällt somit sehr gering aus. Damit weisen die ersten Differenzen auf keine hohe Volatilität der Windgeschwindigkeit hin. Die stärkste punktuelle Änderung zwischen zwei Zeitpunkten beträgt 6.5 [m/s] bzw. - 6.3 [m/s].

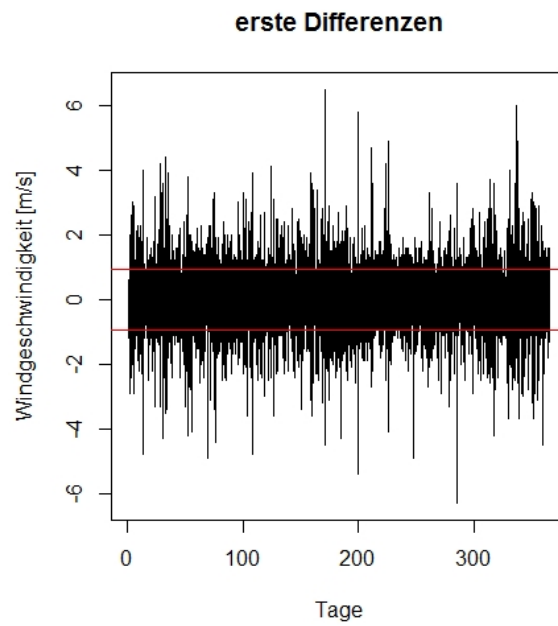


Abbildung 6: Erste Differenzen der Windgeschwindigkeiten

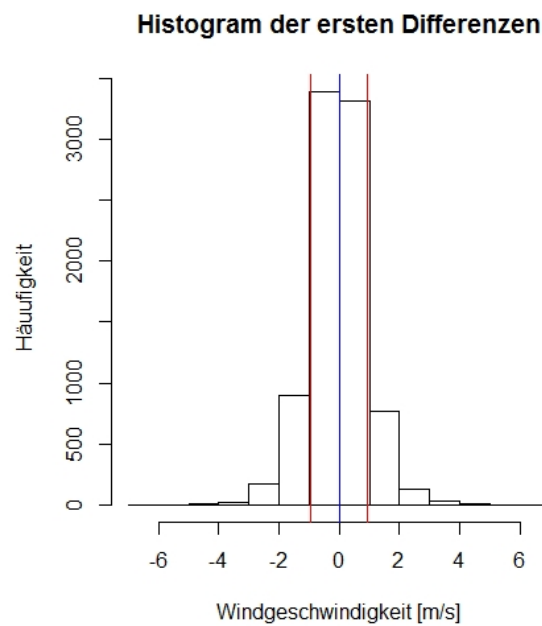


Abbildung 7: Histrogram der ersten Differenzen

Aus diesem Grund werden die ersten Differenzen im nächsten Schritt einer genaueren Analyse unterzogen. Hierzu werden zunächst die gerundeten Windgeschwindigkeiten herangezogen. Die Standardabweichung der ersten Differenzen der gerundeten Werte werden in Abbildung 8 gezeigt und geben Aufschluss über die durchschnittliche Entfernung der Messwerte vom oben genannten Mittelwert von 0.0007 der ersten Differenzen. Es zeigt sich hier, dass die Standardabweichungen mit höheren Windgeschwindigkeiten zunehmen, jedoch auch volatilier sind. Bei den höchsten gemessenen Werten sinkt die Standardabweichung wieder, bleibt aber auf einem höheren Niveau als bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten, wo der Trend der betrachteten Kennzahl konstanter ist. Die generelle Standardabweichung hat einen Wert von 0.954 und liegt somit ungefähr bei 1. Dies bedeutet, dass die durchschnittliche Entfernung der ersten Differenzen von deren Mittelwert 0 [m/s] etwa 1 [m/s] ist und unterstützt demnach die These, dass die Volatilität der Windgeschwindigkeiten in Hornisgrinde 2017 recht gering ausfällt. Dabei ist es vorgekommen, dass eine hohe Windgeschwindigkeit von 21 oder 23 [m/s] zu einer doppelten bis anderhalbfachen hohen Standardabweichung führte. Aber auch diese Werte von 2 bzw. 1.5 sind nicht als außergewöhnlich hoch zu interpretieren.

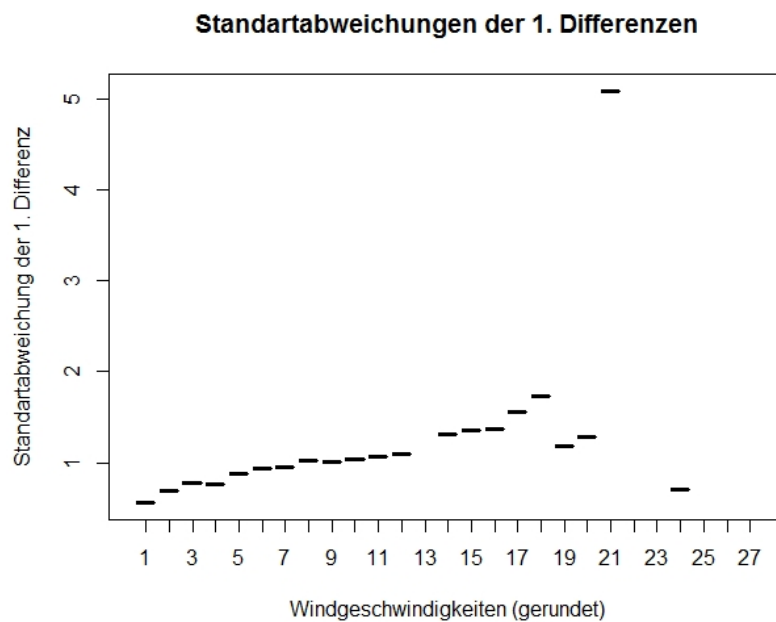


Abbildung 8: Standartabweichungen der ersten Differenzen

Die nachfolgende Abbildung [9] zeigt neben der Häufigkeit auch die Höhe der Abweichungen der ersten Differenz nach einer durchgeführten Messung. Betrachtet man die Häufigkeit der Volatilität, so fällt erneut auf, dass die Höhe der Abweichungen der ersten Differenz am häufigsten um 0 [m/s] steht. Dies bedeutet, dass sich zwischen zwei Zeitpunkten die Windgeschwindigkeit im folgenden Zeitpunkt nicht bzw. nur minimal verändert hat und der Wind somit nicht volatil ist. Die Abweichungen von dieser Windgeschwindigkeit schwanken ohne Ausreißer etwa zwischen - 5 [m/s] und + 4.9 [m/s]. Daraus lässt sich ebenso schließen, dass Windgeschwindigkeiten generell vom vorherigen Wert abhängig sind und es selten zu signifikant hohen Abweichungen kommt. Dies beweist außerdem die Kennzahl der Standardabweichung der ersten Differenz als gute statistische Kennzahl der Volatilitäten von Windgeschwindigkeiten, dass die Schwankungen größtenteils in diesen Bereich fallen. Zum Vergleich beträgt die Standardabweichung der Zeitreihe in Hornisgrinde ± 3.6 [m/s], also sind die Werte im Mittel etwa 3.6 [m/s] über bzw. unter dem Mittelwert von 6.8 [m/s], was im Vergleich zu anderen Winddargeboten Deutschlands einen respektablen Wert darstellt.

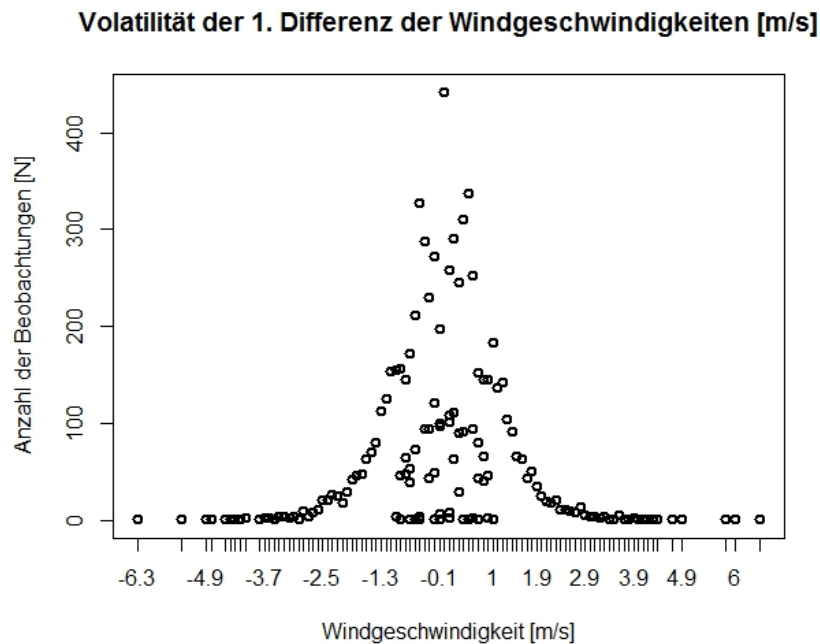


Abbildung 9: Volatilität der ersten Differenzen

Abschließend lässt sich die Erkenntnis ziehen, dass die im vorangegangenen Kapitel an den Standort erforderliche Bedingung der vergleichsweise geringen Volatilität bestätigt werden kann und der Standort Schwarzwald- Hornisgrinde als Beispiel für einen südlichen Standort mit potenziellem stetigen betriebswirtschaftlichen Ertrag bei optimaler Turbinenwahl herangeführt werden kann. Die Installation einer Windkraftanlage ergibt hier auf Basis der Winddaten in Einklang mit vorangehender Forschung Sinn.

4.4 Weibull-Verteilung

Windgeschwindigkeiten einer Zeitreihe werden meist der Weibull-Verteilung angenähert, um eine Aussage über die Wahrscheinlichkeit einer bestimmten Geschwindigkeit prognostizieren zu können. Dies ist insbesondere in Hinblick auf die Wahl der richtigen Anlage und zur besseren Bestimmung der Leistung wichtig, um den Gewinn abschätzen zu können. Somit leistet die Erstellung der Weibullverteilung Vorarbeit für die Ertragsrechnung der Windkraftanlagen. Geschätzt wird die Verteilung standardmäßig auf Basis der zwei Parameter Scale und Size. Der sich entwickelnde Parameter stellt dann die relative Häufigkeit dar, mit der eine bestimmte Windgeschwindigkeit auftritt. So kann die Verteilung auch Aufschluss über die Wahrscheinlichkeiten bestimmter Windgeschwindigkeiten geben. Lokale Maxima und die eventuell vorhandenen Turbulenzen werden abgeschwächt. Im Rahmen der Modellierung der Windgeschwindigkeiten implizieren die Parameter im Falle des Scale-Parameters die Stärke des Windes unter Berücksichtigung der Position und der Shape-Parameter die Heftigkeit des Windes. [19] Bei unten vorliegender, zweiparametrischer Form für die Windgeschwindigkeit ist $f(\tau)$ die Wahrscheinlichkeit der Windgeschwindigkeit τ , K der dimensionslose Scale- Parameter der Weibullfunktion und C Shape- Parameter (Form). Die Gleichung der Weibull-Verteilung ist gegeben durch [19]:

$$f_{\tau}(\tau; K, C) = \frac{k}{c} \left(\frac{\tau}{c} \right)^{k-1} \exp(-(\tau/c)^k) \quad (1)$$

Um zu überprüfen, ob die Beobachtungen im Rahmen der vorliegenden Messreihe tatsächlich aus einer Weibull-Verteilung stammen, müssen die Punkte der zugehörigen Wertepaarung im Koordinatensystem auf einer Linie liegen. [19] Die Schätzer für den Achsenabschnitt und die Steigung werden ebenfalls standardmäßig, mittels eines linearen Modells, anhand der Maximum-Likelihood-Methode ermittelt. Der Plot ist in Abbildung

10 zu sehen.

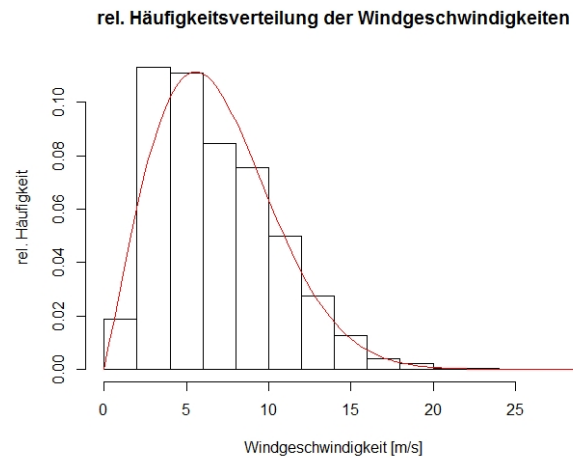


Abbildung 10: Weibull-Verteilung nach Maximum- Likelihood Methode

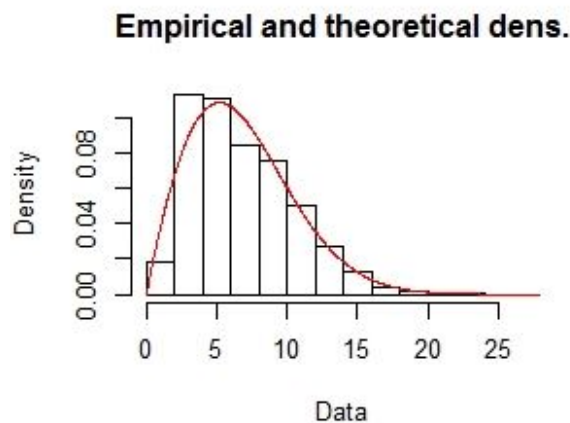


Abbildung 11: Weibull Verteilung nach Maximum Goodness of Fit Estimation

Dem ist hinzuzufügen, dass mit den vorliegenden Messwerten mit der Maximum Goodness Methode über die *fitting- distribution* Funktion in R ähnliche Ergebnisse erzielt worden sind (siehe Abbildung 11). Hier wird zusätzlich noch ein lokaler Schätzer hinzugezogen, um genauere Messwerte zu erhalten. Dies ist aber nur notwendig, wenn der Shape Parameter kleiner als 2 und die Messreihe sehr groß ist. [9] Obwohl Studien [9] darauf hinweisen, dass die dreiparametrische Schätzung der Weibull- Verteilung zu genaueren Ergebnissen führt, zeigt der direkte Vergleich der Schätzparameter, dass die Verbesserungskriterien

im vorliegenden Fall nicht tragend sind (Vergleich Abbildung 12, 13): So ist der mit der Maximum Likelihood gemessene shape Parameter mit 2.04810 größer als eins, und die Messreihe fällt mit einer Beobachtungszahl von 8760 für ein Jahr auch recht gering aus. Der europäische Durchschnitt für den shape Parameter ist allgemein hin meist als 2 zu beziffern [19]. Dies bestätigt auch die Maximum Goodness Methode, die einen Wert von 1.9 errechnet und somit auch nicht signifikant vom Maximum Likelihood Schätzwert abweicht. Die Shape-, und Scale-Parameter können gemessen werden durch:

| shape | size |
|--------------|-------------|
| 2.04810 | 7.760222 |

Abbildung 12: Parameterschätzung der Weibullverteilung nach MLE

| shape | size |
|--------------|-------------|
| 1.904416 | 7.664616 |

Abbildung 13: Parameterschätzung der Weibullverteilung nach MGE

Die Schätzparameter werden für die prognostizierende Ertragsrechnung in einer weiterführenden Studie benötigt, um anhand der durchschnittlichen Verteilungsfunktion die jährlich zu erwartende Leistung zu berechnen. Für weitere Berechnungen werden die Ergebnisse der Maximum- Likelihood Methode herangezogen, da hierfür der statistische Hintergrund für die Berechnungen in R genauer berücksichtigt worden ist.

5 Leistungsermittlung

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Volatilität, welche die Stetigkeit der Stromerzeugung aus Windenergie anhand der vorliegenden Windgeschwindigkeiten bestimmt, ermittelt wurde, folgt nun die Ermittlung der Leistungen aus der Windstromgenerierung. [18] Anhand der Leistungsdaten eines bereits installierten Anlagetypes soll eine Möglichkeit aufgezeigt werden, den annähernden Ertrag [kWh] auf Basis von Winddaten [m/s] an einem Standort zu ermitteln. Dies soll auch aufzeigen, dass die Attraktivität eines Standortes mit Hilfe eines Anemometers vorhergesagt werden kann und unterstützt damit die Reliabilität der vorangegangenen Berechnungen. Bei den nachfolgenden Ausführungen ist darüber hinaus das Betzsche Gesetz, welches besagt, dass eine Windkraftanlage maximal 0.59% der Energie der Windgeschwindigkeiten in Leistung umwandeln kann, zu berücksichtigen [18].

5.1 Installierte Anlage

In Hornisgrinde ist zur Zeit eine Anlage des Typs Enercon E 70 installiert, welche im Zuge einer Repowering- Maßnahme im Oktober 2015 drei Altanlagen der Firma Seewind ersetzte. [11] Die jetzige Anlage verfügt bei einer Nennleistung von 2,3 MW über einen Rotordurchmesser von 71 m und eine Nabenhöhe von 120 m. Die Leistungskurve der E 70 wird in Abbildung 14 dargestellt. Die Tabelle darunter (Abbildung 15) zeigt die dazugehörigen Kennzahlen. Auffällig ist die mit 2 [m/s] sehr frühe Einschaltgeschwindigkeit und mit 28 [m/s] späte Abschaltgeschwindigkeit der Anlage. Die Anlage ist somit für eine hohe Spannweite an Windgeschwindigkeiten geeignet, was eine stetige Stromerzeugung begünstigt. [7]

Zudem kann der Leistungskurve und entnommen werden, dass die Nennleistung, also die maximale Leistung der Anlage, 2.310 kWh ab einer Geschwindigkeit von 15 [m/s] beträgt. Die steigende Windgeschwindigkeit hat anfänglich einen starken Einfluss auf die resultierende Leistung [kWh], dies ist der exponentiellen Steigung zu entnehmen. Nach Angaben der Betreiber generiere die Anlage im Jahr circa 5 Millionen Kilowattstunden Strom. [11] Mittels des direkten Vergleichs auf Basis der aufbereiteten Winddaten vom deutschen Wetterdienst kann nun eine Annäherung an den tatsächlichen Ertrag und der Anteil der möglichen Verluste stattfinden.

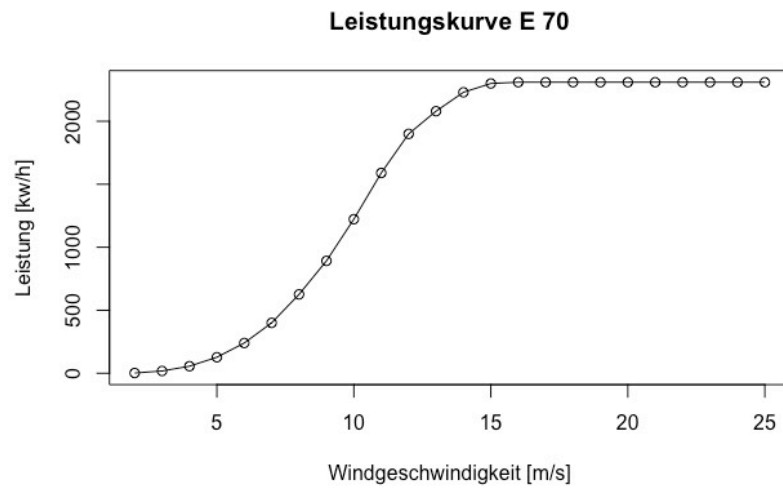


Abbildung 14: Leistungskurve der installierten Enercon E 70

Abbildung 15: Kennzahlen der E 70

| | |
|--------------------------|-------------|
| Einschaltgeschwindigkeit | 2 m/s |
| Nenngeschwindigkeit | 15 m/s |
| Abschaltgeschwindigkeit | 28 - 34 m/s |

5.2 Analyse der Erträge

In diesem Unterkapitel wird der theoretische Ertrag [kWh] der Windkraftanlage in Hornisgrinde auf Basis der vom DWD gemessenen Windgeschwindigkeiten [m/s] ermittelt. Zudem soll der Anteil des möglichen Leistungsverlustes [kWh] des Windparks bestimmt werden.

Dabei wird auf eine Umrechnung des Grenzschichtprofils nach Hellmann [2] erneut verzichtet. Zudem liegt die Messung des Anemometer in unmittelbarer Nähe der betrachteten Windkraftanlage. In Abbildung 16 ist zunächst die Gegenüberstellung der verschiedenen Windgeschwindigkeiten mit den jeweiligen Leistungen zu sehen.

| m/s] | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16- 25 |
|-------|---|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|--------|
| [kWh] | 2 | 18 | 56 | 127 | 240 | 400 | 626 | 892 | 1223 | 1590 | 1900 | 2080 | 2230 | 2300 | 2310 |

Abbildung 16: Zuordnung der Leistungen [kWh] zu den entsprechenden Windgeschwindigkeiten auf Basis der Leistungskurve der E 70

Daraufhin ist in Abbildung 17 der zeitliche Verlauf der Leistungen [kWh] vom 01.02.2017 bis 01.02.2018 und eine Aufstellung der Anzahl der jeweiligen Leistungen [kWh] als Histogramm zu sehen. Für die jeweilige Anpassung der Daten wurden die Geschwindigkeiten auf ganze Zahlen gerundet, da die Leistungsdaten insgesamt nur ganzzahlig vorliegen.

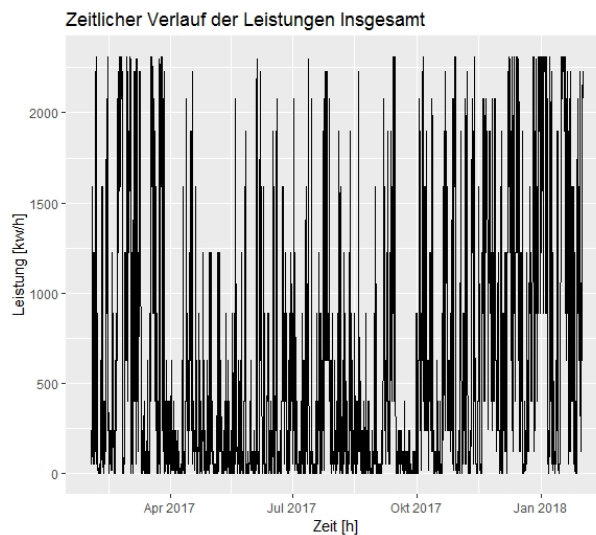


Abbildung 17: Zeitlicher Verlauf der Leistungen insgesamt

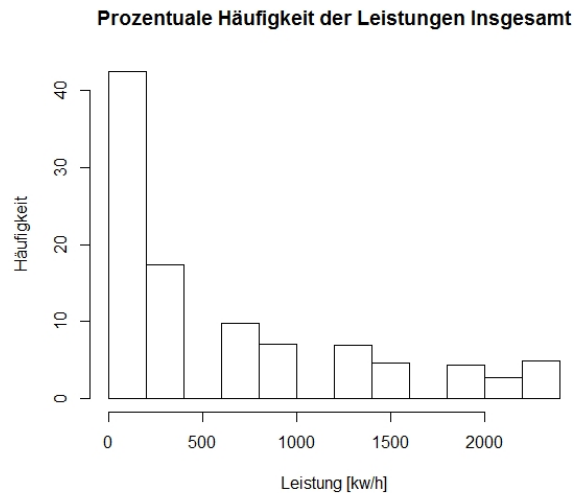


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung insgesamt

Es ergibt sich eine Gesamtleistung der letzten 364 Tage von 5.267.322 kW. Die Angaben der Betreiber von circa 5 Millionen kW generierter Strom im Jahr bestätigen sich für 2017 also, allerdings bleiben eventuelle Leistungsverluste unberücksichtigt. Da jedoch nur eine Anlage installiert ist und der Wind, wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, recht stetig weht, sind vermutlich keine größeren Leistungsausfälle verbucht worden. Auffällig in Abbildung 18 ist, dass die eher niedrigen Leistungen am Häufigsten vorkommen. Es liegt somit nahe, dass das Potenzial der Turbine nicht ganz ausgeschöpft wurde. Bei einer Maximalleistung von 2.310 kWh ergibt sich für ein Jahr ein maximaler Stromertrag bei Vollausslastung von 20.235.600 kW und es errechnet sich ein Nutzungsgrad der aktuellen Anlage von 26%, welches einen für die deutsche Windkraft durchschnittlichen Wert darstellt.

5.3 Leistungsschwankungen

Da die Windverhältnisse oftmals fluktuieren, tun dies die Leistungen der Windkraftanlage auch. Darüber hinaus haben auch die jeweilige Ein-, und Abschaltgeschwindigkeiten Einfluss auf den Ertrag. Um die Volatilität auch in der Leistung zu untersuchen, zeigt die Gegenüberstellung von zwei Tagen in den folgenden Abbildungen die Schwankungen in den Leistungen in Abhängigkeit von den Windgeschwindigkeiten an den jeweiligen Tagen.

Zunächst geben Abbildung 19 und 20 Aufschluss über die Leistungsverteilung am 01.02.2017. Dies war, wie man dem Histogramm sowie der Zeitreihe entnehmen kann, ein leistungsschwächerer Tag, da über 50% der Windgeschwindigkeiten um 4-6 [m/s] lagen. Auch wenn zu diesen Windgeschwindigkeiten nur wenig Strom produziert wurde, wird hier der Vorteil der frühen Einschaltgeschwindigkeit deutlich. So wurde trotz geringer Windgeschwindigkeit ein Betrag an das Netz geliefert.

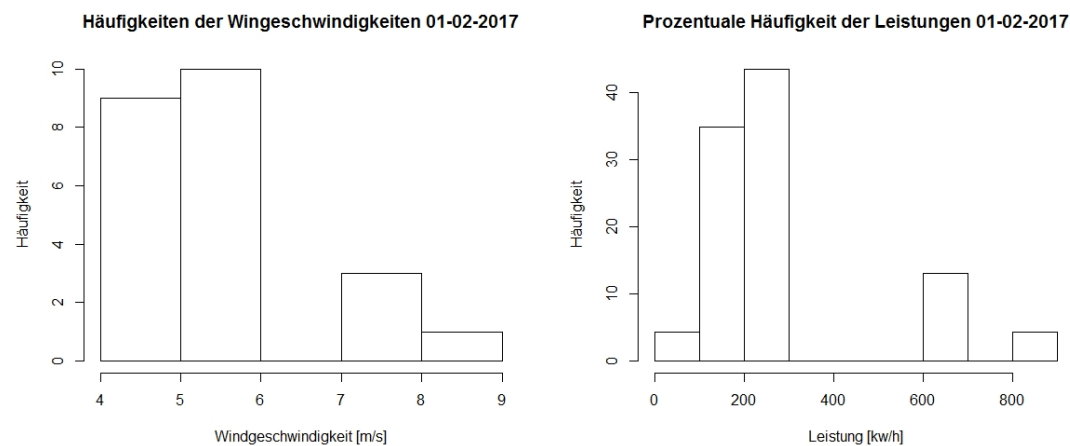


Abbildung 19: Häufigkeitsverteilungen am 01-02-2017

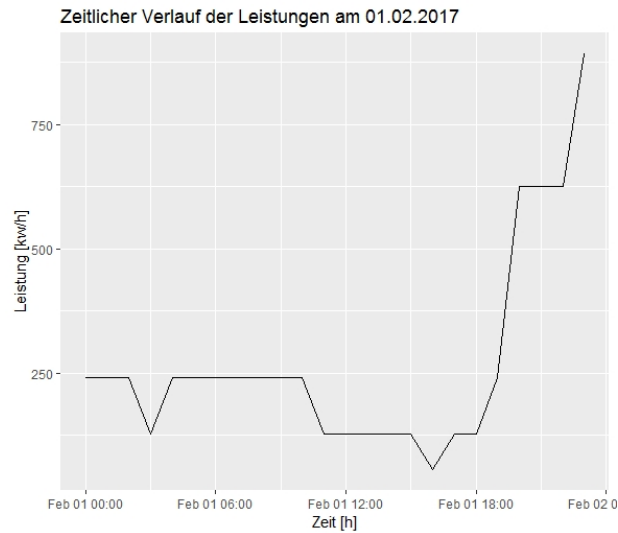


Abbildung 20: Zeitlicher Verlauf der Leistungen am 01-02-2017

Es ergibt sich eine Leistung am 01-02-2017 von 6.242 kW. Dies ergibt einen recht niedrigen Nutzungsgrad von 11.26%. Im Vergleich, würde die Anlage bei Nennleistung über 24 Stunden einen Ertrag von 55.440 kW erzielen können.

Die Leistungen am 01-07-2017 waren deutlich höher. Der Abbildung 22 ist zu entnehmen, dass die Leistung über den Tag tendenziell zunahm und schließlich am Abend um etwa 20 Uhr zu Nennleistung produziert wurde. Zu allen Messzeitpunkten am Tag lagen die Leistungen an diesem Tag über denen des 01-02-2017. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit war mit 9-10 [m/s] ebenfalls signifikant höher, wie Abbildung 21 zeigt.

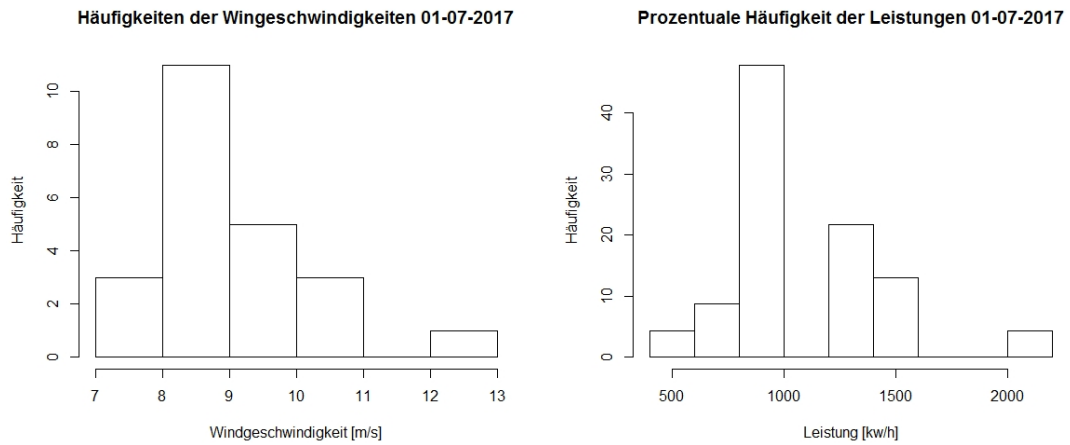


Abbildung 21: Häufigkeitsverteilungen am 01-07-2017

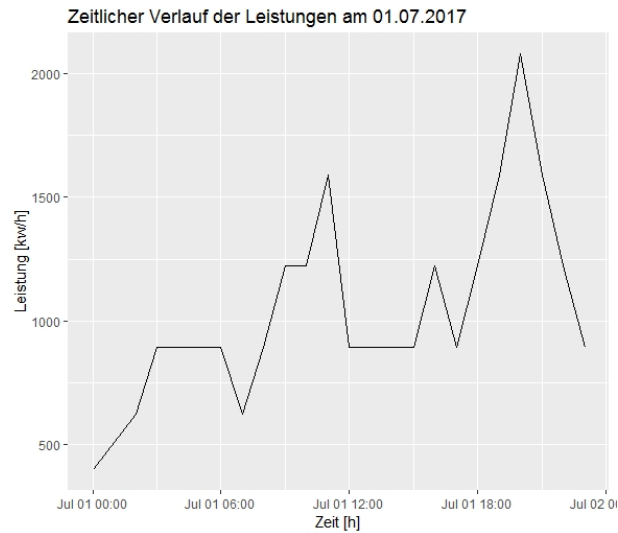


Abbildung 22: Zeitlicher Verlauf der Leistungen am 01-07-2017

Es ergibt sich somit eine Gesamtleistung am 01-07-2017 von 24.429 KW und ein geringer Nutzungsgrad von 44,06%.

Dieser direkte Vergleich zwischen einem Winter-, und Sommertag zeigt noch einmal die unterschiedlichen Höhen der Energiegewinnung und deren Abhängigkeit von den vorliegenden Windgeschwindigkeiten. In beiden Fällen ist aber am Abend ein deutlicher Leistungsanstieg zu erkennen, während die erzeugte Leistung an keinem Messzeitpunkt mit einem stetigen Betrag verläuft. Dem Anhang kann unterstützend zu dieser These die Graphik über die Häufigkeit verschiedener Leistungsgruppen entommen werden. Es wird deutlich, dass die Einbeziehung der Volatilität wichtig für die Abstimmung von erneuerbaren Energien ist, um eine stetige Energieversorgung zu gewährleisten. Obwohl der Nutzungsgrad am Wintertag 01.02.2017 unter dem Jahresdurchschnitt (26%) liegt, wurde am 01.02.2017 ein mit 44% ein vergleichsweise hoher Nutzungsgrad erreicht. Dies zeigt vor allem, dass neben der Vorabanalyse der Lage bei der darauffolgenden Wahl der passenden Turbine besonders deren Ein-, und Abschaltgeschwindigkeit sowie Nennleistung einen großen Einfluss auf die letztendliche Leistungsgewinnung hat. Besonders am Sommertag wird deutlich, dass in einer Stunde zu Nennleistung dieselbe Strommenge erzeugt wird, wie innerhalb von 4-5 h zur Einschaltgeschwindigkeit. Es lässt sich aber auch feststellen, dass die Verhältnisse in Schwarzwald-Hornisgrinde stetig genug sind, um kaum Leistungsabfälle zu verbuchen. Ein kompletter Stillstand der Anlage kommt den Ergebnissen zufolge nicht signifikant häufig vor.

6 Zusammenfassung der Ergebnisse und kritische Würdigung

Betrachtet man die Ergebnisse dieser Studie lässt sich die Annahme bestätigen, dass auch im südlichen Binnenland potenzielle Standorte mit ausreichenden Windverhältnissen für die Energiegewinnung identifiziert werden können. Die Untersuchungen auf Basis der Winddaten des Jahres 2017 in Schwarzwald-Hornisgrinde legen nahe, dass eine stetige Leistungserbringung erzielt werden kann. So würde ein breit aufgestelltes volkswirtschaftliche Portfolio, insbesondere durch die Installation weiterer Windkraftanlagen in Süddeutschland, der Einspeisung erneuerbarer Energien aus Wind an der Strombörse begünstigen.

Die codierten Daten beruhten auf Messungen eines Anemometers und wurden der Datenbank des Deutschen Wetterdienstes entnommen. Nach einer kurzen Standortanalyse und Datenaufbereitung sollte geprüft werden, ob die Thermalwinde in den südlichen Bergregionen auf eine ähnliche Windhöflichkeit wie in Norddeutschland hinweisen. Die These lässt sich anhand der vorliegenden Ergebnisse nicht vollends bestätigen, da mit etwa 7 [m/s] insbesondere das arithmetische Mittel etwas unter dem nordischen Durchschnitt von 9 [m/s] liegt. Allerdings bestätigte die deskriptive Statistik anhand der ersten Differenzen und Standardabweichung, dass die Windgeschwindigkeiten über die Zeitreihe stabil sind. In der Volatilität der Windgeschwindigkeiten lassen sich keine deutlichen Unterschiede zu sonstigen Windverhältnissen im Norden erkennen. Für eine generelle Abschätzung der Erträge wurde zudem die Weibull- Parameter geschätzt und dargestellt. Hier zeigt sich, dass der Shape- Parameter der Verteilung mit 2 dem europäischen Durchschnitt entspricht. Die anschließende Leistungsrechnung kam zu dem Ergebnis, dass die aktuell installierte Anlage der Marke Enercon E70 im vergangenen Jahr 2017 den von den Betreibern prognostizierten Energiebetrag von 5 Mio kW erzeugen konnte. Der Vergleich zweier Beispieltage zeigte die Typizität auf, dass in den Wintermonaten sowie Nachts vergleichsweise höhere Windgeschwindigkeiten vorherrschen. Der Vorteil der aktuell installierten Anlage ist hier die mit 2 [m/s] frühe und 25 [m/s] späte Ein-, und Abschaltgeschwindigkeit. Der Nutzungsgrad der Anlage liegt mit 26% im deutschlandweiten Durchschnitt.

Die Installation für die Generierung von Windenergie im Schwarzwad ist somit auf Basis der vorliegenden Ergebnisse durchaus rentabel. Im Falle von Hornisgrinde ist es allerdings fraglich, ob es eine Neugenehmigung für weitere Anlagen geben wird, zumal wenig Bodenfläche aufgrund des nahe gelegenen Naturschutzgebietes zur Verfügung steht. [11] Generell bietet die vorliegende Studie eine Basis für weiterfolgende Kostenrechnungen,

indem der Leistungsoutput der Anlagen mit Erträgen und Kosten im Rahmen einer konkreten Projektplanung in den Zusammenhang gestellt werden muss. Dazu ist auch ein Vergleich alternativer Anlagen für den optimalen Leistungsoutput von Vorteil.

Weiterhin gilt es zu berücksichtigen, dass der vorliegende R Programmcode für eine besser Aussage auch im Vergleich anderer Standorte der südlichen Bergregionen auf Basis dortiger Windverhältnisse herangezogen werden müsste. Auch umfasst die Stichprobe dieser Studie lediglich ein Jahr, was die Signifikanz der erkennbaren Trends und Saisonalen Komponenten erschwert. Somit wäre es wichtig, längere Messreihen über mehrere Jahre heranzuziehen und mit den Ergebnissen von 2017 zu vergleichen. Bezüglich der Glättung der Windeinspeisung liegt es zudem in der Kritik [1], dass die verschiedenen Einspeisungen im Binnenland korrelieren. Die zufälligen Schwankungen in der statistischen Verteilung der Windgeschwindigkeiten betreffen auch die Leistung der Windkraftanlagen im Verbund. Durch die vermehrte Einspeisung durch Windenergie haben vor allem die Leistungsspitzen zugenommen, allerdings nicht die generelle Sicherheit der Grundlast. Somit müsste auch bei Vollaussnutzung der Windkraft noch Erzeugungskapazität aus konventionellen Kraftwerken kommen. Statistisch betrachtet werden, wie auch im Rahmen dieser Studie, Schwankungen durch die Standardabweichung und somit der Varianz bemessen. Gemäß der Gleichung von Bienaymé ließen sich die Varianzen bei unkorrelierten Variablen addieren, was im Falle der Stromeinspeisung diesen Anstieg Leistungsspitzen zur Folge hätte. Dies könnte schlussfolgernd an der Strombörse zum temporären Preisverfall und Negativpreisen führen. Der zentrale Grenzwertsatz der Statistik weist darauf hin, dass sich der Verlauf der Verteilung nicht wesentlich ändern kann, was ebenfalls eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung durch Windenergie erschwert. Die hier angeführte Kritik [1] äußert sich an den Thesen zum gesamtwirtschaftlichen Portfolio der Studien der *100 prozent erneuerbar stiftung*, welche dieser Projektarbeit zugrunde lagen. Trotzdem schließt die statistische Argumentation nicht die ökologische wie ökonomische Lukrativität der Windkraftnutzung am Standort Schwarzwald- Hornisgrinde aus. Die vorgestellten Ergebnisse bleiben in diesem Fall weitestgehend unangiert.

Literatur

- [1] Detlef Ahlborn. “Glättung der Windeinspeisung durch Ausbau der Windkraft?” In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2015).
- [2] M. Bartelmann u. a. *Theoretische Physik 3 / Quantenmechanik*. Springer Berlin Heidelberg, 2018. ISBN: 9783662560723. URL: <https://books.google.de/books?id=IXZZDwAAQBAJ>.
- [3] Bundesnetzagentur. “Jahresbericht 2014 Netze ausbauen. Zukunft sichern. Infrastrukturausbau in Deutschland”. In: *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen: Presse und Öffentlichkeitsarbeit* (2014).
- [4] Michael J Crawley. “The R Book”. In: *Wiley* (2007).
- [5] Dr. Brigitte Einig Klaus; Zaspel. “Windenergieanlagen und Raumordnungsverteilungen”. In: *Bauinsitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung. BBSR-Analysen Kompakt* 01/2014 (2014).
- [6] Dena - Deutsche Energie-Agentur GmbH. “Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020”. In: *Dena- Deutsche Energie-Agentur GmbH* (2005).
- [7] ENERCON GmbH. *Producte - E 70*. 2018. URL: <https://www.enercon.de/produkte/ep-2/e-70/> (besucht am 08.08.2018).
- [8] Andreas Knoll. *Windenergie: zu Lande oder zu Wasser?* 2012. URL: <https://www.smarterworld.de/smart-generation/wind/artikel/86110/> (besucht am 08.08.2018).
- [9] Alberto Luceño. “Maximum likelihood vs. maximum goodness of fit estimation of the three-parameter Weibull distribution”. In: *Journal of Statistical Computation and Simulation* 78.10 (2008), S. 941–949.
- [10] Enterprise Account Max-Planck-Gesellschaft. *Anteil der Bruttostromerzeugung aus Windkraft an der Gesamterzeugung in Deutschland in den Jahren 1998 bis 2017*. 2018. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/239528/umfrage/anteil-der-stromerzeugung-aus-windkraft-in-deutschland/> (besucht am 01.09.2018).
- [11] Fritz Möbus. *Windenergie: zu Lande oder zu Wasser?* 2015. URL: <https://schwarzwaldnatur.blogspot.com/2015/12/der-neue-windpark-hornisgrinde.html> (besucht am 08.08.2018).

- [12] Peter Mono Rene und Glasstetter. “Windpotenzial im räumlichen Vergleich. Eine Untersuchung der 100 prozent erneuerbar stiftung”. In: *100 prozent erneuerbar stiftung* (2012).
- [13] K. Mosler und F. Schmid. *Beschreibende Statistik und Wirtschaftsstatistik*. Springer-Lehrbuch. Springer Berlin Heidelberg, 2007. ISBN: 9783540374596. URL: <https://books.google.de/books?id=3xEeBAAAQBAJ>.
- [14] Deutscher Wetterdienst. *CDC Datenbank*. 2018. URL: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historical/ (besucht am 08.08.2018).
- [15] Deutscher Wetterdienst. *Datensatzbeschreibung: Historische stündliche Stationsmessungen der Windgeschwindigkeit und Windrichtung für Deutschland*. 2018. URL: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historical/ (besucht am 08.08.2018).
- [16] Deutscher Wetterdienst. *Windenergie: zu Lande oder zu Wasser?* 2016. URL: https://www.dwd.de/DE/wetter/thema_des_tages/2016/9/10.html (besucht am 08.08.2018).
- [17] Bundesverband Windenergie. *Zahlen und Fakten - Statistische Kennziffern zur Erfolgsgeschichte Windenergie*. 2018. URL: <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/> (besucht am 01.09.2018).
- [18] Bundesverband für Windenergie. “Unterrichtseinheit Physik: Windenergie”. In: *Bundesverband für Windenergie; UFU.e.V./BWE e.V.* 2. Erweiterte Auflag (2013).
- [19] Verband der dänischen Windindustrie. *Beschreibung des Windes: Weibull Verteilung*. 2003. URL: <http://www.windpower.org/de/tour/wres/weibull.htm> (besucht am 08.08.2018).
- [20] Dr. Brigitte Zaspel. “Welcher Raum bleibt für den Ausbau der Windenergie? Analyse des bundesweiten Flächenpotenzials in Deutschland. Informationen zur Raumentwicklung”. In: *Bauinsitut für Bau-, Stadt-, und Raumforschung. BBSR-Analysen Kompakt* Heft 6 (2015).

Anhang

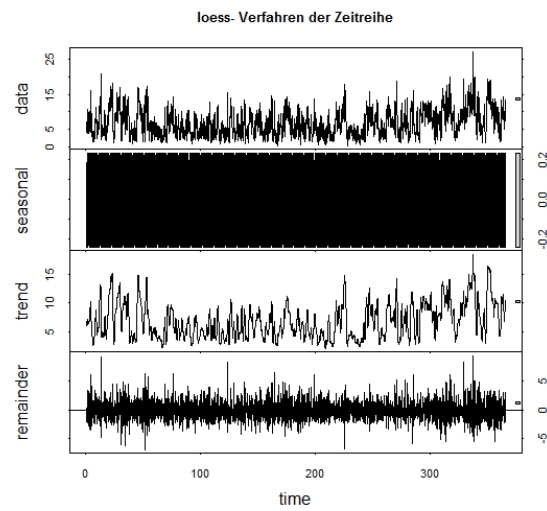


Abbildung 23: Ergebnis durch Loss-Verfahren

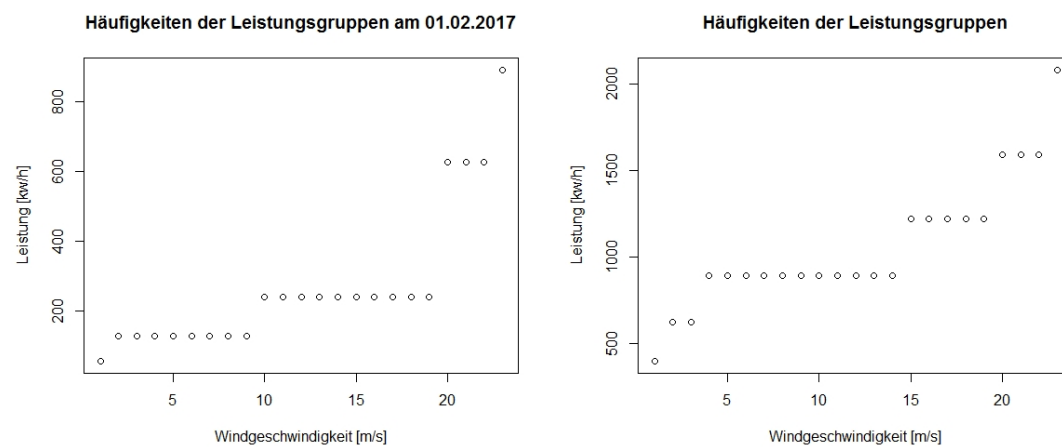


Abbildung 24: Leistungsgruppen der E70 an einem Sommer-, und Wintertag

code

#Ursprung der Daten

#Die Daten sind auf der website des DEUTSCHEN WETTERDIENSTES (DWD) abzurufen
#ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historica
l/ (stündliche winddaten Deutschlands)

#Der DWD stellt Daten verschiedener Klimaelemente über den CDC FTP-Server
(Climate Data Center) zur Verfügung
#Dort findet man auch eine detaillierte Leistungsbeschreibung der einzelnen
Datensätze
#https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/cdc/cdc_node.html

#Working Direction und Daten einlesen

#Mac
setwd("~/ownCloud/data")
#Windows
setwd("C:/Users/lmueller/Desktop/MPI/data")

#Data Variable deklarieren

wind <- read.csv2(file = "dataz.csv", sep=";")

#transformieren der messdaten und zeiten

a = substr(wind\$MESS_DATUM,1,4) #variable a=jahreszahl
b = substr(wind\$MESS_DATUM,5,6) #variable b=monat
c = substr(wind\$MESS_DATUM,7,8) #variable c=tag
d = substr(wind\$MESS_DATUM,9,10)#variable d=stunde

abcd = paste(c,b,a,d) #ordnen nach europäischem format dmy h

date = as.POSIXct(abcd, tz = "Europe/Berlin", format = '%d %m %Y %H') #character
in zeitdatum

wind = cbind(date,wind) #zusammenfügen von den spalten date und datensatz

rm(a,b,c,d,abcd, date) #löschen unnötiger datasets in global environment

wind = wind[,-c(2,3,4,6,7)] #unnütze spalten werden entfernt

wind\$F <- as.numeric(as.character(wind\$F)) #Werte numerisch speichern

wind = data.frame(wind[which(wind\$date>="2017-02-01 00:00:00"),]) #Messdaten
vor 2017-02-01 werden gelöscht

wind = data.frame(wind[which(wind\$date<="2018-02-01 00:00:00"),]) #Messdaten
vor 2017-01-21 werden gelöscht

n=8760 = 364 Tage = 1 Jahr

#-----

#timestamp einrichten, um fehlende werte zu filtern (erscheinen mit -1)

ts1 <- ts(wind\$F, freq = 24)

wind\$timestamp <- as.numeric(as.POSIXct(wind\$date));

for(i in 1:13047) {
 next_timestamp <- as.numeric(as.POSIXct("2017-01-11 00:00:00"))+(i-1)*3600;

 if(next_timestamp %in% wind\$timestamp) {

 }

 else {

 time_string <-

as.character(as.POSIXlt(as.numeric(next_timestamp),origin="1970-01-01"))

 wind[nrow(wind)+1,] <- c(time_string,-1,as.numeric(next_timestamp))

```

}
}

wind$F <- as.numeric(as.character(wind$F)) #Werte numerisch speichern

#-----
wind$F[wind$F == -1] <- NA
sum(is.na(wind$F)) #Anzahl NAs: 154
(154/13201)*100 # Anteil fehlender Daten: 1.17 %
# 2017-01-13 17:00:00 - 2017-01-20 01:00:00
# 2018-01-29 02:00:00

#-----

mean(replace(wind$F, wind$F== -1.0, NA), na.rm = TRUE) #Mittelwert ohne NAs
x <- mean(wind$F[which(wind$F!=-1.0)])

wind$F[wind$F == -1.0] <- x #Werte mit Mittelwert aus restlichen Daten belegen
options(digits=2) #Werte auf eine Nachkommastelle runden
mean(wind$F) #neuer Mittelwert (=alter Mittelwert)

#-----

#TSA: Zeitverlauf windgeschwindigkeiten der letzten 364 Tage
Geschwindigkeitz <- ts(wind$F, freq = 24)

plot(Geschwindigkeitz, main= "Zeitreihe windgeschwindigkeiten Hornisgrinde",
ylim = c(0,30), xlab = "Tage", ylab = "windgeschwindigkeit [m/s]", type = "l")

hist(Geschwindigkeitz, main = "Häufigkeitsverteilung windgeschwindigkeiten",
xlab = "windgeschwindigkeit [m/s]", ylab = "Häufigkeit")

boxplot(Geschwindigkeitz, main = "Boxplot der windgeschwindigkeiten", horizontal
= TRUE)

summary(Geschwindigkeitz)

max(wind$F) #Hoechstgeschwindigkeit
min(wind$F) #Niedrigstgeschwindigkeit
mean(wind$F) #Mittelwert
sd(wind$F) #Standartabweichung
var(wind$F) #Varianz

fit <- stl(Geschwindigkeitz, s.window = "period")
plot(fit, main = "loess- Verfahren der Zeitreihe")

install.packages("forecast")
library(forecast)
seasonplot(Geschwindigkeitz,col=c("blue"))

#-----

#Pruefung der Volatilitaeten
diffz <- diff(Geschwindigkeitz)

mean(diffz) #0-0007535107

summary(diffz)
max(diffz)
min(diffz)

```

code

```
sd(diffz)

plot(diffz, xlab="Tage", ylab = "windgeschwindigkeit [m/s]",
     main="erste Differenzen")
abline(h= 0 + sd(diffz),col="red")
abline(h= 0 - sd(diffz),col="red")

hist(diffz, xlab = "windgeschwindigkeit [m/s]", ylab = "Häufigkeit", main =
"Histogram der ersten Differenzen")
abline(v=mean(diffz),col="blue")
abline(v= 0 + sd(diffz),col="red")
abline(v= 0 - sd(diffz),col="red")

#Sd von den ersten Differenzen der gerundeten Werte
r.winz <- round(Geschwindigkeitz,0)
r.winz
wind1<-which(r.winz==1)
wind1
diff.wind<-diff(Geschwindigkeitz)
diff.wind[wind1]
wind1<-sd(diff.wind[wind1])

wind2<-which(r.winz==2)
wind2<-sd(diff.wind[wind2])

wind3<-which(r.winz==3)
wind3<-sd(diff.wind[wind3])

wind4<-which(r.winz==4)
wind4<-sd(diff.wind[wind4])

wind5<-which(r.winz==5)
wind5<-sd(diff.wind[wind5])

wind6<-which(r.winz==6)
wind6<-sd(diff.wind[wind6])

wind7<-which(r.winz==7)
wind7<-sd(diff.wind[wind7])

wind8<-which(r.winz==8)
wind8<-sd(diff.wind[wind8])

wind9<-which(r.winz==9)
wind9<-sd(diff.wind[wind9])

wind10<-which(r.winz==10)
wind10<-sd(diff.wind[wind10])

wind11<-which(r.winz==11)
wind11<-sd(diff.wind[wind11])

wind12<-which(r.winz==12)
wind12<-sd(diff.wind[wind12])

wind13<-which(r.winz==13)
wind13<-sd(diff.wind[wind13])

wind14<-which(r.winz==14)
wind14<-sd(diff.wind[wind14])

wind15<-which(r.winz==15)
wind15<-sd(diff.wind[wind15])

wind16<-which(r.winz==16)
wind16<-sd(diff.wind[wind16])
```

code

```
wind17<-which(r.winz==17)
wind17<-sd(diff.wind[wind17])

wind18<-which(r.winz==18)
wind18<-sd(diff.wind[wind18])

wind19<-which(r.winz==19)
wind19<-sd(diff.wind[wind19])

wind20<-which(r.winz==20)
wind20<-sd(diff.wind[wind20])

wind21<-which(r.winz==21)
wind21<-sd(diff.wind[wind21])

wind22<-which(r.winz==22)
wind22<-sd(diff.wind[wind22])

wind23<-which(r.winz==23)
wind23<-sd(diff.wind[wind23])

wind24<-which(r.winz==24)
wind24<-sd(diff.wind[wind24])

wind25<-which(r.winz==25)
wind25<-sd(diff.wind[wind20])

wind26<-which(r.winz==26)
wind26<-sd(diff.wind[wind26])

wind27<-which(r.winz==27)
wind27<-sd(diff.wind[wind17])

#speichern der SA der ersten Differenz in Tabelle und Darstellung
w <- factor(c(1:27))
x <-
c(wind1,wind2,wind3,wind4,wind5,wind6,wind7,wind8,wind9,wind10,wind11,wind12,wind13,wind14,wind15,wind16,wind17,wind18,wind19,wind20,wind21,wind22,wind23,wind24,wind25,wind26,wind27)
SAD <- data.frame(w,x)
colnames(SAD) <- c("windgeschwindigkeiten (gerundet)", "Standartabweichung der 1. Differenz")

plot(SAD, main ="Standartabweichungen der 1. Differenzen", type = "p\\")

#Haufigkeitsverteilung der 1. Differenz
y <- table(diffz)
plot(y, main = "Volatilität der 1. Differenz der windgeschwindigkeiten [m/s]",
xlab = "windgeschwindigkeit [m/s]", ylab= "Anzahl der Beobachtungen [N]", type = "p\\")

#-----

#Weibull Funktion

#Fitdist Ansatz und Plot (fitdistrplus) mit Maximum Goodness of fit

library(MASS)
library(carData)
library(car)
library(survival)
library(fitdistrplus)
library(stats4)
library(bbmle)
```


code

```
fit_w <- fitdist(wind$F, "weibull", method = "mge")
plot(fit_w)

summary(fit_w) #Parameter shape und scale angeben

#R-Code fuer MLE und Histogramm (EnvStats)

install.packages("EnvStats")
library(EnvStats)

mle_weibull=eweibull(wind$F, method="mle")
x=seq(0,max(wind$F), by=0.1)[-1]
hist(Geschwindigkeitz,main = "rel. Häufigkeitsverteilung der
Windgeschwindigkeiten", xlab = "windgeschwindigkeit [m/s]", ylab = "rel.
Häufigkeit", probability = TRUE)
curve(dweibull(x, shape=mle_weibull$parameters[1],
scale=mle_weibull$parameters[2]),from =0, to=30, add=TRUE, col="red")

mle_weibull$parameters #Parameter shape und scale angeben

#-----

#Leistungskurven der WKA in Schwarzwald-Hornisgrinde

lk <- data.frame(read.csv2(file = "A_E70.csv", sep=";"))
colnames(lk) <- c("wg", "kwh")

wg <- lk$wg
kwh <- lk$kwh

#Graphische Darstellung der Leistungskurve der WKA
plot(wg,kwh, xlab="windgeschwindigkeit [m/s]", ylab="Leistung [kw/h]",
main="Leistungskurve E 70")
lines(wg,kwh)

#-----

#Leistung ueber gesamte Zeitreihe

#Subset der gerundeten windgeschwindigkeiten Insgesamt
t <- data.frame(round(wind$F))
colnames(t) <- c("wg")

#Merge gerundete windgeschwindigkeiten und Werte Leistungskurve
tlk <- merge(t,lk)

#Haeufigkeitsverteilung der Leistungen Insgesamt
h = hist(tlk$kwh, freq = FALSE)
h$density = h$counts/sum(h$counts)*100
plot(h,freq=FALSE, main = "Prozentuale Häufigkeit der Leistungen Insgesamt",
xlab = "Leistung [kw/h]", ylab = "Häufigkeit")

#Kwh Insgesamt
sum(tlk$kwh)

#Zeitlicher Verlauf der Leistungen Insgesamt

tz <- data.frame(wind$date,round(wind$F))
colnames(tz) <- c("date","wg")

z <- merge(tz,tlk)

library(ggplot2)

ggplot(z) +
```

```

      geom_line(data=z, aes(x=z$date, y=z$kwh))+
      labs(title="Zeitlicher Verlauf der Leistungen Insgesamt", x= "Zeit [h]", y=
"Leistung [kw/h]")

#Nutzungsgrad: (5267322/20253600)*100

#-----

#Subset der winddaten Tag 01.02. (Loop (?))

d1 <- subset.data.frame(wind, wind$date=="2017-02-01 00:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 02:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 03:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 04:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 05:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 06:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 07:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 08:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 09:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 10:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 11:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 12:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 13:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 14:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 15:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 16:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 17:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 18:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 19:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 20:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 21:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 22:00:00"
                        | wind$date=="2017-02-01 23:00:00"
)

#Subset der gerundeten windgeschwindigkeiten Tag 01.02.
d1r <- data.frame(round(d1$F))
colnames(d1r) <- c("wg")

#Graphische Darstellung der windgeschwindigkeiten Tag 01.02.
hist(d1r$wg, main="Häufigkeiten der wingeschwindigkeiten 01-02-2017", xlab =
"Windgeschwindigkeit [m/s]", ylab = "Häufigkeit")

#Merge gerundete windgeschwindigkeiten und Werte Leistungskurve
d1lk <- merge(lk,d1r)

#Haeufigkeitsverteilung der Leistungen Tag 01.02.
h = hist(d1lk$kwh, freq = FALSE)
h$density = h$counts/sum(h$counts)*100
plot(h,freq=FALSE, main = "Prozentuale Häufigkeit der Leistungen 01-02-2017",
xlab = "Leistung [kw/h]", ylab = "Häufigkeit")

#Graphische Darstellung als Gruppen
plot(d1lk$kwh, main = "Häufigkeiten der Leistungsgruppen am 01.02.2017", xlab =
"Windgeschwindigkeit [m/s]", ylab= "Leistung [kw/h]")

#Kwh gesamt Tag 01.02.
sum(d1lk$kwh)

#Maximalleistung am Tag: 2310*24 = 55440
#Nutzungsgrad
6242/55440

#Zeitlicher Verlauf der Leistungen 01.07.

d1z <- data.frame(d1$date,round(d1$F))
colnames(d1z) <- c("date","wg")

```

code

```
x <- merge(d1z,1k)

#FEHLT: ABSOLUTE HAEUFIGKEIT DER LEISTUNGSGRUPPEN
plot(x$date,x$kwh, ylim=c(0,2310))

library(ggplot2)

ggplot(x) +
  geom_line(data=x, aes(x=x$date, y=x$kwh)) +
  labs(title="Zeitlicher Verlauf der Leistungen am 01.02.2017", x= "Zeit [h]",
y= "Leistung [kw/h]")

#-----
#Subset der winddaten Tag 01.07.

d2 <- subset.data.frame(wind, wind$date=="2017-07-01 00:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 02:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 03:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 04:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 05:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 06:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 07:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 08:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 09:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 10:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 11:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 12:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 13:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 14:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 15:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 16:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 17:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 18:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 19:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 20:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 21:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 22:00:00"
|wind$date=="2017-07-01 23:00:00"
)

#Subset der gerundeten windgeschwindigkeiten Tag 01.07.
d2r <- data.frame(round(d2$F))
colnames(d2r) <- c("wg")

#Graphische Darstellung der windgeschwindigkeiten Tag 01.07.
hist(d2r$wg, main="Häufigkeiten der wingeschwindigkeiten 01-07-2017", xlab =
"Windgeschwindigkeit [m/s]", ylab = "Häufigkeit")

#Merge gerundete windgeschwindigkeiten und werte Leistungskurve
d21k <- merge(1k,d2r)

#Haeufigkeitsverteilung der Leistungen Tag 01.07.
h = hist(d21k$kwh, freq = FALSE)
h$density = h$counts/sum(h$counts)*100
plot(h,freq=FALSE,main = "Prozentuale Häufigkeit der Leistungen 01-07-2017",
xlab = "Leistung [kw/h]", ylab = "Häufigkeit")

#Graphische Darstellung als Gruppen
plot(d21k$kwh, main = "Häufigkeiten der Leistungsgruppen", xlab =
"Windgeschwindigkeit [m/s]", ylab= "Leistung [kw/h]")

#Kwh gesamt Tag 01.07.
sum(d21k$kwh)

24429/55440
```

code

```
#Zeitlicher Verlauf der Leistungen 01.07.  
d2z <- data.frame(d2$date,round(d2$F))  
colnames(d2z) <- c("date","wg")  
y <- merge(d2z,lk)  
plot(y$date,y$kwh, ylim=c(0,2310))  
library(ggplot2)  
ggplot(y) +  
  geom_line(data=y, aes(x=y$date, y=y$kwh)) +  
  labs(title="Zeitlicher Verlauf der Leistungen am 01.07.2017", x= "Zeit [h]",  
y= "Leistung [kw/h]")  
#-----
```