



TECHNISCHE HOCHSCHULE NÜRNBERG
GEORG SIMON OHM

Projekt Energietechnik

Leistungs- und Kapazitätsbedarf des
Stülpmembranspeichers für den optimalen Einspeisemix
aus Wind- und Sonnenenergie im Versorgungsgebiet
Forchheim

Verfasser: Tobias Prosch
Matrikelnummer: 2687290
Studiengang: Maschinenbau

Zeitraum: 15.03.2016 – 30.06.2017
Betreuer Hochschule: Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp
Korrektur: Gökhan Osan

Nürnberg, 03.07.2017

Ort, Datum

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

1	Problem	1
2	Stülpmembranspeicher	2
3	Projektbeschreibung und Ziele	4
4	Vorgehensweise und Ergebnisse	5
4.1	Aufbereitung von Energiewetterdaten	5
4.2	Analyse des regenerativen Stromversorgungssystems	7
4.2.1	Exportieren der Energiewetterdaten	7
4.2.2	Windleistung	7
4.2.3	Solarleistung	9
4.2.4	Laufwasserleistung	11
4.2.5	Biomasseleistung	13
4.2.6	Verbrauchslast	13
4.2.7	Erzeugungsmix	15
4.2.8	Erzeugungsdauerlinien	17
4.2.9	Residualleistungsdauerlinien	18
4.2.10	Speicherleerung	21
4.2.11	Speicherverlauf	22
4.2.12	Versorgungsreserve-Vorgabe	24
4.2.13	Kostenoptimum	25
5	Auswertung	26
5.1	Kapazitätsminimum	26
5.2	Kostenoptimum	27
5.3	100% Solarenergie	29
5.4	Kompromiss	30
6	Zusammenfassung	31
7	Ausblick	32

Literaturverzeichnis.....	33
Anhang	34
1 Ordner zur Versorgungsanalyse.....	35
2 MERRA Abruf Datei öffnen.....	35
3 Export der Daten zur Gebietsdatenanalyse	35
4 Aufruf der Versorgungsanalyse	37
5 Rastergebietsbeschreibung und Kartenausschnitt.....	37
6 Windenergieanlagenkennlinie und Windenergieanlagenleistung.....	38
7 Windleistung sichten.....	39
8 Solarenergieanlagen Parameter.....	40
9 Solarleistung sichten	41
10 Laufwasserkraftwerke	41
11 Laufwasserleistung sichten.....	43
12 Verbrauchslast.....	43
13 Lastverlauf sichten	43
14 Erzeugungsmix.....	44
15 Versorgungsverlauf sichten.....	45
16 Erzeugungsmix Dauerlinien.....	45
17 Produktionsvermögen, Grundleistungsanteil, Speicherwirkungsgrad und Speicherladeleistung.....	46
18 Residualleistungs-Dauerlinien	47
19 Speicherleerung	48
20 Speicherverlauf sichten	49
21 Versorgungsreserve-Vorgabe.....	50

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Querschnitt des Stülpmembranspeichers	3
Abbildung 2: untersuchtes Rastergebiet.....	6
Abbildung 3: Leistungsbeiwert und Kennwerte der ENERCON E-115.....	8
Abbildung 4: spezifische Windleistung im Januar und Juli 2016.....	9
Abbildung 5: spezifische Solarleistung im Januar und Juli 2016	11
Abbildung 6: Laufwasserleistung im Januar und Juli 2016	12
Abbildung 7: Biomasseleistung Januar und Juli 2016	13
Abbildung 8: Lastverlauf Januar und Juli 2016	14
Abbildung 9: Gewählte Werte Erzeugungsmix	16
Abbildung 10: Versorgungsverlauf Januar und Juli 2016.....	16
Abbildung 11: Erzeugungsdauerlinien.....	17
Abbildung 12: Residualleistungsdauerlinien	20
Abbildung 13: Speicherentnahme und Versorgungsreserve	21
Abbildung 14: Speicherentnahme/maximale Speicherleerung	22
Abbildung 15: Speicherverlauf im Januar, Juli und November 2016	23
Abbildung 16: graphische Auswertung der Versorgungsreserve-Vorgabe.....	24
Abbildung 17: Vorbehaltsgebiet Landkreis Forchheim	28

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: spezifische Windleistung	8
Tabelle 2: spezifische Strahlungs-/Solarleistung	10
Tabelle 3: Laufwasserleistung.....	12
Tabelle 4: Verbrauchswerte.....	14
Tabelle 5: Werte Residualleistungsdauerlinien	19
Tabelle 6: Werte Speicherleerung	22
Tabelle 7: minimales Produktionsvermögen Versorgungsreserve-Vorgabe.....	24
Tabelle 8: Eingabe der spezifischen Herstellkosten - Register "VR-Kostenminimum"	25
Tabelle 9: Werte Kostenoptimum	25
Tabelle 10: Verfügbare Flächen für Photovoltaik.....	29
Tabelle 11: Ergebnisse 100% Sonne	30
Tabelle 12: Werte für 35% Windanteil	31

Glossar

Begriff	Definition/Erklärung
Aufladevermögen.....	Energiemenge in Bezug auf den Gesamtverbrauch, mit welcher ein Speicher im Betrachtungszeitraum aufgeladen werden kann.
Benutzungsgrad.....	Anzahl der Vollaststunden geteilt durch die Betriebsstunden
Erzeugungsreserve.....	Anteil am Durchschnittsverbrauch, welcher von den Energieanlagen zusätzlich zur Deckung dessen erzeugt werden kann.
Nicht nutzbare Überproduktion.....	Energiemenge in Bezug auf den Gesamtverbrauch, welche aufgrund zu niedriger Speicherladeleistung oder vollen Speichern nicht genutzt werden kann.
Speicherdurchsatz.....	Energiemenge in Bezug auf den Gesamtverbrauch, mit welcher ein Speicher im Betrachtungszeitraum aufgeladen werden muss, damit er alle Defizite ausgleichen kann.
Speicherentnahme.....	Energiemenge in Bezug auf den Gesamtverbrauch, welche insgesamt einem Speicher im Betrachtungszeitraum entnommen wurde.
Speicherverlust.....	Energiemenge in Bezug auf den Gesamtverbrauch, welche aufgrund des Wirkungsgrades des Speichers nicht zurückgewonnen werden kann.
Versorgungsreserve.....	Leistung in Bezug auf den Durchschnittsverbrauch, welche zusätzlich genutzt werden könnte, wenn der Speicher nicht voll wäre.
Vorbehaltsgebiet.....	In einem Vorbehaltsgebiet für Windkraft erhält diese bei der Planung der Flächennutzung besonderes Gewicht. (Raum und Klima, 2017)

Vorranggebiet.....In einem Vorranggebiet für Windkraft sind andere
Raumnutzungen bereits ausgeschlossen (Raum
und Klima, 2017)

1 Problem

Am 12. Dezember 2015 wurde beim UN-Gipfel in Paris der Weltklimavertrag beschlossen. (Bild der Wissenschaft, 2017 (6), 28) Im November des darauffolgenden Jahres wurde er von den meisten teilnehmenden Staaten ratifiziert und trat in Kraft. Ziel des Vertrages ist, den weltweiten Temperaturanstieg auf unter zwei Grad Celsius zu begrenzen.

Der Klimawandel ist bereits heute in vielen Gebieten der Erde negativ spürbar. Bei einer Erwärmung um zwei Grad wären weitere Folgen sowohl für die Menschheit als auch für Flora und Fauna nicht auszuschließen. Einige davon sind die Gefahr von Dürren in Südeuropa, Gletscherschmelze im Himalaja, Überschwemmung von Inselstaaten im Pazifik, Waldbrände in Nordamerika oder Korallensterben im Pazifik.

Scheitert der Versuch der Temperaturbegrenzung, ergeben sich zusätzliche Risiken. Ein Anstieg der globalen Temperatur von vier Grad wäre mit erheblichen Konsequenzen verbunden. So wären Ernteausfälle in Afrika, Hitzetote in Asien, Artensterben im Regenwald oder das Abschmelzen des grönländischen Eispansers nicht auszuschließen. (Bild der Wissenschaft, 2017 (6), 30-31)

Damit das globale Ziel erreicht werden kann, schreibt der Weltklimavertrag den Industrienationen die Rolle der Vorreiter zu. Für Deutschland bedeutet dies eine emissionsfreie Wirtschaft bis ca. zur Mitte des Jahrhunderts. Der im November 2016 verabschiedete Klimaschutzplan der Regierung beinhaltet eine Halbierung der Emissionen aus der Energiewirtschaft bis zum Jahr 2030. (Bild der Wissenschaft, 2017 (6), 29)

Um diese Ziele erreichen zu können, müssen die Kohlekraftwerke in Deutschland über kurz oder lang heruntergefahren werden. Dies ist nur möglich, wenn der Anteil an erneuerbaren Energien enorm ansteigt. Das Problem dieser Energieformen aus überwiegend Wind und Sonne ist jedoch das volatile Verhalten des Aufkommens. Die Sonne scheint nur tagsüber, im Winter sind die Tage sehr kurz. Der Wind kann vor allem im Sommer längere Flauten aufweisen. Die aktuelle Situation erfordert bei hohen Energiedichten Abregelungen ganzer Anlagen, da es sonst zu einer Überlastung des Stromnetzes kommen würde. Andererseits könnte bei Flautephase keine durchgehend stabile Stromversorgung gewährleistet werden.

Zur Lösung des Problems werden Energiespeicher mit hohem Wirkungsgrad benötigt. Deren Aufgabe wäre, die Energie bei Leistungsspitzen bis zu einem gewissen Grad aufzunehmen und sie zeitlich versetzt wieder zuverlässig in das Netz zu speisen. Diese zeitliche Verschiebung der Energie muss über einen langen, saisonalen Zeitraum erfolgen können. Daher ist es wichtig, dass die Speicher über keine bis eine sehr geringe Selbstentladung und eine hohe Lebensdauer besitzen. Je höher der Wirkungsgrad, desto kleiner kann die *Erzeugungsreserve* angesetzt werden.

Diese für die Speicherung optimalen Eigenschaften besitzen derzeit ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke. Deren Nachteile sind jedoch die von der Topologie abhängige Standortwahl, der mit zwei künstlich angelegten Seen relativ hohe Platzbedarf und die als kritisch zu betrachtende Akzeptanz in der Bevölkerung. Andere Speichersysteme wie z.B. die Synthese von Wasserstoff, Druckluftspeicher oder Batteriespeicher sind ebenfalls möglich, besitzen aktuell aber deutlich geringere Wirkungsgrade oder höhere Selbstentladungen. (Popp, 2010, S.42-56)

2 Stülpmembranspeicher

Mit einem Wirkungsgrad von knapp 80% bietet das von Prof. Popp entwickelte Konzept des Stülpmembranspeichers annähernd eine Effektivität auf Pumpspeicherniveau. Die Wirkungsweise des in der Anfangsphase seiner Entwicklung befindenden Energiespeichers beruht ebenfalls auf der Nutzung von potentieller Energie. Hier wird jedoch nicht die Lageenergie des Wassers selbst genutzt, sondern die eines Gestein- oder Erdkolbens, welcher aus dem Boden gefräst wurde. Dadurch ergibt sich eine im Vergleich zum Pumpspeicherkraftwerk von der Topologie unabhängige Standortwahl und eine höhere Energiedichte, sodass ein kleinerer Platzbedarf besteht.

Sind Stromüberschüsse aus Wind oder Sonne vorhanden, wird mittels einer Pumpturbine durch einen Schacht das oberhalb des Kolbens befindliche Wasser unter den Kolben gepumpt. Dabei verhindert die Stülpmembran zwischen der Außenwand des Kolbens und der Innenwand des zylindrischen Lochs eine Vermischung des Wassers aus der oberen und unteren Druckkammer. Dadurch wird die Erdmasse langsam angehoben, wobei sie potentielle Energie speichert. Zum besseren Verständnis des Aufbaus und der Funktionsweise des Speichers dient die Querschnittszeichnung in Abbildung 1.

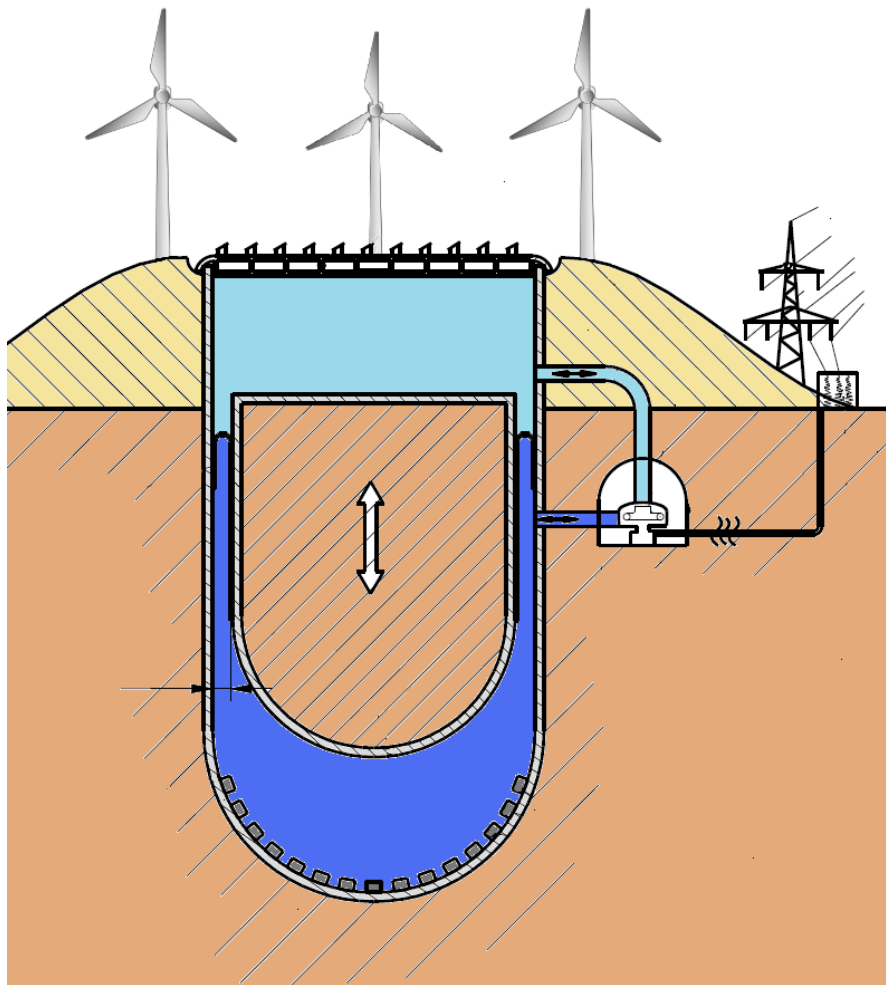


Abbildung 1: Querschnitt des Stülpmembranspeichers; Quelle: <http://www.poppware.de/Stuelpmembranspeicher/index.htm>
(vom Autor abgeändert)

Bei Stromsenken arbeitet das System gegenläufig. Das Wasser unter dem Kolben wird aufgrund des enormen Drucks durch den Schacht in die obere Kammer gedrückt, sodass die Pumpturbine als Generator betrieben werden kann. Die potentielle Energie wird so wieder in Strom umgewandelt. Das System weist demnach keine Selbstentladung und eine hohe Lebensdauer auf.

Die innerhalb des Speichersystems eingeschlossene erhebliche Menge Wasser kann zusätzlich als saisonaler Wärmespeicher genutzt werden. Im Sommer anfallende Wärme aus Solarthermie oder überschüssigem Strom der Energieerzeugungsanlagen kann mittels Wärmetauschern und Tauchsiedern an das Wasser abgegeben werden. Ist das System ausreichend gut isoliert, kann die Wärme bis in den Winter gespeichert und über ein Fernwärmenetz an die Abnehmer abgegeben werden.

Bisher wurden nur theoretische Ansätze und überschlägige Berechnungen durchgeführt. Diese lassen jedoch auf hohe Potentiale und geringe Systemkosten schließen. (Popp, 2017)

3 Projektbeschreibung und Ziele

Das Projekt befasst sich mit der Stromversorgung aus ausschließlich regenerativen Energiequellen kombiniert mit dem Stülpmembranspeicher für das Gebiet Forchheim. Es werden Daten der NASA und der Stadtwerke Forchheim aus dem Jahr 2016 analysiert, um eine mögliche Systemkombination zu berechnen.

Dabei sollen folgende Forschungsfragen untersucht werden:

- Welche Potentiale birgt das Versorgungsgebiet Forchheim für eine regenerative Stromerzeugung?
Zur Beantwortung dieser Frage werden lokale Windgeschwindigkeits- und Solarstrahlungsdaten beschafft und graphisch ausgewertet. Zusätzlich werden die Daten der vorhandenen Laufwasserkraftwerke und die der Biomasseanlagen ermittelt und in die Simulation mit einbezogen.
- Wie kann der Erzeugungsmix im Versorgungsgebiet variiert werden, sodass möglichst wenig Ausgleichsbedarf durch den Stülpmembranspeicher besteht?
Hierzu werden iterative Berechnungen ausgeführt, die den optimalen Mix aus Wind und Sonne ermitteln. Dabei wird sowohl auf die Energiemenge, die der Speicher insgesamt zeitlich verschieben muss, als auch auf die maximale Menge, die er am Stück aufbringen muss, geachtet.
- Welche Anforderungen bezüglich Leistungs- und Kapazitätsbedarf muss der Stülpmembranspeicher in dem regionalen Versorgungsgebiet aufweisen?
Die Anforderungen an den Speicher ergeben sich aus den Berechnungen des optimalen Mix in Kombination mit dem Verbrauch des Versorgungsgebiets.
- Welche Kosten ergeben sich für die vollständige Stromversorgung durch die Kombination der Systeme im Vergleich zur aktuellen Lage?
Die Kosten ergeben sich aus verschiedensten Parametern, welche alle in die Berechnungen einfließen. Es werden sowohl die Kapitalkosten, die Betriebskosten als auch die Stromgestehungskosten berücksichtigt.

Das vorrangige Ziel des Projekts ist die Weiterentwicklung des Stülpmembranspeichers. Durch die lokale Erforschung des optimalen regenerativen Energiemix in einem realen Versorgungsgebiet werden die benötigten Dimensionen und somit die Kosten des Speichers

gesenkt. Dadurch soll wiederum die Machbarkeit eines solchen Vorhabens aufgezeigt werden und Investoren für den Bau überzeugt werden.

Das allgemeine, übergeordnete Ziel der Arbeit ist Förderung der regionalen, dezentralen Energiewende. Es soll bewiesen werden, dass diese sowohl technisch, als auch finanziell im Rahmen des Möglichen liegt. Die Stadtwerke Forchheim könnten so mithilfe der Ergebnisse als Vorreiter bzw. Beispielgeber des kompletten Umstiegs auf eine autarke, unabhängige und emissionsfreie Stromversorgung agieren.

4 Vorgehensweise und Ergebnisse

Die folgenden Abschnitte beschreiben die einzelnen Schritte der Projektarbeit. Gleichzeitig werden Zwischenergebnisse präsentiert, um die Vorgänge besser nachvollziehen zu können.

4.1 Aufbereitung von Energiewetterdaten

Die Datenerhebung des Energiewetters für das Gebiet Forchheim und die umliegenden Höhenzüge der Fränkischen Schweiz erfolgt über die MERRA-2 Datenbank der NASA. Dieses Reanalyse Datenbanksystem zur Atmosphäre bietet weltweite Zeitreihen über Luftdrücke, Temperaturen, Luftfeuchtigkeit, Windgeschwindigkeit und Strahlung ab dem Jahr 1980.

Zur Aufbereitung dieser Daten stellt Prof. Popp ein Excel-Tool „MERRA-2“ zur Verfügung. Damit das Tool funktioniert, müssen in Excel und in der Datenstruktur einige vorbereitende Schritte unternommen werden. Um den Rahmen in einem angemessenen Umfang zu halten, wird hier nicht näher darauf eingegangen. Da es sich bei der Beschaffung der Daten nicht um die Hauptaufgabe des Projekts handelt, werden die Schritte zur Anwendung des Tools nachfolgend stichpunktartig beschrieben:

- Import des globalen MERRA-Gitters: Dieses Gitter teilt die Erdoberfläche in tausende Rastergebiete auf. Es enthält Informationen zur Höhenlage, Topologie und Beschaffenheit der Oberfläche. Der Download des Gitters ist in der Excel Vorlage bereits durchgeführt worden.
- Einbindung des Gitters und dessen Daten in Google Earth: Es werden alle Rastergebiete mit den Mittelpunkten und Grenzen dargestellt. Dadurch lassen sich die verschiedenen Gebiete überblicken und die Koordinaten des Gebiets auswählen.
- Festlegung eines Rasters: Für die Stadt Forchheim wird das Gebiet mit den Mittelpunktkoordinaten 49,5° Nord und 11,25° Ost gewählt. Das Versorgungsgebiet

befindet sich im Nordwesten dieses Rasters, wie auf Abbildung 2 zu erkennen ist. Der Mittelpunkt des Gebiets befindet sich westlich von Lauf an der Pegnitz. Zusätzlich wird als Analysezeitraum das Jahr 2016 festgelegt.

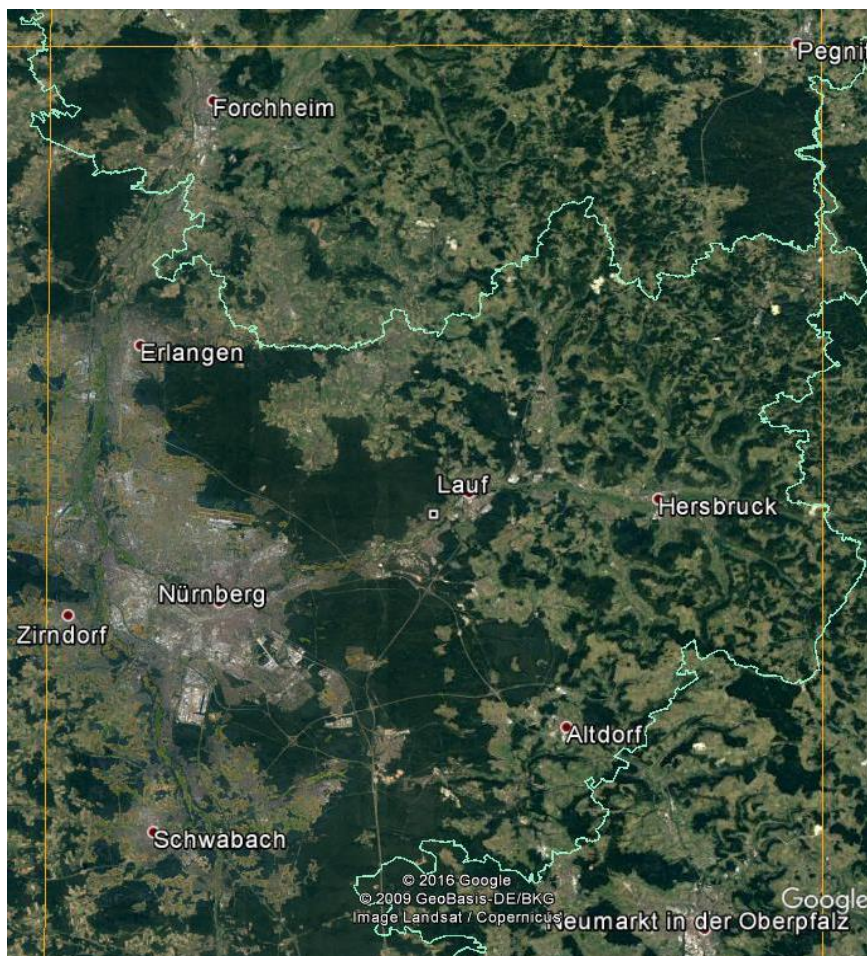


Abbildung 2: untersuchtes Rastergebiet

- Import von Zeitreihen: Anschließend werden in mehreren Einzelschritten stündliche Durchschnittswindgeschwindigkeiten und Globalstrahlungswerte des Rastergebiets in die Excel-Datei importiert.
- Die Windgeschwindigkeitsdaten werden danach aufbereitet, um weitere energietechnische Analysen durchführen zu können. Da nur die Bodenwindgeschwindigkeit und zwei weitere Reihen in Höhenschichten der Drücke 500 und 850 Hektopascal vorliegen, müssen die Werte umgerechnet werden. Durch Interpolieren der Daten werden die stündlichen Geschwindigkeiten für definierte Höhenschichten über dem Boden geliefert.

4.2 Analyse des regenerativen Stromversorgungssystems

Zur Untersuchung der Systemkombination der verschiedenen Energieformen wird von Prof. Popp ein zweites Excel-Tool „Versorgungsanalyse“ zur Verfügung gestellt. Dieses verarbeitet die aus dem ersten Tool aufbereiteten Daten. Nachfolgend werden alle Arbeitsschritte erläutert.

4.2.1 Exportieren der Energiewetterdaten

Zunächst werden die Daten aus dem Tool MERRA-2 in die Versorgungsanalyse exportiert. Dazu werden die Mittelpunktkoordinaten des Rastergebiets und die zu untersuchende Windhöenschicht in MERRA-2 eingetragen. Bei der Wahl der Höenschicht wird mit 160 Metern die übliche Nabenhöhe moderner Onshore-Schwachwindkraftanlagen gewählt. Zusätzlich werden die charakteristischen Parameter des Rastergebiets, die zur Höenschicht „berechneten Daten der Temperatur, des Luftdrucks, der Luftdichte, der totalen Windleistung, der physikalisch maximal umwandelbaren Windleistung nach Betz und der Windenergieanlagenleistung zu der Windenergieanlagenkennlinie, die in der in der Vorlage im Register WEA enthalten ist,“ (Popp, 2017, S.37) (siehe Anhang) übertragen. Auch die auf horizontaler Fläche auftreffende Globalstrahlungsleistung und die daraus, zusammen mit den im Register SEA enthaltenen Daten, berechnete Solarenergieanlagenleistung werden übergeführt.

Im ersten Register „Ort“ werden einige Daten des Rastergebiets angezeigt, wie z.B. die mittlere Höhe. Diese liegt bei 425,8m. Zur optimalen Beschreibung des Orts wird hier die Karte des Rastergebiets (siehe Abbildung 2) eingefügt.

4.2.2 Windleistung

Die Register „WEA“ enthalten jeweils die Daten von verschiedenen Windenergieanlagen. Bei jeder Anlage wird die Funktion der Leistungsabgabe über der Windgeschwindigkeit angezeigt. Nur die Daten des ersten Registers werden bei der Berechnung der Windleistung berücksichtigt. Hier sind die Daten der 2,5 MW-Anlage ENERCON E-115 eingetragen. Abbildung 3 zeigt den Leistungsbeiwert in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit und weitere Kennwerte für die Windkraftanlage. Sie ist auf das Binnenland ausgelegt und eignet sich somit auch für windschwächere Standorte. (Windkraft-Journal, 2017)

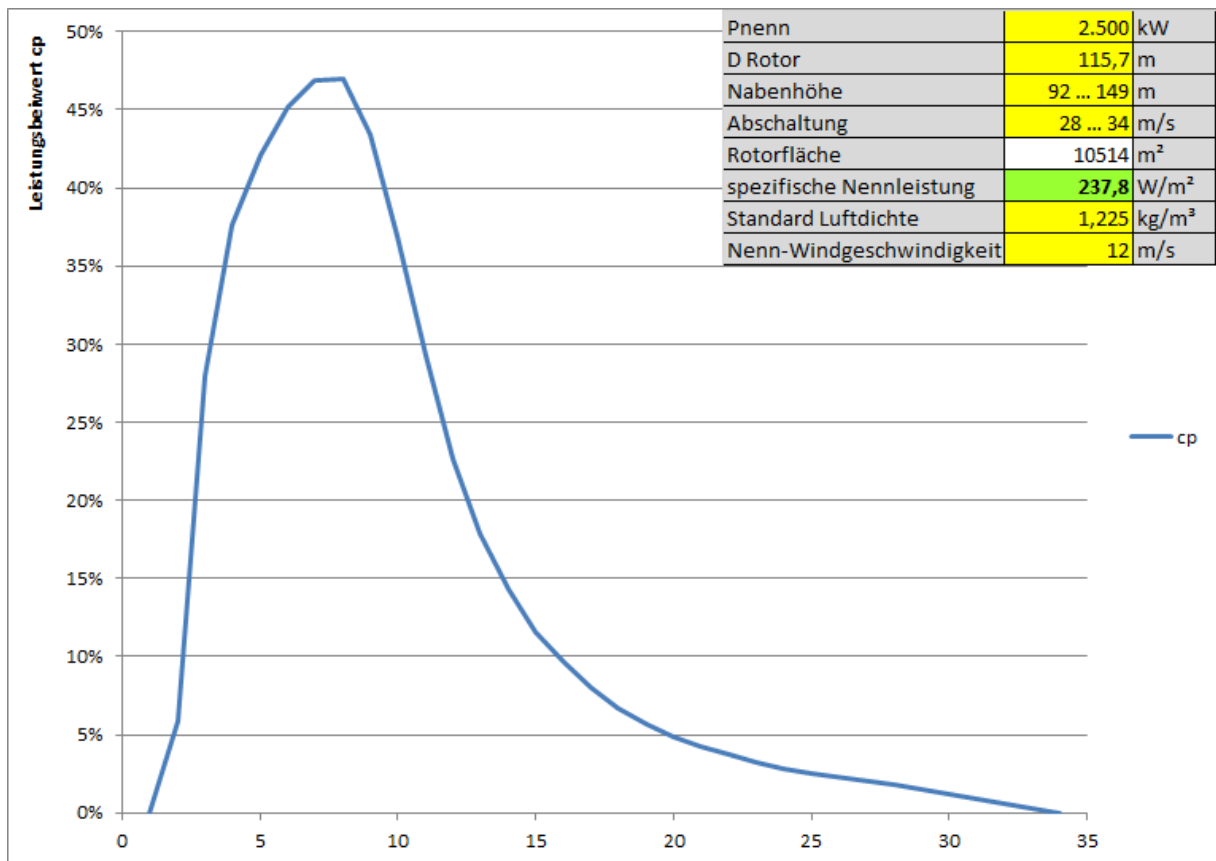


Abbildung 3: Leistungsbeiwert und Kennwerte der ENERCON E-115

Durch Betätigen der Schaltfläche „Windleistung neu ermitteln“ wird im nächsten Register „Wind“ die totale spezifische Windleistung, die physikalisch maximal abgreifbare spezifische Windleistung (Betz) und die spezifische Leistung der Windkraftanlage für jeden Zeitschritt ermittelt. Dafür werden die Windgeschwindigkeitsdaten und die Anlagenkennlinie der Enercon benutzt. Am Ende der Zeitreihe werden Minima, Mittelwerte, Maxima und Summen aller Werte angezeigt (siehe Tabelle 1)

Tabelle 1: spezifische Windleistung

	Windgeschwindigkeit (160m)	Totale spezifische Leistung [W/m ²]	Spezifische Leistung nach Betz [W/m ²]	Spezifische Leistung der Windkraftanlage [W/m ²]	Leistung durch Mittelwert
Minimum	-0,02	0,0	0,0	0,0	0,0%
Mittelwert	7,07	396,0	234,6	102,4	100,0%
Maximum	21,44	5.764,9	3.416,2	237,8	232,3%
Summe		3.478.171,1	2.061.138,4	899.114,2	

Der Reiter „Windleistung“ zeigt ein animierbares Diagramm, in dem die berechnete spezifische Windleistung über das gesamte Jahr 2016 abläuft. Neben der von der Windkraftanlage

umsetzbaren Leistung wird noch die spezifische Leistung nach Betz angezeigt. Ferner werden für beide Leistungen Durchschnittswerte, bezogen auf einerseits das ganze Jahr und andererseits auf ein vierwöchiges Zeitfenster, ins Diagramm integriert. Abbildung 4 zeigt einen Ausschnitt des Diagramms im Januar und einen im Juli. Die Bilder zeigen jeweils typische Verhaltensmuster der Windgeschwindigkeiten im Winter und Sommer.

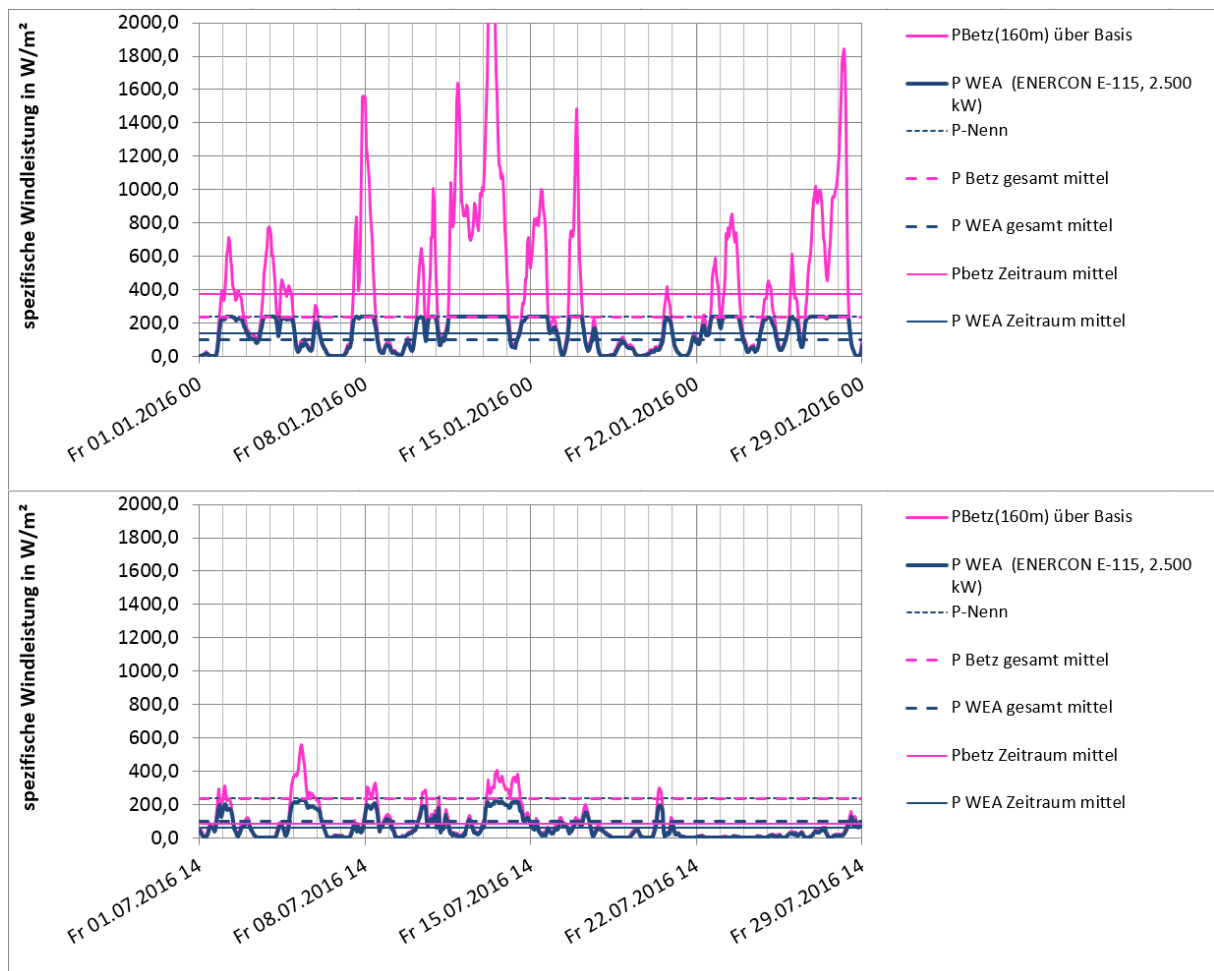


Abbildung 4: spezifische Windleistung im Januar und Juli 2016

4.2.3 Solarleistung

Im Register „SAE“ werden die Daten der verwendeten Solarenergieanlagen eingepflegt. Zunächst werden wieder die Gradangaben des Rastergebiets eingegeben. Für die Ausrichtung der Kollektorfläche werden die Richtung und die Neigung der Module in Grad angegeben. Das System berechnet daraus die auftreffende Einstrahlung. Hier werden optimale Bedingungen vorausgesetzt: 180°, sprich genau nach Süden, und 35° Neigung. Ebenso werden der Wirkungsgrad (15%) und die maximale flächenspezifische Leistungsabgabe (125 W/m²) eingetragen.

Durch Betätigen der Schaltfläche „Solarleistung neu ermitteln“ werden im nächsten Register „Sonne“ die auf der Erde auftreffende spezifische Strahlungsleistung und die in Elektrizität umgewandelte spezifische Solarleistung für jeden Zeitschritt ermittelt. Dafür werden die Globalstrahlungsdaten und die Angaben des Wirkungsgrades und der spezifischen Leistung benutzt. Am Ende der Zeitreihe werden Minima, Mittelwerte, Maxima und Summen aller Werte angezeigt. (siehe Tabelle 2)

Tabelle 2: spezifische Strahlungs-/Solarleistung

	spezifische Strahlungsleistung [W/m ²]	spezifische Leistung Solaranlage [W/m ²]	Leistung durch Mittelwert
Minimum	0,00	0,00	0,00%
Mittelwert	139,00	20,81	100,00%
Maximum	917,78	125,00	600,81%
Summe	1.220.982	182.755	

Der Reiter „Solarleistung“ zeigt analog zu „Windleistung“ ein animierbares Diagramm, welches die aktuelle elektrische Leistung, die mittlere Leistung über vier Wochen und die gesamte mittlere Leistung über das Jahr 2016 wiedergibt. Abbildung 5 zeigt erneut die anfallenden Leistungen im Januar und Juli 2016. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Solarleistung im Sommer um ein Vielfaches größer ausfällt als im Winter.



Abbildung 5: spezifische Solarleistung im Januar und Juli 2016

4.2.4 Laufwasserleistung

Im Register „LWA“ werden die Abflussdaten von den Flüssen eingespielt, bei welchen Laufwasserkraftwerke installiert sind. Das sind in Forchheim hauptsächlich Wiesent und Regnitz. Das Verhältnis der Abflussdaten der beiden Flüsse wird mit 70% Wiesent zu 30% Regnitz gewählt, da laut Energieatlas Bayern bei der Wiesent deutlich mehr Kraftwerke installiert sind. Die Abflussdaten dieser Flüsse werden vom Gewässerkundlichen Dienst Bayern heruntergeladen. Außerdem sind zu den Kraftwerken einige abflussrelevante Daten, wie z.B. der Einschalt-Durchfluss und der Ausbau-Abfluss, anzugeben. Diese werden ähnlich der im Excel-Tool vorhandenen Vorlagen gewählt. Da die Wasserkraft eine untergeordnete Rolle in der regenerativen Stromversorgung spielt, ist die hundertprozentige Genauigkeit dieser Werte nicht ausschlaggebend für die Auslegung des Systems. Es werden der energetisch nutzbare Abfluss, die auf die Nennleistung bezogene Abflussleistung und die auf den Mittelwert

bezogene Abflussleistung berechnet. Außerdem werden beide Zeitreihen für die weitere Berechnung zu einer Gesamtzeitreihe zusammengefasst.

Diese Gesamtzeitreihe wird im Register „Laufwasser“ aufgeteilt in eine Tagesmittelwert-Zeitreihe, eine stündliche Zeitreihe und eine auf den Mittelwert bezogene Laufwasserleistung des Rastergebiets. Dadurch kann unter Vorgabe des Laufwasseranteils an der Stromerzeugung die verfügbare Leistung bestimmt werden. Tabelle 3 zeigt das Minimum und Maximum der Laufwasserleistung durch die mittlere Leistung in Prozent.

Tabelle 3: Laufwasserleistung

	Laufwasserleistung durch mittlere Leistung
Minimum	67,4%
Mittelwert	100,0%
Maximum	218,5%

Der Reiter „Wasserleistung“ enthält wieder ein animierbares Diagramm, welches die spezifische Laufwasserleistung im Jahr 2016 wiedergibt. Abbildung 6 zeigt die spezifische Abflussleistung durch die durchschnittliche spezifische Abflussleistung in Prozent im Januar und im Juli. Auch hier sind Schwankungen zu erkennen, welche jedoch geringer ausfallen als bei der Wind- und Solarenergie. Da die Niederschläge im Winter meist höher sind als im Sommer, führen die Flüsse in dieser Phase des Jahres auch mehr Wasser.

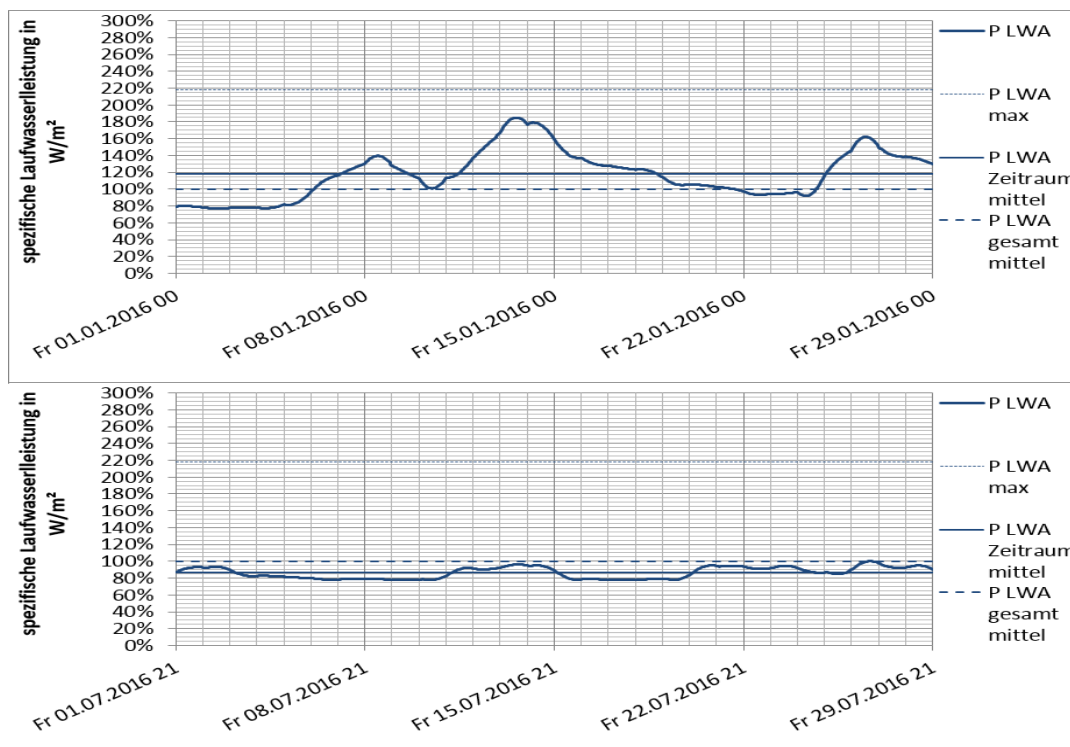


Abbildung 6: Laufwasserleistung im Januar und Juli 2016

4.2.5 Biomasseleistung

Die gleichen beschriebenen Register stehen auch für die Biomasseenergie zur Verfügung. Da sich die Datenbeschaffung einer Zeitreihe für das eingespeiste Biogas in Forchheim als schwierig herausstellt, werden hier von Prof. Popp bereitgestellte Werte einer Biogasanlage aus Wunsiedel herangezogen. Für den Erzeugungsmix relevant ist der Einspeiseverlauf. Dieser sollte in guter Annäherung mit dem aus Forchheim übereinstimmen. Abbildung 7 zeigt den Verlauf der Biomasseleistung im Januar und Juli.

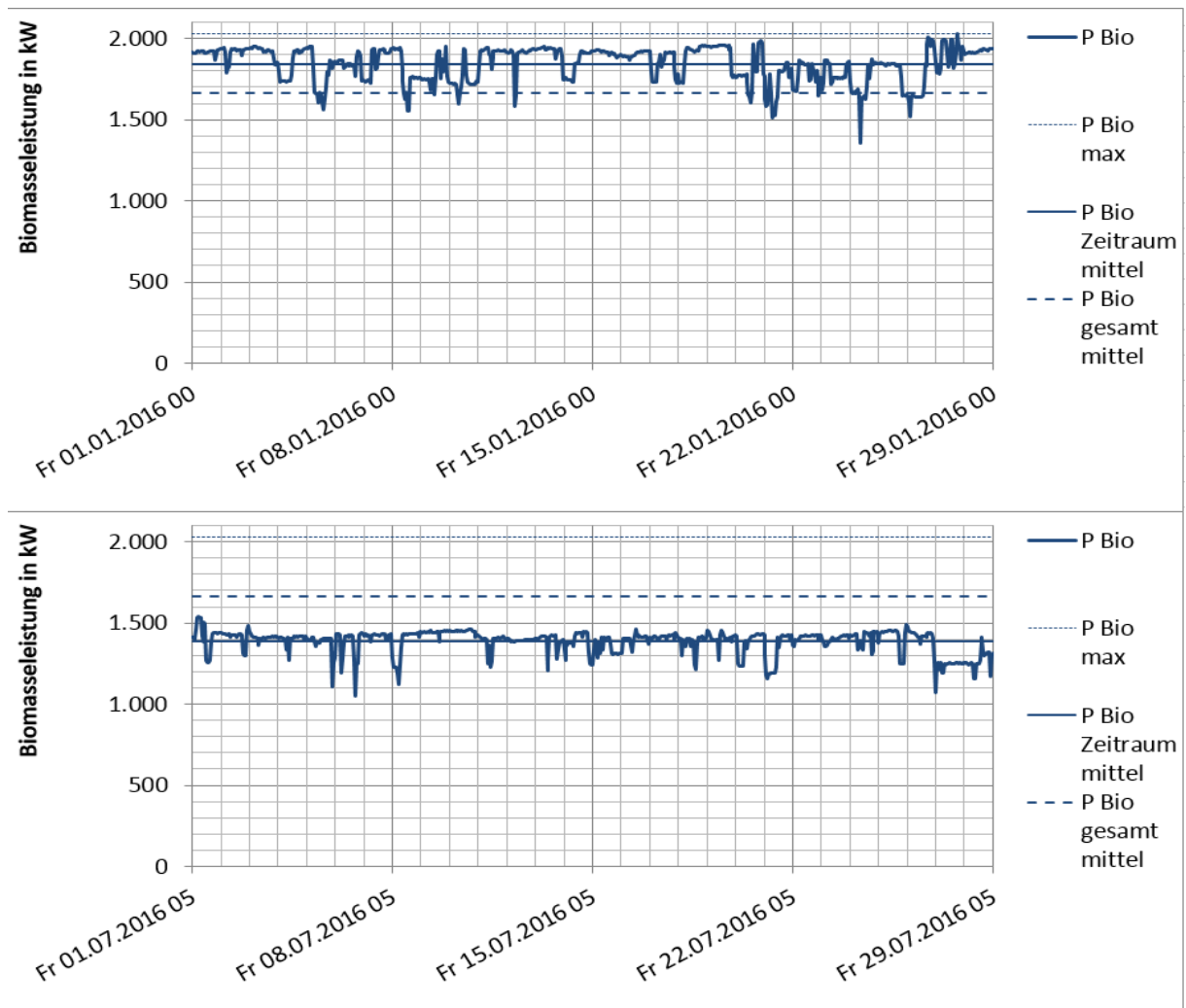


Abbildung 7: Biomasseleistung Januar und Juli 2016

4.2.6 Verbrauchslast

In den nächsten Registern wird die Verbrauchslast im Jahr 2016 ermittelt. Die Daten dafür werden von den Stadtwerken Forchheim zur Verfügung gestellt. Es wird eine eigene Zeitreihe erstellt, welche im Reiter „Verbrauch SWF“ berechnet wird. Dabei stellt sich der Verbrauch aus der über das Umspannwerk bezogenen Leistung plus der selbst erzeugten Leistung minus der Verluste im Netz zusammen. Wichtig bei der Erstellung der Zeitreihe ist die Umrechnung

auf die Weltzeit UTC, welche sich auf den Nullmeridian bezieht. Dafür müssen Zeitreihen in der mitteleuropäischen Zeitzone in der Winterzeit um eine Stunde und in der Sommerzeit um zwei Stunden nach hinten gestellt werden. Im Register Lastverlauf wird der Verbrauch über dem Jahr 2016 wieder graphisch animiert dargestellt. Tabelle 4 listet den Mittelwert, das Minimum und das Maximum des Verbrauchs auf. Abbildung 8 zeigt den Verbrauchsverlauf im Januar und Juli des Jahres 2016. Es sind deutliche Schwankungen im Verlauf zu sehen, die aufgrund der Lastflauten in Nächten, an Wochenenden oder an Feiertagen entstehen. Allgemein lässt sich eine saisonale Veränderung des Verbrauchs feststellen. In den kalten Wintermonaten fällt dieser deutlich höher aus als in den Sommermonaten.

Tabelle 4: Verbrauchswerte

	Leistung [kW]	Leistung durch mittlere Leistung
Minimum	10.720,80	47,95%
Mittelwert	22.356,59	100,00%
Maximum	32.554,34	145,61%
Summe	196.380.313,51	

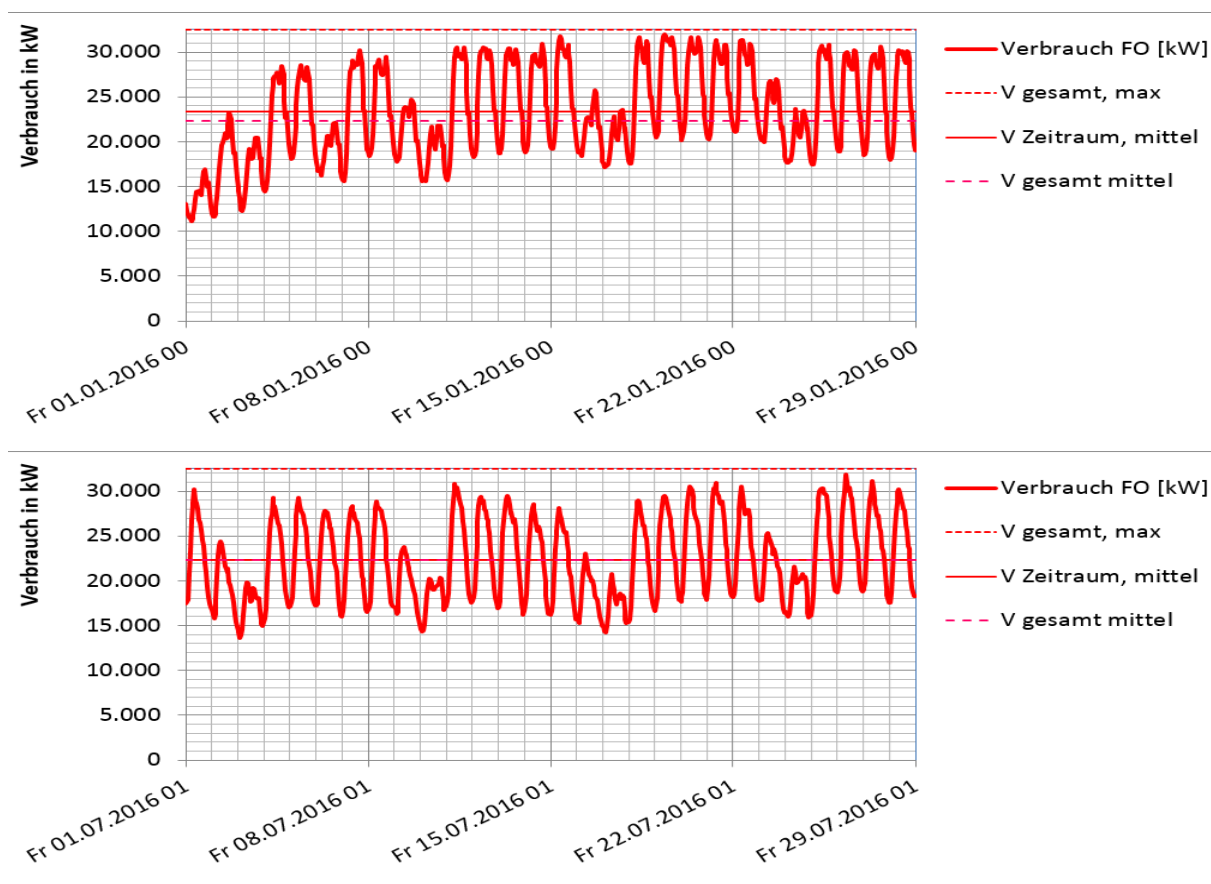


Abbildung 8: Lastverlauf Januar und Juli 2016

4.2.7 Erzeugungsmix

Im Register „Erzeugungsmix“ werden alle Energieerzeugungsformen zusammengetragen und mit dem Verbrauch verglichen. Dadurch können Versorgungssituationen anschaulich betrachtet werden. Die Energieformen aus Wasser und Biomasse werden als Grundleistung bezeichnet, da sie weitestgehend konstante Leistungen abgeben. Es muss das Erzeugungsvermögen jeder Energieform angegeben werden. Die Angaben in Prozent beziehen sich dabei auf den Durchschnittsverbrauch. Die Summe aller Erzeugungsvermögen muss über 100% sein, da das Übertragen der Energie oder das Zwischenspeichern immer mit Verlusten verbunden ist. Es werden hier folgende Erzeugungsvermögen ausgewählt, um die Situation möglichst realgetreu darzustellen:

- Windanteil: Die regenerative Energieform mit der höchsten Energiedichte ist die Windenergie. Daher wird hier ein relativ hoher Wert von 70% angesetzt. Ein weiterer großer Vorteil der Windenergie ist die saisonale Verteilung des Windes. Im Winter weht im Durchschnitt mehr Wind als im Sommer. Gleichzeitig ist der Energiebedarf im Winter höher als im Sommer.
- Solaranteil: Die Solarenergie hat ein sehr hohes Potential und ist daher nach dem Wind die zweit wichtigste Energieform im Versorgungsmix. Nachteile sind die enormen Leistungspeaks im Sommer, welche nur mit hohem technischen Aufwand genutzt werden können und die Flaute im Winter sowie in der Nacht. Es wird ein Erzeugungsvermögen von 40% angesetzt.
- Laufwasseranteil: Das Potential der Laufwasserenergie ist weitestgehend ausgeschöpft. Daher werden hier nur bereits vorhandene Anlagen berücksichtigt. Die installierte Laufwassernennleistung in Forchheim beträgt ca. 2,1 MW. (Stadtwerke Forchheim, 2014) Bei einem Benutzungsgrad von ca. 50% ergibt dies einen Anteil am Stromverbrauch von rund 5%.
- Biomasseanteil: Das in Forchheim durch Kraft-Wärmekopplung verstromte Biogas deckt im Jahr 2012 ca. 1,1% des durchschnittlichen Verbrauchs. (Stadtwerke Forchheim, 2014). Das Potential der Biomasse wird auf rund 2,8% geschätzt. Ergänzt man die Werte der Biogasanlage Eggolsheim, (Stadtwerke Forchheim, 2014) welche nicht dazu gerechnet wurden, lässt sich der Anteil an Strom durch Biogas in Forchheim für ein zukünftiges Szenario ebenfalls auf ca. 5% schätzen.

Die Summe der Erzeugungsvermögen ergibt in diesem Szenario 120%, was einer Erzeugungsreserve von 20% entspricht. Dies bedeutet, dass im Durchschnitt 20% mehr Strom

erzeugt werden kann, als verbraucht wird. Abbildung 9 zeigt die ausgewählten Werte in der Tabelle des Excel-Tools:

WA	SA	LA	BA	EA	ER	bezogen auf Durchschnittsverbrauch
70,0%	40,0%	5,0%	5,0%	120,0%	20,0%	
Windanteil	Solaranteil	Laufwasser	Grundanteil	Erzeugungsvermögen	Erzeugungsreserve	
<input type="button" value="Erzeugungsmix neu berechnen"/>						

Abbildung 9: Gewählte Werte Erzeugungsmix

Im Register „Versorgungsverlauf“ wird dieser Mix an Energien zusammen mit dem Verbrauchsverlauf erneut graphisch animiert dargestellt. Dabei erhält sowohl jede Energieform als auch das Gesamtproduktionsvermögen und der Verbrauch einen eigenen Graphen. Abbildung 10 gibt einen Überblick der Situation im Winter und Sommer 2016.

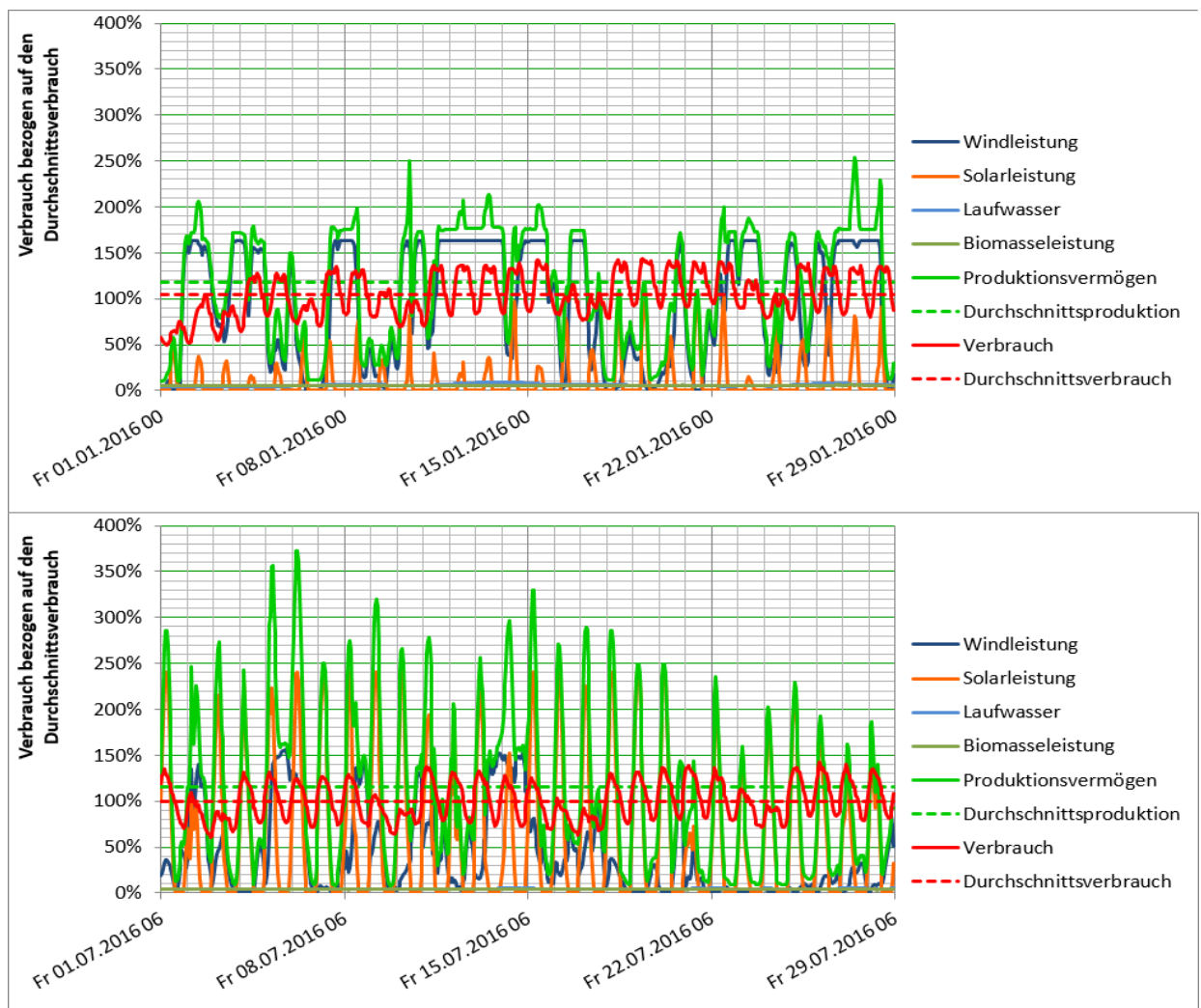


Abbildung 10: Versorgungsverlauf Januar und Juli 2016

4.2.8 Erzeugungsdauerlinien

Der Reiter „Erzeugungsdauerlinien“ zeigt ein Diagramm mit zehn verschiedenen Graphen. Der Erste davon setzt sich aus 100% Windenergie und 0% Sonnenenergie zusammen. Der zweite aus 90% Wind und 10% Sonne usw. bis 0% Wind und 100% Sonne. Die Graphen zeigen die anstehenden Leistungen des ganzen Jahres an und sortieren diese nach ihrer Häufigkeit in Stunden. Die Leistung wird dabei als Verhältnis zum mittleren Verbrauch angegeben. Dadurch kann leicht überblickt werden, bei welchem Mix welcher Aufwand nötig ist, die fluktuierende Einspeisung zu gleichmäßigen. Somit können vorteilhafte Mix-Verhältnisse leicht überblickt und verglichen werden. Abbildung 11 zeigt die berechneten Graphen.

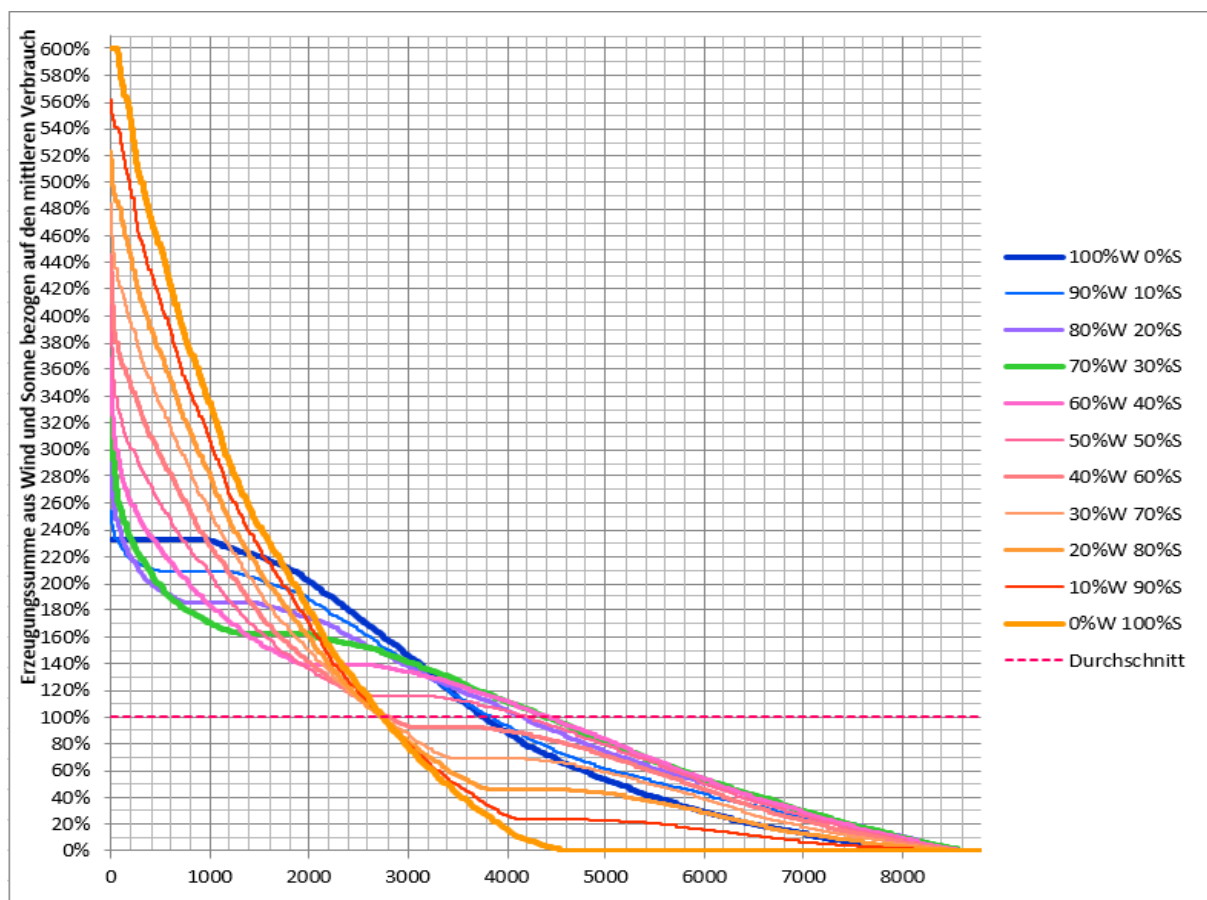


Abbildung 11: Erzeugungsdauerlinien

Die Fläche rechts vom Graphen und unterhalb des Durchschnitts entspricht dabei der Energie, die zeitlich verschoben werden müsste, damit die Erzeugung dauerhaft mindestens 100% des Verbrauchs entspräche. Der darauf bezogene optimale Mix wäre in diesem Fall bei 70% Wind und 30% Sonne anzusetzen. Dies belegt, dass die vorher eingegebenen Parameter bereits relativ günstig gewählt wurden.

4.2.9 Residualleistungsdauerlinien

Zieht man der Erzeugung den Verbrauch ab, so entstehen aus den Erzeugungsdauerlinien Residualleistungsdauerlinien. Der Erzeugungsmix muss nun so optimiert werden, dass die Defizitphasen, in denen der Verbrauch höher ist als die Produktion, minimiert werden. Diese Defizite müssen von einem Energiespeicher ausgeglichen werden, um eine konstante Versorgung aufrecht zu erhalten. Die iterative Suche nach dem besten Erzeugungsmix mit dem geringsten Ausgleichsbedarf findet im Register „Residualleistungsdauerlinien“ statt. Dazu werden nicht mehr die Erzeugungsanteile aus Wind und Sonne angegeben, sondern nur ein Gesamtproduktionsvermögen, die aus Laufwasser und Biomasse vorherrschenden Anteile der Grunderzeugung, der Speicherwirkungsgrad des eingesetzten Speichers und dessen Speicherladeleistung. Diese Werte der Erzeugung werden, wie schon in den vorherigen Untersuchungen, mit 120%, 5% und 5% angegeben. Der Wirkungsgrad des Stülpmembranspeichers wird in Absprache mit Prof. Popp mit eher konservativen 76% angesetzt und die Ladeleistung auf 120% des Durchschnittsverbrauchs begrenzt. Das Programm berechnet für diese Werte den optimalen Mix aus Wind und Sonne. Neben diesem werden noch andere Graphen im Diagramm angezeigt: 10% mehr Wind als der optimale Mix, 10% mehr Sonne, nur Wind und nur Sonne. Außerdem werden bei den berechneten Zusammensetzungen jeweils das *Aufladevermögen*, der *Speicherdurchsatz*, die *Speicherentnahme*, die *Versorgungsreserve*, der *Speicherverlust* und die *nicht nutzbare Überproduktion* angezeigt (siehe Tabelle 5). Davon werden die Speicherentnahme und die Versorgungsreserve in einem Diagramm in Abhängigkeit vom Windanteil dargestellt (siehe Abbildung 13). Abbildung 12 zeigt die berechneten Residualleistungsdauerlinien.

Tabelle 5: Werte Residualeistungsdauerlinien

	Windanteil	Solaranteil	Aufladevermögen	Speicherdurchsatz	Speicherentnahme
nur Wind	110,0%	0,0%	43,4%	44,0%	33,4%
+10% Wind	89,0%	21,0%	40,8%	31,0%	23,6%
optimaler Mix	79,0%	31,0%	39,8%	28,7%	21,8%
+10% Sonne	69,0%	41,0%	38,0%	27,9%	21,2%
nur Sonne	0,0%	110,0%	31,4%	64,5%	49,0%
	Windanteil	Solaranteil	Versorgungsreserve	Speicherverlust	Nicht nutzbare Überproduktion
nur Wind	110,0%	0,0%	-0,6%	10,6%	10,0%
+10% Wind	89,0%	21,0%	9,7%	7,4%	12,5%
optimaler Mix	79,0%	31,0%	11,1%	6,9%	13,1%
+10% Sonne	69,0%	41,0%	10,0%	6,7%	13,3%
nur Sonne	0,0%	110,0%	-33,1%	15,5%	37,6%

Der unter diesen Parametern optimale Mix würde demnach bei einem Verhältnis aus 79% Wind und 31% Sonne bestehen. Dabei wäre die anfallende Versorgungsreserve bei 11,1%. Bei einem Anteil von 10% weniger Wind, welcher ungefähr den Angaben aus den vorherigen Registern entspricht, würde die Versorgungsreserve um 1,1% geringer ausfallen.

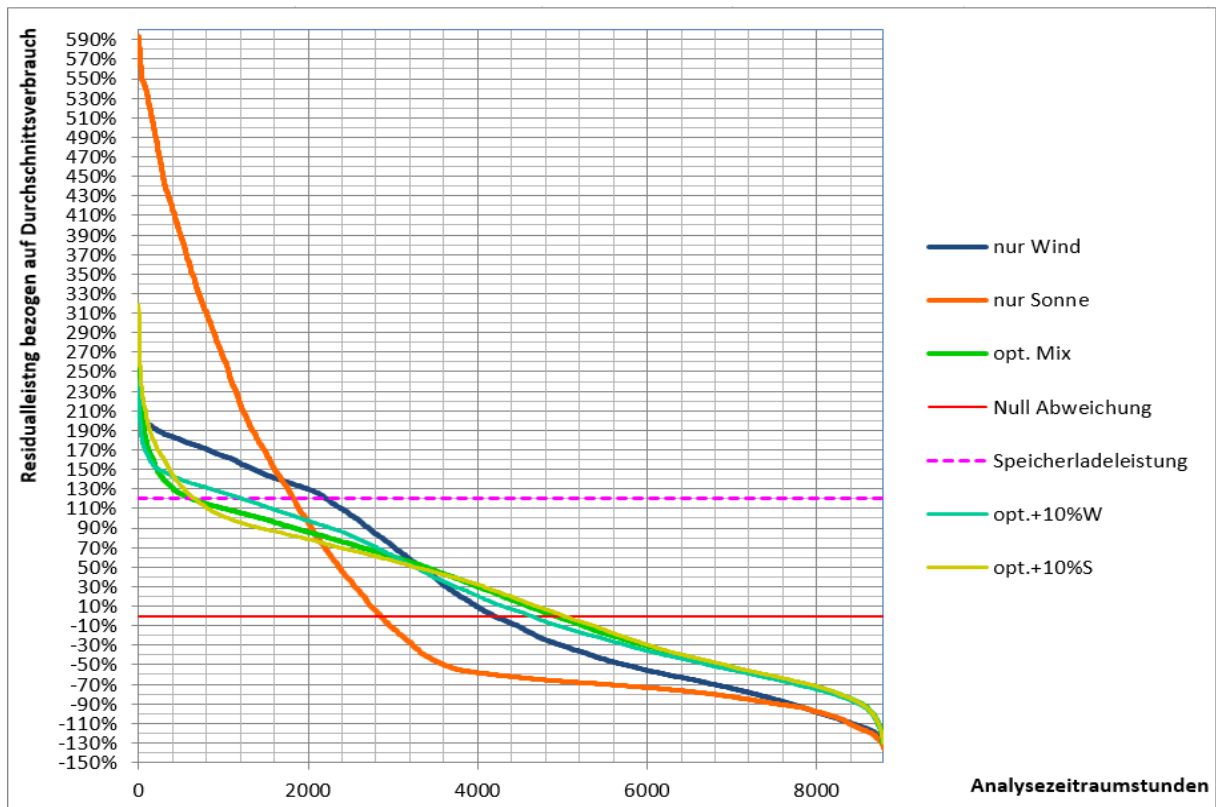


Abbildung 12: Residualeistungsdauerlinien

Die Fläche rechts vom Graphen und unterhalb der Null Abweichung entspricht dabei der Energie, die vom Speicher zeitlich verschoben werden muss, um eine dauerhaft stabile Stromversorgung gewährleisten zu können. Teilt man diese Menge an Energie durch den Speicherwirkungsgrad, erhält man den Speicherdurchsatz. Dieser entspricht der Energie, mit welcher der Speicher mindestens aufgeladen werden muss. Die Energiemenge, die der Speicher aufnehmen kann, entspricht der Fläche links vom Graphen und oberhalb der Null Abweichung. Nach oben wird sie von der Speicherladeleistung begrenzt. Die Differenz aus dieser Energiemenge und dem Speicherdurchsatz entspricht der Versorgungsreserve.

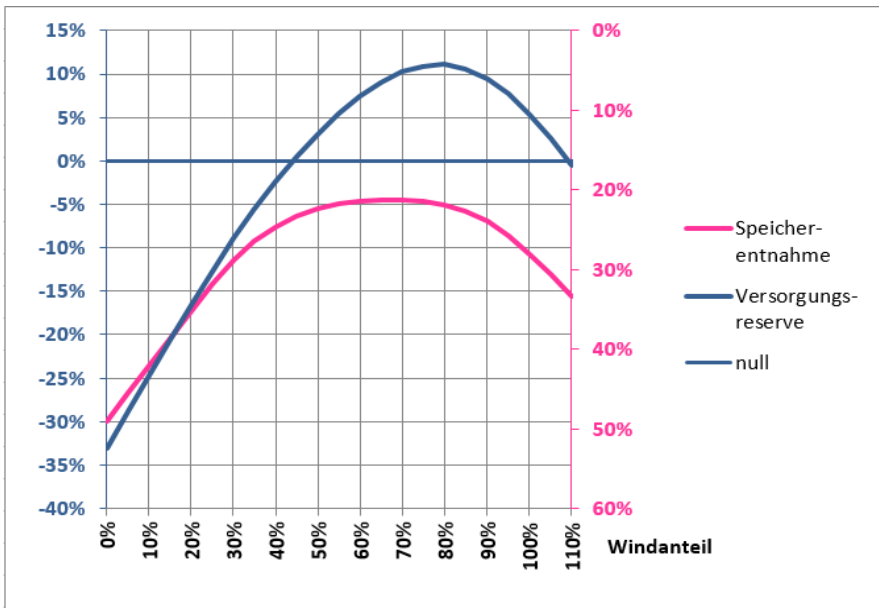


Abbildung 13: Speicherentnahme und Versorgungsreserve

Man erkennt deutlich, dass das Maximum der Versorgungsreserve und das Minimum der Speicherentnahme unterschiedliche Zusammensetzungen des Energiemix vorzeigen. Die Residualleistungsdefizite sind somit bei einem Mix mit leicht weniger Windanteil geringer als beim optimalen Mix. Dies belegen auch die Zahlen in Tabelle 5 (Speicherentnahme +10% Sonne).

4.2.10 Speicherleerung

Im Register „Speicherleerung“ wird ein weiterer Energiemix bestimmt, welcher das Kapazitätsminimum des Speichers bedeuten würde. Es werden die gleichen Daten wie schon im Reiter davor berechnet und miteinander verglichen (siehe Tabelle 6). Zusätzlich wird jedoch die maximale Leerung des Speichers in Tagesladungen angezeigt. Während beim optimalen Mix die Überschüsse, sprich Aufladevermögen und Versorgungsreserve maximiert werden, konzentriert sich das Kapazitätsminimum auf eine Minimierung der Defizite. So werden hier Speicherdurchsatz, Speicherentnahme, Speicherverlust und die maximale Leerung minimiert. Der Unterschied bei der Versorgungsreserve fällt trotz einem Unterschied von ca. einer halben Tagesladung bei der Speicherleerung marginal aus. Die maximale Speicherleerung wird zusammen mit der Speicherentnahme als Graph in Abhängigkeit des Windanteils dargestellt (siehe Abbildung 14).

Tabelle 6: Werte Speicherleerung

	Windanteil	Solaranteil	Aufladevermögen	Speicherdurchsatz	Speicherentnahme
optimaler Mix	79,03%	30,97%	39,76%	28,66%	21,78%
Kapazitätsminimum	77,85%	32,15%	39,59%	28,51%	21,66%
	Versorgungsreserve		Speicherverlust	nicht nutzbare Überproduktion	Max. Leerung
optimaler Mix	11,09%		6,88%	13,12%	-8,06
Kapazitätsminimum	11,08%		6,84%	13,16%	-7,61

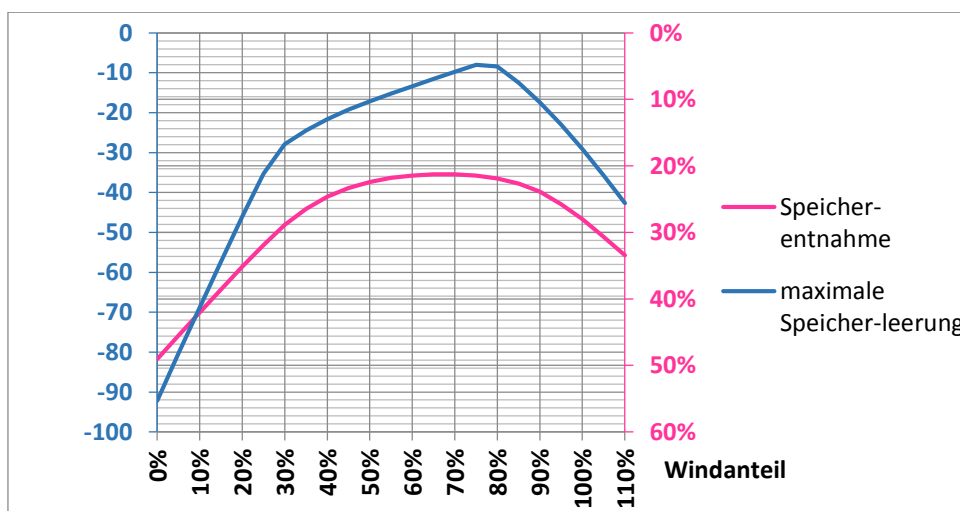


Abbildung 14: Speicherentnahme/maximale Speicherleerung

Die minimale Speicherleerung stimmt in guter Näherung mit dem Minimum der Speicherentnahme überein. Allerdings lässt sich wieder eine leichte Verschiebung und Verflachung des Graphen der Entnahme in Richtung Sonnenanteil erkennen. Würde man das System nur nach Speicherleerung auslegen, hätte man bei der Wahl der Zusammensetzung einen relativ hohen Spielraum.

4.2.11 Speicherverlauf

Das Register „Speicherverlauf“ stellt wieder ein animierbares Diagramm visuell dar. Hier wird einerseits die Speicherleerung in Tagesladungen vom optimalen Mix, vom kapazitätsminimierenden Mix und von nur Wind bzw. Sonne dargestellt (rechte Y-Achse). Andererseits werden die Residualleistungen bezogen auf den Durchschnittsverbrauch der gleichen Mixe aufgezeigt (linke Y-Achse). Positive Leistungen haben eine Auffüllung des Speichers zur Folge, negative Leistungen führen zur Entnahme von Energie. Somit kann leicht erkannt werden, wann sich der Speicher über das Jahr hinweg auffüllt und entleert. Folgende drei Ausschnitte in Abbildung 15 zeigen die Situation des Speicherverlaufs im Januar, Juli und

November des Jahres 2016. Der Verlauf im November wird hier hinzugefügt, da dort die maximale Entleerung des Speichers stattgefunden hätte.

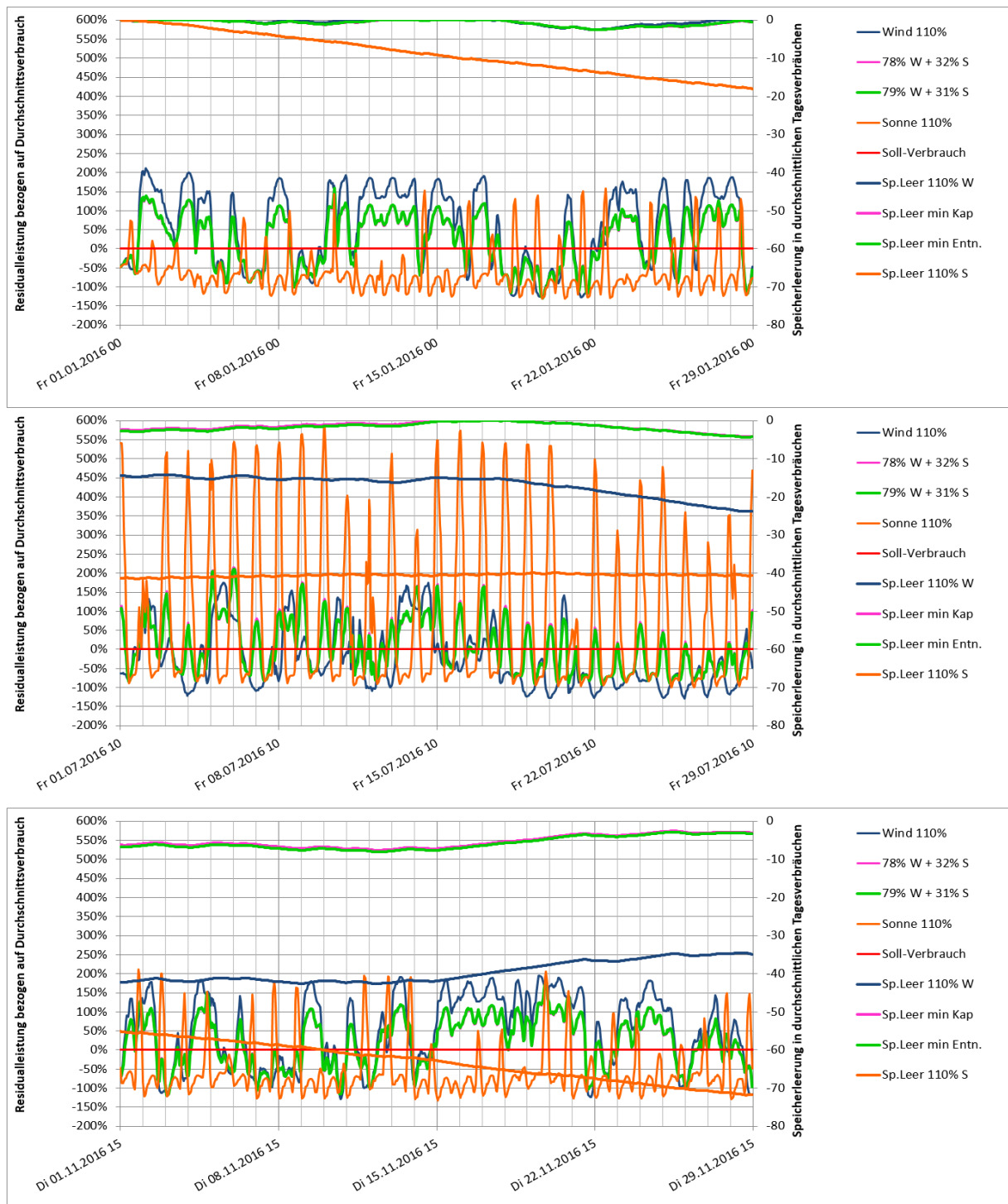


Abbildung 15: Speicherverlauf im Januar, Juli und November 2016

4.2.12 Versorgungsreserve-Vorgabe

Im Register „Versorgungsreserve-Vorgabe“ wird, anstatt das Produktionsvermögen anzugeben, die Versorgungsreserve vorgegeben. Die restlichen Parameter wie Speicherladeleistung, Speicherwirkungsgrad, Laufwasseranteil und Biomasseanteil müssen hier ebenfalls eingetragen werden. Durch die Vorgabe der Versorgungsreserve können die verschiedenen Versorgungsstrukturen besser vergleichbar gemacht werden. Sie wird in Absprache mit Prof. Popp bei 15% angesetzt. Jeder Mix hat somit die gleiche Qualität hinsichtlich der Versorgungssicherheit. Sonst bleiben alle Werte unverändert. Das Programm berechnet für 20 verschiedene Zusammensetzungen aus Wind und Sonne das benötigte Erzeugungsvermögen, die Erzeugungsreserve, den fluktuierenden Anteil, das Residualleistungsdefizit, den Speicherdurchsatz und das Aufladevermögen, um die angegebene Versorgungsreserve einzuhalten. Tabelle 7 zeigt die Werte des Mix mit dem kleinsten Produktionsvermögen. Die Ergebnisse der gesamten Rechnung werden in Abbildung 16 graphisch dargestellt.

Tabelle 7: minimales Produktionsvermögen Versorgungsreserve-Vorgabe

Erzeugungsvermögen	122,2%
Erzeugungsreserve	22,2%
Anteil fluktuierend	112,22%
Residualleistungsdefizit	20,55%
Speicherdurchsatz	27,03%
Aufladevermögen	42,03%
Versorgungsreserve	15%
Windanteil	70%
Solaranteil	30%

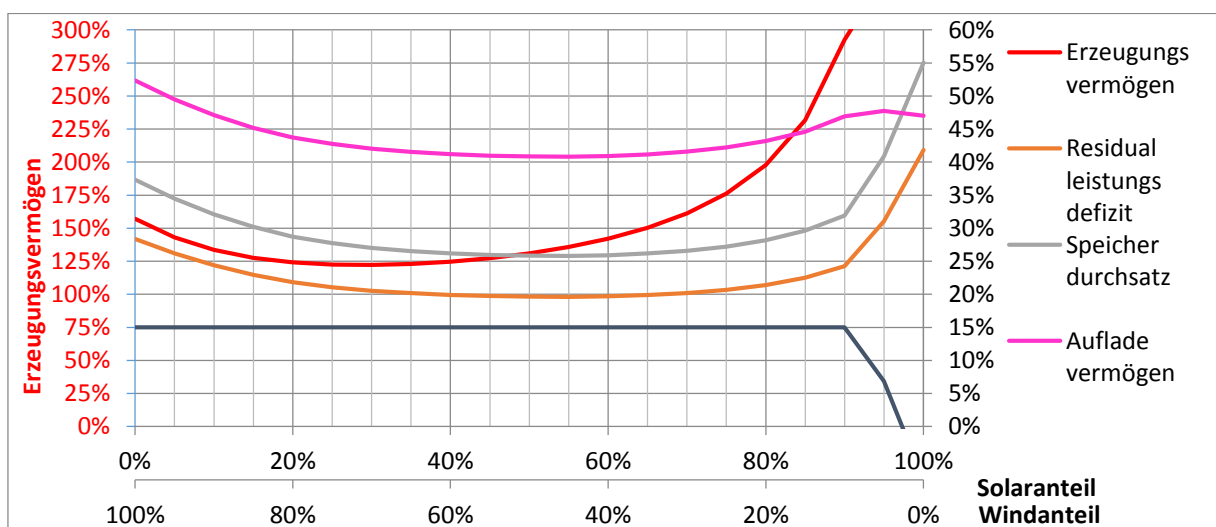


Abbildung 16: graphische Auswertung der Versorgungsreserve-Vorgabe

4.2.13 Kostenoptimum

In „VR-Kostenminimum“ werden die Kosten mit in die Berechnung einbezogen. Es werden nur die Versorgungsreserve (15%), der Laufwasser- und Biomasseanteil (jeweils 5%) und der Speicherwirkungsgrad (76%) angegeben. Somit wird nun auch die Speicherladeleistung als von der Zusammensetzung des Mix abhängige Größe berechnet. Um eine Kostenanalyse erstellen zu können, müssen noch spezifische Herstellkosten eingetragen werden. Tabelle 8 zeigt eine Übersicht aller gewählten Werte:

Tabelle 8: Eingabe der spezifischen Herstellkosten - Register "VR-Kostenminimum"

spezifische Herstellkosten			ASD	Zins	BK
Windenergieanlagen	1.400	€/kW	20	4,0%	5%
Solarenergieanlagen	900	€/kW	20	4,0%	2%
Laufwasserkraftwerke	4000	€/kW	50	4,0%	1%
Biomasseleistungsanlagen	3.000	€/kW	20	4,0%	20%
Speicherladeanlagen	250	€/kW	40	4,0%	2%
Speicherentnahmeanlagen	250	€/kW	40	4,0%	2%
Speicherkapazität	30	€/kWh	40	4,0%	2%

Das Programm berechnet wie schon im Reiter davor von Mix zu Mix alle als nicht konstant angegebenen Werte, um so auf das Kostenminimum zu kommen. Es werden die spezifischen Herstellkosten, die Kapitalkosten, die spezifischen Betriebskosten und die Stromgestehungskosten für jede Versorgungssituation berechnet. Tabelle 9 zeigt die Zusammensetzung mit den geringsten Stromgestehungskosten.

Tabelle 9: Werte Kostenoptimum

Versorgungsreserve	15,00%
Speicherladeleistung	96,0%
Erzeugungsvermögen	137,4%
Erzeugungsreserve	37,4%
Anteil fluktuierend	127,36%
Residualleistungsdefizit	20,42%
Speicherdurchsatz	26,86%
Aufladevermögen	41,86%
Tiefste Entladung	5,4
Größte Speicherentnahmeleistung	130,6%

spezifische Herstellkosten	9703	[€/kW]
Kapitalkosten (Annuitäten)	600	[€/kW]
spezifische Betriebskosten	324	[€/kW]
Stromgestehungskosten	10,52	[Ct/kWh]

Windanteil	82%
Solaranteil	18%

Die Werte belegen, dass eine Umstellung des Systems auf regenerative Energien mit einem entsprechenden Energiespeicher auf Dauer keine Erhöhung des Strompreises nach sich zieht. Ein Vergleich mit dem aktuellen Strompreis deutet sogar auf einen Verfall der Stromgestehungskosten hin.

5 Auswertung

Nachfolgend werden die geschilderten Ergebnisse ausgewertet.

5.1 Kapazitätsminimum

Es folgt zunächst die Auswertung des kapazitätsminimierenden Mix.

Das vorgegebene Produktionsvermögen von 120% entspricht einer durchschnittlichen Erzeugungsleistung von:

$$P_{\text{mittel}} = 1,2 * 22,35 \text{ MW} = 26,82 \text{ MW}$$

Bei einem Windanteil von 77,85% muss die durchschnittlich Leistung der Windkraftanlagen folgendem Wert entsprechen:

$$P_{\text{mittel,W}} = 0,7785 * 22,35 \text{ MW} = 17,4 \text{ MW}$$

Der Benutzungsgrad der eingesetzten ENERCON E-115 berechnet sich aus dem Mittelwert der abgegebenen Leistung durch die Maximalleistung:

$$\text{Benutzungsgrad, W} = \frac{102,36}{237,78} = 0,4305 = 43,1\%.$$

Daraus lässt sich die zu installierende Nennleistung berechnen:

$$P_{\text{Nenn,W}} = \frac{P_{\text{mittel,W}}}{\text{Benutzungsgrad, W}} = \frac{17,4 \text{ MW}}{0,4305} = 40,42 \text{ MW}$$

Dies ergibt eine Anzahl an Windkraftanlagen der 3,5MW-Klasse von:

$$\frac{40,42 \text{ MW}}{3,5 \text{ MW}} = 11,55 \approx 12$$

Beziehungweise eine Anzahl an Windkraftanlagen der 1,5MW-Klasse von:

$$\frac{40,42 \text{ MW}}{1,5 \text{ MW}} = 26,95 \approx 27$$

Bei einem Solaranteil von 32,15% muss die durchschnittlich Leistung der Photovoltaikanlagen folgendem Wert entsprechen:

$$P_{mittel,S} = 0,3215 * 22,35 \text{ MW} = 7,19 \text{ MW}$$

Der Benutzungsgrad der Solaranlagen errechnet sich analog zur Windkraftanlage:

$$\text{Benutzungsgrad}, S = \frac{20,81}{125} = 0,166 = 16,6\%$$

Die zu installierende Nennleistung beträgt somit:

$$P_{Nenn,S} = \frac{P_{mittel,S}}{\text{Benutzungsgrad}, S} = \frac{7,19 \text{ MW}}{0,166} = 43,16 \text{ MW}$$

Dafür müsste die Fläche der Photovoltaikanlagen (optimal zur Sonne geneigt) betragen:

$$A_{Solar} = \frac{P_{Nenn,S}}{P_{Nenn,spezifisch},S} = \frac{43161491 \text{ W}}{125 \text{ W}} = 345.292 \text{ m}^2 = 34,5 \text{ ha}$$

Die benötigte Speicherkapazität berechnet sich aus der maximalen Leerung des Speichers. Sie wird auf acht Tagesladungen aufgerundet.

$$C = 8 * 22,35 \text{ MW} * 24 \text{ h} = 4291,2 \text{ MWh} = 4,29 \text{ GWh}$$

Die notwendige Speicherladeleistung ergibt sich zu:

$$P_{Lade} = 1,2 * 22,35 \text{ MW} = 26,82 \text{ MW}$$

5.2 Kostenoptimum

Da die Rechnungen zum Kostenoptimum denen des Kapazitätsminimums identisch sind, werden nachfolgend zunächst die allgemeinen Ergebnisse und die der Windkraft stichpunktartig präsentiert.

- Das vorgegebene Produktionsvermögen von 137,4% entspricht einer durchschnittlichen Erzeugungsleistung von ca. 30,71 MW.
- Bei einem Windanteil von 104,5% muss die durchschnittlich Leistung der Windkraftanlagen ca. 23,36 MW betragen.
- Die zu installierende Nennleistung beträgt somit ca. 54,25 MW.
- Dafür müssten 16 Windkraftanlagen der 3,5 MW-Klasse gebaut werden oder
- 37 Windräder der 1,5 MW-Klasse

Die Auswertung der Solarenergie erfordert folgende Kennwerte:

- Bei einem Solaranteil von 22,9% muss die durchschnittlich Leistung der Photovoltaikanlagen ca. 5,12 MW betragen
- Die zu installierende Nennleistung ergibt sich somit zu ca. 30,74 MW
- Dafür müsste die optimal zur Sonne geneigte Fläche der Photovoltaikanlagen 24,6 ha betragen

Die Kenndaten des Speichers betragen:

- Benötigte Kapazität (gerundet auf 6 Tagesladungen): 3,22 GWh
- Benötigte Speicherladeleistung: 21,46 MW

Laut Energienutzungsplan betragen die auf den Hausdächern in Forchheim für Photovoltaik zur Verfügung stehenden Flächen insgesamt 40,8 ha. Die benötigte Leistung von den Solaranlagen sollte somit sowohl beim kapazitätsminimierenden als auch beim kostenoptimierenden Mix allein durch die Bebauung der Dächer gedeckt werden können.

Eine Installation von 12 bzw. 16 großen Windkraftanlagen gestaltet sich hier deutlich schwieriger. Aktuell (Stand Juni 2017) befindet sich laut Windenergieatlas Bayern kein Vorranggebiet für Windkraftanlagen im gesamten Landkreis Forchheim. Das einzige Vorbehaltsgebiet befindet sich südöstlich von Gräfenberg (siehe Abbildung 17).

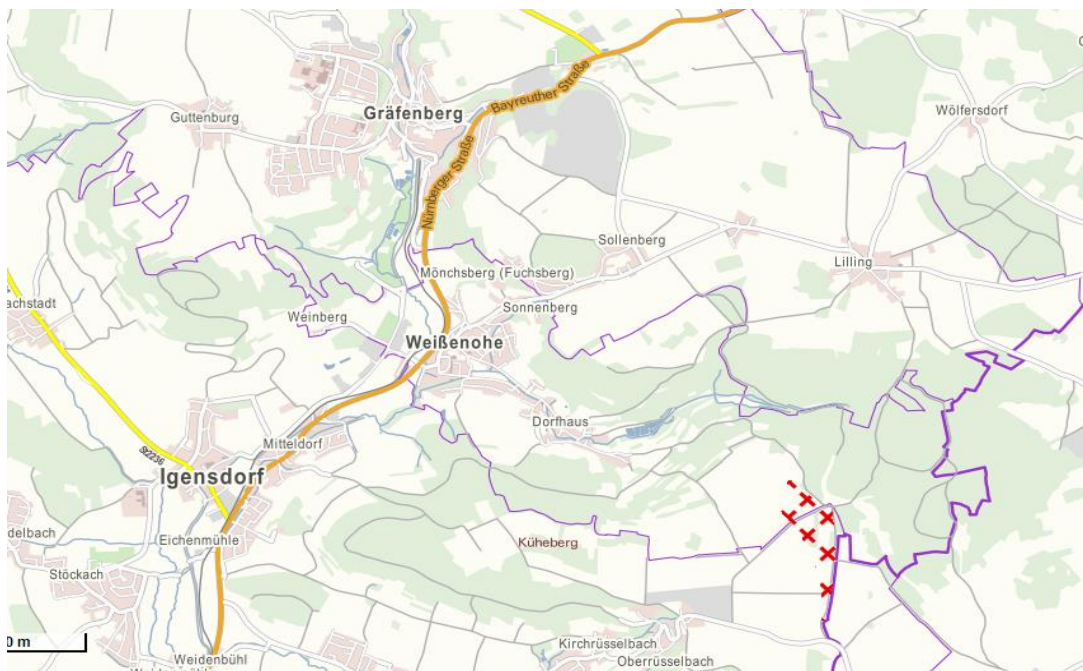


Abbildung 17: Vorbehaltsgebiet Landkreis Forchheim; Quelle: Windenergieatlas Bayern

Aus diesem Grund wird ein weiteres Szenario untersucht, in welchem die Windkraft keine Rolle spielen soll.

5.3 100% Solarenergie

Um das Potential der Solarenergie in Forchheim herauszufinden, wird zunächst untersucht, welche potentielle Fläche für die Solarenergie zur Verfügung steht. Diese setzt sich aus den bereits erwähnten Flächen der Dächer in Forchheim, den Freiflächen (Flächen an Autobahnen und Bahngleisen) und der geschätzten Fläche auf dem Stülpmembranspeicher zusammen. Tabelle 10 zeigt die Zusammensetzung dieser verfügbaren Fläche.

Tabelle 10: Verfügbare Flächen für Photovoltaik

Verfügbare Fläche [ha]	
Dächer	40,8
Freiflächen	16,1
Fläche auf Speicher	10
Summe	67

Da diese Fläche bei weitem nicht ausreichen würden, eine Versorgung nur mit Solaranlagen zu gewährleisten, wird außerdem ein Teil der landwirtschaftlichen Fläche in Betracht gezogen. Die für den Anbau von Energiepflanzen vorgesehene Fläche beträgt laut integrierten Energienutzungsplan in Forchheim 333 ha. Dies entspricht rund ein Drittel der ausgewiesenen landwirtschaftlichen Nutzfläche. Ergänzt man dieses Gebiet der verfügbaren Fläche, ergibt sich eine gesamte potentielle Solarfläche von **400 ha** (4 Mio. m²).

Würden die Module nun stets im optimalen Winkel aufgestellt, verringerte sich die tatsächliche Nutzfläche der Module um einen gewissen Prozentsatz, da der Schattenwurf mit einberechnet werden müsste. Es wird davon ausgegangen, dass die Module stattdessen flach installiert werden. Diese Bedingung hätte eine Verringerung der mittleren spezifischen Leistung der Module auf $19,43 \frac{W}{m^2}$ zur Folge.

Die dadurch mittlere abgreifbare Leistung ergibt sich aus folgender Rechnung:

$$P_{mittel,Solar} = P_{mittel,spezifisch} * A_{Solar} = 19,43 \frac{W}{m^2} * 4.000.000 m^2 = 77,739 MW$$

Das potentielle Produktionsvermögen entspricht somit:

$$Produktionsvermögen = \frac{P_{mittel,Solar}}{P_{mittel,Verbrauch}} = \frac{77,74 MW}{22,35 MW} = 3,478 = 347,8\%$$

Mit diesem Erzeugungsvermögen und einer Speicherladeleistung von 500% (entspricht einer Leistung von 111,8 MW) wird nun ein Szenario durchgerechnet, welches vollständig auf Solarenergie basiert. Tabelle 11 zeigt eine Übersicht der berechneten Ergebnisse.

Tabelle 11: Ergebnisse 100% Sonne

mögliches Produktionsvermögen	347,82%
Speicherladeleistung	500%
Aufladevermögen	156,4%
Speicherdurchsatz	56,4%
Speicherentnahme	42,9%
Versorgungsreserve	100%
Speicherverlust	13,5%
nicht nutzbare Überproduktion	231,5%
maximale Leerung [Tagesladungen]	7,83

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass bei entsprechender Auslegung der Systemparameter im Jahr 2016 eine Stromversorgung nur aus Solarenergie technisch möglich gewesen wäre. Die Kosten dieses Systems sind jedoch aufgrund des massiven Ausbaus an Solaranlagen deutlich höher anzusetzen als die des Kostenoptimums. Da das Angebot der Solarenergie von Jahr zu Jahr um mehr als zehn Prozent (Popp, 2017, S.48) (siehe Anhang) schwanken kann, ist eine dauerhafte Auslegung mit diesen Parametern zudem relativ riskant. Trotz einer Versorgungsreserve von 100% ergibt sich eine maximale Entladung des Speichers von fast acht Tagesladungen. Dies ist auf die saisonale Schwankung der Solarenergie zurückzuführen. Im Sommer ist ein enormes Überangebot an Energie zu verbuchen, während im Winter trotz der hohen Erzeugungsreserve Defizite erscheinen. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, ist der Einsatz von Windenergie unabdingbar.

5.4 Kompromiss

Als Kompromiss zwischen dem Kostenoptimum und der 100%-Solarenergie Variante wird hier vom Autor eine Begrenzung der Anzahl der Windräder auf fünf 3,5 MW-Anlagen vorgeschlagen. Diese verbuchen gemeinsam eine Nennleistung von 17,5 MW. Nachfolgend wird die benötigte Fläche für die Solarenergie berechnet, um mit dieser Vorgabe und einer Speicherladeleistung von 500% ebenfalls eine maximale Leerung des Speichers von ca. acht Tagesladungen zu erreichen.

$$P_{\text{mittel,Wind}} = P_{\text{nenn}} * \text{Benutzungsgrad} = 17,5 \text{ MW} * 0,43 = 7,53 \text{ MW}$$

$$\text{Windanteil} = \frac{7,53 \text{ MW}}{22,35 \text{ MW}} = 0,337 = 33,7\%$$

Tabelle 12 zeigt die berechneten Werte des Mix mit 35% Windanteil.

Tabelle 12: Werte für 35% Windanteil

Produktionsvermögen	190%
Windanteil	35%
Solaranteil	145%
Versorgungsreserve	71,8%
Speicherentnahme	23,4%
Speicherleerung [Tagesladungen]	7,35

Ein Solaranteil von 145% des Durchschnittsverbrauchs entspricht folgender zu installierender Nennleistung:

$$P_{\text{nenn,Solar}} = \frac{1,45 * 22,35 \text{ MW}}{0,166} = 194,7 \text{ MW}$$

Daraus ergibt sich die zu bebauende Fläche (hier wird wieder von einem optimalen Einfallswinkel der Sonne auf die Module ausgegangen):

$$A_{\text{Solar}} = \frac{194,7 \text{ MW}}{125 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} = 155,7 \text{ ha}$$

Zieht man davon die zur Verfügung stehenden Flächen der Dächer, Freiflächen und Speicher ab, so bleibt folgende Fläche übrig:

$$A_{\text{landw.}} = A_{\text{Solar}} - A_{\text{verfüg.}} = 155,7 \text{ ha} - 67 \text{ ha} = 88,7 \text{ ha}$$

Diese Fläche entspricht rund 27% der vorgesehenen Fläche für den Anbau von Energiepflanzen und knapp 7% der ausgewiesenen Fläche für die landwirtschaftliche Nutzung.

Hier wird deutlich, dass bereits ein kleiner Anteil an Windenergie ausreicht, die benötigte Fläche für Photovoltaikanlagen drastisch zu reduzieren. Durch fünf Windkraftanlagen kann diese bei einer annähernd gleichen benötigten Speicherkapazität um ca. 61% gesenkt werden. Ein weiterer positiver Nebeneffekt ist die mit der Erhöhung des Windanteils einhergehende Verringerung der Kosten des Gesamtsystems.

6 Zusammenfassung

Die Ergebnisse der Projektarbeit zeigen eindeutig, dass sich das Versorgungsgebiet Forchheim 100% regenerativ und autark versorgen kann. Dabei kann die Zusammensetzung des Energiemix nach verschiedenen Kriterien optimiert werden. Sowohl für den „optimalen“, den

kapazitätsminimierenden und den kostenoptimierenden Mix liegen die Anteile in einem Bereich von ca. 70/30 bis 80/20 zwischen Wind und Sonne. Da die Windkraft in der Tourismusregion Fränkische Schweiz jedoch auf hohen Widerstand stößt, müssen hier Akzeptanzerwägungen mit einbezogen werden. Aus technischer Sicht lässt sich der Solaranteil bis auf 100% anheben. Allerdings würde dies auch die Kosten ansteigen lassen. Letztendlich muss ein Kompromiss aus Kosten- und Akzeptanzeinflüssen gefunden werden.

Die Kenndaten des Stülpmembranspeichers hängen ebenfalls stark von den Systemparametern ab. Je höher man das Produktionsvermögen ansetzt, desto geringer fällt die benötigte Speicherkapazität aus. Je höher der Solaranteil gewählt wird, desto höher muss die Speicherladeleistung angesetzt werden.

Die Projektarbeit schafft so einen Überblick über die Möglichkeiten einer zukünftigen emissionsfreien Energieversorgung für die Stadtwerke Forchheim.

7 Ausblick

Um genauere Analysen durchführen zu können, muss zunächst geklärt werden, welche Rolle die Windkraft in Forchheim spielen kann bzw. wird. Um weitere Vorbehaltsgebiete oder Vorranggebiete ausweisen zu können, müssen entsprechende Vorgaben auch aus der regionalen Politik kommen. Darauf aufbauend kann das Potential vor Ort genauer untersucht werden und in die Berechnungen mit einfließen.

Betrachtet man die Situation in größeren Maßstäben, so muss ein dauerhaftes Umdenken stattfinden, um die Ziele der Klimakonferenz einzuhalten. Erweitert man die Ausmaße der Energieerzeugung von der Kleinstadt Forchheim auf ganz Bayern bzw. Deutschland, wird klar, dass mit der regionalen Energiewende eine Beeinträchtigung der Landschaft unabdingbar ist. Es gilt, Prioritäten zu setzen und abzuwägen, ob eine lokale Bevorzugung einer Globalen vorzuziehen ist.

Literaturverzeichnis

Bild der Wissenschaft, 2017 (6). 28-31

Popp, M. (2010). *Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien*. Wunsiedel: Springer.

Popp, M. (2017). *Informationen Stülpmembranspeicher*. Abgerufen am 11.06.2017 von <http://www.poppware.de/Stuelpmembranspeicher/index.htm>

Popp, M. (2017). *Energieversorgungsanalyse.pdf* (siehe Anhang)

Windkraft-Journal. (2017). *Informationen ENERCON E-115*. Abgerufen am 14.06.2017 von <http://www.windkraft-journal.de/2012/09/07/enercon-stellt-neue-25-mw-e-115-auf-der-husum-windenergy-vor/26263>

Stadtwerke Forchheim. (2014). *Integrierter Energienutzungsplan für das gesamte Stadtgebiet Forchheim*. Abgerufen am 20.06.2017 von <https://www.forchheim.de/sites/default/files/Integrierter%20Energienutzungsplan%20f%C3%BCr%20das%20Stadtgebiet%20Forchheim.pdf>

Klima und Raum. (2017). *Definitionen Vorrang-/Vorbehaltsgebiet*. Abgerufen am 22.06.2017 von <http://www.klima-und-raum.org/vorrang-vorbehalts-eignungsgebiet>

Excel-Tools zur Analyse regenerativer Stromversorgungssysteme

Die mit dieser Anleitung bereitgestellte Excel-Datei „MERRA-2_Abruf (Zeitraum) ##.###-##.###E ##.#-## #N.xlsm“ ermöglicht in Kombination mit der Excel-Datei „Versorgungsanalyse_Vorlage.xlsm“ die Modellierung regenerativer Versorgungsstrukturen für ausgewählte Teilgebiete.

Rechtlicher Hinweis:

Garantien bezüglich der Funktionsfähigkeit des Tools und für die Richtigkeit der Ergebnisse der damit durchgeführten Berechnungen werden nicht gegeben.

Jegliche Haftung ist ausgeschlossen.

Eine Weitergabe, Veröffentlichung oder kommerzielle Nutzung des Tools außerhalb des Studiums, ohne Zustimmung und schriftliche Vereinbarung mit dem Urheber, Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp, Burgstraße 19, D-95632 Wunsiedel, ist untersagt. Bei einer Veröffentlichung von Ergebnissen aus einer Verwendung des Tools, auch im Rahmen des Studiums, ist ein Hinweis auf den Urheber anzubringen.

Die Verwendung dieser Tools erfordert folgende vorbereitende Schritte:

1. Durchführung aller Schritte, die im Dokument „MERRA Wind- und Solardatenabruf“ beschrieben sind.

Die Anwendung der Tools umfasst folgende Schritte im Überblick:

1. Manuelle Vorbereitung eines Ordners, in dem die Dateien zur Versorgungsanalyse gespeichert werden.
2. Aufruf der vorbereiteten Datei mit den abgerufenen und aufbereiteten MERRA Daten des zu analysierenden Gebiets.
3. Export der Daten zu Gebietsdatenanalyse in eine per Programm umbenannte Kopie der Excel-Datei „Versorgungsanalyse_Vorlage.xlsm“.
4. Aufruf der angelegten und nach Zeitraum und Gebiet bezeichneten Versorgungsanalyse Datei und weitere Verarbeitung der aus MERRA übernommenen Basisdaten.
5. Rastergebietsbeschreibung und Kartenausschnitt anlegen.
6. Windenergieanlagen Kennlinie modifizieren und umgewandelte Windleistung ermitteln.
7. Zeitliche Abfolge der Windleistung sichten.
8. Solarenergieanlagen Parameter modifizieren und umgewandelte Solarleistung ermitteln.
9. Zeitliche Abfolge der Solarleistung sichten.
10. Laufwasserkraftwerke
11. Laufwasserleistung sichten

12. Lastverlauf einstellen.
13. Zeitliche Abfolge des Lastverlaufs sichten.
14. Erzeugungsmix festlegen und Versorgungsverlauf berechnen.
15. Versorgungsverlauf sichten.
16. Erzeugungsmix Dauerlinien generieren.
17. Produktionsvermögen der Erzeugungsstruktur, Grundleistungsanteil, Speicherwirkungsgrad und Speicherladeleistung festlegen.
18. Residualleistungs-Dauerlinien für optimalen Erzeugungsmix ermitteln.
19. Erzeugungsmix mit minimalem Speicherkapazitätsbedarf ermitteln.
20. Vom Erzeugungsmix abhängige Speicherleerungskurven sichten.
21. Versorgungsreserve-Vorgabe

Durch Parametervariation können damit regional vorteilhafte Versorgungsstrukturen herausgefunden werden.

1 Ordner zur Versorgungsanalyse

Auf einer Festplatte ist ein Ordner anzulegen, in den die zur Verfügung gestellte Datei „Versorgungsanalyse_Vorlage.xlsm“ abgelegt wird.

2 MERRA Abruf Datei öffnen

Die Excel Datei zum Abruf von MERRA Daten, welche die aufbereiteten Daten der zu analysierenden Region enthält, ist aufzurufen und im dafür vorgesehenen Feld der Ordner zur Versorgungsanalyse einzutragen.

Pfad für Excel-Dateien zur Energieversorgungsanalyse:
C:\Energieversorgungsanalysen\

Wichtig ist es, wie in obigem Beispiel gezeigt, am Ende des Ordernamens den Rückwärtsschrägstrich „\“ zu setzen.

3 Export der Daten zur Gebietsdatenanalyse

Der Mittelpunkt des explizit zum Export vorgesehenen Rastergebiets ist mit der Nachkommagenauigkeit des Excel Registereintrags für dieses Gebiet einzutragen. Für den Export der benötigten Winddaten ist die Höhenschicht anzugeben, aus der die Daten zu entnehmen sind.

Gebiet:	11,875	°E	49,5	°N	(Werte müssen zu einem vorhandenen Register passen!)
Windhöhenschicht:			150	m	über Grund

Beim Export wird genau für das angegebene Rastergebiet eine neue Excel Datei mit entsprechendem Namen angelegt, welche im Dateinamen diese Angaben und den Zeitraum, den die Zeitreihen umfassen, enthält.

Bei der Wahl der Höhengschicht können folgende Überlegungen angestellt werden:

In relativ ebenen Rastergebieten, die keine Erhebungen und Hügelketten enthalten, empfiehlt es sich, die Windhöhengschicht entsprechend der Nabenhöhe der anzunehmenden Windenergieanlagen zu wählen.

Einen ersten Hinweis, ob ein Gebiet flach, hügelig oder gebirgig ist, liefert das Feld

„StandardHöhenabweichung“ auf dem Register „Gebiete SLV“ in der verwendeten MERRA_Abruf Datei.

Es handelt sich um die Wurzel der quadratischen Abweichung der in dem Rastergebiet auftretenden

Geländehöhen vom Mittelwert der Rastergebietshöhe. Je größer dieser Wert, desto größere

Höhenabweichungen weisen die Geländebereiche des Rastergebiets von ihrem Mittelwert auf. Es liegt nahe,

dass Windenergieanlagen bevorzugt auf die Anhöhen des Rastergebiets gestellt werden und nicht auf das

Bezugshöheniveau oder gar in die Talbereiche.

Vorsicht bei dieser Interpretation der Standardabweichung der Höhe ist geboten, wenn ein

Rastergebiet insgesamt einer großen schiefen Ebene ähnelt. Das wäre ein geneigtes aber flaches Land, ohne aus

der schiefen Ebene herausragende Höhenlagen. Auskunft über das Höhenprofil und die daraus zu ziehenden

Schlussfolgerungen kann daher nur ein Blick auf einen Atlas bieten. Je mehr die für Windenergieanlagen

relevanten Geländehöhen über die Bezugshöhe des

Rastergebiets gegenüber Ihrer Umgebungslandschaft hinausragen, desto höher sollte die Windhöhengschicht

gewählt werden, die zur Bestimmung des Windenergiebeitrags für die regenerative Versorgung des

Rastergebiets eingesetzt wird.

Grob kann gesagt werden, dass etwa 20% des Rastergebiets eine Höhenlage aufweist, die mehr als die Standard-

Höhenabweichung die Bezugshöhe überragt. Wenn es sich bei dem Rastergebiet insgesamt nicht um eine

schiefe Ebene handelt und der Standort nicht im Windschatten vorgelagerter Hindernisse oder Höhenzüge liegt,

dann könnte die Addition der Standard

Höhenabweichung zur angenommenen Nabenhöhe der Windenergieanlagen zur Festlegung einer

Höhenschicht ein geeigneter Ansatz sein, sich realen Verhältnissen anzunähern. Zuverlässige Annahmen lassen

sich aber nur über Messungen gewinnen. Im Zweifelsfall sollte darauf verzichtet werden, die

Windgeschwindigkeiten höherer Luftschichten anzunehmen. Beim Vergleich der Windgeschwindigkeiten auf

realen Anlagen mit den aus MERRA Daten ermittelten Werten der entsprechenden Höhengschicht, wurden auch

Fälle beobachtet, wo das reale

Windgeschwindigkeitsniveau deutlich niedriger lag als die aus MERRA Daten ermittelten Werte, obwohl sich

der Standort oberhalb der Bezugshöhe befand.

Hinweis!

In allen hier angestellten Untersuchungen geht es darum, die Volatilität der in Elektrizität umgewandelten Windenergie für das Rastergebiet insgesamt zutreffend zu beschreiben. Das vorliegende Tool erhebt keinesfalls den Anspruch, zutreffende Leistungsangaben für einzelne, in der Region konkret aufzustellende Windenergieanlagen zu liefern. Dafür wäre die Topographie, die Hindernissituation und der Bewuchs der Landschaft und kleinräumige Wetterphänomene zu berücksichtigen und Messungen an den real dafür vorgesehenen Standorten vorzunehmen. Die Volatilität der Windgeschwindigkeiten wird im Gegensatz zu deren absoluten Höhe in der Regel relativ gut wiedergegeben.

Durch Klicken der Schaltfläche wird der Auslagerungsprozess aufgerufen.

Daten zur Gebietsanalyse übertragen

Dadurch wird eine Kopie der Datei „Versorgungsanalyse_Vorlage.xlsm“ im gleichen Ordner erstellt und so umbenannt, dass der Dateiname das Gebiet und den Zeitraum enthält.

Beispiel: „Versorgungsanalyse (11.875°E 50,0°N) von 01.01.2013 bis 07.01.2013.xlsm“.

Im Wesentlichen werden aus der MERRA_Abruf-Datei folgenden Daten übertragen:

- Die Mittelpunktkoordinaten und die charakteristischen Parameter des Rastergebiets
- Die im Register „xSLV(...)“ enthaltenen Winddaten zur ausgewählten Höhenschicht und die daraus berechneten Daten der Temperatur, des Luftdrucks, der Luftdichte, der totalen Windleistung, der physikalisch maximal umwandelbaren Windleistung nach Betz und der Windenergieanlagenleistung zu der Windenergieanlagenkennlinie, die in der Vorlage im Register WEA enthalten ist.
- Die auf horizontaler Fläche am Boden auftreffende Globalstrahlungsleistung und die mit den Daten auf dem Register „SEA“ der Vorlage daraus ermittelten Solarenergieanlagenleistung.

Nach erfolgreicher Ausführung dieser Schritte kann die Excel Datei für den MERRA_Abruf geschlossen werden und mit der somit erstellten Excel Datei zur Versorgungsanalyse weiter gearbeitet werden.

4 Aufruf der Versorgungsanalyse


Die Excel-Datei zur Versorgungsanalyse betrifft nur noch das ausgewählte Rastergebiet, welches aus dem Dateinamen hervorgeht. Diese ist zu öffnen und eventuelle Sicherheitshinweise sind so zu beantworten, dass den enthaltenen Makros vertraut wird.

5 Rastergebietsbeschreibung und Kartenausschnitt

Auf dem Register „Ort“ ist vorgesehen, das Rastergebiet durch zutreffende Landschaftsbegriffe und im Gebiet liegende wichtige Städte zu beschreiben, sowie einen Kartenausschnitt einzukopieren, der die Gebietsgrenzen eindeutig sichtbar macht.

Eine Möglichkeit, dies zu tun bietet sich über den Aufruf von Google Earth. Durch Wahl des betreffenden Landschaftsausschnitt kann dieser mittels Bildschirmfensterkopie und Einfügen in Excel übertragen werden. Das anschließende Zuschneiden über den Menüpunkt „Format“ in Excel ermöglicht die Anfertigung eines geeigneten Kartenausschnitts.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Rastergebiet:											
2	Großraum Fichtelgebirge/Steinwald											
3	Gebiet aus der MERRA Datenbank											
4		XDim	YDim	ASM_LON	ASM_LAT	PHIS	SGH	FRLAKE	FRLAND	FRLANDICE	FROCEAN	AREA
5						m ² /s ²						m ²
6		288	280	12,0 °E	50,0 °N	5322	68,50	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	2653057000
7												
8	Erdbeschleunigung					9,80665	m/s ²					
9	Mittlere Höhe					542,65	m					
10	Gaskonstante					287,05	Nm/kg K					
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												
20												
21												
22												
23												
24												
25												
26												
27												



Ausschnitt mit dem Rastergebiet aus Google Earth
manuell den passenden Kartenausschnitt einsetzen
 (Quelle: Google Earth, MERRA Raster eigene Darstellung)

6 Windenergieanlagenkennlinie und Windenergieanlagenleistung

Das Register „WEA“ enthält die Kennlinie, mit der das Leistungsverhalten der Windenergieanlage als Funktion der Windgeschwindigkeit modelliert wird.

Die dort voreingetragene Kennlinie kann durch die Kennlinie anderer Windenergieanlagen oder durch eine Modellkennlinie ersetzt werden, die repräsentativ für das Rastergebiet ist oder sein soll.

Jede Datenübertragung aus MERRA und jede Modifizierung dieser Kennlinie erfordert eine erneute Ermittlung der Windleistungen.

Windleistung neu ermitteln

Eine andere Kennlinie muss den gleichen Aufbau, aufweisen, wie diejenige in den Zeilen und Spalten „E5“ bis „G32“. Entscheidend sind die Spalte mit den Windgeschwindigkeiten und mit den cpWerten, sowie die Nennleistung und der Rotordurchmesser mit der daraus berechneten spezifischen Nennleistung.

Programmintern wird die Windleistung in W/m² Rotorfläche bestimmt und nach unten korrigiert, wenn das Ergebnis die spezifische Nennleistung überschreiten sollte.

Die Größe der Windenergieanlage spielt bei dieser Vorgehensweise keine Rolle.

Wenn Analysen mit mehreren unterschiedlichen Windenergieanlagenkennlinien gemacht werden, dann könnte beispielsweise für jede Kennlinie eine eigene, jeweils eindeutig benannte Vorlage angelegt werden.

Eine Kopie dieser spezifischen Vorlage auf den Namen „Versorgungsanalyse_Vorlage.xmls“ kann dann Ausgangspunkt für eine Bedatung aus der MERRA_Abruf-Datei sein. Anschließend kann die Datei neben der

Gebietsbezeichnung manuell so umbenannt werden, dass die verwendete Kennlinie aus dem Dateinamen hervorgeht.

Durch Betätigen der Schaltfläche „Windleistung neu ermitteln“, wird mit den aus dem MERRA-Abruf übertragenen Angaben auf dem Register „Wind“ und der Anlagenkennlinie die in Elektrizität umgewandelte Windleistung „PWEA“ [W/m²] für jeden Zeitschritt bestimmt.

Anschließend ermittelt das Programm die Minima, Mittelwerte, Maxima und Summen der Zeitreihe im Register „Wind“ und trägt diese am unteren Ende der Zeitreihe ein.

Mit Hilfe des so bestimmten Mittelwerts zur Spalte „PWEA“ der Zeitreihe „Wind“ wird anschließend für jeden Zeitschritt in der Spalte „WzuM“ das Verhältnis der Windenergieanlagenleistung zum Mittelwert gebildet.

Damit erkennt man für jede Stunde des Analysezeitraums, wie die Leistungsabgabe in Bezug auf die Durchschnittsleistung ausfällt.

7 Windleistung sichten

Das Register „Windleistung“ enthält ein animierbares Diagramm, das es erlaubt, die berechnete Windleistung für den gesamten Untersuchungszeitraum zu sichten. Gleichzeitig wird darin die physikalisch maximal umwandelbare Windleistung nach Betz angezeigt.

Dargestellt ist ein Zeitfenster mit den stündlichen Windleistungen über vier Wochen. Das erfordert 24 h * 28 Tage = 672 Bildpunkte. Je nach Auflösung des Bildschirms kann das Diagramm in der Größe so angepasst werden, dass die Kurvenverläufe in ausreichender Größe erscheinen.

Das dargestellte Zeitfenster lässt sich mit der darüber angeordneten Schiebeleiste einstellen und an den Anfang zurücksetzen. Bei Bewegung des Schiebers werden die zugehörigen Daten aus dem Register Wind übernommen und das Diagramm angepasst.

Durch Klicken der Schaltfläche „vorwärts“ werden kontinuierlich neue Daten übernommen, so dass der Verlauf der Windleistung über den Gesamtzeitraum hinweg gesichtet werden kann. Sollten Auffälligkeiten auftreten, dann lässt sich der Durchlauf mit „Stop“ anhalten.

Die Anzahl der Zeitschritte, die der Diagrammausschnitt mit dieser Automatik bewegt wird, kann oberhalb im Feld Zeitschritte in ganzen Stunden vorgegeben werden.

Der Maximalwert der in Y-Richtung aufgetragenen spezifischen Windleistung kann über das Feld „y-Achse max“ vorgegeben werden. Enthält dieses Feld „I1“ keine numerische Eingabe, dann wird die größte Leistung nach Betz verwendet um die Skala der Achse zu definieren.

Angezeigt werden im Diagramm ferner die Durchschnittsleistungen nach Betz und für die Windenergieanlage für den gesamten Analysezeitraum und für das angezeigte vierwöchige Zeitfenster.

Es empfiehlt sich, die verwendete Anlagenkennlinie durch entsprechenden Eintrag im Feld „E1“ zu dokumentieren.

8 Solarenergieanlagen Parameter

Das Register „SAE“ enthält die gelben Eingabefelder:

- Für die Ortslage als Gradangaben analog zum MERRA Raster:
 - „Breite“ ○ „Länge“Breiten- und Längengrad müssen innerhalb des MERRA Rastergebiets liegen, dem die Daten entnommen würden. Sinnvoller Weise sollte der Gebietsmittelpunkt verwendet werden.
- Für die Ausrichtung der Kollektorfläche:
 - „Richtung“, Gradangabe für die Himmelsrichtung, in die die Modulfläche zeigt. ○ „Neigung“, Gradangabe, mit der die Modulfläche zur Horizontalen geneigt ist. Das System berechnet aus diesen Angaben in den grün hinterlegten Feldern den Normalenvektor auf die Modulfläche mit der x-Richtung nach Süden, der y-Richtung nach Osten und der z-Richtung vertikal nach oben.
- Für die Moduleigenschaften ○ Wirkungsgrad „EtaS“ ○ Maximale flächenspezifische Leistungsabgabe „Pmax“

Diese Werte sind entsprechend den vorgesehenen Solarmodulen anzugeben.

Das Tool ermöglicht die Umrechnung der aus MERRA übertragenen Einträge

- „ALBEDO“, Bodenrückstrahlung,
- „SWGNT“, Globalstrahlung auf die horizontale Ebene,
- „SWGDN“, Globalstrahlung auf die nachgeführte, senkrecht zum Strahlengang ausgerichtete Ebene.

In einen direkten, einen diffusen und einen reflektierten Strahlungsanteil. Aus diesen wiederum wird die Strahlung auf die geneigte Ebene bestimmt.

Die abgegebene elektrische Leistung ergibt sich aus der Multiplikation mit dem angegebenen Umwandlungswirkungsgrad und über eine eventuelle Abregelung auf die flächenspezifisch angegebene Maximalleistung..

Ausgelöst wird die Berechnung durch Klick auf

Solarleistung neu ermitteln

. Diese Neuberechnung ist nach jeder Datenübertragung aus MERRA und bei jeder Änderung der Solarenergieanlagenparameter erneut auszuführen.

Auf dem Register „Sonne“ werden anschließend die Spalten ausgewertet und mit dem Mittelwert der Solarleistung die Spalte „SzuM“ berechnet. „SzuM“ gibt an, wie sich die zum Zeitschritt anstehende Solarleistung zum Mittelwert des gesamten Analysezeitraums verhält.

Für eine differenziertere Bestimmung der Solarleistung im Rastergebiet, beispielsweise für einen Mix aus Dachneigungen und Dachausrichtungen, lässt sich die Modellierung auf der vorhandenen Grundlage entsprechend anpassen und mit den erforderlichen zusätzlichen Daten zu erweitern.

9 Solarleistung sichten

Das Register „Solarleistung“ enthält analog zu „Windleistung“ ein animierbares Diagramm und wird in gleicher Weise, wie das Windleistungsdiagramm bedient.

10 Laufwasserkraftwerke

Das Register „LWA“ enthält als beispielhafte Vorlage den täglichen Abfluss von zwei bayerischen Flüssen und ein einfaches Verfahren, daraus auf die Leistungsabgabe von Wasserkraftwerken an diesen Flüssen zu schließen. Abflusszeitreihen in Form tagesdurchschnittlicher Mittelwerte werden beispielsweise vom Gewässerkundlichen Dienst Bayern täglich, meist seit Jahrzehnten für die wichtigen Flussläufe zum Download bereitgestellt. Quelle:

<http://www.gkd.bayern.de/fluesse/abfluss/karten/index.php?thema=gkd&rubrik=fluesse&produkt=abfluss&gknr=0>, zugegriffen am 04.06.2016.

Zur Analyse der Wasserkraft in einem MERRA Rastergebiet, sind die darin relevanten Flussläufe mit den dort vorhandenen Wasserkraftwerken zu analysieren. Folgende Angaben sollten die Herkunft der verwendeten Daten in den dazu gelb hinterlegten Feldern zweifelsfrei dokumentieren:

- Fluss: Name des Flusslaufs
- Messpunkt: Ortsbezeichnung der Messstelle an diesem Fluss
- Quelle: Dateiname der Datenquelle, der die Abflussdaten entnommen wurden.

Der vorliegenden Modellierung liegen folgende Überlegungen zu Grunde:

- Eine Mindestwassermenge, die beispielsweise für Fischtreppen, stets als **Bypass**-Menge am Kraftwerk vorbei geleitet werden muss und für eine energetische Nutzung nicht zur Verfügung steht.
- Ein **Einschalt**-Durchfluss, der mindestens erreicht sein muss, damit das Kraftwerk den Betrieb aufnehmen kann.
- Ein **Ausbau**-Abfluss, also die maximale Wassermenge, welche die Turbine(n) bei Abgabe ihrer Nennleistung verarbeiten kann. Darauf ist das Kraftwerk ausgelegt. Darüber hinausgehende Abflussmengen laufen ungenutzt über das Wehr ab.
- Die „**Verlust ab**“ Abflussmenge liegt vor, wenn die Kraftwerksnennleistung bei hohen Abflüssen nicht mehr erreicht werden kann. Steigt der Abfluss über ein Wehr an einem Fluss immer weiter an, dann beginnt bei kaum steigendem Oberwasserspiegel der Unterwasserspiegel anzusteigen. Die verwertbare Fallhöhe und damit die Kraftwerksleistung nehmen dabei ab.
- Die „**Verlust voll**“ Abflussleistung ist dann erreicht, wenn die Überschwemmung so weit angestiegen ist, dass die verbleibende Fallhöhe einen Kraftwerksbetrieb nicht mehr zulässt.
- „**LW-Anteil**“ steht für „Laufwasser-Anteil“ und gibt an, welchen durchschnittlichen Anteil in Bezug auf alle Wasserkraftwerke, die Abflusscharakteristik dieses Flussabschnitts an der

Versorgung des Rastergebiets hat. Die Kraftwerksleistung pro Zeitschritt könnte über einen Kraftwerkswirkungsgrad, die nutzbare Wassermenge und die realisierte Fallhöhe auch direkt berechnet werden. Es reicht aber auch aus, den relativen Anteil, dieser Kraftwerkscharakteristik in Bezug auf alle anderen Wasserkraftwerke des Rastergebiets zu bestimmen, wenn genauere Daten fehlen und beispielsweise nur die Jahresproduktionsmenge zu den Kraftwerken einer Region bekannt ist oder über deren Nennleistung abgeschätzt wurde.

Die LW-Anteile aller berücksichtigten Abflusscharakteristiken zusammen muss in Zelle „B5“ 100% ergeben. Die dort eingetragene Summe muss sich über alle Abflusscharakteristiken erstrecken, die berücksichtigt werden. Dies ist manuell, von Hand sicher zu stellen, wenn zusätzliche Spalten ergänzt werden.

- Die über eine geeignete Quelle, wie die angegebene, veröffentlichten Zeitreihen mit den tagesdurchschnittlichen Abflüssen sind per Copy und Paste in die gelb markierten Spalten „**Abfluss**“ einzukopieren. Die Daten sind auf Vollständigkeit und Plausibilität zu prüfen und offensichtliche Fehler oder Lücken sind plausibel zu beheben.
- Sollte ein von der Vorlage abweichender Zeitraum analysiert werden, dann ist auch die Zeitskala in Tagesschritten entsprechend anzupassen.
- In den rot beschrifteten Feldern sind Excel Formeln hinterlegt, die auf Grundlage der Einträge in den gelben Feldern, \circ den energetisch nutzbaren Abfluss und \circ dazu \circ die auf die Nennleistung bezogene Abflussleistung und \circ die auf den Mittelwert bezogene Abflussleistung liefern.
- Die Maxima, Minima und Mittelwerte dienen zur Plausibilitätskontrolle. Der Mittelwert zu der auf die Nennleistung bezogenen Leistung ist der Benutzungsgrad des modellierten Laufwasserkraftwerks.
- Alle Formeln sind insbesondere dann zu überprüfen, anzupassen und analog zu vervielfältigen, wenn weitere Zeitreihen dazu genommen werden oder ein anderer Zeitraum untersucht wird.
- In Spalte „B“ unter „LzuM“ werden alle Zeitreihen entsprechend ihrem „LW-Anteil“ zu einer Gesamtzeitreihe für die Wasserkraft im Rastergebiet zusammengefasst. Diese Summencharakteristik geht dann als Versorgungsanteil der Wasserkraft in die weiteren Analysen ein.

Durch Klick der Schaltfläche „Laufwasser Daten aufbereiten“ wird auf dem Register „Laufwasser“ aus der tagesdurchschnittlichen Zeitreihe eine Zeitreihe in Stundenschritten nach UTC gemacht. In Form von Parabelabschnitten, die nahtlos ineinander übergehen, wird dabei ein Kurvenverlauf generiert, der die Tagesmittelwerte einhält.

Auf dem Register „Laufwasser“ enthält die Spalte „LWL Tag“ eine Tagesmittelwert-Zeitreihe, die Spalte „LWL Std“ eine stündliche Zeitreihe entlang der verwendeten, abschnittsweise berechneten Parabelkurven und „LzuM“ die auf ihren Mittelwert bezogene Laufwasserleistung des Rastergebiets. Damit kann bei bekanntem Wasseranteil am Stromverbrauch des Versorgungsgebiets unmittelbar die pro Stundenzeitschritt verfügbare Laufwasserleistung bestimmt werden.

11 Laufwasserleistung sichten

Das Register „Wasserleistung“ enthält analog zu „Windleistung“ und „Solarleistung“ ein animierbares Diagramm und wird in gleicher Weise, wie das Wind- und das Solarleistungsdiagramm bedient.

12 Verbrauchslast

Das Register „Last“ enthält in der Vorlage den stündlichen Lastverlauf der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2015 aus der Datenbank: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/Pages/default.aspx>.

Sofern gebietsspezifische Lastverläufe oder Lastverläufe anderer Länder oder Regionen oder andere Zeitfenster benötigt werden, dann sind diese im gleichen Format wie in der Vorlage einzustellen.

Das Zeitfenster der Verbrauchslast muss genau mit dem Analysezeitraum für die Wind-, Solar- und Laufwasserdaten übereinstimmen!

Falls nur ein einzelnes Energiewetterjahr analysiert werden sollte, dann darf nur die zu diesem Jahr gehörige Verbrauchszeitreihe im Register „Lastverlauf“ eingestellt sein. Datenzeilen zu Zeitabschnitten, die nicht zu denen der Wind- und Solardaten passen, sind aus dem Register „Lastverlauf“ manuell zu löschen. Sollten andere oder längere Analysezeiträume vorliegen, dann sind die zugehörigen Verbrauchsdaten entsprechend zu ergänzen, bevor die Daten weiter aufbereitet werden.

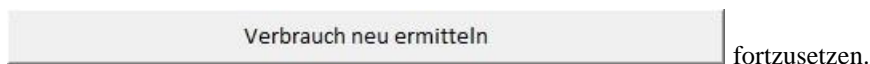
Die Spalte „PzuM“ ist mit Hilfe des Lastmittelwerts zu bestimmen. Der Lastmittelwert gibt an, wie die Verbrauchsleistung während des Zeitschritts in Bezug auf die im gesamten Analysezeitraum durchschnittlich verbrauchte Leistung ist.

Wichtig bei der Erstellung einer eigenen Zeitreihe ist es, diese auf UTC (Weltzeit) umzurechnen, damit diese mit den Zeitangaben der MERRA Daten übereinstimmt.

Bei diesen Umrechnungen kann es sein, dass Umstellungen zwischen Sommer- und Winterzeit zu beachten sind.

Die Aufbereitung dieser Daten erledigt man am besten in einem eigenständigen Programm, z.B. ebenfalls mit Excel. Es empfiehlt sich, für andere Lastzeitreihen ebenfalls eigenständige Vorlagen anzulegen, wie das beispielhaft im Abschnitt sechs für die Windenergieanlagenkennlinie beschrieben wurde.

Nach Prüfung der Lastzeitreihe auf zeitliche Übereinstimmung mit den Wind- und Solarenergiezeitreihen, ist die Datenaufbereitung auf dem Register „Verbrauch“ durch Klick auf



fortzusetzen.

13 Lastverlauf sichten

Das Register „Lastverlauf“ enthält analog zu „Windleistung“ und „Solarleistung“ ein animierbares Diagramm und wird in gleicher Weise, wie das Windleistungsdiagramm bedient.

Insbesondere bei der erstmaligen Verwendung eines neuen Datenbestandes sollte eine aufmerksame Sichtung und Plausibilitätsprüfung der Daten erfolgen. Die von „Entsoe“ bereitgestellten Daten können beispielsweise Lücken oder auch ganz offensichtlich falsche Leistungswerte zu einzelnen oder mehreren Zeitschritten aufweisen.

Besonderes Augenmerk ist darauf zu richten, dass nach einer Umrechnung von lokaler Zeit auf UTC (Weltzeit am Null-Meridian) oder bei der Umstellung zwischen Sommer- und Winterzeit die korrekten Zeitwerte lückenlos und überschneidungsfrei vorliegen.

14 Erzeugungsmix

Das Register „Erzeugungsmix“ ermöglicht es, Versorgungssituationen zu betrachten, bei denen die vorgegebene Last mit einem Mix aus Windenergieanlagen, Solarenergieanlagen und konstante Grundleistung abgebenden sonstigen regenerativen Energieanlagen gedeckt werden kann.

Grundleistung kann beispielsweise von Biogasanlagen, Geothermikanlagen, näherungsweise von Laufwasserkraftwerken, von Klär- und Deponiegaskraftwerken und anderen regenerativen und konventionellen Energieanlagen kommen.

Durch Vorgabe von Erzeugungsvermögen aus Wind (WA, Windanteil), Sonne (SA, Solaranteil) und Grundleistung (GA, Grundleistungsanteil) in Bezug auf den Durchschnittsverbrauch lassen sich die dabei im zeitlichen Ablauf auftretenden Erzeugungsleistungen, die aus realen Energiewetterdaten resultieren, dem Verbrauch gegenüberstellen.

Um eine zu 100% regenerative Bedarfsdeckung zu ermöglichen, muss das durchschnittliche Erzeugungsvermögen der drei Anteile aus Wind, Sonne und Grundleistung höher sein, als der durchschnittliche Verbrauch (= 100%), weil Ausgleichsmechanismen wie beispielsweise Speicher und Übertragungsnetze immer auch Verluste hervorrufen, die durch Erzeugungsüberschüsse abgedeckt werden müssen.

Durch Vorgabe entsprechender Erzeugungsanteile, die das Energieumwandlungsvermögen für den gesamten Analysezeitraum betreffen und Klick auf

Erzeugungsmix neu berechnen

Werden aus den Zeitreihen im Register „Wind“, „Sonne“, „Last“ und der angenommenen Grundleistung neue Zeitreihen angelegt, die auf Basis der Energiewetterdaten und der realen Verbrauchswerte die zu jeder Stunde verfügbare Windleistung (WzuVM, Windleistung im Verhältnis zum Verbrauchsmittelwert), Solarleistung (SzuVM, Solarleistung im Verhältnis zum Verbrauchsmittelwert), Grundleistung (GzuVM, Grundleistung im Verhältnis zum Verbrauchsmittelwert), Erzeugung insgesamt (WSGzuVM, Summe aus Wind, Solar und Grundleistung im Verhältnis zum Verbrauchsmittelwert) der Last (VzuVM, Verbrauchslast während der einzelnen Zeitschritte im Verhältnis zum Verbrauchsmittelwert) gegenüberstellen und als Residualleistung (WSGVzuVM, verfügbare Wind-, Solar- und Grundleistung abzüglich Verbrauchslast im Verhältnis zum Verbrauchsmittelwert) die Differenz zwischen Erzeugungsvermögen und Verbrauch ausweisen. Die Zeichenfolge „zuVM“ steht für den

Bezug des jeweiligen Wertes während des Zeitschritts „zu Verbrauchsmittelwert“ im gesamten Analysezeitraum.

Wenn „WSGVzuM“ größer Null ist, wären Überschüsse zur Verfügung gestanden, wenn „WSGVzuM“ kleiner Null ist wären regenerative Erzeugungsdefizite gegenüber der Verbrauchsanforderung aufgetreten.

In der Regel ist es so, das Erzeugungsvermögen und Verbrauch nie zusammen passen.

15 Versorgungsverlauf sichten

Das Ergebnis des angenommenen Erzeugungsmix zur regenerativen Versorgung kann im Register „Versorgungsverlauf“ betrachtet werden. Zur Bedienung und Erklärung wird aufgrund der Analogie auf das Kapitel 6 zur Windleistung verwiesen.

Man erkennt an der bewegten Grafik, dass Verbrauch und regeneratives Erzeugungsvermögen in der Regel nie übereinstimmen.

16 Erzeugungsmix Dauerlinien

Zur Veranschaulichung der Wirkung eines Mix von Erzeugungsanteilen aus Windenergie und Solarenergie dient das Register „Erzeugungsdauerlinien“. Das Diagramm ordnet Mischungen aus Erzeugungsanteilen von Wind und Sonne, die über den Analysezeitraum hinweg jeweils das gleiche Energieumwandlungsvermögen aufwiesen, der Höhe nach den stündlich anstehenden Leistungen. Der Mittelwert aller dargestellten Dauerlinien liegt bei 100%.

Je nach Windenergieanlagenkennlinie, Windverhältnissen, Solarenergieanlageneigenschaften und Strahlungsverhältnissen haben diese einen typischen Verlauf.

Sonne fällt in jeder Nacht aus. Deshalb liefert diese für etwa die halbe Zeit eines Jahr keine Leistung. Umso höher fällt die Leistung in Bezug auf die Durchschnittsleistung in der anderen Hälfte der Jahresstunden bei Tage aus.

Windstille tritt seltener ein und in der Regel erreichen Windenergieanlagen bei vorteilhafter Auslegung nicht die hohen Leistungsspitzen gegenüber der Durchschnittsleistung, wie Solarenergieanlagen.

Durch einen vorteilhaften Mix der Erzeugungsanteile nähert sich die Kennlinie über viele Stunden des Jahres der Durchschnittsleistung an, weil statistisch gesehen, starker Wind und starke Solarstrahlung selten zusammentreffen. Starker Wind ist meist mit weniger Sonne und starke Sonne meist mit weniger Wind verbunden. Das führt in der Überlagerung dazu, dass ein geeigneter Mix der Erzeugungsanteile eine höhere Anzahl von Stunden mit überdurchschnittlicher Leistungsverfügbarkeit und eine geringere Anzahl von Stunden mit unterschiedlicher Leistungsverfügbarkeit bereitstellt. Gleichzeitig reduzieren sich dabei die Stunden mit sehr hoher Überleistung. Windflauten bei Nacht wird es trotzdem geben, so dass auch bei günstigem Energiemix einige Stunden ohne regeneratives Erzeugungsvermögen verbleiben.

Wäre die Versorgungsaufgabe eine über das Jahr hinweg konstante Leistung in Höhe der Durchschnittsleistung bereit zu stellen, dann würde der Energiemix, mit den wenigsten unterdurchschnittlichen Zeitanteilen die günstigsten Versorgungsbedingungen mit dem kleinsten Ausgleichsbedarf bereitstellen. Die Defizitfläche unter der Durchschnittslinie liefert genau den Energiebetrag, der aufzubringen wäre, um das Defizit auszugleichen.

Unter der Annahme eines konstanten Verbrauchs liefern die Erzeugungsdauerlinien einen klaren Hinweis für den besten Erzeugungsmix mit dem geringsten Ausgleichsbedarf.

17 Produktionsvermögen, Grundleistungsanteil, Speicherwirkungsgrad und Speicherladeleistung

Geht man nicht von einer Versorgungsaufgabe mit konstantem Verbrauch, sondern von realen Verbräuchen aus, dann geht es darum, die Residualleistungskennlinie aus Erzeugungsvermögen minus Verbrauch so zu optimieren, dass die Energie, die zum Ausgleich von Defizitphasen erforderlich ist, minimiert wird.

Ähnlich wie bei den Erzeugungsdauerlinien könnte dazu vom stündlichen Erzeugungsvermögen, das sich aus einem angenommenen, systematisch durchvariierten Erzeugungsmix ergibt, der Verbrauch subtrahiert werden. Die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch muss zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe für jeden Zeitschritt zu Null werden. Die Abweichungen von dieser Differenz zeigen an, welche Ausgleichsmaßnahmen erforderlich sind.

Überschüsse müssen dabei entweder durch Erzeugungsmanagement verhindert oder durch zusätzlichen Verbrauch abgenommen werden, Defizite müssen entweder durch Lastabwurf verhindert, durch Lastmanagement vermieden oder durch Leistung, die nach Bedarf abgerufen werden kann, ausgeglichen werden.

Ideal für diese Ausgleichsaufgaben eignen sich Speicher, die in der Lage sind, auftretende Überschüsse aufzunehmen und anfallende Defizite auszugleichen.

Diese Suche nach dem vorteilhaftesten Erzeugungsmix mit dem geringsten Ausgleichsbedarf lässt sich durch ein programmgesteuertes Iterationsverfahren automatisieren und auf technisch real umsetzbare Bedingungen anwenden. Dies geschieht auf dem Register „Residualleistungsdauerlinien“.

Vorgeben lässt sich ein Produktionsvermögen (= Erzeugungsvermögen), das angibt, wieviel regenerative Energie in Bezug auf den Verbrauch unter den realen Energiewetterverhältnissen umgewandelt werden kann. Je höher der Speicherwirkungsgrad, desto niedriger kann das Produktionsvermögen gewählt werden. Zum Einstieg kann dieser Wert rein empirisch so gewählt werden, dass Produktionsvermögen und Speicherwirkungsgrad in Summe etwa 200% ergeben.

Der Laufwasseranteil legt fest, welcher Anteil am Verbrauch mit der Leistungscharakteristik der Laufwasserzeitreihe gedeckt werden kann. Dieser ist nach Möglichkeit den realen Verhältnissen des analysierten Rastergebiets anzupassen. Wasserkraft kann in der Regel nicht so einfach nach Bedarf, wie Wind oder Solarenergieanlagen zugebaut werden. Der Ausbau der großen Potentiale erfolgte häufig bereits in der Anfangsphase der Elektrifizierung.

Der Grundleistungsanteil legt fest, welcher Anteil am Verbrauch mit einer konstant anstehenden Leistung abgedeckt wird. Biogasanlagen sind vergleichsweise arbeits- und kostenintensiv und erfordern erheblichen Landflächeneinsatz. Sie tragen andererseits zu einer Reduzierung der Ausgleichserfordernisse bei. Insgesamt erscheinen Ansätze je nach Region und Verfügbarkeit von weiteren Grundleistungskraftwerken zwischen 5% und 25% als erreichbar.

Mit dem Speicherwirkungsgrad wird festgelegt, wieviel elektrische Energie aus dem Speicher von der elektrischen Energie zurückgeholt werden kann, mit der vorher der Speicher aufgeladen wurde. Pumpspeicher erreichen Wirkungsgrade von 70% bis 80%. Druckluftspeicher dürften zwischen 40% und 50% erreichen. Sollte es gelingen adiabatische Systeme zu realisieren, könnten Wirkungsgrade über 60% erreicht werden. Bei Wasserstoffspeichersystemen werden in Zukunft Wirkungsgrade von 40% bis 45 % erwartet. Systeme mit Methan als Speichermedium könnten zukünftig 30% bis 35% erreichen.

Die Speicherladeleistung gibt an, welche maximale Leistung zur Aufladung der Speichersysteme mit Überschussleistung vorgehalten wird. Diesen Wert übersteigende Überschussleistungen müssten durch Erzeugungsmanagement abgeregelt werden. Die Vorhaltung von Ladeleistung erfordert Investitionen und sollte geeignet auf die Versorgungssituation abgestimmt sein. Bei günstigem Energiemix und hohen Speicherwirkungsgraden (z.B. beim Einsatz von Pumpspeichern), kann sich die Ladeleistung an der maximalen Verbrauchsleistung orientieren und mit 130% bis 140% angesetzt werden. Das käme dem Einsatz von Pump- und Turbinensystemen entgegen, die bei Aufladung und Entladung mit den gleichen Rohrdurchmessern und Rohrstrecken sowie Motorgeneratoren betrieben werden könnten. Bei ungünstigerem Energiemix, z.B. hoher Solaranteil oder Windenergieanlagen mit geringem Benutzungsgrad, wären höhere Ladeleistungen erforderlich, wenn nicht erhebliches Erzeugungsvermögen durch Erzeugungsmanagement abgeregelt werden soll.

Eine reine Solarenergieversorgung kann durchaus Speicherladeleistungen von 400% des Durchschnittsverbrauchs und darüber erfordern, um nicht erhebliche umwandelbare Energiemengen abregeln zu müssen.

Die Entnahmeleistung von Speichersystemen wäre so zu bemessen, dass damit die größten zu erwartenden Leistungsdefizite gedeckt werden können. Andernfalls könnte ggf. durch Lastmanagement-Maßnahmen die vorzuhaltende Entnahmeleistung reduziert werden. Die Speicherentnahmeleistung ist jedoch nicht Gegenstand des vorliegenden Untersuchungstools. Vielmehr wird davon ausgegangen, dass die verfügbare Entnahmeleistung für alle auftretenden Defizite ausreicht.

18 Residualeistungs-Dauerlinien

Nachdem die gelb unterlegten Eckwerte auf dem Register „Residualeistungsdauerlinien“ angegeben wurden, kann durch Klick auf

der iterative Prozess zur Suche eines Speicherentnahmen minimierenden Mix aus Wind- und Solarenergieanlagen aufgerufen werden.

Zunächst werden die Verhältnisse für eine reine Versorgung neben der Laufwasser- und der Grundleistung, mit Windenergie und mit Solarenergie bestimmt. Anschließend folgt die Iterative Ermittlung des optimalen Mix. Wenn das Ergebnis gefunden wurde, werden zudem die Verhältnisse bei einem um 10% höheren und bei einem um 10% niedrigeren Windenergieanteil angezeigt.

Die nach Abschluss der Iteration ausgewiesenen Ergebnisse zeigen, ob die eingangs gewählten Parameter zu geeigneten Ergebnissen führen.

Der Windanteil gibt das Produktionsvermögen von Elektrizität mit Windenergieanlagen in Bezug auf den Gesamtverbrauch während des Analysezeitraums an.

Der Solarenergieanteil betrifft analog das Produktionsvermögen von Elektrizität mit Solarenergieanlagen. Die Summe der Anteile aus Wind, Sonne, Laufwasser und Grundleistung ergeben immer das vorgegebene Gesamtproduktionsvermögen.

Unter dem Speicherdurchsatz ist der Energieeinsatz in Bezug zum Gesamtverbrauch zu verstehen, mit dem die Speicher aufgeladen werden mussten, um alle Entnahmen zum Defizitausgleich bereitstellen zu können. Die Speicherentnahmen geben an, wieviel Energie im Vergleich zum Gesamtverbrauch während des Analysezeitraums dem Speicher entnommen werden musste.

Die Versorgungsreserve gibt an, wieviel Energie unterhalb der maximal verfügbaren Speicheraufladeleistung noch zusätzlich zur Speicheraufladung hätte genutzt werden können, wenn die Speicher nicht voll gewesen wären.

Die nicht nutzbare Überproduktion gibt an, welcher Anteil durch Lastmanagement abgeregelt werden musste, weil die Speicheraufladeleistung zu niedrig oder die Speicher voll waren.

Als Versorgungsreserve könnten 10% und mehr ein geeigneter und anzustrebender Wert sein. Das Angebot von Windenergie kann regional von Jahr zu Jahr um mehr als +/- 20% um das langjährige Mittel schwanken. Das Angebot der Solarenergie ebenfalls um mehr als +/- 10%. Ebenso verhält es sich mit dem Produktionsvermögen aus Laufwasserkraftwerken. Auch der Verbrauch kann in dieser Größenordnung schwanken. Je besser eine Region sich großräumig leistungsstark vernetzt, desto geringer ist die Gefahr, durch extreme Energiewetter- oder Verbrauchsphasen in eine problematische Versorgungssituation zu geraten. Je größer der Analysezeitraum (möglichst viele Jahrzehnte), desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass auch tatsächlich auftretende und zu erwartende Extremsituationen berücksichtigt wurden.

Ob es sich bei einem einjährigen Untersuchungszeitraum um eine günstige oder ungünstige Versorgungsphase in Bezug auf Energiewetter und Verbrauchsanforderungen handelt, kann nicht gesagt werden. Letztendlich können hier nur Langzeitanalysen zu einer besseren Beurteilung führen.

19 Speicherleerung

Auf dem Register „Speicherleerung“ wird zu dem optimierten Energiemix vom Register

„Residualleistungsdauerlinien“ mit den geringsten Speicherentnahmen noch ein weiterer Energiemix bestimmt, der die geringste Speicherleerung hervorruft und damit die kleinste Speicherkapazität erfordern würde.

Im Gegensatz zu dem Energiemix mit den geringsten Speicherentnahmen über den gesamten Analysezeitraum, optimiert der kapazitätsminimierende Mix die Versorgung so, dass das größte im Gesamtzeitraum auftretende Einzeldefizit minimal ausfällt. Dieses größte Einzeldefizit definiert die größte Speicherentladung, die erforderlich ist, um immer den Verbrauch nach Bedarf decken zu können. In Deutschland und in den Ländern Europas treten die größten Einzeldefizite in mehrjährigen Abständen bei langen Flautephasen im Winter auf. In der Regel ist der Sommer unproblematischer in Bezug auf längere Defizitphasen. Bei einjährigen Analysen wäre es eher ein Zufall, wenn dabei der auf Dauer kapazitätsminimierende Mix tatsächlich gefunden würde.

Als weitere Option kann auf diesem Register eine Speichervorleerung vorgegeben werden. Indem beispielsweise die Berechnung mit einer Speichervorleerung von -100 Tagen gestartet wird, kann man sehen, welcher Erzeugungsmix den Speicher am schnellsten auflädt und welche Zu- bzw. Abnahmen der Speicherinhalt erfahren würde.

Durch Klick auf „Datenübernahme“ wird der Iterationsprozess gestartet.

Die hier vorgenommene Speichermodellierung geht davon aus, dass der Speicher maximal voll werden könnte, dass er aber beliebig geleert werden könnte.

Wenn der Speicher nachhaltig immer weiter geleert würde bedeutet das ein unzureichendes Versorgungssystem, das eine höhere regenerative Erzeugungsleistung oder andere Maßnahmen erfordert um einen auf Dauer zuverlässigen und nachhaltigen Zustand zu erreichen.

Wenn der Speicher im saisonalen und langjährigen Betrieb erhebliche Entnahmen aufweist, die immer wieder aufgeladen werden, dann könnte ein ungünstiger Energiemix vorliegen, der entsprechend hohe saisonale Speicherkapazität erfordert.

Wenn der Speicher meistens voll ist, eine hohe Versorgungsreserve aufweist und kaum größere Entnahmen zeitigt, dann kann ein günstiger Energiemix mit einem möglicherweise überhöhten Produktionsvermögen vorliegen, das regional nicht benötigt wird aber beispielsweise zum Export angeboten werden kann.

20 Speicherverlauf sichten

Das Register Speicherverlauf ermöglicht die Sichtung der auf dem Register „Speicherleerung“ ermittelten Zeitreihen mit den Erzeugungsleistungen bei gleichzeitiger Anzeige der Speicherleerung in einem Diagramm.

Die Residualleistungen der vier gezeigten Szenarien sind bezüglich der linken Y-Achse aufgetragen. Die Speicherleerung ist in Tagesladungen auf der rechten Y-Achse aufgetragen.

Die dicken Linien zeigen die Ladezustände der Speicher zum bedarfsgerechten Ausgleich der jeweiligen Versorgungsleistungen.

Versorgungssituationen mit Residualleistung unter null erfordern Speicherentnahmen.

Residualleistungen über null führen dann zu einer Speicheraufladung, wenn diese nicht bereits voll sind. Ansonsten müssen überschüssige Leistungen durch Erzeugungsmanagement abgeregelt werden.

Die Speicherleerungsskala kann manuell beispielsweise auf 80, 40 oder 20 Tagesladungen reduziert werden, wenn diese eine höhere Auslösung zeigen soll.

Die Bedienung des animierbaren Diagramms ist analog wie zum Register „Windleistung“ beschrieben.

21 Versorgungsreserve-Vorgabe

Um unterschiedliche Versorgungsstrukturen untereinander vergleichbar zu machen, ist ein Kriterium erforderlich, das diese Vergleichbarkeit zum Ausdruck bringt.

Die Versorgungsreserve sagt aus, welcher Anteil am Verbrauch aufgrund der Einspeisecharakteristik der verwendeten Energiesysteme und der Leistungsparameter der verwendeten Ausgleichssysteme zusätzlich genutzt werden könnte um unerwartete Defizite durch Systemausfälle, Mehrverbrauch oder Extremwetterlagen zu decken.

Die Funktionalität dieses Worksheets erlaubt es, neben weiteren Systemparametern, eine Versorgungsreserve vorzugeben. Anschließend wird das Produktionsvermögen (=Erzeugungsvermögen) der fluktuierenden Versorgungsanteile aus Wind und Sonne in Abhängigkeit der Mix-Zusammensetzung so angepasst, dass sich die geforderte Versorgungsreserve einstellt.

Je höher sich dabei das Gesamtproduktionsvermögen aus Wind, Sonne, Laufwasser und Grundleistung ergibt, desto höher kann der Kostenaufwand zur Errichtung dieser Systeme erwartet werden.

Noch nicht erkennbar sind bei diesem Einstieg in eine vertiefte Systemanalyse der Einfluss auf die erforderlichen Speicherkapazitäten und die Auswirkungen der Speicherladeleistung auf das Gesamtsystem. In nachfolgenden Versionen der Versorgungsanalyse werden auch diese Parameter in die Systemoptimierungsstrategie mit einbezogen

Nürnberg / Wunsiedel am 28.03.2016,

Prof. Dr.-Ing. Matthias Popp