



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Thomas Helm

Konzeptionelle Entwicklung eines Modells zur Darstellung
eines Smart Grids für Labor- und Lehrveranstaltungen

Thomas Helm

**Konzeptionelle Entwicklung eines Modells zur
Darstellung eines Smart Grids für Labor- und
Lehrveranstaltungen**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüferin: Prof. Dr.-Ing. Birgit Koeppen

Zweitprüfer: Prof. Dr. Thomas Veerer

Abgabedatum: 12. Januar 2018

Zusammenfassung

Thomas Helm

Thema der Masterarbeit

Konzeptionelle Entwicklung eines Modells zur Darstellung eines Smart Grids für Labor- und Lehrveranstaltungen

Stichworte

Intelligente Netze, Erneuerbare Energie, Energieverteilung, Energiespeicherung, Konzept, Modell, Information, Kommunikation, Lastmanagement

Kurzzusammenfassung

In dieser Arbeit wird das Konzept für ein Smart Grid Modell entwickelt. Hierbei stehen die elektrischen Eigenschaften im Fokus. Das Modell soll einen modularen Aufbau aus fünf Teilsystemen, welche die Netznutzer repräsentieren, erhalten. Für jedes Teilsystem wird ein konzeptioneller Entwurf erarbeitet und detailliert erläutert. Abschließend wird die Kopplung der Teilsysteme zum Smart Grid beschrieben.

Thomas Helm

Master Thesis title

Conceptual development of a model for the presentation of a Smart Grid for laboratory and teaching events

Keywords

smart grids, renewable energy, energy distribution, energy storage, concept, model, information, communication, demand side integration

Abstract

In this thesis, the concept for a smart grid model is developed. Within this thesis the electrical properties are in focus. The model shall have a modular structure consisting of five subsystems, which represent the network users. For each subsystem a conceptual design will be developed and explained in detail. Subsequently, the coupling of the subsystems for smart grid will be described.

„Die Energiesystemtechnik, die sich mit der Optimierung des Zusammenspiels von Erzeugern und Verbrauchern, deren Steuerung und Regelung sowie dem Management von Energieverteilung und -speicherung befasst, gehört zu den wichtigsten Arbeitsfeldern der Energiewende.“

Prof. Dr. Bruno Burger, Fraunhofer ISE Jahresbericht 2016/2017

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	XII
Tabellenverzeichnis	XIII
Formelzeichen, Symbole und Indizes	XV
Formelzeichen, Symbole	XV
griechische Formelzeichen, Symbole	XV
Indizes und Abkürzungen	XVI
1 Einleitung	1
1.1 Ziel der Arbeit	1
1.2 Vorgehensweise	2
2 Theoretische Grundlagen	3
2.1 Modellbildung	3
2.2 Elektrische Maschinen	5
2.2.1 Transformator	5
2.2.2 Gleichstrommotor	6
2.2.3 Synchronmaschine	7
2.3 Elektrisches Netz und weitere Komponenten	9
2.3.1 Elektrische Energieversorgungssysteme	9
2.3.2 Schutzeinrichtungen	10
2.3.3 Leistungselektronik	11
2.3.4 Kompensation	12
3 Anforderungen und Randbedingungen für das Smart Grid Modell	13
3.1 Allgemeine Randbedingungen	14
3.2 Sicherheitsrelevante Anforderungen	15
3.3 Elektrische Randbedingungen	16
3.4 Bauliche Randbedingungen	17
3.5 Visuelle Anforderungen	18
4 Modul Windenergieanlage	21
4.1 Erzeugung elektrischer Energie aus der Strömung der Luft	21
4.2 Allgemeiner Aufbau einer Windenergieanlage	24
4.3 Identifizierung relevanter Komponenten	27
4.4 Konzeptioneller Entwurf des Moduls Windenergieanlage	29
5 Modul Photovoltaikanlage	43
5.1 Erzeugung elektrischer Energie aus solarer Strahlung	43
5.2 Allgemeiner Aufbau einer Photovoltaikanlage	45
5.3 Identifizierung relevanter Komponenten	51
5.4 Konzeptioneller Entwurf des Moduls Photovoltaikanlage	53
5.4.1 Analyse der vorhandenen Photovoltaik-Modellanlage	53
5.4.2 Erweitertes Konzept eines Photovoltaik-Moduls	56

5.4.3	Ausgleich des Leistungsdefizits beim Photovoltaik-Modul	61
6	Modul konventionelles Kraftwerk	67
6.1	Erzeugung elektrischer Energie aus fossilen Brennstoffen	67
6.2	Allgemeiner Aufbau einer Dampfkraftanlage	69
6.3	Identifizierung relevanter Komponenten	70
6.4	Konzeptioneller Entwurf des Moduls konventionelles Kraftwerk	71
7	Modul Energiespeicher	81
7.1	Speicherung elektrischer Energie	81
7.2	Allgemeiner Aufbau eines Energiespeichers	82
7.3	Aufbau und Funktionsweise eines Pumpspeicherwerks	84
7.4	Identifizierung relevanter Komponenten	87
7.5	Konzeptioneller Entwurf des Moduls Energiespeicher	88
7.5.1	Berechnung des Pumpspeicherwerkes	88
7.5.2	Alternative Schwerkraftspeicher	91
7.5.3	Aufbau des Moduls Energiespeicher	92
8	Modul Verbraucher	101
8.1	Umsetzung elektrischer Energie durch Verbraucher	101
8.2	Allgemeiner Aufbau eines Verbrauchers	102
8.3	Identifizierung relevanter Komponenten	102
8.4	Konzeptioneller Entwurf des Moduls Verbraucher	103
9	Smart Grid Modell	107
9.1	Theoretische Grundlagen	107
9.1.1	Definition	107
9.1.2	Ziele	107
9.1.3	Komponenten und Funktionsweise	107
9.1.4	Netzbetreiber/-administrator	108
9.2	Kopplung der Module zum Smart Grid Modell	109
9.2.1	Modulträger	109
9.2.2	Übersichtsschaltplan	111
9.2.3	Kommunikation und Informationsaustausch	111
9.2.4	Netzbetrieb	113
10	Zusammenfassung	115
	Literaturverzeichnis	117
	Anhang	XIX
A	Windenergieanlage Enercon E70	XX
B	Elektrotechnische Grundlagen	XXII
B.1	Wechselstromtechnik	XXII
B.2	Drehstromtechnik	XXIV
	Inhaltsverzeichnis Daten-CD	XXVII
	Eidesstattliche Erklärung	XXIX

Abbildungsverzeichnis

2.1	Steuerkennlinien eines fremderregten Gleichstrommotors	7
2.2	Übertragungs- und Verteilnetze des elektrischen Energieversorgungssystems . .	10
3.1	Symmetrische Belastung durch Verbraucher im Drehstromsystem	16
3.2	Richtung des Wirkungsweges	19
4.1	Kennfeld des Leistungsbeiwertes einer Windenergieanlage	22
4.2	Energiefluss in einer Windenergieanlage	23
4.3	Mechanisch-elektrische Energiewandlersysteme von Windenergieanlagen	25
4.4	Prinzipieller Aufbau einer Windenergieanlage mit horizontaler Achse	26
4.5	WEA, getriebelos mit fremderregtem Synchrongenerator und Vollumrichter . .	27
4.6	Interne Verkabelung eines großen Windparks	29
4.7	Legende für die schematischen Darstellungen der Module	29
4.8	Modul Windenergieanlage, schematische Darstellung des Konzepts	30
4.9	Steuerkennlinien des fremderregten Gleichstrommotors	32
4.10	Antriebskonzept Modul Windenergieanlage	33
4.11	Informationsaustausch zwischen Steuerung „Wind“ und Betriebsführung	36
4.12	Oberschwingungsbehafteter Strom	38
5.1	Energiefluss in einer photovoltaischen Anlage	45
5.2	Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle	46
5.3	Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle	46
5.4	Prinzipieller Aufbau eines Solarmoduls	47
5.5	Veränderungen der Strom-Spannungs-Kennlinie eines Solarmoduls	48
5.6	Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage	49
5.7	Generatoranschlusskasten und Photovoltaik-Wechselrichter	50
5.8	Prinzipieller Aufbau eines netzgekoppelten Solarparks	52
5.9	Aufbau vorhandene PV-Modellanlage	53
5.10	Kennlinie vorhandene PV-Modellanlage	55
5.11	Messung der Leistung in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel	56
5.12	Modul Photovoltaikanlage, schematische Darstellung des erweiterten Konzepts	57
5.13	Temperaturabhängigkeit der Kennlinie eines PV-Generators	58
5.14	Modul Photovoltaikanlage ergänzt um einen Batteriespeicher	61
6.1	Blockschaltbild Dampfkraftanlage und Clausius-Rankine-Prozess	69
6.2	Teilschnitt durch einen Kraftwerksgenerator	70
6.3	Modul konventionelles Kraftwerk, schematische Darstellung des Konzepts . . .	72
6.4	Antriebskonzept Modul konventionelles Kraftwerk	73
6.5	Kennlinien von Gleichstrommotor und Synchrongenerator ; qualitativ	75
6.6	Blindleistungsregelung Modul konventionelles Kraftwerk	77
7.1	Allgemeine Struktur eines Energiespeichers	82
7.2	Klassifizierung von Energiespeicherkonzepten	84
7.3	Funktionsweise eines Pumpspeicherwerkes	85
7.4	Darstellung einer Maschinenkaverne am Beispiel PSW Markersbach	86

7.5	Energiefluss in einem Pumpspeicherwerk	87
7.6	Synchronmaschine als Wasserkraftgenerator (Pumpspeicherwerk Wehr)	88
7.7	Modul Energiespeicher, schematische Darstellung des Konzepts	93
8.1	Schaltplan eines einfachen Stromkreises	102
8.2	Aufbau elektrischer Verbraucher	102
8.3	Modul Verbraucher, Stromlaufplan einfachstes Konzept	104
8.4	Modul Verbraucher, Stromlaufplan erweitertes Konzept	104
8.5	Modul Verbraucher, Übersichtsschaltplan des erweiterten Konzepts	105
9.1	Komponenten und prinzipielle Funktionsweise eines Smart Grids	108
9.2	Prinzipieller Aufbau des Modulträgers	110
9.3	Aufbau und Vernetzung Smart Grid Modell	111
9.4	Kommunikations- und Informationsaustausch im Smart Grid Modell	112
A.1	Datenblatt Windenergieanlage Enercon E70 (Teil 1)	XX
A.2	Datenblatt Windenergieanlage Enercon E70 (Teil 2)	XXI
B.1	Zeitdiagramm einer sinusförmigen Wechselspannung	XXII
B.2	Zweipol (Wechselstrom): Zeigerbild (links), Leistungsdreieck (rechts)	XXIII
B.3	Dreiphasen-Wechselspannungssystem: Erzeugung, Verlauf und Spannungen	XXV
B.4	Spannungen und Ströme bei Stern- und Dreieckschaltung	XXVI

Tabellenverzeichnis

2.1	Schaltgruppenkennzeichnung	6
3.1	Übersicht allgemeine Randbedingungen	14
3.2	Übersicht sicherheitsrelevante Anforderungen	15
3.3	Übersicht Elektrische Randbedingungen	17
3.4	Übersicht Bauliche Randbedingungen	18
3.5	Übersicht visuelle Anforderungen	19
4.1	Übersicht Komponenten Modul Windenergieanlage	40
5.1	Übersicht Komponenten vorhandene Photovoltaik-Modellanlage	54
5.2	Übersicht Komponenten Modul Photovoltaikanlage	63
6.1	Synchrondrehzahlen bei gegebener Frequenz	74
6.2	Schaltkriterien für die Synchronisation mit einem bestehenden Netz	77
6.3	Übersicht Komponenten Modul konventionelles Kraftwerk	78
7.1	Ermittelte Daten für ein Pumpspeicherwerk im Modellmaßstab	91
7.2	Parameterwerte für einen Schwerkraftspeicher im Modellmaßstab	92
7.3	Übersicht Komponenten Modul Energiespeicher	98
8.1	Übersicht Komponenten Modul Verbraucher	106
9.1	Übersicht Komponenten Smart Grid	114
B.1	Übersicht Wirk-, Blind- und Scheinleistung unterschiedlicher Verbrauchern	XXIV

Formelzeichen, Symbole und Indizes

Formelzeichen, Symbole

A	Fläche	$[m^2]$
C	Kapazität, elektrisch	$[F]$
C	Kapazität einer galvanischen Zelle (z. B. Akkumulator)	$[Ah]$
$E, (W)$	Energie(-menge) bzw. Arbeit / Arbeitsvermögen	$[Ws \sim kWh]$
f	Frequenz	$[Hz]$
g	Gravitationskonstante ($g \approx 9,81 \text{ m/s}^2$)	$[m/s^2]$
h	Höhe, Fallhöhe	$[m]$
h	geodätische Höhe, Höhenlage zu Bezugspunkt	$[m \text{ HN}]$
H	Höhe, Pegelstand Wasser	$[m]$
I	elektrische Stromstärke	$[A]$
L	Induktivität	$[H]$
L	Außenleiterbezeichnung bei Wechsel- und Drehstromsystemen	$[-]$
m	Masse	$[g \sim kg]$
M	Drehmoment	$[Nm]$
n	Drehzahl	$[min^{-1}]$
p	Polpaarzahl	$[-]$
P	Leistung, Wirkleistung	$[W \sim MW]$
Q	Blindleistung	$[var]$
R	Widerstand	$[\Omega]$
S	Scheinleistung	$[VA]$
S	Signal (innerhalb eines Informationsaustauschs)	$[-]$
t	Zeit	$[s]$
T	Periodendauer	$[s]$
U	elektrische Spannung	$[V]$
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis Transformator	$[-]$
v	Strömungsgeschwindigkeit, Geschwindigkeit	$[m/s]$
V	Volumen	$[m^3]$
\dot{V}	Volumenstrom	$[m^3/s]$
w	Energiedichte	$[Ws/m^3]$

griechische Formelzeichen, Symbole

β	Azimutwinkel (Wind, WEA)	$[^\circ]$
β	Lastwinkel (Synchronmaschine)	$[^\circ]$
Δ	Differenz	$[-]$
φ	Phasenverschiebung	$[^\circ]$
η	Wirkungsgrad	$[-]$
λ	Leistungsfaktor	$[-]$
ϑ	Blatteinstellwinkel	$[^\circ]$

ρ	Massendichte	$[kg/m^3]$
ω	Kreisfrequenz ($\omega = 2\pi f = 2\pi n$)	$[s^{-1}]$

Indizes und Abkürzungen

0	Leerlauf
<i>ab</i>	abgeführt, abgegeben (Export)
<i>AC</i>	Wechselspannung bzw. -strom ; (AC = engl. a lternating c urrent)
<i>DC</i>	Gleichspannung bzw. -strom ; (DC = engl. d irect c urrent)
<i>DSM</i>	Demand-Side-Management, Lastmanagement
<i>eff</i>	effektiv, Effektivwert
<i>eigen</i>	Eigenbedarf
<i>elektr</i>	elektrisch
<i>ESP</i>	Energiespeicher
<i>ges</i>	gesamt
<i>GM</i>	Gleichstrommaschine/-motor
<i>konv</i>	konventionell
<i>K</i>	Kippunkt ; bei Drehstrommaschinen Kippmoment M_K bei Lastwinkel $\beta = \pm 90^\circ$
<i>K</i>	Kurzschluss
<i>KW</i>	Kraftwerk
<i>L</i>	Leerlauf
<i>L</i>	Last
<i>Leck</i>	Leckverluste
<i>max</i>	maximal, Maximum
<i>mech</i>	mechanisch
<i>min</i>	minimal, Minimum
<i>mittel</i>	mittel, Mittelwert
<i>MPP</i>	Maximum Power Point
<i>N</i>	Nennwert bzw. Nennpunkt, z. B. Nenndrehzahl, Nennleistung
<i>nenn</i>	Nennwert bzw. Nennpunkt, z. B. Nenndrehzahl, Nennleistung
<i>Netz</i>	elektrisches Strom- bzw. Verbundnetz
<i>Nutz</i>	nutzbar, z. B. Nutzinhalt oder Nutzhöhe
<i>OW</i>	Oberwasser bzw. oberes Speicherbecken
<i>P</i>	Pumpe, Pumpbetrieb
<i>PSW</i>	Pumpspeicherwerk (globale, auf gesamte Anlage bezogen)
<i>Pump</i>	Pumpe, Pumpbetrieb
<i>PV</i>	Photovoltaik
<i>PVA</i>	Photovoltaikanlage
<i>R</i>	Index Modul Verbraucher
<i>Rest</i>	Rest, z. B. nicht nutzbare Restenergie
<i>SG</i>	(Drehstrom-)Synchrongenerator
<i>SM</i>	(Drehstrom-)Synchronmaschine
<i>STC</i>	engl. Standard Test Conditions (Standard Test Bedingungen)
<i>T</i>	Turbine, Turbinenbetrieb
<i>theor</i>	theoretisch (optimal bzw. physikalisch optimale Umwandlung, ohne Verluste)
<i>therm</i>	thermisch
<i>Trafo</i>	Transformator
<i>Turb</i>	Turbine, Turbinenbetrieb
<i>u</i>	Umfang, z. B. Umfangsgeschwindigkeit

<i>UW</i>	Unterwasser bzw. unteres Speicherbecken
<i>V</i>	Verluste
<i>Wa</i>	Wasser
<i>WEA</i>	Windenergieanlage
<i>zu</i>	zugeführt, aufgenommen (Import)

1 Einleitung

Um die, von der deutschen Bundesregierung, gesetzten energiepolitischen Ziele

- Reduzierung des CO_2 -Ausstoßes
- Ausstieg aus der Kernenergienutzung
- Reduzierung der Abhängigkeiten von importierten Energierohstoffen
- Liberalisierung der Energieversorgung

umzusetzen, ist es notwendig, die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen stetig auszubauen. Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird den regenerativen Kraftwerken die Einspeisung ihrer gesamten produzierten Energie garantiert. Bedingt durch die zeitlich und leistungsmäßig schwankende Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie, kommt es zu schwankenden Einspeisungen in das Stromnetz. [Scheffler, 2016, S. 1], [Sternner u. Stadler, 2016, S. 635]

Da das Netz keine Energie speichern kann, muss zu jeder Zeit eine ausgeglichene Bilanz zwischen eingespeister und entnommener Leistung vorliegen. Derzeit geschieht dies dadurch, dass die Erzeugung elektrischer Energie in den zentralen und dezentralen Kraftwerken an den Strombedarf angepasst wird. Überschüssige Energie wird für das Aufladen von Speichern aus dem Netz entnommen. Eine Anpassung der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen an den Lastgang der Verbraucher ist allerdings nur begrenzt möglich. Durch eine geeignete Informations- und Kommunikationsstruktur soll erreicht werden, dass die Last der aktuellen Leistungsbereitstellung zum Teil angepasst werden kann. Eine solche Steuerung der Verbraucherleistung wird bezeichnet als Demand-Side-Management. Mittels dieses Lastmanagements können Prozesse von steuerbaren Verbrauchern zeitlich verschoben (Lastverschiebungsprozess) oder reduziert (Lastreduktionsprozess) werden. Auf diese Weise ist es möglich einen Ausgleich herbeizuführen. [dena, 2010, S.405-427], [Sternner u. Stadler, 2016, S. 61 ff ; Kap. 11]

Die kommunikative Verknüpfung der beteiligten Systeme im Netzverbund wird in Zukunft immer mehr an Bedeutung gewinnen. Synonyme für diese Zukunftstechnologie ist das „Internet der Energie“ und „Smart Grids“. Mit Hilfe eines Smart Grids soll die Versorgungssicherheit bei stetig wachsendem Anteil an erneuerbaren Energien im Versorgungsnetz beibehalten bzw. weiterhin gewährleistet werden.

Um die Komplexität dieses Systems aus kommunikativ verbundenen Netznutzern besser zu verstehen und zu veranschaulichen, eignet sich der Aufbau eines Smart Grid Modells.

1.1 Ziel der Arbeit

Im Rahmen der vorliegenden Masterarbeit soll das Konzept eines Smart Grid Modells entwickelt werden. Der Fokus bei der Entwicklung des Konzepts liegt auf den elektrischen Eigenschaften

des Smart Grids und der beteiligten Teilsysteme. Für den modularen Aufbau des Modells sind die fünf Teilsysteme

1. Windenergieanlage
2. Photovoltaikanlage
3. konventionelles Kraftwerk (z. B. Kohle, Erdgas)
4. Energiespeicher (z. B. Pumpspeicher, Akkumulatoren)
5. Verbraucher

zu berücksichtigen, welche die Netznutzer repräsentieren. Sie bilden im Verbund mit dem Netzbetreiber unter Einsatz geeigneter IKT-Systeme das Smart Grid Modell.

Das Konzept bildet die Grundlage für eine zukünftige praktische Umsetzung des Smart Grid Modells, welches in Labor- und Lehrveranstaltungen des Instituts für Antriebs- und Regelungstechnik zum Einsatz kommen soll. Die Nutzung des Modells soll den Studierenden helfen, ein besseres Verständnis für die Zusammenhänge und Problematiken innerhalb eines kommunikativ vernetzten Energieversorgungssystems zu erlangen.

1.2 Vorgehensweise

Zu Beginn werden die Randbedingungen und Anforderungen für das zukünftig zu erstellende Modell definiert. Den Hauptteil der Arbeit bilden die konzeptionellen Entwicklungen der einzelnen Module des Smart Grid Modells. Hierfür erfolgt eine Analyse geeigneter realer Systeme bezüglich ihres Aufbaus und ihrer Funktionsweise. Im zweiten Schritt werden für das Modell relevante Bauteile und -gruppen identifiziert. Es folgt eine schematische Umsetzung für den Modellaufbau mit detaillierten Erläuterungen zu den einzelnen Komponenten, deren Funktionsweise und Zusammenspiel. Es sollen hierbei konkrete Angaben bezüglich der erforderlichen Nennleistung, Bauform, Gewichte und Abmessungen gemacht werden. Die Möglichkeiten einer Realisierung im Rahmen der festgelegten Randbedingungen und Anforderungen ist dabei stets im Blick zu behalten. Abschließend wird eine Vernetzung bzw. Kopplung aller fünf Module hin zu einem Smart Grid erarbeitet.

2 Theoretische Grundlagen

In diesem Kapitel wird theoretisches Wissen bereitgestellt, welches für ein grundlegendes Verständnis, insbesondere der elektrotechnischen Aspekte, dieser Arbeit notwendig ist. Die theoretischen Grundlagen der einzelnen Module werden im jeweiligen Kapitel erörtert.

Es soll an dieser Stelle damit begonnen werden, einige begriffliche Festlegungen zu treffen. In dieser Arbeit ist mit dem Begriff Smart Grid ein intelligentes elektrisches Verbundnetz gemeint. Ein solch intelligentes Stromnetzwerk ermöglicht durch Nutzung moderner IKT-Systeme¹ ein effizientes und zuverlässiges Zusammenspiel von Stromerzeugern, Energiespeichern und elektrischen Verbrauchern. Mit den Begriffen Erzeuger, Speicher und Verbraucher sind in diesem Zusammenhang die Komponenten des elektrischen Verbundnetzes gemeint, welche elektrische Energie bereitstellen, speichern oder aufnehmen. Weiterhin werden in dieser Arbeit, wie es auch im allgemeinen Sprachgebrauch üblich ist, Dampfkraftwerke, wahlweise befeuert mit Kohle, Gas oder Öl, Gasturbinenkraftwerke und Kernkraftwerke als konventionelle Kraftwerke bezeichnet. Nachhaltige Kraftwerke sind Stromerzeuger, welche regenerative, also erneuerbare, Energiequellen wie Wind, Sonne oder Wasserkraft nutzen.

Die elektrischen Schaltzeichen, unter anderem für die Erarbeitung der Schemata, wurden der Fachliteratur [Tabellenbuch Elektrotechnik, 2016], [Fachkunde Elektrotechnik, 2016] und der Norm DIN-EN-60617 (Teil 2-13) entnommen.

In Anhang B können grundlegende theoretische Erkenntnisse zur Wechselstrom- und Drehstromtechnik und zum Wirk- und Blindleistungsverhalten nachgelesen werden.

2.1 Modellbildung

Der folgende Abschnitt wurde mit Hilfe des Fachbuches „Modellbildung und Simulation - Eine anwendungsorientierte Einführung“ [Bungartz et al., 2013, Kap. 1] erarbeitet und beruht auf den hieraus entstandenen Erkenntnissen.

Grundsätzlich ist ein Modell immer als die vereinfachte Darstellung der Wirklichkeit anzusehen. Die Bildung eines Modells erfolgt hierbei mit Hilfe von Abstraktion und Reduktion der realen Gegebenheiten und Bedingungen. Die Modellbildung in Wissenschaft, Forschung und Lehre ist zumeist nicht als Selbstzweck zu verstehen, sondern dient dazu, geeignete Mittel bzw. Werkzeuge zu erschaffen, mit denen Simulationen durchgeführt werden können. Die Ziele, welche mit diesen Simulationen erreicht werden sollen, sind sehr vielfältig. In vielen Fällen dienen sie der Darstellung von bekannten, aber oft sehr komplexen Zusammenhängen und sollen ein besseres Verständnis dieser fördern. Hierzu ist es wichtig, bereits bei der Entstehung des Modells die spätere Simulation mit in die Betrachtung und die Entscheidungsprozesse einzubeziehen. [Bungartz et al., 2013, S. 2 ff.]

Bei der Entwicklung eines Modells gilt es die folgenden Punkte zu berücksichtigen:

¹IKT = Informations- und Kommunikationstechnik

- Grenzen des Modells festlegen
- Einflußgrößen auf Modell und Simulation ermitteln
- konkrete Aufgabenstellung für die Simulation benennen

Die Grenzen und Randbedingungen sollten möglichst exakt und zu einem frühen Zeitpunkt abgesteckt bzw. benannt werden. Hierfür ist zu bestimmen, was genau soll modelliert und später simuliert werden. Über welche Zeitspanne soll eine Simulation erfolgen? Wie präzise sollen die Ergebnisse der Simulation sein? Über welches Gebiet soll sich die Simulation erstrecken? Zur Veranschaulichung soll das Beispiel der Verkehrssituation in einer Großstadt herangezogen werden. Ist das Verkehrsaufkommen an einem Wochentag, über eine Woche, über einen Monat oder gar über das gesamte Jahr von Interesse? Sollen die Ergebnisse auf 100 Fahrzeuge genau oder doch feiner aufgelöst sein? Ist das gesamte Stadtgebiet/Ballungsgebiet darzustellen oder ist nur der innere Stadtkern wichtig für die angestrebten Erkenntnisse? [Bungartz et al., 2013, S. 7 ff.]

Weiterhin muss ermittelt werden, welche Größen einen qualitativen Einfluss haben und wie hoch deren quantitativer Einfluss auf die zu erwartenden Ergebnisse sind. Hierzu ebenfalls ein Beispiel: Die Erdgravitation hat in Verbindung mit der Höhendifferenz der Speicherbecken bei einem Pumpspeicherwerk entscheidenden Einfluss auf die Speicherkapazität. Der vorherrschende Luftdruckunterschied zwischen unterem und oberem Speicherbecken kann, da er einen nicht signifikanten Einfluss hat, hierfür vernachlässigt werden. [Bungartz et al., 2013, S. 7 ff.]

Über die konkrete Aufgabenstellung kann bestimmt werden, an welcher Stelle die realen Gegebenheiten abstrahiert und reduziert werden können, um ein vereinfachtes Abbild erschaffen zu können. Dafür spielt es eine Rolle, welches Ziel mit dem Modell bzw. mit der Simulation verfolgt werden soll. Hierbei ist die Frage, dient es dem besseren Verständnis von komplexen Zusammenhängen und soll es diese möglichst anschaulich zeigen? Oder soll eine Lösung gefunden werden? Ist eine oder irgendeine Lösung von Interesse oder gar eine bestimmte, z. B. bezüglich eines kritischen Bereiches an dem es zu einem Versagen kommen könnte? Es kann auch das Ziel sein, herauszufinden, ob es überhaupt eine oder mehrere Lösungen für die mit dem Modell verfolgte Problemstellung gibt. [Bungartz et al., 2013, S. 9]

Für das in dieser Arbeit zu entwickelnde Modellkonzept werden im folgenden Kapitel *Anforderungen und Randbedingungen für das Smart Grid Modell* diese Punkte und weitere Randbedingungen erörtert.

Mit den vorangegangenen Überlegungen können die einzelnen Teilprozesse der Modellbildung wie folgt benannt werden.

- Abgrenzung:** System- oder Bilanzgrenzen festlegen und einhalten
- Reduktion:** Verzicht auf nicht relevante Komponenten, Details oder Eigenschaften
- Zerlegung:** Auflösen von (Teil-)Systeme in ihre Bestandteile zur genaueren Darstellung
- Zusammenfassung:** Vereinigen von (Teil-)Systemen zu einem Gesamtsystem zum Zwecke der Komplexitätsabnahme
- Abstraktion:** Verallgemeinern von Eigenschaften und Funktionen

Unter Nutzung der zuvor erläuterten Erkenntnisse werden Konzepte für die einzelnen Module des Smart Grid Modells erarbeitet. Hierzu wird zunächst das Vorbild, also das reale Energiewandlungssystem, einer Analyse unterzogen. Unter den Aspekten der zuvor festgelegten Nutzungsabsicht des Modells und seiner Grenzen werden die entsprechenden relevanten Komponenten ermittelt. Anschließend erfolgt die Vorstellung des jeweiligen Konzepts. Hierbei werden dessen Funktionsweise, seine Komponenten und Einflussgrößen erläutert.

2.2 Elektrische Maschinen

2.2.1 Transformator

Die Aufgabe von Transformatoren ist es, verschiedene Ebenen der Wechselspannung innerhalb des Netzes miteinander zu verbinden. Hierbei wird elektrische Energie einer bestimmten Wechselspannung (Primärseite) in elektrische Energie mit einer anderen Wechselspannung (Sekundärseite) umgewandelt. Die Frequenz der Wechselspannung wird dabei nicht verändert. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 457]

Durch eine stromdurchflossene Spule (Primärwicklung), welche an der primärseitigen Wechselspannungsebene angeschlossen ist, wird ein sich änderndes Magnetfeld erzeugt und über einen Eisenkern an eine zweite Spule (Sekundärwicklung) weitergeleitet. Auf Basis des Induktionsprinzips, welches besagt, dass ein sich änderndes Magnetfeld innerhalb einer Spule in dieser eine Spannung hervorruft, wird in der Sekundärwicklung eine Spannung, die Sekundärspannung, erzeugt. Das Verhältnis von Eingangs- zu Ausgangsspannung bzw. von Primär- zu Sekundärspannung wird dabei durch das Verhältnis der Windungszahlen bestimmt. [Zahoransky et al., 2013, S. 476], [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 457 ff.]

Für den idealen Transformator gilt laut [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 458]:

$$\frac{U_1}{f \cdot N_1} = \frac{U_2}{f \cdot N_2} \quad \rightarrow \quad \frac{U_1}{N_1} = \frac{U_2}{N_2} \quad \rightarrow \quad \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (2.1)$$

Für einen Transformator mit dem Windungsverhältnis 40 : 1 bedeutet dies, dass die eingehende Primärspannung von 400 V auf eine ausgehende Sekundärspannung von 10 V gewandelt wird. Da bei einer solchen Transformation keine elektrische Energie umgesetzt, sondern lediglich die Spannung gewandelt wird, bleibt die elektrische Leistung erhalten. Die Ausgangsleistung ist demnach beim idealen Transformator gleichgroß der Eingangsleistung. Es gilt laut [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 44]

$$P = U \cdot I \quad (2.2)$$

Ändert sich also der Spannungswert einer Wechselspannung durch eine Transformation, muss sich auch der Stromwert ändern. Für die Ströme gilt laut [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 458]:

$$U_1 \cdot I_1 = U_2 \cdot I_2 \quad \rightarrow \quad \frac{I_1}{I_2} = \frac{U_2}{U_1} \quad \rightarrow \quad \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (2.3)$$

Zwischen den Stromkreis der Primärseite und dem der Sekundärseite besteht keine elektrisch leitende Verbindung. Sie sind einzig über den Eisenkern magnetisch miteinander verbunden. Man spricht in diesem Fall von einer galvanischen Trennung. Transformatoren werden daher auch zur Trennung von Stromkreisen verwendet. Ein Störfall in einem der beiden Stromkreise, wie ein Fehlerstrom, hat dadurch keine Auswirkungen auf den Stromkreis der anderen Seite. In dieser Funktion werden sie auch als Trenntransformatoren bezeichnet. Weiteres hierzu in Abschnitt 2.3.2 *Schutzeinrichtungen*. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 464]

Drehstromtransformatoren werden mit sogenannten Schaltgruppen bezeichnet, da sowohl die Oberspannungsseite² als auch die Unterspannungsseite³ jeweils drei Stränge besitzt, welche in Dreieck oder Stern geschaltet werden können (vgl. hierzu Tabelle 2.1). Hinzu kommt noch die Kennzahl des Drehstromtransformators, welche mit 30° zu multiplizieren ist. Das Ergebnis besagt, um welchen Winkel die gleiche Außenleiterspannung der Unterseite gegenüber der Spannung der Oberseite nacheilt. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 471]

²Oberspannungsseite ist die Seite des Transformators mit der höheren elektrischen Spannung

³Unterspannungsseite ist die Seite des Transformators mit der niedrigeren elektrischen Spannung

Tabelle 2.1: Schaltgruppenkennzeichnung (nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 471])

Schaltung	Oberspannungsseite	Unterspannungsseite
Stern	Y	y
Dreieck	D	d

Die Schaltgruppenangabe $Dy5n$ besagt somit, dass die Oberspannungsseite in Dreieck und die Unterspannungsseite in Stern geschaltet ist. Die Phasenverschiebung zwischen den Spannungen des gleichen Außenleiters beträgt $5 \cdot 30^\circ = 150^\circ$. Der Buchstabe n gibt Auskunft darüber, dass der Sternpunkt (Neutralleiteranschluss) der Unterspannungsseite herausgeführt wird.

Transformatoren mit der Schaltgruppenangabe $Dy5n$ werden z. B. als Verteilertransformatoren in Ortsnetzen, welche hohe Leistungen übertragen, genutzt. Eine einphasige, also unsymmetrische Belastung, ist hierbei möglich, da auf der Oberspannungsseite nur in dem Strang ein Strom fließt, welcher dem belasteten Strang der Unterspannungsseite zuzuordnen ist. Die anderen beiden Stränge werden durch die einphasige Belastung nicht beeinflusst. Die Transformatoren in Kraftwerken besitzen die Schaltgruppe $Yd5$, damit wird die elektrische Maschine vor einer eventuellen Unsymmetrie aus dem Netz geschützt. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 472 f.]

Die Wirkungsgrade von Transformatoren liegen laut [Kaltschmitt et al., 2013, S. 589] bei bis zu 99 %.

2.2.2 Gleichstrommotor

Eine Gleichstrommaschine besteht aus einem feststehenden Teil, dem Ständer, und einem rotierenden Teil, dem Läufer oder Rotor. Der rotierende Teil wird bei Gleichstrommaschinen auch als Anker bezeichnet. Man unterscheidet permanent erregte und fremderregte Gleichstrommaschinen. Bei permanent erregten Maschinen sind im Ständer Dauermagnete eingearbeitet. In den Ständerwicklungen einer fremderregten Maschine wird durch das Anlegen einer Gleichspannung über den fließenden Erregerstrom ein konstantes magnetisches Feld aufgebaut. Weiterhin gibt es noch Nebenschluss- und Reihenschluss-Maschinen bei denen ebenfalls durch Anlegen einer Gleichspannung ein Magnetfeld im Ständer aufgebaut wird. Jedoch erfolgt bei diesen Maschinen der Energiebezug parallel bzw. in Reihe zum Stromkreis des Ankers und nicht unabhängig von außen. Sie besitzen damit schlechtere Regelungseigenschaften gegenüber den fremderregten Gleichstrommaschinen. [Fuest u. Döring, 2004, S. 33 ff. und S. 44], [Fischer, 2016, S. 269 ff.]

Der Anker ist ein drehbar gelagerter, stromdurchflossener Leiter, welcher ein eigenes Magnetfeld besitzt. Durch Überlagerung der Magnetfelder entsteht eine Kraft, welche auf den Leiter einwirkt und ihn bewegen will. Durch das Vorhandensein eines Hebelarms (r_{Anker}) entsteht ein Drehmoment, welches den Anker in Rotation versetzt. Um die Rotation des Läufers aufrecht zu erhalten, muss im Ankerstromkreis bei einer zweipoligen Maschine nach 180° die Stromrichtung umgekehrt werden. Das vorliegende Antriebsmoment, auch inneres Moment M_i genannt, ist proportional zum Ankerstrom I_A

$$M_i = c \cdot \phi_F \cdot I_A \quad (2.4)$$

und abhängig von den Faktoren Maschinenkonstante c und magnetischer Hauptfeldfluss ϕ_F im Ständer. Die sich im stationären Zustand einstellende Drehzahl n berechnet sich nach

$$n = \frac{U_A - R_A \cdot I_A}{2\pi \cdot c \cdot \phi_F} \quad (2.5)$$

und ist abhängig vom Ankerstrom I_A , Ankerspannung U_A , Ankerwiderstand R_A und magnetischem Fluss im Fremd- bzw. Hauptfeld ϕ_F . Die Maschinenkonstante c kann als konstant betrachtet werden. [Fuest u. Döring, 2004, S. 35 ff.], [Fischer, 2016, S. 274 ff.]

Gleichstrommotoren haben den großen Vorteil, dass durch Veränderung ihrer linearen Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie (vgl. Abbildung 2.1) die Drehzahl des Läufers stufenlos variiert werden kann. Die Veränderung der Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie kann durch Absenken der Ankerspannung U_A , das Absenken des Polflusses ϕ_F über die Verringerung des Erregerstroms $I_E \leq I_{E,N}$ (Feldschwächung) und durch das Erhöhen des Ankerkreiswiderstandes R_A mittels variablem Vorwiderstand R_v erfolgen. Damit stehen drei verschiedene Verfahren für die Drehzahlsteuerung zur Verfügung. [Fischer, 2016, S. 283 ff.]

Die Veränderung der Ankerspannung ist ein verlustarmes Verfahren, bei dem stets das Nenn-drehmoment M_N zur Verfügung steht. Bei der Drehzahlsteuerung über eine Feldschwächung ist das Drehmoment nicht mehr in voller Höhe verfügbar. Das maximal zur Verfügung stehende Drehmoment verringert sich mit abnehmender Feldstärke. Diese Sachverhalte sind durch verschiedene Steuerkennlinien eines fremderregten Gleichstrommotors bei verschiedenen Parameterwerten (I_E bzw. ϕ , U_A) im linken Diagramm Abbildung 2.1 nachvollziehbar. Durch die Steuerung mittels Widerstandserhöhung (Abbildung 2.1 rechts) ist zwar das volle Nenn-drehmoment verfügbar, jedoch verursacht dieses Verfahren, bedingt durch die Umsetzung elektrischer Energie in Wärme, zusätzliche elektrische Verluste. Bedingt durch diese geringe Effizienz findet diese Verfahren nur selten Verwendung. Das mehrstufige Hochfahren (vgl. Abbildung 2.1 rechts, zwischen den gestrichelten Grenzen $0,8 M_N$ bis $1,2 M_N$) ist ein Anwendungsfall. [Fischer, 2016, S. 283 ff.]

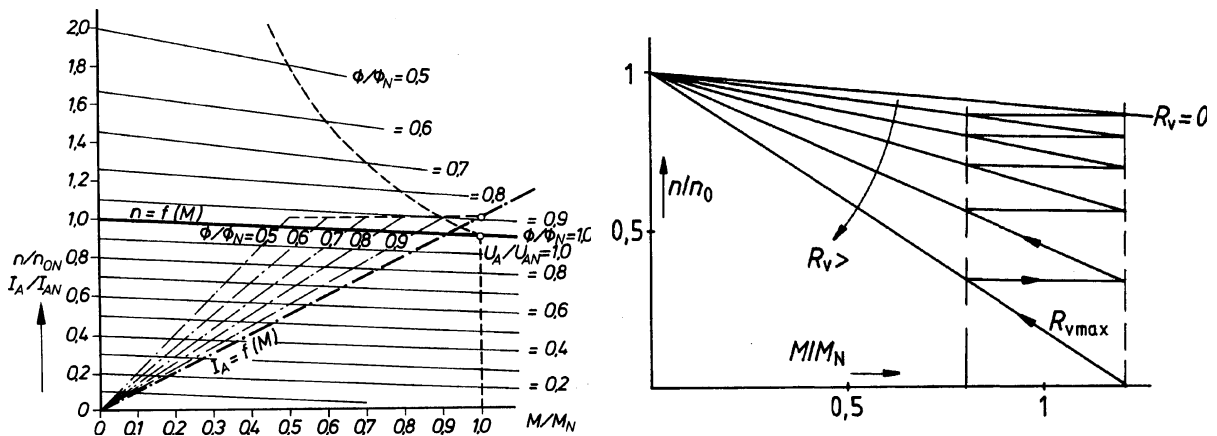


Abbildung 2.1: Steuerkennlinien eines fremderregten Gleichstrommotors: (a) Absenkung von Ankerspannung und Erregerspannung (Feldschwächung) ; (b) Erhöhung des Ankervorwiderstandes ; [Fischer, 2016, S. 285 Abb. 4.15 und S. 287 Abb. 4.18]

2.2.3 Synchronmaschine

Eine Synchronmaschine besteht ebenso wie die Gleichstrommaschinen aus einem feststehenden Ständer und dem beweglichen bzw. rotierenden Läufer, welcher bei diesen Maschinen auch als Polrad bezeichnet wird. Für hohe Leistungen werden Innenpolmaschinen verwendet, auf welche sich die nachfolgenden Erläuterungen beziehen. Der Ständer besitzt drei um jeweils 120° versetzt angeordnete Wicklungen. An diese Wicklungen ist das zu versorgende oder speisende Drehstromnetz angeschlossen. Durch das angeschlossene Drehstromsystem wird im Ständer ein rotierendes magnetisches Feld erzeugt. Der permanent oder fremderregte Läufer besitzt

ein festes Magnetfeld, dessen Ausbildung abhängig von der Anzahl der verwendeten Pole ist. Er verhält sich damit wie ein Stabmagnet und wird von dem rotierenden Magnetfeld mitgenommen. Weitere generelle Ausführungen zur Drehstromtechnik befinden sich in Anhang B Abschnitt B.2. [Fuest u. Döring, 2004, S. 106 ff.], [Fischer, 2016, S. 338 ff.]

Die Drehzahlen von Ständerfeld und Läufer sind identisch, d.h. sie rotieren synchron. Man nennt diese Drehzahl daher auch Synchrondrehzahl. Die Höhe der Synchrondrehzahl ist proportional zur angelegten Frequenz im Ständer und kann mit der nachfolgenden Gleichung ermittelt werden.

$$n = n_s = \frac{f}{p} \quad \text{mit: Polpaarzahl } p \quad (2.6)$$

Die Drehzahl einer Synchronmaschine ist konstant, vorausgesetzt das angeschlossene Drehstromsystem besitzt eine konstante Frequenz. [Fuest u. Döring, 2004, S. 106 ff. und S. 117]

Für die Aufschaltung einer Synchronmaschine auf ein bestehendes und zumeist starres Netz, d. h. mit konstanter Frequenz und konstanter Spannungshöhe, muss eine Synchronisation erfolgen. Hierfür müssen Drehrichtung, Frequenz, Spannungshöhe und zeitlicher Verlauf der Spannung (Phasenlage) von Netz und Synchronmaschine übereinstimmen. Nach erfolgreicher Aufschaltung befindet sich die Maschine im Leerlauf. Um Wirkleistung abzugeben (Generatorbetrieb) oder aufzunehmen (Motorbetrieb) muss eine mechanische Leistung in Form eines Drehmomentes am Läufer zugeführt bzw. abgenommen werden. Aufgrund der konstanten Frequenz des angeschlossenen Netzes und der magnetischen Kopplung zwischen Ständer und Läufer kann keine Veränderung der Drehzahl erfolgen. [Fuest u. Döring, 2004, S. 108 ff. und 119 f.], [Fischer, 2016, S. 338 ff.]

Durch die Zuführung eines Drehmoments (Generatorbetrieb), welches bestrebt ist das Polrad in Drehrichtung aus seiner Leerlaufposition zu verschieben, entsteht ein Winkelversatz zwischen den rotierenden Feldern von Ständer und Läufer. Die Größe des Versatzes ist abhängig von der Größe des Moments. Der Winkel zwischen den Drehfeldern wird als Polrad- oder Lastwinkel β bezeichnet. Im Motorbetrieb wird durch das Abnehmen einer mechanischen Leistung ein der Drehrichtung entgegengesetztes Moment, ein Bremsmoment, eingeleitet. Dieses verschiebt somit das Läuferfeld in die entgegengesetzte Richtung. [Fuest u. Döring, 2004, S. 108 ff.], [Fischer, 2016, S. 338 ff.]

Eine unbegrenzte Steigung des (Brems-)Drehmoments ist in keine der beiden Richtungen möglich, da bei einem Lastwinkel von $\beta = \pm 90^\circ$ die magnetische Verbindung zwischen Läuferfeld und Ständerfeld abreißen. Das Drehverhalten der Synchronmaschine kommt aus dem Tritt und sie bleibt stehen. Man nennt das Moment bei diesem Lastwinkel auch Kippmoment M_K . [Fuest u. Döring, 2004, S. 108 ff.], [Fischer, 2016, S. 338 ff.]

Der Läufer induziert, bedingt durch seine Rotation, mit seinem Magnetfeld (Polradfeld) eine Spannung in den Ständerwicklungen. Diese Spannung wird als Polradspannung U_p bezeichnet. Durch Leistungszufuhr bzw. -entnahme wird die Polradspannung gegenüber der am Ständer anliegenden Netzspannung ebenfalls verdreht. Es kommt zu einer zeitlichen Verschiebung zwischen den sinusförmigen Verläufen von Polradspannung und Netzspannung. Aus der dadurch auftretenden Spannungsdifferenz resultiert ein Strom welcher einen Wirk- und einen Blindanteil beinhaltet. Der Wirkanteil ist proportional dem über die mechanische Leistung zugeführten (Brems-)Drehmoment. Der Blindanteil ist über die Höhe der Polradspannung veränderbar. [Fuest u. Döring, 2004, S. 108 ff.], [Fischer, 2016, S. 338 ff.]

Über den Erregerstrom I_E wird die Höhe der Polradspannung gesteuert und damit die Art und Größe der Blindleistung bestimmt. Wird die Maschine über den Nennwert hinaus erregt, es gilt $I_E > I_{E,N}$, so besitzt sie ein kondensatorisches Verhalten und liefert induktive Blindleistung in

das angeschlossene Netz. Zur Aufnahme induktiver Blindleistung muss eine Erregung unterhalb des Nennwertes ($I_E < I_{E,N}$) erfolgen. Wird der Synchronmaschine parallel zur Steuerung ihres Blindleistungsverhaltens kein (Brems-)Drehmoment zugeführt, so leistet sie reine Kompensationsarbeit und wird in diesem Zustand als Phasenschieber bezeichnet. [Fuest u. Döring, 2004, S. 108 ff.], [Fischer, 2016, S. 338 ff.]

Generatoren mit einer Leistung über 500 kW sind in der Regel immer als Synchrongeneratoren ausgeführt. Durch eine direkte Kopplung mit dem Netz dienen große Synchrongeneratoren in Kraftwerken der Stabilisierung der Netzfrequenz. Wirkungsgrad bei großen Generatoren liegen zwischen 95 und 99 %. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 571 f. und S. 589]), [Vattenfall, 2014]

2.3 Elektrisches Netz und weitere Komponenten

2.3.1 Elektrische Energieversorgungssysteme

Elektrische Energie wird über ein System aus mehreren Netzen verschiedenster Spannungsebenen vom Erzeuger zum Verbraucher übertragen. Die Verbindung zwischen den einzelnen Spannungsebenen bilden die Umspanneinrichtungen (u. a. mittels Transformatoren, siehe Abschnitt 2.2.1). Entsprechend der Höhe der einzuspeisenden bzw. aufzunehmenden Energie werden Erzeuger und Verbraucher den einzelnen Spannungsebenen zugeordnet. Die, von Großkraftwerken erzeugte elektrische Energie, wird mit den Höchstspannungsnetzen über weite Strecken übertragen und anschließend den Verteilnetzen der Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene zugeführt. Kraftwerke bis 300 MW geben ihre Energie in die Hochspannungsnetze ab. Kleinere Kraftwerke (bis 10 MW) speisen in der Mittelspannungsebene ein, während Kleinstenergieanlagen (z. B. PVA auf Einfamilienhaus) an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Analog zu den Erzeugern verhält es sich mit den Verbrauchern. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 2.2 graphisch aufgeschlüsselt. [Wesselak et al., 2013, S. 706]

Für eine bedarfsgerechte, effiziente und sichere Versorgung mit elektrischer Energie sind die Betreiber der Versorgungsnetze, kurz Netzbetreiber, verantwortlich. Durch Überwachung und eingreifende Regelung stellen sie die Stabilität der Netze sicher. Mit der Anwendung eines Wirk- und Blindleistungsmanagement sorgen sie für annähernd konstante Werte bei Frequenz und Spannung der übertragenen Energie im Netz. Neben der Überwachung gehört auch die Instandhaltung und der Ausbau der Netze zu ihren Aufgaben. [Wesselak et al., 2013, S. 706 ff.], [Koeppen, 2016, Kapitel 6]

Mit dem Wirkleistungsmanagement wird durch kontrolliertes Zuschalten (bei Unterfrequenz, $f_{Netz} < 50 \text{ Hz}$) oder Abschalten (bei Überfrequenz, $f_{Netz} > 50 \text{ Hz}$) von elektrischer Wirkleistung die Frequenz der Netzspannung korrigiert. Diese Leistung wird als Regelleistung bezeichnet. Eingesetzte Regelleistung sorgt für einen zeitlich begrenzten Ausgleich bei Differenzen zwischen eingespeister und entnommener Leistung. Es muss sowohl positive⁴, wie auch negative⁵ Regelleistung zur Verfügung stehen. Je nach der Zeitdauer ihres Einsatzes wird die Regelleistung als Sekunden-, Minuten- oder auch Stundenreserve bezeichnet. Als Reserveleistung wird grundsätzlich die Vorhaltung von Leistungsreserven bezeichnet, welche bei längerfristig erkennbaren Defiziten in der Energieversorgung zum Einsatz kommen. Solche planbaren Abweichungen kommen beispielsweise bei technisch bedingten Kraftwerksausfällen (z. B. Wartung) oder fehlender Primärenergiezufuhr (z. B. Windstille $\rightarrow E_{WEA} = 0$, Nachtstunden $\rightarrow E_{PVA} = 0$) vor. [Koeppen, 2016, Kapitel 6]

⁴Positive Regelleistung: Erhöhung von Kraftwerksleistungen oder Abschaltung steuerbarer Verbraucher

⁵Negative Regelleistung: Minderung von Kraftwerksleistungen oder Zuschaltung steuerbarer Verbraucher

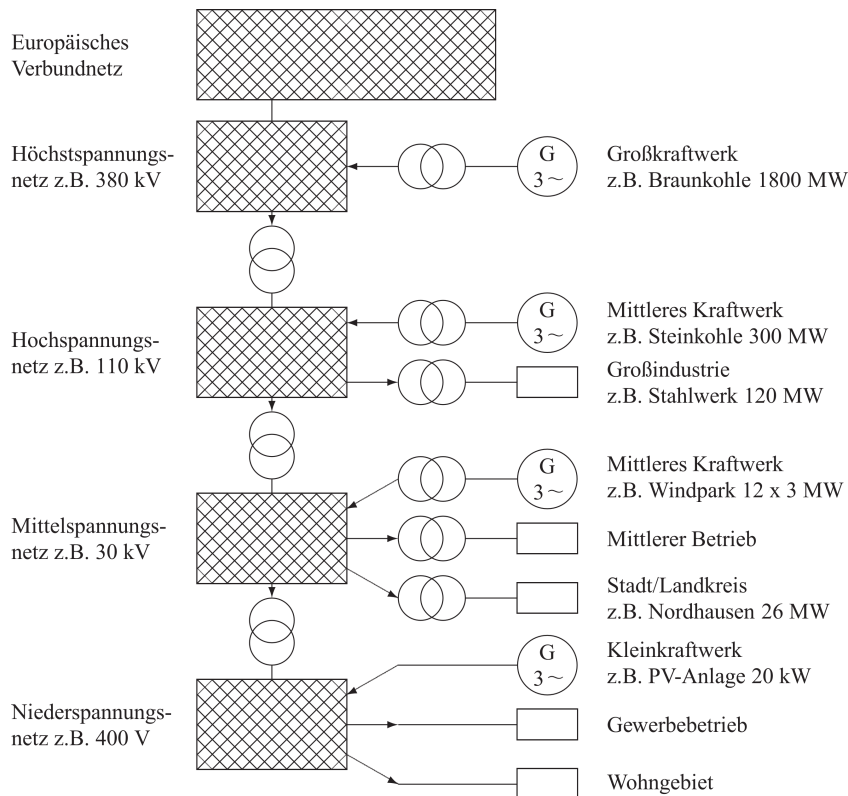


Abbildung 2.2: Übertragungs- und Verteilnetze des elektrischen Energieversorgungssystems mit Leistungsfluss innerhalb der Netzstrukturen [Wesselak et al., 2013, S. 708]

Zur Regelung der Netzspannung auf einen nahezu konstanten Wert wird das Blindleistungsmanagement eingesetzt. Für eine stabile Spannung muss ein stetiger Ausgleich zwischen induktiver und kapazitiver Blindleistung stattfinden. Es wird im Fall einer Überspannung ($f_{Netz,ist} > f_{Netz,soll}$) die Bereitstellung induktiver Blindleistung erhöht. Im entgegengesetzten Fall der Unterspannung ($f_{Netz,ist} < f_{Netz,soll}$) wird mehr kapazitive Blindleistung durch den Netzbetreiber bereitgestellt bzw. bei den Erzeugern angefordert. [Koeppen, 2016, Kapitel 6]

2.3.2 Schutzeinrichtungen

Überstromschutz Jeder elektrische Leiter erwärmt sich, wenn er von einem Strom durchflossen wird. Bei unzulässig hohen Strömen steigt die Temperatur dabei stark an, als direkte Folge können hierbei Brände entstehen. Ursache kann eine Überlastung oder ein Kurzschluss sein. Eine Überlastung kann durch zu hohe Stromaufnahme eines Verbrauchers oder durch zu viele Verbraucher am gleichen Anschluss entstehen. Bedingt durch eine defekte Isolation oder auch durch einen Schaltungsfehler kann es zum Auftreten eines Kurzschlusses kommen. Die sofortige Abschaltung zu hoher Ströme ist die beste Schutzmaßnahme, um eine Brandgefahr oder den Defekt eines Gerätes zu vermeiden. Zu diesem Zwecke werden Überstrom-Schutzeinrichtungen, wie z. B. Schraubsicherungen, Leitungsschutzschalter, NH-Sicherungen⁶ oder Geräteschutzsicherungen, in die Leitungen integriert. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 40 f.]

Überspannungsschutz Halbleiterbauelemente, u. a. Solarzellen, müssen gegen Spannungen geschützt werden, welche ihren zulässigen Maximalwert übersteigen. Solche Überspannungen können aus atmosphärischen Einflüssen, Schaltvorgängen aus dem Netz oder auch aus der

⁶Niederspannungs-Hochleistungssicherungen

eigenen Schaltung resultieren. Die wichtigsten Bauelemente sind Varistoren und RC-Glieder, welche die Überspannung aufnehmen und so vom Halbleiterbauteil fernhalten. [Fischer, 2016, S. 191 f.]

Fehlerstromschutz Durch eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung wird im Fehlerfall eine Abschaltung des angeschlossenen Stromkreises innerhalb weniger Perioden der Netzspannung⁷ hervorgerufen. Ein solcher Fehlerfall entsteht, wenn beispielsweise der Basisschutz einer elektrischen Komponente (z. B. Isolation einer Leitung) beschädigt ist und durch Berührung eines Menschen (Körperschluss) ein paralleler Stromkreis zur Erde⁸ aufgebaut wird. In diesem Fall detektiert die Schutzeinrichtung, dass die Summe der ein- und ausgehenden Ströme des angeschlossenen Stromkreises ungleich Null ist. Es muss also an irgendeiner Stelle des Stromkreises zum Stromaustritt kommen. Ein Fehlerstrom liegt damit vor und die Schutzeinrichtung löst aus. [Fischer, 2016, S. 463 f.]

Schutztrennung Bei einer Schutztrennung erfolgt ein isolierter, elektrisch nicht leitender Anschluss elektrischer Betriebsmittel gegenüber dem Versorgungsnetz durch einen Sicherheitstrenntransformator, kurz Trenntransformator. Man bezeichnet dies auch als galvanische Trennung. Hierbei kann es durch Berührung spannungsführender Teile zu keinem geschlossenen Stromkreis mit der Erde kommen. Damit kommt es auch nicht zum Auftreten einer eventuell gefährlichen Berührungsspannung. Im Falle einer reinen Schutztrennung ist das Übersetzungsverhältnis des Transformators $\ddot{u} = 1 : 1$. [Fischer, 2016, S. 463]

Schutz im Notfall Um Schaden von Mensch und Material im Notfall abwenden zu können, müssen Maschinen schnell und sicher stillgesetzt bzw. ausgeschaltet werden können. Laut DIN VDE 0113 Teil 1 (EN 60204-1) müssen hierfür Schalteinrichtungen, welche einen NOT-HALT oder ein NOT-AUS einleiten können, integriert werden. Mit einem NOT-HALT wird die Energiezufuhr unterbrochen und z. B. eine unzulässige Erwärmung oder eine gefährliche Bewegung gestoppt. Mit einem NOT-AUS wird die elektrische Energieversorgung unterbrochen und damit die Gefahr eines elektrischen Schlages abgewendet. Die Bedienelemente für diese Schalteinrichtungen müssen für Nutzer der entsprechenden Anlage leicht erreichbar sein. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 570]

2.3.3 Leistungselektronik

Die Aufgaben zur Umformung und Steuerung von elektrischer Energie werden in modernen Stromerzeugungsanlagen von der Leistungselektronik übernommen. Genauere Ausführungen hierzu finden sich bei [Fischer, 2016, Abschnitt 4.6] „Leistungselektronik“. Im Kapitel 2 „Elektronik“ des gleichen Buches werden die Grundlagen der entsprechenden Bauteile besprochen. An dieser Stelle sollen nur die prinzipiellen Umformungsverfahren kurz erläutert werden.

Unter Stromrichten versteht man die Umformung von Wechsel- oder Drehstrom in Gleichstrom bzw. umgekehrt. Ein Wechselrichter hat demnach die Aufgabe aus einem konstanten Gleichstrom einen sinusförmigen Wechselstrom zu erzeugen. Durch einen Gleichrichter wird aus einem sinusförmigen Wechselstrom ein konstanter Gleichstrom geformt. Bei Drehstromrichtern erfolgt eine parallele Umwandlung der drei Phasen. [Fischer, 2016, S. 355 ff.]

Das Umformen elektrischer Energie innerhalb einer Stromart bezeichnet man als Umrichten. Hierbei können Spannungs- und/oder Frequenzwerte verändert werden. Mit einem Gleichstrom-

⁷Abschaltzeiten laut DIN VDE 0100, Teil 410, z. B.:

$$t_{\text{Abschaltung}} = 0,4 \text{ s bei } 120 \text{ V} \leq U_{AC} \leq 230 \text{ V}$$

$$t_{\text{Abschaltung}} = 0,2 \text{ s bei } 230 \text{ V} \leq U_{AC} \leq 400 \text{ V}$$

⁸Schutzerdung - Erdung über Schutzleiter. Jeder Stromkreis muss über einen Schutzleiter geerdet sein, damit gefährlicher Berührungsspannungen zwischen den angeschlossenen geerdeten Komponenten und dem Erdreich verhindert werden. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 294, S. 350]

Umrichter erfolgt die Umformung von Gleichstrom einer Spannung in Gleichstrom mit einer Spannung anderer Höhe. Gleichstrom-Umrichter werden auch als Gleichstromsteller bezeichnet, da mit ihnen nur die Höhe der Spannung geändert wird. Beim Umrichten von Wechselstrom kann zusätzlich zur Spannungshöhe auch die Frequenz verändert werden. Soll die Frequenz eines Drehspannungssystems verändert werden, so wird ein Vollumrichter, auch Frequenzumrichter genannt, eingesetzt. Dieser formt das eingehende Drehspannungssystem zunächst in eine Gleichspannung um und speist mit dieser einen Gleichspannungs-Zwischenkreis. Aus der Gleichspannung dieses Zwischenkreises formt der Vollumrichter ein Drehspannungssystem mit eigener Frequenz und Spannungshöhe. [Fischer, 2016, S. 355 ff.]

Weiterhin werden in der Leistungselektronik verschiedene Filter eingesetzt, um aus der umgeformten elektrischen Energie Oberschwingungen und Störspannungen zu beseitigen oder die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) zu gewährleisten. [Fischer, 2016, S. 355 ff.]

2.3.4 Kompensation

Die häufigsten Verbraucher in den öffentlichen Stromnetzen besitzen ein ohmsch-induktives Verhalten. Das bedeutet, dass sie durch ihren elektrischen Aufbau bzw. Schaltung zu einer Phasenverschiebung zwischen Spannung und Strom beitragen. Bei einem ohmsch-induktiven Verhalten eilt der Strom der Spannung um weniger als 90° nach. Diese Verbraucher nehmen neben der benötigten Wirkleistung auch induktive Blindleistung auf. Damit diese Blindleistungsaufnahme und die damit verbundenen größeren Ströme im Verbundnetz nicht zu stark ansteigen, muss durch Kompensation gegengesteuert werden. Hierbei bedeutet Kompensation, dass induktive Blindleistung durch das Bereitstellen kapazitiver Blindleistung ausgeglichen wird. In Tabelle B.1 (siehe Anhang B) kann man erkennen, dass die induktive und die kapazitive Blindleistung um genau 180° phasenverschoben zueinander sind. Eine hohe unausgeglichene Blindleistung im Netz verursacht eine starke Belastung der Energieübertragungseinrichtungen (u. a. Leitungen, Transformatoren). [Koeppen, 2016, Kapitel 3+6], [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 162]

Der Blindleistungsbedarf ist nicht konstant, sondern unterliegt starken Schwankungen im Tagesverlauf. Am Tag ist das Netz vorwiegend induktiv belastet, wohingegen nachts die kapazitive Belastung überwiegt. Daher ist es nötig sowohl einen hohen induktiven als auch einen erhöhten kapazitiven Blindleistungsbedarf ausgleichen zu können. Eine Kompensation der jeweilig vorhandenen Blindleistung erfolgt durch das Blindleistungsmanagement des Netzbetreibers. Durch Zu- und Abschaltung von Spule bzw. Kondensatoren oder die Aufnahme bzw. Abgabe der jeweils benötigte Blindleistung durch Kraftwerke kann die Blindleistung im Netz ausgeglichen werden. [Koeppen, 2016, Kapitel 6], [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 162]

3 Anforderungen und Randbedingungen für das Smart Grid Modell

In diesem Kapitel werden alle Randbedingungen und Anforderungen definiert, die den Entwurf und Aufbau des zukünftigen Modells bestimmen. Hierbei wird berücksichtigt, dass bei dieser Ausarbeitung nicht der Anspruch auf detailgetreue Genauigkeit verfolgt wird. Vielmehr soll mit Hilfe von Abstraktion und Reduktion ein vereinfachtes Abbild der Wirklichkeit dargestellt werden, welches dem angestrebten Simulationsziel dient. Das Modell bzw. die Simulation mit diesem soll durch eine vereinfachte Darstellung der Realität zu einem besseren Verständnis der Zusammenhänge innerhalb eines Smart Grids beitragen. Diese Zusammenhänge sind in der Theorie und auch bei den real existierenden komplexen Versuchsanlagen¹ von außen nur schwer oder oft überhaupt nicht erkennbar. Bezugnehmend auf Abschnitt 2.1 soll ein Modellkonzept mit den relevanten Eigenschaften für die Darstellung der Zusammenhänge eines intelligenten Stromnetzes herausgearbeitet werden.

Der Fokus für das zu entwickelnde Modell und der späteren Simulation liegt auf den elektrischen Eigenschaften eines intelligenten Stromnetzes und damit auch auf denen der einzelnen Module. Merkmale und Eigenschaften bezüglich Mechanik, Thermodynamik, Strömungsmechanik, etc. können vereinfacht dargestellt werden. Besteht für ihre Darstellung im Sinne des Modell- bzw. Simulationszieles keine Notwendigkeit, kann auf sie auch verzichtet werden. Für das Modul Energiespeicher ist es allerdings erwünscht eine möglichst anschauliche und nicht nur auf das elektrische Verhalten reduzierte Umsetzung zu realisieren. Dem Nutzer des Modells soll verständlich gemacht werden, dass hierbei elektrische Energie zum Zweck der Speicherung dem Netz (Smart Grid) entnommen, gespeichert und später zu einem selbst gewählten Zeitpunkt wieder zurückgegeben wird. Ebenso soll bei dem Modul Verbraucher auch visuell verständlich werden, dass hierbei elektrische Energie aus dem bestehenden Netz des Modells entnommen und umgesetzt wird.

Die Zeitspanne einer Simulationsdurchführung bemisst sich an der Dauer einer regulären Laborveranstaltung. Es soll jedoch durch Zeitraffer möglich sein, das Verhalten eines Smart Grids auch über einen Tag, eine Woche, einen Monat oder ein gesamtes Jahr zu simulieren.

Das Smart Grid Modell soll die folgenden fünf Module beinhalten:

- Windenergieanlage
- Photovoltaikanlage
- konventionelles Kraftwerk
- Energiespeicher
- Verbraucher

¹z. B. SmartRegion Pellworm <http://www.smartregion-pellworm.de>

Hierbei stellen die Windenergieanlage und die Photovoltaikanlage als Modul jeweils eine einzelne Anlage dar. Der Output dieser Module orientiert sich an dem eines gesamten Wind- bzw. Solarparks, wobei das Skalierungsverhältnis für das Modell berücksichtigt wird. Diese Größenordnung der abgegebenen Energie ist nötig, damit die Interaktionen mit dem konventionellen Kraftwerk, dem Energiespeicher und nicht zuletzt mit den Verbrauchern über das Smart Grid deutlich werden. Für das Ergebnis der Simulation ist es nicht notwendig, dass mehrere Windenergieanlagen modelliert und zu einem Park zusammengefasst werden. Sogenannte Parkeffekte ([Heier, 2012, S. 90]) sind aerodynamischen Ursprungs und können für das Modell vernachlässigt werden. Ebenso verhält es sich mit der Photovoltaikanlage.

3.1 Allgemeine Randbedingungen

Die vorlesungsbegleitenden Laborveranstaltungen werden für gewöhnlich mit einer Dauer von zwei Vierteln, dies entspricht einer Zeitspanne von 180 Minuten, veranschlagt. In dieser Zeit sollte ein Versuchsdurchlauf mit anschließender Auswertung erfolgen können. Auch sollte Zeit für eventuelle Auf- und Abbautätigkeiten eingeplant werden. Für den reinen Versuchsdurchlauf ist damit eine Dauer von einer bis eineinhalb Stunden anzusetzen.

Die einzelnen Module des Smart Grid Modells sind nach Möglichkeit so zu planen, dass diese auch für separate Versuche zur Verfügung stehen. Weiterhin sind die einzelnen Module und das Smart Grid Modell im Gesamten so zu gestalten, dass die Nutzer im anschaulichen Betrieb die Verhaltensweisen und Zusammenhänge eines Smart Grids besser verstehen lernen. In Abschnitt 3.5 auf Seite 18 finden sich detailliertere Anforderungen zur Anschaulichkeit des Modells.

Die späteren Nutzer des Modells sollen die Möglichkeit haben im Falle des Ausfalls von Bauteilen diese selbstständig und ohne größeren Aufwand wechseln zu können. In Hinblick darauf ist bei der Entwicklung und der praktischen Erstellung darauf zu achten, dass die Zugänglichkeit aller Komponenten bei den einzelnen Modulen erhalten bleibt. Dies bedeutet zum Beispiel, dass Schraubverbindungen der Vorrang vor Schweiß- und Klebeverbindungen für Abdeckungen und dergleichen gegeben wird. Es können für solche Zwecke auch Wartungsöffnungen/-deckel in der Verkleidung vorgesehen werden. Weiterhin ist eine mechanische Prüfung der beweglichen Teile, wie z. B. Kupplungen, trotz Sicherheitsabdeckungen zu gewährleisten.

Im Rahmen der Konzeptentwicklung ist zu prüfen, ob das bereits verwendete Modell einer Photovoltaikanlage im Institut für Antriebs- und Regelungstechnik Verwendung finden kann.

Tabelle 3.1: Allgemeine Randbedingungen und Festlegungen für das Smart Grid Modell

Randbedingungen	Festlegungen
Laborversuch	Dauer Laboreinheit: 2 Vorlesungsviertel (entspricht 180 <i>min</i>)
	Dauer Versuchsdurchlauf: 60 – 90 <i>min</i>
	Separate Nutzbarkeit der einzelnen Module vorsehen
Wartung	Zugänglichkeiten für Wartungs- und Reparaturarbeiten bewahren
	ggf. Wartungsplan erstellen
vorhandene PVA	Prüfung auf Verwendbarkeit

Die wirtschaftliche Betrachtung der Modellumsetzung wird in dieser Arbeit nicht behandelt. Daher wird auch kein konkreter Kostenrahmen als Randbedingung vorgegeben. Im Rahmen der konzeptionellen Entwicklung können lediglich aktuelle Richtwerte für Einkaufspreise der

einzelnen Bauteile und -gruppen angegeben werden, um dem Leser eine Abschätzung der erwartbaren Kosten zu ermöglichen. Bei der praktischen Umsetzung ist auf einen ökonomischen Einkauf der Bauteile, unter Berücksichtigung der Absprachen mit der betreuenden Professorin B. Koeppen zu achten.

3.2 Sicherheitsrelevante Anforderungen

Bei der Entwicklung und der praktischen Umsetzung des Modells sind die allgemeinen Sicherheitsaspekte zu berücksichtigen, damit die Nutzer dieses Modells vor Schäden bewahrt werden. Daher ist von Beginn an für jeden einzelnen Modulträger ein „Not-Aus“-Schalter vorzusehen, welcher durch Betätigung eine sofortige Unterbrechung der elektrischen Stromzufuhr bewirkt und damit die Abschaltung der Anlage erzwingt. Damit im Betrieb keine Gefahren von bewegten Komponenten ausgehen, sind z. B. rotierende Teile mit einer Abdeckung zu versehen. Es ist allgemein eine mechanische Berührungssicherheit zu gewährleisten und somit dafür zu sorgen, dass Gefahrenstellen während des Betriebes der Anlage nicht erreichbar sind.

Es ist darauf zu achten, dass das Modell im elektrischen wie auch im mechanischen Sinne berührungssicher ist. Hierzu zählt die Fingersicherheit hinsichtlich der elektrischen Bauteile, die unter anderem durch die Verwendung fingersicherer Kabel gewährleistet sein soll. Genauere Informationen zur Gewährleistung der Sicherheit gegen unbeabsichtigte Berührung bei elektrischen Anlagen sind in der VDE-Norm 0660-514² zu finden. Die Grenzwerte für Berührungsspannungen können z. B. dem Buch Fachkunde Elektrotechnik entnommen werden. Aus der Tabelle „Grenzwerte für Berührungsspannungen“ [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 346] geht hervor, dass Wechselspannungen größer 50 V und Gleichspannungen größer 120 V eine Lebensgefahr für den Menschen³ darstellen. Somit dürfen Bauteile, welche Spannungen über diesen Werten führen, nicht frei berührbar bzw. durch unabsichtliches Berühren erreichbar sein. Die elektrische Verbindung der Module untereinander ist mit einer nichtlösbaren Verkabelung zu planen, um ein unbeabsichtigtes Trennen dieser zu vermeiden.

Um einen ordnungsgemäßen Betrieb des Modells zu gewährleisten und die Sicherheit von Personen und Bauteilen zu wahren, sind gewissen Schutzmaßnahmen vorzusehen. In der Normenreihe DIN VDE 0100, Teil 410 „Errichten von Niederspannungsanlagen“ (Juni 2007) sind die grundlegenden Regeln für einen Schutz gegen elektrischen Schlag zu finden. Zum Schutz der elektrischen Bauteile sind entsprechende Sicherungsmaßnahmen gegen Überstrom und ggf. Überspannung zu treffen (vgl. Abschnitt 2.3.2 auf Seite 10). Weitere Schutzmaßnahmen im Umgang mit elektrischem Strom können bei [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, Kapitel 11] recherchiert werden.

Tabelle 3.2: Sicherheitsrelevante Anforderungen und Festlegungen an das Smart Grid Modell

Anforderungen	Festlegungen
Elektrik	Not-Aus, je Modul bzw. Modulträger
	allgemeine elektrische Berührungssicherheit
	nichtlösbare intermodulare Verkabelung
Mechanik	allgemeine mechanische Berührungssicherheit

²VDE-Norm 0660-514: *Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen. Schutz gegen elektrischen Schlag - Schutz gegen unabsichtliches direktes Berühren gefährlicher aktiver Teile*

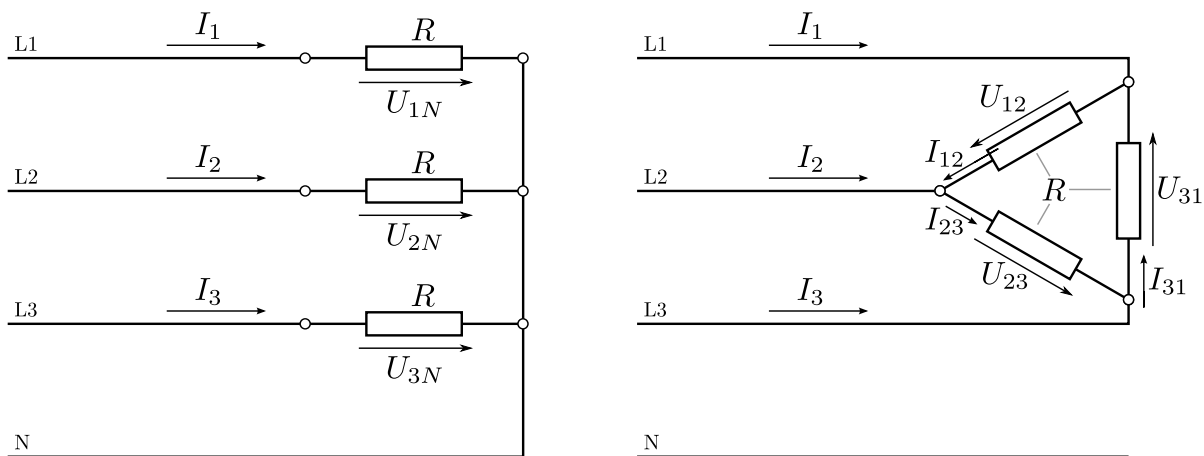
³Hier sind gesunde Erwachsene gemeint. Für Kinderspielzeuge werden diese Werte noch halbiert ($U_{L,AC} = 25 V$ bzw. $U_{L,DC} = 60 V$).

Zur weiteren Beurteilung und Vermeidung von Gefahren soll an dieser Stelle auf die jeweilige Fachliteratur, u. a. [Fischer, 2016] und [Fachkunde Elektrotechnik, 2016], und die Internetpräsenz der Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin⁴ hingewiesen werden.

3.3 Elektrische Randbedingungen

Für die elektrischen Basisdaten des Smart Grid Modells wird festgelegt, dass die Verbraucher genau die Leistung nutzen können, welche das konventionelle Kraftwerk bereitstellen kann. Der Windpark und der Solarpark beziehungsweise die Module Windenergieanlage und Photovoltaikanlage sollen zusammen das konventionelle Kraftwerk substituieren können. Der Energiespeicher soll die gleiche Leistung bereitstellen können wie die Photovoltaikanlage und mit dem produzierten Energieüberschuss der drei Kraftwerke aufgeladen werden.

Für eine realistische Darstellung der Energieanlagen ist das Smart Grid Modell analog zum realen elektrischen Verbundnetz mit einem Drehstromnetz zu planen. Die Spannungsebene soll dabei $230\text{ V}/400\text{ V}$ und die Netzfrequenz 50 Hz betragen. Eine weitere Spannungsebene ist nicht vorzusehen. Alle Komponenten des Netzes sollen auf der gleichen Spannungsebene arbeiten, auf der ebenfalls die Energieübertragung stattfindet. Der Betrieb der Verbraucher (230 V) soll dabei symmetrisch erfolgen, um das aufgebaute Netz nicht unnötig zu belasten. Hierfür sind die Lasten gleichmäßig mittels der Schaltungsvarianten für Drehspannungssystem, wie sie in Abbildung 3.1 dargestellt werden, auf die Außenleiter und den Neutralleiter des Netzes aufzuteilen.



Sternschaltung drei gleicher Verbraucher

Dreieckschaltung drei gleicher Verbraucher

Abbildung 3.1: Symmetrische dreiphasige Belastung durch einphasige 230 V -Verbraucher in einem Drehstromsystem (nach [Koeppen, 2016, Kapitel 5])

Ausgehend von einem überwiegenden Betrieb des Modells im Laborraum F513 stehen die in Tabelle 3.3 aufgelisteten Spannungsquellen zur Verfügung. Hierzu zählen zwei separat abgesicherte Drehstromsteckdosen mit einer Einzelleistung bis zu 11000 W . Diese Leistung ist aus heutiger Sicht ausreichend, um das Modell versorgen zu können. Weiterhin sind bis zu 80 Wechselstromsteckdosen vorhanden, welche in mehreren Bündeln gemeinsam abgesichert sind. Die Module sind vorrangig so zu planen, dass sie jeweils nur über einen Anschluss mit Drehstrom ($230\text{ V}/400\text{ V}$) versorgt werden und die Versorgung von Steuer- und Messgeräten mit 230 V

⁴Bundesanstalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin - Expertenwissen:https://www.baua.de/DE/Themen/Arbeitsgestaltung-im-Betrieb/Gefahrungsbeurteilung/Expertenwissen/Expertenwissen_node.html

Wechselstrom ebenfalls von diesem aus erfolgt. Die im Laborraum vorhandenen Wechselstromsteckdosen sind nur zweitrangig für die Versorgung der Steuer- und Messgeräte einzuplanen.

Die Kraftwerksmodule (WEA, PVA und konv. KW) sind so auszulegen, dass ihre Leistungsabgabe in einem Bereich regelbar ist, der denen der realen Vorbilder gleicht. Das konventionelle Kraftwerk soll durch einen Synchrongenerator, dessen Verwendung in Kapitel 6 Abschnitt 6.3 noch genauer begründet wird, mit direkter Netzkopplung dargestellt werden. Beim Energiespeicher ist eine regelbare Leistungsaufnahme und -abgabe zu realisieren. Daneben soll auch die Verbraucherleistung vom Nutzer reguliert werden können.

Im Institut für Antriebs- und Regelungstechnik existiert bereits ein Modell einer Photovoltaikanlage. Es ist hierbei zu prüfen, ob dieses als Modul für das geplante Smart Grid Modell Verwendung finden kann.

Tabelle 3.3: Elektrische Randbedingungen und Festlegungen für das Smart Grid Modell

Randbedingungen	Festlegungen
Ausgangsbasis	$P_{Smart\ Grid} = \text{Verbraucher} = \text{konv. KW} = \text{WEA} + \text{PVA}$ $P_{Smart\ Grid, max} = 300\ W = 100\ \%$ $\text{Windenergieanlage} = 200\ W = 66,6\ \%$ $\text{Photovoltaik - Anlage} = 100\ W = 33,3\ \%$ $\text{konventionelles Kraftwerk} = 300\ W = 100\ \%$ $\text{Energiespeicher} = 100\ W = 33,3\ \%$ $\text{Verbraucher} = 300\ W = 100\ \%$
Kennwerte Netz (Modell)	Drehstrom-Vierleiternetz
	Netzspannung $U_{Netz} = 400\ V$
	Netzfrequenz $f_{Netz} = 50\ Hz$
Energieversorgung	Drehstromsteckdosen: zwei Stück, einzeln abgesichert mit je 11000 W
	Wechselstromsteckdosen: über 80 Stück, jedoch nicht einzeln abgesichert
Module	WEA: regelbar auslegen
	PVA: regelbar auslegen ; Verwendbarkeit vorhandener PVA prüfen
	konv. KW: regelbar auslegen ; als Synchrongenerator im direkten Netzbetrieb
	Energiespeicher: regelbar auslegen
	Verbraucher: regelbar auslegen ; symmetrischer Betrieb

3.4 Bauliche Randbedingungen

Die Randbedingungen in diesem Abschnitt beziehen sich sowohl auf das Modell selbst, wie auch auf den Standort. Der geplante Standort soll das Gebäude⁵ des Department Maschinenbau und Produktion der HAW Hamburg sein. Hauptsächlich soll das Modell im Laborraum F513 des Institutes für Antriebs- und Regelungstechnik betrieben werden. Daneben soll es aber auch für

⁵Adresse des Gebäudes: HAW Hamburg, Department M&P, Berliner Tor 21, 20099 Hamburg

Vorführungen zu bestimmten Anlässen, wie z. B. die Lange Nacht des Wissens oder den Girls-Day zur Verfügung stehen und hierfür in anderen Räumen z. B. der Aula aufgebaut werden können.

Aus diesem Grund ist das Modell so zu gestalten, dass es transportabel im Rahmen der Möglichkeiten des Gebäudes ist. Dies spricht für eine modulare Bauweise, so dass jedes Modul des Modells separat bewegt werden kann. Es ist bei der Entwicklung und der späteren praktischen Umsetzung darauf zu achten, dass der Auf- und Abbau des gesamten Modells so einfach wie möglich erfolgen kann. Für kompliziertere Abläufe z. B. die Verkabelung der Module untereinander sind entsprechend verständliche Pläne zu entwerfen.

Um bei Versuchsdurchführungen ein adäquates Arbeiten mit dem Modell zu ermöglichen, ist auf den einzelnen Modulträgern genügend Platz vorzusehen, um Messequipment, wie Notebook, Strom- und Spannungsmessgeräte (z. B. Multimeter), usw., unterzubringen.

Für den Aufbau und den Transport des Modells innerhalb des Gebäudes gelten bestimmte Grenzen bezüglich der Abmessungen und des Gewichts der einzelnen Module. Diese zu beachtenden Grenzwerte sind in Tabelle 3.4 aufgelistet. Es ist unter anderem darauf zu achten, dass die einzelnen Module durch die Türen der Räume und in den großen Aufzug des Gebäudes passen. Weiterhin ist für den Boden der Räume des Gebäudes eine maximale Last von $2,0 \text{ kN/m}^2$ vorgegeben. Dies entspricht ungefähr einer Masse von 200 kg pro Quadratmeter Bodenfläche. Die maximalen Verkehrslasten sind auf einem Schild bei den Aufzügen im Erdgeschoss ausgewiesen, wohingegen die Werte der maximalen Abmessungen durch eine Messung ermittelt wurden. Die zulässige Zuladung für den Aufzug wurde dessen Typenschild entnommen.

Tabelle 3.4: Bauliche Randbedingungen und Festlegungen für das Smart Grid Modell

Randbedingungen	Festlegungen
Aufbau & Logistik	transportables Modell, um es in verschiedenen Räumlichkeiten des Gebäudes in Betrieb nehmen zu können
	modulare Bauweise, d.h. jede Teilkomponente des Smart Grids stellt ein eigenes Modul dar
	möglichst einfacher Auf- und Abbau des gesamten Versuchsaufbaus
	Platz für Messequipment vorsehen
maximale Abmessungen	Laborraum: max. Deckenhöhe $3,18 \text{ m}$ (Deckenbeleuchtung beachten!)
	Aufzug (L \times B \times H): $2,25 \times 1,71 \times 2,45 \text{ [m]}$ (Achtung: Türhöhe $2,30 \text{ m}$)
	Türbreite (normal): $81,5 \text{ cm}$
	Türhöhe (normal): $2,00 \text{ m}$
maximale Masse	Räume: max. zulässige Verkehrslast $2,0 \text{ kN/m}^2$ (entspricht ca. 200 kg/m^2)
	Flure und Treppenhäuser: max. zulässige Verkehrslast $4,0 \text{ kN/m}^2$ (entspricht ca. 400 kg/m^2)
	Aufzug: max. zulässige Lastbeförderung 2250 kg

3.5 Visuelle Anforderungen

Für die Erhöhung der Anschaulichkeit des Modells soll dieses mit optischen und eventuell auch mit akustischen Effekten ausgestattet werden. Solche Effekte können beispielsweise blinkende

und geräuschgebende Verbraucher sein. Es ist aber auch ein funktionierendes Pumpspeicherwerk im Modellmaßstab als Energiespeicher denkbar. Diese Funktionen des Modells sollen das Verständnis davon, wie die Module im Einzelnen und in gemeinsamer Interaktion als Smart Grid funktionieren, fördern.

Die Richtung des Wirkungsweges in graphischen Darstellungen ist äquivalent zur allgemeinen Schreib- bzw. Leserichtung zu wählen. Das heißt, die primäre Richtung des Wirkungsweges in Graphiken ist, wie in Abbildung 3.2 dargestellt, von links nach rechts. Die sekundäre Wirkungsrichtung ist von oben nach unten, wie dies auch allgemein in Ablaufschemata der überwiegende Fall ist.

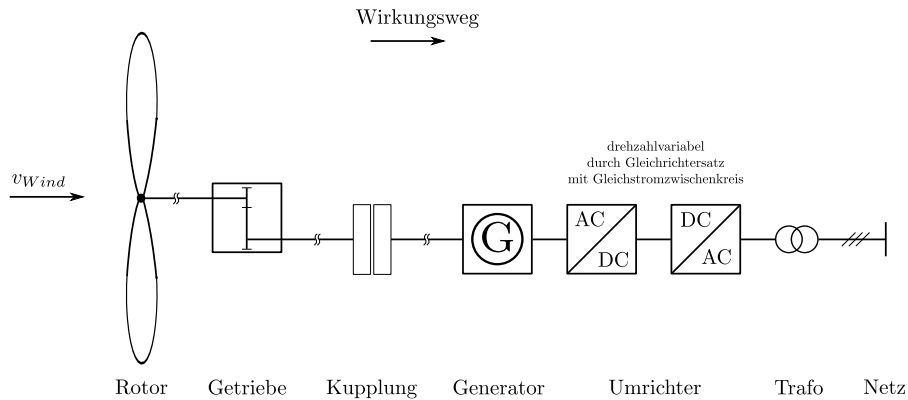


Abbildung 3.2: Richtung des Wirkungsweges

Desweiteren sollen graphische Darstellungen als Werkzeug in dieser und den jeweiligen Dokumentationen der praktischen Umsetzung genutzt werden, um dem Leser die Sachverhalte verständlicher darzulegen. Auch auf den einzelnen Modulträger sollte mit Hilfe graphischer Mittel dargestellt werden, wie diese aufgebaut sind und funktionieren.

Tabelle 3.5: Visuelle Anforderungen und Festlegungen an das Smart Grid Modell

Anforderungen	Festlegungen
Visualisierung	Integration von optischen und eventuell akustischen Effekten
	graphische Darstellung in Dokumentation und auf den Modulträgern
Wirkungsweg	äquivalent zur allgemeinen Schreib- bzw. Leserichtung primär: von links nach rechts ; sekundär: von oben nach unten

4 Modul Windenergieanlage

Die Energie des Windes nutzt der Mensch bereits seit Jahrhunderten, sei es für Windmühlen oder Segelboote. Gesicherte Erkenntnisse aus dem 7. bis 10. Jahrhundert berichten über Windmühlen in Afghanistan und Persien. Die Geschichte der modernen Nutzung der Windenergie zur Erzeugung von elektrischem Strom beginnt bereits Anfang des 20. Jahrhunderts. Hier wurden durch neue Erkenntnisse in der Aerodynamik und der Fluggerätetechnik bereits Pläne für die großtechnische Nutzung¹ aufgestellt. Dieses neue Wissen wurde in den 40er und 50er Jahren bereits in kleineren Anlagen getestet. Jedoch wurde diese Entwicklung wieder abgebrochen, da Anfang der 1960er Jahre die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern zu Tiefstpreisen möglich war. Ab 1980 kam es bedingt durch erneute Energiedebatten zu einer weiteren Entwicklungswelle in der Windkrafttechnologie, welche bis heute anhält. Dabei nahmen die Dimensionen der Windkraftanlagen stetig zu. Während Vestas 1984 eine 55 kW Anlage auf den Markt brachte, können die größten derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen 7,5 MW liefern. [Heier, 2012, S. 12 ff. und S. 32 ff.]

4.1 Erzeugung elektrischer Energie aus der Strömung der Luft

Allgemein kann der Prozess der Energiewandlung in Windenergieanlagen wie folgt beschrieben werden. Die Strömungsenergie des Windes wird mit Hilfe einer Turbine in die mechanische Rotationsenergie einer Welle gewandelt. Der über die Welle angetriebene Generator wandelt diese aufgenommene Rotationsenergie in elektrischen Strom, eine sehr vielseitig einsetzbare Energieform.

Die Energieausbeute aus dem Wind ist im Vergleich zu der aus chemischen und physikalischen Prozessen konventioneller Kraftwerke (Gas, Kohle, Kernkraft, usw.) eher gering. Die Abmessungen der Windräder sind daher dementsprechend groß im Bezug auf die abgegebene elektrische Leistung. Um die Energie der strömenden Luft in die rotierende Bewegung einer Welle umzuwandeln, werden meist Konstruktionen verwendet, welche den Tragflügeln von Flugzeugen sehr ähneln und dabei den Auftrieb nutzen. Diese werden Rotorblätter oder auch -flügel genannt. [Heier, 2012, S. 46 ff.]

Die mit der Geschwindigkeit v durch die Fläche A strömenden Luft (Wind) enthält eine Leistung, welche mit der nachfolgenden Gleichung berechnet werden kann.

$$P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.1)$$

Die enthaltene Leistung ist hierbei proportional zur Dichte der Luft ρ , der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit v und der durchströmten Fläche A . Dem Wind wird diese Leistung durch den Rotor entzogen, wobei es durch Abbremsung der Luftströmung zu einer Verringerung der

¹z. B. Hermann Honnef, 1932: Planung einer 20 MW Anlage mit drei bis fünf Turbinen mit bis zu 160 m Durchmesser

Windgeschwindigkeit kommt und eine Rotationsbewegung des Rotors generiert wird. Es kann nicht die gesamte enthaltene Energie umgewandelt werden, da dann die Luftströmung vollständig abgebremst werden müsste. Nach der Rotorebene würde die Luft still stehen bleiben und somit keine weiteren Luftmassen durch diese nachströmen lassen. Es würde zu einer „Verstopfung“ des Strömungskanals kommen. Zwischen den beiden Extremen komplette Abbremsung der Luftströmung und gar keine Abbremsung gibt es ein Optimum. Diesen Zusammenhang haben Betz und Lanchester herausgefunden. Er besagt, dass die Energieausbeute am höchsten ist, wenn der Wind durch eine unummantelte Turbine auf ein Drittel der ursprünglichen Geschwindigkeit abgebremst wird. Die dabei entnommene maximale Leistung kann mit der nachfolgenden Formel berechnet werden.

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot c_{p,Betz} \quad (4.2)$$

Der Leistungsbeiwert c_p beträgt im günstigsten Fall $c_{p,max} = c_{p,Betz} = 16/27 = 0,59$ und kann auch als aerodynamischer Wirkungsgrad bezeichnet werden. Es kann dem Wind also unter idealen verlustfreien Bedingungen nur 59 % seiner Leistung entzogen werden. Bei modernen Windenergieanlagen mit Tragflügelprofilen, welche das Prinzip des Auftriebs nutzen, wird ein Leistungsbeiwert bis zu $c_p = 0,5$ erreicht. [Gasch u. Twele, 2016, S. 36 ff.]

Der Leistungsbeiwert c_p hängt wesentlich vom Verhältnis der Umfangsgeschwindigkeit des Rotors an der Blattspitze v_u zur Geschwindigkeit des Windes vor der Windenergieanlage v_1 ab.

$$\lambda = \frac{v_u}{v_1} = \frac{\text{Umfangsgeschwindigkeit an der Blattspitze}}{\text{Windgeschwindigkeit vor der WEA}} \quad (4.3)$$

Dieses Verhältnis wird als Schnelllaufzahl λ bezeichnet. Weiterhin wird der Leistungsbeiwert, wie in Abbildung 4.1 erkennbar, auch vom Blatteinstellwinkel der Rotorblätter, auf welchen später noch näher eingegangen wird, bestimmt. Die Zusammenhänge dieser Abhängigkeiten werden im Kennfeld des Leistungsbeiwertes der Windenergieanlage festgehalten. Für eine dreiblättrige Windenergieanlage wird dieses Kennfeld in Abbildung 4.1 beispielhaft gezeigt. Es ist erkennbar, dass zu jeder Windgeschwindigkeit und jedem Blatteinstellwinkel nur eine Umfangsgeschwindigkeit und damit nur eine Drehzahl des Rotors ($n_{Rotor} = \frac{v_u}{\pi \cdot d}$) existiert, bei welcher der jeweilig maximale Leistungsbeiwert erreicht und damit das jeweilige Maximum an Leistung aus der Luftströmung entnommen werden kann. [Heier, 2012, S. 50 ff.]

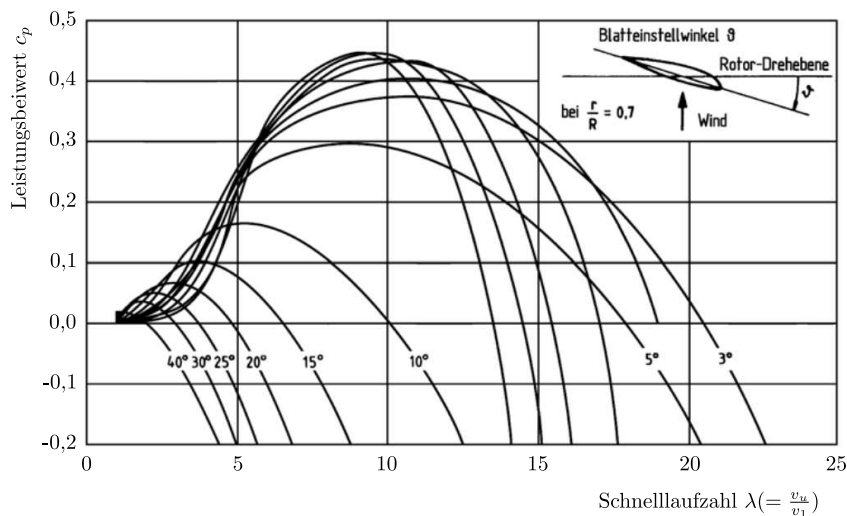


Abbildung 4.1: Kennfeld des Leistungsbeiwertes einer Windenergieanlage mit drei Rotorblättern (nach [Hau, 2014, S. 107])

Hieraus kann geschlussfolgert werden, dass die effektivsten Windenergieanlagen solche sind, welche mit variablen Drehzahlen des Rotors betrieben werden können und damit zu jeder Zeit das Optimum an Leistung aus der Luftströmung entnehmen können.

In Abbildung 4.2 ist der Weg von der im Wind enthaltenen Energie bis zur tatsächlich ins Netz eingespeisten elektrischen Energie unter Abfluss diverser Verluste zu erkennen. Ein großer Teil dieser Verluste entsteht bereits bei der ersten Wandlungsstufe am Rotor, da wie vorab bereits erwähnt, eine vollkommene Abbremsung und damit der Entzug der gesamten kinetischen Energie aus der Luftströmung nicht möglich ist. Diese Verluste werden durch den Leistungsbeiwert c_p (siehe Gleichung 4.2) berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der aerodynamischen Verluste durch den Leistungsbeiwert c_p und der mechanisch-elektrischen Verluste in der gesamten Wandlungskette durch den Wirkungsgrad $\eta_{mech-elekt}$ kann die abgegebene elektrische Leistung laut [Kaltschmitt et al., 2013, S. 468] wie folgt berechnet werden:

$$P_{WEA} = c_p \cdot \eta_{mech-elekt} \cdot P_{Wind} \quad (4.4)$$

Die Zahlenwerte der Verlustangaben in Abbildung 4.2 beziehen sich auf den Nennpunkt der Anlage. Im Teillastbereich können diese durchaus größer ausfallen. Laut [Kaltschmitt et al., 2013, S. 468] belaufen sich die Verluste der mechanisch-elektrischen Energiewandlungskette auf 7 bis 9 %. Insgesamt können die Verluste an der gesamten Windenergieanlage auf eine Größenordnung zwischen 49 bis 71 % benannt werden. Der Gesamtwirkungsgrad einer Windenergieanlage beläuft sich damit auf $\eta_{WEA,gesamt} = 29 \dots 51 \%$.

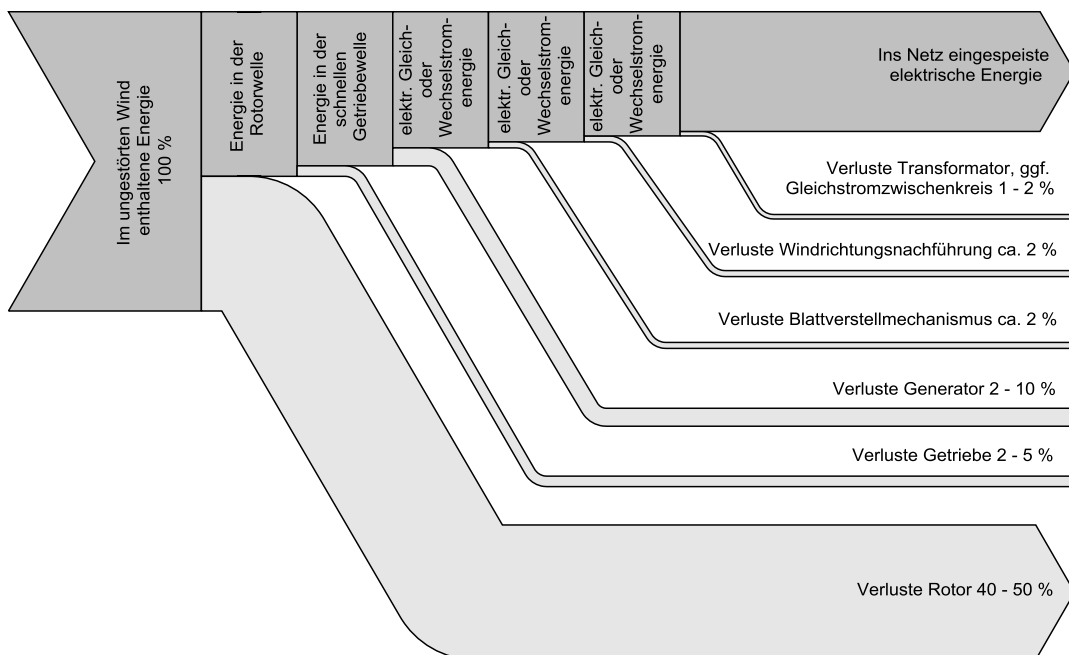


Abbildung 4.2: Energiefluss in einer Windenergieanlage [Kaltschmitt et al., 2013, S. 506]

Der Leser, welcher ein tieferes Verständnis der theoretischen Grundlagen von Windenergieanlagen erlangen möchte und diesbezüglich ausführlichere Erläuterungen sucht, wird hiermit auf die Werke von Erich Hau [Hau, 2014] und Robert Gasch und Jochen Twele [Gasch u. Twele, 2016] verwiesen. Auch bei [Kaltschmitt et al., 2013, S. 453-471] wird sich detaillierter mit diesen Sachverhalten auseinandergesetzt.

4.2 Allgemeiner Aufbau einer Windenergieanlage

Es gibt eine Vielzahl von Konzepten, mit denen sich der Mensch die Energie des Windes zu Nutze machen will. Eine erste Unterscheidung wird anhand der Lage der rotierenden Welle zwischen horizontaler und vertikaler Ausrichtung getroffen. Weiterhin wird zwischen Windrädern, welche durch Widerstand von Flächen dem Wind die Energie entziehen und solchen die den Auftrieb an Flügeln nutzen, unterschieden. Den Auftrieb nutzende Anlagenkonzepte können der Luftströmung mehr Energie entziehen, als dies mittels reiner Widerstandsflächen (max. ca. 20 %, $c_p = 0,2$ [Gasch u. Twele, 2016, S. 38]) der Fall ist. [Heier, 2012, S. 48]

Aus diesen Gründen werden heute zumeist Windenergieanlagen geplant, welche das Auftriebskonzept verfolgen. Es ist dasselbe Prinzip, welches Flugzeugen erlaubt zu fliegen. An der Unterseite des Flügels entsteht ein Überdruck, während an der Oberseite des selben ein Unterdruck (Sog) entsteht. Dieser Druckunterschied bewirkt den Auftrieb und unter Berücksichtigung des Widerstandes die Drehung des Rotors. [Heier, 2012, S. 48]

Darüber hinaus gibt es eine Vielzahl von praktisch umgesetzten Möglichkeiten, wie der Triebstrang einer Anlage konzipiert sein kann. Unterscheiden lässt sich hierbei grundsätzlich die Anordnung der Komponenten laut [Gasch u. Twele, 2016, S. 75 ff.] in:

- integrierte Bauform, wobei mehrere der Komponenten miteinander tragend verbunden sind
- aufgelöste Bauform, hierbei sind die Komponenten einzeln befestigt und stehen ihrem Wirkungsweg entsprechend in einer Reihe
- teilintegrierte Bauform, ist eine Mischung der beiden vorangegangenen Konzepte.

Weitere Unterscheidungen können hinsichtlich der Konzeptionierung der mechanisch-elektrischen Energiewandlungssysteme (vgl. Abbildung 4.3) gemacht werden, welche in enger Verbindung zum Aufbau des Triebstranges stehen. Hierbei kann eine Unterteilung in Anlagenkonzepte mit Synchrongenerator mit und ohne Getriebe und solche mit Asynchrongenerator mit Getriebe vorgenommen werden. [Heier, 2012, S. 69 ff.]

Die überwiegende Anzahl der installierten Anlagen, sowohl in Deutschland wie auch international, sind Anlagenkonzepte mit horizontaler Achse und dreiblättrigem Rotor. Während in den 80er und 90er-Jahren Anlagen nach dem dänischen Konzept² und damit mit einem drehzahlstarreren Anlagenverhalten dominierten, ging der Trend ab dem Jahr 2000 in Richtung blatteinstellwinkelgeregelte Dreiblatt-Turbinen mit drehzahlvariablem Triebstrangkonzzept. [Heier, 2012, S. 59]

Wie bereits in Abschnitt 4.1 erläutert gibt es je Windgeschwindigkeit nur eine Rotordrehzahl, bei der das mögliche Optimum an Leistung aus der Luftströmung entnommen werden kann. Ein drehzahlvariables Triebstrangkonzzept erlaubt also damit eine wesentlich effektivere Ausnutzung der im Wind enthaltenen Energie.

Bei diesen Anlagen erfolgt über die Verstellung des Blatteinstellwinkels eine Leistungsregelung. Die Reduzierung der vom Rotor aufgenommenen Leistung aus dem Wind wird durch eine Verdrehung der einzelnen Rotorblätter um ihre Längsachse (pitchen bzw. Pitch-Regelung) erreicht. Dies ist die Ursache für eine Verringerung der Auftriebskraft am jeweiligen Blatt. [Gasch u. Twele, 2016, S. 70]

Der allgemeine Aufbau einer solchen modernen Windenergieanlage mit Leistungsregelung über die Verstellung des Blattwinkels wird in Abbildung 4.4 schematisch gezeigt. In dieser Darstel-

²d. h. passiv stallgeregelte Turbine, Triebstrang mit Getriebe und direkt netzgekoppelter Generator

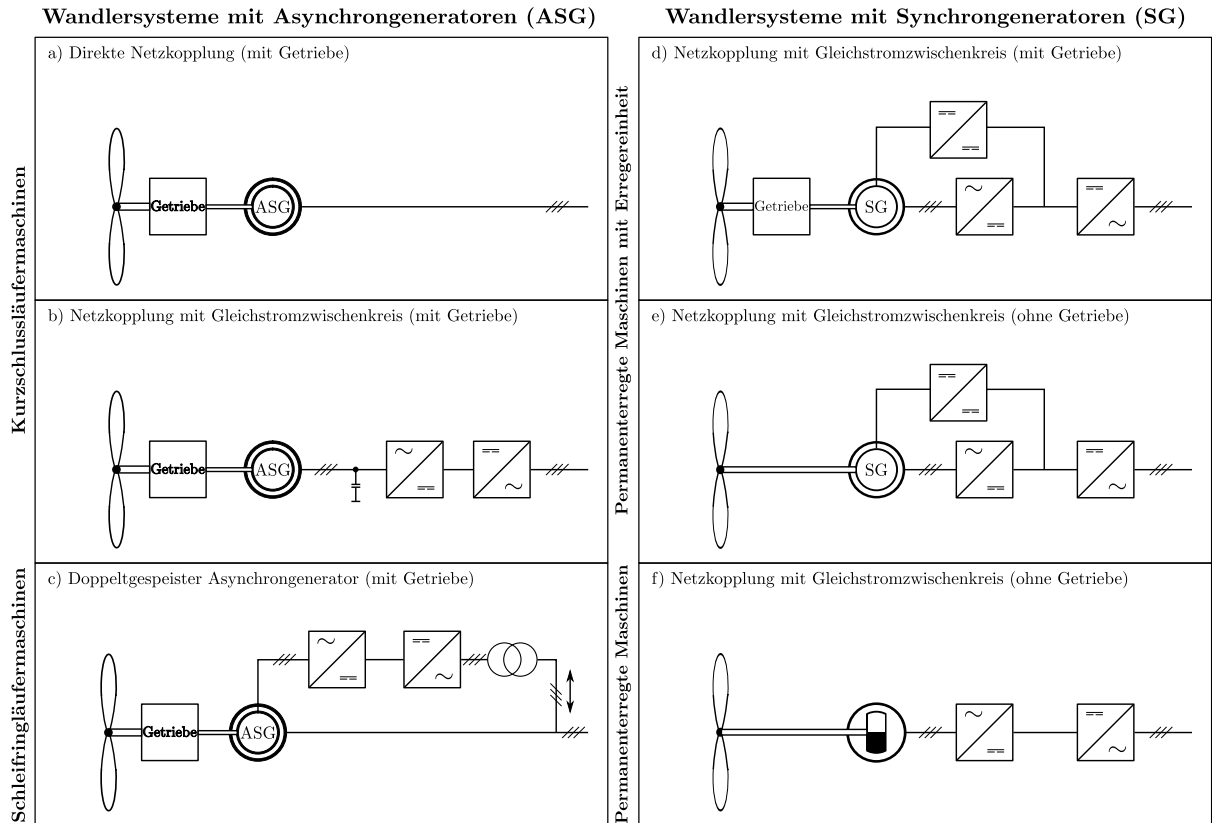


Abbildung 4.3: Mechanisch-elektrische Energiewandlersysteme von Windenergieanlagen (nach [Heier, 2012, S.71])

lung sind Hilfsaggregate wie Ölkühler, Wärmetauscher, Entlüftungseinrichtungen und Messeinrichtungen für Windstärke und -richtung nicht aufgezeigt.

Während international viele Hersteller das konventionelle Triebstrangkzept mit Getriebe favorisieren, verfolgt vor allem der deutsche Marktführer Enercon seit den 90er-Jahren den getriebelosen Triebstrangaufbau. Um ein drehzahlvariables Verhalten zu ermöglichen, werden die Anlagen bezüglich der mechanisch-elektrischen Energiewandlersysteme entweder mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren oder mit Synchrongeneratoren in Verbindung mit einem Vollumrichter ausgerüstet. Von vielen Herstellern werden Konzepte mit permanentterregten Synchrongeneratoren mit Vollumrichter bevorzugt, während bei den deutschen Anlagen, insbesondere denen von Enercon, elektrisch erregte Synchrongeneratoren dominieren. [Heier, 2012, S. 59]

Durch den Einsatz von Umrichtern werden die Anlagen in einem weiten Bereich drehzahlvariabel und können bis zur Nennlast windgeführt arbeiten. Zum einen verringert ein solches Generator-Umrichter-Konzept die dynamischen Belastungen auf den Triebstrang. Zum anderen kann damit dem Wind bei optimaler Schnelllaufzahl λ_{opt} und damit dem höchstmöglichen Leistungsbeiwert $c_{p,max}$ die größtmögliche Menge an Energie über einen bestimmten Bereich der Windgeschwindigkeit (z. B. $1 \dots 25 \text{ m/s}$) effektiv entzogen werden. [Gasch u. Twele, 2016, S. 407], [Hau, 2014, S. 432 f.]

Rotorseitig herrschen niedrige Drehzahlen und ein hohes Drehmoment. Über ein Getriebe kann eine Anhebung der Drehzahl für die Antriebswelle des Generators realisiert werden. Dabei nimmt gleichzeitig auch das Drehmoment auf der Generatorseite proportional zur Zunahme der Drehzahl ab. Dies lässt sich an der folgenden Gleichung zur Berechnung der Leistung einer

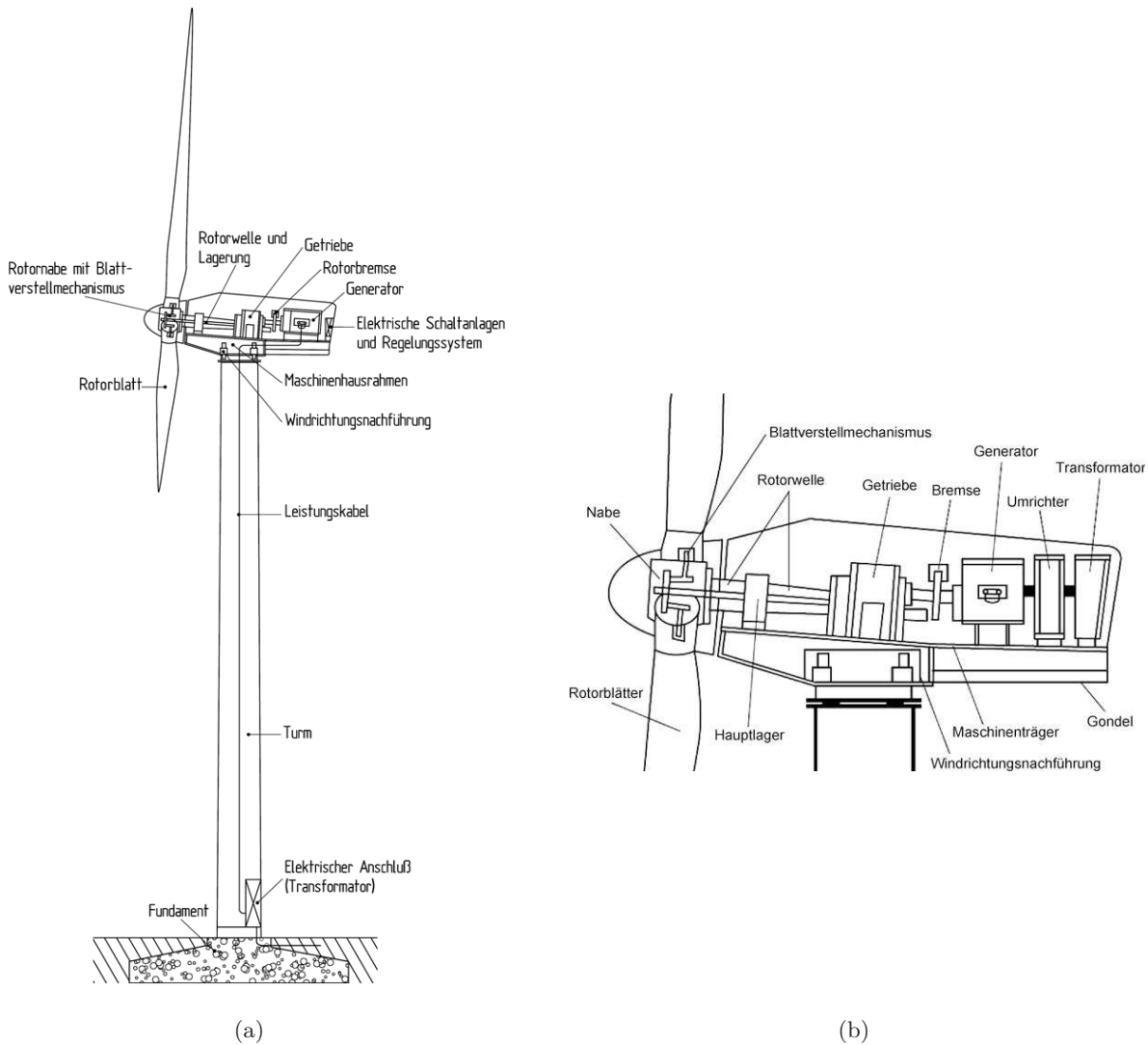


Abbildung 4.4: Prinzipieller Aufbau einer Windenergieanlage mit horizontaler Achse, dreiblättrigem Rotor und Getriebe: (a) WEA, gesamt [Hau, 2014, S. 73] und (b) Gondel (Maschinenhaus mit Rotor) [Kaltschmitt et al., 2013, S. 485]

rotierenden Welle [Gasch u. Tvele, 2016, S. 363] unter Annahme einer nahezu verlustfreien Umwandlung erkennen.

$$P = 2\pi \cdot n \cdot M \quad (4.5)$$

Mit höheren Drehzahlen und geringeren Drehmoment können die verwendeten Generatoren bezüglich ihrer Baugröße und ihres Gewichtes klein gehalten werden. Damit sinken auch die Kosten für die Generatoren. Dies gilt sowohl für Asynchrongeneratoren wie Synchrongeneratoren. Bei der Verwendung eines Triebstrangkonzepthes ohne Getriebe und gleichzeitiger Stromerzeugung durch einen Synchrongenerator, wird dieser zwar größer, schwerer und auch teurer, aber es entfallen das Gewicht und die Kosten für das Getriebe. Weiterhin wird dadurch auch die Anzahl der beweglichen und mechanisch stark beanspruchten Bauteile minimiert.

Als Grundlage bzw. Vorbild für das Modul Windenergieanlage des Smart Grid Modells wird eine Anlage mit direkt angetriebenem elektrisch erregtem Generator mit Vollumrichter gewählt. Solche Anlagen (Abbildung 4.5) werden seit etwa Mitte der 90er-Jahre vom deutschen Hersteller Enercon in Serie gebaut und bewähren sich seitdem im praktischen Einsatz. Der vom

Rotor direkt angetriebene Ring- oder Vielpolgenerator wird elektrisch erregt und über einen Frequenzumrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis an das Netz angeschlossen. Der Generator muss somit nicht die Netzfrequenz von 50 Hz liefern und bleibt damit, was die Baugröße betrifft, im Bereich akzeptabler Abmessungen. Die Windenergieanlage ist damit drehzahlvariabel in dem ihr vorgegebenen Bereich und die Energie kann höchst effektiv aus der vorhandenen Luftströmung entzogen werden. [Hau, 2014, S. 333]

4.3 Identifizierung relevanter Komponenten

Auf das elektrische Verhalten einer Windenergieanlage im Zusammenspiel mit dem Verbundnetz haben längst nicht alle in Abbildung 4.4 dargestellten Komponenten einen Einfluss. In Abbildung 4.5 sind die für das elektrische Verhalten der Anlage hauptsächlich verantwortlichen Komponenten in einer schematischen Darstellung nach dem Vorbild der getriebelosen Anlagen von Enercon dargestellt. Diese Komponenten sind in Reihenfolge des Energieflusses der Ringgenerator, der Vollumrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis, ein Gleichstrom-Umrichter, ein Netzfilter, ein Transformator und der Netzanschlusspunkt.

Für einen kompakten Überblick über die als Vorbild herangezogene und in Abbildung 4.5 (links) gezeigte Windenergieanlage Enercon E70 wurde im Anhang A deren Datenblatt hinterlegt.

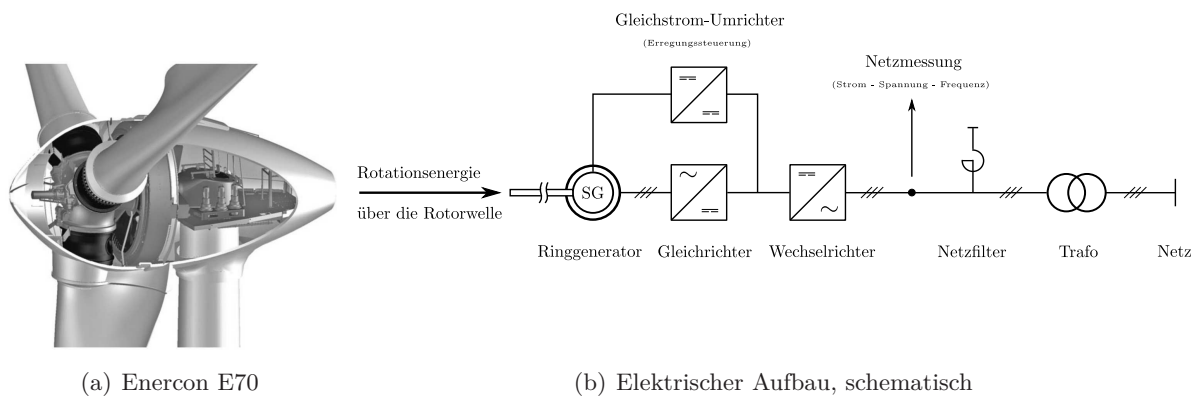


Abbildung 4.5: Windenergieanlage Enercon E70, getriebelos mit elektrisch erregtem Ringgenerator (Synchrongenerator) und Vollumrichter mit Gleichspannungs-Zwischenkreis: (a) Enercon E70 (nach [Hau, 2014, S. 334]) und (b) Schema elektrischer Aufbau (nach [Enercon (b), 2017])

Der Ringgenerator in den Anlagen von Enercon ist ein vielpoliger Synchrongenerator, dessen elektrisch erregter (fremderregter) Läufer über eine Welle direkt mit dem Rotor der Windenergieanlage verbunden ist. Damit rotiert dieser mit der gleichen Drehzahl wie der Rotor. Im Falle der Anlage Enercon E70 variiert diese Drehzahl laut Datenblatt (vgl. Anhang A) in einem Bereich von $n_{Rotor} = 6 \dots 21\text{ min}^{-1}$. Hierdurch werden in den Ständerwicklungen Wechselspannungen mit veränderlicher Frequenz induziert. Um dennoch mit der Anlage netzkonformen Wechselstrom zu erzeugen und in das öffentliche Netz einzuspeisen, wird dem Generator ein Vollumrichter und ein Transformator nachgeschaltet. Diese wandeln die elektrischen Kennwerte der erzeugten Drehspannung, so dass elektrische Energie mit der geforderten Frequenz (Netzfrequenz), Spannung (Netzspannung) und Phasenlage eingespeist werden kann. Der Vollumrichter umfasst einen Gleichrichter und einen Wechselrichter zwischen denen ein Gleichspannungs-Zwischenkreis besteht. [Enercon (b), 2017]

Die elektrischen Motoren für die Windnachführung (Azimutantrieb) der Gondel (Maschinenhaus mit Rotor) und die der Blattverstellung der einzelnen Rotorblätter haben durch ihren Umsatz an elektrischer Energie einen Einfluss auf das elektrische Verhalten der Anlage, welcher im Modell berücksichtigt werden sollte. Laut Abbildung 4.2 verringern diese Systeme den Nettoenergieertrag der Anlage um ca. 4 %. Ebenso verhält es sich mit den Sicherheits-, Überwachungs- und Messeinrichtungen der Anlage. Die Beleuchtung, der Kran und der Fahrstuhl, sowie andere Hilfsaggregate wie beispielsweise die Heizung zur Enteisung der Rotorblätter, setzen ebenfalls elektrische Energie um. Dieser weitere anfallende Eigenbedarf der Anlage wird an dieser Stelle mit ca. 1 % der Nennleistung angenommen. Für diesen Eigenbedarf, welcher anteilig auch bei Stillstand der Anlage vorliegt und den Betrag der effektiv an das Netz gelieferten elektrischen Leistung mindert, soll beim Modul Windenergieanlage ein Eigenstromverbraucher vorgesehen werden.

Die in Abbildung 4.4 (links) als „Elektrische Schaltanlagen und Regelungssystem“ bezeichnete Komponente beinhaltet neben Vollumrichter und Transformator auch die Betriebsführung der Windenergieanlage. Die Betriebsführung erfolgt durch eine speicherprogrammierbare Steuerung (SPS) und übernimmt die komplette Steuerung und Regelung der Anlage, sowohl in Bezug auf die aktuellen Windparameter, als auch auf die Parameter der abgegebenen elektrischen Leistung am Netzanschlusspunkt. Sie überwacht den aktuellen Zustand und gibt der Windenergieanlage vor, wie sich diese zu verhalten hat. Selbstverständlich ist auch für das Modul Windenergieanlage des Modells eine geeignete Betriebsführung zu entwerfen. [Enercon (b), 2017], [Koeppen, 2014, Abschn. 2.4]

Der Unterschied zwischen einer einzelnen Windenergieanlage und einem Windpark ist eine über die Zeit gleichmäßigere Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz. Vor allem bei Einzelanlagen im Teillastbereich kommt es durch immer wieder auftretende Änderungen der Windgeschwindigkeit (Böen) zu starken Schwankungen bei der Leistungsabgabe. Diese Schwankungen können durch ein Zusammenfassen mehrerer Anlagen zu einem Park, also einer gesamten einspeisenden Einheit reduziert werden. (vgl. [Koeppen, 2014, Kap. 3, S. 3.7])

Im Hinblick auf das elektrische Verhalten eines Windparks kommen gegenüber einer Einzelanlage noch ein weiterer Parktransformator und Kompensationsanlagen für die Blindleistungsbereitstellung hinzu. Für den Netzanschluss des Parks gilt es, die vom Netzbetreiber vorgegebenen Blindleistungswerte einzuhalten. In das Netz des Windparks werden dafür Kondensatoren und Spulen eingebunden. Diese sind in der Lage, die vom Windpark abgegebene induktive oder kapazitive Blindleistung auszugleichen und damit den aktuellen Vorgabewert des Netzbetreibers einzuhalten. [Koeppen, 2014, Kap. 3, S. 3.24 ff.]

Die interne Verkabelung eines Windparks zeigt Abbildung 4.6. Jede Windenergieanlage besitzt einen Transformator, welcher deren Leistung auf die Spannungsebene des Windparks, hier also Mittelspannungsebene (20 kV), anhebt. An einem zentralen Punkt, bei dem die Verkabelung aller Windenergieanlagen zusammenlaufen, erfolgt die Umspannung der gesamten Parkleistung durch den Windpark-Transformator auf das Niveau des angeschlossenen Netzes. Der Anschluss an das öffentliche Netz erfolgt rechtlich an der Sekundärseite des Parktransformators. Von dort führt eine Stickleitung zum Punkt des technischen und dreiphasigen Anschlusses an das Netz im Netzverknüpfungspunkt.

netz aufgebaut. Die nachfolgenden detaillierteren Erläuterungen zum Konzeptentwurf folgen der Nummerierung der Bauteile und werden in Tabelle 4.1 für einen kompakten Überblick zusammengefasst.

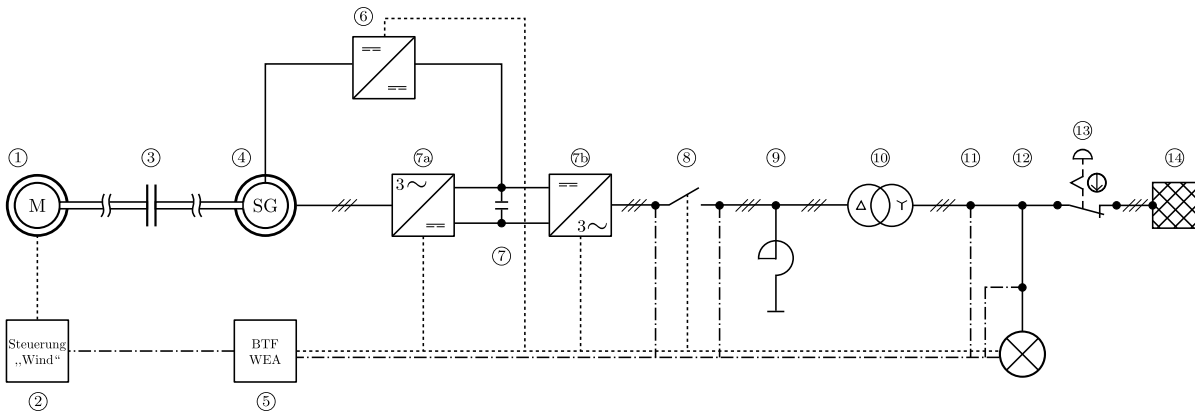


Abbildung 4.8: Modul Windenergieanlage, schematische Darstellung des Konzepts: ① Windsimulator, ② Steuerung „Wind“, ③ Kupplung, ④ Synchrongenerator, ⑤ Betriebsführung Windenergieanlage, ⑥ Gleichstrom-Umrichter, ⑦ Vollumrichter mit ⑦a Gleichrichter, ⑦b Wechselrichter und Gleichspannungs-Zwischenkreis, ⑧ Schalt- und Schutzzeitschaltungen, ⑨ Netzfilter, ⑩ Transformator, ⑪ Netzanschlusspunkt, ⑫ Eigenbedarf, ⑬ Not-Aus-Schalter, ⑭ Netzverknüpfungspunkt

Windsimulator

Bei realen Windenergieanlagen wird der Generator über die Rotorwelle durch den vom Wind in Rotation versetzten Rotor angetrieben. Für das elektrische Modell eines Smart Grids spielen entsprechend der in Kapitel 3 festgelegten Anforderungen und Randbedingungen aerodynamische Eigenschaften keine Rolle. Der Antrieb des Generators soll daher im Modell durch einen Elektromotor erfolgen. Im weiteren wird dieser auch als „Windsimulator“ bezeichnet, da er für das Modul die antreibende Energie, den „Wind“, liefert.

Bei der Auswahl des Motors ist zu beachten, dass dieser nicht nur die abgegebene elektrische Nennleistung des Moduls von 200 W liefern muss. Er muss außerdem den Eigenbedarf von 5 % der Nennleistung ($P_{WEA,eigen} = 10 \text{ W}$; vgl. Abschnitt 4.3) der Anlage abdecken und alle im Modul vorkommenden Verluste vorab kompensieren.

$$P_{Windsimulator,mech,ab} = P_{WEA,elektr,ab} + P_{WEA,eigen} + P_{WEA,Verluste,I} \quad (4.6)$$

Die spezifischen Verluste innerhalb des Moduls hängen stark von den verbauten Komponenten, in erster Linie von Generator, Vollumrichter und Transformator, ab. Es wird an dieser Stelle angenommen, dass diese insgesamt einen Wert von 20 % der Nennleistung ($P_{WEA,Verluste,I} = 40 \text{ W}$) betragen. Damit muss der Elektromotor in der Lage sein, im Nennpunkt an der Welle eine mechanische Leistung von 250 W abgeben zu können. Über eine Messung der Leistungsabgabe am Modulausgang, also dem Netzverknüpfungspunkt, können später die wirklichen Verluste innerhalb des Moduls ermittelt werden.

Die abgegebene elektrische Leistung der Windenergieanlage Enercon E70 variiert, abhängig von der aktuell anstehenden Windleistung und der Regelung über die Blattverstellung, in einem Bereich von 2...2310 kW. Dies entspricht einem Leistungsbereich von 0,087 bis 100 % der Nennleistung. Bei einer geforderten elektrischen Nennleistungsabgabe des Moduls von 200 W würde dies theoretisch einer minimalen Leistungsabgabe von 0,174 W entsprechen. Mit dem

Modul Windenergieanlage sollte ein ähnlich großer Bereich der Leistungsabgabe abrufbar sein, wie dies bei der realen Anlage (Enercon E70) möglich ist. Um beim Modul Windenergieanlage eine solche Variabilität zu erreichen, ist eine entsprechend steuerbare Antriebsleistung und damit ein Elektromotor mit gut veränderbarer Leistungsabgabe erforderlich.

Um zusätzlich zum Teil- und Volllastbetrieb den Fall simulieren zu können, dass mehr Windleistung ansteht als durch die Windenergieanlage im Nennpunkt aufgenommen werden kann, hierbei gilt $v_{Wind,aktuell} > v_{Wind,N}$, so muss die Nennleistung des Windsimulators entsprechend höher gewählt werden. Es wird daher festgelegt, dass die mechanische Nennleistung an der Welle des Windsimulators mindestens 300 W betragen soll.

Als Windsimulator soll eine Gleichstrommaschine im Motorbetrieb Verwendung finden. Die Verschiebung der linearen Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie über das Verändern der Ankerspannung U_A erlaubt eine stufenlose Steuerung der Drehzahl. Unter Annahme einer verlustfreien Umsetzung der Energie im Motor kann die Berechnung der abgegebenen mechanischen Leistung an der Welle nach [Fischer, 2016, S. 279 ff.] mit der Gleichung

$$P_{mech} = \omega \cdot M_{mech} = 2\pi \cdot n \cdot M_{mech} = U_A \cdot I_A \quad (4.7)$$

aus der aufgenommenen elektrischen Leistung erfolgen. Hieraus ist ersichtlich, dass, ein konstantes Lastmoment M_L vorausgesetzt, eine Änderung der Drehzahl auch eine Änderung der Leistungsabgabe des Gleichstrommotors zur Folge hat. Weiterhin ist durch Gleichung 4.7 erkennbar, dass sich die abgegebene mechanische Leistung P_{mech} proportional zur Ankerspannung verhält.

Es wird hier die Verwendung eines fremderregten Gleichstrommotors und die Steuerung der Drehzahl bzw. der Leistungsabgabe über die Veränderung der Ankerspannung im Bereich $0 \leq U_A \leq U_{A,N}$ empfohlen. Fremderregte Gleichstrommaschinen besitzen laut [Fischer, 2016, S. 279] sehr gute Regeleigenschaften. Dies begründet sich durch die Trennung von Erreger- und Ankerstromkreis. Desweiteren bieten sie einen großen Drehzahlstellbereich an. Die stufenlose Drehzahlsteuerung über das Absenken der Ankerspannung ist ein verlustarmes Verfahren bei dem jederzeit das volle Drehmoment M_N (Nenn Drehmoment) abgerufen werden kann. Die Erregung des Fremdfeldes erfolgt hierbei stets mit Nennwert $I_E = I_{E,N}$. Das sich über die Steuerung der Ankerspannung ergebende Kennfeld eines Gleichstrommotors wird qualitativ in Abbildung 4.9 gezeigt. Bei einem konstanten Lastmoment $M_L = M_N$ und konstanter Erregung mit dem Nennwert $I_{E,N}$ ergibt sich ein, mit der gestrichelten Linie eingezeichneter, anfahrbarer Drehzahlbereich von $0 \leq n \leq n_N$. Dies bedeutet damit auch einen Bereich der Leistungsabgabe in den Grenzen $0 \leq P \leq P_N$.

Der Windgenerator bezieht seine Energie von außen also aus dem öffentlichen Stromnetz. Es ist daher zwischen Netz und Gleichstrommotor ein Drehstrom-Gleichrichter mit integriertem Gleich-Umrichter zuschalten. Der Gleichrichter wandelt den bezogenen Drehstrom in Gleichstrom um. Im zweiten Schritt setzt ein Gleichstrom-Umrichter die erzeugte Gleichspannung entsprechend den benötigten Anforderungen für die Ankerspannung hoch bzw. herunter. Für die Versorgung des Fremdfeldes ist ebenso ein Drehstrom-Gleichrichter vorzusehen.

Für den konstruktiven Aufbau des Gleichstrommotors wird eine nach der Bauform IM B3³ gefertigte elektrische Maschine vorgeschlagen. Die Merkmale dieser Bauform sind zwei Lager- schilde, ein freies Wellenende und ein Gehäuse mit Füßen zur Befestigung auf einem Unterbau. Der Windsimulator kann über die Füße auf dem Modulträger befestigt werden. Bei gleicher Bauform des Synchrongenerators (④) und unter Annahme eines ebenen Unterbaus ist nur noch eine Ausrichtung in der horizontalen Ebene der beiden elektrischen Maschinen zueinander notwendig.

³Bauform elektrischer Maschinen nach DIN EN 60034-7 (DIN VDE 530 Teil 7)

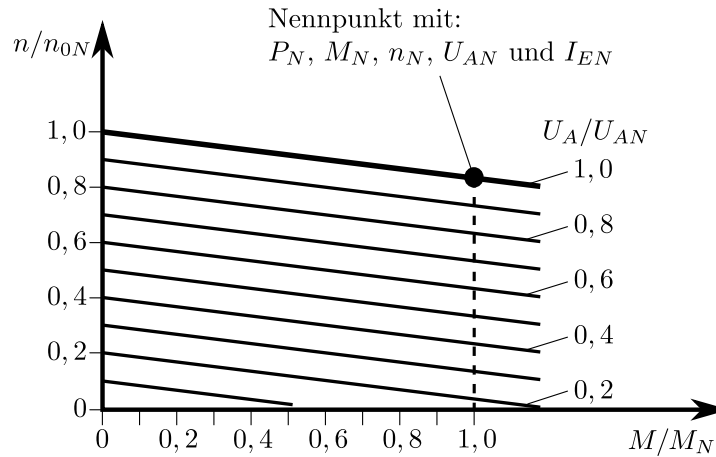


Abbildung 4.9: Kennfeld des fremderregten Gleichstrommotors, Steuerung der Drehzahl über die Absenkung der Ankerspannung (nach [Fischer, 2016, S. 285, Abb. 4.15])

Steuerung „Wind“

Das wichtigste Merkmal der Steuerung „Wind“ ist die Unabhängigkeit von der Betriebsführung des Moduls Windenergieanlage. Sie soll über das gewählte Verfahren zur Leistungssteuerung eines Gleichstrommotors, vorzugsweise über die Veränderung der Ankerspannung U_A , ausschließlich und ohne jeglichen Einfluß der Betriebsführung den Windsimulator steuern.

In einem ersten Schritt ist eine einfache Regulierung über einen Drehschalter denkbar. In einer weiteren Ausbaustufe sollen Daten von realen Windgeschwindigkeitsverläufen (z. B. Tagesverlauf) herangezogen werden. Mittels eines Programmes (z. B. Matlab-Skript, Excel-Sheet, o. ä.) erfolgt eine Übersetzung der Windgeschwindigkeit v_{Wind} in eine entsprechende Ankerspannung. Nach den Gleichung 4.1 und 4.4 kann die durch den Wind zugeführte Leistung der Windenergieanlage Enercon E70 wie folgt ermittelt werden:

$$P_{E70,zu} = c_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_{Luft} \cdot A_{Rotor} \cdot v_{Wind}^3 \quad (4.8)$$

Die Werte für den Leistungsbeiwert bei der jeweiligen Windgeschwindigkeit können dem Datenblatt im Anhang A entnommen werden. Die über den Rotor der Windenergieanlage zugeführte Leistung kann als proportional zur abgegebenen Leistung des Windsimulators angesehen werden.

$$P_{E70,zu} \sim P_{Windsimulator,mech,ab} \quad (4.9)$$

Mittels Gleichung 4.7 kann die entsprechende Ankerspannung des Windsimulators ermittelt werden.

$$U_A = \frac{P_{Windsimulator,mech,ab}}{I_A} \quad (4.10)$$

Über eine direkte Ansteuerung des Gleichrichters mithilfe entsprechender Software von einem Rechner aus erfolgt die Einstellung der ermittelten Ankerspannung und damit die Einstellung der geforderten Leistungsabgabe des Windsimulators.

Der Dateneingang für die Steuerung „Wind“ ist die vom Benutzer aktuell vorgegebene Windgeschwindigkeit v_{Wind} . Der daraus ermittelte Wert für die aktuelle Ankerspannung wird als Steuersignal S_1 an den entsprechenden Gleichrichter des Windsimulators weitergeleitet. Die Erregung des Fremdfeldes mit Nennwert $I_E = I_{E,N}$ erfolgt über einen separaten Gleichrichter,

welcher ebenfalls von Steuerung „Wind“ mit dem Signal S_2 angesteuert wird. An die Betriebsführung werden die aus der eingestellten Ankerspannung resultierende aktuelle Drehzahl des Windsimulators n_{Rotor} , sowie die aktuelle Windgeschwindigkeit gesendet. Abbildung 4.10 zeigt das beschriebene Konzept zum Antrieb des Moduls Windenergieanlage.

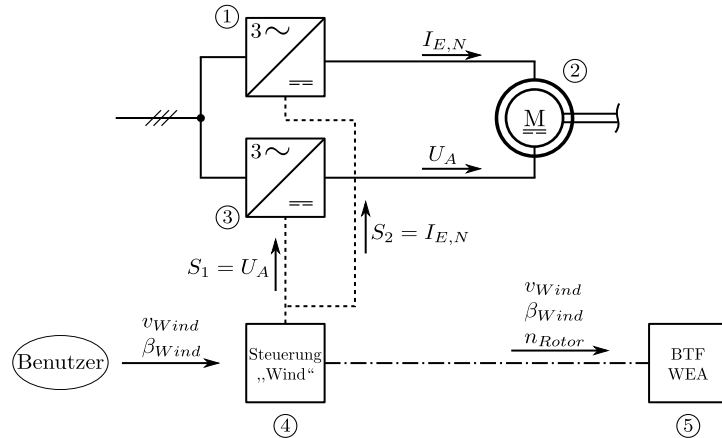


Abbildung 4.10: Antriebskonzept Modul Windenergieanlage: ① Gleichrichter für den Erregerstrom, ② Windsimulator, ③ Gleichrichter für die Ankerspannung, ④ Steuerung „Wind“, ⑤ Betriebsführung Windenergieanlage

Darüber hinaus ist auch durch eine Veränderung der Windrichtung (Azimutwinkel des Windes β_{Wind}) als weiteren Parameter für die Steuerung „Wind“ eine Regulierung der Leistungsaufnahme vorstellbar. Der Wert dieses Parameters ist der Betriebsführung ebenfalls zur Verfügung zu stellen. Genauere Erläuterungen zu dieser Variante folgen im Abschnitt der Betriebsführung.

Als Hardwarekomponenten für die Steuerung und die Betriebsführung in diesem und den anderen Modulen sollen Laptops oder Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi) mit entsprechender Software und Anschlussmöglichkeiten verwendet werden. Für einfachere Steuerungsaufgaben kann auch ein Arduino Verwendung finden. Dieser besteht aus einem einfachen E/A-Board⁴ mit Mikrocontroller. Das E/A-Board besitzt sowohl analoge als auch digitale Ein- und Ausgänge.

Kupplung

Über eine Kupplung oder einen Flansch sind die Wellenenden der beiden elektrischen Maschinen miteinander zu verbinden. Dieses Bauteil soll eine direkte Übertragung der mechanischen Leistung vom Motor zum Generator ermöglichen. Es ist eine drehzahlstarre, sichere Verbindung zwischen dem vollständig regelbaren Windsimulator und dem stromerzeugenden Synchron-generator herzustellen. Diese mechanische Verbindung soll jedoch die einzige sein, welche die beiden Seiten, Antrieb und Stromerzeugung, miteinander koppelt. Ein verschraubter Flansch stellt eine einfache und sichere Lösung dar. Dieser hat jedoch den Nachteil das Fluchtungsfehler der Wellenenden zueinander nicht ausgeglichen werden. Die Ursache für einen solchen Versatz liegt in den Toleranzen für die Aufstellmaße der Maschinen bei der Montage. Durch einen nicht ausgeglichenen Versatz werden die Lager der Maschinen unnötig hohen Belastungen ausgesetzt. Weiterhin werden dadurch auch die Verluste, bedingt durch erhöhte Lagerreibung, weiter ansteigen. Für diese Problemstellung ist eine ausgleichende Wellenkupplung, welche drehsteif und

⁴Die Abkürzung E/A steht für Ein-/Ausgabe und bezeichnet die Kommunikation eines Informationssystems mit der Außenwelt. Das System nimmt Daten (Eingang) auf, verarbeitet diese und sendet entsprechende Signale aus (Ausgang).

biegeelastisch ist, die optimale Lösung. Durch sie werden Winkelunterschiede, welche durch vertikalen und/oder horizontalen Versatz bedingt sind, vermindert bzw. aufgehoben. Um die Belastung der Maschinen des Moduls durch Drehzahlstöße, wie sie bei abrupten Drehzahländerungen vorkommen, zu minimieren, kann eine Kupplung eingesetzt werden, welche zusätzlich ein drehzahlelastisches Verhalten aufweist.

Synchrongenerator

Der Synchrongenerator ist über die Kupplung mit dem Windsimulator verbunden und wird von diesem angetrieben. Die beiden Läufer der elektrischen Maschinen rotieren demzufolge mit der gleichen Drehzahl. Der angetriebene Synchrongenerator wandelt die mechanische Energie der Drehung (Rotationsenergie) in elektrische Energie um. In den Ständerwicklungen des Synchrongenerators werden drei um 120° phasenverschobene Wechselspannungen mit veränderlicher Frequenz erzeugt. Die Veränderlichkeit der Frequenz beruht auf der bereits erläuterten Änderung der Drehzahl des Windsimulators. Die Frequenz der erzeugten Drehspannung ist proportional zur mechanischen Drehzahl der Welle und bewegt sich damit in einem Bereich von

$$0 \leq f_{WEA,SG} \leq p \cdot n_{Rotor,N}$$

Damit die erzeugte elektrische Leistung dennoch in das Netz eingespeist werden kann, müssen deren Werte (Frequenz und Phasenlage) durch den Vollumrichter auf die des Netzes angepasst werden. Die Höhe der elektrischen Last wird durch die BTF WEA im Vollumrichter eingestellt und später noch genauer erläutert. Die Leiterspannung der vom Synchrongenerator abgegebene elektrische Energie soll $U_{WEA,SG} = 400 \text{ V}$ betragen.

Bei der Auswahl des passenden Synchrongenerators sollte vor allem ein günstiger Wirkungsgrad und die benötigte abgegebene elektrische Leistung beachtet werden. Der Synchrongenerator muss die abgegebene elektrische Nennleistung des Moduls von 200 W zuzüglich des Eigenbedarfs von ca. 5 % ($P_{WEA,eigen} = 10 \text{ W}$; vgl. Abschnitt 4.3) liefern und darüber hinaus die ihm nachfolgenden Verluste im Modul decken.

$$P_{WEA,SG,elektr,ab} = P_{WEA,elektr,ab} + P_{WEA,eigen} + P_{WEA,Verluste,II} \quad (4.11)$$

Es wird hier angenommen, dass die nachfolgenden Verluste im Modul noch ca. 5 % der Modulnennleistung ($P_{WEA,Verluste,II} = 10 \text{ W}$) betragen. Diese werden hauptsächlich durch die Komponenten Vollumrichter und Transformator verursacht. Damit muss der Synchrongenerator eine elektrische Nennleistung von 220 W liefern können. Weiterhin muss der anfahrbare Drehmoment-Drehzahl-Bereich des Synchrongenerators mit dem des Gleichstrommotors (Windsimulator) übereinstimmen.

Über die Kennwerte der Erregung kann bei einer Synchronmaschine die Aufnahme bzw. Abgabe induktiver Blindleistung gesteuert werden. In diesem Konzept ist der Synchrongenerator allerdings durch den Vollumrichter komplett vom Netz entkoppelt. Die Aufgabe der Blindleistungssteuerung wird daher vom Vollumrichter übernommen. Die Erregung des Synchrongenerators erfolgt konstant mit den Nennwerten, damit gleicht dieser einem permanent erregten Synchrongenerator. Für sein elektrisches Verhalten ist es nicht relevant, ob er fremderregt oder permanent erregt wird. Da eine Fremderregung allerdings auch elektrische Leistungsverluste für das Modul Windenergieanlage hervorruft, ist es für eine realistische Darstellung des elektrischen Gesamtverhaltens von Interesse, dass ein fremderregter Synchrongenerator Verwendung findet.

Die Bauform des Synchrongenerators ist passend zu der des Windsimulators zu wählen. Daher wird ein Synchrongenerator mit der Bauform IM B3 empfohlen. Beide elektrischen Maschinen haben bei ähnlicher elektrischer Leistung die gleichen Abmessungen. Der Aufwand zur Ausrichtung reduziert sich damit erheblich.

Betriebsführung Windenergieanlage

Die Betriebsführung Windenergieanlage (kurz: BTF WEA) übernimmt die Aufgaben Überwachung, Datendokumentation, Steuerung und Regelung des Moduls. Sie ist das Äquivalent zu der in Abbildung 4.4 (links) als „Regelungssystem“ bezeichneten Komponente.

Die Steuerung des Windsimulators soll nicht in der Betriebsführung der Windenergieanlage integriert sein oder gar von dieser ausgehen. Durch die Eigenständigkeit einer separaten Steuerung für den „Wind“ ist die Betriebsführung des Moduls Windenergieanlage ähnlich wie in der Realität gezwungen auf die aktuellen Parameter der anstehenden Luftströmung zu reagieren. Es ist also eine konsequente Trennung zwischen Steuerung „Wind“ und Betriebsführung Windenergieanlage umzusetzen.

Im Konzeptentwurf des Moduls erfolgt die Einstellung der Windgeschwindigkeit und damit auch die Steuerung der Leistungsabgabe an das Modul ausschließlich durch den Benutzer über die Steuerung „Wind“. Es kann somit zu keiner willkürlichen Erhöhung über die Nennwerte hinaus kommen. Möchte man dennoch Windgeschwindigkeiten über den Nennwert hinaus zulassen oder eine reduzierte Leistungsaufnahme innerhalb der Simulation ermöglichen, so muss eine Eingriffsmöglichkeit der BTF WEA in die Antriebskomponenten möglich sein. Allerdings soll kein direkter Zugriff auf die Steuerung „Wind“ oder gar den Windsimulator selbst erfolgen. In der Realität erfolgt eine Abbremsung bzw. Reduktion der Leistungsaufnahme bei $v_{Wind,aktuell} > v_{Wind,N}$ über die Winkelverstellung der Rotorblätter (Pitch-Regelung). Hierdurch wird verhindert, dass es zu Überdrehzahlen, also unzulässig hohen Rotordrehzahlen über den Nennwert hinaus, kommt und bis zur Abschaltwindgeschwindigkeit eine konstante Leistungsabgabe der Anlage an das Netz ohne weitere Drehzahlerhöhung erfolgt. Für den Fall, dass die Windgeschwindigkeit über den Nennwert hinaus ansteigt, muss ein Signal von der BTF WEA zur Steuerung „Wind“ gesendet werden. Die Steuerung „Wind“ verarbeitet dieses Signal ähnlich wie die vom Benutzer eingegebene Windgeschwindigkeit und löst damit eine elektronische Abbremsung des Antriebs bzw. des Windsimulators aus. Der Blatteinstellwinkel ϑ_{WEA} fiktiver Rotorblätter kann als Parameter für ein solches Signal genutzt werden. Je mehr die Rotorblätter gegenüber ihrer Nulllage verdreht werden, umso weniger Leistung wird aufgenommen bzw. umso mehr ist der Windsimulator abzubremsen. Damit wäre in einer zweiten Ausbaustufe eine Verbindung zwischen der Steuerung „Wind“ und der BTF WEA vorhanden. Das gesendete Datensignal kann beispielsweise entsprechend dem realen Vorbild einen Winkelwert darstellen, welcher je nach Vorwert zu einer Erhöhung oder Reduzierung der Leistungsabgabe des Windsimulators führt. Bei Sturm bzw. bei steigender Windgeschwindigkeit über die Abschaltwindgeschwindigkeit hinaus veranlasst die BTF WEA einen Stop der gesamten Anlage (Fahnenstellung der Rotorblätter mit $\vartheta_{WEA} = 90^\circ$).

Durch diese Datenverbindung könnte auch eine weitere Aufgabe, die Windnachführung über das Azimutsystem bei sich ändernder Windrichtung, simuliert werden. Ändert sich die Windrichtung so nimmt die Leistungsabgabe des Windsimulators, gesteuert durch die Steuerung „Wind“, zunächst ab. Die BTF WEA bekommt über die Steuerung „Wind“, welche auch als Messsystem für Windgeschwindigkeit und Windrichtung dient, entsprechende Messsignale. Als Reaktion auf eine veränderte Windrichtung erfolgt eine Nachführung der fiktiven Gondel der Windenergieanlage und die Leistungsabgabe nimmt wieder zu. Der Datenaustausch zwischen den beiden Steuerungs- bzw. Regelungssystemen ist in Abbildung 4.11 zu sehen. Die BTF

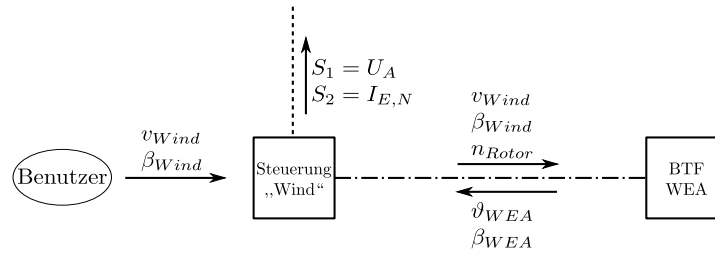


Abbildung 4.11: Informationsaustausch zwischen Steuerung „Wind“ und Betriebsführung

WEA bekommt die Messdaten Windgeschwindigkeit v_{Wind} , Windrichtung β_{Wind} und als Parameter die Drehzahl des Rotors n_{Rotor} von der Steuerung „Wind“. Als Reaktion auf diese Werte versendet die BTF WEA entsprechende Parameterwerte. Von der BTF WEA ausgehende Parameterwerte sind der Blatteinstellwinkel ϑ_{WEA} und der Azimutwinkel der WEA β_{WEA} (Ausrichtung der Gondel um ihre vertikale Drehachse). Für eine spätere Auswertung muss stets eine Aufzeichnung all dieser Daten erfolgen.

Die BTF WEA steuert den Gleichstrom-Umrichter (⑥), damit die Erregung des Synchrongenerators stets mit den Nennwerten erfolgt. Über Messungen erhält die BTF WEA die aktuellen Kennwerte der gelieferten elektrischen Energie des Synchrongenerators und die aktuellen Kennwerte des Netzes. Nach diesen Werten kann der Vollumrichter entsprechend geregelt werden. Mit der Regelung des Vollumrichters sorgt die BTF WEA dafür, dass die vom Synchrongenerator gelieferte elektrische Energie netzkonforme Kennwerte bezüglich Frequenz und Phasenlage erhält und sich ein, zur aktuellen Windgeschwindigkeit passender, stationärer Zustand zwischen den elektrischen Maschinen einstellt. Die aktuellen Kennwerte des Netzes werden durch eine stetige Messung im Netzanschlusspunkt (⑪) ermittelt. Stimmen die Kennwerte von Netz und der vom Vollumrichter abgegebenen elektrischen Energie überein, so erfolgt durch die BTF WEA die Zuschaltung auf das Netz. Weiterhin wird in den Punkten ⑪ und ⑫ die Menge der eingespeisten bzw. der aufgenommenen elektrischen Energie gemessen und die Daten der BTF WEA zur Verfügung gestellt. Diese Daten werden durch die BTF WEA gespeichert. In einer ersten Ausbaustufe ist der Eigenbedarf als konstant anzunehmen. Für einen späteren variablen Eigenbedarf ist eine Steuerung dieser Komponente durch die BTF WEA vorzusehen.

Durch die Aufzeichnung der Daten erfolgt eine Auswertung des Betriebs der Windenergieanlage, wie dies auch bei einer realen Anlage vorgenommen wird. Daher müssen neben den Windparametern auch die eingespeiste Leistung, der energetische Eigenbedarf und die Regelparameter Blatteinstellwinkel ϑ_{WEA} und Azimutwinkel der WEA β_{WEA} aufgezeichnet werden.

Die Hardware und Software der Komponente Betriebsführung Windenergieanlage ist analog zu denen im Absatz *Steuerung „Wind“* beschriebenen Vorschlägen und gemäß den Anforderungen, und Gegebenheiten zu wählen.

Gleichstrom-Umrichter

Der Vollumrichter besitzt einen Gleichspannungs-Zwischenkreis, aus welchem das Erregerfeld des Synchrongenerators gespeist wird. Über Schleifringe und den Gleichstrom-Umrichter werden die Elektromagnete mit Energie versorgt, um die erforderlichen Magnetfelder des Läufers zur Stromerzeugung zu generieren. Die erforderliche Höhe des Erregerstroms $I_E = I_{E,N}$ wird mit dem Gleichstrom-Umrichter eingestellt und den Läuferwicklungen zugeführt.

Vollumrichter

Bedingt durch die hohe Variabilität der Drehzahl erzeugt der Synchrongenerator eine Drehspannung mit sich ständig ändernder Frequenz. Der Vollumrichter ermöglicht eine vollständige Entkopplung zwischen dem stromerzeugenden Synchrongenerator und dem Netz mit dessen Kennwerten. Somit muss der Synchrongenerator, genau wie das reale Vorbild, keine netzkonforme Drehspannung liefern. Der Vollumrichter besteht, wie bei der Windenergieanlage Enercon E70, aus einem Gleichrichter und einem Wechselrichter, welche über einen Gleichspannungs-Zwischenkreis verbunden sind. Im ersten Schritt werden die erzeugten phasenverschobenen Wechselspannungen durch den Gleichrichter in eine Gleichspannung gewandelt und in den Gleichspannungs-Zwischenkreis mit konstanter Spannungshöhe eingespeist. Der darauffolgende zweite Schritt findet im Wechselrichter, genauer einem Drehstrom-Wechselrichter, statt. Hier wird aus der Gleichspannung eine Drehspannung mit der Frequenz und Phasenlage des Netzes erzeugt. Die Leiterspannung der vom Vollumrichter abgegebenen elektrischen Leistung soll 400 V betragen.

Die Betriebsführung des Moduls regelt den Vollumrichter. Über ihn wird die elektrische Last des Synchrongenerators eingestellt. Mit dem Begriff der elektrische Last ist hier die abzugebende elektrische Leistung gemeint. Die gesamte elektrische Leistung wird als Scheinleistung S bezeichnet und besteht aus einem Wirkanteil P und einem Blindanteil Q . Die Scheinleistung ist laut [Fischer, 2016, S. 133] definiert als das Produkt aus Spannung und Stromstärke multipliziert mit dem Faktor $\sqrt{3}$. Der Faktor $\sqrt{3}$ ist der Verkettungsfaktor bei Drehstromsystemen.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad [VA] \quad (4.12)$$

Berücksichtigt man, dass die Spannung konstant bei 400 V liegen soll, so ist eine Veränderung der Leistung nur noch über die Stromstärke I möglich. Die Höhe der Stromstärke der abgegebenen elektrischen Energie ist so zu wählen, dass sich ein Momentengleichgewicht zwischen mechanischem und elektrischem Moment des Generators einstellt.

$$\Delta M = M_{mech} - M_{elektr} = \frac{P_{mech} - P_{elektr}}{\omega} = 0 \quad (4.13)$$

Während das mechanische Moment durch den Windsimulator bestimmt wird, erfolgt die Einstellung der elektrischen Last und damit auch des elektrischen Moments am Vollumrichter durch die Betriebsführung. Ziel dieser Regelung ist es, dass sich ein stationärer Zustand, also eine konstante Drehzahl bei der aktuellen Windgeschwindigkeit, zwischen den elektrischen Maschinen (Windsimulator und Synchrongenerator) einstellt. Wird die elektrische Last zu gering gewählt ($\Delta M > 0$), wird dem Windsimulator kein ausreichendes Gegenmoment geboten und die Drehzahl steigt an. Bei einer zu hohen elektrischen Last ($\Delta M < 0$) erfolgt dagegen eine übermäßige Abbremsung und die Drehzahl sinkt ab.

Durch den Vollumrichter kann weiterhin die Aufnahme oder Abgabe induktiver Blindleistung durch die Windenergieanlage erfolgen. Hierzu gibt die BTF WEA dem Vollumrichter vor, wie groß an dessen Ausgang die Phasenverschiebung φ zwischen den sinusförmigen zeitlichen Verläufen von Strom und Spannung sein soll. Eine Phasenverschiebung kann im Bereich $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$ liegen. Wobei die Extremwerte $\varphi = -90^\circ$ (reine Aufnahme induktiver Blindleistung) und $\varphi = 90^\circ$ (reine Lieferung induktiver Blindleistung) bei einer stromerzeugenden Anlage nicht angefahren werden. In der Praxis wird gleichzeitig Wirkleistung P und Blindleistung Q an das Netz abgegeben. Die anteiligen Beträge der Leistungsgrößen lassen sich nach [Fischer, 2016, S. 133] mit Hilfe des Winkels der Phasenverschiebung φ wie folgt berechnen:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos\varphi \quad [W] \quad (4.14)$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin\varphi \quad [var] \quad (4.15)$$

Schalt- und Schutzeinrichtungen

Unter diesem Konzeptpunkt sind alle notwendigen Bauteile zusammengefasst, welche dem Schutz des Benutzers und dem der verbauten Komponenten dienen. Insbesondere ist hier der im Schema gesondert eingezeichnete Not-Aus-Schalter (⑬) zu nennen, welcher im Störfall durch den Benutzer betätigt wird und eine Unterbrechung der Stromzufuhr für das gesamte Modul herbeiführt. Daneben muss das Modul über einen Schalter verfügen, mit dem eine Zuschaltung des Systems auf das Netz bzw. eine vollständige physikalische Trennung von diesem erfolgen kann. Die Betätigung dieses Schalters erfolgt durch die Betriebsführung.

Weitere Einrichtungen zum Schutz separater Bauteile (vgl. hierzu u. a. Abschnitt 2.3.2) wie beispielsweise ein Motorschutzschalter sind beim konkreten Aufbau des Moduls entsprechend der gewählten Komponenten und deren Verschaltung einzuplanen. Weiterhin sind Schutzmaßnahmen entsprechend der geltenden Normen und Vorschriften umzusetzen, welche auch im Fall von fehlerhaften oder defekten Verschaltungen greifen.

Netzfilter

Der Netzfilter dient dazu Oberschwingungen, welche die angestrebte Grundschwingung ($f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$) beeinflussen, zu eliminieren. Diese Oberschwingungen werden als Nebenprodukte bei der Erzeugung einer netzkonformen Wechselspannung im Vollumrichter hervorgerufen. Sie sind ganzzahlige Vielfache der erzeugten Netzfrequenz, wobei ihre Amplitude mit steigender Ordnungszahl stetig abnimmt. Durch die Überlagerung der verschiedenen Schwingungen entsteht ein unsaubereres Gesamtsignal (vgl. hierzu Abbildung 4.12). Durch das Herausfiltern der un-

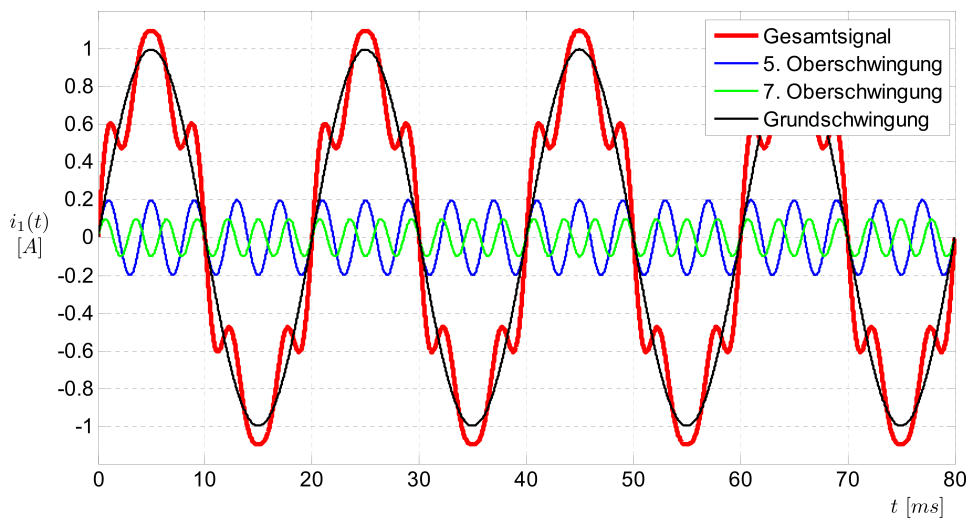


Abbildung 4.12: Oberschwingungsbehafteter Strom:

Grundschwingung $f_N = 50 \text{ Hz}$; 5. Oberschwingung $f_5 = 250 \text{ Hz}$; 7. Oberschwingung $f_7 = 350 \text{ Hz}$ (nach [Koeppen, 2014, S. 2.80])

erwünschten Schwingungen soll erreicht werden, dass das Gesamtsignal möglichst glatt und nahe an der Grundschwingung verläuft. Verwendung finden hierfür z. B. Bandsperrefilter, bei denen ein bestimmter Frequenzbereich gedämpft wird und die restlichen Frequenzen passieren können. Aufgebaut sind diese Filter aus verschiedenen Schaltungen von Kondensatoren und Induktivitäten. [Fischer, 2016, S. 371 f.], [Koeppen, 2014, Abschn. 2.2, S. 2.70-2.80]

Die Notwendigkeit für den Einsatz eines Netzfilters hängt von der Qualität des vom Vollumrichter bzw. Wechselrichter gelieferten Gesamtsignals ab. Sind starke Oberschwingungen enthalten,

so müssen diese vor der Einspeisung ins Netz eliminiert werden. Bei den meist verwendeten B6-Stromrichter sind vor allem die 5. und 7. Oberschwingung problematisch. Die Schwingungen höherer Ordnungszahlen können unter Umständen vernachlässigt werden, da ihr Einfluss, begründet durch eine sehr niedrige Amplitude, eher gering ist.

Transformator

Für das Modell ist ein Transformator, wie er in einer realen Anlage vorhanden ist, um die Spannung auf die Ebene des Netzes im Anschlusspunkt zu heben, nicht notwendig, da alle Komponenten auf der gleichen Spannungsebene von 400 V/230 V arbeiten. Es bestehen allerdings Gründe, die für die Verwendung eines Transformators im Modell sprechen. Zum einen soll das elektrische Verhalten einer Windenergieanlage möglichst genau abgebildet werden, zum anderen erfolgt durch den Transformator eine galvanische Trennung zwischen dem Modul und dem Netz. Dadurch wird die Übertragung einer Störung (z.B. Kurzschluss) auf die jeweils andere Seite verhindert. Es wird also die Benutzung eines Drehstrom-Trenntransformators mit dem Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 1 : 1$ als Schutztrennung gefordert.

Ein solcher Transformator mit einer Leistungsaufnahme bis 0,3 kVA hat laut [ELTRA, 2017] eine Masse von 5 kg und eine Baugröße (L × B × H) von 155 × 95 × 195 [mm]. Es können Spannungen von 100 – 750 V (3×) aufgenommen und 5 – 750 V (3×) abgegeben werden.

Durch die Verwendung einer Stern-Dreieck-Schaltung kann weiterhin die Übertragung von Unsymmetrien verhindert werden. Der Transformator soll daher die Schaltgruppe Yd5 besitzen. Durch die Dreieckschaltung auf der Maschinenseite wird diese, hier insbesondere der Vollumrichter, von unsymmetrischen Belastungen aus dem Netz abgeschirmt. Genauere Erläuterungen zu den genannten Aspekten finden sich in Abschnitt 2.2.1.

Netzanschlusspunkt

Der Netzanschlusspunkt ist in der Realität der Punkt, an welchem die Verantwortungen von Anlagenbetreiber und Netzbetreiber wechseln. Er ist die Eigentumsgrenze und stellt den rechtlichen Übergang zwischen den Verantwortungsbereichen dar. [Hau, 2014, S. 792 ff.]

Im Modell ist an dieser Stelle ein Messpunkt einzurichten. Hier werden die aktuellen Kennwerte (Spannung, Frequenz und Phasenlage) des Netzes ermittelt. Diese Messwerte werden der Betriebsführung übermittelt, welche damit die entsprechenden Schritte zur Regelung des Vollumrichters unternimmt. Weiterhin ist hier aufzunehmen, welche elektrische Energiemenge durch das Modul ins Netz eingespeist wird. Diese Werte werden ebenfalls der Betriebsführung übergeben und von dieser für spätere Auswertungen archiviert.

Eigenbedarf

In realen Windenergieanlagen benötigen die Antriebe zur Blattverstellung und Windnachführung elektrische Energie. Auch durch die Systeme der Sicherheits-, Überwachungs- und Messeinrichtungen, genauso wie die Anlagen zur Wartung (Kran, Fahrstuhl, Beleuchtung) setzen elektrischen Strom um. Die benötigte elektrische Energie für diesen Eigenbedarf, welcher anteilig auch bei Stillstand existiert, bezieht die Anlage aus dem Netz.

Laut Abbildung 4.2 beläuft sich die Höhe des Bedarfs durch Azimut- und Pitchregelung auf ca. 4 % der Nennleistung. Der elektrische Einfluss der weiteren stromumsetzenden Systeme wird in Abschnitt 4.3 mit ca. 1 % der Nennleistung angenommen.

Der anlageneigene Verbrauch an elektrischer Energie ist durch einen ohmschen Verbraucher darzustellen. Im Konzept wird dies durch eine Glühlampe mit einer entsprechenden Leistungsaufnahme von 10 W erreicht. In einem ersten Schritt kann der Eigenbedarf als konstant angenommen werden. Darauf aufbauend soll der Eigenbedarf später durch die Betriebsführung gesteuert werden können. Bei Stillstand der Windenergieanlage wird dann nur noch 1% der Nennleistung, dies entspricht einer Leistungsaufnahme von 2 W , aus dem Netz bezogen. Als Alternative zur Glühlampe kann auch eine LED-Leiste⁵ verwendet werden. So leuchtet bei Wind und Leistungsabgabe des Moduls WEA und entsprechendem Verbrauch (Einsatz von Pitch- und Azimutregelung) die gesamte LED-Leiste, während bei Stillstand nur noch ein Teil der Dioden Licht abstrahlt.

Durch eine Messung ist der Betriebsführung die Höhe der aufgenommenen Energiemenge zu übermitteln, welche aus dem aufgebauten 400 V -Drehstromnetz entnommen wird. Für spätere Auswertungen werden diese Daten abgespeichert.

Netzverknüpfungspunkt

Im Netzverknüpfungspunkt erfolgt der technische Anschluss an das bestehende elektrische Versorgungsnetz. Bei den stromerzeugenden Modulen ist in diesem Punkt eine Drehstromsteckdose zu installieren. Ab hier beginnt der physische Bereich des aufgebauten 400 V -Drehstromnetzes.

Tabelle 4.1: Übersicht Komponenten Modul Windenergieanlage

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Modul WEA	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{WEA,elektr,ab,N} = 200\text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{WEA,elektr,ab} \leq 100\text{ [%]}$
Windsimulator	fremderregter Gleichstrommotor ; Bauform IM B3
	abgegebene mechanische Nennleistung $P_{mech,ab,N} = 300\text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{mech,ab} \leq 100\text{ [%]}$
	Leistungssteuerung durch Veränderung der Ankerspannung
	externer Energiebezug, d. h. aus dem öffentlichen Stromnetz
	benötigte Komponenten für den Betrieb des Gleichstrommotors: Gleichrichter für die Steuerung der Ankerspannung Gleichrichter für die konstante Versorgung des Fremdfeldes
Steuerung „Wind“	Steuerung des Windsimulators, unabhängig von der Betriebsführung WEA
	Eingangsdaten:
	Wind: Geschwindigkeit v_{Wind} , Richtung β_{Wind} WEA: Blatteinstellwinkel ϑ_{WEA} , Azimutwinkel der WEA β_{WEA}

⁵Leuchtdiode (kurz: LED), sind lichtemittierende Dioden [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 217]

Fortsetzung Tabelle 4.1: Übersicht Komponenten Modul Windenergieanlage

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Steuerung „Wind“	Ausgangsdaten: Wind: Geschwindigkeit v_{Wind} , Richtung β_{Wind} Ankerspannung U_A Erregerstrom I_E Rotordrehzahl n_{Rotor}
	Hardware: Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi), E/A-Board (z. B. Arduino)
	Software: zur Berechnung: z. B. Matlab, Excel, o. ä. zur Steuerung: entsprechend den verbauten Komponenten
Kupplung	Versatz ausgleichende Wellenkupplung
	grundsätzlich: sichere Verbindung mit drehzahlstarrem Verhalten
	Variante: drehzahlelastisches Verhalten zur Schonung der elektr. Maschinen
Synchron- generator	fremderregter Synchrongenerator ; Bauform IM B3
	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{elektr,ab,N} = 220 \text{ W}$
	Nennspannung $U_N = 400 \text{ V}$
	Erregung konstant mit Nennwert $I_E = I_{E,N}$
	Drehmoment-Drehzahl-Bereich passend zu dem des Windsimulators
Betriebsführung WEA	Steuerung und Regelung, Überwachung, Datenaufzeichnung
	Leistungsregelung durch Blattverstellung und Windnachführung kein direkter Einfluss auf den Windsimulator
	Eingangsdaten: Wind: Geschwindigkeit v_{Wind} , Richtung β_{Wind} Rotordrehzahl n_{Rotor}
	Blindleistungsvorgabe $Q_{WEA,Soll}$ (z. B. durch Netzadministrator)
	Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$
	Energieabgabe $E_{WEA,elektr,Ist,ab}$ energetischer Eigenbedarf $E_{WEA,Ist,zu}$
	Ausgangsdaten: WEA: Blattverstellwinkel ϑ_{WEA} , Azimutwinkel der WEA β_{WEA} Gleichstrom-Umrichter: Erregerstrom $I_{E,Soll} = I_{E,N}$ Vollumrichter: Wirk- und Blindleistungsregelung ($P_{WEA,Soll}$, $Q_{WEA,Soll}$), Frequenz $f_{WEA,Soll}$, Spannung $U_{WEA,Soll}$, Phasenlage $\varphi_{WEA,Soll}$

Fortsetzung Tabelle 4.1: Übersicht Komponenten Modul Windenergieanlage

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Betriebsführung WEA	Hardware (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi), E/A-Board (z. B. Arduino)
	Software (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): z. B. komponentenspezifische Software, MATLAB, LabVIEW o. ä.
Gleichstrom-Umrichter	Anpassung des Erregerstroms $I_E = I_{E,N}$
	Energiebezug aus dem Gleichspannungs-Zwischenkreis des Vollumrichters
Vollumrichter	Anpassung der elektrischen Last des Generators an die aktuelle Windleistung
	Anpassung der erzeugten elektrischen Energie an die Kennwerte des Netzes: Netzfrequenz $f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$ Netz- bzw. Leiterspannung $U = 400 \text{ V}$
	Wirk- und Blindleistungsregelung (P_{WEA}, Q_{WEA})
	Eingangsdaten: Generator: Frequenz $f_{Gen,Ist}$, Spannung $U_{Gen,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Gen,Ist}$
	Ausgangsdaten: Netz: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$
Schalt- und Schutzeinrichtungen	NOT-AUS-Schalter: Unterbrechung der Stromzufuhr im Störfall
	Modul-Trennschalter: Zuschaltung auf bzw. Trennung vom Netz
	komponentenspezifische Sicherheitseinrichtungen (z. B. Motorschutzschalter)
Netzfilter	Notwendigkeit einer Verwendung hängt von der Signalqualität ab
	Eliminierung von Oberschwingungen
Transformator	Drehstrom-Trenntransformator (galvanische Trennung)
	Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 1 : 1$
	Leistungsaufnahme $P_{Trafo} = 0,2 \text{ kVA}$ (laut [ELTRA, 2017]: $4,0 \text{ kg}$)
	Schaltgruppe Yd5 (Dreieckschaltung auf der Maschinenseite)
Netzanschlusspunkt	Messung Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$
	Energiezähler: Messung der eingespeisten elektrischen Energie
Eigenbedarf	interner Energiebezug, d. h. aus dem 400 V -Drehstromnetz des Modells
	ohmscher Verbraucher (z. B. Glühbirne, LED-Leiste)
	1. Schritt: konstante Leistungsaufnahme $P_{eigen} = 10 \text{ W}$ 2. Schritt: steuerbare Leistungsaufnahme $2 \leq P_{eigen} \leq 10 \text{ [W]}$
	Energiezähler: Messung der bezogenen elektrischen Energie
Netzverknüpfungspunkt	physischer dreiphasiger Anschluss an das 400 V -Drehstromnetz des Modells
	Drehstromsteckdose

5 Modul Photovoltaikanlage

Ohne den Einfluss der Sonne auf unseren Planeten und ihrem fast unerschöpflichen Reservoir an Strahlungsenergie wäre kein Leben auf der Erde denkbar. Der Mensch hat diese Energiequelle schon immer vielfältig z. B. für den Anbau von Kulturpflanzen, als Wärmequelle und für die Zeitanzeige (Sonnenuhr) genutzt, doch erst in der jüngeren Vergangenheit findet sie bei der allgemeinen Energieversorgung Anwendung.

Ebenso wie die Nutzung der Windenergie, ist die Ausnutzung der Sonnenstrahlung ein wichtiger Bestandteil für die Energiewende und in deren Folge für eine dauerhaft nachhaltige Energieversorgung. Ihre Geschichte reicht nicht so weit zurück wie die der Windkraft. Doch kann die solare Strahlung verschiedenartig genutzt werden. Zum einen ist es möglich sie unmittelbar zur Erzeugung von Wärme (Solarthermie) zu verwenden, zum anderen kann man sie aber auch direkt und emissionsfrei in elektrische Energie umwandeln. Bezeichnet wird dieser Vorgang als Photovoltaik. Es ist ein aus den Wörtern Photo¹ und Voltaik² zusammengesetzter Ausdruck und kann mit Lichtbatterie oder Lichtenergiequelle übersetzt werden. Ein großer Vorteil in der Nutzung der Sonnenenergie zur Erzeugung von elektrischem Strom liegt darin, dass keine mechanischen Konverter und keine Zwischenprozesse nötig sind. [Mertens, 2015, S.19 und S. 31 ff.]

Den Beginn der Photovoltaik markiert im 19. Jahrhundert die Entdeckung des Photoeffektes. Alexandre Edmond Becquerel entdeckte 1839 bei elektrochemischen Experimenten den äußeren Photoeffekt. Hierbei treten bei Lichteinfall Elektronen aus einem Festkörper aus. Den inneren Photoeffekt, der die Basis für den photoelektrischen Effekt und damit für die Wirkungsweise von Solarzellen ist, entdeckten 1873 Willoughby Smith und sein Assistent Joseph May. Der innere Photoeffekt wird im anschließenden Abschnitt erläutert. [Mertens, 2015, S. 35], [Kaltschmitt et al., 2013, S. 360 ff.]

5.1 Erzeugung elektrischer Energie aus solarer Strahlung

Der bereits erwähnte Photoeffekt ist die Voraussetzung für die Umwandlung des Sonnenlichtes in elektrische Energie. Hierbei kommt es zu einer Übertragung der Energie von Photonen (Quanten elektromagnetischer Strahlung), diese sind als Teilchen der Sonnenstrahlung zu verstehen, auf die Elektronen eines Festkörpers. Das von einem Photon getroffene Elektron absorbiert dessen gesamte Energie und wird dabei aus dem Gitterverbund herausgelöst. Beim inneren Photoeffekt kommt es zur Bildung von Elektron-Loch-Paaren, es stehen damit freie Ladungsträger im Festkörper zur Verfügung. Der Widerstand des Festkörpers ändert sich hierbei. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 360 ff.], [Zahoransky et al., 2013, S. 308]

Damit ein Photostrom erzeugt werden kann und eine Rekombination der Elektron-Loch-Paare verhindert wird, werden die Ladungsträger (Elektron = negative Ladung ; Loch = positive

¹altgriechisch, phós = Licht bzw. phôtós = des Lichtes

²nach Alessandro Volta, 1745-1825, italienischer Physiker und Erfinder der ersten elektrochemische Batterie

Ladung) durch Erzeugung eines elektrischen Feldes getrennt. Um dies zu erreichen, wird ein sogenannter p-n-Übergang³ genutzt. Das für Solarzellen verwendete hochreine Silizium wird dafür gezielt mit z. B. Bor und Phosphor verunreinigt (= dotiert⁴). Es entstehen so zwei Schichten mit unterschiedlichen elektrischen Eigenschaften. Eine Schicht der Zelle, die mit Phosphor dotierte n-Siliziumschicht (Emitter) besitzt einen Überschuss an freien Elektronen, während die andere mit Bor dotierte p-Siliziumschicht (Basis) einen Überschuss an Löchern besitzt. Durch das Eindringen der Sonnenstrahlung in die Solarzelle entstehen frei bewegliche Ladungsträger, welche durch die an der Grenzschicht wirkenden elektrischen Feldkräfte getrennt werden. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 360 ff.], [Zahoransky et al., 2013, S. 308]

Durch die Trennung der Ladungen kommt es zum Aufbau einer elektrischen Spannung zwischen den beiden Schichten. Diese elektrische Spannung kann über metallische Kontakte abgenommen werden. Schließt man an diese Kontakte einen Verbraucher, so fließt ein elektrischer Strom und die Elektronen wandern vom Emitter in die Basis und rekombinieren dort mit den „Löchern“. Somit kann eine erneute Trennung der Ladungen erfolgen. Es kommt also bei den Vorgängen Ladungstrennung und Rekombination zu keinem Materialverbrauch und keiner mechanischen Abnutzung. Diese Vorgänge sind damit beliebig oft wiederholbar. [Zahoransky et al., 2013, S. 308]

Für weitere ausführlichere Erläuterungen dieser Vorgänge und deren physikalischen Grundlagen wird an dieser Stelle auf die Fachbücher [Mertens, 2015] und [Kaltschmitt et al., 2013] verwiesen.

Beim Betrachten von Abbildung 5.1 ist zu erkennen, dass nur ein geringer Teil der solaren Strahlung in elektrische Energie umgewandelt wird. Wie bei allen physikalischen Wandlungsprozessen treten auch hierbei Verluste in der Umwandlungskette auf. Die größten Energieverluste (> 56 %) kommen dadurch zustande, dass die auftreffenden Photonen entweder eine zu geringe oder aber eine höhere Energie besitzen als dies notwendig ist, um die Elektronen aus dem Gitterverbund herauszulösen. Da für diese Art der Energiewandlung keine mechanischen Komponenten nötig sind, fallen die Verluste auf der Anlagenseite zur Umsetzung der restlichen 44 % Photonenenergie geringer aus. Dennoch kommt es vor allem durch physikalische Effekte (> 28 % ; u. a. Reflexions- und Diffusionsverluste), aber auch durch die elektrischen Komponenten (1,4 ... 4,8 %) zu einer Verminderung des Ertrages. Aus der Graphik kann ermittelt werden, dass nur 11,2 bis 14,6 % der auf der Erdoberfläche auftreffenden solaren Strahlungsenergie in elektrische Energie umgesetzt werden können. Die aufgezeigten Verluste stellen Mindestverluste unter standardisierten Testbedingungen⁵ und damit bei Nennleistung des Solarmoduls dar. Es ist also anzunehmen, dass die Verluste unter den Bedingungen im Einsatz noch weiter zunehmen werden.

Angemerkt sei an dieser Stelle, dass das Angebot an solarer Strahlung und damit auch die elektrische Energieausbeute aus dieser starken Schwankungen unterworfen ist. So ist der Einstrahlungswinkel von der Tageszeit und damit vom Stand der Sonne abhängig. Unterschiede beim Winkel der Einstrahlung treten aber auch auf das Jahr verteilt, also bei den unterschiedlichen Jahreszeiten, auf. Der Einstrahlungswinkel hat einen großen Einfluß auf die Energieausbeute. Durch einen flachen Einstrahlungswinkel, wie er morgens und abends oder im Winter vorkommt, hat die solare Strahlung einen längeren Weg durch die Atmosphäre zurückzulegen und wird dadurch viel stärker abgeschwächt. In der Atmosphäre werden ca. 70 % der Strahlung absorbiert und in Wärme umgewandelt. Mit geneigten Flächen der Solarmodule kann diesem

³Übergang zwischen Materialien mit verschiedenem Leitfähigkeitstypus

⁴Dotierung bzw. dotieren bezeichnet im werkstofftechnischen Sinne das Einbringen von Fremdatomen in ein Material.

⁵STC (engl. Standard Test Conditions), [Wesselak u. Voswinkel, 2012, S. 80] und [Mertens, 2015, S. 34]: Einstrahlungsleistung $E = 1000 \text{ W/m}^2$, Zelltemperatur $T_C = 25 \text{ }^\circ\text{C}$ und Standardspektrum AM1,5 ($AM = \text{Air Mass}$)

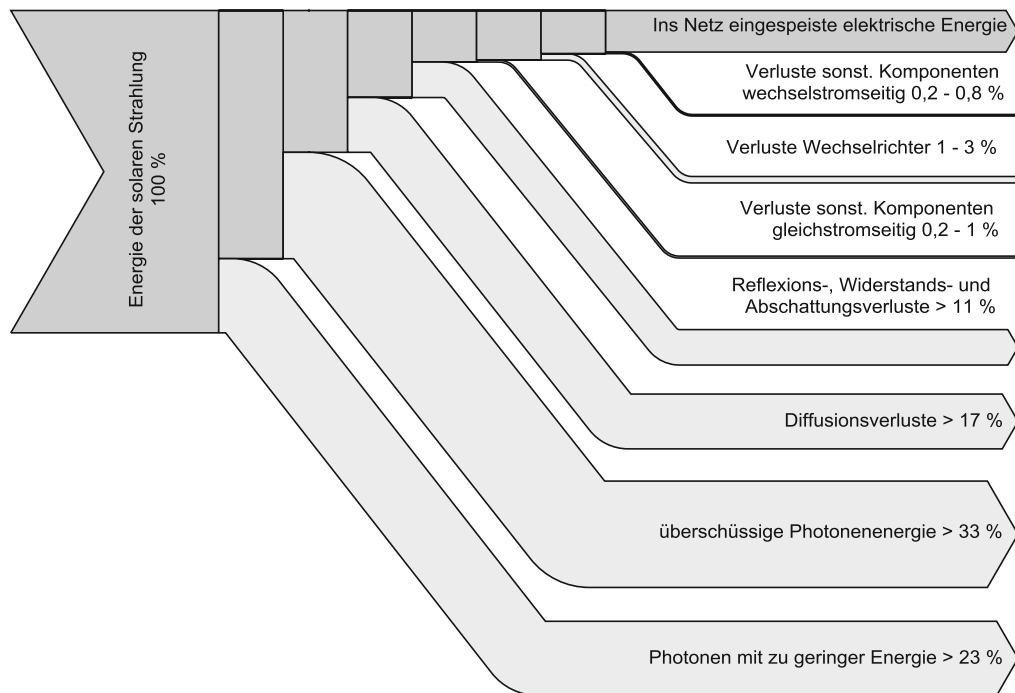


Abbildung 5.1: Energiefluss in einer photovoltaischen Anlage [Kaltschmitt et al., 2013, S. 428]

Effekt etwas entgegengewirkt werden. Weiterhin ist der Zeitraum der solaren Strahlung pro Tag zu den verschiedenen Jahreszeiten sehr unterschiedlich. [Watter, 2015, S. 7 ff.]

5.2 Allgemeiner Aufbau einer Photovoltaikanlage

In diesem Abschnitt wird erläutert, wie eine Solarzelle grundsätzlich aufgebaut ist und wie sie im Verbund mit mehreren baugleichen Zellen eine stromproduzierende Einheit als Solarmodul bildet. Anschließend wird erläutert, wie diese Solarmodule in eine netzgekoppelten Anlage integriert sind und welche weiteren Komponenten zum Betreiben einer solchen notwendig sind.

Solarzelle

In Abbildung 5.2 wird der prinzipielle Aufbau einer Solarzelle gezeigt. Diese besteht aus der p-dotierten Siliziumschicht als Basis und der n-dotierten Siliziumschicht als Emmitter auf der Oberseite. Auf der Rückseite der Zelle ist über die gesamte Fläche ein metallischer Kontakt (Rückseitenkontakt) angebracht, wohingegen auf der sonnenbeschienenen Oberseite ein gitterartiger Kontakt verwendet wird, um die Verluste durch Abschattung gering zu halten. Auch eine Verlegung des Frontkontaktes auf die Rückseite ist denkbar, wie sie beispielsweise bei der Firma SunPower realisiert wird. Um Verlusten durch Reflexion entgegenzuwirken, wird die Zellenoberfläche mit einer Antireflexschicht überzogen. Durch inverse Pyramiden in der Oberfläche können die Reflexionsverluste weiter verringert werden. Die Flächen der Pyramiden haben eine Neigung, welche dazu führt, dass reflektierte Photonen auf eine andere Pyramidenfläche geworfen werden. Damit erhöht sich die Wahrscheinlichkeit, dass diese Photonen in die Solarzelle eindringen. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 365], [Quaschnig, 2015, S. 193 ff.]

Die Spannung-Strom-Kennlinie und das vereinfachte Ersatzschaltbild einer Solarzelle zeigt Abbildung 5.3. Die Kenngrößen einer Solarzelle sind der Kurzschlussstrom (I_K), die Leerlauf-

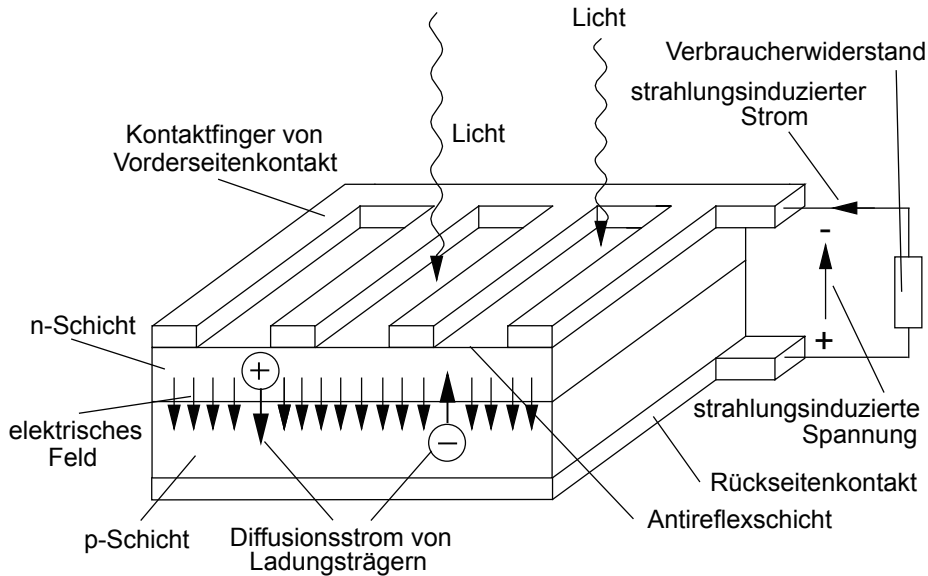


Abbildung 5.2: Prinzipieller Aufbau einer Solarzelle [Kaltschmitt et al., 2013, S. 365]

spannung (U_L) und der Maximum Power Point (MPP). Für den realen Betrieb von Photovoltaikanlagen ist der Maximum Power Point (MPP) von größtem Interesse. Er bezeichnet den Betriebspunkt, bei dem eine Solarzelle ihre maximal mögliche Leistung abgibt. Die elektrische Leistung ist das Produkt aus aktueller Spannung und Stromstärke. Ihre Größe ist proportional zur entsprechenden Fläche $U \cdot I$ unter der Kennlinie. Der Arbeitspunkt für diese maximale Leistung ist demnach an dem Punkt der Kennlinie zu finden, bei welchem diese Fläche maximal wird. Die zu diesem Punkt gehörenden Kennwerte der Spannung und Stromstärke erhalten den Index MPP. [Mertens, 2015, S. 97 ff.]

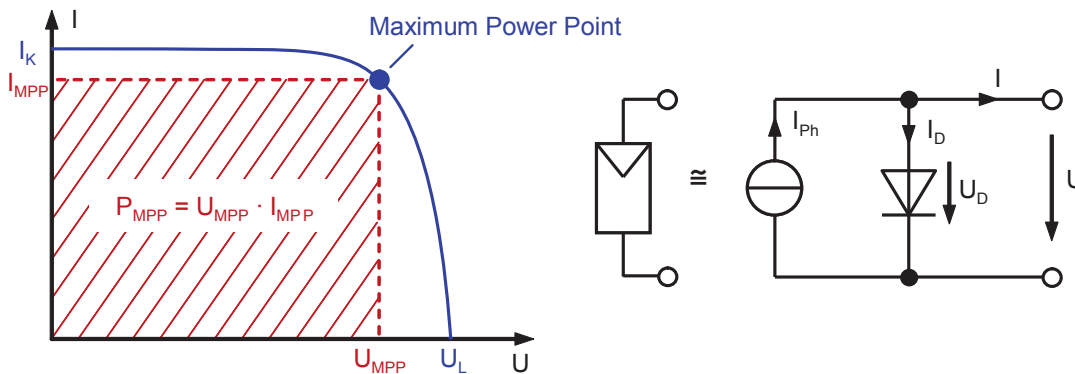


Abbildung 5.3: Strom-Spannungs-Kennlinie einer Solarzelle und dazu gehöriges vereinfachtes Ersatzschaltbild [Mertens, 2015, S. 98]

Solarmodul

Einzelne Solarzellen würden schneller zerstört werden, wenn sie den klimatischen Einflüssen der Atmosphäre ungeschützt ausgesetzt wären. Daher werden die Zellen, welche typischerweise eine Kantenlänge zwischen 10 cm bis 20 cm haben, zu mehreren in Solarmodulen zusammengefasst. Bei netzgekoppelten Anlagen sind 60 bis 72 Zellen in einem Modul verbaut, während es in Batteriesystemen nur 32 bis 40 sind. Die elektrisch miteinander verschalteten Zellen sind in einen

Kunststoff (meist Ethylen-Vinyl-Acetat, kurz: EVA) eingebettet und befinden sich zwischen der vorderseitigen Abdeckung, bestehend aus einer eisenarmen Glasscheibe und der rückwärtigen Abdeckung aus Kunststoff (meist Tedlar). Die elektrischen Anschlusskabel sowie die Modulanschlussdose befinden sich auf der Rückseite. In der Modulanschlussdose können auch Bypassdioden zum Schutz vor ungünstigen Betriebszuständen (z. B. Abschattung einzelner Zellen) untergebracht werden. Eingefasst sind die Module in einen Rahmen aus Kunststoff oder Metall, um das Glas vor Bruch zu schützen und die Montage zu erleichtern. Zwischen Modul und Rahmen ist eine Gummidichtung verlegt. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 389 ff.], [Quaschnig, 2015, S. 195 ff.]

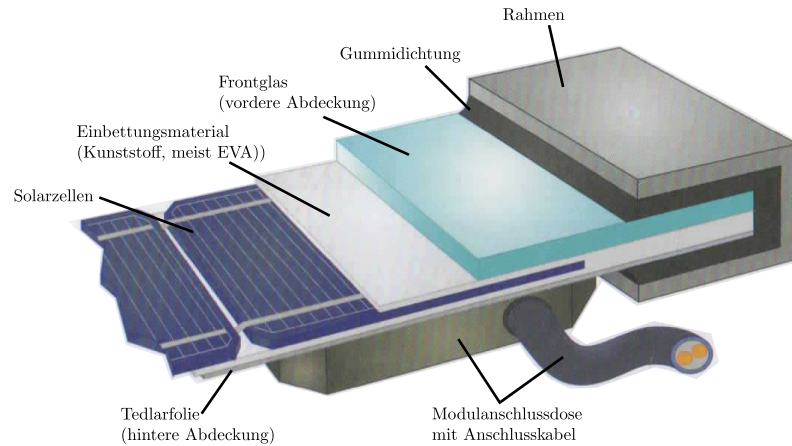


Abbildung 5.4: Prinzipieller Aufbau eines Solarmoduls (nach [Quaschnig, 2015, S. 195])

Ein weiterer Grund für die Zusammenfassung mehrerer Solarzellen zu einem Solarmodul ist, dass die einzelne Solarzelle nur eine geringe elektrische Leistung abgeben kann. Um die abgegebene elektrische Spannung des Moduls gegenüber der elektrischen Spannung der einzelnen Zelle anzuheben, werden die in einem Modul verbauten Zellen in Reihe geschaltet (siehe Abbildung 5.5 mittig). Die resultierende Leerlaufspannung des Moduls ergibt sich nach der Maschenregel (2. Kirchhoff'sche Regel, [Tabellenbuch Elektrotechnik, 2016, S. 39])

$$\sum U = 0 \quad \text{bzw.} \quad U_{ges} = \sum_{i=1}^n U_i \quad (5.1)$$

aus der Summe der Leerlaufspannung der einzelnen Zellen. Der elektrische Strom ist dabei in allen Zellen gleich groß.

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (5.2)$$

Um den Kurzschlussstrom des Moduls zu erhöhen, können Zellenstränge, also mehrere in Reihe geschaltete Zellen, mittels einer Parallelschaltung (siehe Abbildung 5.5 links) verknüpft werden. Nach der Knotenregel (1. Kirchhoff'sche Regel, [Tabellenbuch Elektrotechnik, 2016, S. 39])

$$\sum I = 0 \quad \text{bzw.} \quad I_{ges} = \sum_{i=1}^n I_i \quad (5.3)$$

ergibt sich der elektrische Gesamtstrom des Moduls aus der Summe der elektrischen Ströme der einzelnen Zellstränge. Hierbei liegt an allen Zellsträngen die gleiche Spannung an.

$$U = U_1 = U_2 = \dots = U_n \quad (5.4)$$

Durch die bei Parallelschaltung höheren Ströme kommt es auch zu größeren Verlusten, weshalb diese Schaltungsvariante weniger Verwendung findet. Allerdings lassen sich durch entsprechende Kombinationen von Reihen- und Parallelschaltung innerhalb eines Moduls verschiedene geforderte Strom-Spannungs-Spezifikationen herstellen. Abbildung 5.5 zeigt beispielhaft die veränderte Strom-Spannungs-Kennlinie eines Solarmoduls bei den verschiedenen zuvor erläuterten Schaltungsvariationen gegenüber der Kennlinie einer einzelnen Solarzelle (mit Kurzschlussstrom 2 A und Leerlaufspannung $0,6\text{ V}$). [Kaltschmitt et al., 2013, S. 389 f.], [Quaschnig, 2015, S. 212 ff., S. 218]

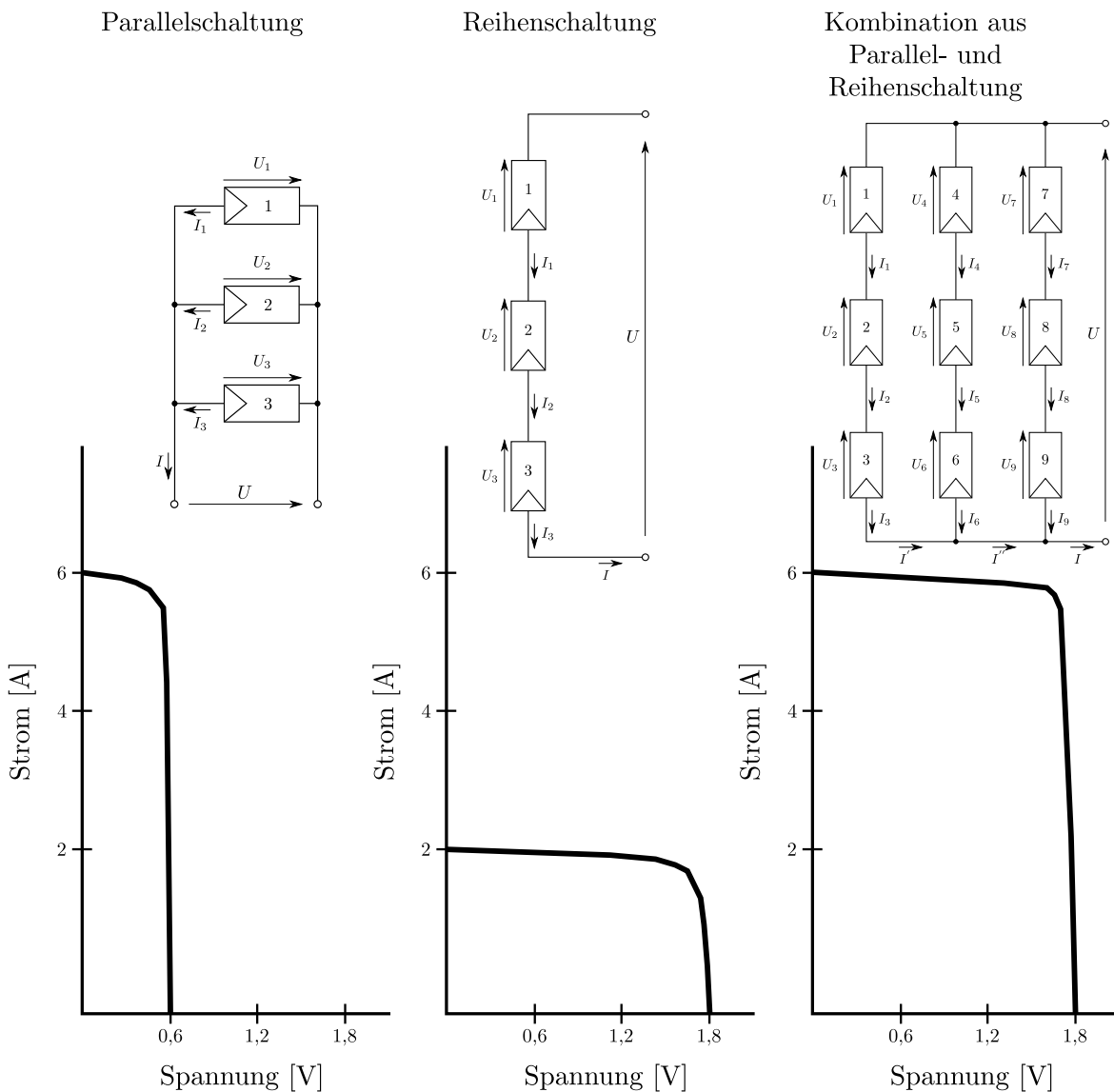


Abbildung 5.5: Veränderungen der Strom-Spannungs-Kennlinie beim Zusammenschalten mehrerer Solarzellen zu einem Solarmodul unter Berücksichtigung verschiedener Schaltungsvarianten ; beispielhaft für Solarzellen mit 2 A Kurzschlussstrom und einer Leerlaufspannung von $0,6\text{ V}$ (nach [Kaltschmitt et al., 2013, S. 390] und [Quaschnig, 2015, S. 213 und S. 218])

Die maximale Modulleistung wird durch die Anzahl der insgesamt verbauten Zellen bestimmt und kann bei 48 bis 60 in Serie verschalteten kristallinen Siliziumzellen unter Normbedingungen ca. 180 W bis 260 W betragen. Die Fläche der Module beträgt dabei heute üblicherweise $1,3\text{ m}^2$ bis $1,6\text{ m}^2$. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 389]

Netzgekoppelte Photovoltaikanlage

Photovoltaische Anlagen können als netzgekoppelte Systeme und als Inselanlagen ausgelegt werden. Eine netzgekoppelte Anlage speist die erzeugte elektrische Energie komplett oder zumindest anteilig in das öffentliche Stromnetz ein. Wohingegen Inselanlagen nicht mit dem öffentlichen Netz verbunden sind. Mit ihnen werden lokal begrenzte Stromnetze zur Versorgung von einem oder mehreren Verbrauchern aufgebaut. In dieser Arbeit ist das Zusammenspiel von Kraftwerken, Energiespeichern und Verbrauchern, welche über das öffentliche Stromnetz verbunden sind, von Interesse. Daher haben Inselanlagen hierfür keine weitere Bedeutung und es wird auf sie an dieser Stelle nicht genauer eingegangen.

Eine typische netzgekoppelte Photovoltaikanlage kann laut [Wesselak u. Voswinkel, 2012, S. 61 ff.] in die drei Bereiche Photovoltaik-Generator, Photovoltaik-Wechselrichter und Monitoring unterteilt werden. In Abbildung 5.6 ist der prinzipielle Aufbau einer solchen Anlage, wie sie auf vielen Dächern von Privathäusern in Deutschland installiert ist, zu sehen. Mit solchen Kleinanlagen erfolgt eine einphasige Einspeisung in das als Drehstromnetz konzipierte öffentliche Stromnetz. Der Anschluss erfolgt bei Privathäusern ausschließlich an das Niederspannungsnetz.

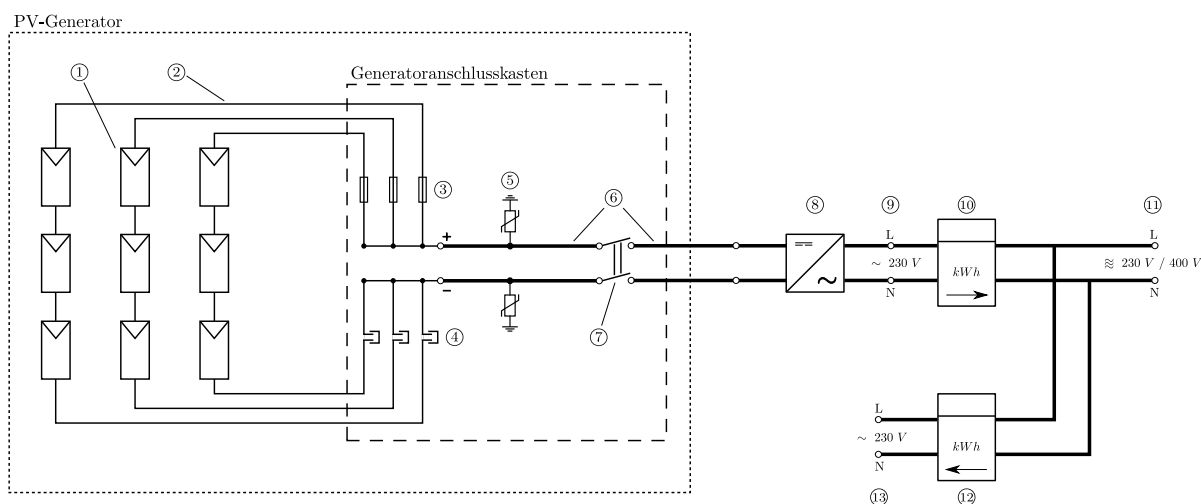


Abbildung 5.6: Prinzipieller Aufbau einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage mit Volleinspeisung (z. B. auf dem Schrägdach eines Privathauses; nach [Mertens, 2015, S. 176 und S. 194]): ① Solarmodule, ② Strangleitungen, ③ Strangsicherungen, ④ DC-Trenner, ⑤ Varistoren (Überspannungsschutz), ⑥ DC-Hauptleitung, ⑦ DC-Hauptschalter, ⑧ Photovoltaik-Wechselrichter, ⑨ Netzanschlusspunkt, ⑩ Energiezähler (Solarstromzähler - Einspeisung), ⑪ Netzverknüpfungspunkt, ⑫ Energiezähler (Verbrauchsstromzähler - Bezug), ⑬ Hausverbrauchsanschluss

Die in Abbildung 5.6 gezeigte Anlage arbeitet nach dem Prinzip der „Volleinspeisung“. Es existieren derzeit in Deutschland zwei Varianten der Einspeisung von Solarstrom in das öffentliche Netz. Bei der klassischen Variante, der „Volleinspeisung“, wird die gesamte durch solare Strahlung erzeugte elektrische Energie in das Netz eingespeist. Die Anlage wird durch die garantierte Einspeisevergütung refinanziert. Der Eigenbedarf an elektrischer Energie wird separat bezogen und dessen Betrag über einen Verbrauchsstromzähler getrennt von der Einspeisung (Solarstromzähler) ermittelt. Da die Vergütungssätze (nach EEG⁶) stark gesunken sind und unter den Bezugspreisen für Normalkunden liegen, ist es für viele Anlagenbetreiber wirtschaftlicher

⁶EEG = kurz: Erneuerbare-Energien-Gesetz

einen möglichst hohen Anteil ihres Strombedarfs selbst zu decken. Die zweite Variante wird daher auch „Überschusseinspeisung“ oder „Einspeisung mit Eigenbedarf“ genannt. Hierbei kommt ein Zweirichtungszähler zum Einsatz, welcher eine getrennte Erfassung der eingespeisten und der aus dem öffentlichen Netz bezogenen elektrischen Energie ermöglicht. [Mertens, 2015, S. 193 f.]

Der erste Bereich, der Photovoltaik-Generator, umfasst die Gesamtheit aller Solarmodule, welche zu Strängen bzw. Strings⁷, also mehrere in Reihe geschaltete Solarmodule, zusammengefasst sind. Weiterhin gehören hierzu die Aufständerung bzw. Unterkonstruktion der Solarmodule, die Gleichstromverbindung (DC-Strangkabel/-leitung und DC-Hauptkabel/-leitung) und der Generatoranschlusskasten (vgl. Abbildung 5.7 links). Letzterer beinhaltet den Gleichstromhauptschalter (DC-Hauptschalter), diverse Schutzeinrichtungen (Strangsicherungen, DC-Trenner, Varistoren) und die Strangüberwachungsplatine. Durch den Photovoltaik-Generator wird das einfallende Sonnenlicht unmittelbar in elektrische Energie umgewandelt. Für unterschiedliche geforderte Strom-Spannungs-Spezifikationen am Ausgang des Photovoltaik-Generators können diverse Schaltungsvariationen (Parallel-, Reihen- oder Mischschaltung), wie sie zuvor schon für die Zellen im einzelnen Solarmodul beschrieben wurden, genutzt werden. [Mertens, 2015, S. 175 ff.] und [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 61 ff.]

Der zweite Bereich, der Wechselrichter, wird speziell für die Bedürfnisse von photovoltaischen Anlagen konzipiert und umfasst, wie in Abbildung 5.7 (rechts) erkennbar ist, mehrere einzelne Elemente. Er stellt das Bindeglied zwischen Anlage und Netz dar und wandelt die erzeugte Gleichspannung in mehreren Schritten in eine netzkonforme Wechselspannung um. Für Kleinanlagen finden zentrale Wechselrichter Anwendung, bei denen die einzelnen Stränge im Generatoranschlusskasten parallel angeschlossen werden. Ihre Leistung wird gesammelt an den Wechselrichter weitergeben.

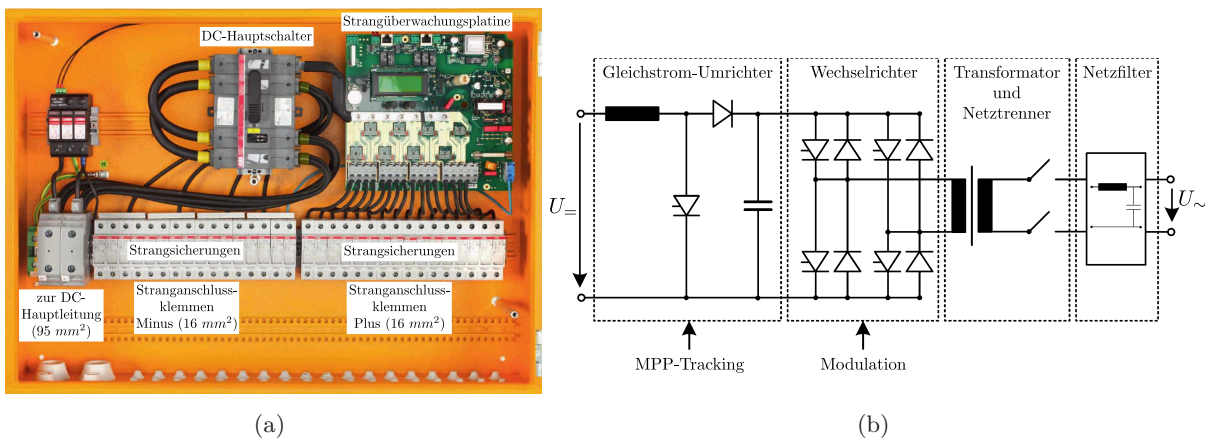


Abbildung 5.7: (a) Generatoranschlusskasten mit DC-Hauptschalter und Strangsicherungen (nach [Mertens, 2015, S. 176]); (b) Komponenten eines einphasigen Photovoltaik-Wechselrichters (nach [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 72])

Die Aufgaben des Monitorings (Überwachung, Alarmierung, Datenspeicherung) teilen sich hierbei die Strangüberwachungsplatine und die Regelung des Photovoltaik-Wechselrichters. Die einzelnen Komponenten des Generatoranschlusskastens werden bei kleineren Anlagen oft auch in den Photovoltaik-Wechselrichter integriert. Das Vorhandensein eines Netzwerkanschlusses vorausgesetzt, kann eine Fernüberwachung des Systems stattfinden. [Mertens, 2015, S. 175 ff.]

⁷englisch string = Schnur, Kette, Serie, Reihung

5.3 Identifizierung relevanter Komponenten

Die installierte Leistung netzgekoppelter photovoltaischer Anlagen in Deutschland betrug Ende 2011 rund 24,7 GW (vgl. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 449]). Derzeit dominieren dabei noch die zuvor angesprochenen kleineren Photovoltaikanlagen. Laut [Kaltschmitt et al., 2013, S. 450] befindet sich derzeit ein sehr großer Teil der installierten photovoltaischen Leistung in Deutschland auf den Dächern privater Ein- und Zweifamilienhäusern. Im Zuge des Ausbaus der regenerativen Energieversorgung wird auch die Zahl der Solarparks, welche einen Energieoutput im Megawattbereich haben und als autarke, netzgekoppelte Sonnenkraftwerke betrieben werden, zunehmen. Diese photovoltaischen Großanlagen stellen eine wichtige Komponente in der künftigen „sauberen“ Energieversorgung und im intelligenten Netz der Zukunft dar. Daher soll ein solcher Solarpark mit seinem dazugehörigen Aufbau als Vorlage für das Modul Photovoltaik herangezogen werden.

Es ist damit an dieser Stelle wichtig auf die konzeptionellen Unterschiede zwischen einem Solarpark und einer Kleinanlage im Kilowattbereich einzugehen. Prinzipiell ist die Funktionsweise beider Anlagentypen gleich. Der Photovoltaik-Generator wandelt das Sonnenlicht in eine Gleichspannung, welche durch den Photovoltaik-Wechselrichter in eine netzkonforme Wechselspannung umgewandelt und in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird. Alle Komponenten in der gesamten Energiewandlungskette einer photovoltaischen Anlage haben somit einen Einfluss auf deren elektrisches Verhalten.

Im Gegensatz zu der zuvor gezeigten Kleinanlage (Abbildung 5.6) kommt bei Solarparks kein zentraler Wechselrichter für alle installierten Solarmodule zum Einsatz und es erfolgt auch keine einphasige Einspeisung in das öffentliche Stromnetz. Zudem ist der Eigenbedarf von Solarparks im Gegensatz zu dem privater Verbraucher und im Vergleich zu ihrem Energieoutput sehr gering, da nur die Systeme des Monitorings versorgt werden müssen. Es ist daher leicht einzusehen, dass der Einfluss des Eigenbedarfs auf das elektrische Verhalten des gesamten Solarparks sehr gering ist und daher für dieses Projekt keine weitere Bedeutung besitzt. Weiterhin sollen nachgeführte Systeme, welche dem Stand der Sonne folgen und damit einen höheren Eigenbedarf haben, hier nicht weiter betrachtet werden. Sie haben aufgrund der mechanischen Systeme einen höheren Wartungsaufwand und bilden daher eher die Ausnahme. Den prinzipiellen Aufbau eines Solarparks zeigt Abbildung 5.8. Nachfolgend wird dessen Aufbau und die Unterschiede zu den kleineren Photovoltaikanlagen erläutert. [Mertens, 2015, S. 178 ff. und S. 193 ff.]

Der Photovoltaik-Generator ist, von der Anzahl und der Größe der installierten Solarmodule einmal abgesehen, identisch mit denen kleinerer Dachanlagen. Solarparks sind meist als Freilandanlagen ausgeführt und haben daher andere Ansprüche an die Unterkonstruktion. Die einzelnen Module sind dabei so aufzustellen, dass eine gegenseitige Verschattung vermieden wird.

In Solarparks wird pro String ein Wechselrichter angeschlossen. Der Aufwand für die Gleichstromverkabelung ist damit wesentlich geringer und auch ein Generatoranschlusskasten ist nicht mehr notwendig. Die Schutzeinrichtungen werden in den String-Wechselrichter integriert. Jeder String kann damit einzeln geregelt werden und ist so auch einfacher zu überwachen. Kommt es zu Verschattungen einzelner Strings, verändert sich damit deren Kennlinie und der Betriebspunkt der maximal möglichen Leistungsabgabe muss durch eine MPP-Regelung neu ermittelt werden. In einem System mit zentralem Wechselrichter kann auf diesen neuen optimalen Betriebspunkt eines einzelnen Strings nicht eingegangen werden, da sonst auch die anderen nicht verschatteten Strings in diesem neuen und damit für sie ungünstigeren Betriebspunkt arbeiten müssten. Es käme dabei zu sogenannten Mismatching-Verlusten, welche größer ausfallen als die Verluste, welche durch eine Verschattung ohnehin auftreten. Durch die separate Regelung

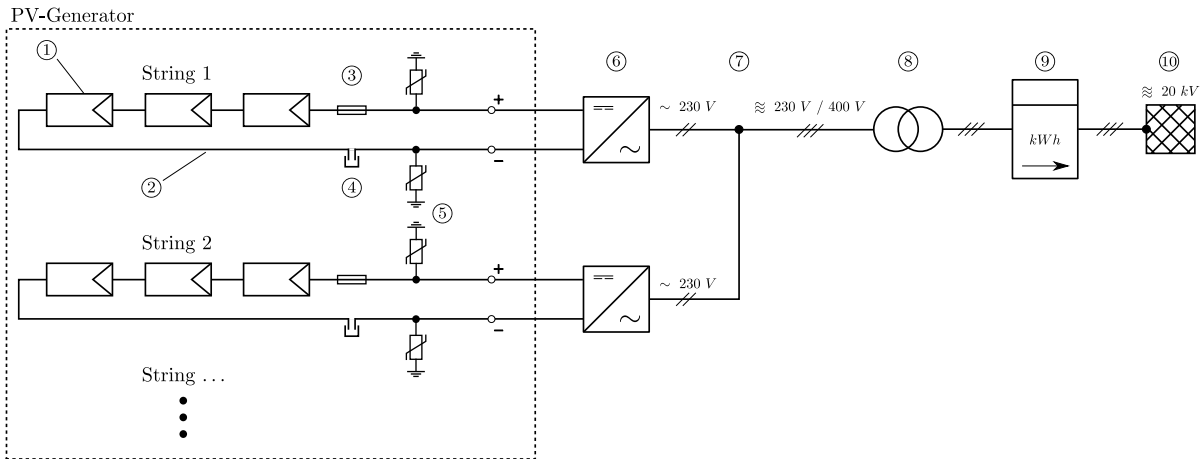


Abbildung 5.8: Prinzipieller Aufbau eines netzgekoppelten Solarparks (nach Graphiken von [Mertens, 2015, S. 176 und S. 194 ff.]): ① Solarmodule, ② Stringleitungen, ③ Stringsicherungen, ④ DC-Trenner, ⑤ Varistoren (Überspannungsschutz), ⑥ String-Wechselrichter, ⑦ dreiphasiger Anschluss, ⑧ Transformator, ⑨ Netzanschlusspunkt mit Energiezähler, ⑩ Netzverknüpfungspunkt

der Strings kann dies vermieden werden. [Mertens, 2015, S. 172 f. und S. 192 ff.]

Der Photovoltaik-Wechselrichter hat neben seiner ursprünglichen Aufgabe der Umwandlung der Gleichspannung in eine möglichst sinusförmige, netzkonforme Wechselspannung auch die Aufgaben den Photovoltaik-Generator zu regeln (MPP-Regelung) und die gesamte Anlage zu überwachen. Er sorgt für eine netzsynchrone Einspeisung des Solarstroms. Dafür überwacht er stetig die Kennwerte (Spannung, Frequenz) des Netzes und passt die Kennwerte der zu erzeugenden Wechselspannung dementsprechend an. Er übernimmt auch Aufgaben zum Schutz von Personen durch Isolationsüberwachung (Wechselrichter mit Transformator) oder Fehlerstromüberwachung (Wechselrichter ohne Transformator) des Photovoltaik-Generators. Über eine externe Schnittstelle stellt er dem Anlagenbetreiber zudem aktuelle Daten der Anlage bezüglich Leistung, Strom, Spannung und Fehlermeldungen zu Verfügung. Je nach Aufbau beinhaltet der Wechselrichter auch einen Filter (Netzfilter, EMV-Filter), welcher die bei der Erzeugung der Wechselspannung entstehenden hochfrequente Signalanteile aus der Spannung herausfiltert. [Mertens, 2015, S. 196 ff.]

Mit der in Abschnitt 5.2 gezeigten Anlage erfolgt eine einphasige Einspeisung in das öffentliche Netz. Bei kleineren Anlagen stellt dies kein Problem dar. Doch mit zunehmender Anlagengröße würde das Netz dadurch stark unsymmetrisch belastet werden. Daher ist es eine symmetrische, also eine dreiphasige Einspeisung zwingend erforderlich. Um dreiphasig in das Netz einspeisen zu können, ist es möglich alle String-Wechselrichter gleichmäßig verteilt an die Leiter des 400 V-Drehstromnetzes anzuschließen (vgl. Abbildung 5.8). Eine weitere Möglichkeit kommt derzeit bei größeren Anlagen zum Einsatz. Dort werden Wechselrichter benutzt, welche in der Lage sind die elektrische Leistung dreiphasig in das öffentliche Netz einzuspeisen. Ein solcher Drehstrom-Wechselrichter benötigt allerdings eine ausreichende Gleichspannung am Eingang, um die benötigte 400 V Spannung für das Drehstromnetz bereit zu stellen. Diese Mindesteingangsspannung berechnet sich laut [Mertens, 2015, S. 201] wie folgt:

$$U_{DC,min} = 400 \text{ V} \sqrt{2} = 567 \text{ V} \quad (5.5)$$

Ein zentraler Transformator erhöht genau wie in einem Windpark die ankommende Spannung des gesamten Solarparks auf das Niveau des angeschlossenen Netzes. Bei größeren Parks im Megawattbereich (z. B. Solarpark bei Mehring an der Mosel mit 3,5 MWp [Mertens, 2015,

S. 179]) ist dies die 20 *kV*-Mittelspannungsebene. Laut [Zahoransky et al., 2013, S. 481 Abb. 17.7] speisen Kraftwerke bis ca. 10 *MW* auf dieser Spannungsebene in das elektrische Stromnetz ein. Nach dem Transformator erfolgt der rechtliche Anschluss an das öffentliche Netz in Verbindung mit einem Energiezähler, welcher den Umfang des eingespeisten Solarstroms dokumentiert. Über eine Stichleitung zum Park erfolgt der technische Anschluss an das Netz im Netzverknüpfungspunkt.

5.4 Konzeptioneller Entwurf des Moduls Photovoltaikanlage

5.4.1 Analyse der vorhandenen Photovoltaik-Modellanlage

In Kapitel 3 auf Seite 14 wurde bereits angesprochen, dass im Institut für Antriebs- und Regelungstechnik bereits das Modell einer Photovoltaikanlage vorhanden ist. Diese Modellanlage (siehe Abbildung 5.9) soll hier anhand der zur Verfügung stehenden Informationen und Unterlagen erläutert werden. Das Modell steht auf Rollen und ist somit nicht ortsgebunden. Die Funk-

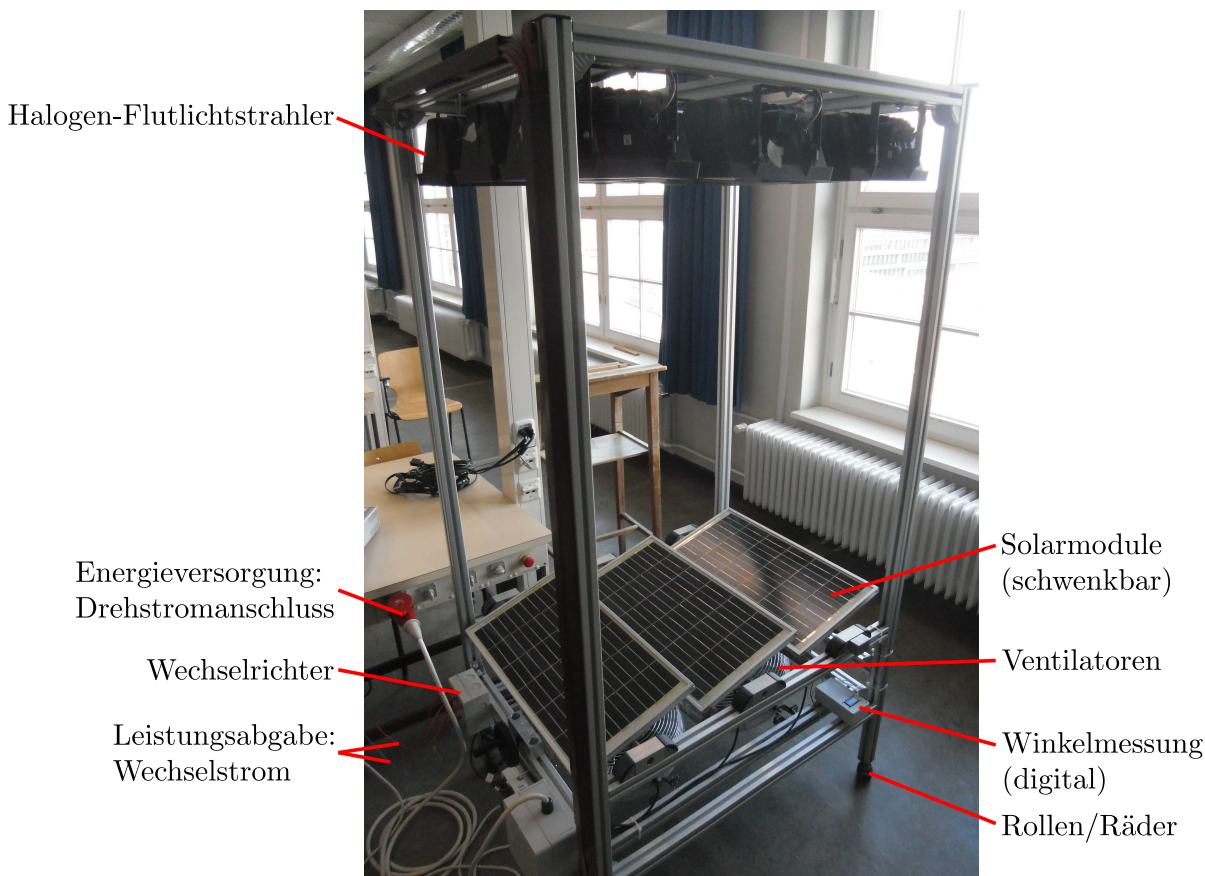


Abbildung 5.9: Aufbau vorhandene Photovoltaik-Modellanlage

tion der Sonne bzw. Sonneneinstrahlung wird bei diesem Modell von einer Beleuchtungsanlage übernommen. Diese besteht aus neun Halogen-Flutlichtstrahlern mit einer Leistungsaufnahme von je $P_{\text{elektr.,zu}} = 1000 \text{ W}$. Im Rahmen eines studentischen Projekts, im Wintersemester 2016/2017, wurden Messungen der direkten und der diffusen Strahlungsleistung durchgeführt und ausgewertet. Diese haben ergeben, dass bei senkrechter Einstrahlung (0°) auf die Solarmodule eine Gesamtstrahlungsleistung von 1526 W/m^2 erreicht wird. Hierin ist ein Direktanteil

von 1405 W/m^2 und ein Diffusanteil von 121 W/m^2 enthalten. Der Abstand zwischen Beleuchtungsanlage und Solarmodulen beträgt ca. $1,2 \text{ m}$.

Der Photovoltaik-Generator besteht aus drei schwenkbaren Solarmodulen vom Typ SUNSET SM30, welche eine Gesamtfläche von ca. $0,6 \text{ m}^2$ abdecken. Die Solarmodule sind manuell über einen Kurbelmechanismus in einem Bereich von 0° bis 80° gegenüber der Beleuchtungsanlage verschwenkbar. Eine digitale Erfassung des eingestellten Winkels ist vorhanden.

Da der größte Teil der aufgenommenen Leistung von den Halogen-Flutlichtstrahlern in Wärme umgewandelt wird, sind unterhalb der Solarmodule zwei Ventilatoren angebracht. Diese sollen die Module kühlen, da mit zunehmender Temperatur deren Wirkungsgrad abnimmt. Aufgrund der hohen Wärmeabstrahlung sollte ein Sicherheitsabstand von mind. 1 m , sowohl für Personen als auch für empfindliche Komponenten, eingehalten werden. Die Energieversorgung der

Tabelle 5.1: Übersicht Komponenten vorhandene Photovoltaik-Modellanlage

Komponente	Kennwerte und Eigenschaften
Photovoltaik-Modellanlage	Eigenanfertigung
	Abmessungen (L × B × H, über alles, gemessen): $1,2 \times 0,8 \times 2,1 \text{ [m]}$
	Leistungsaufnahme über zentralen Stromanschluss (Drehspannung $U = 400 \text{ V}$ Leistungsabgabe an veränderbaren Widerstand (Wechselspannung $U = 230 \text{ V}$)
	mobil durch Rollen/Räder
Halogen-Flutlichtstrahler	Hersteller: CONRAD ; Leuchtfarbe weiß ; 9 Stück
	Leistungsaufnahme $P_{elektr,zu} = 1000 \text{ W}$; $P_{elektr,zu,gesamt} = 9000 \text{ W}$ (Wechselspannung $U = 230 \text{ V}$)
Solarmodule	SUNSET SM30 (Daten vom Typenschild und [SUNSET, 2017]) 3 Stück mit je 36 Halb-Zellen aus monokristallinem Silizium Abmessungen (L × B × H): $685 \times 340 \times 20 \text{ [mm]}$
	Spitzenleistung bzw. maximaler Arbeitspunkt (unter standardisierten Testbedingungen (STC), vgl. Fussnote 5 auf Seite 44): Nennleistung $P_{MPP} = P_{max} = 30 \text{ W}$ Nennspannung $U_{MPP} = U_{max} = 17,3 \text{ V}$ Nennstrom $I_{MPP} = I_{max} = 1,74 \text{ A}$
	Kurzschlussstrom $I_K = 1,93 \text{ A}$ Leerlaufspannung $U_L = 20,8 \text{ V}$
	Abmessungen Nutzfläche (gemessen): Länge $L = 61 \text{ cm}$ Breite $B = 31 \text{ cm}$
	Gewicht je Modul: $2,7 \text{ kg}$
	zentraler Wechselrichter (Annahme)
	digitale Winkelerfassung (Kippung Solarmodule)
	Ventilatoren zur Kühlung ; 2 Stück
weitere Komponenten	

Modellanlage erfolgt über einen Drehstromanschluss, über welchen intern die Beleuchtung, die Ventilatoren und auch die Winkelmessung versorgt werden. Über die integrierten Sicherheitskomponenten, wie beispielsweise Stringsicherung oder Gleichstromtrennschalter, ist nichts bekannt. Es wird an dieser Stelle angenommen, dass die Umwandlung des erzeugten Gleichstroms in Wechselstrom für alle drei Module von einem zentralen Wechselrichter übernommen wird. Die elektrische Leistung wird mit einer Wechselspannung von $U = 230 \text{ V}$ an einen veränderbaren Heizwiderstand weitergeleitet.

Im Jahr 2015 wurde die Kennlinie der Photovoltaik-Modellanlage, welche in Abbildung 5.10 zu sehen ist, in einer Messung ermittelt. Es wird hier angenommen, dass der Einstrahlungswinkel während der Messung 0° betrug. Damit erfolgte eine senkrechte Einstrahlung auf die Fläche der Solarmodule. Die maximale Leistungsabgabe wurde mit $P_{max,ab} = 51,87 \text{ W}$ bei $U_{max} = 45,90 \text{ V}$ und $I_{max} = 1,13 \text{ A}$ erzielt. In zwei weiteren Messungen wurde die Leistung in

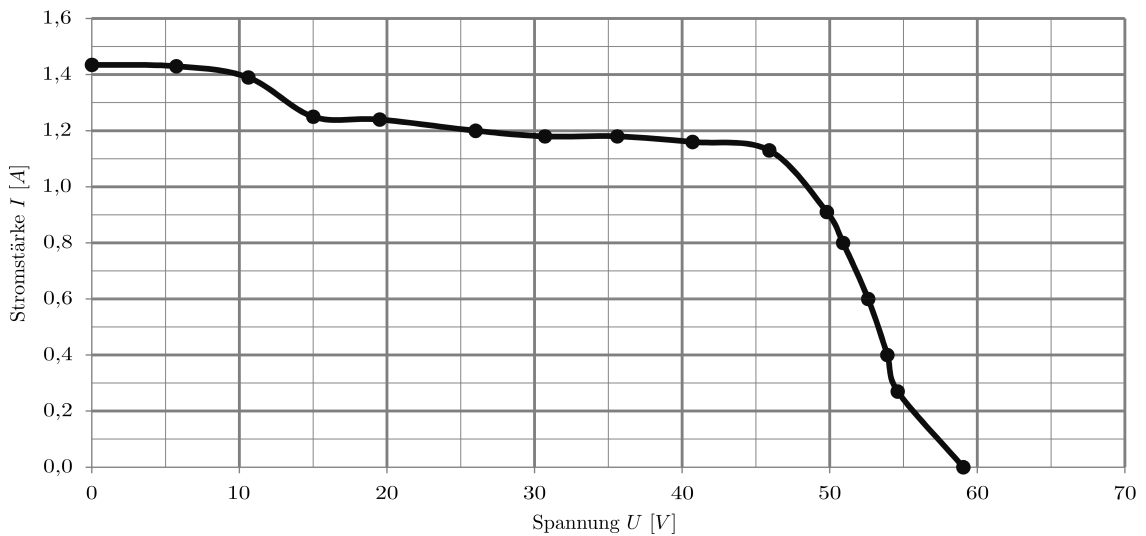


Abbildung 5.10: Kennlinie vorhandene Photovoltaik-Modellanlage (Messung vom 09.12.2015)

Abhängigkeit des Einstrahlungswinkels ermittelt. Für jede Winkelstellung wurde der jeweilige Maximum Power Point (MPP) ermittelt. Diese Verläufe werden in Abbildung 5.11 gezeigt. Wie zu erwarten ist, sinkt die Leistung mit zunehmend flacherer Einstrahlung. Eine maximale Leistung von $P_{max,ab} = 52,3 \text{ W}$ konnte bei Messung 1 (gestrichelte Linie) und einem Einstrahlungswinkel von 0° erzielt werden. Die vorhandenen Daten der Messungen wurden in einer Excel-Datei (`PVA_Leistungsmessung_Kennlinie.xlsx`) erfasst und können der beiliegenden Daten-CD entnommen werden.

Laut Hersteller [SUNSET, 2017] müssten die drei Solarmodule bei voller Einstrahlung durch die Halogen-Flutlichtstrahler ($P_{Strahlung} = 1526 \text{ W/m}^2$, gemessen) ihre volle Leistung von insgesamt $P_{max,theor} = 90 \text{ W}$ (siehe Tabelle 5.1) abgeben. Es wird eine Strahlungsleistung erreicht, welche 50 % über der Standard-Testbedingung von 1000 W/m^2 liegt. Mit einer zugeführten Energie von

$$P_{Strahlung,zu} = P_{Sonne} \cdot A = 1526 \text{ W/m}^2 \cdot 0,6 \text{ m} = 915,6 \text{ W} \quad (5.6)$$

und einer maximalen Leistungsabgabe von $52,3 \text{ W}$ kann lediglich ein Gesamtwirkungsgrad von

$$\eta_{PVA} = \frac{P_{max,ab}}{P_{Strahlung,zu}} = \frac{52,3 \text{ W}}{915,6 \text{ W}} = 0,057 = 5,7 \% \quad (5.7)$$

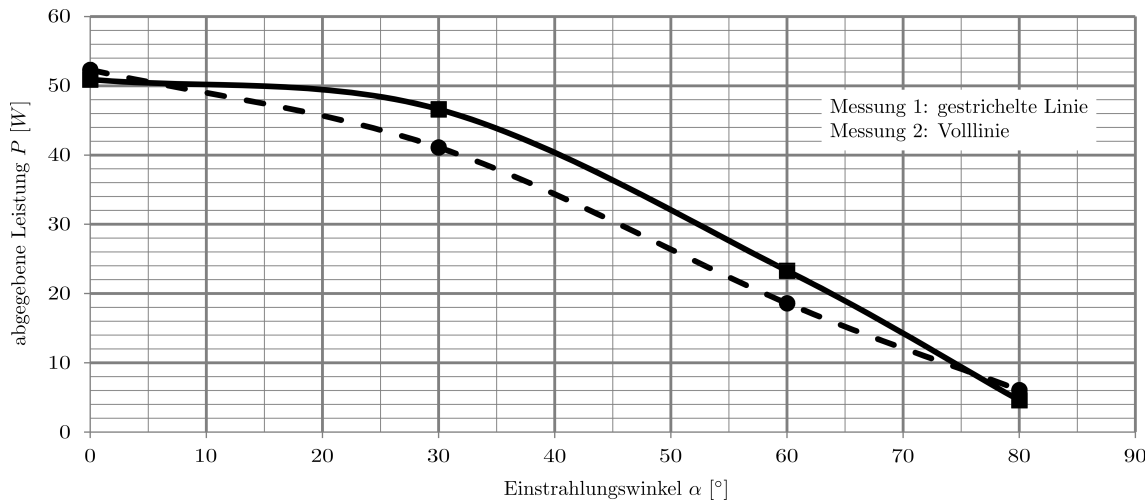


Abbildung 5.11: Messung der Leistung in Abhängigkeit vom Einstrahlungswinkel (vorhandene Photovoltaik-Modellanlage)

gegenüber einem theoretischen Wirkungsgrad von

$$\eta_{PVA,theor} = \frac{P_{max,theor}}{P_{Strahlung,zu,STC}} = \frac{90 \text{ W}}{1000 \text{ W/m}^2 \cdot 0,6 \text{ m}^2} = 0,15 = 15,0 \% \quad (5.8)$$

erreicht werden. An dieser Stelle kann nur spekuliert werden, aus welchen Gründen die Solarmodule die maximale Leistung bei dieser Einstrahlung nicht abgeben können. Ein Teil der Leistungsdifferenz ist bedingt durch Verluste, welche in den elektrischen Komponenten, wie Leitungen und Wechselrichter (ca. 4 %, vgl. Abbildung 5.1), auftreten. Es wird vermutet, dass die große Wärmeentwicklung der Beleuchtungsanlage die Kennlinie der Solarmodule stark negativ beeinflusst (siehe hierzu Abbildung 5.13). Ein weiterer Aspekt kann das von den Halogen-Flutlichtstrahlern abgegebene Spektrum sein. Dieses weicht möglicherweise vom vorgegebenen Standardspektrum $AM1,5$ ab bzw. gibt nur einen Teil davon wieder. Die Wellenlängen in der abgegebenen Strahlung sind hier möglicherweise zu lang und/oder zu kurz für die verwendeten Solarzellen. Das würde bedeuten, dass ein Großteil der eindringenden Photonen zu früh, also nahe der Oberfläche, und/oder erst sehr spät, also nahe dem unteren Ende der Zelle, absorbiert wird. Beide Fälle wirken sich ungünstig auf den abzugebenden Photostrom der Zellen aus (vgl. hierzu [Mertens, 2015, S. 92 ff.]). Eventuell sind auch die Reflexionsverluste an der Oberfläche der Solarmodule zu hoch.

Mit ihrer theoretischen Spitzenleistung, den maximalen Abmessungen und der Mobilität durch die Rollen wäre die Photovoltaik-Modellanlage durchaus geeignet, um für das geplante Smart Grid Modell verwendet zu werden. Durch die Verstellbarkeit des Einstrahlungswinkels ist auch die Forderung nach Regelbarkeit des Moduls erfüllt. Die Versorgung der gesamten Modellanlage über nur einen Anschluss an das öffentliche Netz ist ebenfalls bereits gegeben. Es fehlen derzeit nur die Möglichkeiten die elektrische Energie als Drehstrom abzugeben und eine Messung der eingehenden und ausgehenden Energiemengen.

5.4.2 Erweitertes Konzept eines Photovoltaik-Moduls

Angelehnt an das bereits vorhandene Modell einer Photovoltaikanlage wurde ein eigenständiger Entwurf erarbeitet. Der konzeptionelle Entwurf basierend auf den Erkenntnissen der vorangegangenen theoretischen Abschnitte ist in Abbildung 5.12 zu sehen und wird nachfolgend genauer erläutert.

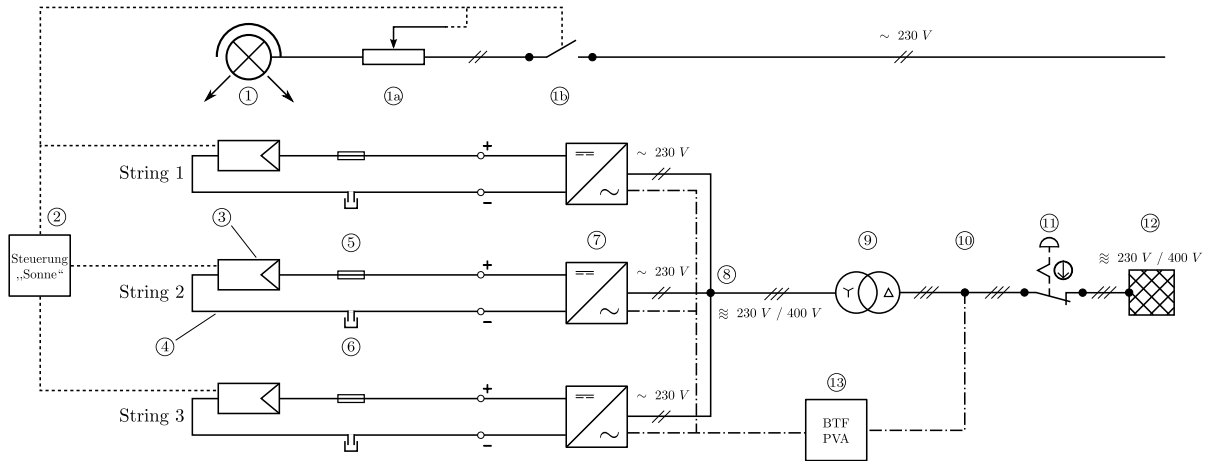


Abbildung 5.12: Modul Photovoltaikanlage, schematische Darstellung des erweiterten Konzepts: ① Sonne (Beleuchtungsanlage, inkl. ①a veränderbarer Vorwiderstand und ①b Schalter), ② Steuerung „Sonne“, ③ Solarmodul, ④ Stringleitung, ⑤ Stringsicherung, ⑥ DC-Trenner, ⑦ String-Wechselrichter, ⑧ dreiphasiger Anschluss, ⑨ Transformator, ⑩ Netzanschlusspunkt, ⑪ Not-Aus-Schalter, ⑫ Netzverknüpfungspunkt, ⑬ Betriebsführung Photovoltaikanlage

Sonne (Beleuchtungsanlage)

Eine Beleuchtungsanlage muss mindestens, die für die Spitzenleistung nach STC (vgl. Fussnote 5 auf Seite 44) geforderte Strahlungsleistung von 1000 W/m^2 , abgeben können. Bei der vorhandenen Modellanlage wird eine Strahlungsleistung von 1526 W/m^2 erreicht. Unter Annahme eines linearen Zusammenhangs zwischen Strahlungsleistung und Anzahl der Halogenstrahler würden sechs dieser Halogenstrahler ausreichen, um die geforderte Leistung zu erbringen. Es wäre, wie am Ende des vorigen Abschnitts angesprochen wurde, zu klären, ob die Wellenlängen in der abgegebenen Strahlung mit den vorhandenen Solarmodulen effektiv genutzt werden können.

Die verwendete Beleuchtungsanlage besitzt mit einer Leistungsaufnahme von $P_{\text{elektr.,zu}} = 9000 \text{ W}$ und einer abgegebenen Strahlungsleistung von $P_{\text{Sonne}} = 1526 \text{ W/m}^2$ einen Wirkungsgrad von

$$\eta_{\text{Sonne,Strahlung}} = \frac{P_{\text{Sonne}}}{P_{\text{elektr.,zu}}} = \frac{1526 \text{ W/m}^2 \cdot 1 \text{ m}^2}{9000 \text{ W}} = 0,1695 = 17 \% \quad (5.9)$$

Es wird hierbei davon ausgegangen, dass die Halogenstrahler nebeneinander angeordnet eine Fläche von ca. 1 m^2 abdecken. Es wird an dieser Stelle angenommen, dass die restlichen 83 % der aufgenommenen Leistung vollständig in Wärme umgesetzt werden. Das bedeutet, dass eine Wärmeleistung von ca. $7,5 \text{ kW}$ an die Umgebung und vorrangig an die Solarmodule abgegeben wird. Um die Solarmodule vor einer übermäßigen Erwärmung zu schützen, sind geeignete Maßnahmen zur Kühlung, wie die bereits verwendeten Ventilatoren, einzusetzen. Mit steigender Zelltemperatur, über die standardisierte Testbedingung von $T_{\text{Zelle}} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$, verschiebt sich die Kennlinie des Photovoltaik-Generators hin zu einer geringeren maximalen Leistungsabgabe (vgl. Abbildung 5.13).

Laut den Randbedingungen ist die Leistung des Moduls steuerbar auszulegen. Hierfür kommen die folgenden drei Möglichkeiten in Betracht.

1. Strahlungsleistung im Bereich $0 \leq P_{\text{Sonne}} \leq 1000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ verändern
z. B. durch veränderbaren Vorwiderstand (vgl. Abbildung 5.12 Punkt ①a)

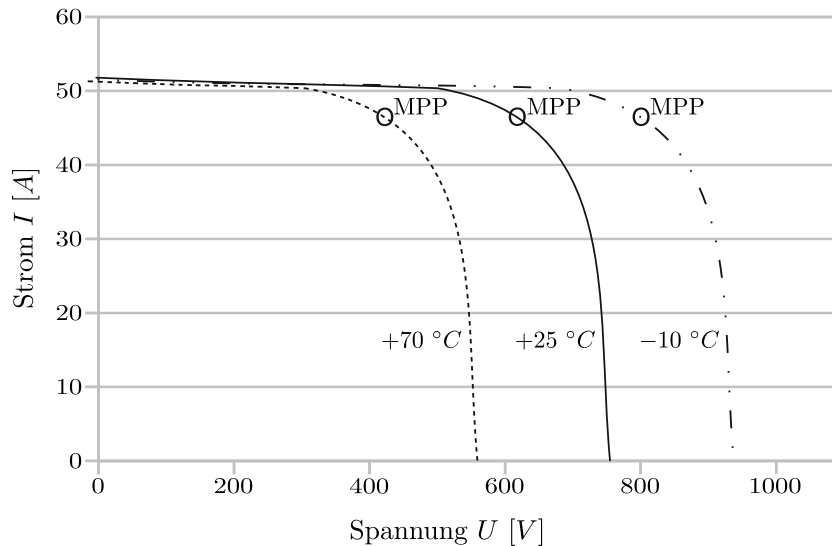


Abbildung 5.13: Temperaturabhängigkeit der Kennlinie eines PV-Generators (qualitativ, nach [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 84 Abb. 5.14])

2. Einstrahlungswinkel im Bereich $0 \leq \alpha_{\text{Sonne}} \leq 80$ [°] verändern
z. B. durch Nutzung des vorhandenen manuellen Kurbelmechanismus
3. gezielte Verschattung
z. B. durch einfache Abdeckung einzelner Zellen oder eines gesamten Solarmoduls

Für eine realitätsnahe Simulation mit dem PVA-Modul sollten alle drei Möglichkeiten umgesetzt werden.

Um die Beleuchtungsanlage komplett vom Netz trennen zu können, ist ein entsprechender Schalter zu integrieren. Durch gezielte Abschaltung einzelner Strahler, mittels separater Schalter, könnte ebenfalls die Einstrahlungsleistung reduziert werden. Damit könnte auf einen veränderbaren Vorwiderstand verzichtet werden und es würde keine elektrische Leistung, welche zuvor aus dem öffentlichen Netz aufgenommen werden müsste, ohne sinnvolle Nutzung verschwendet werden. Ein zentraler Anschluss, wie er bereits bei der vorhandenen Anlage existiert, soll das Modul mit Energie versorgen.

Steuerung „Sonne“

Die Leistungssteuerung der Beleuchtungsanlage kann in der ersten Stufe mittels des genannten veränderbaren Vorwiderstands über einen Drehschalter erfolgen. Eine alternative Möglichkeit ist die manuelle Abschaltung einzelner Strahler mittels separater Schalter. Der Einstrahlungswinkel kann durch manuelles Verschwenken der Solarmodule erfolgen.

Zukünftig soll eine automatisierte Steuerung des Moduls erfolgen. Hierzu sollen der Steuerung „Sonne“ Daten von realen Verläufen der Einstrahlung durch die Sonne zugeführt werden. Die Steuerung „Sonne“ erhält als Eingangsdaten die Strahlungsleistung und den Winkel der Einstrahlung. Entsprechend der eingegangenen Werte verändert die Steuerung „Sonne“ über die dann bereits vorhandene Möglichkeit (Vorwiderstand und/oder separate Schalter) die Strahlungsleistung der Beleuchtungsanlage und/oder verändert den Winkel der Solarmodule. Für eine automatisierte Veränderung des Winkels ist ein Stellmotor in den vorhandenen Kurbelmechanismus zu integrieren. Die Steuerung „Sonne“ muss unabhängig von der Betriebsführung bzw. der Regelung des Moduls agieren können.

Photovoltaik-Generator

Der Photovoltaik-Generator ist, ebenso wie beim realen Photovoltaik-Kraftwerk, aus mehreren Strings aufgebaut. Jeder String besitzt neben der Gleichstromverkabelung einen eigenen Trennschalter für den Gleichstromkreis ((6) DC-Trenner) und eine Stringsicherung ((5) zum Schutz vor Überlastung. Eine Überlastung kann laut [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 84 ff.] beispielsweise entstehen, wenn bei einer Parallelschaltung von Solarmodulen eines dieser Solarmodule durch Verschattung oder Fehlfunktion ausfällt und dadurch ein sogenannter Rückstrom auftritt. Auf den Einsatz von Varistoren kann verzichtet werden, da die Gefahr einer Überspannung durch Blitzschlag im Labor nicht besteht. Im Unterschied zur realen Anlage besteht beim Modul Photovoltaikanlage jeder String aus nur einem Solarmodul.

Der Photovoltaik-Generator muss neben der theoretischen Nennleistung des Moduls Photovoltaikanlage (100 W) auch die Verluste in den elektrischen Komponenten vorab kompensieren. Diese Verluste betragen laut Abbildung 5.1 ca. 4 % der Nennleistung (4 W).

$$P_{PV-Generator,elektr,ab} = P_{PVA,elektr,ab} + P_{PVA,Verluste} \quad (5.10)$$

Bei maximaler Einstrahlung muss der Photovoltaik-Generator in der Lage sein, eine Leistung von 104 W abzugeben. Das bedeutet, dass mit den derzeit verwendeten Solarmodulen bereits eine Leistungsdifferenz von 14 W besteht.

Die bestehende Anlage könnte entsprechend den Anforderungen für das Modul Photovoltaikanlage umgerüstet werden. Hierfür werden leistungsstärkere Solarmodule, z. B. vom Typ SUNSET SM45, empfohlen. Diese Solarmodule sind 190 mm breiter. Für das PVA-Modul würde dies nur eine geringfügig größere Gesamtlänge bedeuten. Die erreichbare Spitzenleistung würde mit diesen Solarmodulen allerdings 135 W betragen. Ohne weitere Optimierungen an der bestehenden Anlage und mit der Annahme, dass sich die vorhandenen Verluste nahezu konstant verhalten, kann eine abgegebene Spitzenleistung von ca. 87 W angenommen werden. Die Annahme konstanter Verluste ist gerechtfertigt, da die gleiche Art Solarmodul bzw. -zelle verwendet wird. Lediglich die nutzbare Fläche würde um ca. 0,11 m² vergrößert.

Bei der Gleichstromverkabelung muss auf einen ausreichenden Querschnitt geachtet werden, damit die erzeugte elektrische Energie aufgrund zu hoher Leitungsverluste nicht gleich wieder in Wärme umgewandelt wird. Diese Verluste können laut [Mertens, 2015, S. 177 f.] wie folgt berechnet werden.

$$P_{V,Leitung} = I^2 \cdot R \quad \text{mit: } R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad (5.11)$$

Darin sind:

ρ	spezifischer Widerstand ($\rho_{Kupfer} = 0,0175 \Omega \cdot mm^2/m$)	$[\Omega \cdot mm^2/m]$
l	Länge der Kabel (Gesamtlänge von Plus- und Minuskabel)	$[m]$
A	Querschnitt der Kabel	$[mm^2]$

Photovoltaik-Wechselrichter

Um die erzeugte elektrische Energie in das Netz des Modells einspeisen zu können, muss dieser von einem Gleichstrom in einen Wechselstrom umgewandelt werden. Diese Aufgabe soll je ein Wechselrichter pro Solarmodul übernehmen. Man bezeichnet diesen auch als String- bzw. in diesem Fall als Modul-Wechselrichter. An jeden dieser Modul-Wechselrichter wird eine Phase des Drehstromsystems angeschlossen. Somit erfolgt eine symmetrische Abgabe der elektrischen Energie in das Netz.

Wechselrichter für photovoltaische Anlagen übernehmen, wie bereits erläutert, noch weitere Aufgaben. Eine der wichtigsten ist die Regelung der Solarmodule mittels des sogenannten MPP-Trackings. Ein Solarmodul stellt in der Hauptsache nur eine Verschaltung (parallel und/oder in Reihe) von mehreren Zellen dar (vgl. hierzu Abschnitt 5.2). Die nicht lineare Kennlinie eines gesamten Solarmoduls ist qualitativ gleich zu der einer einzelnen Zelle. Auf ihr befindet sich ein Arbeitspunkt bei dem im aktuellen Betriebszustand die maximal mögliche Leistung abgegeben werden kann (vgl. Abbildung 5.3). Es ist die Aufgabe des im Photovoltaik-Wechselrichter enthaltenen MPP-Trackers, diesen Punkt automatisiert zu suchen und einzustellen. Da sich der Betriebszustand und damit die Lage dieses maximalen Arbeitspunktes aufgrund der Einstrahlungssituation (Einstrahlungsleistung/-winkel, Verschattung) und der Zellentemperatur permanent ändert, muss stetig nachgeregelt werden.

Der Photovoltaik-Wechselrichter muss passend zum Photovoltaik-Generator bzw. zum Solarmodul dimensioniert sein bzw. ausgewählt werden. Der Wechselrichter muss die maximal abgegebene Leistung aufnehmen können. Es gilt demnach:

$$\begin{aligned} P_{\text{Wechselrichter,max}} &= P_{\text{Solarmodul,max}} \\ U_{\text{Wechselrichter,max}} &= U_{\text{Solarmodul,Leerlauf}} \\ I_{\text{Wechselrichter,max}} &= I_{\text{Solarmodul,Kurzschluss}} \end{aligned}$$

Meist sind in einem solchen Photovoltaik-Wechselrichter auch ein Transformator, ein Netztrennschalter und ein Netzfilter integriert. Sollten diese Komponenten nicht zur Ausstattung des ausgewählten Wechselrichters gehören, so sind sie gegebenenfalls separat in das Modul zu integrieren. Der Transformator passt die Ausgangsspannung dem Netzwert an. Mittels des Netzfilters wird die Qualität der erzeugten Wechselspannung weiter verbessert (siehe hierzu auch in Abschnitt 4.4 Absatz *Netzfilter* auf Seite 38).

Ein integriertes System für das Monitoring erkennt Fehlerzustände, setzt ggf. einen Alarm ab und dokumentiert die erzeugte elektrische Energiemenge. Diese Daten sollen an die Betriebsführung Photovoltaikanlage weitergeleitet werden.

Betriebsführung PVA

Die Betriebsführung hat bei diesem Modul keine steuernden oder regelnden Aufgaben, diese werden bereits von den Photovoltaik-Wechselrichtern übernommen. Bei der Betriebsführung, als zentrale Komponente, sollen alle relevanten Daten zusammenlaufen und abgespeichert werden. Daher sind auch die aufgenommenen Daten der Photovoltaik-Wechselrichter an die Betriebsführung weiterzuleiten. Die gesammelten Messwerte und Parameter sollen für spätere Auswertungen zur Verfügung stehen.

Als relevante Daten gelten hierbei unter anderem:

aufgenommene elektrische Leistung	$P_{\text{Sonne,elektr,zu}}$
abgegebene elektrische Leistung	$P_{\text{PVA,elektr,ab}}$
Strahlungsleistung Datensatz	$P_{\text{Sonne,real}}$
Strahlungsleistung Beleuchtungsanlage	$P_{\text{Sonne,PVA}}$
Einstrahlungswinkel Datensatz	$\alpha_{\text{Sonne,real}}$
Einstellwinkel Verstellmechanismus	$\alpha_{\text{Sonne,PVA}}$

Weitere Komponenten

Laut [Mertens, 2015, S. 199] ist für photovoltaische Anlagen eine galvanische Trennung zwischen dem Photovoltaik-Generator und dem Wechsel- bzw. Drehstromnetz aus Personenschutzgründen ausdrücklich erwünscht. Bei photovoltaischen Großanlagen findet eine Transformation der Spannung für jeden String und abschließend für die gesamte Kraftwerksleistung vor der Einspeisung ins Netz statt. Daher soll für das Modul Photovoltaikanlage auch ein weiterer zentraler Transformator eine galvanische Trennung zwischen Modul und Netz herbeiführen. Seine Auslegung soll nach den Ausführungen des Transformators beim Modul Windenergieanlage erfolgen.

Die weitere Umsetzung der Komponenten, soweit diese nicht bereits im Photovoltaik-Wechselrichter enthalten sind, Schalt- und Schutzvorrichtungen, Netzanschlusspunkt, und Netzverknüpfungspunkt erfolgt analog zu der jeweiligen Beschreibung in Abschnitt 4.4 im Kapitel *Modul Windenergieanlage*.

5.4.3 Ausgleich des Leistungsdefizits beim Photovoltaik-Modul

Sollte trotz verschiedener Optimierungsversuche ein Leistungsdefizit vorhanden sein, so kann dieses mittels eines Akkumulators, welcher als Zwischenspeicher dient, ausgeglichen werden.

Während längerer Sonnenphasen wird der Akkumulator aufgeladen. Diese gespeicherte Energie wird anschließend mit einer Leistung von 100 W über eine kürzere Zeitspanne in das Modellnetz einspeist. Damit würde das PVA-Modul die geforderte Leistung von bis zu 100 W abgeben können. Der Nachteil hierbei wären zusätzliche Verluste und eine zeitversetzte Einspeisung.

Alternativ könnte eine geringere Leistung, als die erzeugte, während der Sonnenphasen in das Netz eingespeist werden. Parallel dazu kann mit der restlichen elektrischen Leistung der Solarmodule eine Aufladung des Akkumulators erfolgen. Zu einem gewählten Zeitpunkt kann über die Entladung des Akkumulators zusätzlich zur Leistung der Solarmodule die volle geforderte Leistung des PVA-Moduls abgegeben werden.

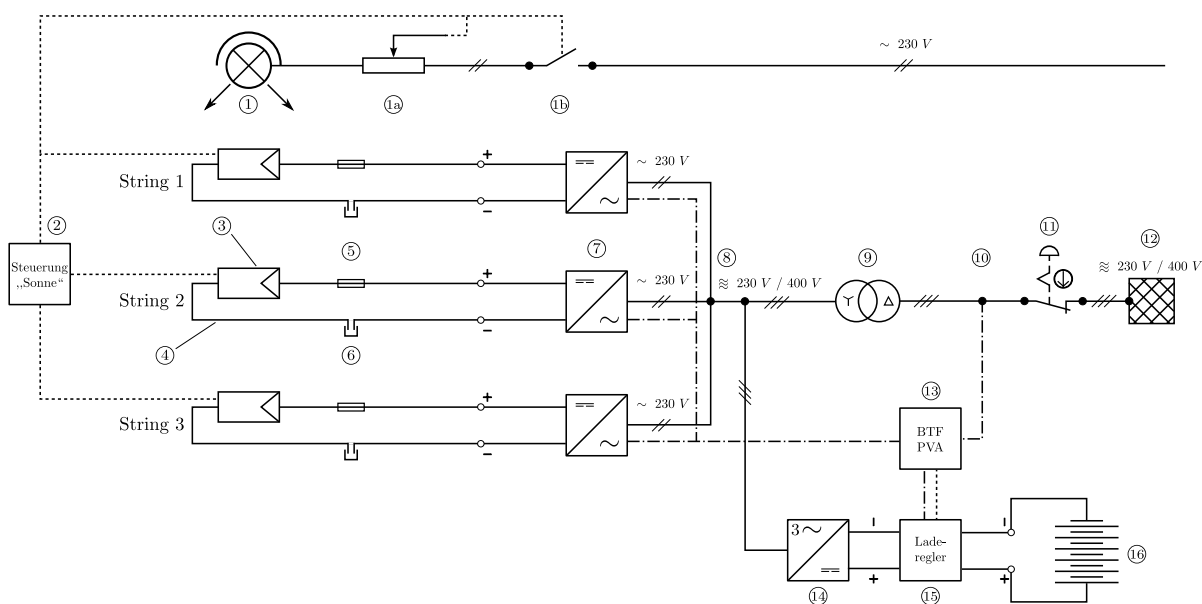


Abbildung 5.14: Modul Photovoltaikanlage ergänzt um einen Batteriespeicher, schematische Darstellung: ① bis ⑬ siehe Abbildung 5.12, ⑭ Wechselrichter, ⑮ Laderegler, ⑯ Akkumulator

Wechselrichter

Durch den Wechselrichter erfolgt beim Beladen des Batteriespeichers eine Umwandlung von Wechsel- bzw. Drehstrom in Gleichstrom. Bei der Entladung, also der Rückeinspeisung von Energie ins Netz, erfolgt eine erneute Umwandlung von Gleichstrom in Drehstrom. Die dabei zu erwartenden Verluste sind laut [Mertens, 2015, S. 217] eher gering, da moderne Wechselrichter hohe Wirkungsgrade aufweisen. Wenn die Qualität der sinusförmigen Verläufe der Drehströme beim Entladevorgang durch Oberschwingungen stark beeinträchtigt ist, so ist der Einsatz eines Netzfilters in Betracht zu ziehen. Näheres hierzu kann in Abschnitt 4.4 Absatz *Netzfilter* nachgelesen werden.

Laderegler

Durch den Laderegler wird die Be- und Entladung des Batteriespeichers entsprechend den Anforderungen des verwendeten Akkumulators gesteuert. Er verhindert eine ungewollte Entladung und schützt darüberhinaus den Akkumulator vor Überladung und Tiefentladung. Der aktuelle Ladezustand des Akkumulators ist stets an die Betriebsführung PVA weiterzuleiten.

Akkumulator

Akkumulatoren dienen der elektrochemischen Speicherung von elektrischer Energie. Ihre Kapazität wird vom Entladestrom und der Entladedauer bestimmt. [Mertens, 2015, S. 218 ff.]

Der hier verwendete Akkumulator sollte in der Lage sein über eine Dauer von $\Delta t = 300 \text{ s}$ eine Leistung von $P_{\text{Akku,elektr,ab}} = 100 \text{ W}$ (Methode I) bzw. $P_{\text{Akku,elektr,ab}} = 13 \text{ W}$ (Methode II) abgeben zu können. Die dabei abgegebene Spannung beträgt 400 V . Damit besitzt der Entladestrom eine Höhe von $I = 0,25 \text{ A}$ (Methode I) bzw. $I = 0,0325 \text{ A}$ (Methode II). Die Kapazität des verwendeten Akkumulators muss je nach angewandter Methode mindestens $C = 0,0208 \text{ Ah} = 75 \text{ As}$ (Methode I) bzw. $C = 0,00271 \text{ Ah} = 9,75 \text{ As}$ (Methode II) betragen. Die Kapazität kann aber durchaus höher gewählt werden, um Reserven für das Gesamtsystem Smart Grid vorzuhalten. Sollten die Verluste der Photovoltaikanlage höher ausfallen, ist der Batteriespeicher entsprechend größer zu bemessen.

Tabelle 5.2: Übersicht Komponenten Modul Photovoltaikanlage

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Modul PVA	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{PVA,elektr,ab,N} = 100 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{PVA,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Sonne (Beleuchtungsanlage)	Strahlungsleistung mind. $P_{STC} = P_{Sonne,min} = 1000 \text{ W/m}^2$
	Halogen-Flutlichtstrahler, mind. 6 jeweils $P_{elektr,zu} = 1000 \text{ W}$ bei $\eta_{Sonne,Strahlung} = 17 \text{ %}$
	Leistungsregulierung: 1. veränderbarer Vorwiderstand oder Schalter für einzelne Strahler 2. Winkelverstellung im Bereich $0 \leq \alpha_{Sonne} \leq 80 \text{ [}^\circ\text{]}$ 3. gezielte Verschattung
	Wärmeabtransport, z. B. durch Ventilatoren
	zentraler Trennschalter
	zentraler Versorgungsanschluss
Steuerung „Sonne“	Steuerung der Sonne, unabhängig von der Betriebsführung PVA
	Eingangsdaten: Strahlungsleistung $P_{Sonne,real}$, Einstrahlungswinkel $\alpha_{Sonne,real}$
	Ausgangsdaten: aufgenommene elektrische Leistung $P_{Sonne,elektr,zu}$ Strahlungsleistung Datensatz $P_{Sonne,real}$ Strahlungsleistung Beleuchtungsanlage $P_{Sonne,PVA}$ Einstrahlungswinkel Datensatz $\alpha_{Sonne,real}$ Einstellwinkel Verstellmechanismus $\alpha_{Sonne,PVA}$
	Hardware: Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi), E/A-Board (z. B. Arduino)
	Software: zur Berechnung: z. B. Matlab, Excel, o. ä. zur Steuerung: entsprechend den verbauten Komponenten
Photovoltaik-Generator	Solarmodule inkl. Gleichstromverkabelung, DC-Trenner, Stringsicherung und Unterkonstruktion
	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{elektr,ab,N} = 104 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
	Solarmodule z. B.: SUNSET SM45 (Daten [SUNSET, 2017]) 3 Stück mit je 36 Halb-Zellen aus monokristallinem Silizium Abmessungen (L × B × H): $640 \times 530 \times 20 \text{ [mm]}$ Gewicht je Modul: $4,2 \text{ kg}$

Fortsetzung Tabelle 5.2: Übersicht Komponenten Modul Photovoltaikanlage

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Photovoltaik-Generator	<p>Spitzenleistung bzw. maximaler Arbeitspunkt (unter standardisierten Testbedingungen (STC), vgl. Fussnote 5 auf Seite 44):</p> <p>Nennleistung $P_{MPP} = P_{max} = 45 \text{ W}$</p> <p>Nennspannung $U_{MPP} = U_{max} = 17,6 \text{ V}$</p> <p>Nennstrom $I_{MPP} = I_{max} = 2,55 \text{ A}$</p> <p>Kurzschlussstrom $I_K = 2,78 \text{ A}$</p> <p>Leerlaufspannung $U_L = 20,9 \text{ V}$</p>
Photovoltaik-Wechselrichter	<p>drei separate String- bzw. Modul-Wechselrichter inkl. MPP-Tracker</p> <p>MPP-Spannungsbereich passend zum MPP-Spannungsbereich des Photovoltaik-Generators bzw. der Solarmodule wählen</p> <p>maximalen Eingangsstrom beachten \rightarrow Kurzschlussstrom der verwendeten Solarmodule</p> <p>Größendimensionierung:</p> $P_{Wechselrichter,max} = P_{Solarmodul,max}$ $U_{Wechselrichter,max} = U_{Solarmodul,Leerlauf}$ $I_{Wechselrichter,max} = I_{Solarmodul,Kurzschluss}$ <p>weitere Komponenten sollten enthalten sein:</p> <p>Transformator, Trennschalter, Netzfilter, Monitoringsystem</p> <p>Weiterleitung der aufgenommenen Daten an die Betriebsführung PVA</p> <p>abgegebene elektrische Leistung $P_{Solarmodul,elektr,ab}$</p> <p>dreiphasiger Anschluss an das Drehstromnetz des Modells, d. h. an jede Phase des Netzes wird ein Wechselrichter angeschlossen</p>
Schalt- und Schutz-einrichtungen	<p>NOT-AUS-Schalter: Unterbrechung der Stromzufuhr im Störfall</p> <p>Modul-Trennschalter: Zuschaltung auf bzw. Trennung vom Netz (eventuell im PV-Wechselrichter bereits enthalten)</p> <p>komponentenspezifische Sicherheitseinrichtungen (z. B. DC-Trenner, Stringsicherung)</p>
Transformator	<p>zentraler Drehstrom-Trenntransformator (galvanische Trennung)</p> <p>Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 1 : 1$</p> <p>Leistungsaufnahme $P_{Trafo} = 0,1 \text{ kVA}$ (laut [ELTRA, 2017]: $2,7 \text{ kg}$)</p> <p>Schaltgruppe Yd5 (Dreieckschaltung auf der Maschinenseite)</p>
Netzanschlusspunkt	<p>Messung Netzkennwerte:</p> <p>Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$</p> <p>Energiezähler: Messung der eingespeisten elektrischen Energie</p>
Netzverknüpfungspunkt	<p>physischer dreiphasiger Anschluss an das 400 V-Drehstromnetz des Modells</p> <p>Drehstromsteckdose</p>

Fortsetzung Tabelle 5.2: Übersicht Komponenten Modul Photovoltaikanlage

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Betriebsführung PVA	Datenaufzeichnung
	Eingangsdaten: aufgenommene elektrische Leistung $P_{Sonne,elektr,zu}$ Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$ abgegebene elektrische Leistung PVA-Modul $P_{PVA,elektr,ab}$ abgegebene elektrische Leistung Solarmodule $P_{Solar modul,elektr,ab}$
	Einstrahlungswinkel Datensatz $\alpha_{Sonne,real}$ Einstellwinkel Verstellmechanismus $\alpha_{Sonne,PVA}$ Strahlungsleistung Datensatz $P_{Sonne,real}$ Strahlungsleistung Beleuchtungsanlage $P_{Sonne,PVA}$
	Ladezustand Batteriespeicher C_{Akku}
	Hardware (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi), E/A-Board (z. B. Arduino)
Software: z. B. komponentenspezifische Software, MATLAB, LabVIEW o. ä.	
Wechselrichter	Beladevorgang: Drehstrom \rightarrow Gleichstrom
	Entladevorgang: Gleichstrom \rightarrow Drehstrom
	aufgenommene bzw. abgegebene Drehspannung $U = 400 V$ aufgenommene bzw. abgegebene Frequenz $f_{Netz} = 50 Hz$
	eventuell Verwendung eines Netzfilters notwendig
Laderegler	Steuerung von Be- und Entladung des Batteriespeichers
	Schutz vor: ungewollter Entladung, Überladung, Tiefentladung
	Ladezustandsmessung und -anzeige ; Übergabe an die Betriebsführung PVA
	Kompatibilität zum verwendeten Akkumulator notwendig
Akkumulator	Methode I: vollständig Einspeisung über Batteriespeicher $P_{Akku,elektr,ab,N} = 100 W$ Kapazität $C \geq 0,0208 Ah = 75 As$ Entladestrom $I = 0,25 A$ minimale Entladedauer $t_{Entladung} = 300 s$
	Methode II: anteilige Einspeisung über Batteriespeicher $P_{Akku,elektr,ab,N} = 13 W$ Kapazität $C \geq 0,00271 Ah = 9,75 As$ Entladestrom $I = 0,0325 A$ minimale Entladedauer $t_{Entladung} = 300 s$

6 Modul konventionelles Kraftwerk

Als konventionell werden Kraftwerke bezeichnet, wenn der Bereitstellung elektrischer Energie eine Energiequelle oder Rohstoffe zugrunde liegen, welche sich nicht in dem Maße regenerieren, wie sie gefördert und umgesetzt bzw. verbraucht werden. Dies sind insbesondere große thermische Kraftwerke.

Derzeit sind die konventionellen Kraftwerke noch die Hauptlieferanten im Gesamtverbund der Energieversorgung für elektrischem Strom. Mit dem Umbau der Stromverteilungsnetze zu einem Smart Grid sollen diese Kraftwerke zukünftig nur noch die Rolle eines Reserve-Kraftwerkes einnehmen. Erst wenn die aktuelle Nachfrage nicht mehr durch die regenerativ betriebenen Kraftwerke und deren vorab gespeichertes Potenzial in den Energiespeichern abgedeckt werden kann, sollen sie die fehlende Differenz beitragen. In diesem Modell soll das konventionelle Kraftwerk daher ebenso nur zur Sicherung der Energieversorgung innerhalb des aufgebauten Netzes bei mangelnder Energiebereitstellung durch die regenerativ betriebenen Kraftwerke und den Energiespeicher dienen.

Nachfolgend wird die Erzeugung elektrischen Stroms in konventionellen Kraftwerken, deren allgemeiner Aufbau und ihre Funktionsweise erläutert. Im Anschluss daran werden die für das elektrische Verhalten relevanten Komponenten ermittelt und ein Konzept für das Modul konventionelles Kraftwerk vorgestellt.

6.1 Erzeugung elektrischer Energie aus fossilen Brennstoffen

Elektrische Energie wird in konventionellen Kraftwerken aus fossilen und damit begrenzt vorkommenden Rohstoffen wie Erdöl, Kohle oder Erdgas erzeugt. In diesen Rohstoffen ist Energie in Form der chemischen Bindungen der Atome gespeichert. Bei der Verbrennung dieser Stoffe werden die Bindungen aufgebrochen und es wird Energie in Form von thermischer Energie freigesetzt. [Zahoransky et al., 2013, S. 7 f. und S. 23 ff.]

Weitere Rohstoffe für konventionelle Kraftwerke sind nukleare Brennstoffe, unter anderem Uran. Die in ihnen gespeicherte Energie wird entsprechend als nukleare Energie bezeichnet. Sie kann durch Kernspaltung der schweren Atomkerne freigesetzt werden. Auch bei dieser Reaktion wird thermische Energie freigesetzt. [Strauß, 2009, S. 35 ff. und S. 51 ff.]

Die häufigste Form diese thermische Energie in Kraftwerken zur Bereitstellung elektrischer Energie zu nutzen, ist es, Wasser zu verdampfen. Wasser wird durch eine Druckerhöhung und die Zuführung von Wärme von seinem flüssigen Aggregatzustand in den gasförmigen überführt. Der erzeugte Dampf steht unter hohem Druck und dient als Wärme- bzw. Energieträger. Er wird über Rohrleitungen einer Wärmekraftmaschine zugeführt. Im Gegensatz hierzu findet eine direkte Nutzung der thermischen Energie in Gasturbinen und Verbrennungsmotoren statt. [Zahoransky et al., 2013, S. 23 ff. und 35 ff.]

Die, durch den jeweiligen vorangegangenen Prozess, freigesetzte thermische Energie wird unter Verwendung der Wärmekraftmaschine in die mechanische Energie einer rotierenden Welle umgewandelt. In der letzten Umwandlungsstufe formt ein Generator die mechanische Energie in elektrische Energie um und speist diese in das öffentliche Stromnetz ein. Als Wärmekraftmaschinen werden Dampfmotoren und -turbinen, Gasturbinen und Verbrennungsmotoren verwendet. Kraftwerke, welche mit fossilen oder nuklearen Brennstoffen betrieben werden, sind u. a.:

- Dampfkraftwerk
 - Kohlekraftwerk
 - Kernkraftwerk
 - Ölkraftwerk
- Gasturbinenkraftwerk

Braun- und Steinkohle sind hierbei als wirtschaftlich bedeutendste und als die am häufigsten genutzten Rohstoffe für die Wärmeerzeugung zu nennen. [Zahoransky et al., 2013, S. 23 ff. und 35 ff.]

Durch Kraft-Wärme-Kopplung kann die Effizienz thermischer Kraftwerke gesteigert werden. Sie liefern in dieser Konfiguration nicht nur elektrische Energie, sondern können auch zur Versorgung mit thermischer Energie beitragen. Hierzu wird einem Teil des Dampfstromes mittels Wärmeübertrager seine thermische Energie entzogen und beispielsweise in Wärmenetze eingespeist oder für Prozesse der Verfahrenstechnik genutzt. Eine weitere Möglichkeit den Gesamtwirkungsgrad anzuheben, sind sogenannte Kombinationskraftwerke. Hierbei wird ein Gasturbinen- mit einem Dampfkraftwerk kombiniert. Die Abgase der Gasturbine besitzen sehr hohe Temperaturen. Sie können damit als Wärmequelle für die Erzeugung von Dampf eingesetzt werden. Die thermische Energie wird, wie bereits erläutert, in einer Wärmekraftmaschine in mechanische Energie umgesetzt und über einen Generator in elektrische Energie umgewandelt. Das Abfallprodukt eines Gasturbinenkraftwerks dient somit als Ausgangsprodukt für einen Dampfkraftwerksprozess. [Zahoransky et al., 2013, S. 26 f.]

Das Heizkraftwerk Tiefstack in Hamburg ist ein Beispiel für eine derartig effiziente Nutzung der zugeführten Primärenergie¹ aus Steinkohle und Erdgas. Das ursprüngliche Kraftwerk (Inbetriebnahme 1993) liefert bis heute elektrische Energie und deckt zeitgleich fast die Hälfte des Hamburger Fernwärmebedarfes. Zusätzlich wird seit 2009 auf dem Gelände ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD-Kraftwerk²) betrieben. Durch die Inbetriebnahme dieses modernen Kombinationskraftwerkes, welches mit Erdgas befeuert wird, wurden die Strom- und Wärmekapazitäten ($P_{elektr} = 321 \text{ MW}$ und $P_{therm} = 955 \text{ MW}$, gesamtes KW) des Kraftwerks erweitert. [Vattenfall, 2017]

Laut [Kaltschmitt et al., 2013, S. 33] erreichen moderne Dampfkraftanlagen einen thermischen Wirkungsgrad bis 45 %. Bei den Kombinationskraftwerken sind thermische Wirkungsgrade bis zu 60 % möglich. Der thermische Wirkungsgrad wird aus der gewonnenen technischen Arbeit im Verhältnis zur zugeführten Wärme ermittelt. [Zahoransky et al., 2013, S. 12 und S. 205]

¹Als Primärenergie bzw. Primärenergieträger werden natürlich vorkommende Rohstoffe wie Kohle, Rohöl, Erdgas, Wind- und Wasserenergie bezeichnet, welche noch keine Veränderung durch den Menschen erfahren haben. Alle bereits veränderten Formen sind Sekundärenergieträger (z. B. Benzin, angereichertes Uran,) oder Sekundärenergien (z. B. elektrische Energie). [Zahoransky et al., 2013, S. 15]

²GuD war zuerst in eingetragenes Warenzeichen der Siemens AG, Geschäftsbereich KWU

6.2 Allgemeiner Aufbau einer Dampfkraftanlage

Ein Dampfkraftwerk zur Erzeugung elektrischer Energie besteht, wie in Abbildung 6.1 gezeigt wird, im einfachsten Fall aus einer Speisewasserpumpe, dem Dampfkessel mit Überhitzer, einer Dampfkraftmaschine (Wärme­kraftmaschine), welche einen Generator antreibt und einem Kondensator. Als Arbeitsmedium dient fast ausschließlich Wasser, welches den geschlossenen Kreislauf der Anlage durchläuft und dabei regelmäßig seinen Aggregatzustand ändert. [Geller, 2006, S. 232 ff.] und [Strauß, 2009, S. 71 ff.]

Ob als Wärme­kraftmaschine eine Dampfturbine oder wie in Abbildung 6.1 ein Dampf­motor Verwendung findet, ist zunächst abhängig von den Kennwerten (Temperatur, Druck) des zugeführten Dampfes. In den meisten Fällen kommen Dampfturbinen zum Einsatz, da diese die thermische Energie effizienter umsetzen können. Aber auch Dampf­motoren finden Anwendung. In Dampf­motoren kann im Gegensatz zu Dampfturbinen auch Dampf umgesetzt werden, dessen Kennwerte und Menge gewisse Schwankungen aufweisen. Zusätzlich sind Dampf­motoren robuster und daher auch weniger wartungsintensiv. Dieser Umstand spiegelt sich in geringeren Unterhaltungskosten wider.

Der Clausius-Rankine-Prozess³, bestehend aus zwei Isentropen und zwei Isobaren, ist der idealisierte Vergleichsprozess für eine solche Dampfkraftanlage, wobei es nicht von Bedeutung ist, ob der unter Druck stehende Dampf in einem Dampf­motor oder einer Dampfturbine entspannt wird. Auf der rechten Seite von Abbildung 6.1 ist der Clausius-Rankine-Prozess mit einfacher Überhitzung, passend zu dem daneben gezeigten Aufbau einer einfachen Dampfkraftanlage, zu sehen. [Strauß, 2009, S. 71 ff.]

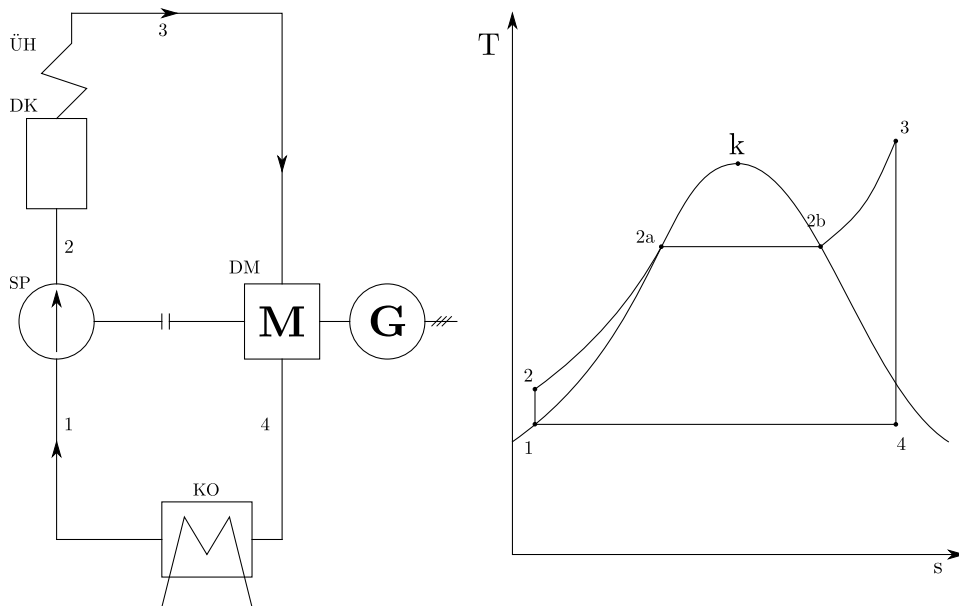


Abbildung 6.1: Blockschaubild Dampfkraftanlage und Clausius-Rankine-Prozess mit Überhitzung im T, s -Diagramm: Speisewasserpumpe (SP), Dampfkessel (DK) mit Überhitzer (ÜH), Dampf­motor (DM), Generator (G), Kondensator (KO) ; [Helm, 2013, S. 17]

Wie bereits erwähnt, arbeiten Dampfkraftanlagen mit einem geschlossenen Kreislauf, in dem das Arbeitsmedium Wasser von der flüssigen in die gasförmige Phase übertritt und umgekehrt. Mit der Speisewasserpumpe wird das flüssige Wasser aus dem Kondensator in den Dampfkessel

³benannt nach R. J. E. Clausius (1822-1888, deutscher Physiker) und W. J. M. Rankine (1820-1872, schottischer Ingenieur)

befördert. Dabei wird durch die Pumpe der Druck auf den gewählten Sättigungsdruck angehoben. Durch eine isobare Zufuhr von thermischer Energie wird Naßdampf erzeugt. Im zweiten Teil des Dampferzeugers, dem Überhitzer, wird durch weitere isobare Wärmezufuhr aus dem Naßdampf unter Zunahme der Temperatur Heißdampf erzeugt. Diesem Heißdampf wird in der Dampfkraftmaschine durch Expansion seine Energie entzogen und auf die Abtriebswelle der Maschine übertragen. Vom Austritt der Maschine strömt der Dampf in den Kondensator. Hier durchläuft das Arbeitsmedium unter Abgabe von Wärme einen weiteren Phasenwechsel von gasförmig zu flüssig. [Geller, 2006, S. 232 f.]

Die Wärmekraftmaschine ist direkt mit dem stromerzeugenden Generator verbunden. Dieser wandelt die ankommende mechanische Energie der rotierenden Welle in elektrische Energie um und geben diese an einen Transformator weiter. Die elektrische Energie wird dem Netz in Form eines Drehstroms mit drei Phasen zur Verfügung gestellt. [Zahoransky et al., 2013, S. 82 f.]

Weitere Systeme in Dampfkraftwerken sind unter anderem die Speisewasservorwärmung, die Rauchgasreinigung und die Kühlsysteme, sowie Systeme zum Transport und zur Aufbereitung der Brennstoffe. Um die einzelnen Systeme und das Kraftwerk im Gesamten zu steuern, zu regeln, Messdaten zu erfassen und durch Überwachung Betriebsfehler und Störfälle zu vermeiden oder gegebenenfalls schnellst möglich zu erkennen, ist eine umfangreiche Leittechnik notwendig. Eine zentrale Blockwarte ist seit mehreren Jahrzehnten Standard. Damit wird eine hohe Anlagenverfügbarkeit in Einheit mit einer hohen Betriebssicherheit und der Entlastung des Betriebspersonals gewährleistet. Der Automatisierungsgrad in solchen Kraftwerken ist dementsprechend sehr hoch. [Zahoransky et al., 2013, S. 67 ff. und S. 83 ff.]

6.3 Identifizierung relevanter Komponenten

In konventionellen Kraftwerken arbeiten eine Vielzahl von Systemen und Komponenten zusammen, um letztendlich elektrische Energie in das öffentliche Stromnetz einzuspeisen. Einen direkten Einfluss auf das elektrische Verhalten des Kraftwerks haben allerdings nur der Generator und der ihm nachgeschaltete Transformator. Ein Teilschnitt durch einen solchen Kraftwerksgenerator ist in Abbildung 6.2 zu sehen.

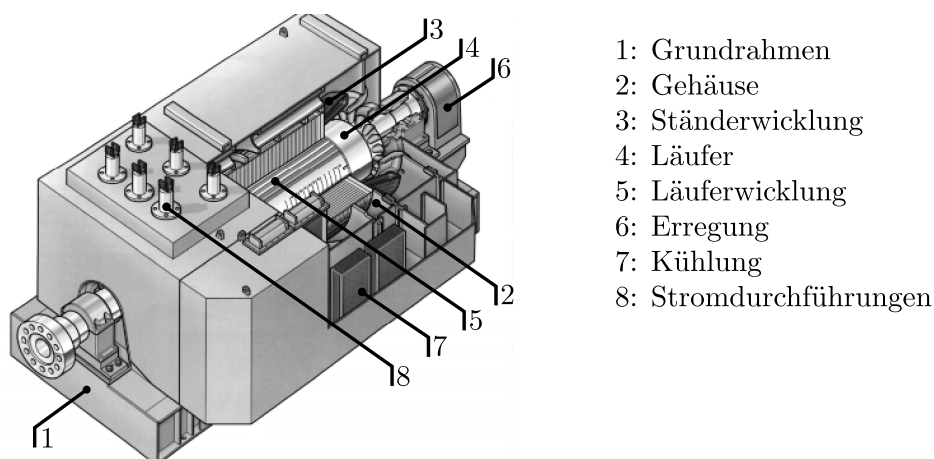


Abbildung 6.2: Teilschnitt durch einen Kraftwerksgenerator [Zahoransky et al., 2013, S. 82]

Zur Drehstromerzeugung werden in konventionellen Kraftwerken große fremderregte Synchrongeneratoren eingesetzt, welche direkt an das Netz angekoppelt sind. Mit derart leistungsstarken

direkt verbundenen Synchrongeneratoren übernehmen diese Kraftwerke neben der Energiebereitstellung auch die Aufgabe die Frequenz im angeschlossenen Netz stabil zu halten. Die abgegebene Frequenz des Generators ist proportional zur Drehzahl seines Polrades (Läufers). Vor allem schnell regelbare Kraftwerke, wie Dampfkraftanlagen, Gasturbinenkraftwerke und Pumpspeicherwerke sind für die Frequenzhaltung des Netzes vorgesehen. Für eine konstante Drehzahl und damit auch eine konstante Netzfrequenz muss die Leistungsabgabe der Wärmekraftmaschine an den Generator zu jedem Zeitpunkt dem vom Netz geforderten Leistungsbedarf entsprechen. Ist der Betrag der mechanischen Leistung höher als der benötigte, so erhöht sich die Drehzahl, aufgrund einer demgegenüber zu geringen elektrischen Last. Im umgekehrten Fall, wenn weniger geliefert wird, als aktuell notwendig wäre, sinkt die Drehzahl ab. Der Generator würde von der höheren elektrischen Last abgebremst werden. Beides hat eine Veränderung der gelieferten Frequenz zur Folge und muss vermieden werden. Weiterhin stellen diese Generatoren Blindleistung zur Verfügung, welche den Blindleistungsbedarf im Netz, verursacht durch induktive und kapazitive Verbraucher, ausgleicht. Um eine Veränderung der Art der abgegebenen Blindleistung zu erreichen, wird die Polradspannung über das Erregerfeld angepasst. Damit wird erreicht, dass der Phasenwinkel zwischen Spannung und Strom der abgegebenen elektrischen Leistung über einen weiten Bereich veränderbar ist. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 571 f.], [Zahoransky et al., 2013, S. 82 f. und S. 477 ff.]

Großkraftwerke (z. B. $P_{elektr} = 1800 \text{ MW}$) speisen ihre Leistung auf der Höchstspannungsebene mit 380 kV ein, während kleinere Kraftwerke mit mehreren 100 MW bereits in der Hochspannungsebene mit 110 kV ihre elektrische Leistung zu Verfügung stellen. Ein Transformator hebt die vom Synchrongenerator gelieferte Spannung $U_{Gen} = 690 \text{ V}$ auf das entsprechende Niveau an. [Wesselak et al., 2013, S. 708, Abb. 11.3], [Koeppen, 2016, Kap. 2.3, S.259]

Für den Betrieb eines konventionellen Kraftwerks sind eine Reihe von Systemen und Anlagen, beispielsweise für den Transport und die Aufbereitung des Brennstoffes, notwendig. Diese Anlagen haben ihrerseits einen Energiebedarf an elektrischer Energie, um ihrer jeweilige Aufgabe zu erfüllen. Dieser Eigenbedarf ist abhängig von der Art der jeweiligen Energiequelle zur Erzeugung des benötigten Dampfs. Laut [Oeding u. Oswald, 2016, S. 193 f.] beläuft sich der Eigenbedarf eines Dampfkraftwerks mit Gasfeuerung auf 4 bis 5 %, mit Ölfeuerung auf 5 bis 6 % seiner Bemessungsleistung. Bei einer Feuerung mit Kohle steigt der Eigenbedarf, je nach genutzter Kohle (Stein- oder Braunkohle), auf 7 bis 10 % an. Der Eigenbedarf für das Modul wird an dieser Stelle auf 5 % festgelegt.

Mit einer zentralen Leitwarte wird der sichere und effiziente Betrieb eines konventionellen Kraftwerks gewährleistet. Die Betriebsführung des Moduls soll, dem realen Vorbild folgend, ebenso von einer zentralen Stelle aus überwacht und geregelt werden.

6.4 Konzeptioneller Entwurf des Moduls konventionelles Kraftwerk

Mit dem Modul konventionelles Kraftwerk soll das elektrische Verhalten eines großen konventionellen Kraftwerks modelliert werden. Hierzu wird ein direkt an das Netz gekoppelter Synchrongenerator verwendet, welcher neben der Bereitstellung von elektrischer Energie auch für eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz innerhalb des Modellnetzes sorgt. Die Komponenten und die Funktionsweise des, in Abbildung 6.3 gezeigten, konzeptionellen Entwurfs für das Modul werden nachfolgend detailliert erläutert und in Tabelle 6.3 kompakt zusammengefasst.

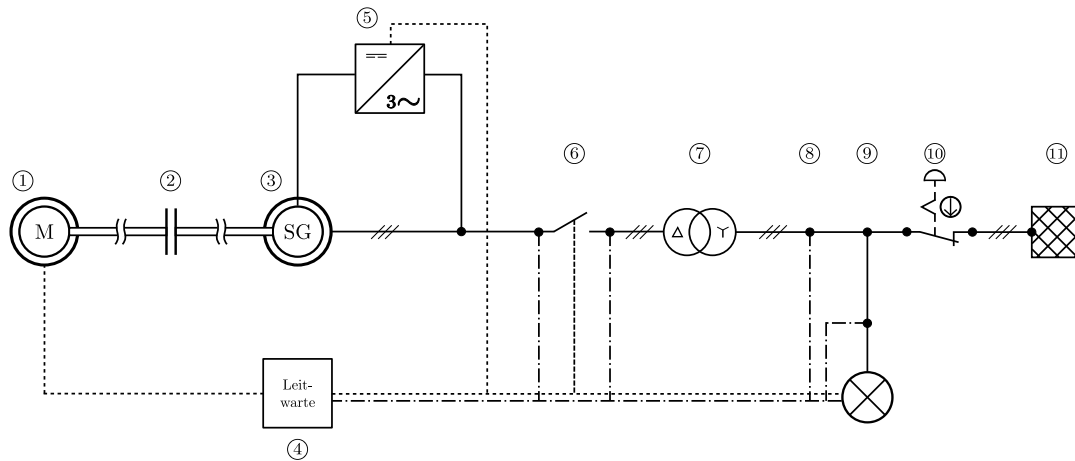


Abbildung 6.3: Modul konventionelles Kraftwerk, schematische Darstellung des Konzepts: ① Dampfmotor, ② Kupplung, ③ Synchrongenerator, ④ Leitwarte Kraftwerk, ⑤ Gleichrichter, ⑥ Schalt- und Schutzanlagen, ⑦ Transformator, ⑧ Netzzanschlusspunkt, ⑨ Eigenbedarf, ⑩ Not-Aus-Schalter, ⑪ Netzverknüpfungspunkt

Dampfmotor

Die Antriebsseite eines konventionellen Kraftwerkes ist bis auf den benötigten Eigenbedarf an elektrischer Energie für das Modell nicht von Interesse. Der Antrieb des Moduls erfolgt daher durch einen von außen gespeisten Elektromotor. Dieser wird im weiteren auch als „Dampfmotor“ bezeichnet. Neben der Darstellung der antreibenden Wärme-Kraft-Maschine erfolgt durch den Elektromotor auch eine Substitution des kompletten Antriebssystems. Im Falle einer Dampfkraftanlage ist dies der in Abbildung 6.1 links dargestellte Dampfkreislauf, zu welchem ebenso die Feuerung und entsprechende Systeme zur Brennstoffversorgung gehören.

Der antreibende Elektromotor muss neben der Lieferung der Nennleistung des Moduls von 300 W und der Deckung des Eigenbedarfs an elektrischer Energie auch die Verluste innerhalb des Moduls vorab bereitstellen. Der Eigenbedarf der Anlage soll 5% der Nennleistung ($P_{KW,eigen} = 15\text{ W}$; vgl. Abschnitt 6.3) betragen. Die Verluste, welche vorrangig durch den Generator und den Transformator hervorgerufen werden, sollen an dieser Stelle mit 15% der Nennleistung ($P_{KW,Verlust,I} = 45\text{ W}$) angenommen werden.

$$P_{Dampfmotor,mech,ab} = P_{KW,elektr,ab} + P_{KW,eigen} + P_{KW,Verluste,I} \quad (6.1)$$

Die abgegebene mechanische Leistung des Dampfmotors im Nennpunkt muss somit mit 360 W bemessen sein. Die wirklichen Verluste innerhalb des Moduls können später über eine Messung der abgegebenen elektrischen Leistung am Netzverknüpfungspunkt ermittelt werden.

In der Realität können konventionelle Kraftwerke ihre Leistungsabgabe regeln und dem aktuellen Bedarf des Netzes anpassen. Prozessbedingt kann die Leistungsabgabe allerdings nicht auf Null heruntergefahren werden, daher ist nur ein Regelungsbereich von $20 \leq P_{KW,ab} \leq 100$ [%] der Nennleistung möglich. Diese Regelbarkeit ist auch für das Modul gefordert (vgl. Abschnitt 3.3). Dies bedeutet, dass es dem Benutzer bzw. der Leitwarte möglich sein muss, die Leistungsabgabe des Moduls in einem Bereich von $60 \leq P_{KW,ab} \leq 300$ [W] regeln zu können. Mit der vereinfachten Annahme von konstanten Verlusten bedeutet dies einen Regelungsbereich von $72 \leq P_{KW,ab} \leq 360$ [W] für die Leistungsabgabe des eingesetzten Elektromotors.

Für den Antrieb des Moduls konventionelles Kraftwerk soll ein fremderregter Gleichstrommotor verwendet werden. Über die Veränderung der Ankerspannung U_A soll eine verlustarme

und stufenlose Steuerung der abzugebenden mechanischen Leistung erfolgen. Die Erregung des Fremdfeldes erfolgt dabei konstant mit dem Nennwert $I_E = I_{E,N}$. Die Vorzüge von fremderregten Gleichstrommotoren und deren Leistungssteuerung über die Veränderung der Ankerspannung wurden bereits beim Modul Windenergieanlage Abschnitt 4.4 im Absatz *Windsimulator* ausführlich erörtert.

Der Bezug elektrischer Energie für den Dampfmotor erfolgt von außen, das bedeutet dieser wird aus dem öffentlichen Stromnetz versorgt. Der Aufbau der Antriebseinheit ist ähnlich dem des Moduls Windenergieanlage und wird in Abbildung 6.4 gezeigt. Der Unterschied zum Modul Windenergieanlage besteht einzig darin, dass keine separate und unabhängige Steuerung für den Antrieb notwendig ist. Wie in einem realen Kraftwerk wird die Leistungsabgabe der antreibenden Maschine durch die Leitwarte gesteuert. Im Absatz *Leitwarte* wird dieser Vorgang noch genauer erläutert. Ein Drehstrom-Gleichrichter wandelt den bezogenen Drehstrom in Gleichstrom um. Über einen integrierten Gleich-Umrichter erfolgt die Anpassung der Ankerspannung U_A entsprechend der geforderten Leistungsabgabe. Für den Erregerstrom des Fremdfeldes wird ein separater Drehstrom-Gleichrichter eingebunden.

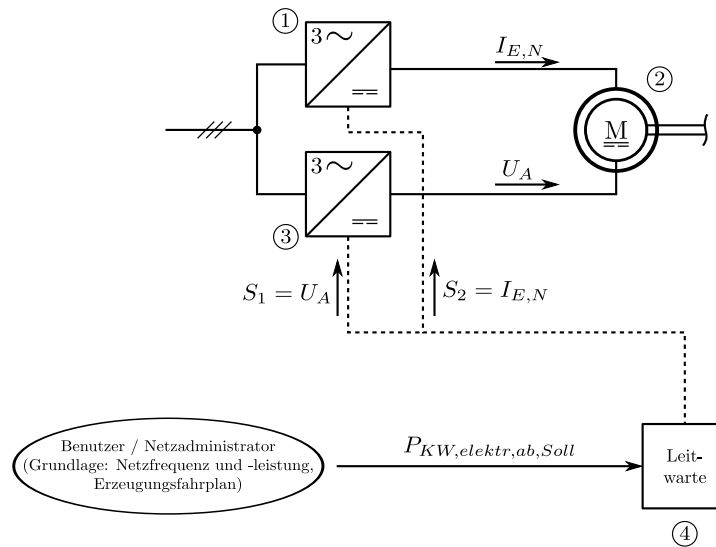


Abbildung 6.4: Antriebskonzept Modul konventionelles Kraftwerk: ① Gleichrichter für den Erregerstrom, ② Dampfmotor, ③ Gleichrichter für die Ankerspannung, ④ Leitwarte Kraftwerk

Für den konstruktiven Aufbau der elektrischen Maschinen dieses Moduls soll wie beim Modul Windenergieanlage die Bauform IM B3⁴ Verwendung finden. Die Eigenschaften und Vorzüge dieser Bauform wurden bereits in Abschnitt 4.4 im Absatz *Windsimulator* ausführlich beschrieben.

Kupplung

Die Kupplung soll eine drehzahlstarre Verbindung zwischen den beiden elektrischen Maschinen (Motor und Generator) herstellen. Sie verbindet die beiden Wellenenden miteinander und gewährleistet eine nahezu verlustfreie Übertragung der mechanischen Leistung. Um bei großen Leistungsänderungen harte Drehmomentenstöße zu vermeiden und damit die Maschinen zu schonen, kann eine flexible Wellenkupplung, welche ein drehmomentelastisches Verhalten aus-

⁴Bauform elektrischer Maschinen nach DIN EN 60034-7 (DIN VDE 530 Teil 7)

weist, gewählt werden. Weitere Ausführungen hierzu wurden bereits beim Modul Windenergieanlage Abschnitt 4.4 im Absatz *Kupplung* dargelegt und können dort nachgelesen werden.

Synchrongenerator

In großen realen Kraftwerken werden für die elektrische Leistungsabgabe direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren eingesetzt. Diese tragen durch ihr starres Drehzahlverhalten zur Erhaltung einer stabilen und konstanten Netzfrequenz bei. Parallel dazu soll auch im Modul konventionelles Kraftwerk des Smart Grid Modells ein Synchrongenerator verwendet werden, welcher direkt mit dem aufgebauten Drehstromnetz verbunden ist. Dieser soll damit zur Stabilisierung der Netzfrequenz beitragen.

Laut [Fuest u. Döring, 2004, S. 106 ff.] sind die Synchrongeneratoren in großen Kraftwerken (z. B. Dampfturbinenkraftwerk) konstruktiv als Innenpolmaschinen mit einem Vollpolläufer ausgelegt. Wenn möglich sollte auch der hier eingesetzte Generator diese Konstruktionsweise aufweisen. Der äußere konstruktive Aufbau des Generators soll der Bauform IM B3 entsprechen.

Die Auswahlkriterien für den Synchrongenerator sind neben den konstruktiven Gesichtspunkten ein günstiger Wirkungsgrad und die notwendige elektrische Leistungsabgabe. Die abgegebene elektrische Leistung setzt sich zusammen aus der Leistungsabgabe des Moduls ($P_{KW,elektr,ab,N} = 300 \text{ W}$), dem Eigenbedarf ($P_{KW,eigen} = 15 \text{ W}$) und dem Betrag zur Deckung der nachfolgenden Verluste im Modul. Die nachfolgenden Verluste werden in erster Linie durch den Transformator bestimmt und werden an dieser Stelle mit 5 % der Nennleistung ($P_{KW,Verlust,II} = 15 \text{ W}$) angenommen.

$$P_{KW,SG,elektr,ab} = P_{KW,elektr,ab} + P_{KW,eigen} + P_{KW,Verluste,II} \quad (6.2)$$

Aus der vorstehenden Gleichung mit den entsprechenden Werten ergibt sich im Nennpunkt für den Generator eine notwendige elektrische Leistungsabgabe von 330 W . Die Leiterspannung der abgegebenen elektrischen Energie soll $U_{KW,SG} = 400 \text{ V}$ betragen.

Bedingt durch Bauart und Funktionsweise von Synchrongeneratoren ist die Frequenz der abgegebenen elektrischen Leistung direkt proportional zur Drehzahl des Drehfeldes im Ständer und damit auch zur Drehzahl des Läufers (vgl. Abschnitt 2.2.3). Die Frequenz berechnet sich nach [Fuest u. Döring, 2004, S. 117] aus dem Produkt von Drehzahl und Polpaarzahl der Maschine.

$$f = n \cdot p \quad \text{wobei gilt: } n = n_s \quad (6.3)$$

Da die Polpaarzahl durch den konstruktiven Aufbau vorgegeben ist, muss bei einer geforderten konstanten Frequenz (im Modell: $f_{KW,SG} = f_{Netz}$) folglich die Drehzahl konstant sein. Der Synchrongenerator ist direkt mit dem Netz und dessen Frequenz von $f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$ gekoppelt, daher kommen nur die in Tabelle 6.1 aufgelisteten Paarungen von Polpaarzahl und Synchrodrehzahl bei der Auswahl des Synchrongenerators in Betracht. Es wird die Verwen-

Tabelle 6.1: Synchrodrehzahlen bei gegebener Frequenz von $f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$

Polpaarzahl p	Synchrodrehzahl $n_s \text{ [min}^{-1}\text{]}$
1	3000
2	1500
3	1000
4	750

dung eines Synchrongenerators mit der Polpaarzahl $p = 1$ empfohlen. Das Drehmoment fällt bei Maschinen mit hoher Synchrondrehzahl bedingt durch den Zusammenhang $P = 2\pi nM$ geringer aus. Die dadurch vorliegenden kleineren Kräfte innerhalb der Maschine begünstigen geringere Abmessungen und damit auch eine geringere Masse der Maschine.

Das durch die Änderung der Ankerspannung anfahrbare Kennfeld des Gleichstrommotors (Dampfmotor) ist passend zur Synchrondrehzahl und dem Drehmomentverlauf des Synchrongenerators zu wählen. Es müssen Kennlinien gefunden werden, welche Schnittpunkte aufweisen. Diese Schnittpunkte bei verschiedenen Drehmomenten stellen die Arbeitspunkte der beiden Maschinen bei verschiedenen Leistungswerten dar. Um diese Zusammenhänge zu verdeutlichen, werden in Abbildung 6.5 die entsprechenden qualitativen Kennlinienverläufe gezeigt. Während die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie eines Gleichstrommotors (GM) eine geneig-

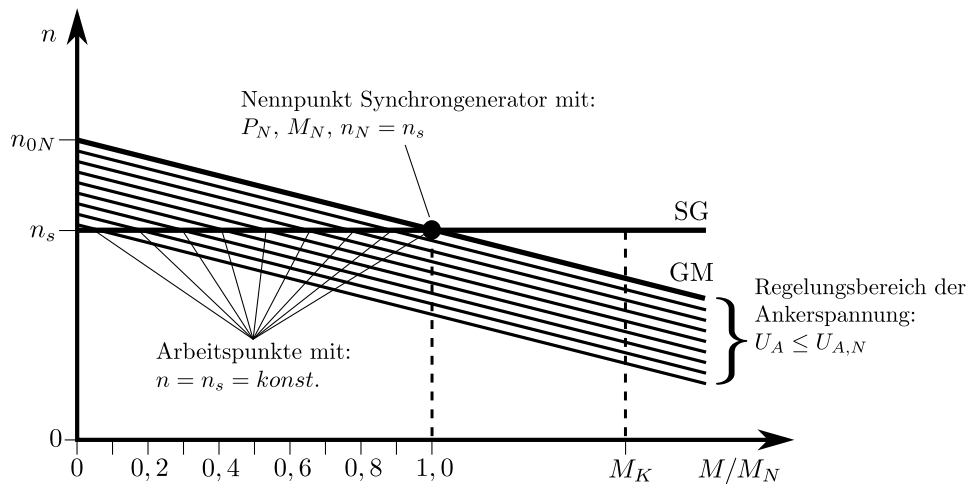


Abbildung 6.5: Qualitativer Verlauf der Drehmoment-Drehzahl-Kennlinien von Gleichstrommotor (GM) und Synchrongenerator (SG)

te Gerade ist, bei welcher zu jedem Drehmoment eine andere Drehzahl vorliegt, stellt die Drehmoment-Drehzahl-Kennlinie eines Synchrongenerators (SG) eine horizontale Gerade bei einer bestimmten Drehzahl dar. Bei dieser bestimmten Drehzahl, der Synchrondrehzahl n_s , kann jedes Moment vom Leerlaufmoment M_0 (Lastwinkel⁵ $\beta \approx 0^\circ$) bis zum Kippmoment M_K ($\beta = 90^\circ$) angefahren werden. Bei entsprechender Auswahl der elektrischen Maschinen ergibt sich ein regelbarer Leistungsbereich des Moduls von $0 \leq P_{KW} \leq P_{KW,N}$. Eine Untergrenze der Leistungsabgabe von $0,2 \cdot P_{KW,N}$, um dem realen Vorbild gerecht zu werden, müsste dabei in der Software der Leitwarte durch entsprechende Grenzen bei den Regelungsparametern eingerichtet werden.

Laut [Koeppen, 2016, S. EA 4.49] wird bei der direkten Kopplung einer Synchronmaschine an einem starren Netz das Geschehen vom Netz bestimmt, da die Netzleistung die Leistung der Maschine um ein Vielfaches übersteigt. Das Netz zwingt der Maschine konsequent seine Frequenz und damit eine bestimmte Drehzahl auf. Im Modell sind die Leistungen von Netz und Synchronmaschine allerdings gleich groß. Hier muss durch eine entsprechende Regelung der Leitwarte sehr genau darauf geachtet werden, dass die Drehzahl des Generators konstant der Synchrondrehzahl entspricht und damit die geforderte Netzfrequenz gehalten wird.

Mit einem fremderregten Läuferfeld kann im Gegensatz zu einem permanent erregten eine Regelung des Blindleistungsverhaltens der Synchronmaschine erfolgen. Bei realen Kraftwerksgeneratoren wird dies ebenso praktiziert. Aus diesem Grund soll in diesem Modul ein frem-

⁵Als Polrad- bzw. Lastwinkel β wird der Winkel der relativen Verdrehung zwischen Polradfeld und Ständerfeld des Synchrongenerators bezeichnet.

derregter Synchrongenerator Verwendung finden. Eventuell vorhandene Blindleistung im Netz des Modells kann somit kompensiert werden. Hierfür wird über die Höhe des Erregerstroms die Polradspannung bestimmt. Eine Erhöhung der Erregung über den Nennwert bedingt ein kondensatorisches Verhalten des Synchrongenerators, wobei dieser induktive Blindleistung in das Netz abgibt. Bei einer Erregung unterhalb des Nennwertes liegt ein induktives Verhalten vor und der Synchrongenerator nimmt induktive Blindleistung aus dem Netz auf. Zu beachten ist, dass eine fremderregte Synchronmaschine, im Gegensatz zu einer permanent erregten, elektrische Leistung aufnehmen muss, um das Erregerfeld zu speisen.

Leitwarte

Die Leitwarte übernimmt analog zu ihrem realen Vorbild die Steuerung und Regelung für das gesamte Modul (vgl. Abschnitt 6.2). Ebenso gehört die Erfassung und Aufzeichnung von Messdaten und Parametern für eine spätere Auswertung zu ihrem Aufgabengebiet.

Die Steuerung des Antriebs (Gleichstrommotor) und damit die Regelung der Leistungsabgabe des Moduls sind eng miteinander verbunden. Die Leitwarte bekommt von außen ein Signal (siehe Abbildung 6.4) zur Änderung der Leistungsabgabe des Moduls. Das Signal kann in einer ersten Umsetzungsstufe direkt vom Benutzer kommen. Später soll dieses Signal Teil der Kommunikation zwischen Netzbetreiber bzw. Administrator des Smart Grids und dem Erzeuger sein und stets aktualisiert werden. Die Gründe für eine Änderung der Leistungsabgabe sind u. a. die Änderung eines bestehenden Erzeugungsfahrplans des Kraftwerks oder Änderung der aktuellen Anforderungen an die Netzkennwerte Leistung und Frequenz.

Um eine entsprechende Änderung der Leistungsabgabe des Synchrongenerators und damit auch des gesamten Moduls zu erreichen, muss wie bei einem realen Kraftwerk die Antriebsleistung verändert werden. Aus dem eingehenden Signal $P_{KW,elektr,ab,Soll}$ (vgl. Abbildung 6.4) wird eine einzustellende Ankerspannung U_A für den Gleichstrommotor ermittelt und als Information an den entsprechenden Gleichrichter (vgl. Abbildung 6.4, Komponente ③) weitergeleitet. Eine Änderung der Leistungsabgabe des Gleichstrommotors bedingt durch eine Veränderung der Ankerspannung würde eine andere Läuferdrehzahl bei diesem hervorrufen. Dadurch, dass der Gleichstrommotor direkt mit dem Synchrongenerator und dieser wiederum fest mit dem Netz verbunden ist, wird beiden Maschinen eine konstante Drehzahl proportional zur Netzfrequenz aufgezwungen. Eine Änderung der Leistung erfolgt somit nur über das Drehmoment. Die Beeinflussung durch die geänderte Ankerspannung in Richtung Drehzahlerhöhung oder Drehzahlverringering führt damit zu einem größeren bzw. geringeren mechanischen Drehmoment. Hieraus resultiert im Synchrongenerator eine größere bzw. geringere Verdrehung des Polradfeldes gegenüber dem Ständerdrehfeld. Die elektrische Leistungsabgabe durch den Synchrongenerator wird damit erhöht bzw. verringert.

Neben der übergeordneten Regelung der Leistungsabgabe durch den Netzadministrator ist auch eine interne Regelung des Moduls bei Veränderungen der Netzkennwerte vorzusehen. Über eine stetige Messung im Netzanschlusspunkt (⑧) erhält die Leitwarte Informationen über die aktuellen Kennwerte des Netzes. Hierdurch erfolgt eine Anpassung der abgegebenen Leistungswerte, wodurch zur Stabilisierung des Netzes hinsichtlich der Parameter Leistung und Frequenz beigetragen wird.

Durch die ermittelten aktuellen Netzkennwerte soll die Leitwarte ebenfalls eine Synchronisation mit dem Netz durchführen können. Unter dem Begriff des Synchronisierens versteht man die Aufschaltung eines Synchrongenerators auf das Netz. Hierfür sind laut [Koeppen, 2016, S. EA4.51] die in Tabelle 6.2 aufgelisteten Schaltkriterien einzuhalten. Mit den aufgeführten Maßnahmen kann ein regelnder Eingriff auf der Seite des Generators stattfinden und somit die

Kennwerte der abgegebenen elektrischen Leistung den Anforderungen entsprechend geändert werden.

Tabelle 6.2: Synchronisation mit einem bestehenden starren Netz, Schaltkriterien und Eingriffsmöglichkeiten (nach [Koeppen, 2016, S. EA4.51])

Schaltkriterien (beide Seiten)	Eingriffsmöglichkeit (Maschinenseite)
Gleiche Phasenfolge (Drehrichtung)	Phasen tauschen oder Drehrichtung ändern
Gleiche Frequenz	Drehzahl ändern
Gleiche Spannung	Erregerstrom ändern
Gleiche Phasenlage	Kurzzeitig die Drehzahl ändern

Das Modul Kraftwerk mit seinem netzgekoppelten Synchrongenerator soll zur Kompensation eventuell vorhandener Blindleistung beitragen. Dazu erhält die Leitwarte, wie in Abbildung 6.6 gezeigt, vom Netzadministrator ein Signal, welches über die Höhe der aufzunehmenden oder abzugebenden induktiven Blindleistung informiert. Aus dem Signal wird der einzustellende Erregerstrom für den Synchrongenerator ermittelt und an den zuständigen Drehstrom-Gleichrichter weitergeleitet.

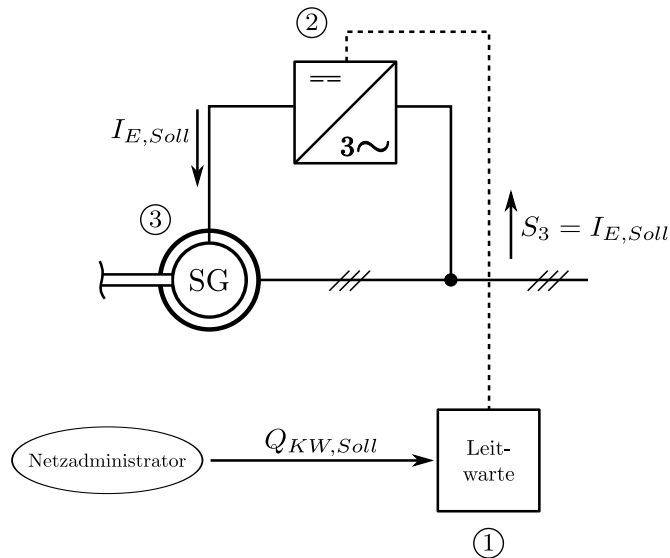


Abbildung 6.6: Blindleistungsregelung Modul konventionelles Kraftwerk: ① Leitwarte Kraftwerk, ② Drehstrom-Gleichrichter für den Erregerstrom, ③ Synchrongenerator

Weitere Aufgaben der Leitwarte sind die Steuerung des variablen Eigenbedarfs, sowie die Messung der eingespeisten und der aufgenommenen Energiemenge in den Punkten ⑧ und ⑨ (vgl. Abbildung 6.3). Diese Daten sollen archiviert werden, um so einer späteren Auswertung zur Verfügung zu stehen. So können wie in der Realität Bilanzen über verschiedene Zeiträume (z. B. Tages- und Monatsbilanzen) erstellt werden.

Gleichrichter

Das Fremdfeld des Synchrongenerators wird über einen Drehstrom-Gleichrichter aus dem aufgebauten 400 V Drehstromnetz des Modells gespeist. Über Schleifringe wird der gleichstromerregte Läufer (Polrad) mit Energie versorgt und das Polradfeld aufgebaut, welches in den

Ständerwicklungen eine Spannung, die Polradspannung U_p , induziert. Die Höhe des abgegebenen Erregerstroms I_E wird durch die Leitwarte bestimmt.

Weitere Komponenten

Die Umsetzung der Komponenten Schalt- und Schutzeinrichtungen, Transformator, Netzanschlusspunkt, Eigenbedarf und Netzverknüpfungspunkt erfolgt analog zu der jeweiligen Beschreibung in Abschnitt 4.4 im Kapitel *Modul Windenergieanlage*.

Tabelle 6.3: Übersicht Komponenten Modul konventionelles Kraftwerk

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Modul KW	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{KW,elektr,ab,N} = 300 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $20 \leq P_{KW,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Dampfmotor	fremderregter Gleichstrommotor ; Bauform IM B3
	abgegebene mechanische Nennleistung $P_{mech,ab,N} = 360 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $20 \leq P_{mech,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
	Leistungssteuerung durch Veränderung der Ankerspannung
	anfahrbares Kennfeld passend zur Synchrondrehzahl und dem Drehmomentverlauf des Synchrongenerators
	externer Energiebezug, d. h. aus dem öffentlichen Stromnetz
Kupplung	Versatz ausgleichende Wellenkupplung
	sichere Verbindung mit drehzahlstarrem Verhalten
	Variante: drehmomentelastisches Verhalten zur Schonung der elektrischen Maschinen
Synchron-generator	fremderregter Synchrongenerator ; Bauform IM B3
	Innenpolmaschine mit Vollpolläufer
	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{elektr,ab,N} = 330 \text{ W}$
	Nennspannung $U_N = 400 \text{ V}$; Frequenz $f_{KW,SG} = f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$
	Polpaarzahl $p = 1$; Synchrondrehzahl $n_s = 3000 \text{ min}^{-1}$
Leitwarte	Blindleistungskompensation durch Steuerung des Erregerstroms
	Steuerung und Regelung, Überwachung, Datenaufzeichnung
	Regelung der Leistungsabgabe Modul mittels Anpassung der Antriebsleistung
	Synchronisation mit dem 400 V-Drehstromnetz des Modells

Fortsetzung Tabelle 6.3: Übersicht Komponenten Modul konventionelles Kraftwerk

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Leitwarte	Eingangsdaten: Wirkleistungsvorgabe $P_{KW,elektr,ab,Soll}$ (z. B. durch Netzadministrator) Blindleistungsvorgabe $Q_{KW,Soll}$ (z. B. durch Netzadministrator) Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$ Energieabgabe $E_{KW,Ist,ab}$ energetischer Eigenbedarf $E_{KW,Ist,zu}$
	Ausgangsdaten: Dampfmotor: Ankerspannung U_A , Erregerstrom $I_E = I_{E,N}$ Synchrongenerator: Erregerstrom $I_{E,N} \leq I_{E,Soll} \leq I_{E,N}$
	Hardware (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi), E/A-Board (z. B. Arduino)
	Software (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): z. B. komponentenspezifische Software, MATLAB, LabVIEW o. ä.
Gleichrichter	Anpassung des Erregerstroms $I_E = I_{E,Soll}$
	interner Energiebezug, d. h. aus dem 400 V-Drehstromnetz des Modells
Schalt- und Schutz- einrichtungen	NOT-AUS-Schalter: Unterbrechung der Stromzufuhr im Störfall
	Modul-Trennschalter: Zuschaltung auf bzw. Trennung vom Netz
	komponentenspezifische Sicherheitseinrichtungen (z. B. Motorschutzschalter)
Transformator	Drehstrom-Trenntransformator (galvanische Trennung)
	Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 1 : 1$
	Leistungsaufnahme $P_{Trafo} = 0,3 \text{ kVA}$ (laut [ELTRA, 2017]: 5,0 kg)
	Schaltgruppe Yd5 (Dreieckschaltung auf der Maschinenseite)
Netzanschluss- punkt	Messung Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$
	Energiezähler: Messung der eingespeisten elektrischen Energie
Eigenbedarf	interner Energiebezug, d. h. aus dem 400 V-Drehstromnetz des Modells
	ohmscher Verbraucher (z. B. Glühbirne, LED-Leiste)
	1. Schritt: konstante Leistungsaufnahme $P_{eigen} = 15 \text{ W}$ 2. Schritt: steuerbare Leistungsaufnahme $5 \leq P_{eigen} \leq 15 \text{ [W]}$
	Energiezähler: Messung der bezogenen elektrischen Energie
Netzverknüpfungs- punkt	physischer dreiphasiger Anschluss an das 400 V-Drehstromnetz des Modells
	Drehstromsteckdose

7 Modul Energiespeicher

Energiespeicher sind in das elektrische Verbundnetz integrierte Komponenten, welche erzeugte elektrische Energie aufnehmen, über eine gewisse Zeit halten und bei entsprechendem Bedarf wieder in das Netz einspeisen. Je nach Speicherkonzept wird die elektrische Energie zum Zwecke der Speicherung zwischenzeitlich in eine andere Energieform gewandelt. Energiespeicher stellen netto keine Energie bereit, sondern dienen ausschließlich deren Speicherung.

In diesem Kapitel soll zunächst ihre Zweckmäßigkeit, ihr allgemeiner Aufbau und ihre Funktionsweise erläutert werden. Anschließend soll ermittelt werden, ob ein Pumpspeicherwerk in Modellgröße als Energiespeicher in das zu erstellende Smart Grid integriert werden kann und welche Möglichkeiten der Speicherung elektrischer Energie hierfür noch sinnvoll umgesetzt werden könnten.

7.1 Speicherung elektrischer Energie

Die Endverbraucher der elektrischen Energie haben in den meisten Fällen keine Möglichkeiten der Vorratsspeicherung, daher erwarten sie eine bedarfsgerechte Belieferung. Die Sicherstellung dieser Versorgung zu jedem Zeitpunkt des Tages, während Verbraucher unkontrolliert zu- und abgeschaltet werden und gleichzeitig ein wirtschaftlicher Betrieb von Erzeugungsanlagen gewährleistet werden soll, ist ohne Zwischenspeicherung nahezu unmöglich. Energiespeicher bewirken eine zeitliche Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch der elektrischen Energie. Durch diese Komponenten ist es möglich Erzeugungsanlagen in einem wirtschaftlich und energetisch optimalen Bereich zu betreiben. Zusätzlich erhöht das Vorhandensein gespeicherter Energie, welche im Fall einer nachlassenden Erzeugung, im Störfall oder bei Lastspitzen abgerufen werden kann, die Versorgungssicherheit. [Zahoransky et al., 2013, S. 509 ff.]

Mit dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien an der insgesamt bereitgestellten elektrischen Energie und ihrer gleichzeitig unregelmäßigen Erzeugung nimmt der Bedarf an Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung elektrischer Energie immer weiter zu. Es muss ein Ausgleich dieses volatilen und saisonalen Angebotes, wie es beispielsweise durch die Erzeugung elektrischer Energie aus solarer Strahlung und der kinetischen Energie des Windes vorkommt, stattfinden, um die Stabilität des elektrischen Verbundnetzes zu gewährleisten. Innerhalb dieses Netzes ist keine Speicherung von Energie möglich. Daher müssen zusätzliche Komponenten in dieses integriert werden, welche diese Aufgabe übernehmen. Für eine flexiblere Nutzung der erneuerbaren Energien sollte daher eine Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Energiespeicher angestrebt werden. Diese nehmen zu Zeiten hoher Sonneneinstrahlung und/oder hoher Windenergie die überschüssige elektrische Energie auf und geben diese während ertragsschwacher Zeiten wieder ab. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 570 ff.], [Koeppen, 2014, S. 4.93 ff.], [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

Die Speicherung elektrischer Energie ist an Materie gebunden, deren eigenes Energieniveau bei Aufnahme der elektrischen Energie in den Speicher erhöht wird. Soll die elektrische Energie

erneut in das Netz eingespeist werden, wird das Energieniveau dieser Materie wieder erniedrigt. Hierbei kommt es in den meisten Fällen zu keinerlei stofflichem Verbrauch des Speichermediums. Eine Ausnahme stellt das Konzept Power-to-Gas¹ dar. Zum Zwecke der Speicherung finden meist Umwandlungsvorgänge von einer Energieform in eine andere statt, bei denen Verluste auftreten. Mit Betrachtung der Höhe dieser Wandlungsverluste zusammen mit den spezifischen Kosten für den Energiespeicher, der Energiedichte und anderen Parametern des Speichers kann über dessen Eignung entschieden werden. [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

7.2 Allgemeiner Aufbau eines Energiespeichers

Die allgemeine Struktur eines Energiespeichers wird in Abbildung 7.1 gezeigt. Wie bereits angesprochen, kommt es bei der Aufnahme und der Abgabe elektrischer Energie meistens zu einer Umwandlung der Energieform. Diese Aufgabe übernehmen die Energiewandler (Import und Export). Bei der Aufnahme wird das Energieniveau des Speichermediums erhöht und je nach Speicherart wird das Speichermedium dabei in den eigentlichen Energiespeicher überführt. Dieser Zustand wird gehalten bis die Energie wieder in das Netz zurück eingespeist werden soll. Während der Speicherung auftretende Leckverluste P_{Leck} verringern stetig den Energiegehalt des Speichers. Die Speicherdauer, welche die maximale Zeitdauer zwischen einem kompletten Lade- und Entladevorgang ist, wird durch die Leckverluste begrenzt. Die zwangsläufig auftretenden Verluste bei der Wandlung von Energie, können mit den jeweiligen Verlustleistung ($P_{V,zu}$ bzw. $P_{V,ab}$) beziffert werden. Um die Prozesse der Energiewandlung zu bewerten, wird der Wirkungsgrad des jeweiligen Energiewandlers (η_{zu} bzw. η_{ab}) herangezogen. Da eine komplette Entladung der meisten Speicherkonzepte nicht möglich ist, verbleibt ein ungenutzter Teil an Energie im Speicher. In Abbildung 7.1 wird dieser mit E_{Rest} bezeichnet. [Koeppen, 2014, S. 4.93 ff.], [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

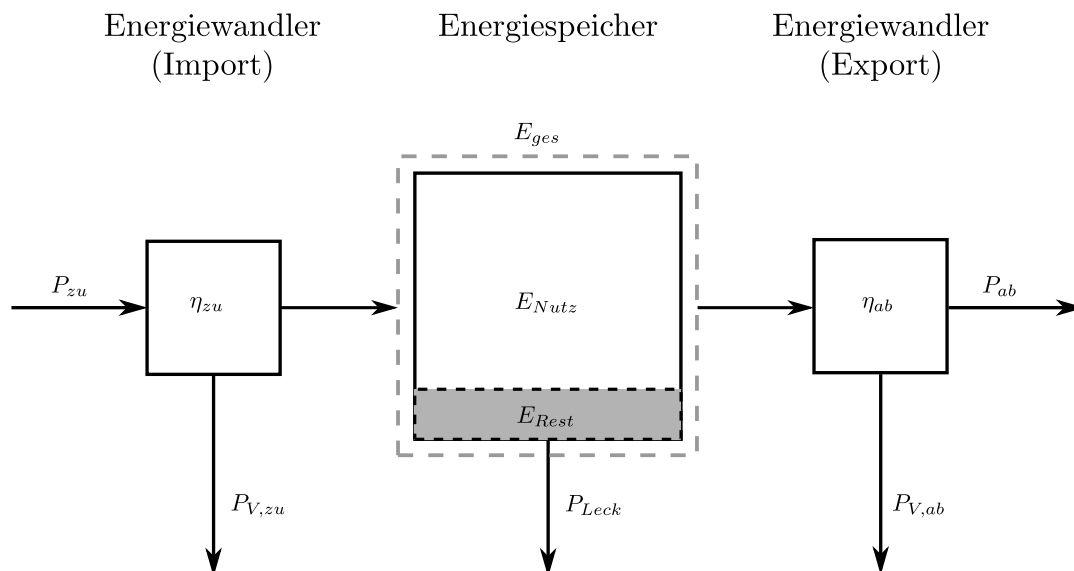


Abbildung 7.1: Allgemeine Struktur eines Energiespeichers (nach [Koeppen, 2014, S. 4.94])

Um die Eignung eines bestimmten Energiespeichers zu ermitteln, werden unter anderem die Be- und Entladeleistung als Parameter herangezogen. Sie sagen aus, welche Dauer notwendig

¹Bei diesem Speicherkonzept wird elektrische Energie in Wasserstoff bzw. Methan umgewandelt und gespeichert. Diese Gase können in vielseitigen Anwendungen, beispielsweise Gasturbinenkraftwerk, Automobile mit CNG-Antrieb, genutzt werden. Auch ein weiterer Transport zum Anwendungsort ist möglich. [Sternner u. Stadler, 2016, S. 409 ff.]

ist, um den Speicher zu befüllen oder ihn zu entleeren. Durch hohe Be- und Entladeleistung können die Be- und Entladezeiten eines Speichers gering gehalten werden. Wie schnell ein Speicher in der Lage ist von Null auf 100 % Leistungsaufnahme bzw. -abgabe hochzufahren, wird durch die Reaktionsfähigkeit des Speichersystems (powerrate) angegeben. Zur Bestimmung der räumlichen Ausmaße des Speichers werden seine Energiedichte in Zusammenhang mit seinem geplanten Energieinhalt bewertet.

Damit beurteilt werden kann, ob mit einem bestimmten Speicherkonzept eine effiziente Energiespeicherung möglich ist, werden die Wirkungsgrade der Be- und Entladevorgänge sowie der Gesamtwirkungsgrad des Systems als wichtige Indikatoren herangezogen. Bei modernen Pumpspeicherkonzepten liegt der Gesamtwirkungsgrad beispielsweise bei ca. 80 %.

Zur Ermittlung der maximal möglichen Speicherdauer wird in erster Linie die zuvor bereits angesprochene Leckverlustleistung betrachtet. Je höher diese Verluste ausfallen, umso geringer muss eine maximal mögliche Speicherdauer gewählt werden.

Diese und weitere Parameter sind in der Folge aufgelistet. Die verschiedensten Konzepte der Energiespeicherung können mit ihnen klassifiziert und hinsichtlich ihrer Einsatztauglichkeit bewertet werden. [Koeppen, 2014, S. 4.95 ff.], [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

Technologische Parameter für den Betrieb:

- Be- und Entladezeit
- Be- und Entladeleistung (P_{zu} bzw. P_{ab})
- Verlustleistungen der Be- und Entladeprozesse ($P_{V,zu}$ und $P_{V,ab}$)
- Be- und Entladewirkungsgrad (η_{zu} und η_{ab})
- Speicherdauer (Zeitraum zwischen Be- und Entladung)
- Reaktionsfähigkeit (powerrate - max. Leistungsänderung)
- Energiedichte (w)
- Energieinhalt E_{ges} (= Nutzinhalt E_{Nutz} + nicht nutzbare Restenergie E_{Rest})
- Speicherverluste (Leckverlustleistung P_{Leck})

Nicht nur technologische Parameter sind für eine entsprechende Eignung zu prüfen, sondern auch Parameter bezüglich der Errichtung, der Unterhaltung, der Wartung und die Einsatzbedingungen am Aufstellungsort. Vor einer Errichtung muss beispielsweise die Umweltverträglichkeit im Betrieb und die Sicherheit für Mensch und Umwelt abgeklärt werden. Auch die Kosten für die Errichtung und die Unterhaltung eines Speicherkonzeptes sind entscheidende Kriterien. Nur wenn ein dauerhaft optimaler Betrieb hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit und der energetischen Kennwerte möglich ist, sollte ein Energiespeicherkonzept realisiert werden.

Parameter bzgl. Bau, Unterhaltung und Einsatzbedingungen:

- spezifische Speicherkosten [$\text{€}/kWh$]
- Aufstellungsbedingungen
- Umwelt und Sicherheit
- Einsatzhäufigkeit / Zyklenzahl
- Wartung
- Maße und Gewicht

Es gibt bekanntermaßen mehrere Möglichkeiten elektrische Energie zu speichern, daher erscheint es sinnvoll, eine Unterteilung der verschiedenen bestehenden Konzepte vorzunehmen. Die verschiedenen Speichertechnologien können nach ihrem physikalischen Prinzip, ihrer energetischen, zeitlichen oder räumlichen Aufstellung und unter ökonomischen Gesichtspunkten eingeteilt werden (vgl. Abbildung 7.2). Verschiedenste explizit erläuterte Speicherkonzepte finden sich in der entsprechenden Fachliteratur². [Sternier u. Stadler, 2016, S. 35 ff.]

Klassifizierung von Konzepten zur Energiespeicherung

physikalisch	energetisch	zeitlich	räumlich	ökonomisch
– elektrisch	– Leistung	– Kurzzeitspeicher	– zentral	– Errichtungskosten (für Bau und Inbetriebnahme)
– elektrochemisch	– Energieinhalt	– Langzeitspeicher	– dezentral	– fixe und variable Betriebskosten
– chemisch	– Energiedichte	– Reaktionsfähigkeit	– ortsfest	
– mechanisch			– mobil	
– thermisch				

Abbildung 7.2: Klassifizierung von Energiespeicherkonzepten (nach [Sternier u. Stadler, 2016, S. 35, Abb. 2.7])

Wie in Kapitel 3 auf Seite 13 festgelegt wurde, ist für das Modul Energiespeicher eine möglichst realitätsnahe, wie auch visuell ansprechende Umsetzung anzustreben. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass das gesamte Modell im Rahmen von fortlaufenden Studienarbeiten entstehen soll. Daher sind entsprechend komplexe Konzepte, deren Umsetzung bestimmte fachliche und gegebenenfalls auch berufliche Qualifikationen und Voraussetzungen bedürfen, wie es beispielsweise für thermische Speicher oder Power-to-Gas-Konzepte notwendig wäre, nicht als sinnvoll zu erachten. Aus derzeitiger Sicht wäre die Umsetzung eines Pumpspeicherwerks im Modellmaßstab im Rahmen eines Maschinenbaustudium als möglich zu erachten. Der Forderung nach einer möglichst realitätsnahen und gleichzeitig anschaulichen Umsetzung (vgl. Abschnitt 3.5) kann man damit sehr gut nachkommen.

Das physikalische Wirkprinzip von Pumpspeicherwerken besteht darin die potenzielle Energie des Speichermediums Wasser zu erhöhen bzw. zu erniedrigen. Nachfolgend wird, basierend auf den theoretischen Grundlagen solcher Anlagen, das Konzept für einen solchen mechanischen Energiespeicher im Modellmaßstab ausgearbeitet und diskutiert.

7.3 Aufbau und Funktionsweise eines Pumpspeicherwerks

Pumpspeicherwerke³ stellen wie alle Energiespeicherkonzepte netto keine Energie bereit. Sie sind beim heutigen Stand der Technik die effizienteste Möglichkeit große Mengen an Energie⁴ zu speichern. Dabei beziehen sie ihre Speicherenergie aktuell zumeist aus einer Überproduktion an elektrischer Energie durch die nicht regulierbaren erneuerbaren Energien, wie Wind- und Sonnenenergie. Eine komplette Nutzung der anfallenden, regenerativ erzeugten Energiemengen ist, wie bereits angesprochen, nur dann möglich, wenn Speicher für elektrische Energie in entsprechendem Umfang bereitstehen. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 570 ff.]

Der schematische Aufbau und die allgemeine Funktionsweise eines Pumpspeicherwerkes ist in

²Fachliteratur zum Thema Energiespeicher: u. a. bei [Sternier u. Stadler, 2016], [Wesselak et al., 2013] und [Zahoransky et al., 2013]

³Pumpspeicherwerke werden teilweise auch als Pumpspeicher oder Pumpspeicherkraftwerke bezeichnet.

⁴z. B. Pumpspeicherwerk Goldisthal: $P_{elektr.} = 1.053 \text{ MW}$; <http://kraftwerke.vattenfall.de/goldisthal>

Abbildung 7.3 zu sehen. Generell bestehen Pumpspeicherwerke aus zwei Speicherbecken mit unterschiedlicher geodätischer Höhe, den Maschinensätzen (Pumpe + Motor, Turbine + Generator, ggf. Getriebe) den verbindenden Druckrohrleitungen bzw. Triebwasserstollen und den Ein- und Auslaufbauwerken mit Schutz- und Verschlusseinrichtungen. In modernen Pumpspeicherwerken sind Pumpe und Turbine genau wie Generator und Motor jeweils ein und dieselbe Maschine (vgl. Abbildung 7.4). Mechanische und elektrische Maschinen sind über eine Welle miteinander verbunden. Gegebenenfalls ist zusätzlich ein Getriebe zwischengeschaltet. Der Aufbau einer Maschinenkaverne, je nach Möglichkeit auch als Maschinenhaus umgesetzt, in der die Arbeitsmaschinen untergebracht sind, wird am Beispiel des Pumpspeicherwerkes Markersbach⁵ in Abbildung 7.4 gezeigt. Weiterhin gehören Transformatoren und diverse Hilfssysteme (u. a. Kühlanlagen, Entwässerungspumpen) zur Gesamtanlage. Die Steuerung übernimmt auch hier, wie bei den konventionellen Kraftwerken, eine zentrale Leitwarte. Bei sehr kleinen Anlagen ist die Steuerung in einem Schaltschrank untergebracht. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 570 ff.], [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

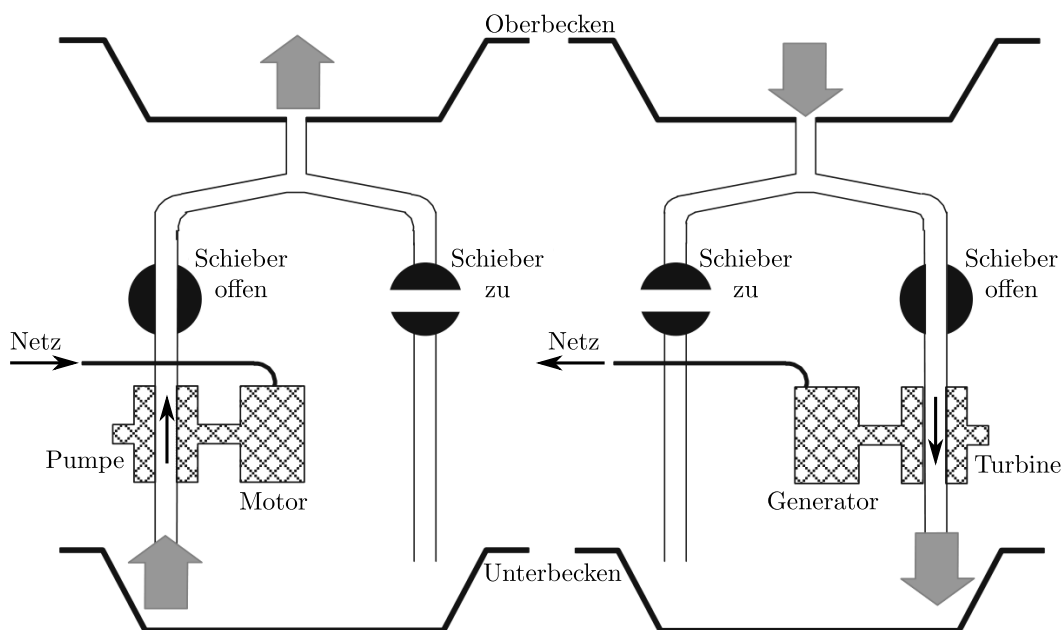


Abbildung 7.3: Funktionsweise eines Pumpspeicherwerkes: Pumpbetrieb (links), Turbinenbetrieb (rechts), (nach [Kaltschmitt et al., 2013, S. 571])

Pumpspeicherwerke arbeiten mit Wasser als Speichermedium. Besteht der Bedarf elektrische Energie zu speichern, so wird Wasser von einer geringen geodätischen Höhe (niedriges Energieniveau) mittels elektrisch betriebener Pumpen auf eine höhere geodätische Höhe (höheres Energieniveau) angehoben. Der Energiewandler ist dabei die Pumpe bzw. die Pumpe in Verbindung mit einem Elektromotor. Analog dazu wird der Betriebszustand auch als Pumpbetrieb bezeichnet und ist in Abbildung 7.3 auf der linken Seite schematisch dargestellt. Demnach wird elektrische Energie in mechanische Energie des rotierenden Pumpenrades und anschließend in die potenzielle Energie (Lageenergie) des Wassers gewandelt und in dieser Form gespeichert. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 570 ff.], [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

Besteht eine erhöhte Nachfrage nach elektrischer Energie als aktuell in das Netz eingespeist wird, kann die Rückgabe der gespeicherten Energie im Turbinenbetrieb (Abbildung 7.3, rechte Seite) erfolgen. Dazu wird das Wasser auf der höheren geodätischen Lage (Oberbecken) freigegeben. Es strömt, durch Rohrleitungen geführt, zunächst durch eine an einen Generator

⁵Pumpspeicherwerk Markersbach: $P_{\text{elektr.}} = 1.046 \text{ MW}$; <http://kraftwerke.vattenfall.de/markersbach>

gekoppelte Turbine und anschließend zurück auf die geringere geodätische Lage (Unterbecken). Das System aus Turbine mit angeschlossenen Generator übernimmt hierbei die Aufgabe des Energiewandlers (Export). Die potenzielle Energie des Wassers wird in mechanische Energie der rotierenden Turbinenwelle umgeformt, um im Anschluss daran durch den Generator wieder in elektrische Energie umgewandelt zu werden. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 570 ff.], [Wesselak et al., 2013, S. 669 ff.]

1. Anfahrmotor
2. Maschinenautomatik
3. Synchronmaschine (je nach Betriebszustand Motor oder Generator)
4. Triebwasserleitung
5. Kugelschieber
6. Pumpturbine (je nach Betriebszustand Pumpe oder Turbine)
7. Unterwasserstollen mit Saugrohrklappe

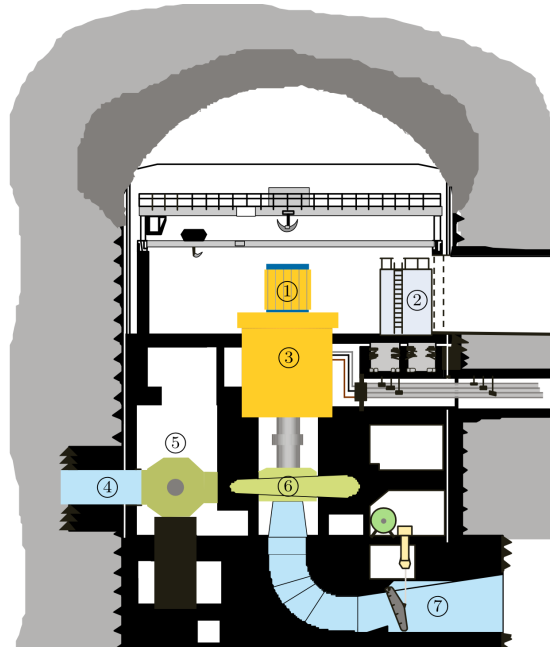


Abbildung 7.4: Darstellung einer Maschinenkaverne am Beispiel des Pumpspeicherwerkes Markersbach (nach [Vattenfall, 2014, S. 9])

Im Netzbetrieb werden Pumpspeicherwerke entweder bezüglich des Oberwasserstandes oder bezüglich des Durchflusses durch die Turbine geregelt. Diese zweite Art der Regelung erfolgt durch das Öffnen des verstellbaren Leitapparats und/oder die Laufradschaufeln. Die Öffnung erfolgt in dem Maße wie es nötig ist, um den gewünschten Wasserstand im Oberbecken einzuhalten oder um den gewünschten Turbinendurchfluss zu generieren. Turbine und Generator rotieren dabei immer mit einer konstanten netzsynchronen Drehzahl. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 589 f.]

Laut [Wesselak et al., 2013, S. 671] belaufen sich die Wirkungsgrade für den Pumpbetrieb auf 88 % und für den Turbinenbetrieb auf 91 %. Mit diesen Teilwirkungsgraden können moderne Pumpspeicherwerke einen Gesamtspeicherwirkungsgrad von bis zu 80 % erreichen. Die anteiligen Verluste je Komponente bzw. Teilsystem können aus Abbildung 7.5 entnommen werden. Energieverluste treten beim Durchströmen der Arbeitsmaschinen (Pumpe, Turbine), in den elektrischen Maschinen (Motor, Generator) und in den verschiedenen Abschnitten der Wasserführung auf. Es muss mit Verlusten beim Durchströmen der Ein- und Auslaufbauwerke und in den Triebwasserstollen bzw. -rohren gerechnet werden. Zusätzlich können auch Verdunstungs- und Sickerverluste in den Speicherbecken auftreten, diese stellen bei einem Pumpspeicherwerk die Leckverluste (P_{Leck}) des Speichers dar. Durch Niederschläge kommt es ebenfalls zu Leckverlusten. Diese sind aber positiv zu bewerten, da sie den Speicherinhalt vergrößern. Weitere Verluste entstehen durch die elektrischen Komponenten, wie u. a. den Transformator. [Kaltschmitt et al., 2013, S. 570 ff. und 590 ff.]

Pumpspeicherwerke können innerhalb kürzester Zeit aus dem Stillstand auf 100 % Leistung in der jeweiligen Betriebsart hochfahren werden und verfügen über einen weit regelbaren Be-

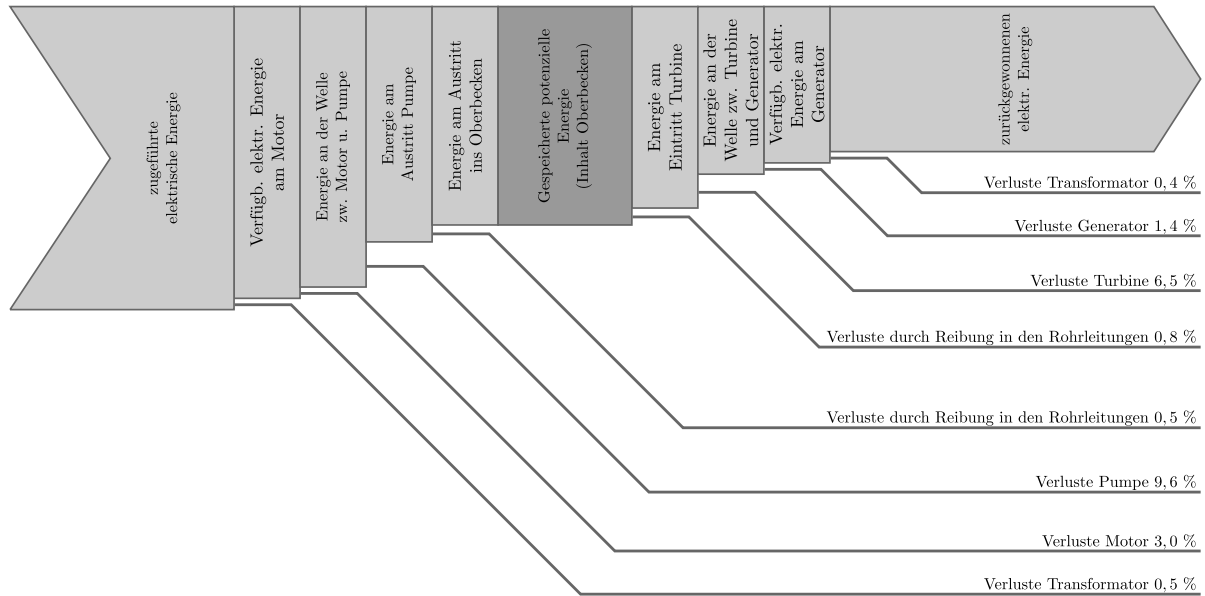


Abbildung 7.5: Energiefluss in einem Pumpspeicherwerk (nach [Giesecke, 2014, S. 721, Abb. 17.4] und [Kaltschmitt et al., 2013, S. 592, Abb. 8.25])

reich. Auch die Umschaltung zwischen der vollen Stromerzeugung (Turbinenbetrieb) und der vollen Pumpleistung ist sehr schnell möglich. Moderne Pumpspeicherwerke sind in der Lage innerhalb von 90 s von 0 auf 1060 MW Leistungsabgabe hochzufahren. Im Gegensatz dazu benötigt ein Gasturbinenkraftwerk bis zur vollen Leistungsabgabe ca. 15 Minuten. [Vattenfall, 2014, S. 4 ff.]

Einen großen Vorteil haben Pumpspeicherwerke, wenn es darum geht, nach einem großflächigen Stromausfall (Blackout) das elektrische Versorgungsnetz wieder aufzubauen. Sie sind schwarzstartfähig, d. h. sie können im Turbinenbetrieb ohne Zuführung von externer bzw. Fremdenergie angefahren werden. Damit spielen sie eine zentrale Rolle bei der Netzaufbaustrategie der Netzbetreiber. [Tiedemann et al., 2008, S. 47], [Wesselak et al., 2013, S. 660, 669 ff.]

7.4 Identifizierung relevanter Komponenten

Genau wie bei einem konventionellen Kraftwerk besitzen auch bei einem Pumpspeicherwerk nur die elektrischen Maschinen, wie Generator, Motor und der Transformator, einen direkten Einfluss auf das elektrische Verhalten. In Pumpspeicherwerken werden ebenso fremderregte Synchronmaschinen, wie in Abbildung 7.6 zu sehen, eingesetzt. Deren Vorzüge und Verhaltensweisen wurden bereits in Abschnitt 6.3 beschrieben. Auch hierbei findet eine direkte Kopplung mit dem Netz statt. Laut [Giesecke, 2014, S. 739 ff.] sind Pumpspeicherwerke mit drehzahlvariablen Maschinensätzen nur als eine Sonderform anzusehen. Im Unterschied zum konventionellen Kraftwerk arbeitet die Synchronmaschine in Pumpspeicherwerken im Turbinenbetrieb als Generator und im Pumpbetrieb als Motor. Nur bei älteren Anlagen werden hierfür noch getrennte Elektromaschinen verwendet.

Um in das angeschlossene Netz einspeisen zu können, ist der Synchronmaschine ebenfalls ein Transformator zur Anhebung des Spannungsniveaus nachgeschaltet. Auf welcher Spannungsebene der Anschluss erfolgt, hängt von der Gesamtleistung des Pumpspeicherwerks ab. Bei großen Anlagen⁶ erfolgt der Anschluss am Höchstspannungsnetz mit $U = 380 \text{ kV}$.

⁶z. B. Pumpspeicherwerk Goldisthal: $P_{\text{elektr.}} = 1.053 \text{ MW}$; <http://kraftwerke.vattenfall.de/goldisthal>

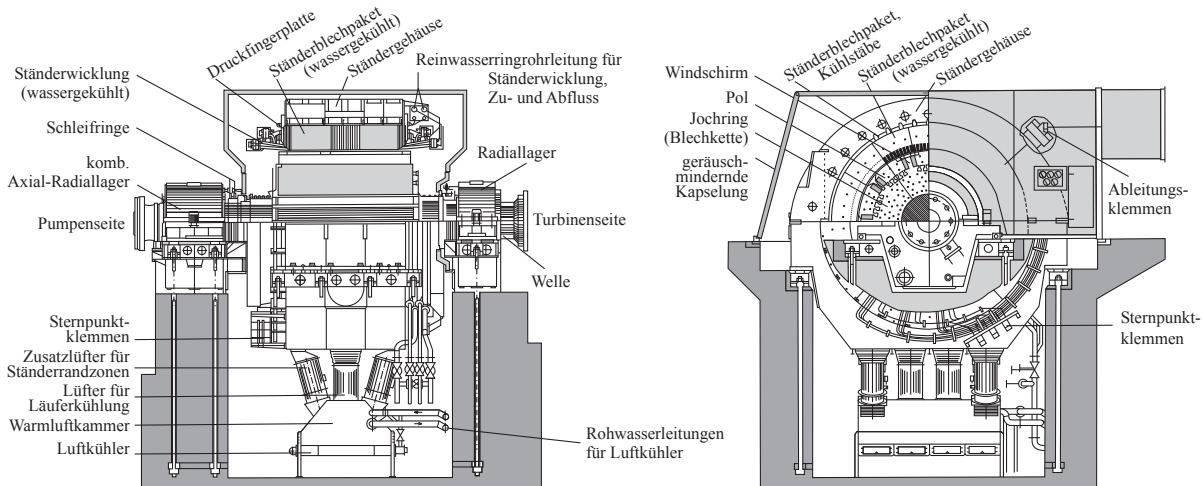


Abbildung 7.6: Synchronmaschine als Wasserkraftgenerator, Aufbau mit horizontaler Achse, axialer und radialer Schnitt (PSW Wehr; $m = 623 \text{ t}$; [Giesecke, 2014, S. 688])

Der indirekte Einfluss durch den Eigenbedarf auf das elektrische Verhalten eines Pumpspeicherwerks ist mit $1 - 2 \%$ der Nennleistung [Oeding u. Oswald, 2016, S. 193 f.] wesentlich geringer als bei konventionellen Kraftwerken. Für einen kontinuierlichen und störungsfreien Betriebsablauf sind hier nur wenige Hilfsanlagen und -systeme (z. B. Stellantriebe für die Laufradschaukeln, Entwässerungspumpen) notwendig. Ihr Energiebedarf fällt bedingt durch die meist hohen Nennleistungsaufnahmen bzw. -abgaben prozentual nur sehr gering aus.

Analog zu den konventionellen Kraftwerken übernimmt auch hier eine zentrale Leitwarte die Steuerung/Regelung, Überwachung und Messdatenerfassung der Gesamtanlage.

Für die anschauliche Umsetzung eines Pumpspeicherwerks sind allerdings auch nicht elektrische Komponenten wie Speicherbecken, Druckrohrleitungen und hydraulische Maschinen (Pumpe, Turbine) notwendig.

7.5 Konzeptioneller Entwurf des Moduls Energiespeicher

7.5.1 Berechnung des Pumpspeicherwerkes

Grundlegende Kenntnisse des Lesers bezüglich der technischen Strömungsmechanik, insbesondere der Gesetze zur Erhaltung von Masse und Energie, werden vorausgesetzt. Weiterhin sei hier angemerkt, dass die nachfolgenden Erkenntnisse bezüglich der allgemeinen Energiewandlung aus Wasserkraft unter Zuhilfenahme des Buches *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte* [Kaltschmitt et al., 2013, S. 555-619] erarbeitet worden sind und in ausführlicherem Umfang bei [Helm, 2016, Kapitel 3] nachgelesen werden können.

In dieser Arbeit wird für den Volumenstrom statt des üblichen Formelzeichens Q durchgehend das Formelzeichen \dot{V} verwendet. Dies erfolgt damit es zu keinen Verwechslungen oder Kollisionen mit dem Formelzeichen der Blindleistung, ebenfalls Q , kommt.

Die nachfolgenden Berechnungen sind lediglich als eine überschlägige Ermittlung der Randbedingungen für ein Pumpspeicherwerk im Modellmaßstab zu verstehen. Sie dienen dazu, eine mögliche Umsetzbarkeit abschätzen zu können.

Theoretische Leistung des Wassers

Laut [Kaltschmitt et al., 2013, S. 555] erfolgt die Berechnung der theoretisch nutzbaren Leistung des Wassers zwischen zwei Punkten in einem Strom nach folgender Gleichung:

$$P_{W_a,theor} = \rho_{W_a} \cdot g \cdot \dot{V}_{W_a} \cdot (h_{OW} - h_{UW}) \quad (7.1)$$

Darin sind:

ρ_{W_a}	Dichte des Wassers ($\rho_{W_a} \approx 1000 \text{ kg/m}^3$)	$[\text{kg/m}^3]$
g	Gravitationskonstante ($g \approx 9,81 \text{ m/s}^2$)	$[\text{m/s}^2]$
\dot{V}_{W_a}	Volumenstrom Wasser	$[\text{m}^3/\text{s}]$
h_{OW}	geodätische Höhe Oberwasserspiegel	$[\text{m}]$
h_{UW}	geodätische Höhe Unterwasserspiegel	$[\text{m}]$

Es wird hierbei angenommen, dass die Strömungsgeschwindigkeiten vor und hinter den Betrachtungspunkten annähernd gleich groß sind.

Bei realen physikalischen Wandlungsprozessen treten immer Verluste auf. Somit ist nur ein Teil dieser theoretischen Leistung nutzbar. Insbesondere in den mechanischen und elektrischen Maschinen eines Pumpspeicherwerkes kommt es zu Verlusten an nutzbarer Energie. Auch durch Flüssigkeitsreibung in den Triebwasserleitungen und durch das ändern der Spannungsebene mittels eines Transformators wird der nutzbare Energieanteil gemindert.

Tatsächliche Leistung im Pumpbetrieb

Zur Abschätzung der Verluste werden hier die Werte aus Abbildung 7.5 genutzt und auf den jeweiligen Teilwirkungsgrad umgeformt.

	Verluste [%]	Teilwirkungsgrad $\eta_{...}$ [%]
Transformator	0,5	99,5
Motor	3,0	97,0
Pumpe	9,6	90,4
Rohrleitungen	0,5	99,5

Die Leistung, welche ein Pumpspeicherwerk im Pumpbetrieb aufnehmen kann, ergibt sich unter Berücksichtigung der einzelnen Wirkungsgrade zu:

$$P_{PSW,P} = \frac{1}{\eta_{Trafo} \cdot \eta_{Motor} \cdot \eta_{Pumpe} \cdot \eta_{Rohre}} \cdot \rho_{W_a} \cdot g \cdot \dot{V}_{PSW,P} \cdot (h_{OW} - h_{UW}) \quad (7.2)$$

Darin ist:

$P_{PSW,P}$	Gesamtleistung Pumpspeicherwerk im Pumpbetrieb	$[W]$
$\dot{V}_{PSW,P}$	Gesamtstrom Wasser im Pumpbetrieb	$[\text{m}^3/\text{s}]$

Tatsächliche Leistung im Turbinenbetrieb

Zur Abschätzung der Verluste werden hier ebenfalls die Werte aus Abbildung 7.5 genutzt und auf den jeweiligen Teilwirkungsgrad umgeformt.

	Verluste [%]	Teilwirkungsgrad $\eta_{...}$ [%]
Rohrleitungen	0,8	99,2
Turbine	6,5	93,5
Generator	1,4	98,6
Transformator	0,4	99,6

Die Leistung, welche ein Pumpspeicherwerk im Turbinenbetrieb abgeben kann, ergibt sich unter Berücksichtigung der einzelnen Wirkungsgrade zu:

$$P_{PSW,T} = \eta_{Rohre} \cdot \eta_{Turbine} \cdot \eta_{Generator} \cdot \eta_{Trafo} \cdot \rho_{Wa} \cdot g \cdot \dot{V}_{PSW,T} \cdot (h_{OW} - h_{UW}) \quad (7.3)$$

Darin ist:

$$\begin{array}{ll} P_{PSW,T} & \text{Gesamtleistung Pumpspeicherwerk im Turbinenbetrieb} \quad [W] \\ \dot{V}_{PSW,T} & \text{Gesamtvolumenstrom Wasser im Turbinenbetrieb} \quad [m^3/s] \end{array}$$

Ermittlung der Größenverhältnisse

Der Laborraum hat eine maximale Deckenhöhe von 3,18 m. Es wird angenommen, dass das untere Speicherbecken des Modells nicht direkt auf dem Boden steht. Damit kann in guter Näherung eine nutzbare Höhendifferenz

$$\Delta h = h_{OW} - h_{UW}$$

zwischen oberem und unterem Speicherbecken von 2 bis 2,5 m angenommen werden. Das Zeitintervall Δt , in welchem das Pumpspeicherwerk Leistung in das Netz einspeist, sollte für eine anschauliche Darstellung mindestens 60 s betragen.

Um für eine vorgegebene Leistungsabgabe den benötigten Volumenstrom zu ermitteln, kann Gleichung 7.3 nach diesem aufgelöst werden.

$$\dot{V}_{PSW,T} = \frac{P_{PSW,T}}{\eta_{Rohre} \cdot \eta_{Turbine} \cdot \eta_{Generator} \cdot \eta_{Trafo} \cdot \rho_{Wa} \cdot g \cdot (h_{OW} - h_{UW})}$$

Zur Berechnung des gesamten benötigten Wasservolumens $V_{Wa,ges}$, wird der vorab ermittelte Volumenstrom mit dem Zeitintervall multipliziert.

$$V_{Wa,ges} = \dot{V}_{PSW,T} \cdot \Delta t$$

Es soll an dieser Stelle davon ausgegangen werden, dass im Pumpbetrieb der gleiche Volumenstrom wie im Turbinenbetrieb gefördert wird. Der Speicher wird damit in der gleichen Zeit gefüllt, in der er zuvor entleert wurde.

In Tabelle 7.1 sind die ermittelten Daten für verschiedene Variationen der Parameter Leistungsabgabe im Turbinenbetrieb $P_{PSW,T}$, Höhendifferenz Δh und Zeitintervall Δt zusammengefasst. Die ermittelten Daten sind hierbei der benötigte Volumenstrom \dot{V}_{PSW}^7 , das notwendige Wasservolumen $V_{Wa,ges}$ und die Leistungsaufnahme im Pumpbetrieb $P_{PSW,P}$.

Wie in Abschnitt 3.3 auf Seite 16 festgelegt, soll der Energiespeicher insgesamt eine Leistung von 100 W abgeben können. Bei einer Umsetzung als Pumpspeicherwerk würde dies bedeuten,

⁷Volumenstrom Pumpspeicherwerk $\dot{V}_{PSW} = \dot{V}_{PSW,T} = \dot{V}_{PSW,P}$

Tabelle 7.1: Ermittelte Daten für ein Pumpspeicherwerk im Modellmaßstab

Variante	$P_{PSW,T}$ [W]	Δh [m]	Δt [s]	\dot{V}_{PSW} [m ³ /s]	$V_{Wa,ges}$ [l]	$P_{PSW,P}$ [W]
a	100	2,0	60	0,0056	335,7	126,5
b	100	2,5	60	0,0045	268,6	126,5
c	50	2,5	60	0,0022	134,3	63,2
d	50	2,5	120	0,0022	268,6	63,2
e	25	2,5	60	0,0011	67,1	31,6
f	25	2,5	120	0,0011	134,3	31,6
g	12	2,5	120	0,0005	64,5	15,2
h	12	2,5	300	0,0005	161,2	15,2

dass die Speicherbehälter mindestens 270 l Wasser (Variante b) fassen müssten. Abgesehen von der relativ großen Menge Wasser zur Befüllung der Speicher, entspricht dies einem Gewicht von ca. 270 kg. Bei dieser Masse ist je nach Aufbau der Speicherbehälter auch auf die maximale Belastung der Böden zu achten. Bei niedrigen Speicherbecken mit einer großen Wasseroberfläche wäre die Einhaltung dieser Grenzen ohne weiteres möglich. Allerdings sollte bedacht werden, dass im Fall eines Defekts an einem der Speicherbecken das gesamte Wasservolumen austreten kann. Das Modell soll sich hauptsächlich im vierten Stock des Gebäudes⁸ befinden. Durch auslaufendes Wasser könnten Räume unterhalb des Labors beschädigt werden. Es wäre daher eine Umsetzung des Pumpspeicherwerks mit einer Begrenzung des Speicherinhaltes auf ca. 150 l Wasser anzustreben. Damit bleibt die notwendige Wassermenge und damit auch die Gesamtmasse des Moduls in einem akzeptablen Rahmen.

Die Varianten c und e bis h kommen damit für eine eventuelle Umsetzung in Frage. Bei Variante f bis h wäre zudem ein längerer Zeitintervall als die mindestens angestrebten 60 s möglich. Dies würde einer anschaulichen Darstellung zuträglich sein. Dennoch kann keine der angeführten Varianten mit einer vertretbaren Baugröße die geforderte Leistung von 100 W bereitstellen. Aus diesem Grund wird im Abschnitt 7.5.3 das Konzept eines zweigleisig aufgebauten Energiespeichers aufgezeigt und erörtert.

7.5.2 Alternative Schwerkraftspeicher

Eine Alternative zum Pumpspeicherwerk ist ein sogenannter Schwerkraftspeicher. Er arbeitet nach demselben physikalischen Prinzip, der Speicherung von potenzieller Energie, wie das Pumpspeicherwerk. Hierbei wird als Speichermedium ein Körper aus einem Feststoff mit hoher Dichte⁹ mittels einer Seilwinde angehoben oder abgesenkt. Die Seilwinde wird über einen Motor angetrieben bzw. treibt diesen beim Herablassen der Masse als Generator an. Als Motor/Generator kommt ein Stellmotor (= Servomotor) zum Einsatz. Mit einem Schwerkraftspeicher könnte man komplett auf das Speichermedium Wasser verzichten. Durch die höhere Masse von Blei oder Beton gegenüber Wasser könnten auch die Abmessungen des Moduls und/oder die notwendige Höhendifferenz Δh geringer gehalten werden.

⁸Berliner Tor 21, 20099 Hamburg ; vgl. Abschnitt 3.4

⁹z. B. Beton (Stahlbeton = 2300 kg/m³) oder Blei (= 11390 kg/m³), [Tafelwerk, 1992, S. 38]

Die abgegebenen oder aufgenommene Leistung hierfür kann aus der Differenz der potenziellen Energie bezogen auf die Zeitspanne der Lageänderung ermittelt werden.

$$P = \frac{E_{pot,2} - E_{pot,1}}{t_2 - t_1} = \frac{\Delta E_{pot}}{\Delta t} = \frac{m \cdot g \cdot \Delta h}{\Delta t} \quad (7.4)$$

Die notwendigen Massen für verschiedene Leistungswerte wurden ermittelt und sind in Tabelle 7.2 zusammengefasst. Hierbei ist zu beachten, dass die Leistung unter Annahme einer verlustfreien Umwandlung aufgenommen bzw. abgegeben wird. Dies ist in Realität selbstverständlich nicht der Fall. Die Verluste würden hauptsächlich bestimmt werden durch die verwendeten elektrischen Komponenten (Motor/Generator, Transformator, ggf. Gleichrichter) und die Reibungsverluste in Seilwinde und Umlenkrollen. Anschaulich bedeutet dies, dass für eine Leis-

Tabelle 7.2: Parameterwerte für einen Schwerkraftspeicher im Modellmaßstab

P	Δh	Δt	m
[W]	[m]	[s]	[kg]
100	2,5	60	244,6
50	2,5	60	122,3
25	2,5	60	61,2
12	2,5	60	29,4

tungsaufnahme bzw. -abgabe von 100 W ein Kubus aus Blei mit einer Kantenlänge von 27,8 cm innerhalb von 60 s um 2,5 m angehoben bzw. abgeseht werden muss.

7.5.3 Aufbau des Moduls Energiespeicher

Für die Umsetzung des Pumpspeicherwerks im Modellmaßstab wird die Variante c aus Tabelle 7.1 gewählt. Hierbei kann bei einer vertretbaren Masse des gesamten Moduls eine Simulation über den geforderten Zeitraum mit einer Leistungsabgabe in sinnvoller Höhe erfolgen. Im Turbinenbetrieb ist die Abgabe elektrischer Leistung bis 50 W in das Netz möglich. Um die geforderte Leistungsabgabe des Moduls Energiespeicher von 100 W (vgl. Abschnitt 3.3) zu erfüllen, wird ergänzend ein Batteriespeicher eingebunden. Dieser kann ebenfalls bis zu 50 W elektrische Leistung in das Netz einspeisen. Nachfolgend wird der Entwurf dieses Konzeptes (Abbildung 7.7), seine Funktionsweise und die einzelnen Komponenten genauer erläutert.

Speicherbecken

Bei realen Pumpspeicherwerken werden oft Flüsse als unteres Speicherbecken genutzt. Als oberes Speicherbecken werden häufig künstlich angelegte Seen verwendet. Durch die Verwendung eines Flusses tritt selbst bei Leckverlusten durch hohe Verdunstung kein Mangel am Speichermedium Wasser auf. Tritt beim Modell über die Zeit ein Verlust durch Verdunstung auf, so muss dieser manuell ersetzt werden.

Für das Modell müssen Speicherbehälter in entsprechender Größe zur verwendeten Wassermenge gekauft oder hergestellt werden. Selbstgefertigte Behälter könnten aus dem Material Acrylglas, besser bekannt unter dem Namen Plexiglas^{®10}, hergestellt werden. Laut Evonik

¹⁰PLEXIGLAS ist eine registrierte Marke der Evonik Röhm GmbH

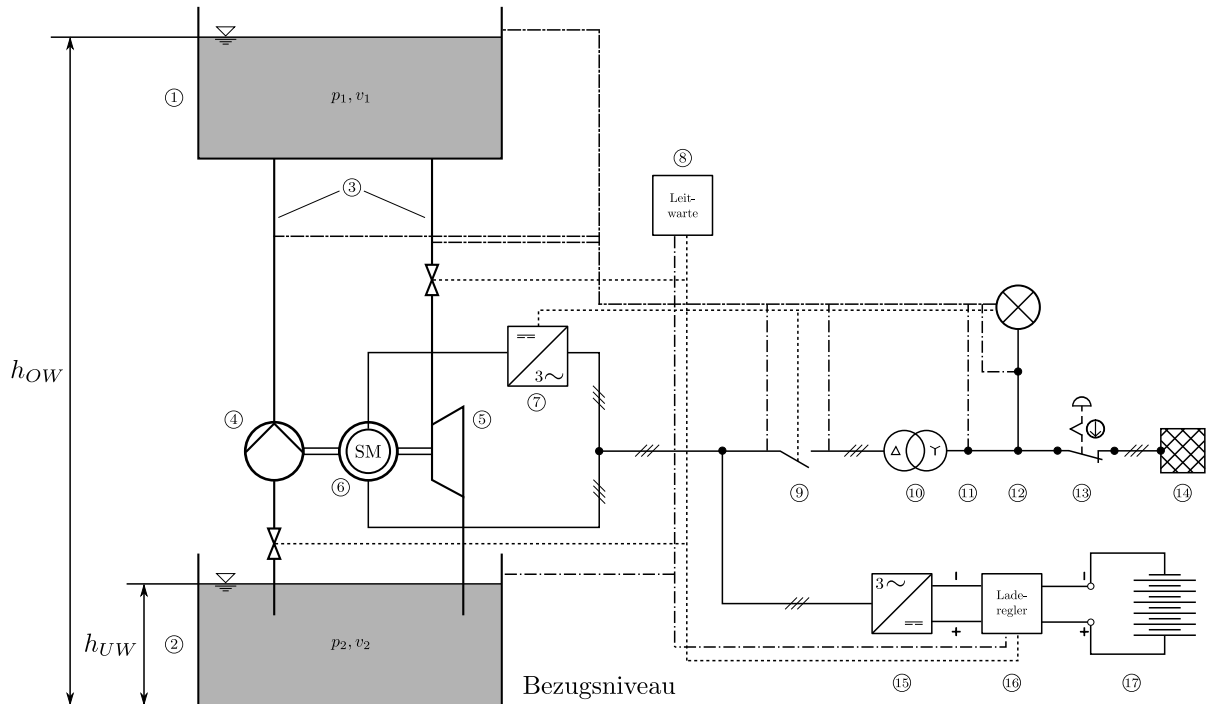


Abbildung 7.7: Modul Energiespeicher, schematische Darstellung des Konzepts: ① oberes und ② unteres Speicherbecken, ③ Rohrleitung mit Steuerventil, ④ Pumpe, ⑤ Turbine, ⑥ Synchronmaschine, ⑦ Gleichrichter, ⑧ Leitwarte Pumpspeicherwerk, ⑨ Schalt- und Schutzeinrichtungen, ⑩ Transformator, ⑪ Netzanschlusspunkt, ⑫ Eigenbedarf, ⑬ Not-Aus-Schalter, ⑭ Netzverknüpfungspunkt, ⑮ Wechselrichter, ⑯ Laderegler, ⑰ Akkumulator

wird es unter anderem für den Bau von Aquarien¹¹ genutzt. Das Material ist vergleichsweise einfach zu bearbeiten. Neben spanenden Verfahren kann auch eine thermische Umformung erfolgen.

Bei einer, für den hier beschriebenen Einsatzzweck, ausreichenden Zugfestigkeit von 80 N/mm^2 , besitzt dieses Material gleichzeitig eine geringe Dichte von $1,19 \text{ g/cm}^3$ (vgl. hierzu: $\rho_{\text{Glas}} = 2,5 \text{ g/cm}^3$ und $\rho_{\text{Stahl}} = 7,8 \text{ g/cm}^3$ [Tafelwerk, 1992, S. 38]), welche einer geringeren Gesamtmasse des Moduls zuträglich ist. Die Materialwerte entstammen dem Datenblatt [Evonik, 2013, S. 4]. Da das Material transparent ist, kann der absinkende bzw. ansteigende Wasserspiegel durch den Betrachter gut verfolgt werden. Durch Verschraubung von Boden- und Seitenplatten zu einem kubischen Behälter und anschließendem Abdichten der zwangsweise entstehenden Fugen mit Silikon erhält man kostengünstig stabile Speicherbehälter. Für einen Speichereinhalt von ca. 140 l Wasser können beispielsweise zwei Behälter mit moderaten Abmessung von $750 \text{ mm} \times 750 \text{ mm} \times 250 \text{ mm}$ (Länge \times Breite \times Höhe) gefertigt werden. Nach Gleichung

$$p = \frac{F}{A} = \frac{m \cdot g}{A} \quad (7.5)$$

würde die flächige Last auf die horizontale Bodenplatte $0,0024 \text{ N/mm}^2$ betragen.

Mit ca. fünf Litern Wasser mehr als benötigt und einer Abschaltung der jeweiligen Betriebsart, kann eine komplette Entleerung der Behälter während einer Simulationsphase unterbunden und damit ein Trockenlaufen der hydraulischen Maschinen verhindert werden. Durch Einsatz

¹¹Beispiele für die Anwendung von Plexiglas[®] unter: <http://www.plexiglas.de/product/plexiglas/de/produkte/plexiglas/pages/anwendungen.aspx>

entsprechender Sensoren ist eine stetige Ermittlung der aktuellen Wasserspiegel (OW, UW) möglich. Dies wäre auch notwendig, wenn eine generelle Regelung bezüglich des Wasserstandes durch die Leitwarte erfolgen soll.

Rohrleitung mit Steuerventil

Die notwendigen Rohre, welche als Triebwasserleitungen dienen, können für eine gute Anschaulichkeit ebenfalls aus Plexiglas[®] gefertigt werden. An den Anschlussstellen zu den Speicherbehältern, sowie zu den hydraulischen Maschinen, Sensoren und Ventilen, ist auf eine sichere Abdichtung zu achten, um ungewollten Wasseraustritt zu verhindern. Der Rohrdurchmesser ist entsprechend dem maximalen Durchfluss, der zu erwartenden Strömungsgeschwindigkeit und dem Anschluss an die gewählten hydraulischen Maschinen zu ermitteln.

In die Rohre sind steuerbare Ventile oder Schieber zu integrieren. Da Ventile meist über eine feinere Einstellbarkeit verfügen, sollten sie bei einer so geringen Höhe des maximalen Volumenstroms den Schiebern gegenüber bevorzugt Verwendung finden. Mittels der Ventile ist die Leitwarte in der Lage den Volumenstrom entsprechend der angeforderten Leistungsaufnahme bzw. -abgabe zu regulieren. Zusätzlich können Sensoren in die Rohre eingesetzt werden, welche den aktuellen Durchfluss messen und an die Leitwarte weitergeben.

Hydraulische Maschinen

Als hydraulische Maschinen werden die Pumpe und die Turbine bezeichnet. Beide können wie in der Realität in einer Maschine umgesetzt sein. Dies würde bedeuten, dass nur eine Rohrleitung und eine elektrische Maschine verwendet werden muss. Damit reduziert sich der Aufwand und die Kosten für die Fertigung. Gleichzeitig sind weniger Schwachstellen, welche Ursache für Undichtigkeiten im System sein könnten, vorhanden.

Aufgrund der unterschiedlichen Leistungsanforderungen für die Betriebsarten, wird an dieser Stelle dem entgegen jedoch empfohlen, dass jeweils eine separate hydraulische Maschine verwendet wird. Im Pumpbetrieb wird eine elektrische Leistung von 63,2 W aus dem Netz des Modells entnommen. Im Turbinenbetrieb werden 50 W elektrische Leistung in dieses Netz zurückgespeist. Dies bedeutet eine Leistungsdifferenz von ca. 20 % unter der Annahme von ähnlich guten Wirkungsgraden wie sie bei realen Anlagen auftreten. Bei einer Maschine, welche beide Betriebsarten übernimmt, kommt es zwangsläufig zu größeren Verlusten, da sie nur für eine der beiden Betriebsarten eine optimale Konstruktion aufweisen kann. Zunehmende Verluste wirken sich bei Maschinen mit solch kleinen Nennleistungen, wie sie hier benötigt werden, jedoch viel stärker auf die letztendlich absolut abgegebene Leistung aus.

Angelehnt an Gleichung 7.2 kann die notwendige mechanische Leistung für die Pumpe unter Berücksichtigung der Förderbedingungen (Variante c: Förderhöhe, Förderstrom) und der angenommenen Wirkungsgrade (siehe Abschnitt 7.5.1) wie folgt ermittelt werden:

$$P_{Pumpe, mech, zu} = \frac{1}{\eta_{Pumpe} \cdot \eta_{Rohre}} \cdot \rho_{Wa} \cdot g \cdot \dot{V}_{PSW} \cdot \Delta h = 61,0 \text{ W} \quad (7.6)$$

Für eine elektrische Leistungsabgabe des Moduls Energiespeicher von 50 W muss die Turbine unter Berücksichtigung der angenommenen Wirkungsgrade (siehe Abschnitt 7.5.1) bei den gewählten Bedingungen (Variante c: Durchsatz, Fallhöhe) eine mechanische Leistung von

$$P_{Turbine, mech, ab} = \frac{P_{ESP, elektr, ab}}{\eta_{Generator} \cdot \eta_{Trafo}} = 50,9 \text{ W} \quad (7.7)$$

abgeben. Es wird hier davon ausgegangen, dass bei solch kleinen Ausführungen der hydraulischen Maschinen, nicht die Möglichkeit besteht, die Leistung durch Verstellung der Laufradschaufeln oder des Leitapparates zu verändern. Daher wird in diesem Konzept die Leistungsregulierung über Veränderung des Volumenstroms mittels Ventilen in den Rohrleitungen gewählt.

Die Pumpe ist so anzuordnen, dass sie etwas tiefer liegt als das untere Speicherbecken. Damit würde eine leicht abfallende Rohrleitung und die Beachtung einer nicht vollständigen Entleerung des Speicherbeckens, dafür sorgen, dass die Pumpe stets unter Wasser steht. Es wird damit das Trockenlaufen der Pumpe verhindert. Da Turbinen erst durch das strömende Wasser angetrieben werden, ist hier ein Trockenlaufen kein Problem. Mit abreißendem Wasserfluss, würde nur die Leistungsabgabe stoppen.

Elektrische Maschinen

Als elektrische Maschinen sollen, analog zu den realen Großanlagen¹², fremderregte Synchronmaschinen Verwendung finden, welche direkt mit dem Netz des Modells verbunden sind (vgl. Abschnitt 6.4 Absatz *Synchrongenerator*). Es bestünde die Möglichkeit eine Maschine mit zwei Wellenenden zu nutzen oder die hydraulischen Maschinen auf einer Welle anzuordnen. Da jedoch bei solch kleinen Nennleistungen kein Mangel an räumlichen Ressourcen zu erwarten ist, sollen aufgrund der unterschiedlichen Leistungsanforderungen zwei separate netzgekoppelte Synchronmaschinen verwendet werden. Der äußere konstruktive Aufbau soll auch hier der Bauform IM B3 entsprechen, soweit dies in Verbindung mit den ausgewählten hydraulischen Maschinen zu vereinbaren ist. Für die drehzahlstarrten Verbindungen der Wellen von hydraulischer und elektrischer Maschine sind Kupplungen einzusetzen, welche eine möglichst verlustfreie Übertragung der mechanischen Rotationsenergie ermöglichen (siehe Abschnitt 4.4 Absatz *Kupplung*). In Abbildung 7.7 wird im Sinne einer übersichtlichen Darstellung nur eine elektrische Maschine gezeigt.

In der Betriebsart Pumpbetrieb muss der fremderregte Synchronmotor im Nennpunkt eine mechanische Leistung von $61,0 \text{ W}$ an die Pumpe abgeben können. Die dafür notwendige elektrische Energie entnimmt er aus dem Netz des Modells. Der fremderregte Synchrongenerator muss im Turbinenbetrieb bei einem Transformatorwirkungsgrad von $\eta_{\text{Trafo}} = 99,6 \%$ eine elektrische Nennleistung von $50,2 \text{ W}$ abgeben. Der Eigenbedarf ist bei diesem Modul mit einem Bereich von $0 \leq P_{\text{eigen}} \leq 2 \text{ [W]}$ so gering, dass eine Kompensation durch die elektrische Energieabgabe entfallen kann und diese Leistung von den anderen Erzeugern mitgetragen wird.

Die Thematik der Synchronisation mit einem starren Netz wurde bereits in Abschnitt 6.4 Absatz *Leitwarte* erläutert und kann vertiefend bei [Giesecke, 2014, S. 682] nachgelesen werden. Die Synchronisation wird von der Leitwarte gesteuert und durch sie erfolgt über den in Abschnitt 4.4 Absatz *Schalt- und Schutzrichtungen* beschriebenen Hauptschalter (vgl. Abbildung 7.7 Punkt ⑨) eine Zuschaltung des Moduls auf das Netz.

Ebenso wie beim Synchrongenerator des Moduls konventionelles Kraftwerk sind hier für die Synchronmaschinen hohe Drehzahlen und damit geringere Drehmomente anzustreben. Es wird aus den dort erörterten Gründen auch hier eine Synchrondrehzahl von $n_s = 3000 \text{ min}^{-1}$ und dementsprechend eine Polpaarzahl von $p = 1$ empfohlen. Auch mit diesen Synchronmaschinen kann wie beim konventionellen Kraftwerk über die Höhe des Erregerstroms eine geregelte Blindleistungsaufnahme bzw. -abgabe erfolgen (siehe Abschnitt 6.4).

¹²vgl. beispielsweise Pumpspeicherwerk Geesthacht [Vattenfall, 2014, S. 8+9]

Gleichrichter

Die Versorgung der Fremdfelder der Synchronmaschinen erfolgt über einen Drehstrom-Gleichrichter, welcher die Höhe des Erregerstroms I_E in den Läuferwicklungen einstellt. Der Bezug der elektrischen Energie hierfür erfolgt wie zuvor beim konventionellen Kraftwerk aus dem Drehstromnetz des Modells.

Leitwarte

Die Leitwarte überwacht, steuert und regelt das Pumpspeicherwerk. Ebenfalls übernimmt sie Aufgaben des Monitorings, erfasst Messwerte und zeichnet diese auf, um anschließend Auswertungen vornehmen zu können. Hierfür und für die Synchronisation ist insbesondere eine Messung der Netzkennwerte im Netzanschlusspunkt (vgl. Abbildung 7.7 Punkt ⑪) vorzusehen. Daneben erfolgt eine Messung der auf- bzw. abgegebenen elektrischen Leistung und die Dokumentation des energetischen Eigenbedarfs.

Die Leistungsregelung der Synchronmaschinen und damit die des Pumpspeicherwerks erfolgt über die Regulierung des Volumenstroms bei gleichzeitigem Abgleich der elektrischen Leistungsaufnahme bzw. -abgabe im Netzanschlusspunkt. Für eine erhöhte Leistungsaufnahme (Pumpbetrieb) ist der Pumpe durch Öffnung der Ventile in den Rohrleitungen ein größerer Volumenstrom Wasser zuzuführen. Die Förderung eines größeren Volumenstroms fordert der Pumpe bzw. dem Motor bei konstanter Drehzahl ein größeres Drehmoment ab. Dies bedingt eine größere Aufnahme elektrischer Energie aus dem Netz. Analog verhält es sich bei der Abgabe elektrischer Leistung in das Netz während des Turbinenbetriebs. Ein größerer Volumenstrom bei fester Drehzahl, durch Netzkopplung der elektrischen Maschine, bedingt ein höheres Drehmoment und damit eine höhere elektrische Leistungsabgabe.

Für eine direkte Regelung der Leistung über den Volumenstrom können in die Rohrleitungen Sensoren zur Messung des Durchsatzes integriert werden, welche die gemessenen Daten der Leitwarte zur Verfügung stellen. Durch Sensoren, welche die Wasserstandshöhe in den Speicherbecken erfassen und der Leitwarte zuführen, ist auch eine Regelung bezüglich des Wasserstandes möglich. Diese Regelungsart kommt ebenfalls bei realen Anlagen zum Einsatz.

Die Leitwarte übernimmt die Synchronisation der elektrischen Maschinen mit dem Netz und die Zuschaltung auf das Netz über den Haupttrennschalter des Moduls. Die Regelung der Blindleistung erfolgt mittels Gleichrichter über die Steuerung des Erregerstroms. Weiterhin wird von hier aus der variable Eigenbedarf gesteuert. Diese Sachverhalte sind analog zu denen in den Modulen Windenergieanlage bzw. konventionelles Kraftwerk und sind dort ausführlich beschrieben.

Eine mögliche Substitution des Ladereglers für den Batteriespeicher und die Integration seiner Aufgaben in die Leitwarte sollte geprüft werden. Damit könnte die Steuerung bzw. Regelung für das komplette Modul Energiespeicher von der Leitwarte aus erfolgen. In diesem Konzept erfolgt nur eine Ansteuerung eines separaten Ladereglers zum Start bzw. Stopp der jeweiligen Betriebsart und die Dokumentation des aktuellen Ladezustandes.

Wechselrichter

Durch den Wechselrichter erfolgt beim Beladen des Batteriespeichers eine Umwandlung von Wechsel- bzw. Drehstrom in Gleichstrom. Bei der Entladung, also der Rückeinspeisung von Energie ins Netz, erfolgt eine erneute Umwandlung von Gleichstrom in Drehstrom. Die dabei zu erwartenden Verluste sind laut [Mertens, 2015, S. 217] eher gering, da moderne Wechselrichter

hohe Wirkungsgrade aufweisen. Wenn die Qualität der sinusförmigen Verläufe der Drehströme beim Entladevorgang durch Oberschwingungen stark beeinträchtigt ist, so ist der Einsatz eines Netzfilters in Betracht zu ziehen. Näheres hierzu kann in Abschnitt 4.4 Absatz *Netzfilter* nachgelesen werden.

Laderegler

Durch den Laderegler wird die Be- und Entladung des Batteriespeichers entsprechend den Anforderungen des verwendeten Akkumulators gesteuert. Er verhindert eine ungewollte Entladung und schützt darüberhinaus den Akkumulator vor Überladung und Tiefentladung.

Der Betrieb des Batteriespeichers erfolgt parallel zum Betrieb des Pumpspeicherwerks und ergänzt dessen Leistungsaufnahme bzw. -abgabe, um die geforderten Leistungskennwerte (vgl. Abschnitt 3.3) zu erfüllen. Dementsprechend wird der Akkumulator während des Pumpbetriebs aufgeladen und beim Turbinenbetrieb wieder entladen. Eine Einsatzfreigabe zur jeweiligen Betriebsart, also Be- bzw. Entladevorgang, bekommt der Laderegler von der Leitwarte aus. An diese sendet er stets auch den aktuellen Ladezustand des Akkumulators.

Akkumulator

Akkumulatoren dienen der elektrochemischen Speicherung von elektrischer Energie. Ihre Kapazität wird vom Entladestrom und der Entladedauer bestimmt. [Mertens, 2015, S. 218 ff.]

Der hier verwendete Akkumulator muss in der Lage sein, über eine Dauer von $\Delta t = 60 \text{ s}$ eine Leistung von $P_{\text{Akku,elektr,ab}} = 50,2 \text{ W}$ abgeben zu können. Die dabei abgegebene Spannung beträgt 400 V . Damit besitzt der Entladestrom eine Höhe von $I = 0,126 \text{ A}$. Die Kapazität des verwendeten Akkumulators muss mindestens $C = 0,0021 \text{ Ah} = 7,56 \text{ As}$ betragen, kann aber durchaus höher gewählt werden, um Reserven für das Gesamtsystem Smart Grid vorzuhalten.

Fallen die Wirkungsgrade einzelner Komponenten des Pumpspeicherwerks schlechter aus, als im Abschnitt 7.5.1 angenommen, so verringert sich damit auch die abgegebene elektrische Leistung des Pumpspeichers. In diesem Fall ist der Batteriespeicher entsprechend größer zu bemessen.

Weitere Komponenten

Die Umsetzung der Komponenten Schalt- und Schutzeinrichtungen, Transformator, Netzanschlusspunkt, Eigenbedarf und Netzverknüpfungspunkt erfolgt analog zu der jeweiligen Beschreibung in Abschnitt 4.4 im Kapitel *Modul Windenergieanlage*.

Tabelle 7.3: Übersicht Komponenten Modul Energiespeicher

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Modul Energiespeicher	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{ESP,elektr,ab,N} = 100 \text{ W}$ Pumpspeicherwerk, anteilig $P_{PSW,T,elektr,ab,N} = 50 \text{ W}$ Batteriespeicher, anteilig $P_{Akk,elektr,ab,N} = 50 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{ESP,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Speicherbecken	Eigenanfertigung z. B. aus Acrylglas (Plexiglas [®])
	Abmessungen ($l \times b \times h$) für je 140 l Speicherinhalt: $750 \text{ mm} \times 750 \text{ mm} \times 250 \text{ mm}$
	eventuell Sensoren zur Ermittlung des Wasserstands integrieren
Rohrleitung mit Steuerventilen	Rohrdurchmesser basierend auf Volumenstrom, Strömungsgeschwindigkeit und Anschlussmöglichkeit an hydraulische Maschinen
	steuerbare Ventile zur Regulierung des Volumenstroms $0 \leq \dot{V} \leq \dot{V}_{max} \text{ [m}^3/\text{s]}$
	eventuell Sensoren zur Messung des Volumenstrom integrieren Material: z. B. Acrylglas (Plexiglas [®])
Hydraulische Maschinen	Pumpe: Förderstrom $\dot{V}_{Pumpe} = 0,0022 \text{ m}^3/\text{s}$ Förderhöhe $\Delta h = 2,5 \text{ m}$ mech. Leistungsaufnahme: $61,0 \text{ W}$ (bei $\eta_{Pumpe} = 90,4 \text{ %}$)
	Turbine: Durchsatz $\dot{V}_{Turbine} = 0,0022 \text{ m}^3/\text{s}$ Fallhöhe $\Delta h = 2,5 \text{ m}$ mech. Leistungsabgabe: $50,9 \text{ W}$ (bei $\eta_{Generator} = 98,6 \text{ %}$, $\eta_{Trafo} = 99,6 \text{ %}$)
Elektrische Maschinen	Synchronmotor: aufgenommene elektrische Nennleistung $P_{elektr,zu,N} = 62,9 \text{ W}$ abgegebene mechanische Nennleistung $P_{mech,ab,N} = 61,0 \text{ W}$ angenommener Wirkungsgrad $\eta_{Motor} = 97,0 \text{ %}$
	Synchrongenerator: abgegebene elektrische Nennleistung $P_{elektr,ab,N} = 50,2 \text{ W}$ aufgenommene mechanische Nennleistung $P_{mech,zu,N} = 50,9 \text{ W}$ angenommener Wirkungsgrad $\eta_{Generator} = 98,6 \text{ %}$
	gilt für beide elektrische Maschinen: fremderregt ; Bauform IM B3 Nennspannung $U_N = 400 \text{ V}$; Frequenz $f_{SM} = f_{SG} = f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$ Polpaarzahl $p = 1$; Synchrondrehzahl $n_s = 3000 \text{ min}^{-1}$ Blindleistungskompensation durch Steuerung des Erregerstroms

Fortsetzung Tabelle 7.3: Übersicht Komponenten Modul Energiespeicher

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter	
Gleichrichter	Anpassung des Erregerstroms $I_E = I_{E,Soll}$	
	interner Energiebezug, d. h. aus dem 400 V-Drehstromnetz des Modells	
Leitwarte	Steuerung und Regelung, Überwachung, Datenaufzeichnung (PSW)	
	Regelung der Leistungsabgabe (PSW) mittels Anpassung des Volumenstroms	
	Synchronisation mit dem 400 V-Drehstromnetz des Modells	
	Möglichkeit der Substitution des Ladereglers (Batteriespeicher) prüfen	
	Eingangsdaten: Wirkleistungsvorgabe $\pm P_{ESP,elektr,Soll}$ (z. B. durch Netzadministrator) Blindleistungsvorgabe $Q_{ESP,Soll}$ (z. B. durch Netzadministrator) Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$ Energieabgabe $E_{ESP,Ist,ab} = E_{PSW,Ist,ab} + E_{Akkue,Ist,ab}$ Energieaufnahme $E_{ESP,Ist,zu} = E_{PSW,Ist,zu} + E_{Akkue,Ist,zu}$ energetischer Eigenbedarf $E_{ESP,Ist,eigen}$ Ladezustand Batteriespeicher C_{Akkue} eventuell aktueller Volumenstrom und aktuelle Wasserstandshöhe	
	Ausgangsdaten: Ventilstellung bzw. Höhe Volumenstrom \dot{V} Synchronmaschine: Erregerstrom $I_{E,N} \leq I_{E,Soll} \leq I_{E,N}$ Einsatzfreigabe für den Laderegler des Batteriespeichers (Start/Stop)	
	Hardware (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi), E/A-Board (z. B. Arduino)	
	Software (je nach Gegebenheiten, Anforderungen und Umfang): z. B. komponentenspezifische Software, MATLAB, LabVIEW o. ä.	
	Schalt- und Schutz- einrichtungen	NOT-AUS-Schalter: Unterbrechung der Stromzufuhr im Störfall
		Modul-Trennschalter: Zuschaltung auf bzw. Trennung vom Netz
komponentenspezifische Sicherheitseinrichtungen (z. B. Motorschutzschalter)		
Transformator	Drehstrom-Trenntransformator (galvanische Trennung)	
	Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 1 : 1$	
	Leistungsaufnahme $P_{Trafo} = 0,1 \text{ kVA}$ (laut [ELTRA, 2017]: 2,7 kg)	
	Schaltgruppe Yd5 (Dreieckschaltung auf der Maschinenseite)	
Netzanschluss- punkt	Messung Netzkennwerte: Frequenz $f_{Netz,Ist}$, Spannung $U_{Netz,Ist}$, Phasenlage $\varphi_{Netz,Ist}$	
	Messung der aufgenommenen und abgegebenen elektrischen Energie	

Fortsetzung Tabelle 7.3: Übersicht Komponenten Modul Energiespeicher

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Eigenbedarf	interner Energiebezug, d. h. aus dem 400 V-Drehstromnetz des Modells
	ohmscher Verbraucher (z. B. Glühbirne, LED-Leiste)
	1. Schritt: konstante Leistungsaufnahme $P_{eigen} = 2 \text{ W}$ 2. Schritt: steuerbare Leistungsaufnahme $0 \leq P_{eigen} \leq 2 \text{ [W]}$
	Energiezähler: Messung der bezogenen elektrischen Energie
Netzverknüpfungspunkt	physischer dreiphasiger Anschluss an das 400 V-Drehstromnetz des Modells
	Drehstromsteckdose
Wechselrichter	Beladevorgang: Drehstrom \rightarrow Gleichstrom
	Entladevorgang: Gleichstrom \rightarrow Drehstrom
	aufgenommene bzw. abgegebene Drehspannung $U = 400 \text{ V}$ aufgenommene bzw. abgegebene Frequenz $f_{Netz} = 50 \text{ Hz}$
	eventuell Verwendung eines Netzfilters notwendig
Laderegler	Steuerung von Be- und Entladung des Batteriespeichers
	Einsatzfreigabe von der Leitwarte ausgehend ; Parallelbetrieb zum PSW
	Schutz vor: ungewollter Entladung, Überladung, Tiefentladung
	Ladezustandsmessung und -anzeige ; Übergabe an die Leitwarte
	Kompatibilität zum verwendeten Akkumulator notwendig
Akkumulator	Kapazität $C \geq 0,0021 \text{ Ah} = 7,56 \text{ As}$
	Entladestrom $I = 0,126 \text{ A}$
	minimale Entladedauer $t_{Entladung} = 60 \text{ s}$

8 Modul Verbraucher

Das Modul Verbraucher stellt den Teil des elektrischen Verbundnetzes dar, welcher die elektrische Energie aufnimmt und für eine Vielzahl von Anwendungen nutzt. Es wird, wie sich durch den Namen fälschlicherweise vermuten lassen würde, hierbei keine Energie verbraucht¹. Stattdessen kommt es durch den Verbraucher zu weiteren Umwandlungsprozessen in andere Energieformen (z. B. Licht, Wärme, Kälte, Schall, mechanische Energie). Man bezeichnet diese Energie, welche der letztendlichen Nutzung dient, deshalb auch als Nutzenergie.

8.1 Umsetzung elektrischer Energie durch Verbraucher

Als Verbraucher, in der Elektrotechnik auch Last genannt, werden Geräte bezeichnet, welche elektrische Energie aufnehmen und in andere Energieformen umwandeln. Überwiegend ist das elektrische Verhalten der Verbraucher im Netz als ohmsch-induktiv zu bezeichnen. Das bedeutet, dass sie durch eine Parallel- oder Reihenschaltung von ohmschem Widerstand und Spule darstellen lassen. Sie nehmen induktive Blindleistung aus dem Netz auf. [Koeppen, 2016, Kapitel 3]

Als motorische Verbraucher werden Geräte und Anlagen bezeichnet, welche als Nutzenergie mechanische Energie bereitstellen. Alle anderen Verbraucher werden als ruhend bezeichnet. Im Alltag sind solche Geräte z. B. Lampen, Elektroherde, Kühlschränke, Lautsprecher und Elektromotoren. Um elektrische Energie umsetzen zu können, muss ein Verbraucher leitend in einen geschlossenen elektrischen Stromkreis eingebunden sein. Dieser ist im einfachsten Fall aus einer Spannungsquelle, einem Verbraucher und den Hin- und Rückleitern aufgebaut. Durch die Integration eines Schalters kann der Stromkreis geöffnet und geschlossen werden, damit ist es also möglich durch dessen Betätigung den Verbraucher ein- bzw. auszuschalten. In Abbildung 8.1 wird ein solcher Stromkreis gezeigt. Wird der Stromkreis über den Schalter geschlossen, fließt ein elektrischer Strom und der Verbraucher wandelt diesen in die entsprechende Nutzenergie um. Im Abbildungsbeispiel ist die Nutzenergie Licht und die Glühlampe beginnt zu leuchten. [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 24 f. und S. 42], [Koeppen, 2016, Kapitel 3]

Die bereits in den vorhergehenden Kapiteln angesprochenen Verluste treten auch bei dieser Wandlung der Energie auf. Ein großer Teil (ca. 95 %²) der elektrischen Energie wird durch die Lampe in Wärme umgewandelt und an die Umgebung abgegeben. Dabei stellt die Wärme in diesem Fall keine Nutzenergie, sondern eine Verlustenergie dar, da dies ein nicht beabsichtigter, aber unvermeidbarer Nebeneffekt dieser Anwendung ist. Es gibt andere elektrische Verbraucher, welche elektrische Energie durchaus effizienter umsetzen.

¹Es gilt der Energieerhaltungssatz: „Energie kann weder erzeugt noch vernichtet, sondern nur in andere Formen umgewandelt werden.“ [Zahoransky et al., 2013, S. 8]

²Eine 100 W-Glühlampe strahlt ca. 5 W sichtbares Licht ab, die restlichen 95 W werden als Wärmestrahlung an die Umgebung abgegeben. Quelle: <https://www.energie-lexikon.info/gluehlampe.html>

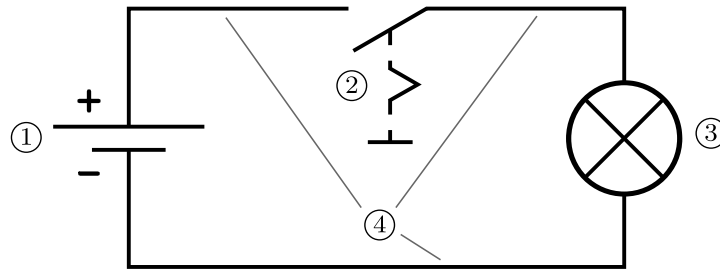


Abbildung 8.1: Schaltplan eines einfachen Stromkreises: ① Spannungsquelle, ② Schalter, ③ Verbraucher, ④ Leiter ; (nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 25])

8.2 Allgemeiner Aufbau eines Verbrauchers

Der Aufbau elektrischer Verbraucher ist sehr unterschiedlich und auf den jeweiligen Anwendungszweck abgestimmt. In jedem Fall müssen aber elektrische Kontaktpunkte vorhanden sein, um die elektrische Energie aufnehmen zu können. Eine Glühlampe (vgl. Abbildung 8.2, links) besteht beispielsweise aus einem Sockel (dient als elektrischer Kontaktpunkt), dem mit Schutzgas gefüllten Glaskolben und dem Glühfaden. Bei einem Elektromotor (vgl. Abbildung 8.2, rechts) ist der Aufbau weitaus komplexer und durch eine Vielzahl einzelner Komponenten bestimmt. Die Aufnahme der elektrischen Energie erfolgt hierbei über die Klemmkontakte im Klemmkasten.

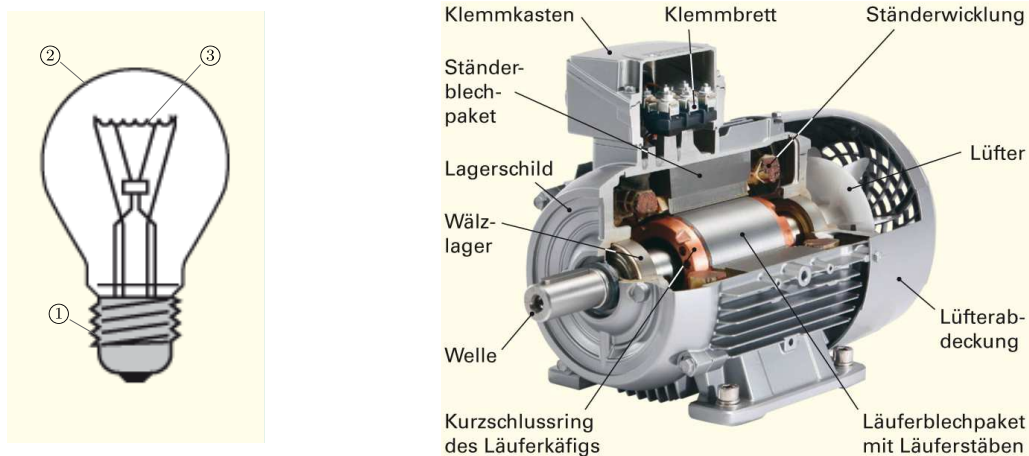


Abbildung 8.2: Aufbau elektrischer Verbraucher; links: Glühlampe mit ① Sockel, ② Glaskolben mit Schutzgasfüllung und ③ Glühfaden (nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 382 ff.]) ; rechts: Drehstrom-Kurzschlussläufermotor [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 481]

8.3 Identifizierung relevanter Komponenten

Um elektrische Energie mittels eines elektrischen Verbrauchers umsetzen zu können, ist der Anschluss an eine Spannungsquelle zwingend notwendig. In Abbildung 8.1 ist dies eine Batterie, welche als Gleichspannungsquelle fungiert. Mit dem Smart Grid Modell soll ein Drehstrom-Vierleiternetz auf einer Spannungsebene von 230 V/400 V aufgebaut werden, welches dem Modul Verbraucher als Spannungsquelle dient. Dabei ist laut den Anforderungen in Abschnitt

3.3 auf einen symmetrischen Anschluss und Betrieb der Verbraucher zu achten, um das Netz vor unsymmetrischer Belastung zu schützen.

Sollte es dennoch zu ungleichmäßiger Belastung der einzelnen Außenleiter kommen, kann durch den Einsatz eines Transformators mit der Schaltgruppe Dy5 (vgl. Abschnitt 2.2.1 auf Seite 5) der Schutz des Netzes vor dieser Unsymmetrie gewährleistet werden. Für die Integration von zwischengeschalteten Transformatoren in das Modul Verbraucher kann auch eine Notwendigkeit bestehen, wenn einzelne Verbraucher nur geringere Spannungen als 230 V aufnehmen können.

Im Modul Verbraucher können zusätzlich Schalter vorgesehen werden, um einzelne Verbraucher, wie bereits zu Abbildung 8.1 erläutert, ein- bzw. ausschalten zu können. Um der Forderung nach Regelbarkeit noch einen Schritt weiter nachzukommen, kann mit einem veränderbaren Widerstand, z. B. mit einem Potenziometer³, die elektrische Leistungszufuhr zu einzelnen Verbrauchern angepasst werden. Je nach Art und Aufbau des Moduls und der Verbraucher sind Schutzeinrichtungen gegen Überlastung zu integrieren (vgl. Abschnitt 2.3.2 auf Seite 2.3.2).

8.4 Konzeptioneller Entwurf des Moduls Verbraucher

Das Modul Verbraucher soll laut Abschnitt 3.3 auf Seite 16 eine Leistung von 300 W aufnehmen können, regelbar sein und das aufgebaute Drehstromnetz nur symmetrisch belasten.

Die einfachste Möglichkeit der Umsetzung für dieses Modul zeigt Abbildung 8.3. Es werden drei gleiche Glühlampen mit je 100 W Leistungsaufnahme als elektrische Verbraucher in Sternschaltung an das Vierleiter-Drehstromnetz angeschlossen. Somit wird ein identischer Wechselstromkreis (Spannung 230 V) zwischen je einem Außenleiter und dem Neutraleiter hergestellt. Mit dem in den Stromkreis integrierten Schalter kann eine grobe Steuerung (Ein/Aus) der Verbraucher vorgenommen werden. Da die Verbraucher baugleich sind, damit eine identische Leistungsaufnahme und gleiche Widerstandswerte besitzen, erfährt das Netz durch sie eine symmetrische Belastung. Eine zweite ebenfalls einfache Möglichkeit wäre der dreiphasige Anschluss eines Drehstromverbrauches (z. B. Drehstrommotor) mit einer Bemessungsspannung von 400 V.

Bei diesen Konzepten ist allerdings die Forderung nach Regelbarkeit des Moduls Verbraucher nur eingeschränkt erfüllt. Die Leistungsaufnahme lässt sich nur zwischen den beiden Extrempunkten, null und maximal, variieren. Eine Regulierung, um eine verminderte Leistungsaufnahme zu erreichen, findet nicht statt. Durch die Verwendung eines veränderbaren Widerstandes (z. B. ein Potenziometer), wie dies im Stromlaufplan des erweiterten Konzepts in Abbildung 8.4 gezeigt wird, kann die Leistungsaufnahme der Verbraucher herabgesetzt werden.

Durch ungleichmäßiges Verändern des jeweiligen Vorwiderstandes und/oder den Einsatz verschiedener Verbraucher mit unterschiedlicher Leistungsaufnahme kommt es zu einer unsymmetrischen Belastung der Außenleiter. Auch durch das Abschalten einzelner Wechselstromkreise an den Außenleitern entsteht eine Unsymmetrie. Um die Übertragung dieser Unsymmetrie in das angeschlossene Drehstromnetz zu verhindern, kann ein Transformator mit der Schaltgruppe Dyn 5 und einem Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = \frac{U_1}{U_2} = 1$ vorgeschaltet werden. Abbildung 8.5 zeigt den Übersichtsschaltplan dieses Konzepts.

Die Betriebsführung „Verbraucher“ stellt eine geeignete Software dar, welche in der Lage ist, die Leistungsaufnahme einzelner Verbraucher zu begrenzen und diese zusätzlich auch ein- bzw. ausschalten kann. Voraussetzung hierfür ist die entsprechende ansteuerbare Hardware, bestehend aus Schaltern und veränderbaren Widerständen. Darüber hinaus soll die Software den

³Potenzimeter, diese werden auch Drehwiderstand genannt, sind mechanisch veränderbare Widerstände [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 40 f.]

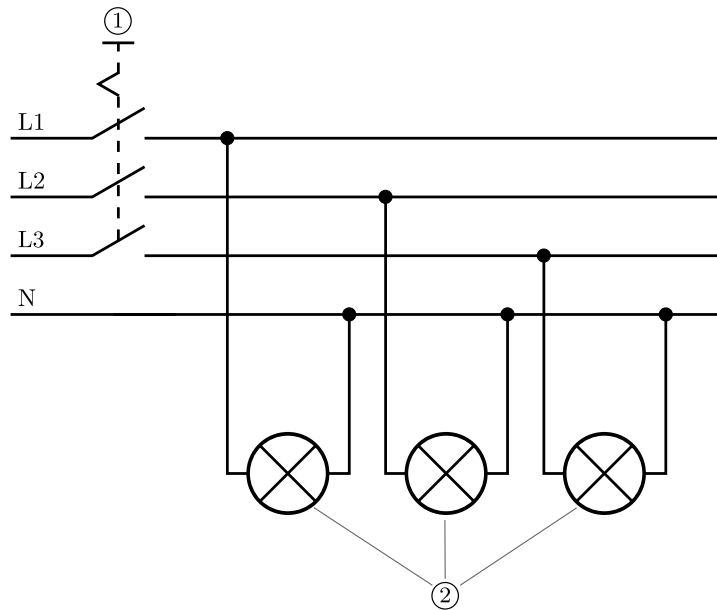


Abbildung 8.3: Modul Verbraucher, Stromlaufplan einfachstes Konzept: ① Schalter, ② drei baugleiche Verbraucher (hier z. B. 100 W-Glühlampen)

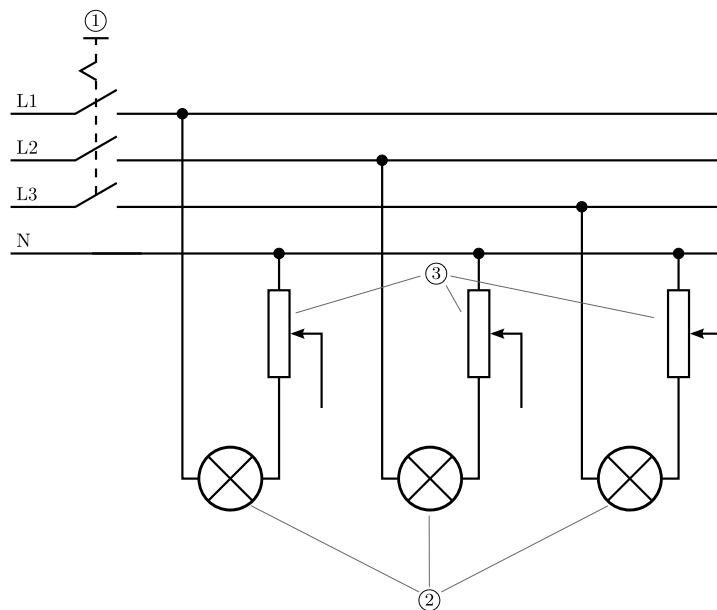


Abbildung 8.4: Modul Verbraucher, Stromlaufplan erweitertes Konzept: ① Schalter, ② drei baugleiche Verbraucher (hier z. B. 100 W-Glühlampen), ③ veränderbarer Widerstand

gesamten Energiebezug aus dem Netz erfassen und dokumentieren. Mit diesen Daten kann ein Abgleich der bereitgestellten und umgesetzten elektrischen Energie innerhalb des Smart Grid Modells erfolgen. Eine eventuelle Differenz entsteht z. B. durch Leitungsverluste innerhalb des Verbundnetzes.

Über die betriebsführende Software des Moduls sollte auch eine zeitbezogene Ansteuerung der Verbraucher möglich sein. In einem realen Smart Grid sollen zeitlich flexible Verbraucher (z.B. Waschmaschinen und Geschirrspüler) mittels vorheriger Angabe eines Zeitintervalls extern angesteuert werden können. Innerhalb der vom Besitzer vorgegebenen Zeitspanne ist der jeweilige

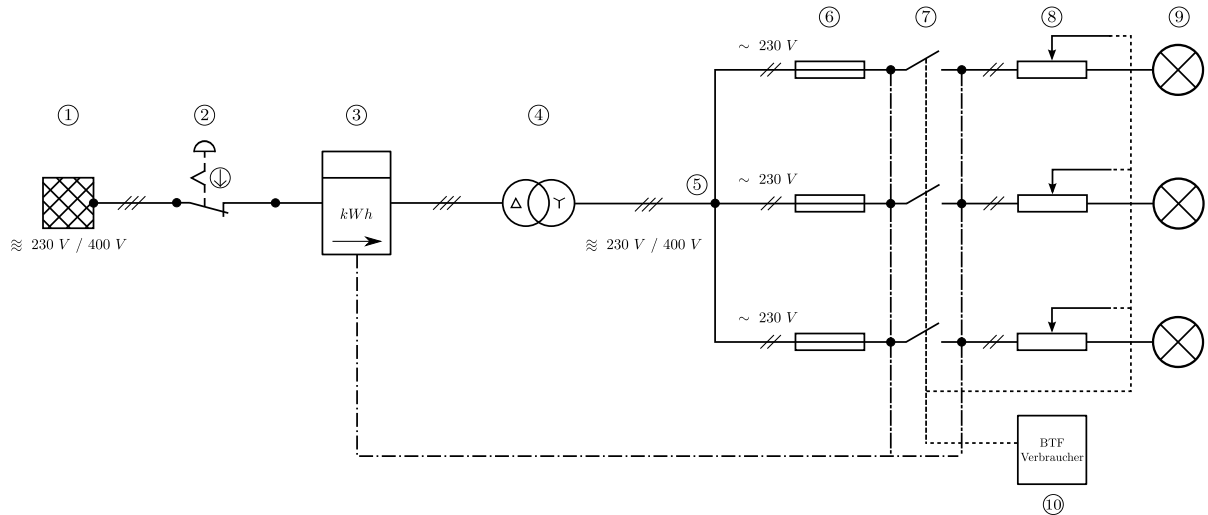


Abbildung 8.5: Modul Verbraucher, Übersichtsschaltplan des erweiterten Konzepts: ① Netzverknüpfungspunkt, ② Not-Aus-Schalter, ③ Netzanschlusspunkt, ④ Transformator, ⑤ symmetrischer Anschluss der Verbraucherstränge, ⑥ Sicherung, ⑦ Schalter, ⑧ veränderbarer Widerstand, ⑨ Verbraucher (hier z. B. drei baugleiche 100 W-Glühlampen), ⑩ Betriebsführung Verbraucher

Prozess auszuführen. Der Netzbetreiber wählt den genauen Zeitpunkt der Einschaltung. Auch lastvariable Verbraucher sollen Verwendung finden. Durch den Netzbetreiber soll je nach Betriebszustand des Netzes eine Regulierung ihrer Leistungsaufnahme erfolgen.

Für die Abschaltung im Notfall ist ein Not-Aus-Schalter vorzusehen. Der Not-Aus-Schalter sorgt im Falle seiner Betätigung dafür, dass das Modul vom Netz getrennt wird und im gesamten Modul kein Strom mehr fließt. Die Verbraucher sind durch geeignete Sicherungen vor einer Überlast bzw. einem Überstrom zu schützen.

Es sollen unterschiedlichste elektrische Verbraucher für das Modul zum Einsatz kommen. Diese sollten zum besseren Verständnis des Gesamtmodells eine gute Visualisierung der Umwandlung elektrischer Energie in die jeweilige Nutzenergie aufweisen. Nachfolgend werden einige Vorschläge für Verbraucher erörtert, welche auch bei Diskussionen über zukünftige intelligente Stromnetze immer wieder zur Sprache kommen.

Ein wichtiger Aspekt im Zusammenhang mit Smart Grids ist die Elektromobilität und die Beladung der Fahrzeugbatterien mit elektrischem Strom aus erneuerbaren Energien. Es besteht die Möglichkeit eine Autorennbahn als einen Verbraucher anzuschließen. Eine Bedingung zu ihrem Betrieb könnte sein, dass die Rennwagen nur fahren können, wenn genügend Energie durch die regenerativen Module, Windenergieanlage und/oder Photovoltaikanlage, bereitgestellt wird.

Weiterhin stellen lastvariable bzw. steuerbare Großverbraucher eine wichtige Komponente innerhalb eines Smart Grids dar. Diese können bei Energieüberschuss (Erzeugungsspitzen) eingeschaltet und zu produktionsschwachen Zeiten der erneuerbaren Energien ausgeschaltet werden. Solche lastvariablen Großverbraucher sind beispielsweise große Kühllhäuser, welche im Modell durch den Einsatz eines kleinen Kühlschranks dargestellt werden könnten.

Ein Tauchsieder in einem wassergefüllten Glas könnte zur Darstellung verschiedenster beliebig ein- und ausschaltbarer Anwendungen in Haushalten dienen. Mit einem kleinen Radio kann der Bereich der Unterhaltungselektronik und der Unterhaltungsbranche (z. B. Kino, Konzert- und Theaterveranstaltungen) abgedeckt werden. Der Bereich der Klimatisierung von Räumen und Gebäuden kann durch Verwendung eines Tischventilators visualisiert werden. Auch die Wärmebereitstellung (z. B. Nachtspeicherheizung, Elektroherd) wird zum Teil durch elektrische

Energie realisiert. Eine Darstellung dieses Sachverhaltes wäre mittels eines kleinen Elektro-Kamins vorstellbar.

Für die genannten Verbraucher sind beispielhaft Datenblätter oder andere verfügbare Unterlagen auf der beiliegenden CD dieser Arbeit gespeichert. Diese dokumentieren neben anderen Daten auch den Leistungsbezug der einzelnen Verbraucher.

Tabelle 8.1: Übersicht Komponenten Modul Verbraucher

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Modul Verbraucher	aufgenommene elektrische Nennleistung $P_{R,elektr,zu,N} = 300 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsaufnahme $0 \leq P_{R,elektr,zu} \leq 100 \text{ [%]}$
Netzverknüpfungspunkt	physischer dreiphasiger Anschluss an das 400 V-Drehstromnetz des Modells
	Drehstromstecker
Netzanschlusspunkt	Übergabestelle zwischen 400 V-Drehstromnetz und Modul „Verbraucher“
	Energiezähler: Messung der aufgenommenen elektrischen Energie
Transformator	Drehstrom-Trenntransformator (galvanische Trennung)
	Übersetzungsverhältnis $\ddot{u} = 1 : 1$
	Leistungsaufnahme $P_{Trafo} = 0,3 \text{ kVA}$ (laut [ELTRA, 2017]: $5,0 \text{ kg}$)
	Schaltgruppe Dy5n (Dreieckschaltung auf der Netzseite)
Schalt- und Schutzeinrichtungen	NOT-AUS-Schalter: Unterbrechung der Stromzufuhr im Störfall
	Strang-Trennschalter: Zuschaltung auf bzw. Trennung einzelner Verbraucher vom Netz
	Schutz vor Überlastung (Sicherung Verbraucher)
veränderbarer Widerstand	Regelung Leistungsaufnahme der Verbraucher
Verbraucher (Vorschläge)	Autorennbahn: Darstellung der Elektromobilität (Elektroautos)
	Modellbahn: Darstellung der Elektromobilität (Straßenbahn, Elektroautos)
	Kühlschrank: lastvariabler bzw. steuerbarer Großverbraucher
	Tauchsieder: beliebig an- u. ausschaltbare Haushaltsanwendungen
	Radio: Unterhaltungselektronik bzw. Unterhaltungsbereich
	Tisch-Ventilator: Klimatisierung von Räumen und Gebäuden
	Elektro-Kamin: Wärmebereitstellung
Betriebsführung	Zu- und Abschalten der Verbraucher
	Leistungsreduzierung der Verbraucher
	Datenerfassung und -speicherung Energiebezug (aktuell, gesamt)
	Kommunikation mit dem Netzbetreiber

9 Smart Grid Modell

9.1 Theoretische Grundlagen

9.1.1 Definition

Unter einem Smart Grid (dt. intelligentem Netz) ist ein elektrisches Energieversorgungssystem zu verstehen, bei welchem durch intelligente Integration von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern eine verbesserte Vernetzung und Steuerung des Gesamtsystems erreicht werden soll. Durch den Einsatz von Steuer-, Regel-, Automatisierungs- und Messtechnik (z. B. Smart Meter) ergänzt durch moderne Kommunikations- und Informationssysteme soll das bestehende konventionelle Elektrizitätsnetz zu einem Smart Grid umgerüstet werden. Damit soll eine Erfassung von Netzzuständen in Echtzeit erreicht werden, um so die bestehenden Netzkapazitäten über steuernden und regelnden Eingriff vollständig auszunutzen. [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 4], [Köhler-Schute, 2012, S. 20 ff.]

9.1.2 Ziele

Hierdurch sollen vor allem Netznutzer mit neuen bzw. anderen Anforderungen besser in das bestehende Netz integriert werden. Der Anschluss und Betrieb von Erzeugern aller Leistungsgrößen und Technologien am öffentlichen Netz soll damit ermöglicht werden. Das heißt, dass jeder Erzeuger unabhängig davon, ob er zentral oder dezentral agiert, eine konventionelle oder erneuerbare Stromerzeugungstechnologie nutzt, als private Kleinanlage oder Großanlage im Megawattbereich betrieben wird, einen Netzanschluss erhält und diesen sicher nutzen kann, um seine Leistung einzuspeisen. Der Verbraucher soll dabei Teil dieses Systems sein und durch mehr Information aktiv am Prozess der effizienten Energienutzung teilhaben. Es soll eine effiziente, nachhaltige und wirtschaftliche elektrische Energieversorgung ermöglicht werden, bei welcher ebenso die Qualität und Sicherheit weiter gesteigert wird. [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 4]

9.1.3 Komponenten und Funktionsweise

Die prinzipielle Funktionsweise, der Aufbau und der Energiefluss innerhalb eines Smart Grids ist in Abbildung 9.1 zu sehen. Neben steuerbaren Erzeugern, vor allem großen konventionellen Kraftwerke, bei denen die Leistungsabgabe gut planbar ist, gibt es auch Erzeuger, derzeit vorrangig Wind- und Photovoltaikanlagen, deren Leistungsabgabe lediglich mittels Statistiken und aktuellen Wettervorhersagen prognostiziert werden kann. Hinzu kommen die Verbraucher der erzeugten elektrischen Energie, deren Leistungsbezug nur auf Basis vergangener Verbrauchsmuster vorhergesagt werden kann. Sie bilden derzeit die Mehrheit der Verbraucher. Es gibt aber bereits heute steuerbare Großverbraucher, welche ihren Leistungsbezug zeitlich variabel verändern können. [AEE, 2012, S. 19 ff.]

Die Steuerung von Verbrauchern durch den Netzbetreiber wird als Demand-Side-Management (DSM) bezeichnet. Um einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Last zu schaffen, können Prozesse steuerbarer Verbraucher zeitlich verschoben (Lastverschiebungsprozess) oder reduziert (Lastreduktionsprozess) werden. [dena, 2010, S.405-427]

Der Netzbetreiber stellt dabei die oberste Ebene der Kommunikations- und Steuerungsstruktur dar. Bei ihm laufen alle Daten, wie Netzkennwerte, Erzeugungsfahrpläne, aktuelle Leistungswerte und Leistungsprognosen, zusammen. Er gibt an Erzeuger Vorgabewerte (z. B. für Wirk- und Blindleistungsabgabe) weiter und kann Signale an Verbraucher senden, ihre Last bzw. Leistungsaufnahme zu verändern oder zu verschieben.

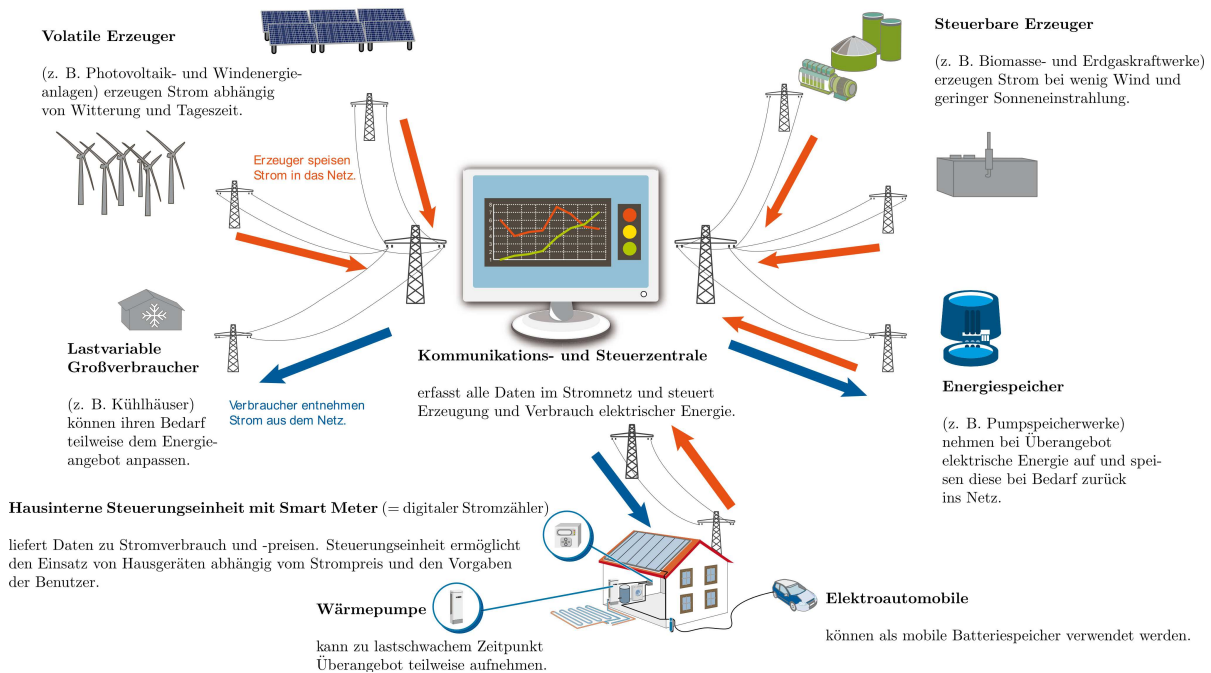


Abbildung 9.1: Komponenten und prinzipielle Funktionsweise eines Smart Grids (nach [AEE, 2012, S. 20])

9.1.4 Netzbetreiber/-administrator

Die grundlegenden Aufgaben des Netzbetreibers sind dabei laut [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 178] die gleichen wie bereits heute.

- System- und Betriebsführung
- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung
- Versorgungswiederaufbau

Zur System- und Betriebsführung gehören u. a. der Neubau und die Instandhaltung von Betriebsmitteln, die Überwachung des Netzes auf die Einhaltung von Grenzwerten für Spannung, Frequenz und Leistung und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nach dem n-1-Kriterium. Das n-1-Kriterium besagt, dass ein Störfall im Netz nicht zur Störung oder dem dauerhaften Ausfall anderer Komponenten, welche nicht von der ursprünglichen Störung betroffen sind, führen darf. [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 178 ff.], [Scheffler, 2016, S. 184 f.]

Für den Erhalt der Netzstabilität muss eine nahezu konstante Frequenz und Spannung gehalten werden. Da innerhalb des Netzes keine Speicherung der Energie möglich ist, muss eine stetige Anpassung von Erzeugung und Verbrauch erfolgen. Eine Differenz zwischen eingespeister und aufgenommener Leistung führt zu einer Änderung der Netzfrequenz. Um eine solch unausgeglichene Bilanz zu vermeiden und damit eine stabile Frequenz zu erreichen, muss der Netzbetreiber Regelleistung vorhalten. Diese Regelleistung kann sowohl positiv (zusätzliche Einspeisung) als auch negativ (zusätzlicher Verbrauch) sein. Sie muss in den drei Kategorien

- Primärregelung (Zeitbereich: 30 s bis 5 min)
- Sekundärregelung (Zeitbereich: 5 min bis 220 min)
- Minutenreserve (Zeitbereich: ab 15 min)

verfügbar sein. [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 180 ff.]

Zur Erhaltung der Spannung gibt der Netzbetreiber Teilnehmern, welche ihr Blindleistungsverhalten steuern können, u.a. große Erzeuger, in seinem Bilanzkreis vor, ob diese induktive Blindleistung aufnehmen oder abgeben sollen. Bei zu geringer Spannung müssen Erzeuger in eine übererregte Fahrweise wechseln und damit induktive Blindleistung abgeben. [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 183 f.]

Für den Versorgungswiederaufbau nach einer Großstörung greift der Netzbetreiber auf schwarzstartfähige Anlagen (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) zurück. Von ihnen aus werden Netzsinseln aufgebaut und sukzessive erweitert. [Buchholz u. Styczynski, 2014, S. 184 f.]

9.2 Kopplung der Module zum Smart Grid Modell

9.2.1 Modulträger

In Abbildung 9.2 ist ein Vorschlag für die prinzipielle äußere Gestaltung der einzelnen Module zu sehen. In diesem Modulträger kann das gesamte benötigte Equipment untergebracht werden. Es ist Stauraum für Mess- und Steuerungsgeräte (z. B. Laptop, Multimeter) vorhanden. An der Rückwand können graphische Darstellungen der realen Anlage und der Umsetzung, wie beispielsweise vereinfachte Schaltpläne angebracht werden. Die maximalen Abmessungen sollten eine Höhe von 2 m und eine Breite von 0,8 m nicht überschreiten, damit dieser Modulträger durch Standardtüren passt. Eine Ausnahme würde hier das Modul Energiespeicher sein, da zwischen den Speicherbecken des Pumpspeicherwerks bereits eine Höhendifferenz von 2,5 m besteht. Daher sollten die Speicherbecken so gestaltet werden, dass sie für einen Transport demontierbar sind. Die Masse des Modulwagens sollte möglichst auf 200 kg begrenzt werden, um die maximal erlaubte Verkehrslast in den Räumen (200 kg/m^2 , vgl. Tabelle 3.4 auf Seite 18) nicht zu überschreiten.

Zur Ausstattung gehören ein zentraler Anschluss zur Energieversorgung (Drehstromkabel mit Stecker) bei den Erzeugermodulen. Damit werden auch die separaten Wechselstromsteckdosen für die Versorgung von Mess- und Steuerungsgeräten versorgt. Für die Versorgung dieser Geräte bei den Modulen Energiespeicher und Verbraucher genügt ein zentraler Anschluss an eine Wechselstromsteckdose. Die Energie zum Betrieb dieser Module wird aus dem Netz des Modells entnommen. Die beispielhaft gezeigten Komponenten, Motor und Generator, besitzen je eine Leistung von 0,75 kW mit entsprechender Baugröße (Bauform IM B3). Es ist erkennbar, dass die Platzverhältnisse für die angestrebten Dimensionen der Module damit ausreichend sind.

Bei größerem Platzbedarf für die Komponenten des jeweiligen Systems, können für die Hardwarekomponenten der Steuerung zusätzliche ausklappbare Arbeitsflächen an den Seiten vorgesehen werden.

Grundlegende Ausstattung des Modulträgers:

- Rollen für Transportzwecke
- zwei Schubladen und zwei Schranktüren für Equipment
- links: zentrale Energieversorgung für das Modul, Anschluss modulabhängig: dreiphasig (Drehstrom 230/400 V) oder einphasig (Wechselstrom 230 V), Drehstrom- bzw. Wechselstromstecker mit ca. 5 m Kabel
- rechts: Anschluss an das Modellnetz → Netzverknüpfungspunkt Drehstromsteckdose bzw. -stecker (dreiphasig, 230/400 V)
- rechts: Energieversorgung für Equipment Wechselstromsteckdose (einphasig, 230 V), dreifach
- Rückwand für graphische Gestaltung und Visualisierung (hier z. B.: Triebstrangkonzzept Enercon E70)

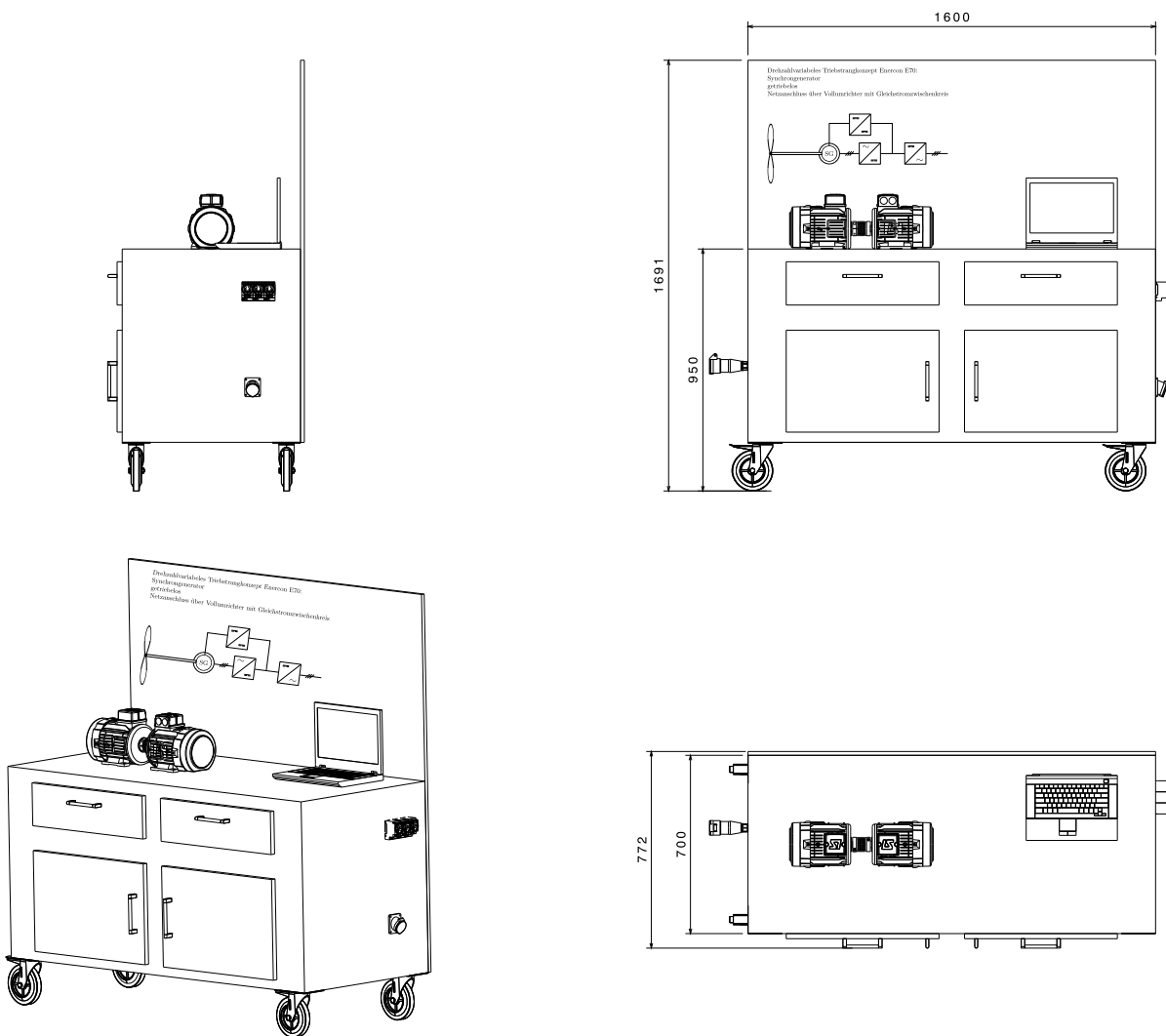


Abbildung 9.2: Prinzipieller Aufbau des Modulträgers

9.2.2 Übersichtsschaltplan

Der energetischen Aufbau zum Smart Grid wird in Abbildung 9.3 gezeigt. Alle Module werden über einen zentralen Anschluss mit elektrischer Energie versorgt. Die Module Windenergieanlage, Photovoltaikanlage und konventionelles Kraftwerk besitzen einen dreiphasigen Anschluss (230 V/400 V), um die energieliefernden Komponenten des jeweiligen Systems, wie Elektromotor und Beleuchtungsanlage, zu versorgen. Bei den Modulen Energiespeicher und Verbraucher reicht ein einphasiger Anschluss (230 V) aus, da nur das Steuerungsequipment und gegebenenfalls Messgeräte zu versorgen sind. Jedes Modul besitzt drei interne Wechselstromanschlüsse

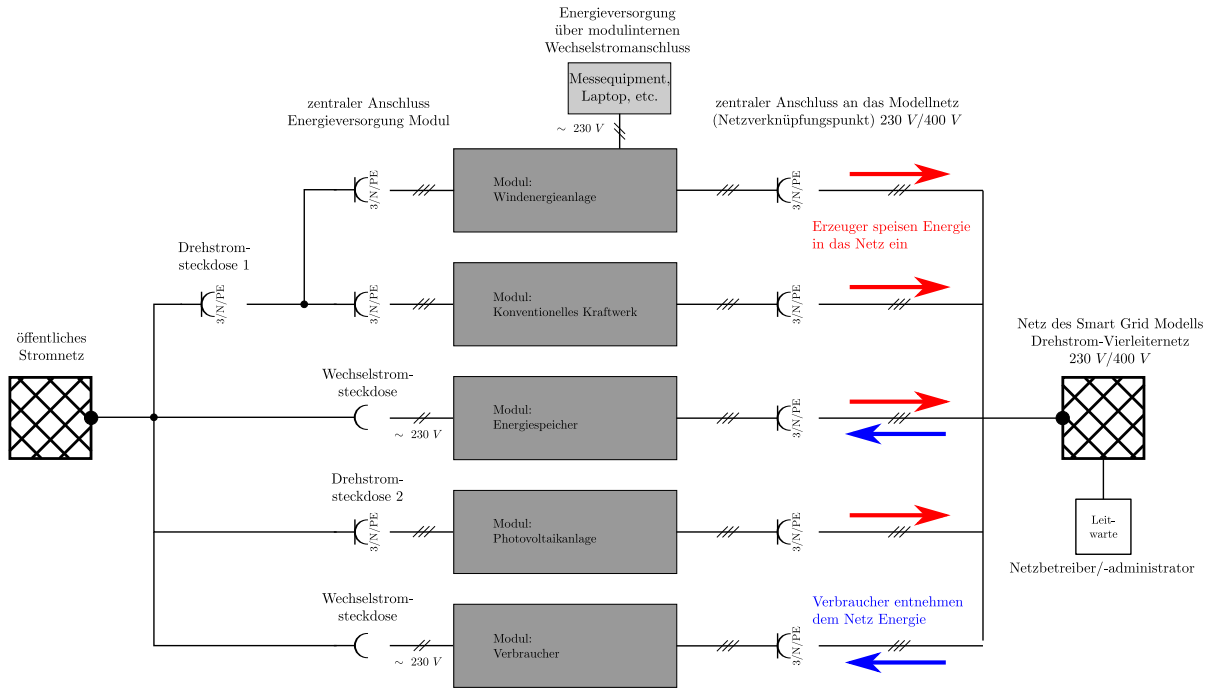


Abbildung 9.3: Aufbau und Vernetzung Smart Grid Modell im Laborraum F 513

zur Versorgung des Steuerungsequipments. Diese werden über den zentralen Modulanschluss aus dem öffentlichen Stromnetz gespeist.

Auf der rechten Seite ist das 230 V/400 V Drehstromnetz des Modells dargestellt. Die Module Windenergieanlage, Photovoltaikanlage und konventionelles Kraftwerk speisen ihre erzeugte elektrische Energie jeweils über einen zentralen Anschluss ein. Das Modul Verbraucher entnimmt dem Modellnetz die benötigte Energie. Das Modul Energiespeicher nutzt beide Richtungen und hilft damit das aufgebaute Modellnetz zu stabilisieren.

Das aufgebaute Netz besteht lediglich aus den zuführenden Leitungen und einer Verteilerstation. Eine zentrale Leitwarte agiert als Netzbetreiber und stellt die Einhaltung der geforderten Grenzwerte Frequenz, Spannung und Leistung sicher. Hierzu soll, wie bei realen Netzbetreibern, ein Wirk- und Blindleistungsmanagement genutzt werden.

9.2.3 Kommunikation und Informationsaustausch

Um ein Smart Grid zu erhalten, ist neben den elektrischen Verbindung und der Überwachung durch den Netzbetreiber über Datenkabel ein Kommunikations- und Informationsaustausch zu ermöglichen. Hierzu sind die Betriebsführungen bzw. Leitwarten der einzelnen Module mit der zentralen Leitwarte des Netzbetreibers zu verbinden (vgl. Abbildung 9.4).

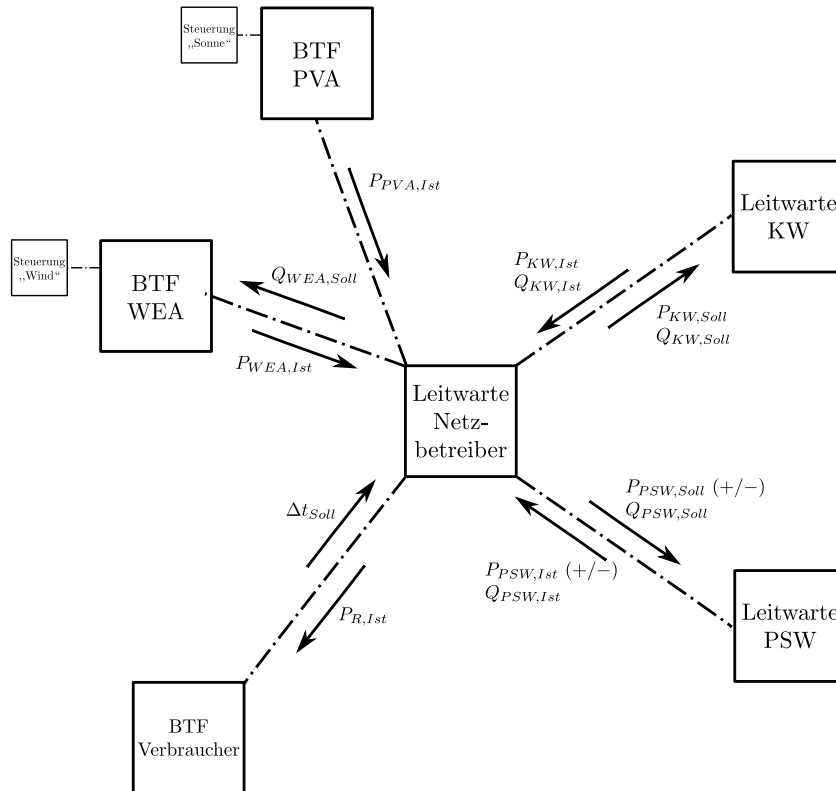


Abbildung 9.4: Kommunikations- und Informationsaustausch im Smart Grid Modell

Über dieses Netzwerk werden Informationen, Vorgabewerte und Leistungskennwerte ausgetauscht. Daten, welche an den Netzbetreiber gesendet werden:

- aktuelle Istwerte:
 - Wirkleistungsabgabe/-aufnahme
 - Blindleistungsabgabe/-aufnahme
 - Ladezustand Energiespeicher
- Erzeugungsprognosen (Windenergie- und Photovoltaikanlage)
- Erzeugungsfahrplan (konventionelles Kraftwerk)
- zeitvariable Verbraucher → Zeitfenster für die Einschaltung übermitteln
- steuerbarer Verbraucher → Kriterium übermitteln (z. B. Kühlhaus: Temperaturbereich $-40 \leq t_{Kühlhaus} \leq -20$ [°C], Grenztemperatur auf -20 °C)

Daten, welche der Netzbetreiber an die Netznutzer sendet:

- aktuelle Vorgabe- bzw. Sollwerte:
 - Wirkleistungsabgabe/-aufnahme (konventionelles Kraftwerk, Energiespeicher)
 - Blindleistungsabgabe/-aufnahme (Windenergieanlage, konventionelles Kraftwerk, Energiespeicher)
- zeitvariable Verbraucher → Signal für die Einschaltung übermitteln
- steuerbarer Verbraucher → Steuersignal (Start/Stop) für die Leistungsaufnahme übermitteln (z. B. Kühlhaus, Temperatur auf -40° herunterkühlen)

Es ist zu beachten, dass die Steuerung bzw. Regelung auf verschiedenen Hierarchieebenen stattfindet. Die oberste Ebene bildet der Netzbetreiber/-administrator. Er muss sicherstellen, dass die Grenzwerte (Frequenz, Spannung, Leistung) innerhalb des Netzes eingehalten werden und entsprechende Vorgabewerte an die Netznutzer weitergeben. Darunter, auf der mittleren Ebene, befinden sich die Betriebsführungen bzw. Leitwarten der Module. Sie setzt nach ihren Möglichkeiten die angeforderten Vorgabewerte bzgl. Wirk- oder Blindleistungsabgabe mit der Regelung des jeweiligen Moduls um. Die unterste Ebene bilden automatische Regelungen innerhalb der Module, wie z. B. Blattverstellung, Windnachführung oder das MPP-Tracking bei der Photovoltaikanlage.

9.2.4 Netzbetrieb

Um ein elektrisches Energieversorgungsnetz aufzubauen, bedarf es schwarzstartfähiger Erzeugungsanlagen. Eine solche Anlage ist mit dem Pumpspeicherwerk im Modul Energiespeicher gegeben. Öffnet man die Ventile in der Rohrleitung zur Turbine, so kann ohne weitere Aufnahme von elektrischer Fremdenergie die Turbine angetrieben und über den Generator elektrische Energie an das Netz abgegeben werden. Es ist zu bedenken, dass sobald ein Erzeuger in das Netz einspeist auch ein Verbraucher zugeschaltet werden muss, welcher diese Energie dem Netz entnimmt. Es kann überlegt werden, dass das Pumpspeicherwerk dazu mittels der Betriebsart hydraulischer Kurzschluss eine eigene Netzinsel aufbaut. Von dieser Netzinsel aus kann das Netz sukzessive erweitert werden, bis alle Netznutzer eingebunden sind.

Bei einem hydraulischen Kurzschluss laufen Pumpe und Turbine parallel. Die Anlage tritt hierbei zeitgleich als Erzeuger und als steuerbarer Verbraucher auf. Es wird also zumindest ein Teil der erzeugten Energie durch die Pumpe bzw. den Motor direkt wieder aufgenommen. Solch eine besondere Betriebsart ist selbstverständlich nur bei getrennten hydraulischen Maschinen möglich.

Das konventionelle Kraftwerk und die Verbraucher besitzen die gleiche Nennleistungsabgabe bzw. -aufnahme und könnten damit ein herkömmliches Netz aufbauen. Im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) ist festgelegt, dass Erzeuger, welche regenerative Technologien nutzen, bevorzugt einspeisen dürfen. Im Modell gilt dies für die entsprechenden Erzeugungsmodule (Wind, Solar) ebenfalls. Das konventionelle Kraftwerk soll parallel dazu mit 20 % Leistungsabgabe laufen. Es läuft damit in einer Art Stand-by-Betrieb und stellt damit einen Teil der Grundlastversorgung sicher. In der Realität können solche Kraftwerke auch nicht komplett abgeschaltet werden, da das An- und Abfahren dieser Anlagen zeit- und energieintensiv ist. Erst sobald höhere Lasten auftreten oder die regenerativen Erzeuger nicht mehr genügend Leistung abgeben können, soll es seine Leistungsabgabe steigern. Das konventionelle Kraftwerk wird damit, wie in der Realität, zur Grundsicherung und Frequenzhaltung (netzgekoppelter Synchrongenerator) eingesetzt.

Bei Nennleistungsabgabe könnten die beiden regenerativen Erzeuger ($P_{WEA} + P_{PVA} = 300 \text{ W}$) das konventionelle Kraftwerk ($P_{KW} = 300 \text{ W}$) substituieren. Da das Modul Verbraucher eine Leistungsaufnahme von 300 W haben soll, bestünde dann eine theoretische Überproduktion an elektrischer Energie von 60 W .

$$P_{Erzeugung} = P_{WEA} + P_{PVA} + 0,2 \cdot P_{KW} = 200 \text{ W} + 100 \text{ W} + 60 \text{ W} = 360 \text{ W} \quad (9.1)$$

Fehlt den regenerativen Kraftwerksmodulen ihre Erzeugungsgrundlage (Wind, solare Strahlung), soll vorrangig der Energiespeicher einspringen. Last- oder Erzeugungsspitzen sollen durch ihn abgefangen werden.

Bedingt durch nicht oder nur bedingt steuerbare Netznutzer, wie die regenerativen Erzeuger und die meisten Verbraucher, kommt es zu Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Es kommt zu einer unausgeglichene Bilanz im Netz, in deren Folge die Netzfrequenz je nach Vorzeichen des Leistungsdefizits ansteigt oder abfällt. Zum Ausgleich dieser Bilanz nutzt der Netzbetreiber ihm zur Verfügung stehende Regelenergie. Der Energiespeicher stellt positive und negative Regelenergie zur Verfügung. Negative Regelenergie kann ebenfalls durch den Einsatz steuerbarer Verbraucher vorgehalten werden. Das konventionelle Kraftwerk hält positive Regelenergie vor.

Um die Spannung im aufgebauten Modellnetz innerhalb vorgegebener Grenzwerte zu halten, nutzt der Netzbetreiber ein Blindleistungsmanagement. Darüber gibt er Netznutzern, welche ihr Blindleistungsverhalten beeinflussen können, vor, wie sie sich zu verhalten haben. Hierfür können die Synchronmaschinen der Module konventionelles Kraftwerk und Energiespeicher entsprechend über- oder untererregte gefahren werden. Das Modul Windenergieanlage ist mit dem verwendeten Vollumrichter ebenfalls in der Lage je nach Bedarf induktive Blindleistung abzugeben oder aufzunehmen.

Für die sehr komplexen Aufgaben bei der Stabilisierung des Netzes nutzen die Netzbetreiber in ihren Leitwarten Energiemanagementsysteme (EMS) und SCADA-Systeme¹. Es ist zu prüfen, ob solche Software als reduzierte Demoversion für Lehrzwecke verfügbar ist.

Tabelle 9.1: Übersicht Komponenten Smart Grid

Komponente	Anforderungen und Festlegungen, Parameter
Leitwarte Netzbetreiber	Hardware: Laptop, Einplatinencomputer (z. B. Raspberry Pi)
	Software: z. B. Matlab, o. ä. (eventuell gibt es die Demoversion eines SCADA-Systems)
Übertragungs- leitungen	Stromkabel mit ausreichendem Querschnitt, Länge mind. 5 m inkl. Drehstrom- bzw. Wechselstromstecker und -buchsen
	Datenkabel, 5 Stück, Länge mind. 5 m
Modul Wind- energieanlage	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{WEA,elektr,ab,N} = 200 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{WEA,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Modul Photovol- taikanlage	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{PVA,elektr,ab,N} = 100 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{PVA,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Modul konv. Kraftwerk	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{KW,elektr,ab,N} = 300 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $20 \leq P_{KW,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Modul Energiespeicher	abgegebene elektrische Nennleistung $P_{ESP,elektr,ab,N} = 100 \text{ W}$
	Pumpspeicherwerk, anteilig $P_{PSW,T,elektr,ab,N} = 50 \text{ W}$
	Batteriespeicher, anteilig $P_{Akk,elektr,ab,N} = 50 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsabgabe $0 \leq P_{ESP,elektr,ab} \leq 100 \text{ [%]}$
Modul Verbraucher	aufgenommene elektrische Nennleistung $P_{R,elektr,zu,N} = 300 \text{ W}$
	Steuerungsbereich Leistungsaufnahme $0 \leq P_{R,elektr,zu} \leq 100 \text{ [%]}$

¹SCADA = Supervisory Control and Data Acquisition (dt. Überwachung Steuerung und Datenerfassung)

10 Zusammenfassung

Ziel der vorliegenden Arbeit war es, ein grundlegendes Konzept für die Umsetzung eines Smart Grids im Modellmaßstab zu erarbeiten. Das Smart Grid soll dabei aus fünf Teilsystemen bzw. Modulen aufgebaut werden. Das hauptsächliche Interesse gilt dabei den elektrischen Eigenschaften.

Im ersten Schritt wurden die Randbedingungen und Anforderungen für das zu erstellende Modell und die jeweiligen Module definiert. Neben den sicherheitstechnischen, elektrischen und baulich relevanten Anforderungen, wurden auch die lokalen Randbedingungen für den Gebrauch in Laborveranstaltungen festgelegt.

Die Erarbeitung des Konzeptes folgte bei allen fünf Modulen der gleichen Vorgehensweise. Nach einer grundlegenden Analyse der jeweiligen realen Vorbildanlage wurden die Komponenten ausgewählt, die am elektrischen Verhalten maßgebend beteiligt sind. Auf Basis dieser Erkenntnisse wurde das jeweilige Modul-Konzept erarbeitet. Hierbei wurden konkrete Kennwerte, wie beispielsweise benötigte Nennleistungen, ermittelt und festgelegt. Es wurde präzise dargestellt, wie die einzelnen Komponenten des jeweiligen Konzepts miteinander als System interagieren müssen.

Es hat sich gezeigt, dass mit bewusst gewählten Abstraktionen, das Modell eines Smart Grids mit allen geforderten Komponenten im gewählten Labormaßstab realisierbar ist.

Bei den Modulen Windenergieanlage und konventionelles Kraftwerk erfolgte eine Substitution der antreibenden Komponenten durch einen leistungsvariablen Gleichstrommotor. Die Komponenten der realen Anlagen, wie Rotor und Dampferzeuger in Verbindung mit der Wärmekraftmaschine, haben keine Relevanz für das elektrische Verhalten. Das elektromechanische Energiewandlungssystem wurde bei beiden Modulen analog zum Vorbild umgesetzt. Beim Modul Windenergieanlage kommt ein modernes, drehzahlvariables Triebstrangkonzzept mit direkt angetriebenen Synchrongenerator und Vollumrichter zum Einsatz. Dem entgegen ist der Synchrongenerator beim Modul konventionelles Kraftwerk direkt mit dem Modellnetz verbunden und trägt damit zu dessen Stabilisierung bei.

Für das Modul Photovoltaikanlage wurde zunächst ein bereits bestehendes Modul analysiert und auf seine Einsetzbarkeit im Smart Grid Modell hin geprüft. Hierbei wurde festgestellt, dass dessen Leistungsabgabe für die gesetzten Anforderungen zu gering ausfällt. Der anschließend ausgearbeitete Konzeptentwurf beinhaltet Änderungsmaßnahmen, welche eine Nutzung des bereits existierenden Moduls ermöglichen würden. Dabei wird eine höhere Leistungsabgabe mit einer größeren nutzbaren Fläche der Solarmodule erreicht. Eine verbleibende negative Leistungsdifferenz kann durch den Einsatz eines Batteriespeichers kompensiert werden.

Das Modul Energiespeicher sollte für eine möglichst anschauliche Funktionsweise als Pumpspeicherwerk ausgelegt werden. Hierzu war zunächst zu ermitteln, welche Größenverhältnisse ein solcher Pumpspeicher mit den gesetzten Anforderungen einnimmt. Es stellte sich heraus, dass die Abmessungen und vor allem das Gewicht für die notwendige gespeicherte Energiemenge zu hoch ausfallen. Für eine zweckmäßige und sichere Umsetzung des Moduls wurde sich für einen

zweigleisigen Aufbau, bei dem zwei Speicherkonzepte parallel arbeiten, entschieden. Es wurde ein Konzept entwickelt, bei dem ein geringer dimensioniertes Pumpspeicherwerk mit einem Batteriespeicher ergänzt wird. Als Alternative zum Pumpspeicherwerk wurden die Kennwerte für einen Schwerkraftspeicher ermittelt. Dieser würde mit einer deutlich kleineren Baugröße als das Pumpspeicherwerk auskommen und gleichzeitig keinen zusätzlichen Batteriespeicher benötigen.

Der konzeptionelle Entwurf für das Modul Verbraucher, beinhaltet neben dem strukturellen Aufbau, auch Vorschläge, welche Verbraucher im speziellen Verwendung finden könnten. Es werden Möglichkeiten für Verbraucher im Modellmaßstab dargelegt, welche einen Bezug zur Realität aufzeigen. Weiterhin weisen diese eine gute Visualisierung bezüglich der Umwandlung elektrischer Energie in die jeweilige Nutzenergie auf.

Im abschließenden Kapitel wird erläutert, wie die Kopplung der einzelnen Module zu einem elektrischen Energieversorgungsnetz erfolgen soll. Erst durch den Einsatz von Datenverbindungen zwischen den Betriebsführungen bzw. Leitwarten der Module und der Leitwarte des Netzbetreibers, welche einen stetigen Kommunikations- und Informationsaustausch ermöglichen, entsteht ein Smart Grid Modell. Über dieses Informationsnetzwerk kann der Netzbetreiber steuernd in den Netzbetrieb eingreifen und auch das Modul Verbraucher in seinem Verhalten beeinflussen.

Mit dieser Arbeit konnten erfolgreich die Grundlagen für ein Smart Grid Modell definiert und die Basis für folgende studentische Arbeiten geschaffen werden. Weiter geht aus dieser Arbeit hervor, welche Fähigkeiten und Funktionsweisen die einzelnen Module aufzuweisen haben. Es ist nun deutlich erkennbar, wie die praktische Umsetzung in nachfolgenden Arbeitspaketen, wie beispielsweise die Programmierung der Leitwarte oder der Aufbau des Moduls Windenergieanlage, mit den gesetzten Zielen und Randbedingungen erfolgen kann.

Literaturverzeichnis

- [AEE, 2012] Agentur für Erneuerbare Energien: „*Smart Grids*“ für die Stromversorgung der Zukunft. (Optimale Verknüpfung von Stromerzeugern, -speichern und -verbrauchern. *Renews Spezial*, Ausgabe 58 / Juni 2012.) Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin, 2012. [Zugriff am: 07. Januar 2018], Verfügbar unter: https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/161.58_Renews_Spezial_Smart_Grids_jun12online.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *AEE_Smart_Grids.pdf*
- [Buchholz u. Styczynski, 2014] Buchholz, Bernd Michael; Styczynski, Zbigniew: *Smart Grids*. (Grundlagen und Technologie der elektrischen Zukunft.) VDE-Verlag Berlin, 2014, ISBN 978-3-8007-3562-4.
- [Bungartz et al., 2013] Bungartz, Hans-Joachim; Zimmer, Stefan; Buchholz, Martin; Pflüger, Dirk: *Modellbildung und Simulation*. (Eine anwendungsorientierte Einführung. 2., überarbeitete Auflage.) Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, 2013, ISBN 978-3-642-37655-9.
- [dena, 2010] Deutschen Energie-Agentur: *dena-Netzstudie II*. (Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025.) Deutschen Energie-Agentur GmbH, Berlin, 2010. [Zugriff am: 28. Juni 2017], Verfügbar unter: https://shop.dena.de/fileadmin/denashop/media/Downloads_Dateien/esd/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *dena_Netzstudie-II.pdf*
- [ELTRA, 2017] ELTRA: *Dreiphasen Transformator*. (Datenblatt.) ELTRA GmbH, Am Weisenstein 6, 54518 Osann-Monzel, 2017. [Zugriff am: 09. Januar 2018], Verfügbar unter: <http://eltra-trafo.de/wp-content/uploads/2017/07/33-DS.pdf>
Dateiname auf Daten-DVD: *ELTRA_Dreiphasen-Trenn-Transformator.pdf*
- [Enercon (a), 2017] Enercon: *Produktübersicht*. (Stand: April 2017.) Enercon GmbH, Aurich, 2017. [Zugriff am 28. August 2017], Verfügbar unter: http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_Produkt_de_042017.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *ENERCON_Produktübersicht_04-2017.pdf*
- [Enercon (b), 2017] Enercon.de: *Produkte, Technologie*. (Produktreihen, Anlagenkomponenten, Netztechnologie, Anlagenfeatures) Enercon GmbH, Aurich, 2017. [Zugriff am 28. August 2017], Verfügbar unter: <http://www.enercon.de/de/technologie/> bzw. <http://www.enercon.de/produkte/>
- [Evonik, 2013] Evonik: *Technische Information - PLEXIGLAS®*. (PLEXIGLAS® GS / XT.) Evonik Industries AG, Acrylic Polymers, Darmstadt, 2013. [Zugriff am: 29. Dezember 2017], Verfügbar unter: <http://www.plexiglas.de/sites/lists/PM/DocumentsAP/211-1-PLEXIGLAS-GS-XT-de.pdf>
Dateiname auf Daten-DVD: *Evonik_PLEXIGLAS-GS-XT_Datenblatt.pdf*
- [Fachkunde Elektrotechnik, 2016] *Fachkunde Elektrotechnik*. (30., überarbeitete und erweiterte Auflage.) Verlag Europa-Lehrmittel, Haan-Gruiten, 2016, ISBN 978-3-8085-3435-9.
- [Fischer, 2016] Fischer, Rolf: *Elektrotechnik für Maschinenbauer*. (sowie für Studierende der Versorgungstechnik, des Wirtschaftsingenieurwesens und anderer technischer Fachbereiche.

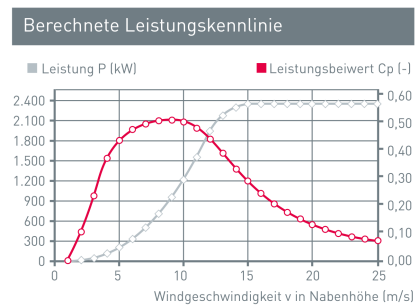
- 15., überarbeitete und erweiterte Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2016, ISBN 978-3-658-12515-8.
- [Fuest u. Döring, 2004] Fuest, Klaus; Döring, Peter: *Elektrische Maschinen und Antriebe*. (Lehr- und Arbeitsbuch. 6., verbesserte und ergänzte Auflage.) Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2004, ISBN 3-528-54076-1.
- [Gasch u. Twele, 2016] Gasch, Robert; Twele, Jochen: *Windkraftanlagen*. (Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. 9. Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2016, ISBN 978-3-658-12360-4.
- [Geller, 2006] Geller, Wolfgang: *Thermodynamik für Maschinenbauer*. (Grundlagen für die Praxis. 4., erweiterte Auflage.) Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2006, ISBN 978-3-540-32319-8.
- [Giesecke, 2014] Giesecke, Jürgen; Heimerl, Stephan; Mosonyi, Emil: *Wasserkraftanlagen*. (Planung, Bau und Betrieb. 6., aktualisierte und erweiterte Auflage.) Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2014, ISBN 978-3-642-53871-1.
- [Hau, 2014] Hau, Erich: *Windkraftanlagen*. (Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. 5., neu bearbeitete Auflage) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2014, ISBN 978-3-642-28876-0.
- [Heier, 2012] Heier, Siegfried: *Nutzung der Windenergie*. (BINE-Fachbuch. 6., erweiterte und vollständig überarbeitete Auflage.) Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2012, ISBN 978-3-8167-8607-8.
- [Helm, 2013] Helm, Thomas: *Untersuchung der inneren Wärme- und Lässigkeitsverluste an modernen Dampfmaschinen*. (Bachelorthesis.) HAW Hamburg (Department Maschinenbau und Produktion), 2013.
- [Helm, 2016] Helm, Thomas: *Modellierung des Betriebsverhaltens eines Pumpspeicherwerkes*. (Masterprojekt.) HAW Hamburg (Department Maschinenbau und Produktion), 2016.
Dateiname auf Daten-DVD: *Thomas_Helm_Masterprojekt.pdf*
- [Kaltschmitt et al., 2013] Kaltschmitt, Martin; Streicher, Wolfgang; Wiese, Andreas: *Erneuerbare Energien*. (Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5., erweiterte Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2013, ISBN 978-3-642-03249-3.
- [Köhler-Schute, 2012] Köhler-Schute, Christiana: *Smart Grids*. (Energieinfrastruktur im Umbruch.) KS-Energy-Verlag, Berlin, 2012, ISBN 978-3-9813142-4-3.
- [Koeppen, 2016] Koeppen, Birgit: *Elektrische Energieanlagen*. (Vorlesungsmanuskript.) HAW Hamburg (Department Maschinenbau und Produktion), 2016.
- [Koeppen, 2016] Koeppen, Birgit: *Elektrotechnik / Elektrische Antriebstechnik Teil a+b*. (Vorlesungsmanuskript.) HAW Hamburg (Department Maschinenbau und Produktion), 2016.
- [Koeppen, 2014] Koeppen, Birgit: *Elektrotechnik in nachhaltigen Energiesystemen*. (Vorlesungsmanuskript.) HAW Hamburg (Department Maschinenbau und Produktion), 2014.
- [Mertens, 2015] Mertens, Konrad: *Photovoltaik*. (Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. 3., neu bearbeitete und erweiterte Auflage.) Carl Hanser Verlag, München, 2015, ISBN 978-3-446-44232-0.
- [Oeding u. Oswald, 2016] Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd R.: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. (8. Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2016, ISBN 978-3-662-52703-0.
- [Quaschnig, 2015] Quaschnig, Volker: *Regenerative Energiesysteme*. (Technologie - Berechnung - Simulation. 9., aktualisierte und erweiterte Auflage.) Carl Hanser Verlag, München, 2015, ISBN 978-3-446-44267-2.

- [Scheffler, 2016] Scheffler, Jörg: *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk*. (Rechtlicher Rahmen, Erzeuger, Netze.) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2016, ISBN 978-3-642-55296-0.
- [Sternner u. Stadler, 2016] Sternner, Michael; Stadler, Ingo: *Energiespeicher*. (Bedarf, Technologien, Integration.) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2014, ISBN 978-3-642-37379-4.
- [Strauß, 2009] Strauß, Karl: *Kraftwerkstechnik*. (zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen. 6., aktualisierte Auflage) Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 2009, ISBN 978-3-642-01430-7.
- [SUNSET, 2017] SUNSET: *SM30/SM30L*. (Technische Daten.) SUNSET Energietechnik GmbH, Industriestr. 8 - 22, 91325 Adelsdorf, 2017. [Zugriff am: 05. Januar 2018], Verfügbar unter: http://www.produktinfo.conrad.com/datenblaetter/100000-124999/110262-an-01-de-Solar_Set_f_Boote_u_Yachten_30_Watt.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *SUNSET_SM30_Datenblatt.pdf*
- [SUNSET, 2017] SUNSET: *Kleinmodule - Rahmenversion SM6/10/15/20/30/45*. (Technische Daten.) SUNSET Energietechnik GmbH, Industriestr. 8 - 22, 91325 Adelsdorf, 2017. [Zugriff am: 06. Januar 2018], Verfügbar unter: http://www.produktinfo.conrad.com/datenblaetter/100000-124999/110075-da-01-de-Solarmodul_SM_45_36.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *SUNSET_SM45_Datenblatt.pdf*
- [Tafelwerk, 1992] *Tafelwerk*. (Ein Tabellen- und Formelwerk für den mathematisch-naturwissenschaftlichen Unterricht. 1. Auflage.) Volk und Wissen Verlag GmbH, Berlin, 1992, ISBN 3-06-000726-8.
- [Tabellenbuch Elektrotechnik, 2016] *Tabellenbuch Elektrotechnik*. (27., neu bearbeitete und erweiterte Auflage.) Verlag Europa-Lehrmittel, Haan-Gruiten, 2016, ISBN 978-3-8085-3430-4.
- [Tiedemann et al., 2008] Tiedemann, Albrecht; Srikandam, Chanthira; Kreutzkamp, Paul; Roth, Hans; Gohla-Neudecker, Bodo; Kuhn, Philipp: *Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken*. (Abschlussbericht.) Deutsche Energie-Agentur, Berlin, 2008. [Zugriff am: 22. Juli 2016], Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Energiedienstleistungen/Dokumente/Pumpspeicherstudie.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *dena_NNE_Pumpspeicher.pdf*
- [Vattenfall, 2014] Vattenfall: *Pumpspeicherwerke - Baustein der Energiewende*. (Wissen | 05. Daten, Fakten, Einblicke in die Energiewirtschaft. Informationsbroschüre, digital. 2., aktualisierte Auflage.) Vattenfall Europe Generation AG, Abteilung Wasserkraft, Berlin, 2014. [Zugriff am: 20. Juni 2016], Verfügbar unter: https://corporate.vattenfall.de/globalassets/deutschland/geschaeftsfelder/pumpspeicherwerke_baustein_der_energiewende.pdf
Dateiname auf Daten-DVD: *Vattenfall_PSW.pdf*
- [Vattenfall, 2017] Vattenfall: *Heizkraftwerk Tiefstack*. Vattenfall Europe Generation AG, Abteilung Wasserkraft, Berlin, 2017. [Zugriff am: 11. September 2017], Verfügbar unter: <https://powerplants.vattenfall.com/de/tiefstack>
- [Watter, 2015] Watter, Holger: *Regenerative Energiesysteme*. (Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme. 4. Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2015, ISBN 978-3-658-09637-3.
- [Wesselak et al., 2013] Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link Thomas; Fischer Joachim: *Regenerative Energietechnik*. (2. Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2013, ISBN 978-3-642-24164-2.

- [Wesselak u. Voswinckel, 2012] Wesselak, Viktor; Voswinckel, Sebastian: *Photovoltaik*. (Wie Sonne zu Strom wird.) Springer Vieweg Verlag, Berlin, Heidelberg, 2012, ISBN 978-3-642-24297-7.
- [Zahoransky et al., 2013] Zahoransky, Richard A.; Allelein, Hans-Josef; Bollin, Elmar; Rimpler, Michael; Schelling, Udo; Schwarz, Harald: *Energietechnik*. (Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf. 7., überarbeitete und erweiterte Auflage.) Springer Vieweg Verlag, Wiesbaden, 2013, ISBN 978-3-658-07453-1.

Anhang

A Windenergieanlage Enercon E70



Wind (m/s)	Leistung P (kW)	Leistungsbeiwert Cp (-)
1	0,0	0,00
2	2,0	0,10
3	18,0	0,27
4	56,0	0,36
5	127,0	0,42
6	240,0	0,46
7	400,0	0,48
8	626,0	0,50
9	892,0	0,50
10	1.223,0	0,50
11	1.590,0	0,49
12	1.900,0	0,45
13	2.080,0	0,39
14	2.230,0	0,34
15	2.300,0	0,28
16	2.310,0	0,23
17	2.310,0	0,19
18	2.310,0	0,16
19	2.310,0	0,14
20	2.310,0	0,12
21	2.310,0	0,10
22	2.310,0	0,09
23	2.310,0	0,08
24	2.310,0	0,07
25	2.310,0	0,06

$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$

Abbildung A.1: Datenblatt Windenergieanlage Enercon E70 (Teil 1) [Enercon (a), 2017, S. 10]

Technische Daten E-70 E4

Nennleistung:	2.300 kW
Rotordurchmesser:	71 m
Nabenhöhe in Meter:	57 / 64 / 75 / 85 / 98 / 114
Windzone (DIBt):	WZ III / WZ 4 GK I / WZ 4 GK II
Windklasse (IEC):	IEC/EN IA und IEC/EN IIA
Anlagenkonzept:	getriebelos, variable Drehzahl, Einzelblattverstellung

Rotor

Typ:	Luvläufer mit aktiver Blattverstellung
Drehrichtung:	Uhrzeigersinn
Blattanzahl:	3
Überstrichene Fläche:	3.959 m ²
Blattmaterial:	GFK (Epoxidharz); integrierter Blitzschutz
Drehzahl:	variabel, 6 - 21 U/min
Blattverstellung:	ENERCON Einzelblattverstellungssystem, je Rotorblatt ein autarkes Stellsystem mit zugeordneter Notversorgung

Antriebsstrang mit Generator

Hauptlager:	zweireihiges Kegelrollenlager/Zylinderrollenlager
Generator:	direktgetriebener ENERCON Ringgenerator

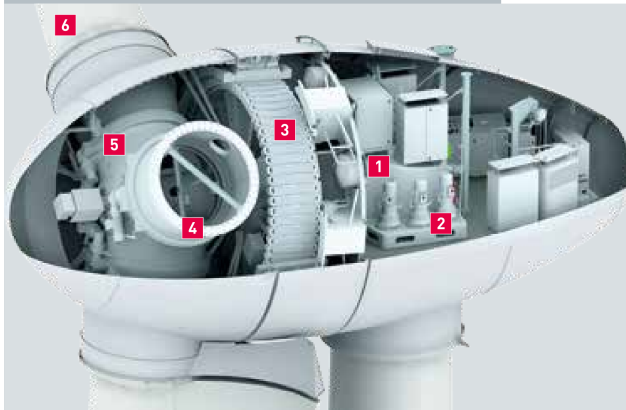
Netzeinspeisung: ENERCON Wechselrichter

Bremssysteme:	<ul style="list-style-type: none"> - 3 autarke Blattverstellungssysteme mit Notversorgung - Rotorhaltebremse - Rotorarretierung
----------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Windnachführung: aktiv über Stellgetriebe, lastabhängige Dämpfung

Abregelwindgeschwindigkeit:	28 - 34 m/s (mit ENERCON Sturmregelung*)
------------------------------------	------------------------------------------

Fernüberwachung: ENERCON SCADA



- 1 Maschinenträger
- 2 Azimutantrieb
- 3 Ringgenerator
- 4 Blattadapter
- 5 Rotornabe
- 6 Rotorblatt

*Erläuterungen zur ENERCON Sturmregelung siehe letzte Seite.

Abbildung A.2: Datenblatt Windenergieanlage Enercon E70 (Teil 2) [Enercon (a), 2017, S. 11]

B Elektrotechnische Grundlagen

B.1 Wechselstromtechnik

Durch Drehung einer Spule innerhalb eines Magnetfeld wird durch Induktion in dieser Spule eine Wechselspannung erzeugt. Unter den Voraussetzungen, dass die Spule gleichförmig bewegt wird und das Magnetfeld konstant ist, entsteht damit eine Wechselspannung mit zeitlich sinusförmigem Verlauf (vgl. Abbildung B.1). Die Amplitude der Schwingung wird als Scheitelwert \hat{u} bezeichnet. Der Effektivwert einer Wechselgröße ist der quadratische Mittelwert über die Dauer einer Periode. Der Effektivwert einer Wechselspannung U (es gilt: $U = U_{eff}$) ist gleich dem Wert, den eine Gleichspannung besitzt, welche in einem ohmschen Widerstand die gleiche Leistung umsetzt. [Fischer, 2016, S. 87 ff.], [Koeppen, 2016, Kap. 5]

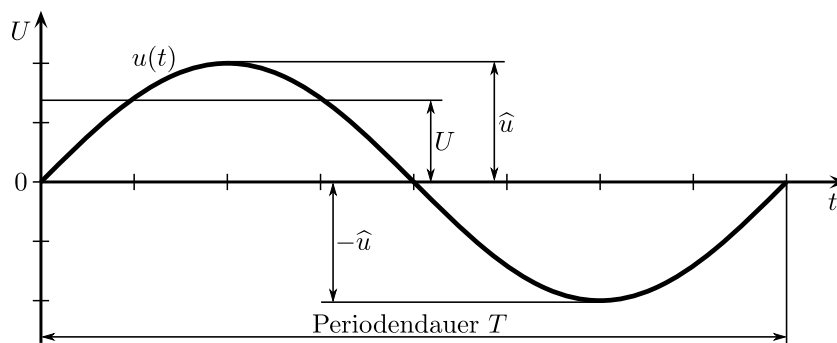


Abbildung B.1: Zeitdiagramm und Größen einer sinusförmigen Wechselspannung (nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 130])

Für den Zusammenhang zwischen den Scheitel- und den Effektivwerten gilt:

$$U = U_{eff} = \frac{\hat{u}}{\sqrt{2}} \quad I = I_{eff} = \frac{\hat{i}}{\sqrt{2}} \quad (\text{B.1})$$

Aus dem Kehrwert der Periodendauer T wird die Frequenz f der Wechselspannung ermittelt. Die Frequenz trägt die Einheit $1/s = 1 \text{ Hz}$ (Hertz¹)

$$f = \frac{1}{T} \quad (\text{B.2})$$

In Deutschland beträgt die Frequenz im öffentlichen Stromnetz einheitlich 50 Hz und wird mit großem Überwachungseinsatz möglichst konstant auf diesem Wert gehalten. Der Toleranzbereich liegt bei $50 \text{ Hz} \pm 0,02 \text{ Hz}$. [Fischer, 2016, S. 87 ff., S. 458]

Die elektrische Leistung ist das Produkt aus Stromstärke und Spannung. In Wechselstromnetzen folgen diese beiden Größen dem oben erläuterten sinusförmigen Verlauf mit konstanter

¹nach Heinrich Rudolf Hertz, 1857-1894, deutscher Physiker

Frequenz. Erreichen sie zeitgleich ihren Maximal- bzw. Minimalwert, so spricht man davon, dass Strom und Spannung in Phase sind. Hierbei wird reine Wirkleistung umgesetzt. Die Leistung, welche ebenfalls einem periodischen Verlauf folgt, schwankt hierbei zwischen Null und einem positiven Maximalwert. Über die Zeit gemittelt ergibt sich damit ein positiver Leistungswert. Einen solchen Verlauf erhält man bei rein ohmschen Widerständen bzw. Verbrauchern. [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 117]

Durch induktive und kapazitive Verbraucher kommt es zu einer Phasenverschiebungen zwischen Strom und Spannung. Bei induktiven Verbrauchern eilt der Strom der Spannung um einen Winkel von 90° nach. Dagegen eilt der Strom der Spannung bei einem kapazitiven Verbraucher um einen Winkel von 90° voraus. Den Winkel bezeichnet man als Phasenverschiebungswinkel φ . Durch diesen Versatz tritt das Maximum der Spannung beim Nulldurchgang der Stromstärke und das Maximum der Stromstärke beim Nulldurchgang der Spannung auf. Damit schwankt der periodische Verlauf der Leistung zwischen einem positiven Maximum und einem negativen Minimum. Hierbei ergibt sich über die Zeit gemittelt ein Leistungswert von Null. Man bezeichnet dies als Blindleistung. [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 117], [Fischer, 2016, S. 89 ff.]

Tatsächliche Werte für die Phasenverschiebung von Stromstärke und Spannung in öffentlichen elektrischen Netzen liegen zwischen 0° und 20° . Das heißt, dass Wirk- und Blindleistung zeitgleich vorhanden sind. Die Netzbetreiber sind stets bestrebt den Anteil der Blindleistung möglichst gering zu halten, da nur mit Wirkleistung eine Umsetzung der elektrischen Energie in technische Arbeit erreicht werden kann. Eine vektorielle Verknüpfung von Wirk- und Blindleistung erfolgt über die Scheinleistung. Sie ist eine reine Rechengröße ohne eine physikalische Entsprechung in der Realität. Mit dem Phasenverschiebungswinkel φ kann der Leistungsfaktor λ ermittelt werden. Dieser beschreibt das Verhältnis von der Wirkleistung P zur Scheinleistung S . Über das Leistungsdreieck (vgl. Abbildung B.2 rechts) kann eine graphische Darstellung der soeben erläuterten Leistungsgrößen erfolgen. [Wesselak u. Voswinckel, 2012, S. 117], [Fischer, 2016, S. 89 ff.]

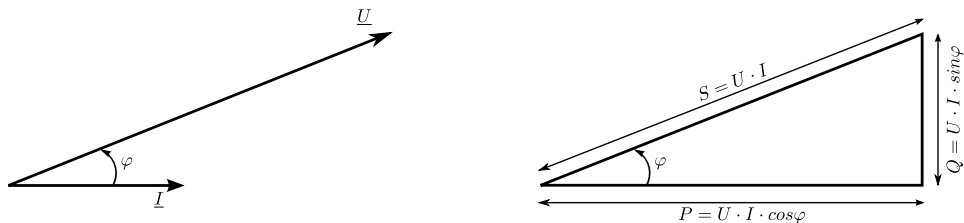


Abbildung B.2: Zweipol (Wechselstrom): Zeigerbild (links), Leistungsdreieck (rechts) ; (nach [Fischer, 2016, S. 99, Abb. 1.70])

Nach [Koeppen, 2016, Kap. 5] lauten die allgemeinen Formel zur Berechnung der vorab erläuterten Größen wie folgt:

$$\text{Wirkleistung [W]} : \quad P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{B.3})$$

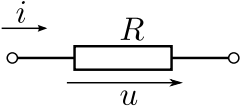
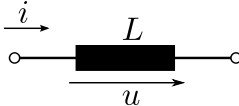
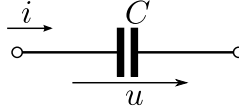
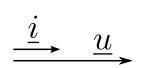
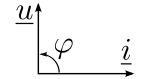
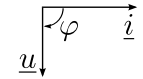
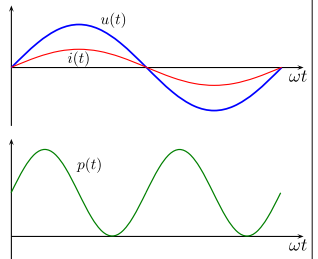
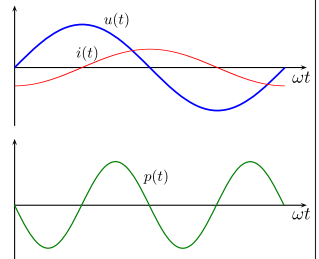
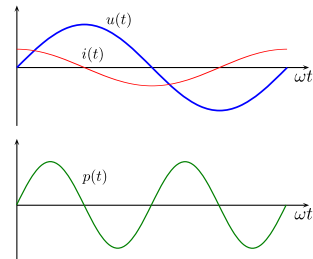
$$\text{Blindleistung [var]} : \quad Q = U \cdot I \cdot \sin(\varphi) \quad (\text{B.4})$$

$$\text{Scheinleistung [VA]} : \quad S = U \cdot I = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (\text{B.5})$$

$$\text{Leistungsfaktor [-]} : \quad \lambda = \cos(\varphi) \quad (\text{B.6})$$

Eine Übersicht über die erläuterten Zusammenhänge und die dazugehörigen Werte wird in Tabelle B.1 gezeigt.

Tabelle B.1: Zusammenfassung der Werte und Verläufe von ohmschen, induktiven und kapazitiven Verbrauchern (nach [Fischer, 2016, S. 96] und [Koeppen, 2016, Kap. 5])

	Widerstand	Induktivität (Spule)	Kapazität (Kondensator)
Schaltplan			
Zeigerbild			
Zeitlicher Verlauf von U, I und P			
Widerstand	R	$X_L = \omega L$	$X_C = 1/\omega C$
Phasenverschiebung	$\varphi = 0^\circ$	$\varphi = 90^\circ$	$\varphi = -90^\circ$
Wirkleistung	$P = U \cdot I$	$P = 0$	$P = 0$
Blindleistung	$Q = 0$	$Q = U \cdot I$	$Q = -U \cdot I$
Scheinleistung	$S = U \cdot I$	$S = U \cdot I$	$S = U \cdot I$
Leistungsfaktor	$\cos(\varphi) = 1$	$\cos(\varphi) = 0$	$\cos(\varphi) = 0$

B.2 Drehstromtechnik

Bei symmetrischer Anordnung (0° , 120° und 240°) von drei Leiterschleifen (Spulen, Wicklungen) um ein gleichmäßig drehendes und konstantes Magnetfeld werden in diesen Leiterschleifen Wechselspannungen erzeugt. Die zeitlichen Verläufe dieser Wechselspannungen besitzen die gleiche Frequenz, sind aber um jeweils 120° zueinander verschoben. Diese Verschiebung resultiert aus der gleichmäßig räumlichen Verteilung der Leiterschleifen um das rotierende Magnetfeld. Diese drei um jeweils 120° phasenverschobenen und miteinander verketteten Wechselspannungen bilden ein Dreiphasen-Wechselstrom bzw. Drehstromsystem. Durch Mitführung des Neutralleiters (siehe unten: Sternschaltung) wird daraus ein Vierleiter-Drehstromsystem. [Fischer, 2016, S. 126 f.], [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 154 f.]

In einem Vierleiter-Drehstromsystem bestehend aus den drei Außenleitern L_1 , L_2 und L_3 und dem Neutralleiter N kommen zwei Spannungsniveaus vor. Das höhere Spannungsniveau besteht jeweils zwischen zwei Außenleitern (z. B. L_1 und $L_2 \rightarrow U_{12}$) und wird als Außenleiterspannung oder kurz Leiterspannung bezeichnet. Zwischen je einem Außenleiter und dem Neutralleiter besteht ein geringeres Spannungsniveau (z. B. L_1 und $N \rightarrow U_{1N}$), welches als Strangspannung bezeichnet wird. In einem $230\text{ V}/400\text{ V}$ -Vierleiter-Drehstromsystem betragen danach die Leiterspannungen U_{12} , U_{23} und U_{31} jeweils 400 V und die Strangspannungen U_{1N} , U_{2N} und U_{3N}

je 230 V. Damit ist innerhalb eines solchen Drehstromsystems der parallele Betrieb von Drehstromverbrauchern² und von Wechselstromverbrauchern³ möglich. In Abbildung B.3 werden die zuvor erörterten Erkenntnisse graphisch dargestellt. Für die öffentliche Stromversorgung im Niederspannungsbereich werden heutzutage ausschließlich Vierleiter-Drehstromsystem verwendet. [Fischer, 2016, S. 126 ff.], [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 154 f.]

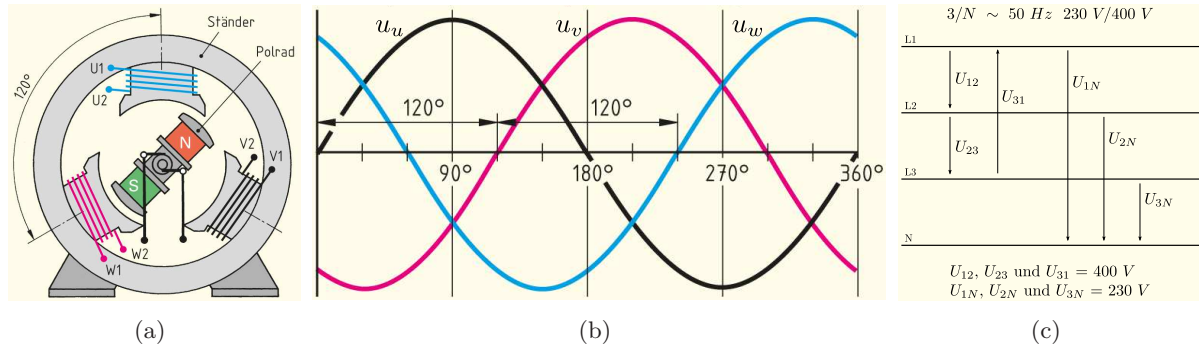


Abbildung B.3: Dreiphasen-Wechselspannungssystem: (a) Erzeugung, (b) zeitlicher Verlauf und (c) Spannungen (nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 154 f.]

Durch geeignetes Zusammenschalten der drei Wicklungen U, V und W des Erzeugers (vgl. Abbildung B.3a) erhält man die Verkettung der Wechselspannungen. Zwei der wichtigsten Verschaltungsarten der Stränge sind die Stern- und die Dreiecksschaltung. Diese beiden Schaltungsarten finden Anwendung bei der Erzeugung elektrischer Energie in Drehstromgeneratoren, bei deren Leitung und Verteilung im elektrischen Verbundnetz (z. B. in den Wicklungen von Drehstromtransformatoren) und bei zahllosen an das Drehstromnetz angeschlossenen Drehstromverbrauchern (z. B. Drehstrommotoren). [Fischer, 2016, S. 126 ff.]

Eine Sternschaltung (Symbol: Y) erhält man, indem die drei Wicklungsenden bzw. Strangenden U2, V2 und W2 miteinander in einem Punkt verbunden werden. Dieser gemeinsame Verknüpfungspunkt wird Sternpunkt genannt. Als Außenleiter L1, L2 und L3 werden die von den Stranganfängen abgehenden Leiter bezeichnet. Sie bilden ein Dreileiter-Drehstromsystem. Wird zusätzlich vom Sternpunkt ein Leiter herausgeführt, entsteht ein Vierleiter-Drehstromsystem. Der herausgeführte Leiter wird als Sternpunktleiter oder Neutraleiter bezeichnet. [Fischer, 2016, S. 126 ff.]

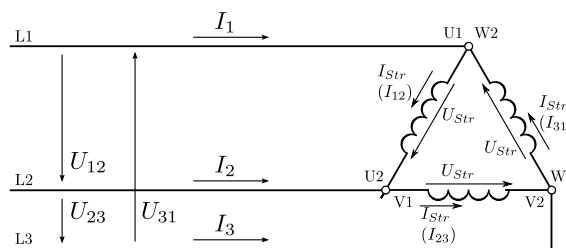
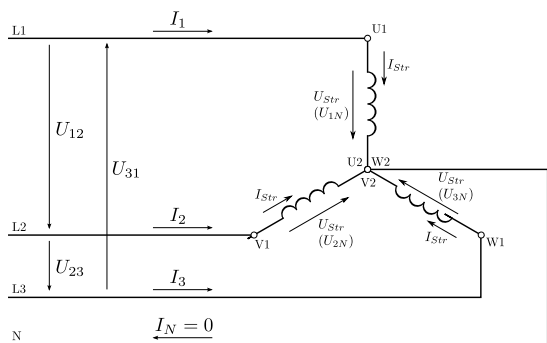
Eine Dreieckschaltung (Symbol: Δ) entsteht, wenn die Stränge untereinander als Ring verbunden werden. Dabei wird das Ende des einen Stranges mit dem Anfang des nächsten, also U2 mit V1, V2 mit W1 und W2 mit U1, jeweils in einem Punkt verbunden. Hierbei entsteht durch die an den Verbindungspunkten angeschlossenen Außenleiter L1, L2 und L3 ein Dreileiter-Drehstromsystem. [Fischer, 2016, S. 126 ff.]

Der Faktor $\sqrt{3}$ ist der Verkettungsfaktor für die Strom- und Spannungsgrößen bei Drehspannungssysteme. Die allgemeinen Zusammenhänge zwischen Stranggrößen und Außenleitergrößen, kurz Leitergrößen, können aus Abbildung B.4 entnommen werden.

Für die Berechnung der Wirk-, Blind- und Scheinleistung bei symmetrischer Last gelten nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 160] und [Fischer, 2016, S. 133 f.] in einem Drehstromsys-

²z. B. Drehstrommotoren und Elektroherde mit einer Bemessungsspannung von 400 V

³z. B. Lampen, Haushalts- und Fernsehgeräte mit einer Bemessungsspannung von 230 V



$U = \sqrt{3} \cdot U_{Str}$	$I = I_{Str}$
U Leiterspannungen	I Leiterstrom
U_{Str} Strangspannungen	I_{Str} Strangstrom

$U = U_{Str}$	$I = \sqrt{3} \cdot I_{Str}$
U Leiterspannungen	I Leiterstrom
U_{Str} Strangspannungen	I_{Str} Strangstrom

Abbildung B.4: Spannungen und Ströme bei Sternschaltung (links) und Dreieckschaltung (rechts); (nach [Fachkunde Elektrotechnik, 2016, S. 156 u. S. 158])

tem die folgenden Gleichungen:

Wirkleistung [W] : $P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi)$ (B.7)

Blindleistung [var] : $Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin(\varphi)$ (B.8)

Scheinleistung [VA] : $S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I$ (B.9)

Leistungsfaktor [-] : $\lambda = \cos(\varphi)$ (B.10)

Inhaltsverzeichnis Daten-CD

- Dokumentation und Poster:
 - Masterthesis_Thomas_Helm_1933934.pdf
 - Masterposter_Thomas_Helm.pdf
- Digitale Literatur
 - AEE_Smart_Grids.pdf
 - dena_Netzstudie-II.pdf
 - dena_NNE_Pumpspeicher.pdf
 - ELTRA_Dreiphasen-Trenn-Transformator.pdf
 - ENERCON_Produktübersicht_04-2017.pdf
 - Evonik_PLEXIGLAS-GS-XT_Datenblatt.pdf
 - Masterprojekt_Thomas_Helm.pdf
 - SUNSET_SM30_Datenblatt.pdf
 - SUNSET_SM45_Datenblatt.pdf
 - Vattenfall_PSW.pdf
- Software
 - PSW_Berechnung.xlsx
 - PVA_Leistungsmessung_Kennlinie.xlsx



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Hamburg University of Applied Sciences

Erklärung zur selbständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Zur Erläuterung des Zwecks dieses Blattes:

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „- bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. §21 Abs. 1 APSO-INGI)] - ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: §16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. §15 Abs. 6 APSO-INGI

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann - auch nachträglich - zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich, **Thomas Helm**, dass ich die vorliegende Masterarbeit mit dem Thema:

Konzeptionelle Entwicklung eines Modells zur Darstellung eines Smart Grids für Labor- und Lehrveranstaltungen

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, den 12. Januar 2018

Ort und Datum

Unterschrift im Original