

Eine praktische Anwendung von netzautarken Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien und Strom- und Wärmespeicher für kleine Siedlungen

Von der Fakultät für Maschinenbau, Elektrotechnik und Wirtschaftsingenieurwesen der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktor-Ingenieurs
genehmigte Dissertation

vorgelegt von

M.Sc. Ievgen Shalaginov

Geboren am 20. Mai 1979 in Zhyomyr obl., Ukraine

Vorsitzender des Promotionsausschlusses:

Prof.Dr. Gerhard Lappus

Leiter des Lehrstuhles Regelungssysteme und Leittechnik

Gutachter:

Prof. Dr.-Ing. Harald Schwarz

Leiter des Lehrstuhles Energieverteilung und Hochspannungstechnik

Gutachter:

Dr.-Ing. Przemyslaw Janik

Gastprofessor an der BTU Cottbus-Senftenberg

Tag der mündlichen Prüfung: 12. Dezember 2014

Inhaltverzeichnis

Tabellenverzeichnis.....	iv
Abbildungsverzeichnis.....	v
Diagrammverzeichnis.....	vii
1 Einleitung.....	1
2 Einsatz von erneuerbaren Energiequellen für leistungsautarke Inselnetze	5
2.1 Einsatz von verschied. erneuerbaren Energieerzeugern zur Wasserstoffgewinnung	5
2.2 Entstehende Probleme bei der Einspeisung von regenerativen Energien.....	7
2.3 Vorteile und Nachteile beim Einsatz der autarken erneuerbaren Energieversorgung	8
2.4 Übersicht über leistungsautarke Inselsysteme, die ausschließlich mit erneuerbaren Energien versorgt werden.....	10
3 Grundlegende Betrachtungen zur Anlagekonfiguration	13
3.1 Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen	13
3.2 Prinzip und Konzept der autarken Erneuerbaren-Energie-Anlage	13
3.3 Analyse der Auslegung von Speichersystemen	17
3.4 Das Eigenverbrauchernetz der autarken EE-Anlage	22
3.5 Anschluss der autarken EE-Anlage an das MS-Verteilungsnetz der Stadt	24
3.6 Auslegung der Windenergieanlage.....	27
3.7 Wasserstofferzeugungs- und Speicherungssysteme.....	31
3.7.1 Wasserstoff: erzeugte Menge	34
3.7.2 Wasserstoffspeicher	37
3.8 Brennstoffzellenkonzept und elektrisches Verhalten der SOFC Brennstoffzelle	38
3.8.1 Die elektrischen Parameter von SOFC-Brennstoffzellen.....	39
3.8.2 Die Spannung als Stromfunktion	41
3.8.3 Wirkungsgrad.....	42
3.8.4 Aufbau der Brennstoffzellen	44
3.9 Kombiniertes Prozess von Gas- und Dampfturbinen	47
3.10 Stromverbrauch – Energieprofile	52
4 Erstellung von Simulationsmodellen für die Lastfluss- und Kurzschlussuntersuchungen von elektrischen Betriebsmitteln und Energieerzeugern	57
4.1 Lastmodell	58
4.2 Kabelsystem	59
4.3 Transformatormodell in DigSilent PowerFactory	61
4.4 Erstellung des SOFC-Brennstoffzellenmodells in Power Factory.....	64

4.4.1	Regelungsmechanismen bei der Simulation der Lastflussberechnungen	64
4.4.2	Simulation des Kurzschlussverhaltens eines umrichter gespeisten stat. Generators.....	68
4.5	Simulationsmodell der PWM-Umrichter	69
4.6	Ein Modell des direktangeschlossenen Synchrongenerators	74
4.6.1	Behandlung des stationären Betriebs der Synchronmaschine	78
4.6.2	Das Verhalten der Synchronmaschine im Kurzschlussfall.....	83
4.7	Modell des Windparks	85
4.7.1	Modell der Antriebsmaschine	87
4.7.2	Asynchrongenerator (DFIG) und läuferseitiger Wechselrichter	89
4.7.3	Läuferseitige Wechselrichtersteuerung	89
4.7.4	Netzseitiger Wechselrichter	90
4.8	Softwarebasierte Netzberechnung und Simulation.....	91
4.8.1	Randbedingungen für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen	91
4.8.2	Lastflussberechnung.....	92
4.8.3	Kurzschlussstromverhalten.....	101
5.	Technisch-ökonomische Analyse der autarken EE-Anlage	108
5.1	Investitionskosten für WEA.....	108
5.2	Investitionskosten für den Elektrolyseur	109
5.3	Investitionskosten für die BZ.....	110
5.4	Investitionskosten für die GuD Anlage.....	111
5.5	Kosten für die autarke EE-Anlage	111
5.6	Ermittlung der Stromgestehungskosten.....	112
6.	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	118
	Anhänge	124
	Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen, Indizes und Nebenzeichen	168
	Abkürzungen	169
	Literaturverzeichnis	172

Tabellenverzeichnis

1.1	Anzahl der Städte in Deutschland nach Einwohnern	3
2.1	Vor- und Nachteile der autarken Energieerzeugung	9
3.1	2 MW-WEA-Typen von ENERCON und Vestas	29
3.2	Brennwerte H_o und Heizwerte H_u für typische Brennstoffe (bei 25°C und 1.013 bar)	32
3.3	Vergleich technischer Parameter von alkalischen und PEM-Elektrolyseuren	34
3.4	Wasser- und Gasmengen bei verschiedenen elektrischen Leistungen für Elektrolyseur und BZ	36
3.5	Energiedichte bei verschiedenen Formen von Wasserstoffspeichern	37
3.6	Vor- und Nachteile der SOFC-Brennstoffzelle	38
3.7	Parameter der SOFC-Brennstoffzelle	43
3.8	Thermodynamische Daten für die Brennstoffzelle (unter normalen Bedingungen)	44
3.9	Theoretisch erreichbarer Gasturbinenprozess-Wirkungsgrad in Abhängigkeit vom Gasdruckverhältnis	48
4.1	Typische Bereiche der Kenngrößen von elektrisch erregten SG (50 Hz)	85
4.2	Spannungsfaktor c nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102)	102
5.1	Wesentliche Parameter für die Kostenrechnung	108
5.2	Kostenstruktur einer typischen, in Europa installierten 2-MW-Windenergieanlage	109
5.3	Nicht optimierte Kosten für das SOFC-GT-System (Prognose bis 2015)	110
5.4	Investitionskosten für 2 MW-Zellenblöcke	110
5.5	Materialbasierte Preise	110
5.6	Investitionskosten in €/kW _{el} für die Komponente der autarken EE-Anlage	112
5.7	Technische und ökonomische Parameter von verschiedenen Kraftwerken	112
5.8	Ökonomische Verfahren für zwei Varianten von autarken EE-Anlagen und moderne Kohlekraftwerke mit CO ₂ -Absorbierungssystem	115
5.9	Durchschnittliche Preise für Elektroenergie in Deutschland ohne EE-Umlage	116
6.1	Typische Heizwerte für Gase	118

Abbildungsverzeichnis

2.1	Potential für die Gewinnung von Solarstrom in Europa	5
2.2	Windhöufigkeit in Deutschland in 10 und 80 Meter Höhe	6
3.1	Übersichtsschaltplan Energieerzeugungsanlage	15
3.2	Anbindung der Gas- und Dampfturbine an die BZ	16
3.3	Jährlicher Energiebeitrag von 2-MW Photovoltaik- und Windenergieanlagen (Standort Cottbus)	18
3.4	Energiebilanz bei autarker EE-Anlage	20
3.5	Leistungsfluss bei Einspeisung durch Photovoltaik und Windenergieanlagen im Vergleich zum Stadtverbrauch in einer Oktoberwoche	21
3.6	Übersichtschema Kraftwerkseigenenergieverbrauch	23
3.7	Einseitige Einspeisung in das MS-Stadtnetz	25
3.8	Doppelseitige Einspeisung in das MS-Stadtnetz	26
3.9	Weibull-Verteilung: Häufigkeitsverteilung - Häufigkeit $f_w(v)$ der Windgeschwin- digkeiten k : Formparameter A : Skalierungsparameter (in m/s)	28
3.10	Herstellerangaben zur Leistungskennlinie Enercon E-82 für Mittlere Windstärke	30
3.11	Prozessverlauf bei Wasserstoffherstellung und -verbrauch	35
3.12	Spannungsverluste in der SOFC-Brennstoffzelle	39
3.13	Schematische Darstellung einer Strom-/Spannungskennlinie	40
3.14	Das Arbeitsprinzip einer SOFC-Brennstoffzelle und das Äquivalent eines Strom- kreises	41
3.15	„Hochleistungsdichte“ – Design	45
3.16	Aufbau der planaren BZ	45
3.17	Aufbau eines großen BZ-Moduls auf Basis planarer BZ	46
3.18	Anbindung der BZ durch Wechselrichter an das MS-Versorgungsnetz	46
3.19	h,s-Diagramm des einfachen Gasturbinenprozesses	47
3.20	Thermodynamischer Prozessverlauf bei einfacher Dampfturbine	48
3.21	T-s Diagramm des GuD-Prozesses	50
3.22	1MW-SOFC-BZ Block mit angeschlossener GuD-Anlage	51
3.23	MW SOFC-BZ-Block mit angeschlossener GuD-Anlage	52
3.24	Normierte Lastprofile für Haushalte H0, (normiert auf 13.000 MWh Jahresab- nahme)	54
3.25	Normierte Lastprofile für Gewerbe G1, (8-18 Uhr), (normiert auf 4.070 MWh Jahresabnahme)	54
3.26	Normierte Lastprofile für Industrie (Gewerbe G3), (normiert auf 16.300 MWh Jahresabnahme)	55
3.27	Normierte Lastprofile für Haushalte H0+G1+G3	55

4.1	DlGSILENT allgemeines Lastmodell	59
4.2	Ersatzschaltbild der Drehstromkabel und Zeigerdiagramm	60
4.3	Mitsystem-Modell eines Transformators mit zwei Wicklungen (in Ohm)	62
4.4	Mitsystem-Modell eines Transformators mit zwei Wicklungen (in p.u.)	62
4.5	Transformatormodell mit US-seitigem Modell des Stufenschalters	63
4.6	Einstellungen der Stufenpositionen beim Verteiltransformator	64
4.7	Grafische Darstellung der Spannungsregelung-Mechanismen bei der Simulation von statischen Generatoren	65
4.8	Regelung der Spannung durch „Droop control“ in PowerFactory	66
4.9	Typische PQ-Regelung bei PWM-Wechselrichtern bei Anschluss eines statischen Generators zum Energieversorgungsnetz	67
4.10	Anschluss der BZ-Anlage ans MS-Verteilungsnetz	69
4.11	PowerFactory Modell eines PWM-Umrichters	69
4.12	Sinusförmige Modulation des PWM-Wechselrichters	71
4.13	BZ-Anschluss ans Netz und BZ-Synchronisation mit dem Netz	72
4.14	Schematische Darstellung von U-f Reglern	72
4.15	Schematische Darstellung von P-Q Reglern	73
4.16	Eine individuelle Einstellung von P-Q Parametern der Generatoren durch den zentralen Kontroller	74
4.17	Ersatzschaltbild der SM in d.q-Ebene	75
4.18	Ersatzschaltbilder der SM	75
4.19	Ersatzschaltbild für die Flussverkettungsgleichungen	76
4.20	Zeigerbild der Synchronmaschine im Generatorbetrieb bei Übererregung	80
4.21	Typisches Leistungsdiagramm eines Turbogenerators	81
4.22	Betrieb im Spannungs- und Frequenzbereich	82
4.23	Generator- und Turbinenregelungssystem	83
4.24	Frequenzabhängigkeit der Innenreaktanz einer Synchronmaschine	84
4.25	Doppelt gespeistes Asynchrongenerator-Konzept (DFIG)	86
4.26	Komplettes Schema der WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator	88
4.27	Ersatzschaltbild des DFIG mit läuferseitigem Wechselrichter	89
4.28	Hauptkomponenten des läuferseitigen Wechselrichterreglers (Composite Model Frame)	90
4.29	Simulationsmodell für die autarke EE-Anlage	94
4.30	Vereinfachte grafische Darstellung des MS-Netzes der Stadt	95
4.31	Lastfluss im Stadtverteilungsnetz bei doppelseitiger Einspeisung der autarken EE-Anlage	97

4.32	Spannungsfall im Mittelspannungsnetz bei verschiedenen Kabelmaterialien und Spannungsebenen	98
4.33	Gesamtleistungsverluste im Vergleich zwischen Kabeln mit Aluminium- oder Kupferleitern im 20-kV Mittelspannungsnetz	98
4.34	Diagramm für die verbesserte Leistungsverluständerung entsprechend den einseitigen oder doppelseitigen Einspeisungen (Al.- Leiter)	99
4.35	Primäre Leistungsregelung	100
4.36	Kurzschlussstromverlauf bei doppelseitiger Einspeisung von autarker EE-Anlage für Ist - Zustand (maximaler Kurzschlussstrom)	104
4.37	Kurzschlussstromverlauf bei doppelseitiger Einspeisung von autarker EE-Anlage für verbesserten Zustand (maximaler Kurzschlussstrom)	105
4.38	Kurzschlussstromverlauf bei unterschiedlichen Einspeisungen niederspannungsseitig im Ring 1	106
5.1	Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten	109
5.2	Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes. BDEW, Stand: 04/2013	117
6.1	Gesamtenergieprozessverlauf bei autarker EE-Anlage	121

Diagrammverzeichnis

3.1	Graphische Darstellung der Weibull-Verteilung und relativen Häufigkeit	29
3.2	Erzeugte Energiemenge je Windgeschwindigkeitsklasse	31

1 Einleitung

Mit dem großen Erdbeben in Japan am 11. März 2011 und der Nuklearkatastrophe im Kernkraftwerk Fukushima sind die Probleme der Energieerzeugung unvermittelt einmal mehr in den Blickpunkt der Öffentlichkeit gelangt. Nachdem – zumindest in Deutschland – von der Nutzung der Atomkraft als kostengünstiger Quelle der Energieerzeugung wahrscheinlich abgesehen wird und auch fossile Energiequellen wegen ihrer Schadstoffemissionen als „klimaschädlich“ angesehen werden, wird nach Alternativen gesucht. Große Aufmerksamkeit wird zurzeit in den Medien dem Ausbau erneuerbarer Energien gewidmet. Von Befürwortern wie Gegnern des Einsatzes erneuerbarer Energien wird dabei der Ausbau der bestehenden Stromnetze, um Einspeisung regenerative Energien gerecht zu werden, als Hindernis auf einem Weg zu einer ökologischeren Art der Energieerzeugung und -versorgung gesehen. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein großer Aufwand betrieben werden muss, um die bestehenden Netze an den stärkeren Einsatz erneuerbarer Energien anzupassen. Hierbei fehlen im Moment noch Möglichkeiten, um die starken Schwankungen erneuerbaren Energien an den ebenfalls schwankenden Energieverbrauch anzupassen.

Allerdings bieten sich auch zunehmend Alternativen an. Eine solche Alternative stellt die Clustierung von mehreren Erzeugungsanlagen mit verschiedener Einspeisecharakteristik unter Einbeziehung von Speichersystemen dar. Der Betrieb dieses Clusters kann so geregelt werden, dass die Elektroenergieversorgung einer bestimmten Verbrauchergruppe übernommen werden kann, ohne dass noch eine Netzversorgung notwendig ist. Erste derartige Feldversuche laufen derzeit im Land Brandenburg an.

Im Rahmen dieser Doktorarbeit wird eine solche Projektentwicklung dargestellt. Folgende Anlagekonfiguration soll dabei untersucht werden: eine Windenergieanlage erzeugt Wasserstoff; eine Brennstoffzelle wird mit diesem regenerativ erzeugten Wasserstoff betrieben. Die Brennstoffzelle erzeugt elektrische Energie und wird zusätzlich als idealer, chemischer Kessel zur Dampferzeugung genutzt. Um den Wirkungsgrad der Anlage zu erhöhen, wird das Nebenprodukt der Brennstoffzelle (Dampf) in einen Dampfturbinengenerator geleitet und damit zusätzliche elektrische Energie erzeugt.

Hierbei soll aufgezeigt werden, dass es möglich und sinnvoll wäre, Kleinstädte mit Hilfe erneuerbarer Energien dezentral mit elektrischer und thermischer Energie zu versorgen und dabei ein gewisses Maß an Autonomie zu erreichen. Eine Anbindung an ein größeres Stromnetz ist damit nicht mehr unbedingt nötig und die damit einhergehenden Probleme könnten vermieden werden. Hierfür wurde der obengenannte Kraftwerkstyp entwickelt, der im Folgenden erläutert werden soll. Dabei wird bei den Berechnungen davon ausgegangen, dass diese Anlage in Deutschland errichtet werden soll. Ein Einsatz in anderen Ländern, die über schlechtere Infrastrukturen verfügen, wäre ebenso denkbar wie sinnvoll.

Die Konzeption der autarken Erneuerbaren-Energie-Anlage und die Berechnungen in dieser Doktorarbeit wurden mit dem Ziel entwickelt, sich nicht nur mit den theoretischen Grundlagen zu beschäftigen, sondern auch Überlegungen zur praktischen Umsetzung mit einzubeziehen. Dafür wurden aktuell vorhandene Technologien berücksichtigt.

Darüber hinaus wurden ökonomische Aspekte berücksichtigt, die den Vergleich zwischen konventionellen Kraftwerken und dem in dieser Arbeit entwickelten Kraftwerk darstellen. Die ökonomischen Berechnungen wurden nur aus Sicht der Investitions- und Betriebskosten ermittelt. Eine weitere Untersuchung der Rentabilität des entwickelten Kraftwerks im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken unter der Berücksichtigung weiterer ökonomischer Faktoren wurde nicht durchgeführt, da diese nicht den Schwerpunkt der Arbeit darstellen.

Um eine CO₂ Reduzierung entsprechend des Kyoto-Protokolls zu erreichen muss und den Klimawandel einzudämmen, sollte in naher Zukunft ein Großteil der Energieerzeugung von fossilen Kraftwerken auf erneuerbare Energieversorgung umgestellt werden. Dies verlangt den Einsatz von nicht-standardisierten Ingenieurslösungen bei der Verknüpfung von mehreren erneuerbaren Energieträgern wie Windenergie, Solarenergie, Biomasse und weiteren Energieerzeugern mit fluktuierenden Einspeisecharakteristiken, um die Strom- und Wärmenachfrage zu einem großen Teil zu decken.

Schon heute kann man eine drastische Zunahme des Einsatzes von erneuerbaren Energien in Mitteleuropa beobachten. Der größte Teil der Wind-, PV-Parks und Biogas-Anlagen wird dabei in der Nähe von Kleinstädten gebaut, wo in größerem Maße Freiflächen verfügbar sind. Oft erzeugen diese Anlagen genügend Energie, um diese Städte lokal mit Strom und Wärme zu versorgen. Durch Verbindung von verschiedenen erneuerbare Energieerzeugungstechnologien mit einem passend dimensionierten Speichersystem ist es möglich, diese Städte autark mit elektrischer und thermischer Energie zu versorgen.

Bei dem in dieser Arbeit vorgeschlagenen Energieversorgungskonzept wurden Kleinstädte mit einer Einwohneranzahl von 10.000 bis 50.000 berücksichtigt. Gründe für eine solche Dimensionierung sind folgende: erstens sind die Änderungen im Verteilungssystem (MS-Kabel, Trafo und Schutzsystem) in Städten dieser Größenordnung minimal. Zweitens ist bei dieser Verbrauchergroße genügend generatorische Leistung bei der EE-Anlage vorhanden, um einen ausreichenden Kurzschlussstrombeitrag und Reserveleistung bereitzustellen. Drittens müsste bei Städten mit weniger als 10.000 Einwohnern aufgrund der kleineren einspeisbaren Energiemengen das Schutzsystem, die Energieregulierung und das Energiemanagement komplizierter ausgeführt werden.

Darüber hinaus zeigen die Statistiken in Deutschland, dass mehr als 50% der Bevölkerung in Klein- und Mittelstädten leben (siehe Tabelle 1.1). Mit dem Versorgungskonzept, das in dieser Arbeit entwickelt wurde, kann der größte Teil der erzeugten erneuerbaren Energie lokal verbraucht

werden, ohne ein elektrisches Übertragungsnetz zu überlasten, und existierende elektrische Energieversorgungskonzepte zu gefährden. Auch werden die Energieverteilungsverluste bedeuten verringert, weil im Moment viele solcher Kleinstädte relativ weit von einem konventionellem Kraftwerk entfernt sind.

Einwohnerzahl	Anzahl der Städte
10 000 - 20 000	526
20 001 - 30 000	255
30 001 - 40 000	122
40 001 – 50 000	80

Tabelle 1.1: Anzahl der Städte in Deutschland nach Einwohnern (Stand 31.12.2012) [1.1].

Als konkretes Fallbeispiel wurde in dieser Arbeit eine Stadt mit ca. 10.000 Einwohnern ausgewählt (Großräschen in Brandenburg). Diese Größe erlaubt eine weitere einfache Skalierung auf größere Städte. Das Konzept, das in dieser Arbeit ausgearbeitet wurde, lässt sich für jede beliebige Kleinstadt mit einer Einwohneranzahl von 10.000 bis 50.000 anwenden– je größer Energieverbrauch, desto näher kommt die Energieversorgung dem konventionellen Konzept mit nicht überdimensionierten Kabelquerschnitten und einem relativ einfachen Schutzkonzept.

Zielstellung der Arbeit

Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen), die netzautark sind, sind in Gebieten mit einem großen Anteil an Windparks, PV- oder Biogas-Installationen sehr rentabel. Hier könnten diese erneuerbaren Erzeuger in einem virtuellen **Kraftwerk** gebündelt werden und autark die benachbarten Siedlungen mit elektrischer Energie versorgen, ohne dabei die Übertragungsnetze mehr zu belasten. Ein Vorteil netzautarker Kraftwerke gegenüber konventionellen ist vor allem der geringere Verlust von elektrischer Energie, weil die Entfernungen zwischen den Siedlungen und dem virtuellen Kraftwerk deutlich kleiner sind. Darüber hinaus kann elektrische Energie dank Speichermöglichkeiten (Wasserstoffspeicher) entsprechend den Verbraucherlastprofilen eingespeist werden. Mit Hilfe der Kraft-Wärme-Kopplung der Anlage kann der Wirkungsgrad erhöht werden. Der Hauptvorteil einer solchen Anlage ist jedoch ein effektiverer Einsatz grüner Energien und niedrigere Schadstoffemissionen im Vergleich zu existierenden konventionellen Kraftwerken.

Entsprechend den obengenannten Vorteilen einer autarken EE-Anlage wurden folgende Ziele für die Doktorarbeit definiert:

- Entwicklung der Anlagen mit einer zuverlässigen und effizienten Energieversorgung; möglichst emissionsfrei;

- Verwendung von heutzutage vorhandenen Technologien, um die Konkurrenzfähigkeit und Marktreife eines solchen Konzepts für die weitere praktische Umsetzung aufzuzeigen;
- Effektive Einbindung von verschiedenen elektrischen und chemischen Energiequellen, um einen möglichst hohen Wirkungsgrad des Systems zu erreichen;
- Gewährleistung der Zuverlässigkeit und Netzsicherheit bei autarker Energieerzeugung;
- Überwindung einiger Probleme, die bei leistungsschwachen Energienetzen auftreten, wie z.B. Spannungsüberhöhungen und –schwankungen;
- Kostengünstige Produktion elektrischer Energie (wegen zukünftiger Konkurrenz wird der Endpreis höchstwahrscheinlich auf mindestens < 25 c/kW sinken).

2 Einsatz von erneuerbaren Energiequellen für leistungsautarke Inselnetze

2.1 Einsatz von verschiedenen erneuerbaren Energieerzeugern zur Wasserstoffgewinnung

Eine Verknüpfung von Wasserstoffspeichersystemen erlaubt eine Einbindung von vielen verschiedenen erneuerbaren Energieerzeugern mit fluktuierender Einspeisecharakteristik. Besonders durch die optimale Auslegung von Einspeisern mit zeitunterschiedlicher Energieerzeugung wie z.B. PV –Anlagen mit starker Energieerzeugung am Mittag und Windturbinen mit starker Energieerzeugung in der Nacht. Somit kann eine gleichmäßige elektrische Energieherstellung erreicht werden.

Verallgemeinernd könnte man Europa – basierend auf die jeweils optimale Art der erneuerbaren Energieerzeugung – in drei Zonen aufteilen:

- In Skandinavien ist der Einsatz von Wasserkraft (Wasser- bzw. Gezeitenkraftwerke),
- In Mitteleuropa ist der Einsatz von Wind
- Südeuropa ist der Einsatz von Sonnenenergie sinnvoll

In den Abbildungen 2.1 und 2.2 sind die Potentiale für Stromgewinnung aus Sonnenenergie in Europa, sowie für die Stromgewinnung aus Windenergie in Deutschland dargestellt.

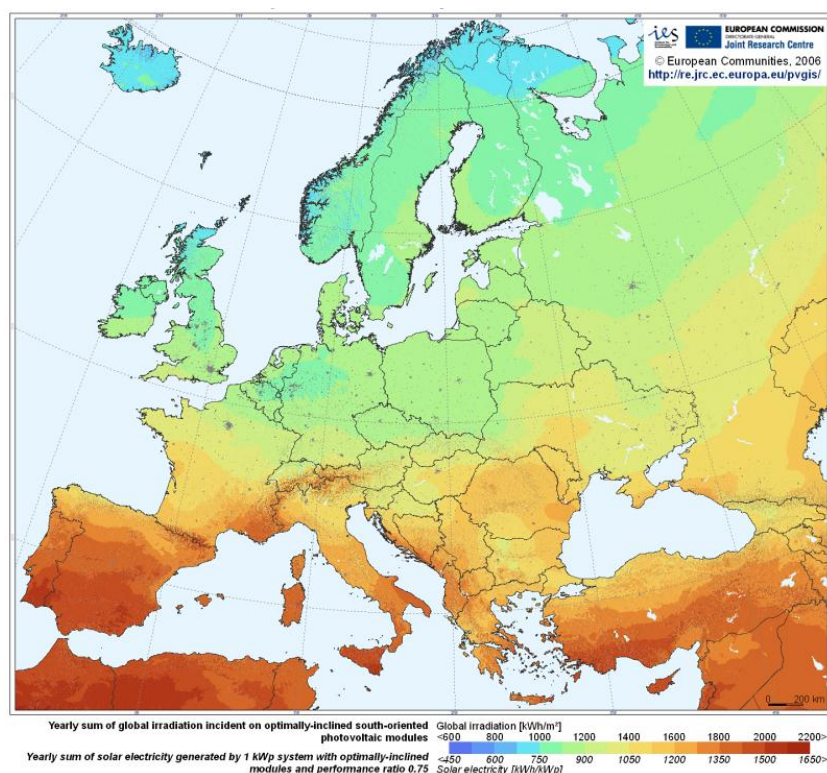


Abbildung 2.1: Potential für die Gewinnung von Solarstrom in Europa [2.1].

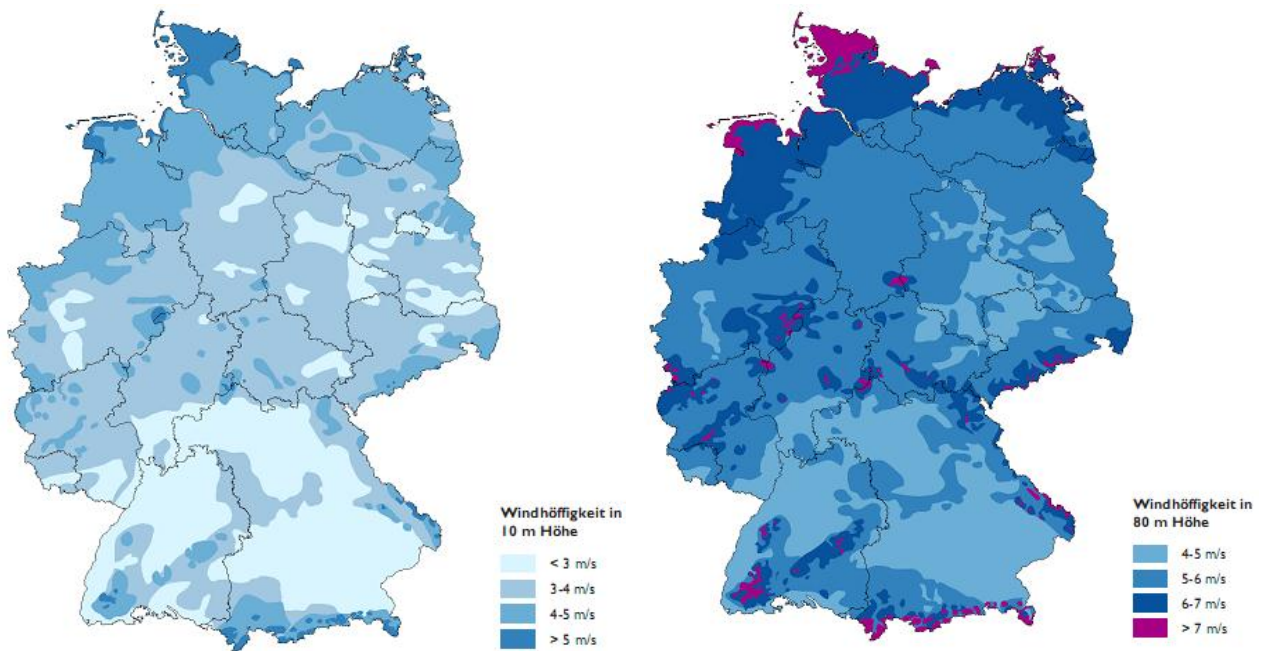


Abbildung 2.2: Windhöffigkeit in Deutschland in 10 und 80 Meter Höhe [2.2].

Für die Wasserstoffherzeugung können prinzipiell alle Arten der EE-Erzeugung eingesetzt werden. Eine Verwendung von Biogas (durch Reformierung von Gasen, die Wasserstoff enthalten), ist ebenfalls möglich. Wichtig hierbei ist nur die an die jeweilige Region angepasste Kombination von erneuerbaren Energiequellen. In Regionen mit starker Sonnenstrahlung könnten zusätzlich Windkraftanlagen oder Gezeitenkraftwerke eingesetzt werden, da die Sonnenstrahlung nur im Umfang von ca. 8 bis 10 Stunden am Tag wirkungsvoll genutzt werden kann. Um eine stabile Stromversorgung sicherzustellen, müssten beim Einsatz von nur einer EE-Quelle zu große Speichersysteme gebaut werden. Die Kombination von mehreren Energiequellen erlaubt hingegen sowohl kleinere Speicher, als auch Wasserstoffproduktion bei Nacht, als auch eine relativ gleichmäßige Aufladung des Speichersystems.

Durch eine geschickte Kombination geeigneter EE-Quellen können zudem fluktuierende Einspeisecharakteristiken ausgeglichen werden.

So beträgt die Anzahl der Volllaststunden bei Photovoltaikanlagen je nach Standort ungefähr 800 St/Jahr, verschiedene Wasserkraftwerken weisen einen Energiebeitrag von 2.500 bis 4.000 Volllaststunden (abhängig vom Typ) auf - und bei der Windenergie werden ca. 1200 bis max. 2000 Volllaststunden (on-shore) und bis 4000 Volllaststunden(off-shore) erreicht. Die installierte Windenergieleistung an Land in Deutschland beträgt im Moment ca. 26 GW [2.2] und verursacht einen starken Ausbau der Netzstruktur und den Aufbau von zusätzlichen Speichersystemen. Da eine Vielzahl von EE-Anlagen in ländlich geprägten Regionen in der Umgebung von kleinen Siedlungen/Städten aufgebaut werden, wäre es vorteilhaft, diese erneuerbare Energie lokal zu verbrauchen.

chen anstatt die Kosten für den Netzausbau zusätzlich in die Höhe zu treiben und einen Teil der Energie beim Transport über größere Strecken zu verlieren.

Durch ständige Innovationen im Bereich der erneuerbaren Energien, sowie durch eine geeignete energiepolitische Rahmensetzung ist es schon heute möglich, diese Anlagen wirtschaftlich konkurrenzfähig zu betreiben und die Investitionskosten für erneuerbare Energien sehr nahe an die von konventionellen Kraftwerken heranzubringen.

Die Anzahl von Biogasanlagen in Deutschland betrug Anfang 2014 ca. 7800 Anlagen [2.3] mit einer gesamten installierten Leistung von ca. 3400 MW [2.3]. Da bisher schätzungsweise nur ca. 10% des vorhandenen Biogaspotenzials eingesetzt wird, ist noch viel Potenzial für einen weiteren Ausbau vorhanden. Oxidkeramische Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC) erlauben eine direkte Reformierung von Erdgas oder Biogas (SOFCs sind relativ unempfindlich gegenüber unreinem Biogas). Bei der Reformierung beträgt die minimal benötigte Temperatur ca. 500°C mit Zuleitung von Sauerstoff als Katalysator. Bei dieser Art der Brennstoffzelle liegt das Temperaturniveau bei 900°C, was ein Reformierungsprozess mit höchster Effizienz erlaubt. Solarenergie kann die Energie für die Wasserstoffgewinnung durch Gasreformierung bereitstellen. Durch die Erdgas/Biogas-Reformierung in der SOFC entsteht eine Wasserstoffmenge von 60-65% des eingesetzten Gases, bei relativ geringem elektrischem Energieaufwand.

Da das hier erarbeitete Konzept für den Einsatz in ländlich geprägten Regionen entwickelt wurde, könnte die betreffende Stadt auch in Hinblick auf die Gasversorgung Autarkie erlangen. Das Kernelement der Anlage, die Oxidkeramische Brennstoffzelle, kann Wasserstoff, wie auch Biogas verwenden, um chemische Energie in elektrische und thermische Energie umzuwandeln. Die Biogasanlage kann somit zusätzlich Energie erzeugen, wenn für die beiden anderen Arten der EE-Erzeugung ungünstige Bedingungen herrschen, wie z.B. schwache Windverteilungen oder Sonnenstrahlung.

Entsprechend den oben erläuterten Aspekten kann jede erneuerbare Energieanlage, die elektrische Energie fluktuierend erzeugt und nicht direkt an das elektrische Energieversorgungsnetz angeschlossen werden kann – zuerst Wasserstoff erzeugen, der später nach Bedarf zu den Verbrauchern geleitet wird. Auf diese Weise kann dieses Konzept an verschiedene europäische Regionen mit unterschiedlichen erneuerbaren Energiepotenzialen angepasst werden.

2.2 Entstehende Probleme bei der Einspeisung von regenerativen Energien

Bei der Umstellung auf eine ökologischere Energieerzeugung entsteht ein großer Aufwand, um die bestehenden Netze an den stärkeren Einsatz erneuerbarer Energien anzupassen. Hierbei fehlen im Moment noch Möglichkeiten, um die starken Schwankungen der erneuerbaren Energien an den ebenfalls schwankenden Energieverbrauch anzupassen.

Hauptsächlich müssen folgende Probleme beachtet werden wie:

- Überdimensionierung der Betriebsmittel entsprechend Leistungsrückspeisung
- Kurzschlussleistungsänderung und entsprechend Probleme bei der Änderung des Schutzkonzeptes
- Spannungsqualität
- Versorgungszuverlässigkeit

Die Einspeisung von erneuerbaren Energie verursacht immer starke Spannungsänderungen am Verknüpfungspunkt und dementsprechend müssen kompliziertere Kommunikations- und Steuerungssysteme zum Einsatz kommen.

Sieht man vom Netzausbau ab, weist eine dezentrale Energieversorgung Probleme der Regelbarkeit auf, die durch zeitunabhängige Einspeisungen von erneuerbaren Energie entstehen. Darüber hinaus ist eine dezentrale Energieversorgung mit höheren Investitionskosten verbunden. Diese Probleme lassen sich nicht vermeiden, wenn dezentrale Energieerzeuger ans Netz angeschlossen (netzparallel betrieben) werden.

Das autarke Versorgungskonzept, das in dieser Arbeit ausgearbeitet wurde, soll dabei helfen, viele von oben genannte Problemen zu mindern, wie im folgenden Kapitel dargestellt.

2.3 Vorteile und Nachteile beim Einsatz der autarken erneuerbaren Energieversorgung

Bei netzautarker Energieversorgung können die meisten der oben genannten Probleme vermieden und die Investitionskosten reduziert werden. Dies wird dadurch erreicht, dass die Betriebsmittel und das Schutzkonzept beim Verteilungsnetz unverändert bleiben, und damit die Gewinnspanne beim Verkauf der elektrischen Energie erhöht wird. Durch den Einsatz des Speichersystems wird die EE-Anlage an den Verbraucherbedarf angepasst und dank der geringeren Entfernung zum Verbraucher können elektrische und thermische Energieverluste deutlich reduziert werden.

Bei diesem Energieversorgungskonzept aus erneuerbare Energiequellen müssen viele technische Aspekte (wie Erzeugungs- und Speichersysteme, sowie das Versorgungsnetz) berücksichtigt werden. Durch den Einsatz von Speichersystemen, die aus verschiedenen Energiespeichertechnologien bestehen (thermische-, Gas- und Elektrospeicher), kann die Entkopplung zwischen Erzeugung und Verbrauch bereitgestellt werden. Dadurch kann die Erzeugungsanlage unabhängiger von der Verbrauchercharakteristik ausgelegt werden.

Das Hauptproblem beim Einsatz von erneuerbaren Energieerzeugern ist die Möglichkeit, die Erzeugung zeitunabhängig zu regeln: durch die zeitlich fluktuierenden Wetterbedingungen kann die Energieerzeugung aus Wind- und Solarenergiequellen ohne Speichersysteme nicht an den Ver-

braucherbedarf angepasst werden. Dieses Problem lässt sich mit der zusätzlichen Einbindung von steuerbaren Erzeugungssystemen in Kombination mit Speichersystemen wie Brennstoffzellen und GuD Anlagen lösen. Der Einsatz von Hochtemperaturbrennstoffzellen wie MCFC (Molten Carbone Fuel Cell mit 650°C Arbeitstemperatur), und SOFC (Solid Oxide Fuel Cell, mit ca. 950°C Arbeitstemperatur) erlaubt eine effektive Umwandlung chemischer in elektrische und thermische Energie mit höherem Wirkungsgrad. Darüber hinaus kann die thermische Energie bei Hochtemperaturbrennstoffzellen zu einer Dampfturbine geleitet und dadurch wird der Gesamtwirkungsgrad der Anlage deutlich erhöht werden.

Die Vor- und Nachteile der netzautarken Energieversorgung werden in der folgenden Tabelle 2.1 gegenübergestellt.

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Anbindung ans Hochspannungsnetz (Übertragungsverluste entfallen); ▪ Keine oder relativ geringe Änderung in Betriebsmitteln und Schutzsystemen im Stadtversorgungsnetz; ▪ Kein, oder sehr niedrige Ausstoß von Treibhausgasen und CO₂ - Emissionen; ▪ Höhere Energieeffizienz – die Energie wird eingespeist, wenn Bedarf besteht (bei niedrigem Bedarf wird Energie gespeichert und für die Wasserstoffproduktion genutzt); ▪ Flexibilität -> elektrische Energiekapazität kann leicht reguliert werden (im Bereich von ± 10 kW); ▪ Die Anlage kann verschiedene Gastreibstoffe für die SOFC-Brennstoffzelle nutzen (Kann mit Biogasanlagen kombiniert werden); ▪ Bei einer optimalen Kombination von verschiedenen erneuerbaren Energieerzeugern kann das H₂-Speichersystem relative klein sein; ▪ Die Anlage kann Wasserstoff und Methan herstellen. Beide können verkauft werden; ▪ Wärme-Kälte Kopplung führt zu einer bedeutenden Erhöhung des Wirkungsgrades (jeweiliges „Abfallprodukt“ kann zur Deckung des Bedarfs der Kleinstadt genutzt werden); ▪ Funktioniert wie ein klassisches Kraftwerk, das Grund-, Mittel – und Peakleistung des täglichen Energiebedarfs abdecken kann; ▪ Brennstoffzelle wird als ein idealer, chemischer Kessel genutzt (was einem konventionellen Kraftwerk näher kommt); ▪ Technologie ist erprobt -> Dampf- und Gasturbinen; ▪ Das Wissen von konventionellen Kraftwerken kann übertragen werden; ▪ Perspektiven für die Zukunft. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Große Investitionskosten; ▪ Komplizierte technologische Ausführung; ▪ Die Technologie für eine SOFC-Brennstoffzelle befindet sich noch in der Testphase (die Nutzung dieser Technologie ist noch nicht ausreichend erforscht und es fehlen noch viele wichtige Daten);

Tabelle 2.1: Vor- und Nachteile der autarken Energieerzeugung.

Die in dieser Arbeit vorgeschlagene EE-Anlage wurde mit einem Windpark als erneuerbarer Energieerzeuger ausgelegt, allerdings kann dieser durch PV-, Biogas-Anlagen und andere fluktuierende erneuerbare Energieerzeuger, oder deren Kombinationen ersetzt werden.

2.4 Übersicht über leistungsautarke Inselsysteme, die ausschließlich mit erneuerbaren Energien versorgt werden

In den meisten wissenschaftlichen Arbeiten werden hauptsächlich die dezentrale Energieversorgung, oder sogenannte „Virtual Kraftwerk“-Konzepte, hauptsächlich mit Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung in Verbindung mit erneuerbare Energieerzeugern für die Energieversorgung von Großverbrauchern betrachtet [2.5] - [2.7]. Darüber hinaus gibt es Arbeiten, die den Einsatz von Photovoltaik- oder Windenergieanlagen in Verbindung mit Batteriespeichern für die Energieversorgung von Haushalten analysieren [2-8]-[2.11]. Alle diese Arbeiten betrachten die Probleme der Integration von dezentralen Energieanlagen in das gesamte Energieversorgungskonzept einerseits und die Mechanismen für die Energieregulierung andererseits. Diese Probleme entstehen hauptsächlich beim Netzanschluss von dezentralen Systemen an das Gesamtnetz nach den technischen Anschlussbedingungen, wie Spannungsqualität, Flickers und Oberschwingungen. Der größte Teil der erwähnten Arbeiten gibt einen allgemeinen Überblick über verschiedene erneuerbare Energieerzeuger und Speicherungsmöglichkeiten mit einer Darstellung von entstehenden Problemen beim Netzausbau und bei Regelungsmechanismen für die Energieversorgung wider [2.6]-[2.8], [2.11].

Es existieren bereits einige Pilotanlagen, die es erlauben, die lokal verfügbaren erneuerbaren Energiequellen in Verbindung mit Speichersystemen mit hohem Wirkungsgrad zum Verbraucher zu koppeln, wie z.B. das ENERTRAG-Hybridkraftwerk im Prenzlau [2.12]. Das Hybridkraftwerk umfasst Windenergie-, Biogas- und Wasserstoff-Erzeugungssysteme, Speicherungssysteme, eine Tankstelle, bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Blockheizkraftwerk (BHKW). Dieses Hybridkraftwerk erzeugt die Strommenge, die ca. 600 Durchschnittshaushalten (ca. 4000 kWh/Jahre) entspricht. Das ENERTRAG-Hybridkraftwerk hat aber trotzdem einen Netzanschluss ans Gesamtnetz, um die Energieabnehmer in windschwachen Zeiten und im Fehlerfall zu unterstützen.

Weitere Projekte bearbeiten die Problematik von verschiedenen Wasserstoffspeichersystemen und deren Einsatz für die erneuerbare Energieerzeugung [2.7]. Wie z.B. das „Power to Gas“-Konzept von E.ON in Falkenhagen (Brandenburg) 2013 [2.13], und das ENERTRAG Hybridkraftwerk [2.14]. Bei diesen Konzepten wird regenerativ erzeugter Strom in Wasserstoff oder nach der Reformierung in Methan umgewandelt und in das regionale Ferngasnetz eingespeist, oder in einem BHKW zur Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie eingesetzt. Diese Projekte zeigen auf, dass ein solches Wasserstoffspeicherungskonzept nicht nur beim Einsatz im Energiesektor, sondern auch für Industrie und Verkehr eingesetzt werden kann. Dies bietet in Zukunft einen größeren

Markt für den Absatz des Wasserstoffs. Diese Konzepte demonstrieren, wie fluktuierende erneuerbare Energien in Gasform gespeichert werden können, um die Energieversorgung an das Verbraucherprofil anzupassen und das übergeordnete Netz von starken Energieschwankungen zu entlasten. Beide Projekte sehen einen Netzanschluss zum Übertragungsnetz vor [2.13], [2.14].

In meiner Arbeit soll aufgezeigt werden, wie durch verschiedene Energieerzeuger in Anbindung an ein Wasserstoffspeichersystem eine netzautarken Energieversorgung realisiert werden kann, die somit auf eine Anbindung an ein übergeordnetes Netz verzichten kann. Anhand eines praktischen Beispiels soll die Auslegung der EE-Anlage konkretisiert und Empfehlungen für die Investitionskostenoptimierung und wirtschaftlich optimalen Einbindung zum Stadtversorgungsnetz gegeben werden. Dieses Konzept eignet sich besonders für Kleinstädte/Siedlungen, die sich nicht in der Nähe von Kraftwerken befinden und einen großen Anteil an erneuerbare Energieerzeugern in ihrem Umkreis haben (z.B. Windparks, große Biogas- oder PV-Anlagen). Hierbei können existierende EE-Anlagen (Wind, PV-, Biogas-Anlagen) in das Gesamtkonzept integriert werden, unabhängig von deren Alter und technischem Zustand¹.

Diese Arbeit soll eine standardisierte Lösung für die autarke Energieversorgung auf Basis erneuerbare Energien für Kleinstädte zwischen 10.000 und 50.000 Bewohnern aufzeigen, die es solchen Städten erlaubt, sich autark mit elektrischer und thermischer Energie zu versorgen. In dieser Arbeit liegt das Augenmerk auf dem theoretischen, sowie auf dem praktischen Teil, die sich mit der Auslegung der EE-Anlage unter Berücksichtigung der existierenden und auf den Markt vorhandenen Komponenten beschäftigen.

Einige wissenschaftliche Arbeiten befassen sich mit den Problemen der Schutzsystemauslegung für die Energieversorgung mit einem höheren Anteil an dezentralen Stromerzeugern [2.15], [2.16]. Diese Arbeiten bieten Lösungsansätze für adaptive Schutzkonzepte mit veränderlichen Einstellungen von Schutzgerät-Charakteristiken entsprechend den veränderlichen Kurzschlussleistungen.

Bei netzautarken Konzepten, wie in meiner Arbeit vorgeschlagen, kann ein Großteil der oben skizzierten Probleme vermieden werden, da der Großteil der erneuerbaren Energieerzeuger direkt für die Wasserstoffherzeugung verwendet werden. Darüber hinaus werden für die elektrische Energieversorgung der Stadt Brennstoffzellen mit Gas- und Dampf-Anlagen (GuD) eingesetzt, die ein zentrales Kommunikations- und Regelungssystem vorsehen. In meiner Arbeit können die Probleme der Steuerung und des Schutzes im Netzparallel- und -inselnetzbetrieb ausgeschlossen werden, was der autarken Energieversorgung der Stadt und dementsprechend angepasste Schutzsystem und Regelungsmechanismen zu verdanken ist. Die Anlage ist so konzipiert und ausgelegt,

¹ Das Konzept erlaubt es, auch ältere Technologien für die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen einzubeziehen (unabhängig von Wirkungsgrad und Spannungsniveau), weil es über das Wasserstoffsystem an das regelbare Energieerzeuger gekoppelt wird.

dass es keine bzw. nur minimale Änderungen in MS- und NS-Netzen und im Schutzsystem entstehen.

Bei meisten obenerwähnten Forschungsarbeiten / Projekte haben sich die Wissenschaftler mehr mit Fragen der Kommunikations- und Energiemanagementsysteme beschäftigt (und dabei die Erzeuger als existent vorausgesetzt). In meiner Arbeit wurden auch Auslegungsberechnungen der EE-Anlage und des Netzes berücksichtigt und das technische und wissenschaftliche Potenzial für heutige und zukünftige Technologien ermittelt. Das Gesamtsystem in dieser Arbeit wurde so ausgelegt, dass der Großteil der Energie direkt zum Verbraucher geleitet wird und nur ein Bruchteil der übrig gebliebenen elektrischen Energie in chemischer Form (H_2) in einem Hochdruckbehälter gespeichert wird. Dies reduziert den Platzbedarf und die Investitionskosten für die Speichersysteme im Vergleich zu großen Batteriespeichersystemen bedeutend.

3 Grundlegende Betrachtungen zur Anlagekonfiguration

3.1 Rahmenbedingungen von Netz und Einspeiseanlagen

Bei der Auslegung der autarken EE-Anlage und des Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzes (MS/NS-Netz), das für die Energieversorgung der Kleinstadt notwendig ist, wurden folgende Rahmenbedingungen berücksichtigt:

- In den Berechnungen des Kraftwerk-Erzeugungsnetzes und des NS-Verteilungsnetzes wurde ein Kupferkabel mit erhöhtem Querschnitt gewählt, um die Verluste zu minimieren, Spannungshaltung zu gewährleisten und den Kurzschlussstrombeitrag und die Kabellebensdauer zu erhöhen.
- Um die Strombelastbarkeit zu erhöhen und eine bessere Wärmeabführung zu gewährleisten, berücksichtigen die Berechnungen eine Kabelverlegung für MS-Verteilungsnetze in der Erde.
- Es wurde eine TN-C-Netzform ausgewählt.
- Die maximale Belastbarkeit des Netzes ergibt sich aus dem maximalen Stromverbrauch der Stadt.
- Der zulässige Spannungsfall der Übertragungsnetze von der autarken Erneuerbaren-Energie-Anlage zum Endverbraucher wurde entsprechend der DIN EN 50160 $+6/-10\%$ der vereinbarten Versorgungsspannung eingehalten.
- Der maximale Spannungsfall am ungünstigsten Verknüpfungspunkt der autarken EE-Anlage zum Anschluss des MS-Verteilungsnetzes darf einen Wert $\Delta u \leq 3\%$ nicht überschreiten.
- Die Kurzschlussstromberechnung wurde nach DIN VDE 0102 Normen unter Berücksichtigung des symmetrischen Kurzschlusses durchgeführt.

Die obengenannten Rahmenbedingungen wurden in den Simulationen angewandt, um Netzstabilität und -sicherheit der autarken Erneuerbaren-Energie-Anlage zu überprüfen. Die Simulationen wurden mit Hilfe von DiGSilent PowerFactory 15.0 ausgeführt.

3.2 Prinzip und Konzept der autarken Erneuerbaren-Energie-Anlage

Die autarke EE-Anlage besteht aus mehreren regenerativen Energiequellen, die durch den Zwischenkreis „Wasserstoff“ mit regelbaren Energieerzeugern wie BZ und GuD verbunden ist. Die Energieerzeugung und der Verbrauch sind voneinander abgekoppelt; die sich zeitlich ändernde Energienachfrage hat somit keinen Einfluss auf den Wirkungsgrad und die Lebensdauer der Anlage. Zur Veranschaulichung wurde anhand eines Beispiels für ein solches Energieversorgungskonzept in Mitteldeutschland mit einem größeren Anteil an Windenergie in einem Übersichtsplan dar-

gestellt (Abbildung 3.1). Die gesamte Windenergie wird mit Hilfe der Windenergie-Anlage (WEA) in Gleichstrom umgewandelt und zur Wasserstoffherzeugungseinrichtung (bestehend aus alkalischen Elektrolyseuren mit 80% Wirkungsgrad) geleitet. Wasserstoff wird bis auf 10 bar verdichtet und in einen Zwischenspeicher geleitet. Der Zweck des Zwischenspeichers ist die Bereitstellung von Wasserstoff (H_2) und Sauerstoff (O_2) für den elektrischen Energieerzeugungsprozess in einer oxidkeramischen Brennstoffzelle (SOFC), die chemische in elektrische und thermische Energie mit einem elektrischen Wirkungsgrad von 50% und Gesamtwirkungsgrad von 90% höchst effektiv umwandelt. Überschüssiges Wasser und überschüssiger Sauerstoff werden auf 100 bar verdichtet und in einem Hochdruckbehälter gespeichert – was eine effektive Energieverteilung erlaubt. Der Hochdruckverdichter wird nur für überschüssige Gase, die nicht für die elektrische Energieerzeugung genutzt werden, eingesetzt. Bei Nutzung des Synchrongenerators (SG) mit Umrichter, der an den Elektrolyseur angeschlossen ist (Gleichstrom-Schiene), wird mechanischer Stress an den Turbinenelementen größtenteils vermieden und die Lebensdauer der WEA erhöht. Die WEA wird mit maximalem Wirkungsgrad betrieben, um die Windkraft voll auszunutzen, d.h. die gesamte erzeugte elektrische Energie wird zum Elektrolyseur (der in den Windturbinenturm eingebaut ist) geleitet. Der Wasser- und der Sauerstoff werden in der Brennstoffzelle (BZ) chemisch in elektrische und thermische Energie umgewandelt. Die Austrittgase und der Wasserdampf werden mit Temperaturen von ca. 950°C in einen Verdampfer geleitet. Trockener Dampf wird in der Dampfturbine verwendet und Abgase, die die BZ verlassen, in der Brennkammer einer Gasturbine verbrannt.

Durch den Einsatz von Wasserstoffspeichern - in Verbindung mit der BZ - ermöglicht diese autarke EE-Anlage eine genauere Anpassung der Einspeisung entsprechend den tatsächlichen Energieverbraucherprofilen². Dies erhöht die Netzzuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und Energieeffizienz. Dank des modularen Aufbaus der autarken EE-Anlage entspricht die Versorgungszuverlässigkeit dem (n-1)-Kriterium mit wesentlich kleinerer, zusätzlich installierter Erzeugungsleistung im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken: für zehn BZ-Cluster mit je 1 MW benötigt man nur einen zusätzlichen BZ-Cluster um das (n-1)-Kriterium zu gewährleisten. Das Gleiche gilt analog für Elektrolyseur, WEA und Gas- und Dampfturbine (GuD). Dank des PWM (puls wave modulation)-BZ-Umrichters mit angeschlossener, kleiner Batterieanlage im Zwischenkreis ist es möglich, schnelle Spannungsänderungen (wie z.B. Ein- und Ausschaltung von großen elektrischen Verbrauchern) im MS- und NS-Verteilungsnetzes auszugleichen³. Auf Grund des relativ schwachen Einspeisernetzes – im Vergleich zu konventionellen Netzen (kleine Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt <100 MVA) – müssen bestimmte Maßnahmen zur Netzsicherheit und -zuverlässigkeit ergriffen werden,

² Dies wurde in einer 24-Stunden-Simulation für die Stadt Großräschen untersucht (siehe Kapitel 3.10)

³ Dies wurde am Beispiel der Stadt Großräschen simuliert (siehe Kapitel 4.8)

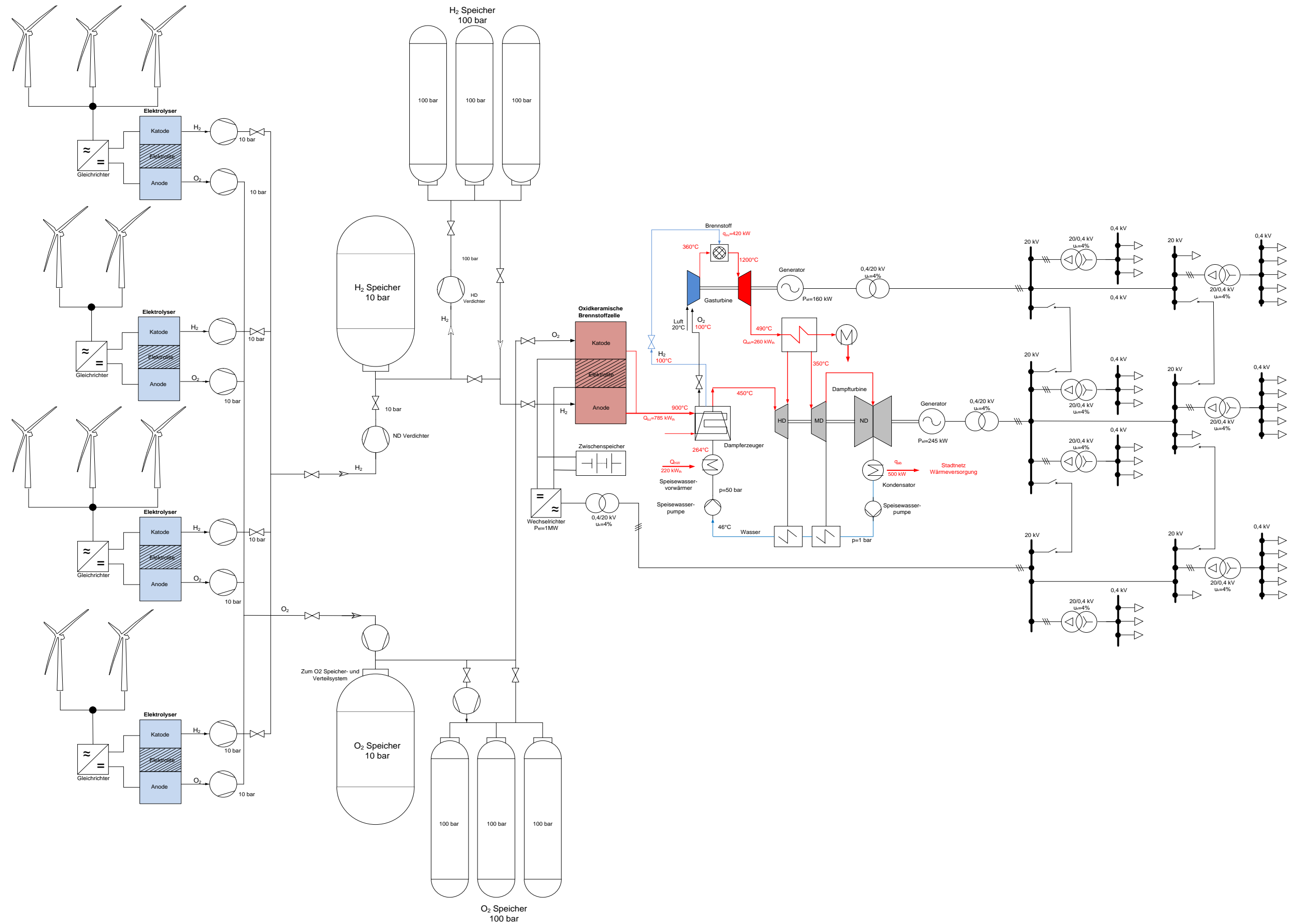


Abbildung 3.1: Übersichtsschaltplan Energieerzeugungsanlage

die in dem autarken EE-Anlage-Model berücksichtigt werden: es müssen Transformatoren mit kleinen Kurzschlussspannungen (u_k) gewählt werden, um die Kurzschlussleistung zu erhöhen; dementsprechend müssen Kabel mit größerem Querschnitt und Generatoren mit möglichst kleiner synchroner, subtransienter und transienter Reaktanz (X_d'' und X_d') verwendet werden.

Die Verknüpfung von GuD -Anlage und BZ (siehe Abbildung 3.2) erlaubt eine effektive Nutzung der thermischen Energie nach dem BZ-Prozess und erhöht den Wirkungsgrad im Gesamtsystem^{4,5} deutlich. Die synchronen Generatoren der GuD-Anlage sind direkt ans Netz angeschlossen, um schnelle Änderungen im Blind- und Wirkleistungsverbraucherbedarf auszugleichen und im Fehlerfall einen Kurzschlussstrombeitrag bereitzustellen. Hierfür wurden Generatoren mit möglichst kleinen transienten und subtransienten Reaktanzen ausgewählt.

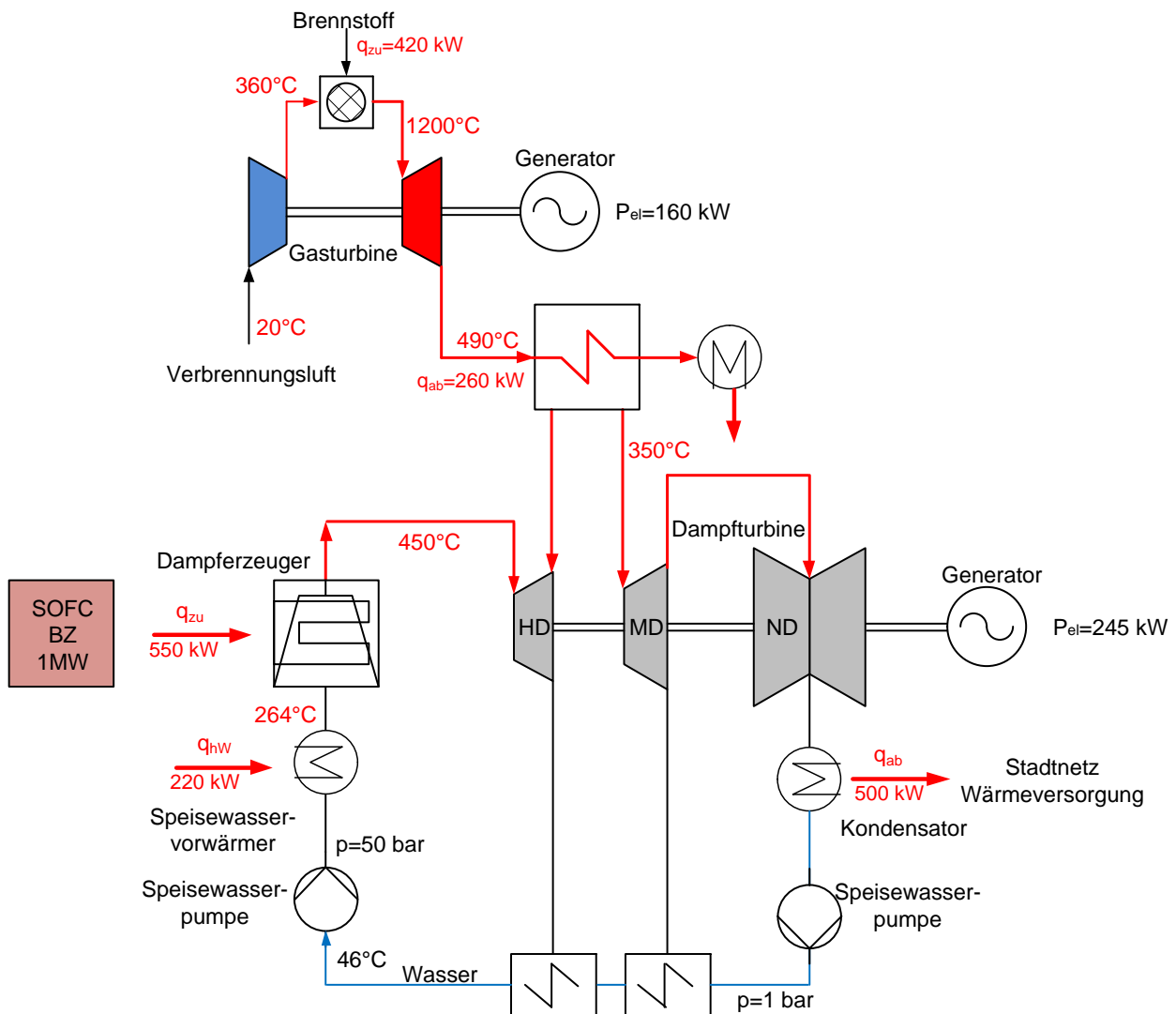


Abbildung 3.2: Anbindung der Gas- und Dampfturbine an die BZ

⁴ Der Gesamtwirkungsgrad der GuD-Anlage (thermische Energie) wird in Kapitel 3.8 dargestellt.

⁵ Der Gesamtwirkungsgrad der autarken EE-Anlage wird in Kapitel 3.8 dargestellt.

Mit einer Blindleistungsbereitstellung der an die BZ angeschlossenen Vier-Quadranten-Umrichter lassen sich vier Ziele erreichen: (1) Blindleistungskompensation; (2) Dämpfung von starken Spannungsänderungen und Fluktuationen; (3) Einhaltung des Spannungsbandes; (4) Anpassung an das Verbraucherlastprofil.

Im Zwischenkreis zwischen BZ und Wechselrichter ist eine Batterie mit ca. 10% der BZ-Leistung zugeschaltet, um die starken Laständerungen, die durch die Einschaltung von starken Verbrauchern entstehen können, zu glätten und Kurzschlussbereitstellung im Fehlerfall zu gewährleisten. Nach den Erfahrungen des e-SolCar Projekts der BTU Cottbus-Senftenberg mit PWM-Batterieumrichtern kann ein Kurzschlussstrom von $I_k''=3-4I_n$ bereitgestellt werden.

Wegen des modularen Aufbaus der BZ-Cluster und der kleingeneratorischen Einspeisung von GuD-Anlagen ist das (n-1)-Kriterium bei der Verwendung von Brennstoffzellen und GuD-Anlagen effizienter erfüllt als bei den konventionellen Kraftwerken. Im Fall eines Betriebsmittelausfalls eines Teiles oder gar mehrerer Teile der Anlage wird nur ein kleiner Teil der autarken EE-Anlage beeinträchtigt und kann in kürzester Zeit ausgetauscht werden. Deshalb werden nur ungefähr 10% zusätzlich zur Gesamtkraftwerksleistung als Reserve benötigt, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

3.3 Analyse der Auslegung von Speichersystemen

Die Wasserstoffgewinnung kann mit Hilfe jeder Art der erneuerbare Energieerzeugung bereitgestellt werden. Sowohl Wind-, Solar- oder Wasserenergie (Wellen-, und Gezeitenkraftwerke) können die fluktuierende, elektrische Leistung in das Netz einspeisen, in Form von Wasserstoff speichern und je nach Bedarf in elektrische und thermische Energie zurück verwandeln. Bei der Wasserstoffproduktion und -speicherung entstehen gewisse Verluste, die ungefähr bei 25-30% liegen. Mit einer weiteren, zukünftigen Verlustreduzierung sollte eine Wirkungsgradverbesserung bei der Elektrolyse nach einigen Prognosen von 85% auf mindestens 90% erreicht werden. Der Einsatz von Wasserstoff in Brennstoffzellen für die Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie empfiehlt sich aufgrund der direkten chemischen Umwandlung mit einem höheren Gesamtwirkungsgrad (von ca. 90-95%). Letztendlich liegt der elektrische Wirkungsgrad der Gesamtanlage zwischen 35 und 55 %, was davon abhängig ist, ob eine Kleinanlage für große Haushalte oder eine größere Anlage für die Energieversorgung einer Siedlung/Stadt in Verbindung mit Gas- und Dampfturbinen eingesetzt wird.

Das Konzept ist nicht auf eine spezielle Art der Energieerzeugung zugeschnitten, sondern kann an die spezifischen Energieinfrastrukturen der jeweiligen Region angepasst werden, wobei die vorhandenen EE-Anlagen integriert werden können. Durch die optimale Auslegung von verschiedenen Energieerzeugern, wie z.B. Photovoltaik- und Windenergieanlagen, kann eine relativ gleich-

mäßige Wasserstoffherstellung sichergestellt werden. Hierbei werden die verschiedenen Erzeugungscharakteristiken in Abhängigkeit von den Jahreszeiten berücksichtigt. Das folgende Vergleichsdiagramm zeigt die Energieerzeugung einer 2 MW-Windturbine und einer äquivalenten Photovoltaikinstallation, basierend auf gemessenen Daten an der BTU Cottbus:

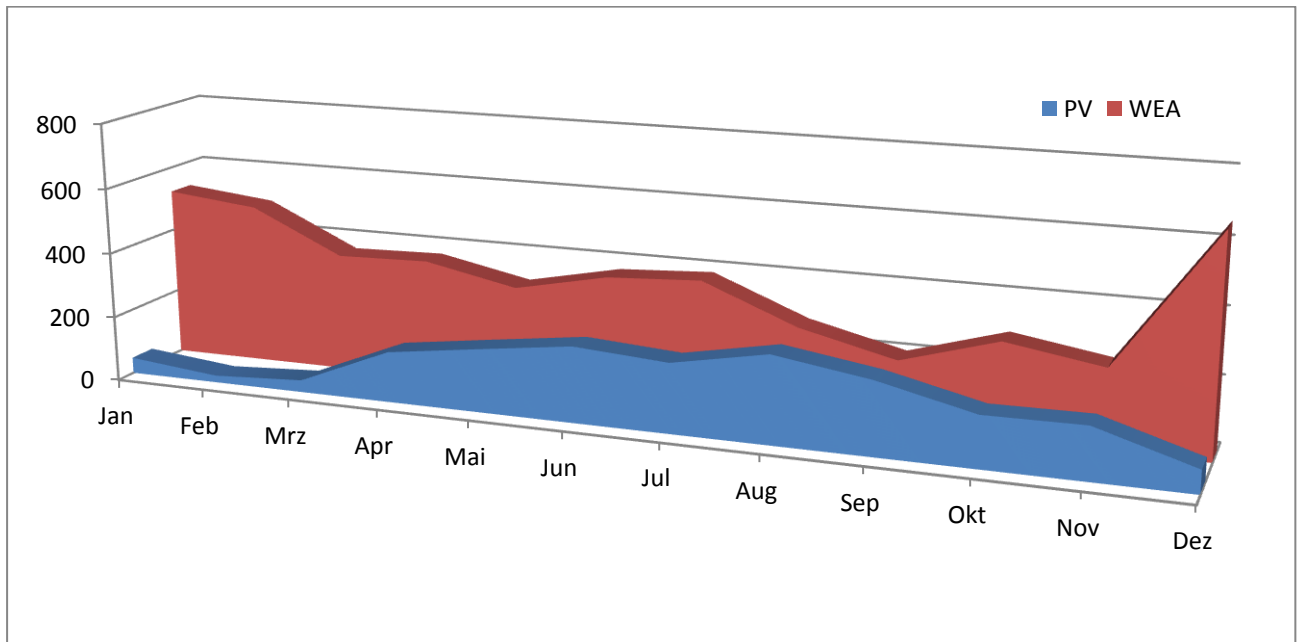


Abbildung 3.3: Jährlicher Energiebeitrag von 2-MW Photovoltaik- und Windenergieanlagen (Standort Cottbus).

Das Diagramm zeigt, dass sich die beiden Arten der Energieerzeugung in Bezug auf die Einspeisecharakteristiken relativ gut ergänzen. Bei schwacher Einspeisung durch PV-Anlagen (vor allem im Winter) ist die Stromproduktion durch die WEA auf einem relativ hohen Niveau, während in Zeiten mit relativ niedrigen Windverteilungen die Sonneneinstrahlung höher ist und die PV deshalb einen höheren Beitrag leisten kann.

Auf den Zeitraum eines Tages bezogen bedeutet das, dass die PV im Zeitraum von 8:00 bis 18:00 Uhr Strom erzeugt, mit maximalen Werten um die Mittagszeit, während die Windturbine ihre maximalen Werte vor allem nachts erreicht. Durch eine Optimierung kann bei der Auslegung der Photovoltaikanlage und der Windturbine das beste Niveau für die Wasserstoffherstellung erreicht werden. Damit kann der Wasserstoff für den Verbraucherbedarf aus Mitteldruck-Zwischenspeichern zugeführt werden, ohne in größerem Maße Hochdruckspeicher zurückgreifen zu müssen. Damit werden auch die Energieverluste für die Hochdruck- Verdichtung verringert. Durch dieses Zusammenspiel von beiden Erzeugern kann eine kontinuierliche Wasserstoffherstellung bereitgestellt werden, um das Speichersystem immer gefüllt zu halten.

Der Hochdruck-Wasserstoffspeicher ist so ausgelegt, dass genügend Brenngase zur Verfügung stehen, um die Stadt für eine Woche mit elektrischer Energie zu versorgen. Für die Erzeugung von 1 MWh_{el} in der Brennstoffzelle sind $m_{\text{H}_2}=63 \text{ kg}_{\text{H}_2}$, $m_{\text{O}_2}=500 \text{ kg/h}$; $m_{\text{H}_2\text{O}}=449,3 \text{ kg/h}$ nötig. Zusammen mit der nachgeschalteten GuD können am Ende des Gesamtprozesses 1,4 MWh_{el} erzeugt werden. Bei maximaler elektrischer Last der Stadt von 6 MWh_{el} werden ca. 270 kg_{H2} benötigt. Für einen Tag liegt der maximal mögliche Energieverbrauch z.B. in der Winterzeit bei 100 MWh_{el} (nach den Standard-Lastprofilen) – das entspricht einer maximal benötigten Menge an Wasserstoff von 4500kg_{H2}, auf eine Woche gerechnet sind es maximal 31500kg_{H2}.

Um die oben genannten Brenngasmengen zu speichern, wird folgende Speicherkapazität benötigt:

Bei 10 bar Druckspeicher entsprechend $4500 \text{ kg}_{\text{H}_2}/0,81 \text{ kg/m}^3 = 5556 \text{ m}^3$;

Bei 100 bar Druckspeicher entsprechend $4500 \text{ kg}_{\text{H}_2}/8,1 \text{ kg/m}^3 = 556 \text{ m}^3$;

Und bei Wasserstoffspeicherung unter größeren Druck:

Bei 350 bar Druckspeicher entsprechend $4500 \text{ kg}_{\text{H}_2}/24,0 \text{ kg/m}^3 = 188 \text{ m}^3$;

Bei 700 bar Druckspeicher entsprechend $4500 \text{ kg}_{\text{H}_2}/40,2 \text{ kg/m}^3 = 112 \text{ m}^3$;

Bei flüssigem Wasserstoff $4500 \text{ kg}_{\text{H}_2}/71 \text{ kg/m}^3 = 64 \text{ m}^3$.

Auf diese Verbrauchsmenge ausgelegte Zwischenspeicher (10 bar) müssen mindestens mit einem Volumen von 2500 m³ Volumen ausgelegt sein, um die Energieversorgung an windschwachen Tagen zumindest halbtags sicherzustellen, ohne auf Hochdruckspeicher zurückgreifen zu müssen. Der Hochdruckspeicher ist so dimensioniert, dass er im ungünstigsten Fall (wenn beide Arten der Energieerzeugung keinen Beitrag liefern können) eine Energieversorgung für mindestens 7 Tagen gewährleisten kann. Bei 100 bar muss er damit ein Volumen von 3892 m³ (31500 kg_{H2}) aufweisen. Bei der Komprimierung der Gase entsteht ein logarithmischer Zusammenhang zwischen der benötigten Verdichterleistung – das bedeutet, dass für eine Verdichtung von 1 auf 10 bar und von 10 auf 100 bar die gleiche Leistung benötigt wird (moderne Metallmembranverdichter können einen Verdichtungsdruck von bis zu 1.000 bar gewährleisten).

So benötigt z.B. eine Stadt mit entwickelter Industrie bei stärkerem elektrischem Energiebedarf und 10.000 Einwohnern und ca. 33 400 MWh_{el}/a Energieverbrauch pro Jahr 1.503.000 kg_{H2}.

Der Kreislauf bei der Umwandlung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Energiequellen in Sauer- und Wasserstoff und die Rückumwandlung in elektrische und thermische Energie für den Stadtverbrauch ist in der folgenden Abbildung 3.4 dargestellt.

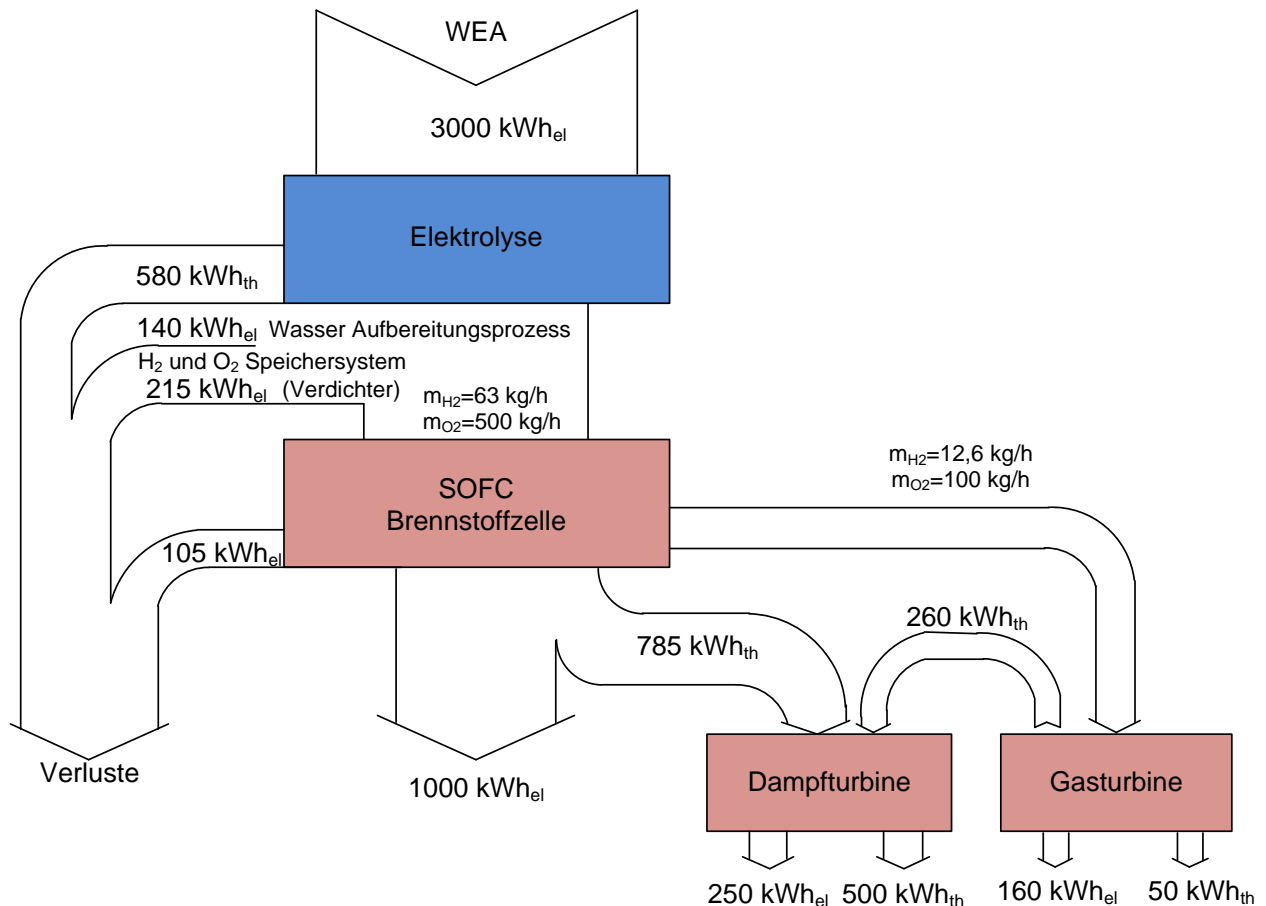


Abbildung 3.4: Energiebilanz bei autarker EE-Anlage.

Die benötigte Zeit für das Auffüllen von Hochdruck-Wasserstoffspeichern kann durch die Gegenüberstellung von Energieverbrauch und -erzeugung zeitabhängig ermittelt werden. Die erzeugte Energie ist der Energieunterschied, der durch die WEA erzeugte elektrische Energie unter Berücksichtigung der Verluste, die durch die Wasserstoffherzeugung und -speicherung und die Rückumwandlung von Brenngasen in elektrische Energie entsteht. Auch kann die zusätzliche Einspeisung von PV, die üblicherweise bei Städten über 5.000 Einwohnern zwischen 500 und 1.500 kWh_{el} installierter Leistung liegt, berücksichtigt werden, um die Wasserstoffspeicher schnell nachzufüllen.

Im folgenden Beispiel wurde der Monat Oktober als Übergangsmonat mit höherem Stadtenergieverbrauch und niedrigen Wind- und Solarenergiebeiträgen ausgewählt. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Vorräte des Hochdruck-Dauerspeichersystems aufgebraucht sind.

Die Simulationsberechnungen wurden für den ganzen Monat durchgeführt mit zehn WEA mit je 2MW_{el} installierter elektrischer Leistung und PV mit 1,5 MW_{el}. Der Energieverlauf bei Erzeugung und Verbrauch ist im Diagramm aus Gründen der Übersichtlichkeit nur für eine Woche mit ungünstigster Windverteilung und Sonneneinstrahlung dargestellt (siehe Abbildung 3.5).

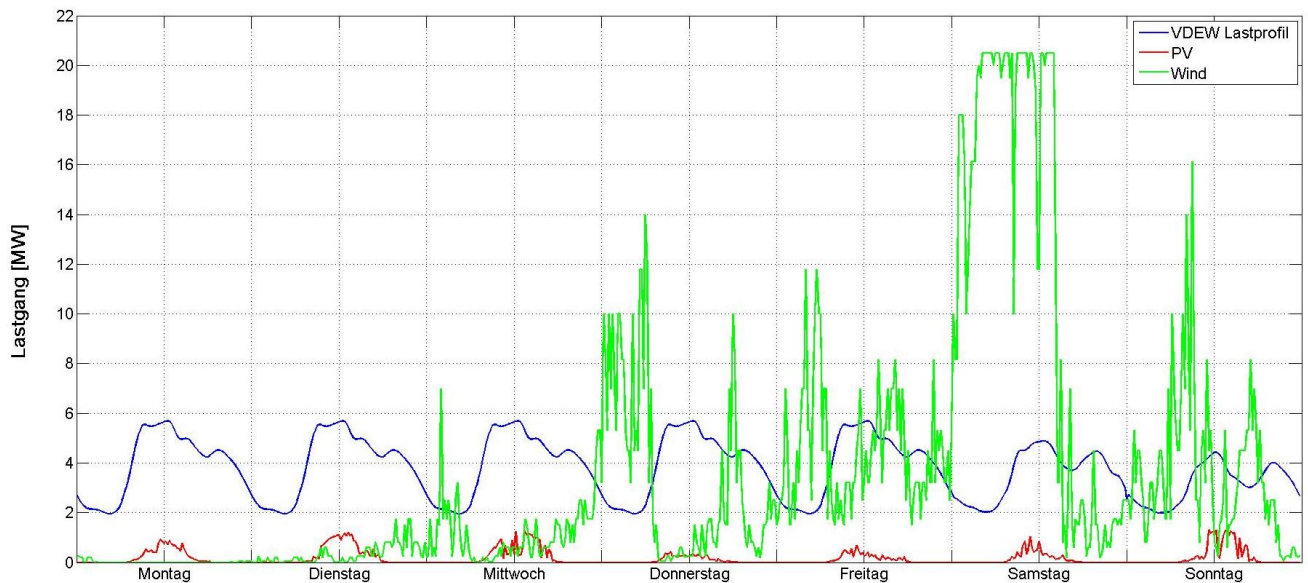


Abbildung 3.5: Leistungsfluss bei Einspeisung durch Photovoltaik und Windenergieanlagen im Vergleich zum Stadtverbrauch in einer Oktoberwoche.

Es ist problematisch, in diesem Monat die Stadt mit elektrischer Energie zu versorgen und gleichzeitig die Speicher voll aufzuladen; nur um die Hochdruckspeicher aufzuladen, werden 14 Tage benötigt (bei 10 WEA); stehen zusätzlich noch Photovoltaik und zwei zusätzliche WEA (entsprechend dem n-1 Kriterium) zur Verfügung, werden 12 Tagen benötigt.

Sollte dieser „schlimmste Fall“ eintreten; muss die Brennstoffzelle mindestens 12 Tage mit Hilfe des Brenngases (Biogas oder Erdgas) versorgt werden, bis der Hochdruckspeicher voll aufgeladen wird. Dementsprechend müsste ein „Back-up“-Plan entwickelt werden, der die Zuleitung von Brenngasen für eine Zeitdauer von mindestens 12 Tagen sicherstellen kann, z.B. durch die Zuschaltung von Biogasanlagen.

Bei der Erdgasreformierung wird in der Praxis aus 1m^3 Erdgas (Energiegehalt 9,7 kWh) $2,6\text{ m}^3$ Wasserstoff (7,8 kWh) gewonnen [3.1] (und bei Biogas beträgt der Wert zwischen 2 und ca. 3 m^3 Wasserstoff). Dementsprechend liegt die benötigte Menge an Biogas, um die Stadt eine Woche mit elektrischer Energie zu versorgen, zwischen 60.900 und 182.700 m^3 (abhängig von der Reinheit des Biogases).

Basierend auf den statistischen Daten ist der Eintritt eines solchen Falles unwahrscheinlich, da entsprechend der gemessenen Daten an maximal zwei bis drei Tagen pro Woche kein Strom aus den beiden regenerativen Quellen bezogen werden kann. Damit sollte eine Speicherkapazität für 7 Tage völlig ausreichend sein.

3.4 Das Eigenverbrauchernetz der autarken EE-Anlage

Der Eigenenergieverbrauch der autarken EE-Anlage wird mit Hilfe der WEA mit doppelt gespeistem Asynchrongenerator (DFIG) in Verbindung mit einem direktangeschlossenen, synchronen Generator (angetrieben von einem Gasverbrennungsmotor oder einer Gasturbine) sichergestellt (siehe Abbildung 3.6). Der synchrone Generator ist für die Frequenzbildung im Eigenverbrauchernetz und für die Blindleistungsbereitstellung für die WEA zuständig. Der DFIG kann bei variablen Windgeschwindigkeiten arbeiten und dank des Umrichterkonzepts (Kapitel 4.5) (PWM-Umrichter mit ca. $P_e=25\%P_{e(WEA)}$) eine variable elektrische Leistung mit starrer Frequenz (50 Hz) für das Eigenverbrauchernetz bereitstellen. Der DFIG hat einen robusten Aufbau und kann die maximale Energie des Windes aufnehmen und einen stabilen Frequenzbereich bereitstellen (Stromeinspeisung mit starrer Frequenz). In der Zeit niedrigen Eigenenergieverbrauchs der autarken EE-Anlage kann elektrische Energie von der WEA mit dem DFIG ins Erzeugungs- und Übertragungsnetz übertragen werden.

Ungefähr 80% des Eigenenergieverbrauchs der EE-A fallen durch die H₂- und O₂-Verdichtung und -speicherung an. Die benötigte elektrische Energie für die Wasserstoffspeicherung steht in direkter Verbindung mit der Wasserstoffherstellung und demnach sind die WEA für die H₂-Herstellung und die WEA mit DFIG für den Eigenenergieverbrauch durch die Windverteilung miteinander gekoppelt. Die maximal benötigte elektrische Leistung für die H₂- und O₂-Verdichtung auf 100 bar beträgt 1.400 kW, und kann problemlos mit einer 2-MW Anlage bereitgestellt werden.

Als Antriebsmotoren für die Pumpen und Verdichterantriebe werden Synchronreluktanzmotoren (SRM) verwendet⁶. Die SRMs sind im Vergleich zu Synchronmotoren robuster und wartungsfreundlicher, und können Asynchronmotoren (AM) mit ähnlicher Leistung ersetzen. Die SRM weisen einen höheren Wirkungsgrad (besonderes im Teillastbetrieb) im Vergleich zu AM und eine variable Drehzahl im Betrieb auf. Die SRM sind mit Frequenzumrichtern für den strengen Energieeffizienz-Standard IE4 ausgelegt.

⁶ Laut ABB liegen diese Motorentypen in einer ähnlichen Preisklasse wie Asynchronmotoren mit ähnlicher Leistung.

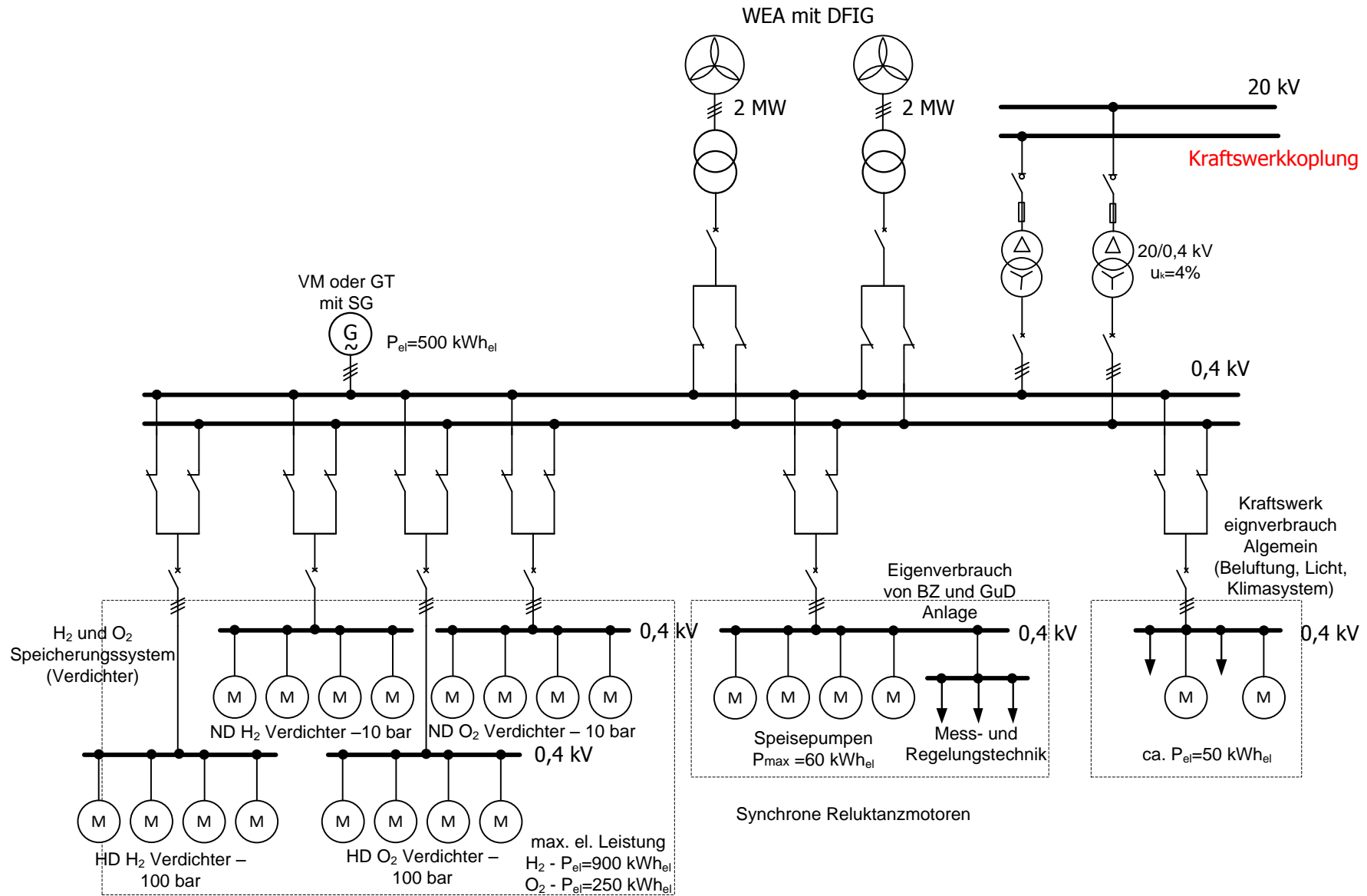


Abbildung 3.6: Übersichtschemata Kraftwerkseigenenergieverbrauch

3.5 Anschluss der autarken EE-Anlage an das MS-Verteilungsnetz der Stadt

Die erzeugte elektrische Energie wird in das 20-KV-MS-Verteilungsnetz der Stadt übertragen. Um das Verbrauchermodell besser analysieren zu können, wurden echte Daten, z.B. für den Energieverbrauch [3.2] und den Plan der Kabelauslegung [3.3], für die Stadt Großräschen/Brandenburg⁷ verwendet. Das MS-Verteilungsnetz der Stadt Großräschen ist annähernd nachgebaut, um die Kabellänge mit einer Genauigkeit von ca.±10% abschätzen zu können. Wegen fehlenden Informationen wurde für den Kabeltyp eine 20 kV – NA2XS2Y 1x150 RM Kabel angenommen (der übliche Kabeltyp der DDR-Zeit, wie er z.B. am Campus der BTU Cottbus-Senftenberg anzutreffen ist).

Für die autarke EE-Anlage wurde das Modell der Schaltanlage mit doppelter Sammelschiene und Kuppelfeld zwischen verschiedenen elektrischen Erzeugungseinheiten aufgebaut, um die Sicherheit bei Energieverteilung und Betriebs bereitzustellen. Im Simulationsmodell werden zwei Varianten der Einspeisung zum MS-Verteilungsnetz berücksichtigt:

(1) Einseitige Einspeisung in das offene Ringnetz des MS-Verteilungsnetzes (siehe Abbildung 3.7). Ein möglicher Nachteil dieser einseitigen Einspeisung ist, dass Probleme bei der Spannungshaltung und Kurzschlussbereitstellung auftreten können⁸. In dieser Variante gibt es einen weiter entfernten Windpark, neben dem sich alleinstehende EE-A befinden.

(2) Doppelseitige Stadtnetzversorgung (siehe Abbildung 3.8). Die autarke EE-Anlage kann entweder aus zwei Teilen aufgebaut werden – die entweder in der Nähe zum Einspeisungspunkt liegen oder durch ein Kabelsystem mit großem Kabelquerschnitt mit der zweiten Versorgungsstelle verbunden ist⁹. Die doppelte Einspeisung erlaubt eine zuverlässige Bereitstellung von elektrischer Energie und einen größeren Kurzschlussstrombeitrag im Fehlerfall. Deshalb kann sie eine größere Netzsicherheit und Zuverlässigkeit gewährleisten.

⁷ Die Stadt Großräschen hat eine Bevölkerung von 10.262 Einwohnern [3.2] in einer Region mit gut ausgebauten Wind- und PV-Anlagen (Niederlausitz, Brandenburg) und passt somit in das Kleinstadtprofil dieser Arbeit.

⁸ Dies wurde anhand einer Simulation untersucht (siehe Kapitel 4.8)

⁹ Beide Varianten wurden anhand von Simulationen untersucht und im Kapitel 4.8 beschrieben.

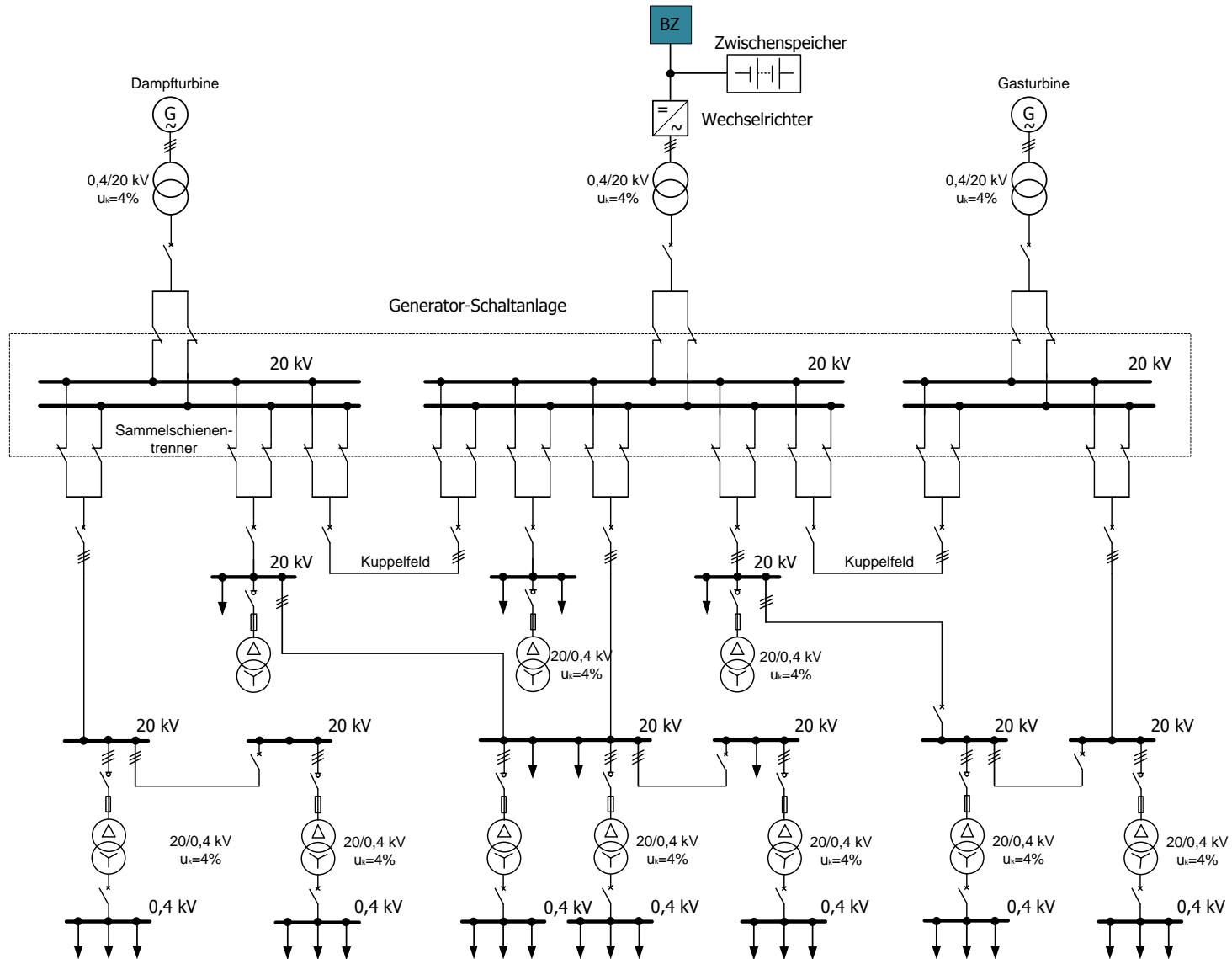


Abbildung 3.7: Einseitige Einspeisung in das MS-Stadtnetz.

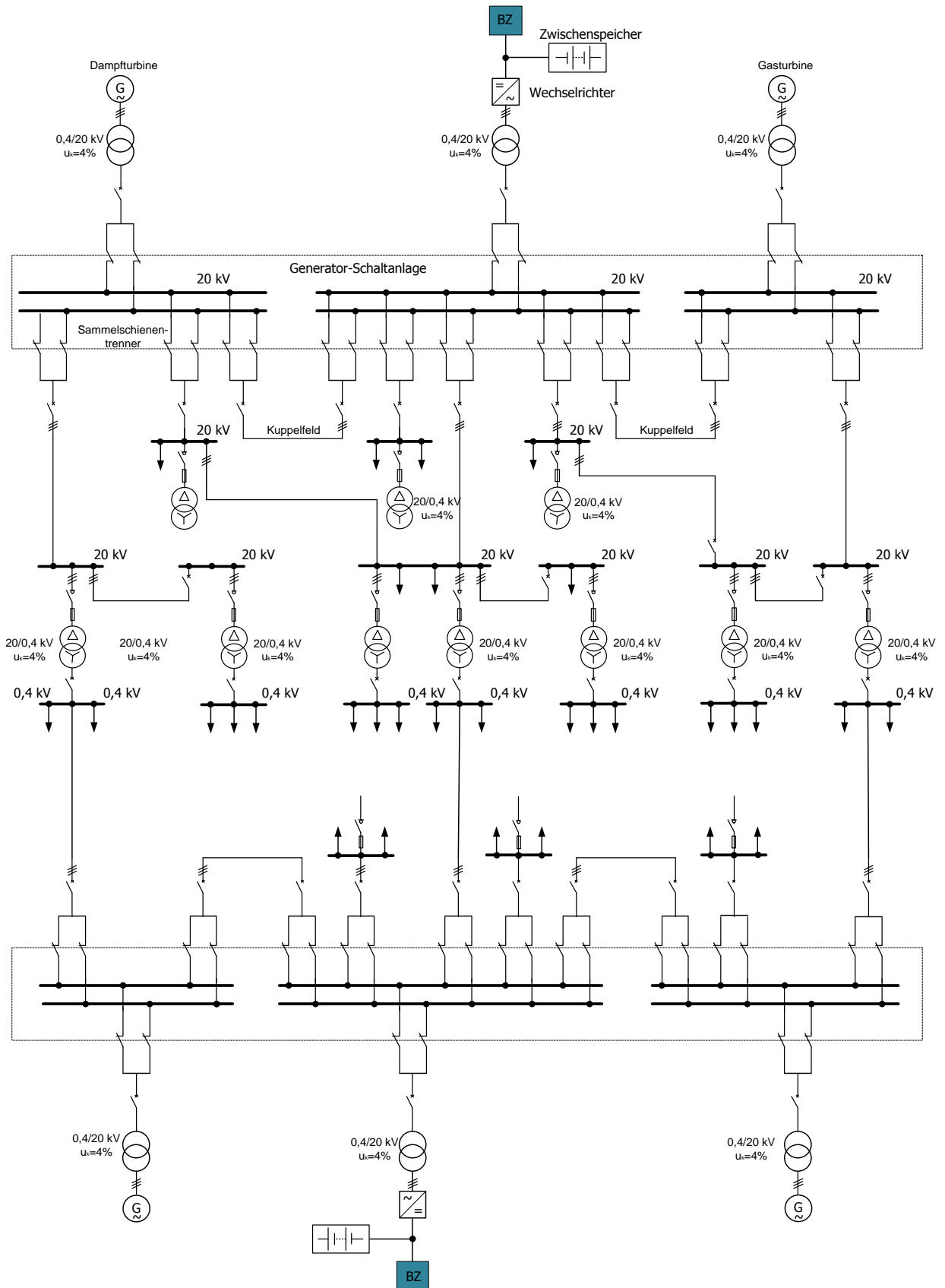


Abbildung 3.8: Doppelseitige Einspeisung in das MS-Stadtnetz.

3.6 Auslegung der Windenergieanlage

Bei der Planung des WEA-Parks für die autarke EE-Anlage wurde zuerst der jährliche Umfang der elektrischen Energie ermittelt, der bei den vorhandenen Windbedingungen in der Region Brandenburg erzeugt werden kann. Dazu wurde zuerst die Windverteilung entsprechend der mittleren Windgeschwindigkeit (10min-Mittelwerte) in der Region Brandenburg ermittelt. Die Daten der mittleren Windgeschwindigkeit wurden vom Lehrstuhl Kraftwerkstechnik an der BTU Cottbus im Jahr 2012 gemessen [3.4]. Darüber hinaus wurde für die Planung des WEA-Parks die Leistungskennlinie des Enercon Windrads E-82 übernommen.

Um die gemessenen Windparameter an die Stadt Großräschen anzupassen, wurden die Windwerte für die Höhe von 100 m herangezogen und mit Hilfe des Hellmanischen Koeffizienten $\alpha = 0,28^{10}$ umgerechnet [3.5]. Die mittlere Windgeschwindigkeit wird nach der Hellmanischen Höhenformel berechnet:

$$c = c_{ref} \cdot \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^\alpha \quad (3.1)$$

Um die zeitlichen Häufigkeiten der verschiedenen Geschwindigkeiten mathematisch zu beschreiben, wurde die Methode der Weibull-Verteilung angewandt. Die gemessenen Geschwindigkeitswerte [3.4] wurden über einen Zeitraum von 10 min gemittelt, anschließend in Klassen von 1 m/s Klassenbreite eingeteilt und als Häufigkeitsverteilung wiedergegeben. Diese messtechnisch erfassten relativen Häufigkeitsverteilungen lassen sich analytisch durch die zweiparametrische Weibull-Verteilung mit dem Formparameter k und dem Skalierungsfaktor A berechnen:

$$f(c) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{c}{A} \right)^{k-1} \cdot \exp \left(- \left(\frac{c}{A} \right)^k \right) \quad (3.2)$$

- f(c) Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit in %
- c mittlere Windgeschwindigkeit einer Windgeschwindigkeitsklasse in m/s
- A Weibull-Skalierungsfaktor in m/s (Maß für die die Zeitreihe charakterisierende Windgeschwindigkeit; es steht in einem bestimmten Verhältnis zum Mittelwert der Windgeschwindigkeit der Verteilung und wird mit 6,8 m/s für die Windverteilung angenommen)
- k Weibull-Formfaktor (gibt die Form der Verteilung an; k nimmt einen Wert von 1 bis 3 an)

Einen großen k -Faktor gibt es für Winde mit geringen Schwankungen (wie z.B. den starken, hohen und konstanten Passatwind). In Europa ist ein k - Faktor von 2 üblich. Je größer der k - Faktor, desto besser ist die Ausbeute der Windenergie. Der Faktor k ist auch von der Höhe abhängig: k nimmt mit der Höhe leicht zu, da Turbulenzen und Schwankungen mit zunehmender Höhe abnehmen [3.5], [3.6]. In diese Arbeit wurde ein k -Wert angenommen, der von ENERTRAG für das Land

¹⁰ Der Hellmanische Koeffizient von $\alpha = 0,28$ wird für die Berechnungen, die Gelände mit Hindernissen bis 15m (Wälder, Siedlungen, kleine Städte) betreffen, genutzt, wobei der Koeffizient von $\alpha = 0,4$ für die Berechnungen für Großstädte und Gelände mit großen Hindernissen angewandt wird.

Brandenburg ermittelt wurde: $k = 1,85$ [3.7]. Die Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit von verschiedenen A- und k-Koeffizienten ist in Abbildung 3.9 ersichtlich.

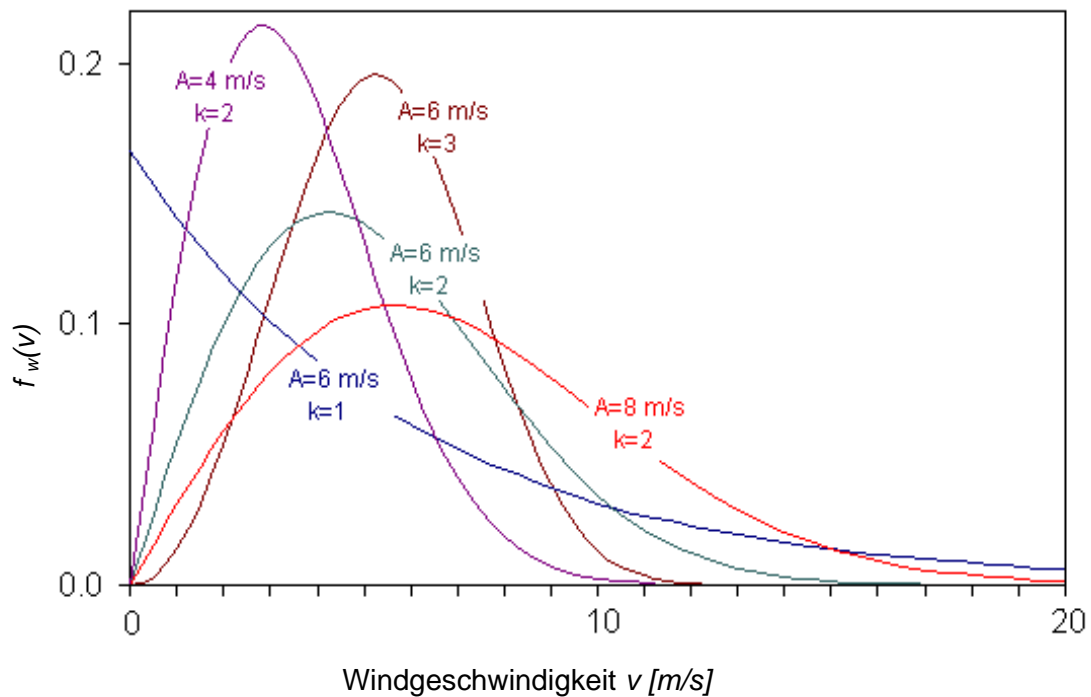


Abbildung 3.9: Weibull-Verteilung: Häufigkeitsverteilung - Häufigkeit $f_w(v)$ der Windgeschwindigkeiten k : Formparameter A : Skalierungsparameter (in m/s) [3.8].

Mit Hilfe der Gleichungen (3.1) wird für eine Höhe von 100 Metern die mittlere Windgeschwindigkeit berechnet. Die relative Änderung bezogen auf eine Referenzhöhe $h_1 = 10\text{m}$ und die Windgeschwindigkeit c_1 kann aus den jeweiligen statistischen Daten [3.4] hergeleitet werden. Und mit Hilfe der Gleichung (3.2) kann die Weibull-Verteilung berechnet werden. Daraus ergibt sich Diagramm 3.1.

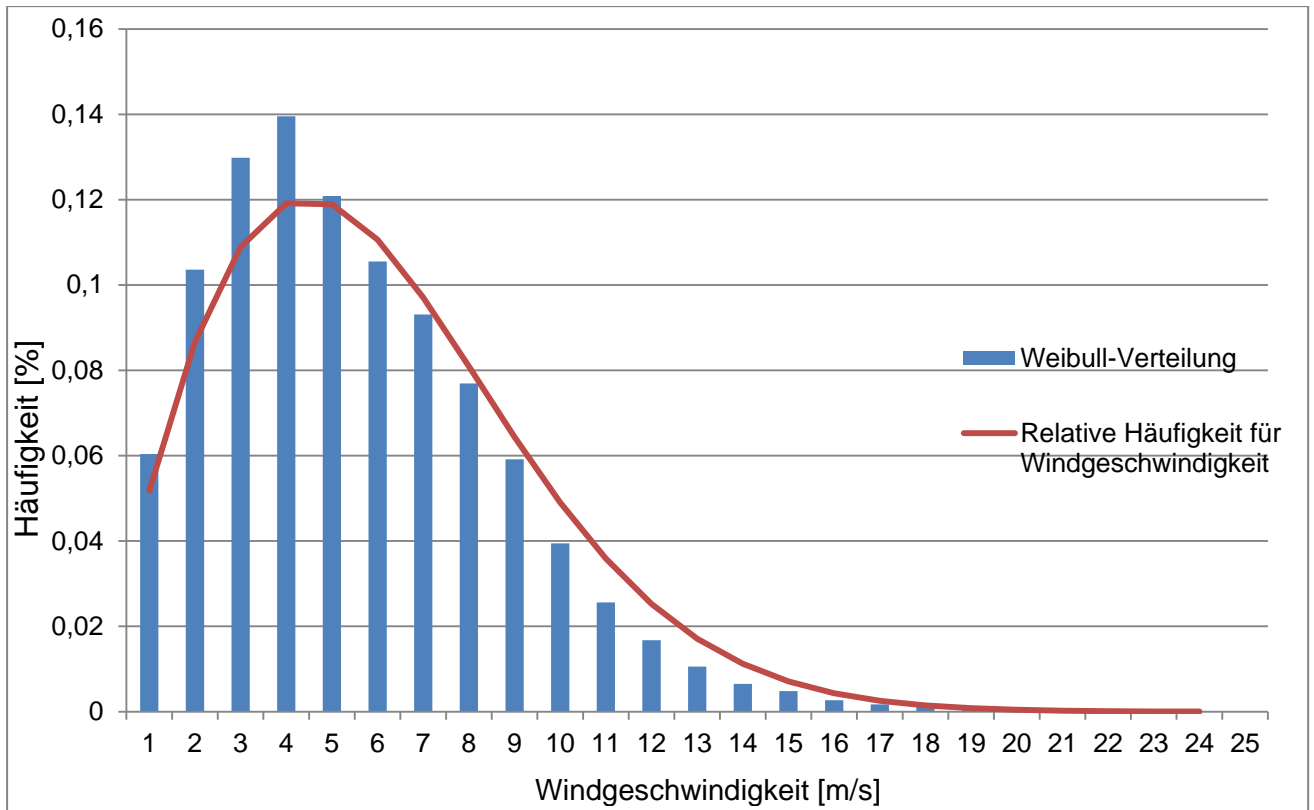


Diagramm 3.1: Graphische Darstellung der Weibull-Verteilung und relativen Häufigkeit (nach Gleichung (3.2) und Berechnungsverfahren siehe Anhang A1).

Für die praktische Berechnung der WEA wurden zwei vergleichbare WEA-Anlagen ausgewählt, die jedoch verschiedene Generatortypen benutzen. Beide Anlagen sind in Deutschland am meisten verbreitet. Ausführliche technische Parameter finden sich im Anhang A1, eine kurzer Vergleich in der folgenden Tabelle 3.1.

2 MW-Klasse	ENERCON E-82	Vestas V90/2.0 MW
Nennleistung	2 MW	2 MW
Jahresenergieertrag	5,7 -6,7 Mio. kWh	5,7 – 6,4 Mio. kWh
Nabenhöhe	78 -138 m	80-125 m
Gesamthöhe (max.)	179 m	170 m
Rotordurchmesser	82 m	90 m
Rotordrehzahl (max.)	15 U/min	19 U/min

Tabelle 3.1: 2 MW-WEA-Typen von ENERCON und Vestas (abgeleitet von [3.9]).

Die Anlage von ENERCON erbringt bessere Leistungen bei niedrigen Windgeschwindigkeiten im Vergleich zur Anlage von Vestas. Deshalb wurde für die Berechnungen des Windparks der Anlage E-82 von ENERCON der Vorzug gegeben. Die Jahresenergielieferung dieser Windkraftanlage soll

auf der Basis der normalisierten Leistungskennlinie [3.10] (siehe Abbildung 3.10) berechnet werden.

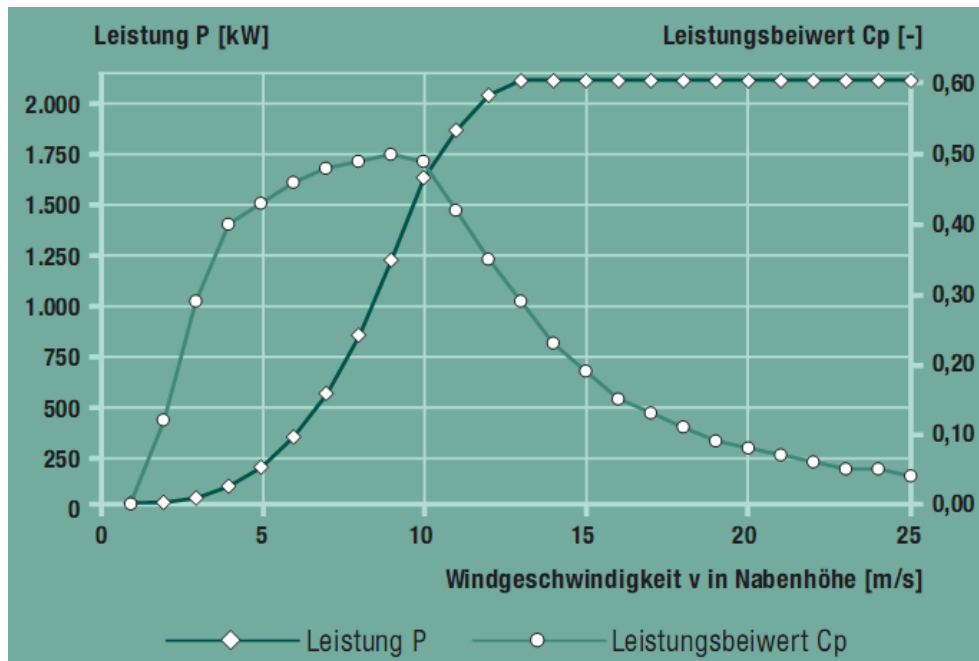


Abbildung 3.10: Herstellerangaben zur Leistungskennlinie Enercon E-82 für Mittlere Windstarke (Enercon 2013)

Das Jahr ist mit **8.670** Stunden anzunehmen. Für die Winddaten ist eine Weibull-Verteilung der Windgeschwindigkeiten zugrunde zu legen. Für die Berechnungen wurden die mittleren jährlichen Winddaten für Cottbus [3.4] sowie ein Weibull-Skalierungsfaktor von **A=6,8m/s** und ein Weibull-Formfaktor **k=1,85** angenommen.

Mit Hilfe der Parameter des Anhangs A1 wurde das folgende Diagramm 3.2 erstellt, das die erzeugte Energiemenge und die Häufigkeit je Windgeschwindigkeitsklasse veranschaulicht. Die Energieverteilung der unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten in Diagramm 3.2 wird dabei mit folgender Formel ermittelt:

$$E_{spez} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c_w^3 \cdot f(c_w) \quad (3.3)$$

Dadurch ergibt sich eine jährlich erzeugte Energie (bei WEA) von $E_{el}=\mathbf{4.000}$ MWh/a. Die installierten WEA in der Region Brandenburg weisen maximal 1400 Vollaststunden im Jahr auf. Analog kann für Regionen mit relativ schwacher Windverteilung ein Wert von 1000 Vollaststunden angenommen werden. Bei der Auslegung der Anlage wird empfohlen, einen niedrigen Vollaststundenwert anzunehmen, um Probleme in windschwachen Jahren zu vermeiden.

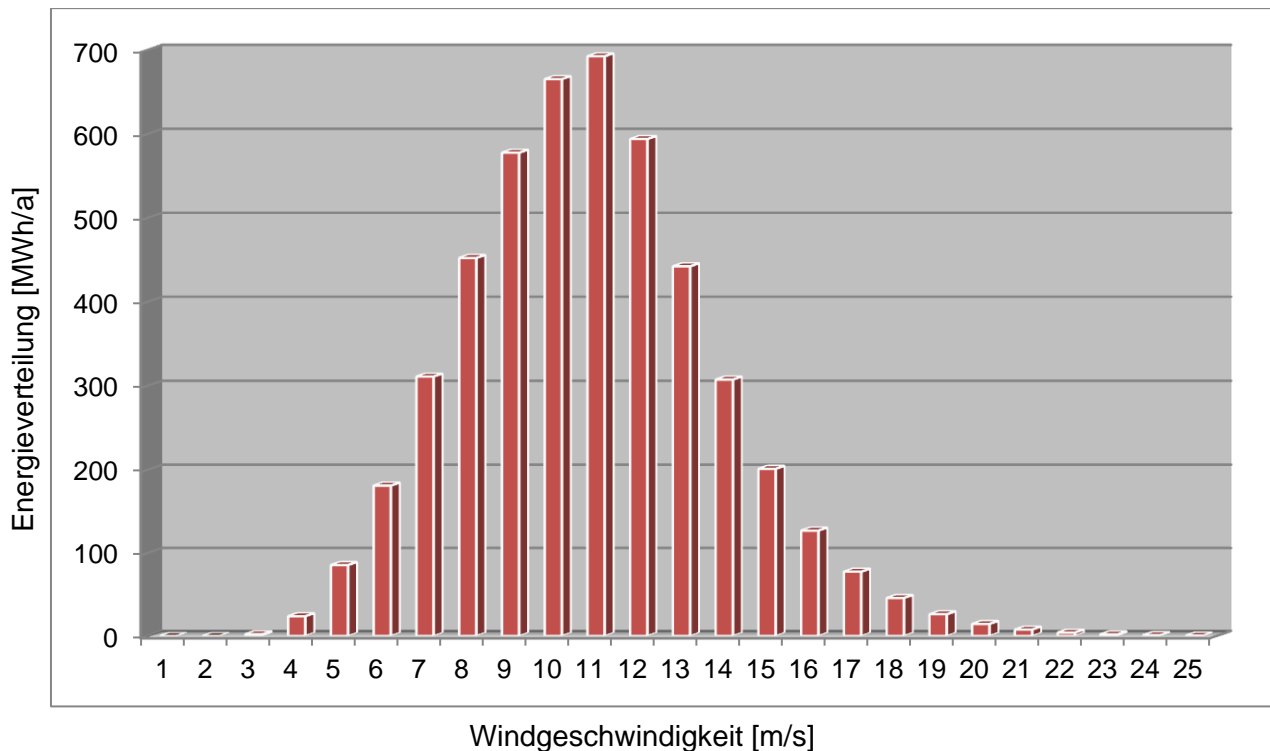


Diagramm 3.2: Erzeugte Energiemenge je Windgeschwindigkeitsklasse (Berechnungsverfahren siehe Anhang A1).

Unter Berücksichtigung des jährlichen Energieverbrauchs der Stadt Großräschen von 33.400 MWh/a müssen mindestens 10 E-82 WEA installiert werden. Um das n-1 Kriterien einzuhalten, müssen noch zwei zusätzliche Anlagen installiert werden. Somit werden insgesamt 12 2-MW WEA für die autarke EE-Anlage benötigt.

3.7 Wasserstoffherzeugungs- und Speicherungssysteme

In der autarken EE-Anlage wird Wasserstoff zur Speicherung der Energie aus der WEA genutzt. Der Wasserstoff wird im Elektrolyseur hergestellt, der von der WEA betrieben wird. Darüber hinaus wird die chemische Energie des Wasserstoffs mit Hilfe der BZ in elektrische und thermische Energie umgewandelt, die bei Bedarf genutzt werden kann. Wasserstoff ist ein perfekter Ersatz für fossile Brennstoffe, weil er eine hohe Energiedichte hat (Vergleich in Tabelle 3.2) und im Laufe der Reaktion entsteht Wasser als Abfallprodukt (keine Schadstoffemission).

Brennstoff	Chem. Formel	H _o [kJ/kg]	H _u [kJ/kg]
Wasserstoff	H ₂	141,86	119,93
Methan	CH ₄	55,53	50,02
Kohlenoxide	CO	10,10	10,10
Ethan	C ₂ H ₄	51,88	47,49
Propan	C ₃ H ₈	50,35	45,60
Methanol	CH ₃ OH	19,96	18,05
Diesel		44,80	42,50
Benzin	C ₈ H ₁₈	46,05	42,70

Tabelle 3.2: Brennwerte H_o und Heizwerte H_u für typische Brennstoffe (bei 25°C und 1.013 bar).

In Verbindung mit regenerativen Energien, wie z.B. Wind-, Solar- und Wasserenergieerzeugern, wird Wasserstoff als Energieträger produziert, der mit Hilfe von Brennstoffzellen direkt in elektrische Energie umgewandelt oder zum Verbraucher transportiert werden kann.

Um ein Kilogramm Wasserstoff zu erzeugen, benötigt man folgende Energiemenge:

$$\frac{2e^-}{H_2} \cdot \frac{1000 \text{ gH}_2}{2,016 \text{ gH}_2/\text{molH}_2} \cdot \frac{96487 \text{ C}}{\text{mol } e^-} \cdot \frac{1 \text{ kA}}{1000 \text{ C/s}} \cdot \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}} = 26589 \text{ kAh} \quad (3.4)$$

Der spezifische Energieverbrauch des Elektrolyseurs kann mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$K = 26589 \cdot \frac{U}{\eta_E} \quad (3.5)$$

Um die gesamte, autarke EE-Anlage wirtschaftlich rentabel betreiben zu können, muss der spezifische Energieverbrauch des Elektrolyseurs so niedrig wie möglich gehalten werden. Dies kann durch die Senkung der Zellenarbeitsspannung U und die Erhöhung des Elektrolyseurwirkungsgrads η_E erreicht werden.

Normalerweise werden die Mengen des erzeugten Wasserstoffs bei der Elektrolyse in Kubikmeter berechnet. Folgende Gleichung ermittelt die benötigte Energiemenge, um 1 Nm³ herzustellen (unter der Annahme, dass 1Nm³_{H₂} 44,6 mol_{H₂} entspricht) [3.11]:

$$\begin{aligned} E_{H_2} &= \frac{Q}{n} \cdot U_{real} = z \cdot F \cdot U_{real} = 2 \cdot 96485,3365 \frac{\text{C}}{\text{mol}} \cdot U_{real} = 53,603 \frac{\text{Ah}}{\text{mol}} \cdot U_{real} \\ &= 2392,98 \frac{\text{Ah}}{\text{Nm}^3} \cdot U_{real} \end{aligned} \quad (3.6)$$

Die alkalische Elektrolyse ist abhängig von der Elektrolyseurbelastung und dem Materialverschleiß. Deshalb liegen die Zellenspannungswerte zwischen 1,8 - 2,2V. Dementsprechend liegt der optimale Energiebedarf im Bereich

$$E_{H_2} = 2392,98 \frac{Ah}{Nm^3} \cdot U_{real} = 2392,98 \frac{Ah}{Nm^3} \cdot 1,8V = U_{rev} \cdot \eta_{El} = 4,3 \frac{kWh}{Nm^3} \quad (3.7)$$

und bei einer Zellenspannung von 1,9 V bei ca. 4,5 kWh/Nm³

Heutzutage gibt es verschiedene Arten von Elektrolyseuren, von denen sich noch viele im Entwicklungsstadium befinden und daher nicht auf dem Markt verfügbar sind. Folgende drei Elektrolyseurarten können momentan auf dem freien Markt erworben werden:

- Alkalische Elektrolyseure (Kaliumhydroxid (KOH)-Lösung)
- Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyseur
- Geräte, die auf Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse basieren

Der Alkalische Elektrolyseur nutzt einen flüssigen Elektrolyten aus KOH-Lösung. Der KOH-Elektrolyseur erhöht seinen Wirkungsgrad mit dem Arbeitsdruck. Die meisten Firmen, die solche Elektrolyseure produzieren, verwenden einen Arbeitsdruck von 1 atm (Umgebungsdruck). Dagegen stellt die Firma Lurgi GmbH KOH-Elektrolyseure mit ca. 30 atm Arbeitsdruck her - dies entspricht einem Wirkungsgrad von 98% [3.11].

Nachteile der alkalischen Elektrolyseur sind, dass sie sehr viel Platz brauchen, da die Anlagen ziemlich groß sind (z.B. eine NORSK-Anlage ist ca. 4 m² groß [3.12]) und sie eine ständige Kontrolle der Elektrolyt-Prozesse benötigen (der flüssige Elektrolyt muss in regelmäßigen Abständen erneuert werden).

Der PEM-Elektrolyseur ist kompakter im Vergleich zum alkalischen Elektrolyseur und braucht keine ständige Kontrolle von elektrolytischen Prozessen. Darüber hinaus ist die Stromdichte solcher Anlagen größer und damit die Produktivität höher.

Die Hauptvorteile des PEM- Elektrolyseur sind folgende: der Elektrolyt kann ganz dünn (ca.0,1 mm) sein, was den Widerstand zwischen den Elektroden senkt. Die Elektrolyte sind fest und haben eine konstante Komposition. Die Elektrolyte haben relativ langsame Korrosionsprozesse. Die Zellen in den Anlagen weisen eine hohe Stromdichte auf.

Die aktuellen und prognostizierten technischen Parameter für alkalische und PEM-Elektrolyseure sind in der Tabelle 3.3 dargestellt.

Technische Parameter	Alkalische Elektrolyse		PEM-Elektrolyse	
	Stand 2011	Nach 5-10a Potenzial	Stand 2011	Nach 5-10a Potenzial
Zelltemperatur	60-80 °C	60-80 °C	50-80 °C	60-90 °C
Zellendruck	≤ 30 bar	60 bar	≤ 30 bar	60 bar
Stromdichte	0,2-0,4 A/cm ²	<0,6 A/cm ²	0,6-2,0 A/cm ²	1-2,5 A/cm ²
Zellenspannung	1,7-2,4 V	1,65-2,1 V	1,8-2,2 V	1,7-2,0 V
Leistungsdichte	Bis 1,0 W/cm ²	Bis 1,3 W/cm ²	Bis 4,4 W/cm ²	Bis 5,0 W/cm ²
Spez. Energieverbrauch	4,0-4,6 kWh/Nm ³	4,0-4,6 kWh/Nm ³	4,5-7,5 kWh/Nm ³	4,3-5,5 kWh/Nm ³
Wirkungsgrad	0,7-0,82	0,7-0,87	0,7-0,82	0,75-0,87
Lastbereich	20-110%	10-110%	10-110%	5-110%
Lebensdauer Bündel	≤ 90 000 h	≤ 90 000 h	≤ 20 000 h	≤ 20 000 h
Investitionskosten	>1MW: <500€	>1MW: <350€	>1MW: <1000€	

Tabelle 3.3: Vergleich technischer Parameter von alkalischen und PEM-Elektrolyseuren (abgeleitet von [3.13]-[3.15]).

Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse funktioniert mit einer Arbeitstemperatur von (700...900)°C und nutzt Wasserdampf, um trockenen Wasserstoff zu produzieren. Man benötigt keine H₂/H₂O Trennungssysteme. Dieser Prozess hat einen höheren Wirkungsgrad und einen niedrigeren Energiebedarf als andere Elektrolyseurarten. Die SOFC-Brennstoffzelle kann im „reverse“ Betrieb als Hochtemperatur-Wasserdampf-Elektrolyseur arbeiten, d.h. aus Wasserdampf kann Wasserstoff produziert werden. Dadurch kann die SOFC-Brennstoffzelle dank der hohen Temperaturen von Wasserdampf mit einem sehr hohem Wirkungsgrad von ca. 90 % und mit niedrigem Energiebedarf (bis 2,5 kWh_{el} / m³_{H₂}) betrieben werden. Diese Eigenschaften werden in den Sommerzeiten bei niedrigem thermischem Energiebedarf genutzt.

Für die autarke EE-Anlage in dieser Arbeit wurde ein alkalischer Elektrolyseur ausgewählt, weil er sich für die Herstellung großer Mengen Wasserstoff eignet und bei normalen Betriebsbedingungen eine Lebensdauer von ca. 30 Jahre hat. Zusätzlich wird vorausgesetzt, dass die SOFC-Brennstoffzelle, die an die autarke EE-Anlage angeschlossen ist, in einem normalen und „reverse“-Betrieb arbeiten kann – zur Elektrizitäts- und Wasserstoffherstellung.

3.7.1 Wasserstoff: erzeugte Menge

Bei der Berechnung des Energiebedarfs für Elektrolyseprozesse muss man zwischen dem Energiebedarf für den Prozess der Elektrolyse und dem für den Betrieb des Elektrolyseurs unterscheiden. Nach den Grundberechnungen (siehe Anhang A2, sowie Gleichungen 3.3 und 3.4) wurde der Energiebedarf für den Elektrolyseprozess bei 4,3 kWh/Nm³_{H₂} oder ca. 48 kWh/kg_{H₂} ermittelt (es wurde weiter U = 1,8 V angenommen). Nach den Grundberechnungen (siehe Anhang A2) liegt der elektrische Energiebedarf für den Elektrolyseur bei 4,5 kWh/Nm³_{H₂} (unter Berücksichtigung der

zusätzlichen Vorbereitungs- und Verbrauchsprozesse, z.B. der Entionisierung des Wassers und dem Betrieb der Wasserpumpen).

Die Herstellung von 1 kg H₂ benötigt eine Energiemenge von 50,1 kWh_{el} (unter Berücksichtigung von 1Nm³=0,0898 kg/m³H₂) die mit Hilfe von folgender Gleichung berechnet wurde:

$$P_{el} = \frac{1 \text{ kg}_{H_2}}{0,0898 \text{ kg}/\text{m}^3} \cdot 4,5 \text{ kWh} = 11,1358 \text{ Nm}^3 \cdot 4,5 \text{ kWh} = 50,1 \text{ kWh} \quad (3.8)$$

Ein Elektrolyseur, der an einen Umrichter einer 2 -MW WEA angeschlossen ist, erzeugt die maximale elektrische Energieleistung. Dadurch kann folgende Wasserstoffmenge hergestellt werden (siehe Gleichung 3.9 und Abbildung 3.8):

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{P_{el}}{U_{rev} \cdot \eta_{El}} \cdot \eta_{UR} = \frac{P_{el}}{E_{H_2}} \cdot \eta_{UR} = \frac{2 \text{ MW}}{4,5 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3}} \cdot 0,95 \cong 422,2 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \cong 37,6 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \quad (3.9)$$

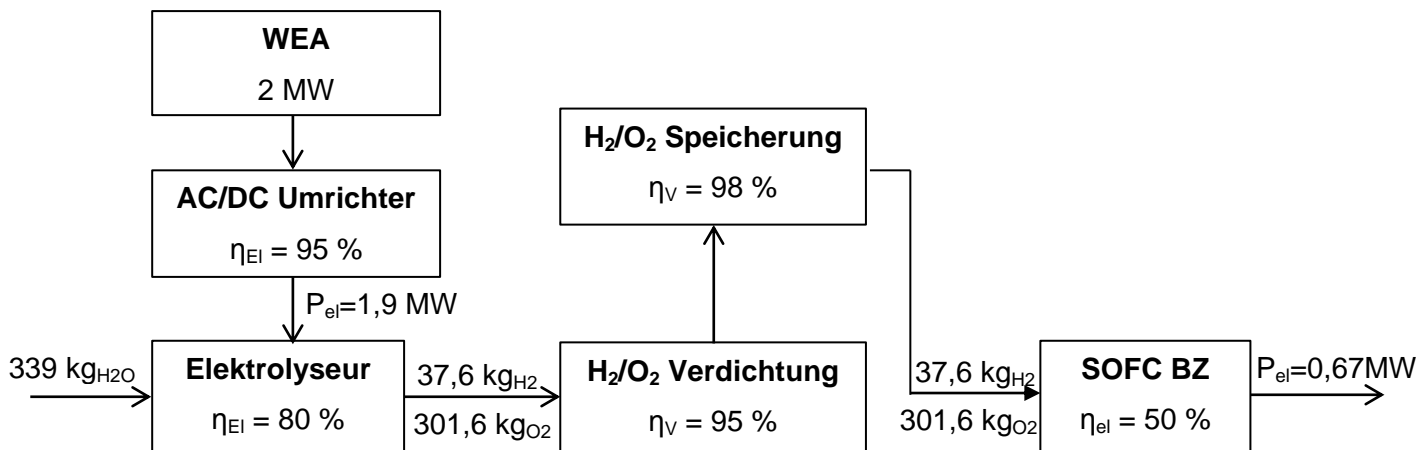


Abbildung 3.11: Prozessverlauf bei Wasserstoffherstellung und -verbrauch.

Abbildung 3.11 illustriert die Wasserstoffherstellung graphisch. Die WEA, die durch AC/DC Umrichter an den Elektrolyseur angeschlossen ist, liefert Strom, der für den Elektrolyseprozess und den Betrieb des Elektrolyseurs notwendig ist, unter Berücksichtigung der inneren Verluste der in der Abbildung dargestellten Elemente (z.B. WEA, SOFC BZ, H₂/O₂ Speicherung usw.). Bei der Energiemenge von 1,9 MW werden 339,2 kg_{H2O} benötigt, um 37,6 kg_{H2} und 301,6 kg_{O2} herzustellen. Der produzierte Wasser- und der Sauerstoff werden verdichtet und in einen Zwischenspeicher geleitet, um später für die Herstellung von elektrischer Energie mit Hilfe der SOFC-BZ verwendet zu werden. In Verbindung mit der GuD Anlage wird 1 MW elektrische Energie produziert.

Der Gesamtverbrauch an Wasserstoff, um 1 MW elektrische Ausgangsleistung der BZ zu erhalten, unter Berücksichtigung des Brennstoffnutzungsgrad-Koeffizienten $\eta_f = 80\%$, wird nach den Grundberechnungen im Anhang A3 und mit folgender Gleichung 3.10 ermittelt:

$$H_{2Gesamt} = H_2 \cdot \eta_f = 1,2 \cdot H_2 \quad (3.10)$$

Das gleiche Berechnungsverfahren gilt für den Verbrauch von Sauerstoff. Der Wasserbedarf bei der Erzeugung von $1 \text{ Nm}^3_{\text{H}_2}$ und $0,2 \text{ Nm}^3_{\text{O}_2}$ beträgt $0,8 \text{ L}_{\text{H}_2\text{O}}$.

Die Herstellung von verschiedenen Wasser-, H_2 - und O_2 -Mengen mit Hilfe der Windkraftanlage, sowie die benötigten Wasser-, H_2 - und O_2 -Verbrauchsmengen für die BZ-Anlage sind in der Tabelle 3.4 aufgeführt. Die Herstellungs- und Verbrauchswerte wurden für die minimale und maximale Leistung der WEA und BZ-Anlage ermittelt.

Chemisches Element	Stoffmenge bei P_{el}	Windkraftanlage (min/max) P_{el}		BZ-Anlage (min/max) P_{el}	
	50 kWh	1 MW	20 MW	1 MW	8 MW
		Herstellung		Verbrauch	
	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h
H_2	1	18,8	376	63	504
O_2	8	150,8	3016	504	4032
H_2O	9	169,6	3392	450	3600

Tabelle 3.4: Wasser- und Gasmengen bei verschiedenen elektrischen Leistungen für Elektrolyseur und BZ (Berechnungsmethode siehe Anhänge A2 und A5).

Unter der Betrachtung der jährlich erzeugten Energie bei WEA, die $E_{el} = 4007 \text{ MWh/a}$ beträgt¹¹, kann eine Windturbine eine Wasserstoffmenge von ca. $75331,6 \text{ kg}_{\text{H}_2/\text{a}}$ herstellen.

Bei den Elektrolyseprozessen entsteht als Nebenprodukt Wärme. Diese kann für die Wärmeversorgung der Stadt verwendet werden. Die Mengen der erzeugten Wärme, die durch die inneren Verluste der Elektrolyse entsteht, können mit Hilfe der folgenden Gleichungen 3.11 und 3.12 ermittelt werden:

$$U = U_0 - U_i \cdot I \rightarrow P_V = (U - U_0) \cdot I \quad (3.11)$$

$$Q_{th} = P_V = 2392,98 \frac{\text{Ah}}{\text{Nm}^3} \cdot (U_{real} - U_0) = 2392,98 \frac{\text{Ah}}{\text{Nm}^3} \cdot (1,8 - 1,48)V = 0,765 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \quad (3.12)$$

¹¹ Die Mengen von Energie, die in einem Jahr mit Hilfe von 2MW WEA für die Stadt Großräschen produziert werden kann, wurden in Kapitel 3.5 ermittelt.

Für den obengenannten Wasserstoffwert von ca. 78232,7 kg_{H2}/a, der mit einer 2 MW WEA produziert werden kann, ergibt sich damit bei Einsetzen in die Gleichung 4.12 folgende Wärmemenge:
 $Q_{th} = 664,98 \text{ MW}_{th}/a.$

3.7.2 Wasserstoffspeicher

Es gibt heutzutage verschiedene Technologien, um Wasserstoff zu speichern. Dies kann in flüssigen, gasförmigen oder chemisch gebundenen Zuständen geschehen. Gasförmiger Wasserstoff wird in Druckgasflaschen gespeichert. Je höher der Druck im Behälter, desto größer die Speicherdichte. Energie- und Speicherdichten für Wasserstoff in verschiedenen Zuständen sind in Tabelle 3.5 dargestellt.

Speicherform	Energiedichte		Speicherdichte
	kJ/kg	MJ/m ³	kg/m ³
Wasserstoff, Gas (Umgebung 0,1 MPa)	120 000	10	0,090
Wasserstoff, Gas bei 10 MPa	120 000	970	8,1
Wasserstoff, Gas bei 20 MPa	120 000	1900	15,9
Wasserstoff, Gas bei 30 MPa	120 000	2700	22,5
Wasserstoff, flüssig	120 000	8700	71,9
Wasserstoff in Metallhydriden	2000-9000	5 000-15 000	5 480
Methan (Erdgas) bei 0,1 MPa	56 000	37,4	0,668
Methanol	21 000	17 000	0,79
Ethanol	28 000	22 000	0,79

Tabelle 3.5: Energiedichte bei verschiedenen Formen von Wasserstoffspeichern (eigene Berechnungen).

In der autarken EE-Anlage, die in dieser Arbeit konzipiert wurde, werden ca. 80% des Wasserstoffs sofort in der BZ-Anlage verwendet und nur ein Bruchteil von ca. 10-20% im Hochdruckspeichersystem gespeichert. Aus diesem Grund ist eine Hochdruck (HD)-Speicheranlage mit 100 bar Druck ausreichend.

3.8 Brennstoffzellenkonzept und elektrisches Verhalten der SOFC Brennstoffzelle

Brennstoffzellen erlauben es, die chemische Energie von H_2 und O_2 in elektrische umzuwandeln. Für die autarke EE-Anlage wird eine oxidkeramische (SOFC) Brennstoffzelle verwendet. Der Grund dafür ist, dass diese BZ am besten für einen stationären Betrieb mit einer relativ großen erzeugten elektrischen Leistung z.B. ab 1 MW geeignet ist. Dieser Typ der BZ hat eine hohe Betriebstemperatur ca. 900-1000°C, weswegen eine Anbindung an die Dampfturbine und die effektive Ausnutzung von thermischer Energie möglich ist. Die Investitionskosten von metallkeramischen Elementen, die für Anode, Kathode und Elektrolyte verwendet werden, sind im Vergleich zu anderen BZ-Typen wesentlich niedriger¹². Wegen der effektiven Ausnutzung der chemischen Reaktion kann man einen hohen Wirkungsgrad erhalten – ab 50% bezogen auf die elektrische Energie, und ca. 90% bezogen auf die Gesamtenergie (thermische und elektrische).

In Tabelle 3.6 werden in einer Übersicht die Vor- und Nachteile der SOFC-Brennstoffzelle gegenübergestellt.

Vorteile:	Nachteile:
<ul style="list-style-type: none"> ▪ direkte Energieumwandlung (von chemischer in thermische und elektrische Energie) ▪ hoher elektrischer Wirkungsgrad ca. (45-65)% ▪ keine beweglichen Teile im Energiekonverter (niedrige Vibration) ▪ Brennstoffflexibilität (H_2, CO, CH_4 und Biogas können angewendet werden) ▪ Modularer Aufbau von kW bis MW ▪ Gleichzeitige Erzeugung von elektrischer und thermischer Energie ▪ Keine oder sehr geringe Schadstoffemissionen ▪ Relativ geringe Wartungszeiten (beschädigte Module können einzeln ausgetauscht werden) ▪ kann flexibel an Netzleistungsbedarf angepasst werden (Teillastbetrieb) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Materialexpansion wegen Hochtemperaturen ▪ hohe Betriebstemperaturen schränken die Materialauswahl ein und dies bedeutet einen großen Aufwand bei der Herstellung ▪ schnelle Materialkorrosion ▪ Lebensdauerbeschränkung auf ca. 10 Jahre ▪ hohe Marktkosten ▪ relativ neue Technologie (mangelnde Erfahrung)

Tabelle 3.6: Vor- und Nachteile der SOFC-Brennstoffzelle.

Die SOFC-Brennstoffzelle hat einen hohen Gesamtwirkungsgrad und sie ermöglicht es, in Verbindung mit der Elektrolyse und dem H_2 -Speichersystem elektrische Energie nach Bedarf zu erzeugen.

¹² Ein Vergleich der Investitionskosten für verschiedene BZ-Typen können aus Kapitel 5 entnommen werden.

gen. Sie ist eine ideale Technologie für die autarke und dezentrale Energie- und Wärmeerzeugung. Die Hochtemperaturanlage kann sowohl als Brennstoffzelle für die elektrische Energieerzeugung, als auch im „Reverse Mode“ zur Wasserstoffherstellung eingesetzt werden.

3.8.1 Die elektrischen Parameter von SOFC-Brennstoffzellen

Durch den Spannungsfall der BZ kann beurteilt werden, welche innere Verluste in der Zelle auftreten können und dadurch kann man das Verschleißniveau von Zellenelementen berechnen. Die Spannung ist der wichtigste Parameter, um die Zelleneffizienz und Lebensdauer zu beurteilen. In einer SOFC-Brennstoffzelle treten verschiedene Spannungsverluste auf, die sich wie folgt berechnen und in Abbildung 3.9 graphisch dargestellt sind [3.16], [3.17].

$$\Delta U = \Delta U_{\text{rev}} + \Delta U_{\text{D}} + \Delta U_{\text{R}} + \Delta U_{\text{Diff}} \quad (3.13)$$

- ΔU_{rev} reversible Spannungsdifferenz
- ΔU_{D} Durchtrittsspannung (aufgrund des Durchtritts der Elektronen durch die Phasengrenzfläche zwischen Elektrolyt und Elektrode verursacht)
- ΔU_{R} Widerstandsspannung („Ohm'sche Verluste“ – durch Stromstärkerhöhung)
- ΔU_{Diff} Konzentrationsspannung

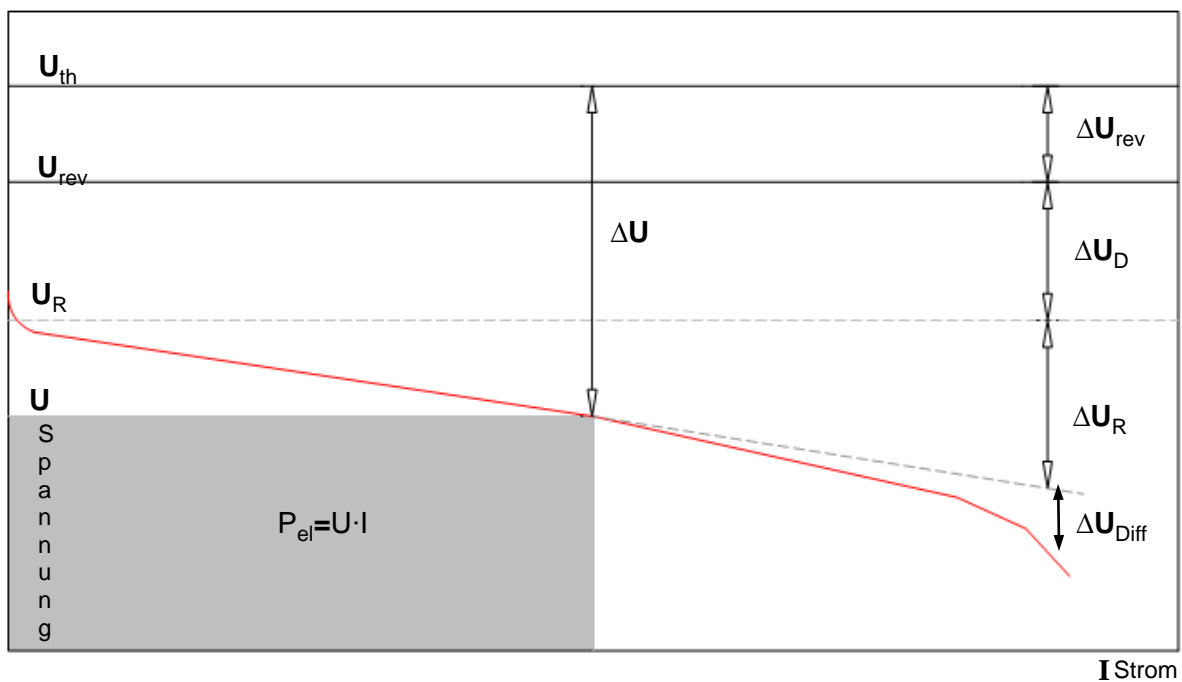


Abbildung 3.12: Spannungsverluste in der SOFC-Brennstoffzelle.

Die theoretische Maximalspannung (thermoneutrale Spannung) wird in der Realität durch die auftretenden Verluste auf die Zellspannung abgesenkt, wie in Abbildung 3.13 dargestellt.

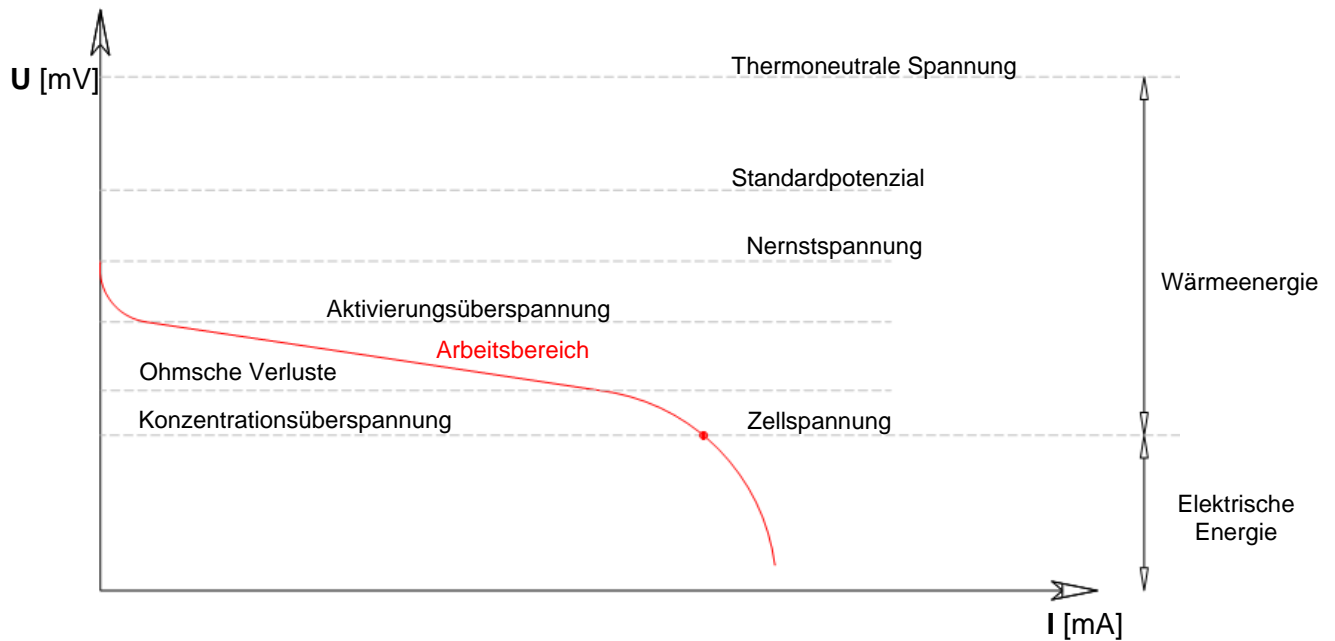


Abbildung 3.13: Schematische Darstellung einer Strom-/Spannungskennlinie.

Im Weiteren werden die verschiedenen, in Abbildung 3.13 dargestellten Spannungszustände berechnet¹³. Die thermoneutrale oder enthalpische Spannung kann unter Normalbedingungen ($T_0=298,15\text{K}$ und $P_0=1,013\text{ bar}$) wie folgt berechnet werden:

$$U_{th} = \frac{\Delta H_0}{n \cdot F} \approx 1,25\text{V} \quad (3.14)$$

n Elektronenanzahl
 F Faraday-Konstante $F = e \cdot N_a = 1,6022 \cdot 10^{-19} \text{ C} \times 6,022 \cdot 10^{23} \text{ 1/Mol} = 96487 \text{ C/mol}$
 Na Avogadro-Konstant

Die Enthalpieänderung ΔH Werte für gasförmiges und flüssiges Wasser betragen [3.17]:

$$\Delta H_0 = -241,8 \text{ kJ/Mol } (H_2O \text{ gasförmig})$$

$$\Delta H_0 = -285,6 \text{ kJ/Mol } (H_2O \text{ flüssig})$$

Die freie Reaktionsenthalpie ΔG_0 der Gesamtreaktion (max. gewinnbare Arbeit) beträgt [3.17]:

$$\Delta G_0 = -228,6 \text{ kJ/mol } (H_2O \text{ gasförmig})$$

$$\Delta G_0 = -237,3 \text{ kJ/mol } (H_2O \text{ flüssig})$$

Mit Hilfe der maximalen, elektrischen Arbeit (Gibbs'sche Enthalpie) kann das Standardpotenzial berechnet werden:

$$U_0 = U_{rev} = \frac{\Delta G_0}{n \cdot F} \approx 1,185\text{V} \quad (3.15)$$

Die Nernstspannung reduziert das Standardpotenzial durch die Änderung von Normalbedingungen (Druck- und Temperaturänderungen) und kann wie folgt berechnet werden:

¹³ Für eine detaillierte Berechnung der Spannungszustände in der SOFC-Brennstoffzelle siehe Anhang A4.

$$U_N = U_0 - \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \cdot \ln \frac{P_{H_2}}{P_{H_2O}} + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \cdot \ln \sqrt{P_{O_2}} \quad (3.16)$$

Durch Erhöhung des Drucks und der Temperaturen der Brennstoffe wird Nernstspannung proportional reduziert. Die heutzutage praktisch erreichbare Zellenspannung beträgt 0,7-0,9 V; in dieser Arbeit wurde eine Zellenspannung von $U_{Zell}=0,75$ V für die Anlageauslegung verwendet¹⁴ (Berechnung siehe Anhang A5).

3.8.2 Die Spannung als Stromfunktion

Die Stromdichte hängt hauptsächlich von der effektiven Zellfläche ab. Dies wird durch die poröse Gestaltung der Oberfläche der Elektroden erreicht und kann wie folgt berechnet werden:

$$U(i) = U_N - R \cdot i \quad (3.17)$$

i	Stromdichte [mA/cm^2]
R	flächenspezifischer Widerstand (Ohm'scher + Polarisationsverluste) [$\text{m}\Omega$]
U	Nernst-Potential [mV]

Durch die verschiedenen Leitwerte für Elektrolyte (elektronische und ionische) gibt es zwei Widerstandsarten in der Brennstoffzelle:

- R_1 ionischer Widerstand
- R_2 elektrischer Widerstand
- R_3 externe Last

Das allgemeine Arbeitsprinzip der SOFC-Brennstoffzelle und deren vereinfachtes Äquivalentenschema des Stromkreises sind in Abbildung 3.14 dargestellt.

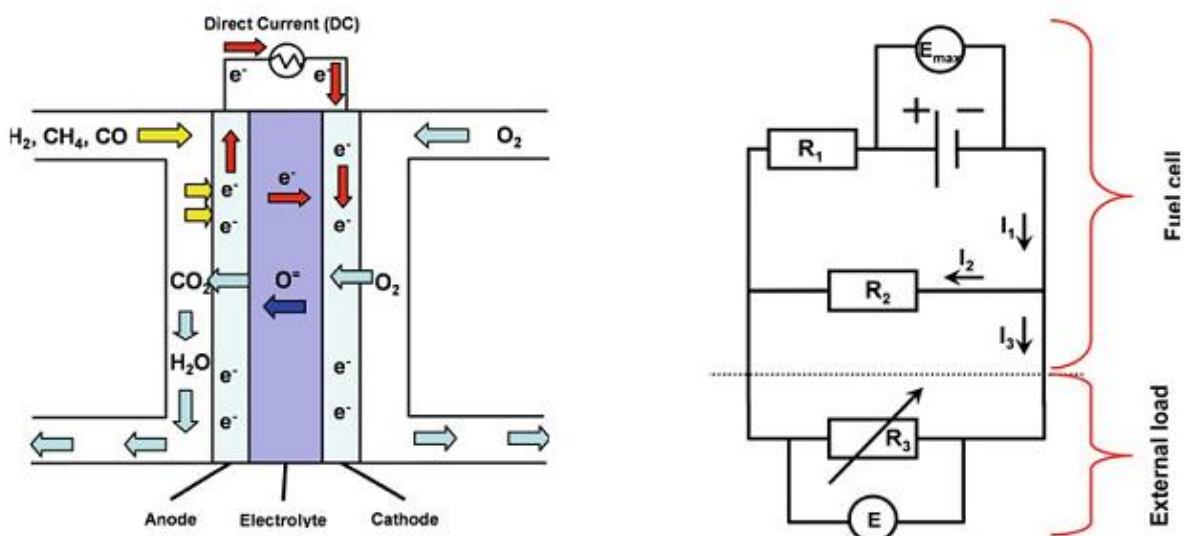


Abbildung 3.14: Das Arbeitsprinzip einer SOFC-Brennstoffzelle und das Äquivalent eines Stromkreises [3.18],[3.19].

¹⁴ Die Parameter für die Auslegung der Brennstoffzelle sind in Anhang A5 aufgeführt.

Mit Hilfe des Ohm- und Kirchhoff'schen Gesetzes kann man den Stromverlauf in der BZ ermitteln:

$$I_1 = \frac{U_{\max} - U}{R_1} \quad I_2 = \frac{U}{R_2} \quad (3.18)$$

$$I_1 = I_2 - I_3 \quad I_3 = (I_{\max} - I_2) \cdot \eta_f$$

η_f Brennstoffnutzungsfaktor (dieser Parameter definiert das Brennstoffverhältnis, welches für die Herstellung von elektrischem Strom genutzt wird).

Die Brennstoffzellenspannung ist hauptsächlich abhängig vom Brennstoffnutzungsfaktor (der in der BZ-Anlage mit η_f 0,8 angesetzt wird) und vom maximalen Strom, wie in der Gleichung 3.19 dargestellt.

$$U = \frac{U_{\max} - I_{\max} \cdot R_1 \cdot \eta_f}{\frac{R_1}{R_2} \cdot (1 - \eta_f) + 1} \quad (3.19)$$

Der maximale Strom ist abhängig von der Strömung der Brennstoffe:

$$I_{\max} = 2 \cdot F \cdot \dot{m}_{H_2} \quad (3.20)$$

Die Brennstoffzelle hat verschiedene Flächenausdehnungen von 100 bis 900 cm², abhängig von verschiedenen Zellentypen. Strom und Widerstand sind abhängig von der aktiven Zellfläche. Der erzeugte Strom in Abhängigkeit von Zellenfläche und Brennstoffmassenfluss kann mit Gleichung 3.21 berechnet werden, wobei eine reale Zellenspannung direkt proportional zur Stromstärkeänderung und zum Brennstofffluss ist (siehe Gleichung 3.22):

$$i_{\max} = \frac{2 \cdot F \cdot \dot{m}_{H_2}}{A_{\text{Zelle}}} \quad (3.21)$$

$$U_{SOFC} = \frac{U_{\max} - i_{\max} \cdot r_1 \cdot \dot{m}_{H_2}}{\frac{r_1}{r_2} \cdot (1 - \eta_f) + 1} \quad (3.22)$$

3.8.3 Wirkungsgrad

Der Hauptvorteil einer SOFC-BZ ist, dass die Anlage bei Teillast (bis 50% der Nennleistung) ohne deutliche Wirkungsgradsenkung betrieben werden kann. Bei stationärem Betrieb erlaubt sie eine genaue Anpassung an die Verbraucherlastprofile und eine effektive Bereitstellung elektrischer Energie. Der Wirkungsgrad einer SOFC-Brennstoffzelle hängt von chemischen, thermischen und elektrischen Parametern ab und lässt sich wie folgt berechnen:

$$\eta = W_{\text{el}} + W_{\text{th}} / W_{\text{ch}} \quad (3.23)$$

Mit folgender Formel lässt sich der ideale Wirkungsgrad einer SOFC-Brennstoffzelle berechnen:

$$\eta_{th} = \frac{\Delta G_0}{\Delta H_0} = -\frac{U_{rev} \cdot n \cdot F}{\Delta H_0} \approx 83\% \text{ (das Produktwasser liegt gasförmig vor)} \quad (3.24)$$

Der Heizwert H_w des Wasserstoffs beträgt 32kWh/kg (unterster Heizwert) bzw. 39,4kWh/kg (oberster Heizwert). Weil aber 1kWh = 3,6 MJ entspricht, erhält man folgende MJ-Werte [3.16]:

$$39,4\text{kWh/kg} \cdot 3,6\text{MJ/kWh} = 141,8 \text{ MJ/kg} \text{ bzw.}$$

$$32\text{kWh/kg} \cdot 3,6 \text{ MJ/kWh} = 118,8 \text{ MJ/kg}$$

Das molare Gewicht von Wasserstoff beträgt 2g. Durch die Verbrennung von einem Mol Wasserstoff entsteht also eine Energiemenge von:

$$141,8 \cdot (2/1000) = 0,2836 \text{ MJ} = 283,6\text{kJ} \text{ (H}_2\text{O – gasförmig)}$$

$$118,8 \cdot (2/1000) = 0,2376 \text{ MJ} = 237,6\text{kJ} \text{ (H}_2\text{O – flüssig)}$$

Die Abhängigkeit des Wirkungsgrades von der Betriebstemperatur und der Zellspannung wird in Tabelle 3.7 verdeutlicht. Je größer die freigesetzte Energie ΔG , desto größer auch der Gesamtwirkungsgrad, wobei ΔG temperaturabhängig ist.

Betriebstemperatur [°C]	ΔG kJ/mol	η_{ges} [%]	Zellspannung [V]
100	-225,3	79	1,17
200	-220,4	77	1,14
400	-210,3	74	1,09
600	-199,6	70	10,4
800	-188,6	66	0,98
1000	-177,4	62	0,92

Tabelle 3.7: Parameter der SOFC-Brennstoffzelle.

In der Praxis wird die Zellenspannung einer Brennstoffzelle genutzt, um den elektrischen Wirkungsgrad zu ermitteln.

$$\eta_{el} = \eta_U = \frac{U_z}{U_{rev}} \cdot 100\% \quad (3.25)$$

U_{rev} theoretische (ideale) Zellspannung
 U_z Zellenspannung am Betriebspunkt

Der Gesamtwirkungsgrad einer Brennstoffzelle für einen bestimmten Betriebspunkt ist temperatur- und druckabhängig:

$$\eta = \eta_{th} \cdot \eta_u = -\frac{U_{rev} \cdot n \cdot F}{\Delta H(T, p)} \quad (3.26)$$

Thermodynamische Daten für die Brennstoffzelle (unter Normalbedingungen) bei Verwendung von verschiedenen Brennstoffstoffen sind in Tabelle 3.8 angegeben.

Brennstoff	Reaktion	n	ΔH [kJ/mol]	ΔG [kJ/mol]	U [V]	η_{th} [%]
Wasserstoff	$H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$	2	-286,0	-237,3	1,229	83,0
CO	$CO + 1/2O_2 \rightarrow CO_2$	2	-283,1	-257,2	1,066	90,9
Ameisensäure	$HCOOH + 1/2O_2 \rightarrow CO_2 + H_2O$	2	-270,3	-285,5	1,480	105,6
Methanol	$CH_3OH + 3/2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	6	-726,6	-702,5	1,214	96,7
Methan	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	8	-890,8	-818,4	1,060	91,9

η_{th} idealer Wirkungsgrad

Tabelle 3.8: Thermodynamische Daten für die Brennstoffzelle (unter normalen Bedingungen).

Entsprechend ist bei der Verwendung von reinem Wasserstoff in der BZ der elektrische Wirkungsgrad um ca. 10% höher als bei der Verwendung von Erdgas.

Die SOFC-Brennstoffzelle kann wegen des niedrigen Verschleißes von metallkeramischen Elementen verschiedene Brennstoffe nutzen. Dies ist besonders aktuell bei vorhandenen großen Biogasanlagen bei denen Abfallgase wie z.B. Methanol und andere Kohlen- und Wasserstoffverbindungen entstehen. Diese Abgase können effektiv chemisch in der BZ verbrannt werden. Danach können die Abgase - gemischt mit H_2 – in der Gasturbine zugefügt werden. Damit werden Abfallgase mit relativ niedrigem CO_2 -Ausstoß beseitigt.

Für den Fall, dass große Menge an überschüssigen H_2 bei der EE-A verfügbar sein sollte, kann die Anlage auch alternativ zur Herstellung von Erdgas (Verbindung von H_2 und CO_2 bzw. CO-Gasen unter hoher Temperatur) eingesetzt werden.

3.8.4 Aufbau der Brennstoffzellen

In dieser Arbeit wurden Berechnungen für BZ mit tubulärem Konzept verwendet, aber dank der rasanten Entwicklung von planaren Zellendesigns ist es wahrscheinlich, dass der letztere Zellaufbau in naher Zukunft bevorzugt wird.

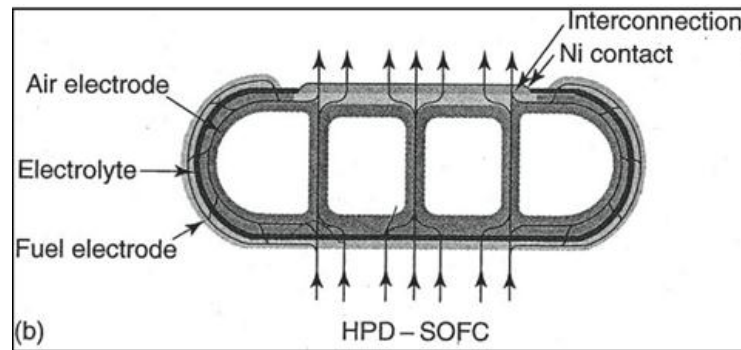


Abbildung 3.15: „Hochleistungsdichte“ – Design [3.20].

Der Hauptnachteil der tubulären Bauart liegt nach Schmidt-Walter [3.22] in den ohmschen Verlusten, die durch den langen Stromweg in der dünnen, porösen Schicht entstehen. Deswegen wurden andere Konzepte, wie das „Hochleistungsdichte“-Design entwickelt, das flacher gebaut ist. Damit wird der Stromweg verkürzt, die Verluste minimiert und die Leistungsdichte von $0,2 \text{ W/cm}^2$ auf theoretisch angenommene $0,45 \text{ W/cm}^2$ mehr als verdoppelt.

Die Verwendung von planaren BZ-Konzepten in der autarken EE-Anlage ist auch wegen des niedrigen Herstellungspreises, der hohe Stromdichte und des kompakten Aufbaus in Betracht zu ziehen. Das Problem besteht im größeren Aufwand für die Verdichtung zwischen Elementen. Der Aufbau einer planaren BZ ist in Abbildung 3.16 und ein 1 MW Block einer planaren BZ in Abbildung 3.17 dargestellt. Das planare Konzept erlaubt einen kompakten Aufbau und weist damit eine niedrigeren Platz- und Verrohrungsbedarf auf.

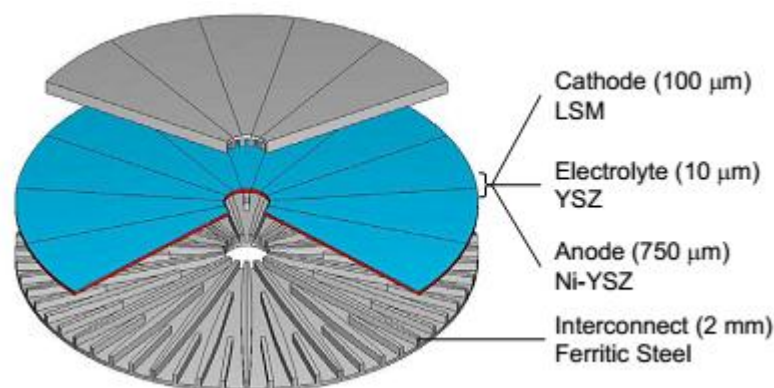


Abbildung 3.16: Aufbau der planaren BZ [3.22].

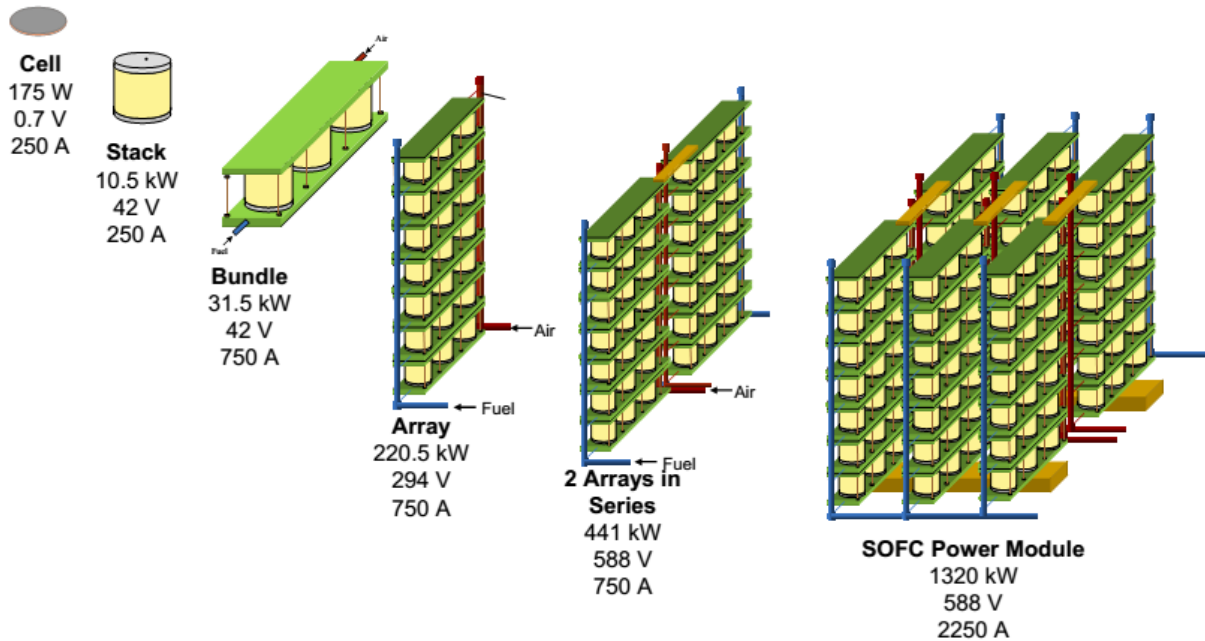


Abbildung 3.17: Aufbau eines großen BZ-Moduls auf Basis planarer BZ [3.22].

Die BZ wird durch PWM-Wechselrichter ans Energieversorgungsnetz angeschlossen, so wie in Abbildung 3.18 dargestellt.

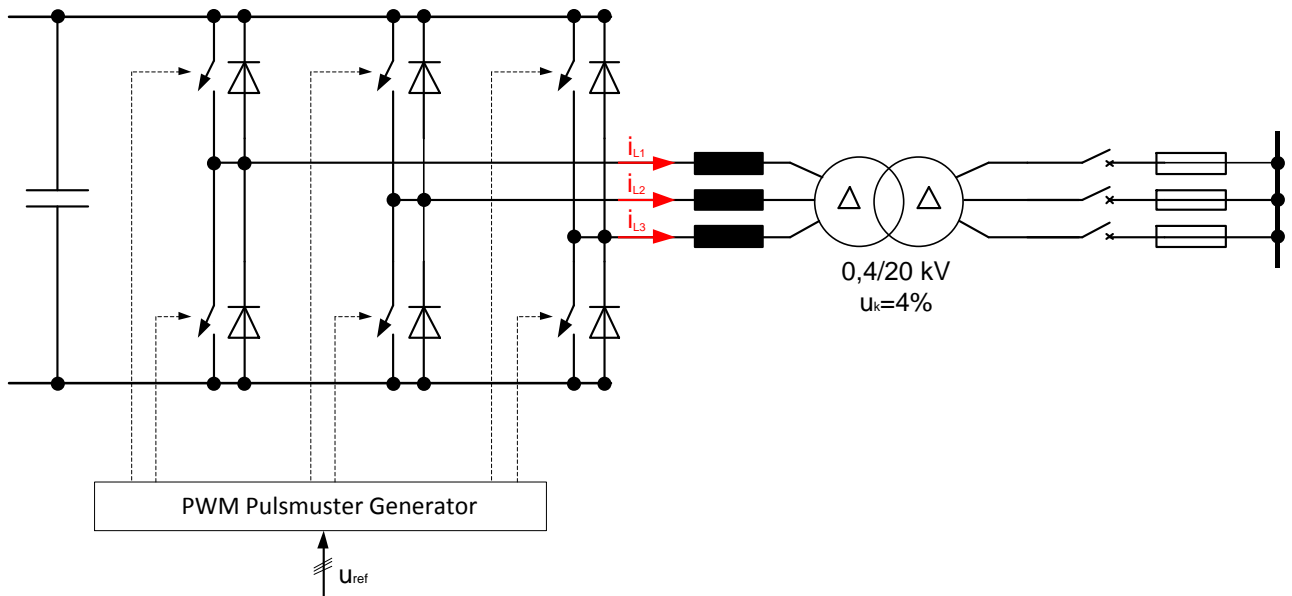


Abbildung 3.18: Anbindung der BZ durch Wechselrichter an das MS-Versorgungsnetz.

Die PWM-Wechselrichter erlauben eine Umwandlung in sinusförmige Spannung, die der Spannung eines Synchrongenerators ähnelt. Diese Wechselrichter wandeln Spannung mit wenigen Verzerrungen um, was gegenüber anderen Wechselrichtern vorteilhaft ist und Wirk- und Blindleistungsregelung in beliebigen Grenzen erlaubt.

3.9 Kombiniertes Prozess von Gas- und Dampfturbinen

Der Hauptvorteil der Verwendung des kombinierten Prozesses von Gas- und Dampfturbinen ist eine relativ starke Erhöhung des gesamten Wirkungsgrads und die optimale Ausnutzung von thermischer Energie und der verwendeten Brennstoffe. Die Investitionskosten für die GuD-Kraftwerke sind niedriger als bei separat ausgestatteten Gas- und Dampfkraftwerken [3.23]. Auch sind die Technologien für GuD-Anlagen erforscht und weisen eine gute Zuverlässigkeit, Leistungsregelbarkeit und Integration in das gesamte Energieerzeugungskonzept auf.

Der Verlauf des thermischen Prozesses bei einer einfachen Gasturbine ist in Abbildung 3.19 dargestellt und die Ermittlung des thermischen Wirkungsgrades mit Hilfe von Gleichungen (3.27-28) ausgeführt (die genaueren Turbinenparameter sind in den Anhängen A8-9 ermittelt):

$$\eta_{th} = \frac{|w_t|}{|q_{zu}|} = \frac{|\dot{m}_{Gas} \cdot c_{p,Gas} \cdot (T_4 - T_3) + \dot{m}_{Luft} \cdot c_{p,Luft} \cdot (T_2 - T_1)|}{|\dot{m}_{Luft} \cdot c_{p,GLuft} \cdot (T_3 - T_2) + \dot{m}_{Brst} \cdot c_{p,Brst} \cdot (T_3 - T_{Brst})|} \quad (3.27)$$

Vereinfacht

$$\eta_{th_{GT}} = \frac{P_T}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{W_{t-34} - W_{t-12}}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot [(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)]}{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_3 - T_2)} \cong 0,4 \quad (3.28)$$

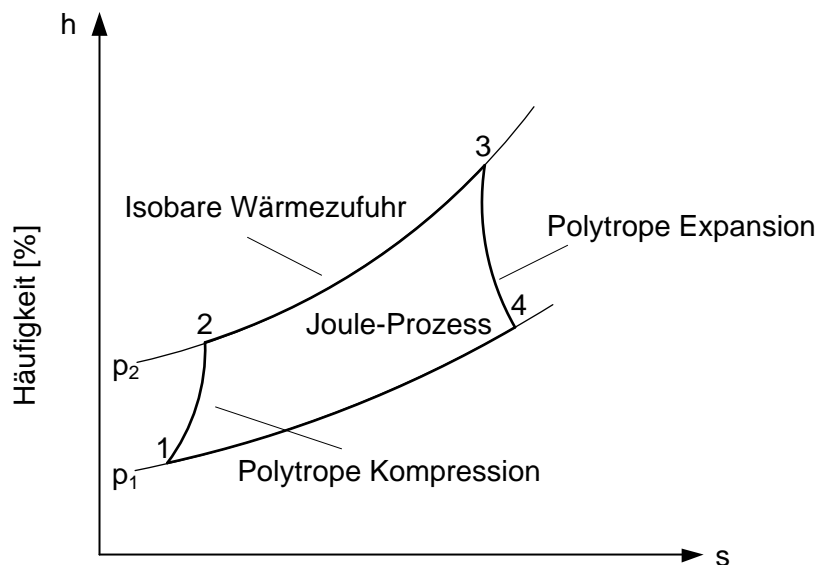


Abbildung 3.19: h,s -Diagramm des einfachen Gasturbinenprozesses.

Der Wirkungsgrad des Joule-Prozesses kann mit der Erhöhung des Gasdruckverhältnisses und der Temperatur bei Turbineneintritt verbessert werden. In modernen Gasturbinen ist die maximale Turbineneintrittstemperatur auf 1200-1400°C wegen der Wärmefestigkeit der Werkstoffe begrenzt. Bei einer Antriebsgastemperatur, die höher als 1200°C ist, müssen teurere Materialien herangezogen werden und dies erhöht den Gesamtpreis der Anlage. Deswegen werden in dieser Arbeit Gas-

turbinen mit einer Gaseintrittstemperatur von 1200°C verwendet, um die Gesamtkosten der Anlage niedriger zu halten. Das Druckverhältnis bis 10 in der Gasturbine steigt relativ scharf (wie in der Tabelle 3.9 gezeigt). Bei einem Druckverhältnis von mehr als 10 ist der Unterschied im Wirkungsgrad nicht sehr groß, dabei wird aber der finanzielle Aufwand umso größer.

Druckverhältnis	3	6	9	12	15
thermischer Wirkungsgrad	0,27	0,4	0,47	0,51	0,54
Prozesstemperatur	700°C	750°C	800°C	950°C	1100°C

Tabelle 3.9: Theoretisch erreichbarer Gasturbinenprozess-Wirkungsgrad in Abhängigkeit vom Gasdruckverhältnis [3.24].

Bei Mikro-Gasturbinen liegt der praktische Wert für den elektrischen Wirkungsgrad bei 25-35%. Durch die Aufwärmung von verdichteter Luft kann der thermische Wirkungsgrad verbessert werden. Der offene Joule-Prozess mit Vorwärmung von verdichteter Verbrennungsluft erhöht den thermischen Wirkungsgrad und reduziert damit den Brennstoffverbrauch. Die Verbesserung ist aber nur bei Kleinturbinen mit kleinem Druckverhältnis von Bedeutung.

Der thermodynamische Prozessverlauf bei Dampfturbinen ist in Abbildung 3.20 dargestellt.

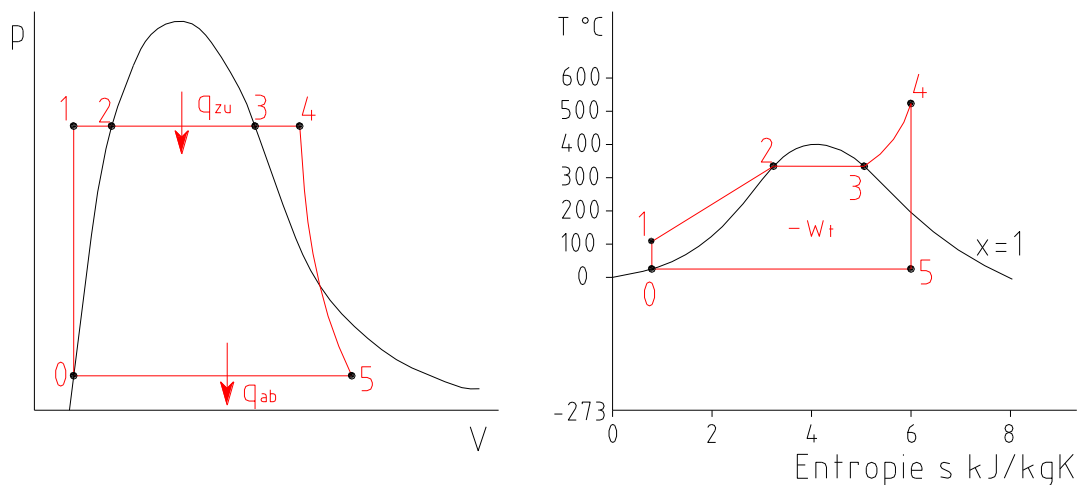


Abbildung 3.20: Thermodynamischer Prozessverlauf bei einfacher Dampfturbine.

Die Ermittlung des Wirkungsgrades wurde mit Hilfe der Gleichung (3.29) abgeleitet (die verwendeten Werte der Gleichung können dem Anhang A8 entnommen werden):

$$\eta_{el} = \eta_{iT} \cdot \eta_{M,T} \cdot \eta_G = \frac{h_4 - h_5}{h_4 - h_{5s}} \cdot \eta_{M,T} \cdot \eta_G = \dot{m}_{FD} \cdot (h_4 - h_5) \cdot \eta_{M,T} \cdot \eta_G \cong 0,3 \quad (3.29)$$

Der Dampfturbinenwirkungsgrad kann mit Erhöhung der Dampftemperatur und des Drucks verbessert werden. Die Steigerung von p und T ist direkt proportional zu den Dampfturbineninvestitions- und -betriebskosten. Es ist wirtschaftlicher, die kleinen DT mit mittlerem Druck (bis 100 bar) und niedriger Temperatur (ca. 500-600°C) zu betreiben. Der durchschnittliche elektrische Wirkungsgrad bei kleinen Turbinen beträgt ca.30-40%. Deswegen wird für die DT der autarken EE-Anlage ein Druck von 50 bar und eine Temperatur von 450°C angewandt. Dies sichert einen elektrischen Wirkungsgrad der DT von 30%.

Prozessverlauf der GuD-Anlage

Im gekoppelten Prozess der GuD-Anlage findet eine effiziente Verwendung von thermischer Energie statt (wie in Abbildung 3.21 gezeigt wird). In der Verbrennungskammer der Gasturbine wird Luft auf 1200°C aufgeheizt. Das GT-Abgas mit einer Temperatur von 489°C wird für die Dampfturbine im Zwischenüberhitzer verwendet, um den Dampf in der zweiten Mitteldruckturbinenstufe auf 350°C zu bringen. Diese Temperaturen sind wichtig für die Ermittlung des Gesamtwirkungsgrades (thermische und elektrische Energie) der GuD-Anlage. Der Gesamtprozesswirkungsgrad unter Berücksichtigung der zusätzlichen Zwischenüberhitzer wird mit Hilfe von folgenden Gleichungen berechnet:

$$\eta_{th_DT} = \frac{P_{DT}}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{h_6 - h'_1}{h_5 - h_2} = 0,35 \quad (3.30)$$

$$\eta_{el_DT} = \eta_{th_DT} \cdot \eta_{mel} = 0,35 \cdot 0,9 = 0,315 \quad (3.31)$$

$$\eta_{el_GT} = \eta_{th_GT} \cdot \eta_{mel} = 0,3 \quad (3.32)$$

Der Wirkungsgrad der Zwischenüberhitzer kann wie folgt ermittelt werden:

$$\eta_{\ddot{u}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_4 - T_A)}{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_4 - T_u)} = \frac{763 - 413}{763 - 293} \cong 0,75 \quad (3.33)$$

Der Gesamtwirkungsgrad der GuD-Anlage kann mit Hilfe von Gleichungen (4.30-33) ermittelt werden:

$$\eta_{el_GuD} = \eta_{el_GT} + \eta_{el_DT} \cdot \eta_{\ddot{u}} \cdot (1 - \eta_{el_GT}) \cong 0,47 \quad (3.34)$$

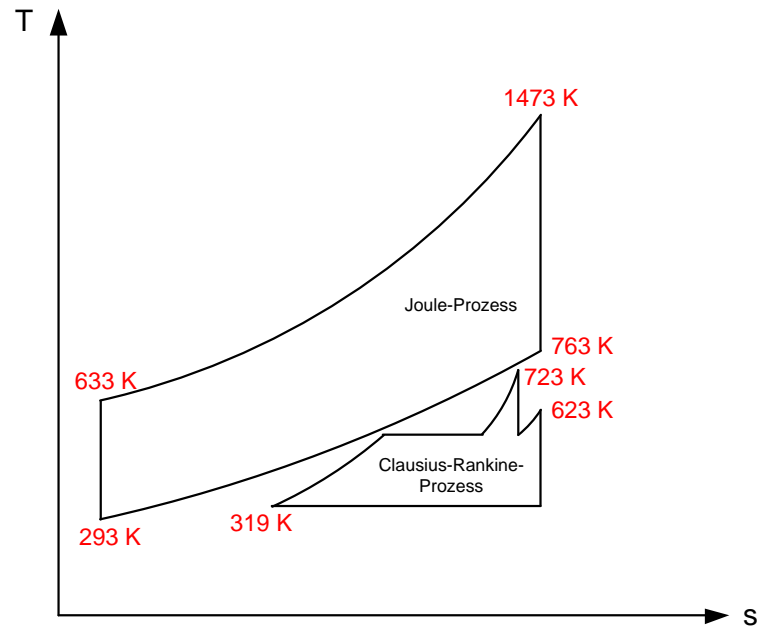


Abbildung 3.21: T-s Diagramm des GuD-Prozesses.

Bei größeren GuD-Anlagen mit installierter Leistung ab 1MW_{el} (und der Verwendung von mehrstufigen Gas- und Dampfturbinen) kann der Gesamtwirkungsgrad bis 60% erhöht werden. Bei der Verwendung von Wasserstoff als Brenngas in der GT muss berücksichtigt werden, dass der Brenngasmassenstrom direkt proportional zur Verbrennungstemperatur ist. Um die Verbrennungstemperatur in der Brennkammer zu reduzieren (weil bei Verbrennung von H_2 Temperaturen von bis zu 2.000°C erreicht werden können) wird eine Mischung von H_2 und CO , CO_2 oder Biogas verwendet. Dadurch wird die Verbrennungstemperatur auf 1200°C reduziert. Der Brennstoff wird mit einer Temperatur von $100\text{-}150^\circ\text{C}$ (Temperatur von H_2 und O_2 nach dem Wärmetauscher) in der Brennkammer zugeführt – damit wird der Brennstoffverbrauch reduziert und der Verbrennungsprozess wesentlich verbessert.

Die Anbindung des $1\text{MW-SOFC-BZ-Blocks}$ an die GuD-Anlage (siehe Abbildung 3.22) erlaubt eine gewisse Flexibilität beim Energiemanagement bzw. in den Schwachlastzeiten, weil die BZ im Teillastbetrieb bis zu 50% mit der eigenen installierten elektrischen Leistung ohne Minderung des Wirkungsgrades betrieben werden kann.

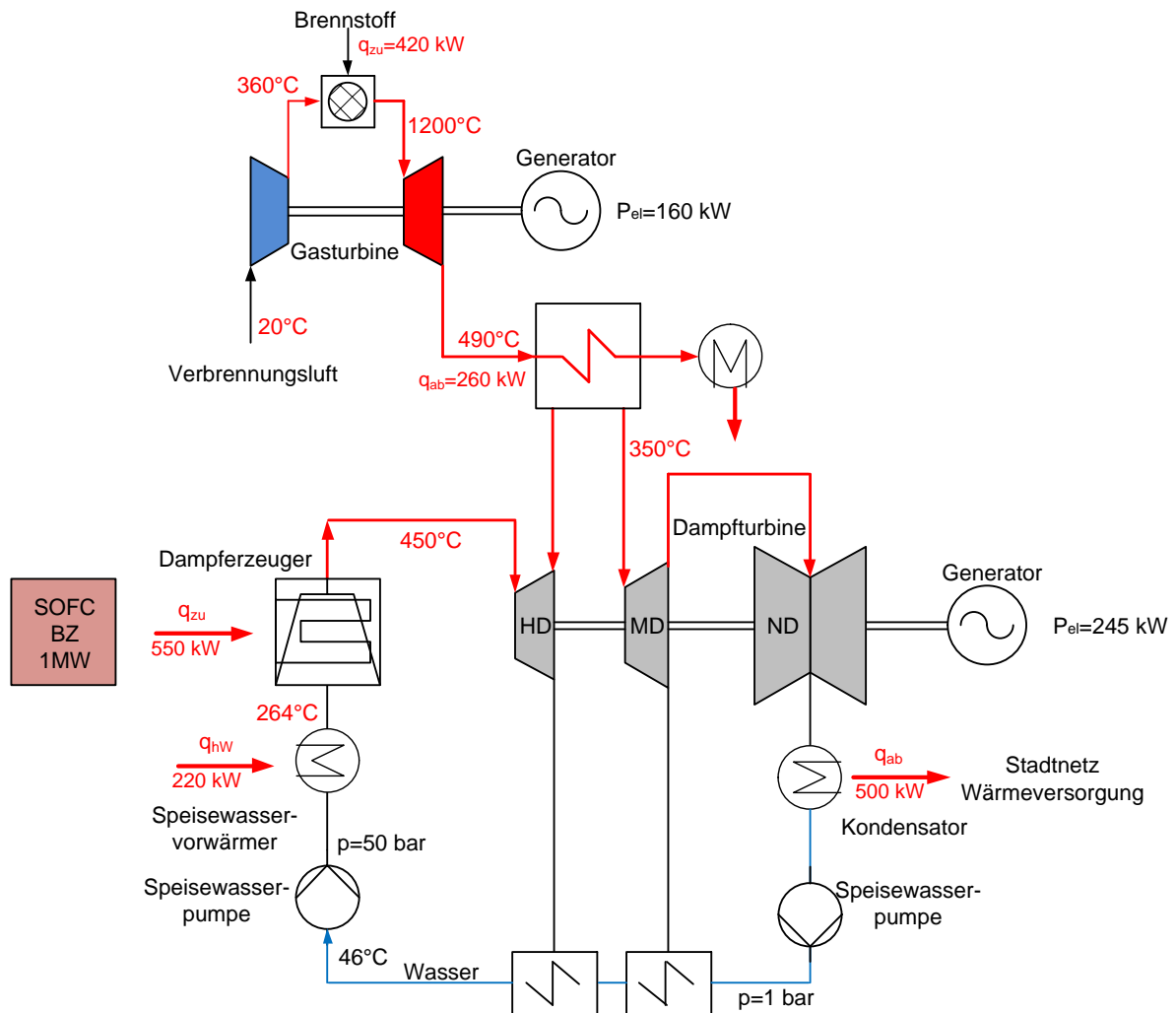


Abbildung 3.22: 1MW-SOFC-BZ Block mit angeschlossener GuD-Anlage.

Der Nachteil dabei ist, dass die Mikrogastrurbinen mit ein- bzw. zweistufiger Verdichtung mit höherer Drehzahl (bis zu 100.000 min^{-1} siehe Anhang A9, Tabelle A9.4) arbeiten und mit einem hochfrequenten Generator mit Frequenzumrichter ausgestattet werden müssen. Um das Netz zu unterstützen, besonders im Fehlerfall (Kurzschlussstrombeitrag), muss ein SG direkt ans Netz angeschlossen werden. Weil industrielle Gasturbinen mit Getriebe und netzdirektangeschlossenen Generatoren von Siemens oder ABB ab 500 kW hergestellt werden, ist es sinnvoll, die Abgase und die Wärme von zwei 1 MW-BZ-Blocks zur größeren GT mit $P_{el}=500 \text{ kW}$ und größeren DT mit $P_{el}=500 \text{ kW}$ zu leiten. Auch haben größere GT und DT einen besseren Wirkungsgrad (von 30% bis 40%). Der thermische Wirkungsgrad wird wegen effektiverer Wärmenutzung bedeutend steigen. Das Konzept für die Verbindung von mehreren BZ-Blocks mit der GuD-Anlage (mit GT- und DT-Leistung von 500 kW) in der autarken EE-Anlage ist in Abbildung 3.23 ersichtlich.

schiedenen Parametern abhängig ist (wie z.B. Gebäudezustand (mit/ohne Wärmeisolierung), Verbraucherverhalte) kann der Stromverbrauch im Laufe des Tages mit Hilfe des VDEW Standardlastprofil genauer ermittelt werden.

In den Abbildungen 3.24 – 3.26 sind die Lastprofile in 15-Minuten-Abschnitten für das Wochenende und für Werktage (Arbeitstag) für verschiedene Verbrauchergruppen (Haushalt, Industrie, Gewerbe) der Stadt mit 10.000 Bewohnern dargestellt. Mit Hilfe dieser Lastprofile kann der mittlere Verbrauch ermittelt werden (siehe Abbildung 3.27), der für die Anpassung der BZ-Einspeisungswerte notwendig ist.

Der elektrische Energiebedarf der Stadt wird unter Berücksichtigung der statistischen Werte für den Stromverbrauch der Stadt [3.2] und den VDEW-Standardlastprofilen [3.25], [3.26] ermittelt. Als Beispiel hierfür werden die wichtigen Energieverbrauchsdaten für den elektrischen Energieverbrauch im Jahre 2010 in Großräschen aufgezählt [3.2]:

- Gesamter elektrischer Energieverbrauch 33.387.998 kWh/a
- Mittlerer Stromverbrauch pro Einwohner 3.254 kWh/a
- Elektrischer Energieverbrauch bei Haushalten 13.024.363 kWh/a und in prozentuellem Anteilen 39,0%
- Gewerbe, Handel, Dienstleistung (G0-G4) 2.909.626 kWh/a - 8,7%
- Industrie 16 294 606 kWh/a - 48,8%
- Kommunale Einrichtungen 1.159.404 kWh/a - 3,5%

Ähnliche Energieverbrauchverhältnisse sind für viele Kleinstädte in Mitteleuropa zu erwarten.

Um die Berechnungen zu vereinfachen, werden allgemeine VDEW (BDEW)-Standardlastprofile für Haushalte (H0), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und kommunale Einrichtungen (G1) zusammengefasst und für die Industrie (G3) angenommen. Die berechneten Lastprofile für Haushalte, Industrie und verschiedene Gewerbe sind in den Abbildungen 3.24 - 3.26 dargestellt und das Gesamtlastprofil wird in Abbildung 3.27 gezeigt.

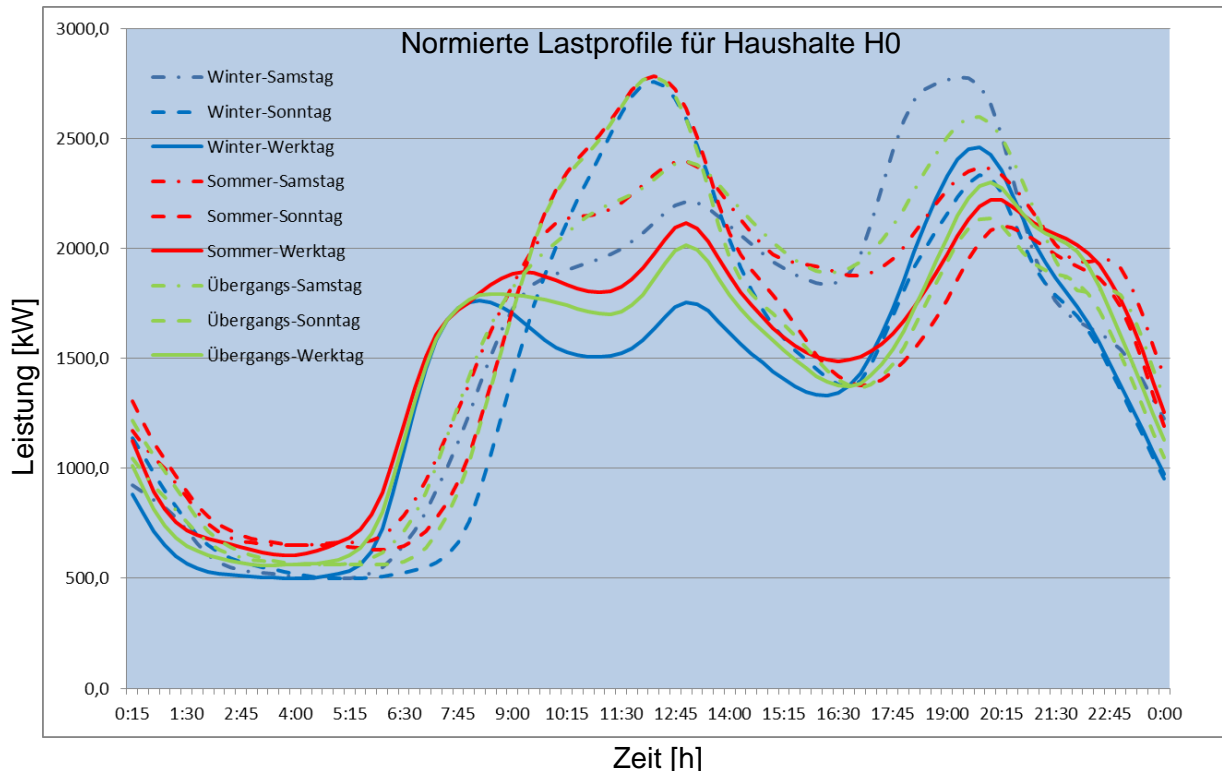


Abbildung 3.24: Normierte Lastprofile für Haushalte H0, (normiert auf 13.000 MWh Jahresabnahme).

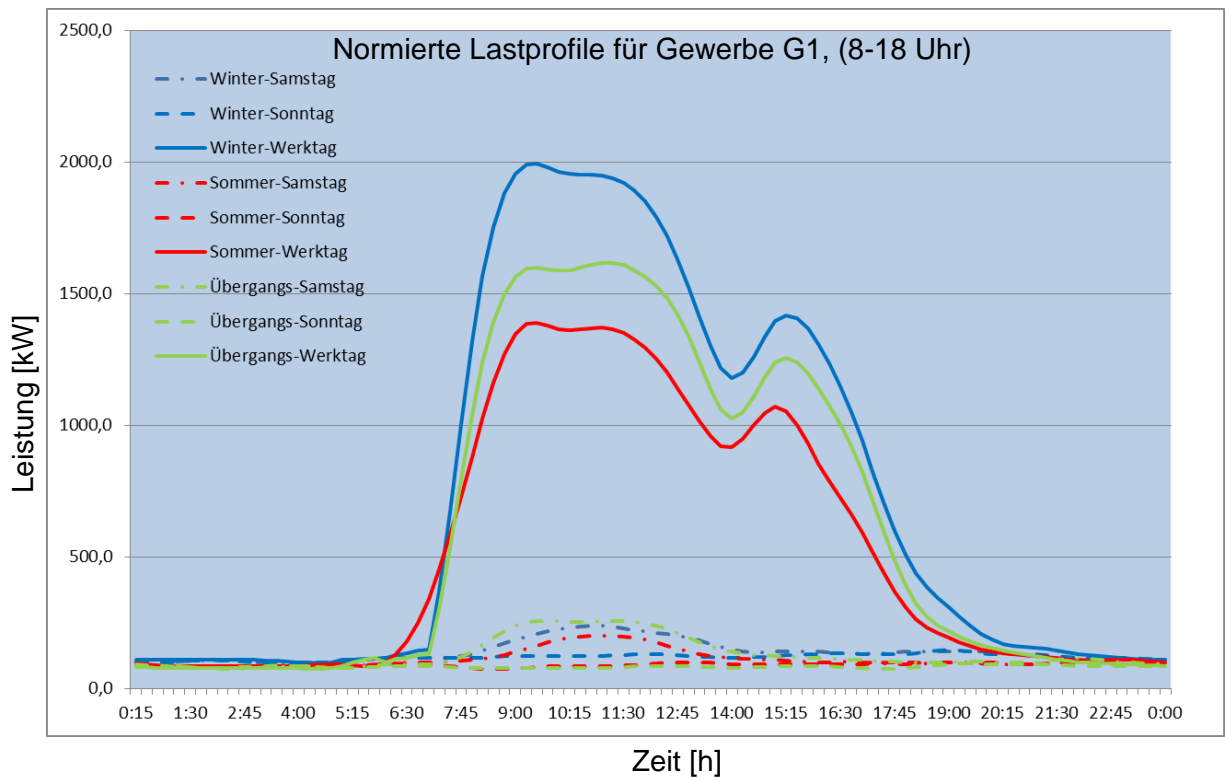


Abbildung 3.25: Normierte Lastprofile für Gewerbe G1, (8-18 Uhr), (normiert auf 4.070 MWh Jahresabnahme).

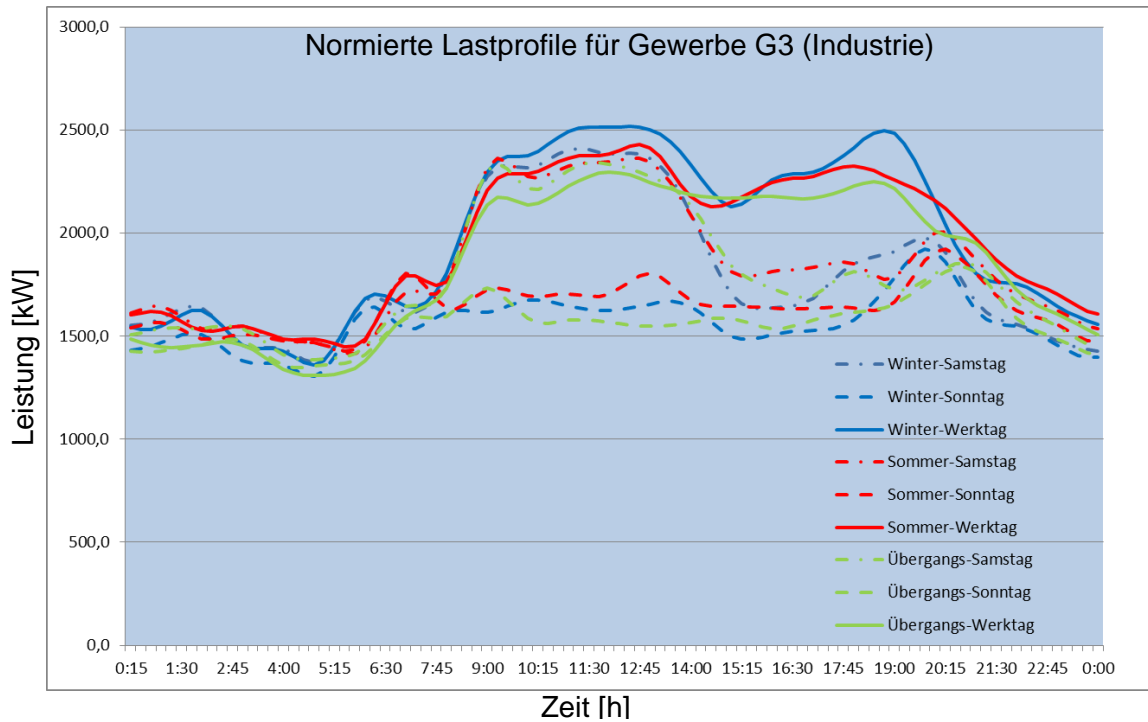


Abbildung 3.26: Normierte Lastprofile für Industrie (Gewerbe G3), (normiert auf 16.300 MWh Jahresabnahme).

Die zusammengefassten Lastprofile zeigen den sich zeitlich ändernden Energieverbrauchsverlauf der Stadt. Damit werden der maximale und der minimale Energiebedarf ermittelt und entsprechend der EE-A ausgelegt.

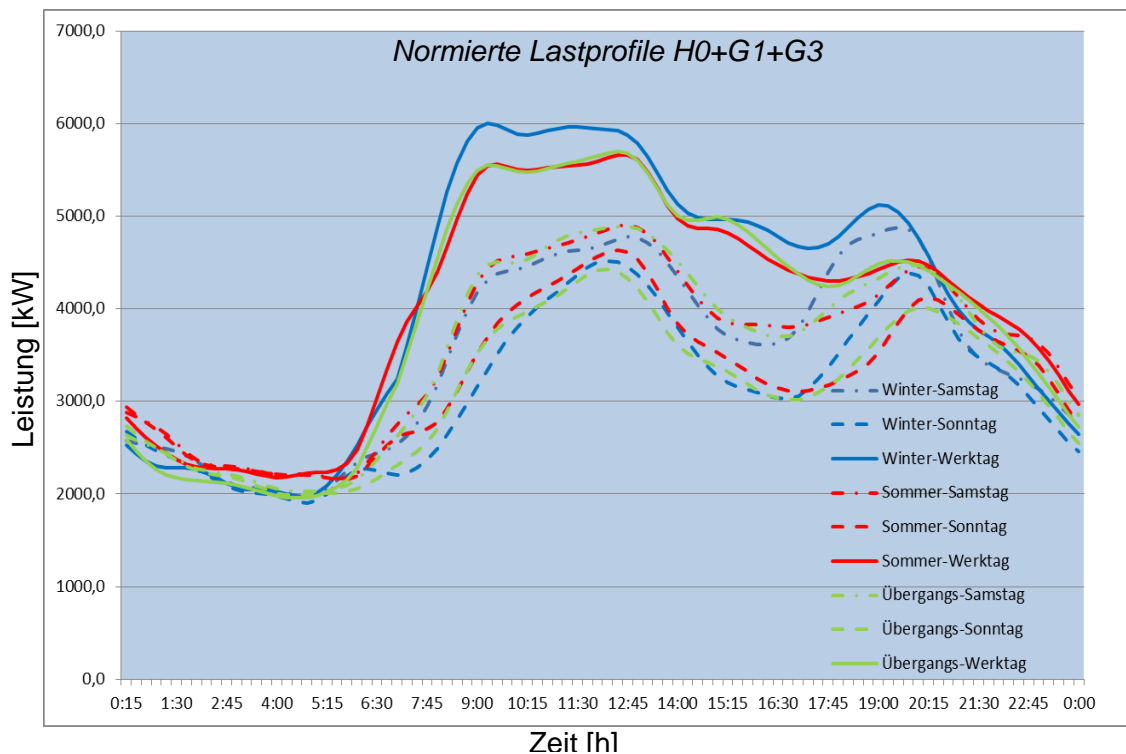


Abbildung 3.27: Normierte Lastprofile für Haushalte H0+G1+G3.

Bei den zusammengefassten Standardlastprofilen beträgt die maximal auftretende elektrische Energieverbraucherleistung ca. 6,0 MW im Winter, werktags zwischen 11:00 und 12:00 Uhr.

Die kurzzeitig auftretenden Lastspitzen, die bei der An- und Abschaltung von größeren Verbrauchern auftreten, werden durch die SG abgedeckt. Durch die zentralisierte Wärmeversorgung (Wärmeeinspeisung von autarker EE-Anlage) wird der Stromverbrauch besonders in der Winterzeit um mindestens 30% reduziert.

Unter Berücksichtigung der ermittelten maximalen Leistung (von 6 MW) wurde die installierte elektrische Leistung von BZ und SG festgelegt – (entsprechend 5 MW und 2,5 MW). Um dem (n-1)-Kriterium gerecht zu werden, wurde eine zusätzliche Leistung von 2 MW für die BZ und 1 MW für die GuD-Anlage installiert.

Bei der Durchführung von Lastfluss-Simulationen der autarken EE-Anlage und des Energieverteilernetzes der Stadt Großräschen wurde das Verbraucherverhalten durch die berechneten Lastprofile (siehe Abbildungen 3.24 – 3.26) abgeleitet. Mit Hilfe von Lastflussberechnungen wurde das Verhalten des Betriebsmittels analysiert.

Bei genauerer Ermittlung von Verbraucherlastprofilen (die im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt wurden) ist es möglich, ein ausgeklügeltes Lastmanagement bzw. das planmäßige Ein- und Ausschalten einzelner Energieerzeuger in der autarken EE-Anlage durchzuführen, um die Energieerzeugung an die Verbraucher anzupassen.

4 Erstellung von Simulationsmodellen für die Lastfluss- und Kurzschlussuntersuchungen von elektrischen Betriebsmitteln und Energieerzeugern

Bei Netzspannung und -auslegung werden Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen durchgeführt, um das Verhalten der elektrischen Energieerzeugung und des Verteilungsnetzes zu ermitteln. Um die Berechnungen einwandfrei durchführen zu können, müssen entsprechend Simulationsmodelle erstellt und definiert werden. Für die Erstellung der Simulationsmodelle wird das elektrische Netzberechnungsprogramm DigSILENT PowerFactory 15 (im Folgenden PowerFactory genannt) genutzt.

Das Zahlpfeilsystem in PowerFactory wird wie folgt definiert: bei elektrischen Lasten wird Strom, der in ein Zweigelement fließt, mit einem positiven Vorzeichen in den Ergebnisboxen beschriftet und der Strom, der aus den Zweigelementen fließt, mit einem negativen Vorzeichen. Bei elektrischen Generatoren werden die Vorzeichen umgekehrt beschriftet [4.1]:

	VPS (Lasten, Transformatoren, Kabeln)	EPS (Generatoren)
P	Aufnahme	Abgabe
-P	Abgabe	Aufnahme
Q	Induktive Aufnahme bzw. kapazitive Abgabe	Kapazitive Aufnahme bzw. induktive Abgabe
-Q	Kapazitive Aufnahme bzw. induktive Abgabe	Induktive Aufnahme bzw. kapazitive Abgabe

Um Lastflüsse und Kurzschlüsse simulieren zu können, wurden zuerst Simulationsmodelle von allen Energieerzeugungs- (Generatoren, BZ mit PWM-Wechselrichtern, WEA) und Netzversorgungs-komponenten (Kabel, Transformatoren, Lasten) erstellt. Diese kleineren Simulationsmodelle wurden in ein größeres Modell der autarken EE-Anlage und des elektrischen Stadtversorgungsnetzes zusammengefasst. Das Modell berücksichtigt den Energieverbrauch der Stadt, der durch Lastprofile in Kapitel 3.10 ermittelt wurde. Die ermittelten Lastprofile wurden in das Lastmodell integriert (siehe Kapitel 4.1).

Es wurden Simulationen für verschiedene Kabeltypen im NS- und MS-Netz durchgeführt, um den besten Kabeltyp für eine sichere elektrische Energielieferung und Spannungshaltung zu ermitteln. Darüber hinaus wurden Simulationen für einen Ist-Stand des Verbrauchernetzes (das MS-Netz aus Aluminiumkabeln NA2XS2Y 1x150 RM¹⁵ und Transformatoren mit Kurzschluss-spannung von 6%) und eine ertüchtigte Variante des MS-Netzes (mit Kupferkabeln und Transformatoren mit Kurz-

¹⁵ Leider lagen für diese Arbeit keine Angaben zum typischen Kabel- und Transformatorentypen für Kleinstädte vor. Allerdings wird dieser Kabeltyp z.B. an der BTU Campus verwendet und war zu DDR-Zeiten typisch, weshalb man davon ausgehen kann dass der gleiche Kabeltyp für Großräschens MS-Netz verlegt wurde.

schlussspannung von 4%) durchgeführt, um zu untersuchen, ob die Energieversorgung und der Kurzschlussstrombeitrag der autarken EE-Anlage verbessert werden kann.

Die autarke EE-Anlage besteht aus verschiedenen Energieerzeugungs- und Speichersystemen (siehe Kapitel 3.2), daher wurden auch dafür vorerst separate Simulationsmodelle erstellt, die später zu eine größere Modell zusammengefügt wurden. Bei einem größeren Simulationsmodell handelt es nicht um separate Modelle für das Verbrauchernetz und die autarke EE-Anlage, sondern es wurden beide in einem Modell dargestellt. In den weiteren Kapiteln werden die einzelnen Teile der Simulationsmodelle kurz erläutert.

4.1 Lastmodell

Alle Lasten sowie Gruppen von Lasten, die keine Motoren sind und einem Subsystem entsprechen, beispielsweise einem Niederspannungsnetz aus der Sicht eines Mittelspannungsnetzes, können als "allgemeine Last" modelliert werden. Unter "normalen Bedingungen" ist es zulässig, diese Lasten als konstante PQ-Lasten darzustellen. Unter "abnormalen Bedingungen", beispielsweise während Spannungszusammenbrüchen, sollte jedoch die Spannungsabhängigkeit der Lasten berücksichtigt werden. PowerFactory verwendet hier einen möglichen Ansatz, der durch die Gleichungen (4.1) bis (4.4) durchgeführt werden kann. In diesen Gleichungen wird das Subskript „0“ für den Anfangsbetriebszustand entsprechend seiner Definition im Eingabedialogfeld angegeben [4.2].

$$P = P_0(a_p \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{e_{a_p}} + b_p \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{e_{b_p}} + (1 - a_p - b_p) \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{e_{c_p}}) \quad (4.1)$$

$$c_p = (1 - a_p - b_p) \quad (4.2)$$

$$Q = Q_0(a_q \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{e_{a_q}} + b_q \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{e_{b_q}} + (1 - a_q - b_q) \cdot \left(\frac{U}{U_0}\right)^{e_{c_q}}) \quad (4.3)$$

$$c_q = (1 - a_q - b_q) \quad (4.4)$$

Durch Angabe der jeweiligen Exponenten (e_{a_p} , e_{b_p} , e_{c_p} und e_{a_q} , e_{b_q} , e_{c_q}) kann das inhärente Lastverhalten modelliert werden. Um beispielsweise ein konstantes Leistungs-, ein konstantes Strom- oder ein konstantes Impedanzverhalten zu berücksichtigen, sollte der Wert des Exponenten auf '0', '1' bzw. '2' gesetzt werden (0 – Leistung, 1 – Strom; 2- Impedanz). Ferner kann der relative Anteil eines jeden Koeffizienten unter Verwendung der Koeffizienten a_p , b_p , c_p und a_q , b_q , c_q frei definiert werden. In PowerFactory werden diese Koeffizienten wie folgt definiert: $0 \leq p \leq 2$, $0 \leq q \leq 2$, $0 \leq c_p \leq 1$, $-1 \leq c_q \leq 1$ [4.2].

Im PowerFactory-Lastmodell kann man verschiedene Einstellungswerte für Wirk- und Blindleistungsverbrauch, sowie Betriebsverhalten der Motoren einstellen (wie in der Abbildung 4.1 eines allgemeinen Lastmodells dargestellt).

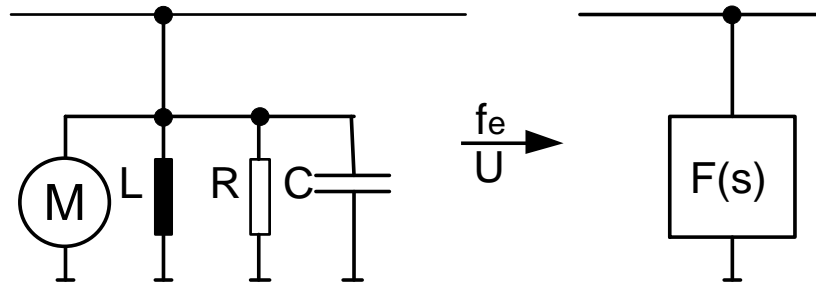


Abbildung 4.1: DigSILENT allgemeines Lastmodell [4.2].

Eine Einspeisung kann maximal mit der Summe der Bemessungsleistungen der angeschlossenen Verbraucher belastet werden. Diese Gesamtleistung wird als Anschlusswert P_A bezeichnet und beträgt bei n Verbraucher [4.3]:

$$P_A = \sum_{i=1}^n P_r \quad (4.5)$$

Die tatsächlich auftretende Last ist niedriger als der Anschlusswert. Zum Beispiel belastet ein Wohngebiet mit n Wohneinheiten das Netz mit geringerer Last: $P = n \cdot g \cdot P_A$. Hier ist g ein Gleichzeitigkeitsfaktor, der verschiedene Werte für verschiedene Verbrauchertypen (Haushalte, Gewerbe, Industrie) und Tageszeit stellt. Mit Hilfe dieses Gleichzeitigkeitsfaktors wurden nach den bestimmten Verbraucherlastprofilen (für Haushalte, Gewerbe, Industrie) die Skalierungswerte für das Lastmodell des Verbrauchernetzes in das Simulationsmodell eingeführt.

4.2 Kabelsystem

In dieser Arbeit wird angenommen, dass das Versorgungsnetz der autarken EE-Anlage und das MS- und NS-Verteilungsnetz für die Stadt unterirdisch und nicht in Freileitungen verlegt wurde. Im MS-Netz wird ein dreiphasiges Erdkabel verwendet, das aus drei in Reihe verlegten Einleiterkabeln besteht.

Bei Kabelsystemen hat der Widerstand eine große Auswirkung auf entstehende Verluste: $P_V = I^2 \cdot R$, und wegen des Spannungsfalls im Kabel auch auf die Spannungsregelung bei der autarken EE-Anlage. Der Leiterwiderstand wird am stärksten durch die Betriebstemperatur beeinflusst. In PowerFactory kann man zwei Optionen bei der Lastflussberechnung einstellen. Die eine erlaubt eine Lastflussdurchführung bei einer Kabeltemperatur von 20°C , um die normalen Arbeitsbedingungen

zu ermitteln und die andere Option berücksichtigt die Lastflussberechnung bei einer maximalen Kabeltemperatur von 80°C, um die extreme Belastung des Netzes zu betrachten¹⁶ [4.4-4.5]. Das in PowerFactory verwendete Kabelmodell ist in Abbildung 4.2 dargestellt.

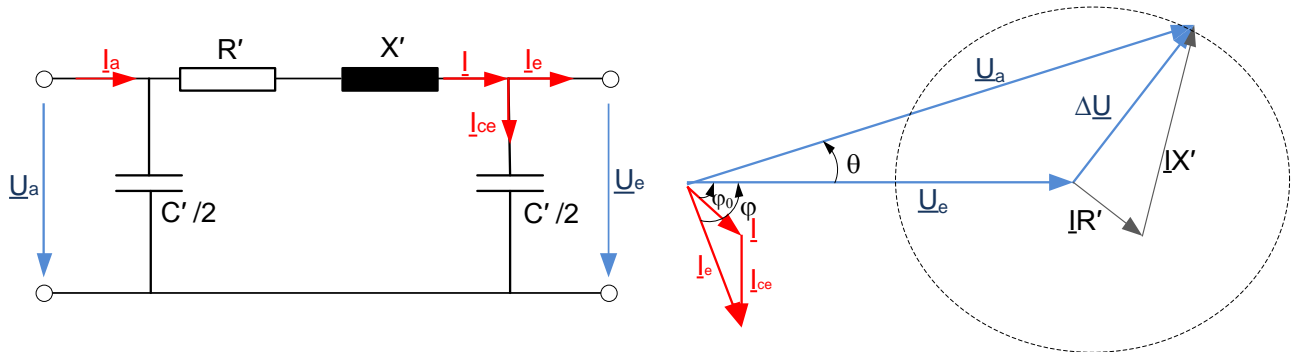


Abbildung 4.2: Ersatzschaltbild der Drehstromkabel und Zeigerdiagramm.

Das Kabel am Ende U_e wird mit der Wirk- und Blindleistung belastet. Der Spannungsfall nach dem Zeigerdiagramm kann mit Hilfe der Gleichungen 4.6 – 4.8 ermittelt werden [4.6]:

$$\Delta U = |U_a| - |U_e| = I \cdot R' \cdot l \cdot \cos\varphi_0 + I \cdot X' \cdot l \cdot \sin\varphi_0 + U_a(1 - \cos\theta) \quad (4.6)$$

$$I \cdot \cos\varphi_0 = I_e \cdot \cos\varphi = \frac{P}{3U_e} \quad (4.7)$$

$$I \cdot \sin\varphi_0 = I_e \cdot \sin\varphi - \frac{I_{ce}}{2} = \frac{Q}{3U_e} - \frac{1}{2} \omega \cdot C' \cdot l \cdot U_e \quad (4.8)$$

Unter Berücksichtigung einer kleineren Kurzschlussleistung bei der autarken EE-Anlage ist der Spannungsfall einer der entscheidenden Faktoren bei der Kabelauswahl (siehe Gleichung 4.9). Sie hat Einfluss auf Kabellänge und -querschnitt. Und die kapazitive Blindleistung hat einen Einfluss auf den übertragbaren Strom (siehe Gleichung 4.10) [4.7].

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot I_r \cdot (R'_L \cdot \cos\varphi + X'_L \cdot \sin\varphi) \quad (4.9)$$

$$I_{\text{Übertragung}} = \sqrt{I_{\text{zulässig}}^2 - I_{\text{Kapaz}}^2} = \sqrt{I_{\text{zuläs}}^2 - \left(\omega \cdot C' \cdot l \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2} \quad (4.10)$$

Für die Ermittlung des Spannungsfalls kann eine erweiterte Gleichung genutzt werden:

¹⁶ Widerstände für Leitertemperaturen von 20 und 80°C, die für Lastfluss- und Kurzschlussimulationen verwendet wurden, sind in Anhang A10, in den Tabellen A10.1 und A10.2 dargestellt.

$$\Delta U = R' \cdot \frac{P \cdot l}{3U_e} + X' \cdot \frac{Q \cdot l}{3U_e} + U_a \cdot (1 - \cos\theta) - \frac{1}{2} \omega \cdot C' \cdot X' \cdot l^2 \cdot U_e \quad (4.11)$$

Für die Ermittlung des prozentualen Spannungsfalls wird folgende Gleichung eingesetzt:

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} = \left(R' \cdot \frac{P \cdot l}{U_\Delta^2} + X' \cdot \frac{Q \cdot l}{U_\Delta^2} \right) \cdot \frac{1}{u_2} + u_1(1 - \cos\theta) - \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \cdot u_2 \quad (4.12)$$

$$u_1 = \frac{U_1}{U_r}; u_2 = \frac{U_2}{U_r} = u_1 - \varepsilon; \omega_0 = \frac{\sqrt{2}}{l\sqrt{L' \cdot C'}} \text{ bei Kabel } < 10 \text{ km } \omega_0 > 25\omega$$

Bei kurzen Kabeln mit einer Länge von <10 km kann der zweite und dritte Teil der Gleichung (4.12) vernachlässigt werden:

$$\varepsilon = R' \cdot \frac{P \cdot l}{U_\Delta^2} + X' \cdot \frac{Q \cdot l}{U_\Delta^2} = \frac{P \cdot l}{U_\Delta^2} (R' + X' \tan\varphi) \quad (4.13)$$

Der Kabelwiderstand hat einen großen Einfluss auf den Spannungsfall bei Kabelsystemen und die Wirkleistungsänderung bei den Verbrauchern. Am stärksten wird die Spannungsänderung durch die Wirkleistungsänderung beeinflusst.

Die übertragbare Spannung fällt hyperbolisch mit der Leitungslänge und wachsenden φ . Bei der Simulation wird die Spannungstoleranz von $\pm 10\%$ entsprechend DIN IEC 38:1987-05 „Normspannung“.

Die ausgewählten Kabelquerschnitte und -typen werden nach den Belastungstabellen von DIN VDE 0298 ermittelt. Und bei Leiterquerschnittsbemessung nach normaler EVU-Last wird ein Belastungsgrad von $m=0,7$ berücksichtigt.

$$m = \frac{1}{24 \cdot h \cdot I_{max}} \cdot \sum_{t=0}^{t=24h} I \cdot t \quad (4.14)$$

PowerFactory erlaubt die detaillierte Angabe von verschiedenen Kabeltypen, Verlegearten, Reduktionsfaktoren und Kabelbetriebstemperaturen. Alle diese Faktoren wurden in den Simulationen des Ist-Standes und der ertüchtigten Variante berücksichtigt.

4.3 Transformatormodell in DigSilent PowerFactory

Um die durch die autarke EE-Anlage erzeugte Spannung auf 20-kV im MS-Verteilungsnetz zu bringen, wurden Verteilungstransformatoren mit Stufenschaltern eingesetzt. Beim Übergang von elektrischen Energieerzeugungseinheiten (BZ mit PWM Umrichtern, Generatoren) zum MS-Verteilungsnetz wurden in dieser Arbeit Transformatoren mit Yd5 Schaltgruppen verwendet und

als Verteiltransformatoren zwischen dem MS- und NS-Netz (TN-Netzen) Transformatoren mit Dy5-Schaltgruppen mit herausgeführtem Sternpunkt (Neutralpunkt) eingesetzt.

Ein typisches Transformatorenmodell in PowerFactory ist in den Abbildungen 4.3 - 4.4 dargestellt.

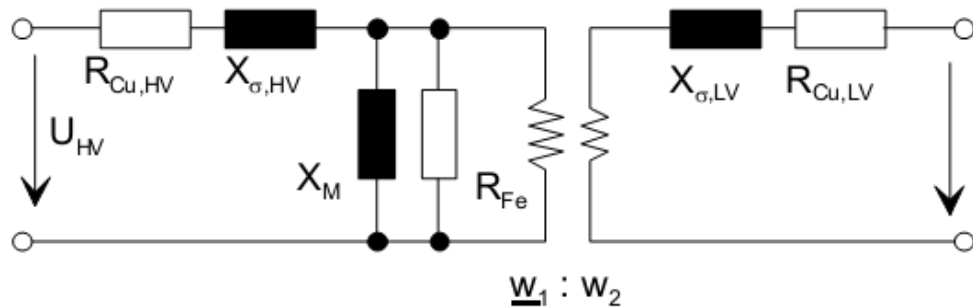


Abbildung 4.3: Mitsystem-Modell eines Transformators mit zwei Wicklungen (in Ohm) [4.8].

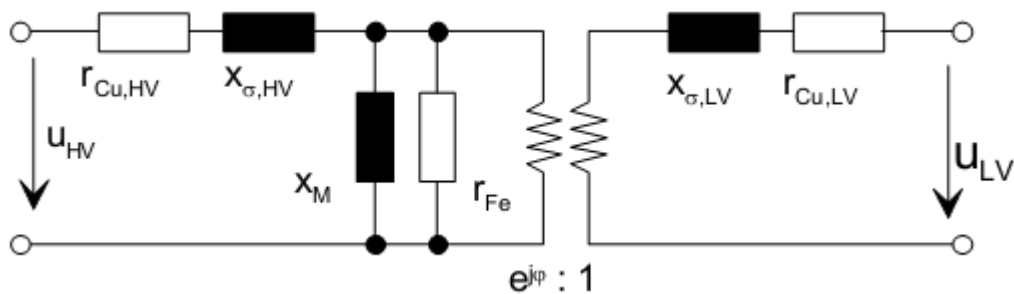


Abbildung 4.4: Mitsystem-Modell eines Transformators mit zwei Wicklungen (in p.u.) [4.8].

Die technischen Parameter des Transformators, die für das Simulationsmodell verwendet werden, werden mit Hilfe der Gleichungen (4.15-4.22) berechnet:

$$Z_{r,HV} = \frac{U_{r,HV}^2}{S_r} ; Z_{r,LV} = \frac{U_{r,LV}^2}{S_r} \quad (4.15)$$

$$z_k = \frac{u_k}{100} \quad (4.16)$$

$$r_k = \frac{P_{Cu}/1000}{S_r} \quad (4.17)$$

$$x_k = \sqrt{z_k^2 - r_k^2} \quad (4.18)$$

$$z_M = \frac{1}{i_0/100} \quad (4.19)$$

$$r_{Fe} = \frac{S_r}{P_{Fe}/1000} \quad (4.20)$$

$$x_M = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{z_M^2} - \frac{1}{r_{Fe}^2}}} \quad (4.21)$$

Ein wichtiges Beurteilungskriterium bei Transformatoren (besonders bei der Ermittlung von Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussstrombeitrag) ist die relative Kurzschlussspannung:

$$u_{kr} = \frac{U_{1k}}{U_{1N}} \quad (4.22)$$

Bei Netzversorgungstransformatoren werden Transformatoren mit Stufenschaltern (On-load tap-changers) eingesetzt, um das Spannungsniveau innerhalb der Toleranzgrenzen zu halten. Diese Transformatoren müssen so ausgelegt werden, dass sie die Betriebsspannungsüberhöhung und kurzzeitig auftretenden Schalt- und Blitzüberspannungen aushalten.

In der PowerFactory-Software wird der Stufenschalter durch einen zusätzlichen, idealen Transformator dargestellt, der entweder auf der OS- oder US-Seite eingesetzt werden kann (siehe Abbildung 4.5). In dieser Arbeit wird ein Transformator mit US-seitigem Stufenschalter verwendet.

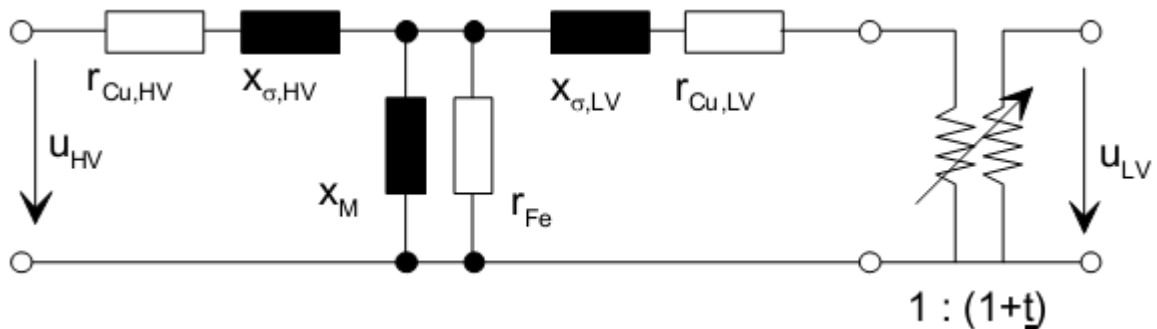


Abbildung 4.5: Transformatormodell mit US-seitigem Modell des Stufenschalters.

Das Wicklungsverhältnis des Transformators wird durch die definierte Stufenstellung (in Anzahl von Schritten) mal der zusätzlichen Spannung pro Schritte ausgeführt. Bei der Auswahl der Option „Automatische Stufenstellung“ in PowerFactory wird die Stufenregelung auf der Registerkartenseite vom Transformatorlastfluss entsprechend den eingestellten Parametern durchgeführt [4.8].

Es gibt in PowerFactory zwei Möglichkeiten, um die Phasenverschiebung im Transformator zu realisieren. Zum einen durch die Eingabe von Betrag und Winkel (du_{tap} und φ_{tap}) der zusätzlichen

Spannung pro Schaltschritt oder zum anderen durch das Definieren von Betrag und Winkel an jedem einzelnen Schaltschritt ($|U + du_{tap}|, \varphi_U$) [4.8]. Die Stufeneinstellung wird mit 2,0% von U_n Schritten ausgeführt. In Abbildung 4.6 wird eine vereinfachte Darstellung des stufengeregelten Transformators gezeigt.

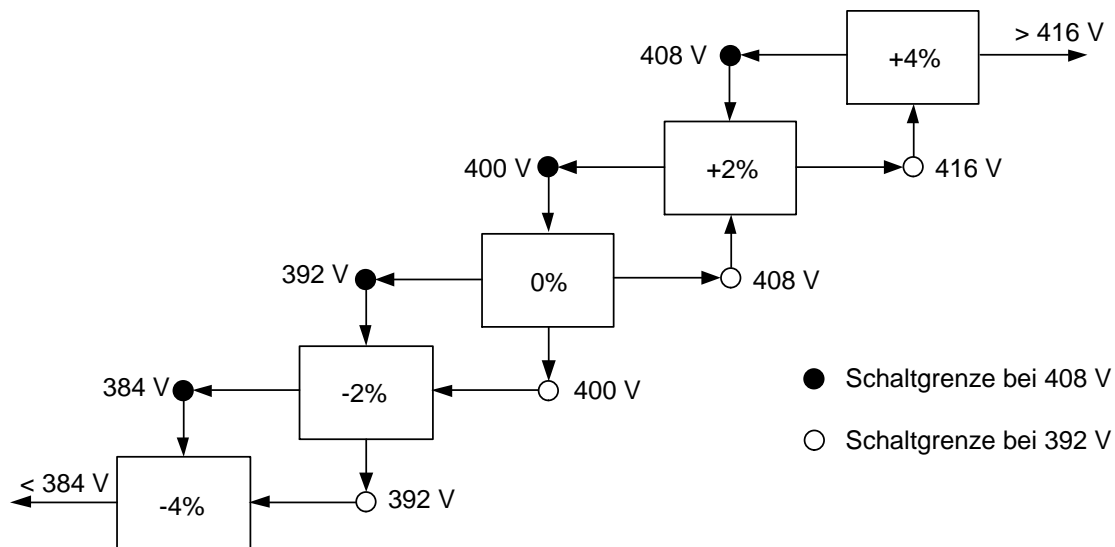


Abbildung 4.6: Einstellungen der Stufenpositionen beim Verteiltransformator.

Die Spannungsänderungen am Transformator liegen dabei in einem Bereich von 384 V bis 416 V ($\Delta U = 32\text{ V}$). Spannungsschwankungen in einem Intervall kleiner als $\pm 8\text{ V}$ verursachen keine Umschaltungen. In dieser Arbeit ist die Transformatorstufeneinstellung in der autarken EE-Anlage an der Spannungsregelung beteiligt. Die in der Simulation verwendeten Transformatorparameter sind im Anhang A11 aufgelistet.

4.4 Erstellung des SOFC-Brennstoffzellenmodells in Power Factory

Die Brennstoffzelle wird mit Hilfe eines statischen Generators „Static Generator“ in PowerFactory simuliert. Der statische Generator ist ein allgemeines Modell für jeden nicht rotierenden elektrischen Energieerzeuger wie z.B. Brennstoffzelle, Photovoltaik oder Speichersystem. Auch ein Windgenerator, der mit dem Netz durch „Full-Size-Converter“ verbunden ist, kann man als einen statischen Generator betrachten.

4.4.1 Regelungsmechanismen bei der Simulation der Lastflussberechnungen

Die Spannungsregelung bei der BZ kann im Modell unterschiedlich erfolgen [4.9]:

- 1- durch Regelung der Leistungsfaktors. Durch diese Regelungsart kann die Wirk- und Blindausgangsleistung eingestellt werden. Diese Werte werden im Eingabemodus ausgewählt.
- 2- Spannungskontrolle durch die Einstellung von P- und V-Werten können in der Eingabefläche eingestellt werden,
- 3- „Droop control“ der Generatorsteuerung kann so eingestellt werden, dass lokale Spannung an seinen Terminals zu einem bestimmten Sollwert eingesetzt wird. Bei „Droop control“ wird der eingestellte Spannungswert dynamisch geändert, abhängig von Wirk- und Blindleistungsbedarf des Netzes. Der Vorteil bei dieser Kontrollmethode ist, dass mehr als ein Generator bei Sammelschienenanschluss in der Spannungsregelung beteiligt werden kann.

Die drei obengenannten Spannungsregelung-Mechanismen sind in Abbildung 4.7 dargestellt.

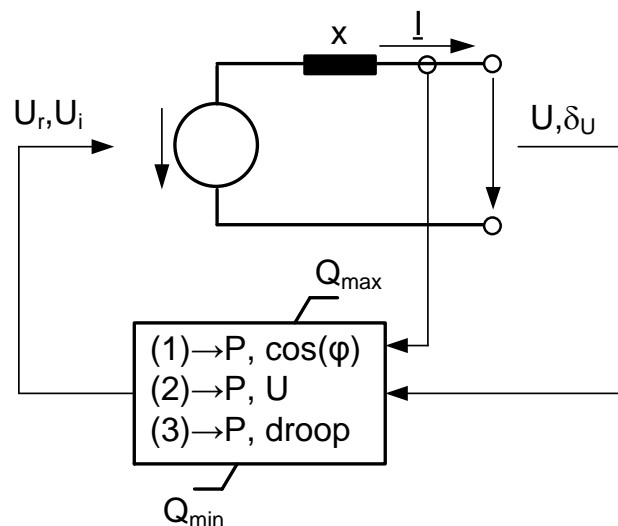


Abbildung 4.7: Grafische Darstellung der Spannungsregelung-Mechanismen bei der Simulation von statischen Generatoren.

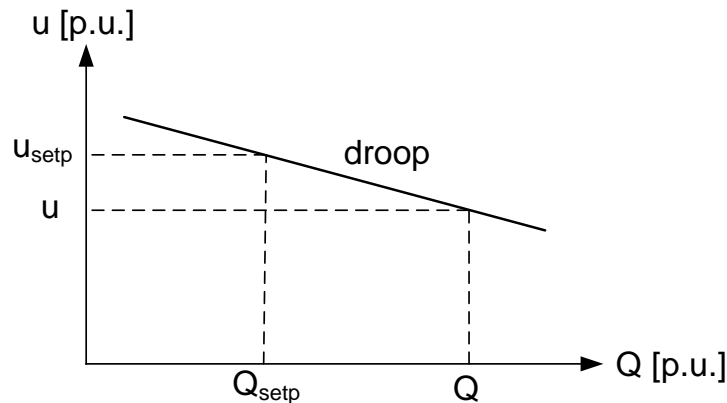
Die autarke EE-Anlage beinhaltet eine große Anzahl von Synchrongeneratoren und BZ, die durch PWM-Umrichter ans elektrische Energieversorgungsnetz angeschlossen sind. Diese können durch die Spannung („Droop control“ in PowerFactory) geregelt werden. Der Spannungswert wird dafür durch die folgenden Gleichungen ermittelt:

$$u = u_{\text{setpoint}} - du_{\text{droop}} \quad (4.23)$$

$$du_{\text{droop}} = \frac{Q - Q_{\text{setpoint}}}{Q_{\text{droop}}} \quad (4.24)$$

$$Q_{droop} = \frac{S_{nom} \cdot 100}{droop} \quad (4.25)$$

Zum Veranschaulichen der Spannungsregelung durch „Drop control“ in PowerFactory wurde diese graphisch in Abbildung 4.8 dargestellt. Aus der Abbildung geht klar hervor, dass bei der Spannungssenkung automatisch zusätzliche Blindleistung eingespeist wird, um die Spannung in zulässigen Toleranzgrenzen zu halten.



- u – der Spannungswert am Sammelschienenterminal
- u_{setp} – der angegebene Spannungswert des statischen Generators
- Q – die tatsächliche Ausgangsblindleistung des statischen Generators
- Q_{setp} – die eingestellte Blindleistung des statischen Generators

Abbildung 4.8: Regelung der Spannung durch „Drop control“ in PowerFactory.

Kurz nach dem Auftreten der Störung im Netz, erhöht oder verringert der primäre Regler des Generators die Ausgangsleistung der Turbine, um die Frequenz zum Nennwert zu bringen. Die Änderung in der Generatoreinspeiseleistung ist direkt proportional zur Netzfrequenzänderung. Die Generatoreinspeiseleistung wird durch den zentralen primären Regler in allen elektrischen Energieerzeugern verteilt.

Die BZ speist Gleichstrom zur DC-Seite des PWM-Wechselrichters. Die Pulsmuster und Regelung des Wechselrichters werden durch die netzseitige Klemmenspannung und die Vorgabe für Wirk- und Blindleistung eingesetzt. Die Phasenlage der Netzspannung wird durch die phasensynchronisierte Schleife (phase-locked loop-PLL) ermittelt (siehe Abbildung 4.9). Der Momentanwert der Netzspannung wird mit der Park-Transformation in d-q-Komponenten (u_d und u_q) zerlegt.

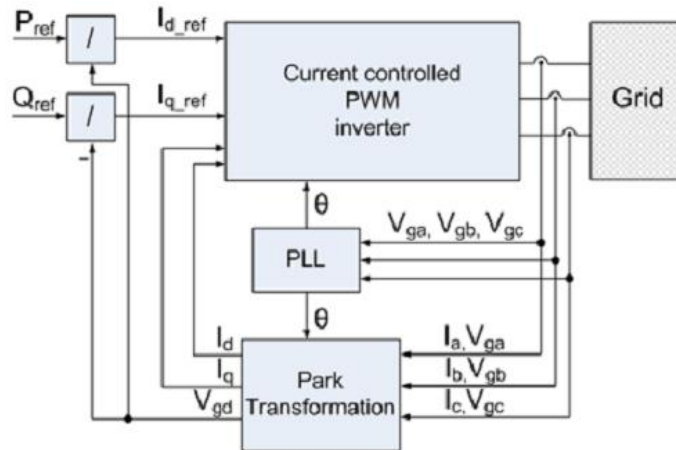


Abbildung 4.9: Typische PQ-Regelung bei PWM-Wechselrichtern bei Anschluss eines statischen Generators zum Energieversorgungsnetz [4.11].

Die Sollströme sind nach den Gleichungen 4.26 und 4.27 aus der transformierten Netzspannung und den Vorgaben von Wirk- und Blindleistung berechnet [4.10]:

$$i_{d,soll} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P \cdot u_d + Q \cdot u_q}{u_d^2 + u_q^2} \quad (4.26)$$

$$i_{q,soll} = \frac{2}{3} \cdot \frac{P \cdot u_q - Q \cdot u_d}{u_d^2 + u_q^2} \quad (4.27)$$

Wirk- und Blindleistungsvorgaben sind mit dem Faktor $2/3$ korrigiert. Mit der gemessenen Phasenlage der Netzspannung wird der transformierte Sollstrom in das Drehstromsystem transformiert. Aus der Abweichung von Soll- und Ist-Strom wird die neue Referenzspannung u_{ref} des Wechselrichters berechnet (siehe Gleichung 4.28):

$$u_{ref} = u + \frac{L}{t_s} \cdot (i_{soll} - i_{BZ}) \quad (4.28)$$

Die Abweichung von Soll- und Ist-Strom wird automatisch innerhalb der nächsten Schaltsequenz (t_a) von dem Simulationsprogramm (entsprechend der eingegebenen Parameter) beseitigt.

Bei den bekannten Verbraucherverhalten bei Haushalten, Gewerben und Industrie kann die BZ-Einspeisung nach dem Verbraucherprofil in der Simulation genau eingestellt werden. Die BZ besitzen eine Teillastfähigkeit mit nahezu konstantem Wirkungsgrad - im Bereich von mindestens 50% bis 110%. Der Grenzbereich für Wirk- und Blindleistungseinspeisung wird im Modell des statischen Generators eingestellt.

4.4.2 Simulation des Kurzschlussverhaltens eines umrichter gespeisten statischen Generators

Für die Kurzschlussberechnung nach VDE/IEC bei statischen Generatoren sind drei Berechnungsmethoden anwendbar [4.9]:

- Kein Kurzschlussstrombeitrag (typisch für die elektrische Energieerzeuger, die durch Umrichter ans Netz angeschlossen sind);
- Umrichter gespeister Antrieb – die nach IEC 60909 (VDE 0102) als asynchroner Motor mit folgenden Werten betrachtet werden:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} \cdot I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad (4.29)$$

$$I_{LR}/I_{rM} = 3; \quad R_M/X_M = 0,1 \quad \text{mit } X_M = 0,995 \cdot Z_M \quad (4.30)$$

Bei dieser Methode werden nur maximal subtransiente- und Peak- Kurzschlussstrombeiträge berechnet.

- Individuelle maximale Kurzschlussstrombeiträge. Der Kurzschlussstrom wird nach einem Modell mit einer Ersatzspannungsquelle berechnet.

Für die Simulation des Kurzschlusses wird eine dritte Methode in dieser Arbeit verwendet. Sie erlaubt die Ermittlung eines maximalen Kurzschlussstrombeitrages. Für einen minimalen Kurzschlussstrombeitrag muss anstatt eines statischen Generators ein äquivalentes externes Netzelement eingesetzt werden.

Die Impedanz im obenerwähnten Modell wird durch die folgenden Gleichungen (4.31-4.32) berechnet:

$$x_1 = \frac{c_{max}}{S_k'' \cdot \sqrt{1 + (R/X'')^2}} \quad (4.31)$$

$$r_1 = R/X'' \cdot x_1 \quad (4.32)$$

Im Modell wird ein statischer Generator wie ein externes Netz im Fall des symmetrischen Kurzschlussstroms betrachtet $I_b = I_k'' = I_k$. Die Einstellwerte im Modell sind I_k'' oder S_k'' , und X''/R oder R/X'' .

Der Kurzschlussstrombeitrag bei der BZ wird durch die Batteriespeicher im DC-Zwischenkreis bereitgestellt, und auf Grund der technischen Begrenzungen des Wechselrichters¹⁷ wird der maximale Kurzschlussstrom bei der BZ auf $I_k=3\cdot4\cdot I_n$ beschränkt. Die BZ-Anlage verfügt über eine Batterie im Zwischenkreis, um Energieschwankungen im Verteilnetz auszugleichen und Kurzschlussstrombeitrag zu leisten, wie in Abbildung 4.10 dargestellt.

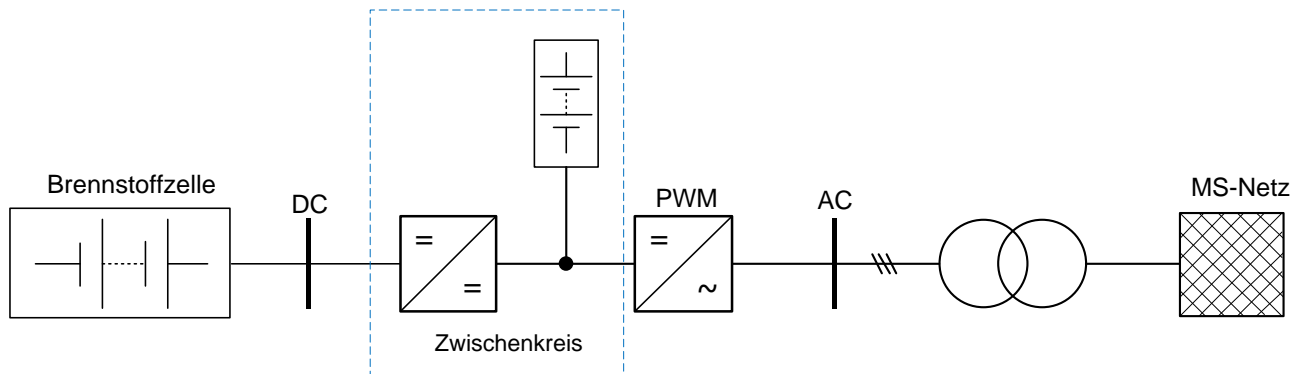


Abbildung 4.10: Anschluss der BZ-Anlage ans MS-Verteilungsnetz.

In der Simulation wurde ein äquivalentes Modell der BZ-Anlage (wie in Abbildung 4.10 dargestellt) aufgebaut.

4.5 Simulationsmodell der PWM-Umrichter

Die Puls-Weiten Modulation (PWM) ist eine weitverbreitete Technologie, um Gleichstrom aus einer Gleichspannungsquelle (z.B. Batterie, Brennstoffzelle, Solargenerator) in Wechselstrom mit stabiler Frequenz und sehr geringerem Harmonikanteil umzuwandeln. Deswegen gibt es schon in PowerFactory ein Standardmodell für einen PMW-Umrichter (siehe Abbildung 4.11).

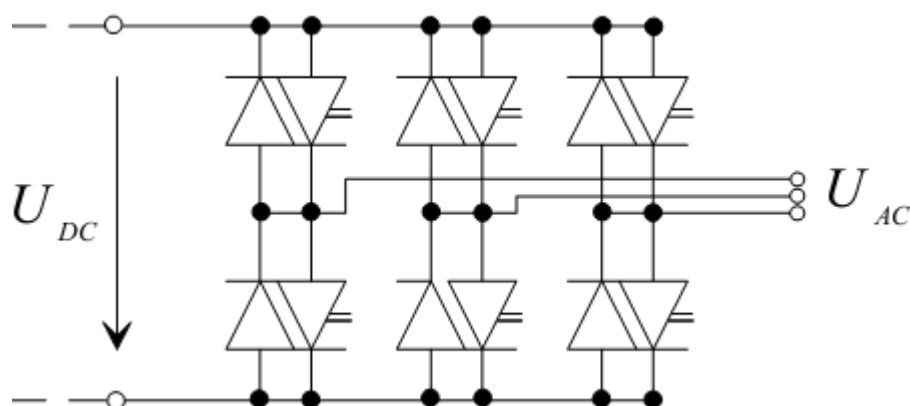


Abbildung 4.11: PowerFactory Modell eines PWM-Umrichters.

¹⁷ Erfahrungen aus dem eSolCar-Projekt an der BTU Cottbus-Senftenberg.

In der Simulation kann die Schaltung des PWM-Umrichters durch die GTOs oder IGBTs-Ventile mit Turn-Off-Funktion (zwei Striche) ausgeführt werden. Der Umrichter stellt sinusförmige Modulation mit hoher Taktfrequenz ($> 10\text{kHz}$) bereit. Deswegen ist der THD_I-Anteil relativ gering. Für den Pulsweitenmodulationsfaktor $0 \leq |P_m| < 1$ werden folgende Gleichungen (4.33 und 4.34) verwendet:

$$U_{ACr} = K_0 \cdot P_{mr} \cdot U_{DC} \quad (4.33)$$

$$U_{ACi} = K_0 \cdot P_{mi} \cdot U_{DC} \quad (4.34)$$

Die Definition des K_0 -Faktors ist abhängig von der Modulation [4.12].

Die Gleichungen der Grundfrequenz werden durch die aktive Leistung zwischen AC- und DC-Seite dargestellt:

$$U_{DC} \cdot I_{DC} + \sqrt{3} \operatorname{Re}(\underline{U}_{AC} \cdot \underline{I}_{AC}^*) = 0 \quad (4.35)$$

$$P_{AC} = \sqrt{3} \operatorname{Re}(\underline{U}_{AC} \cdot \underline{I}_{AC}^*) = U_{DC} \cdot I_{DC} = P_{DC} \quad (4.36)$$

Die Gleichungen (4.35 und 4.36) werden für ideale (verlustfreie) Umrichter verwendet.

Im Fall einer sinusförmigen Modulation entspricht der Mittelwert jedes Ein-Aus-Impulses dem Referenz-Sinus (siehe Abbildung 4.12). Die Menge des harmonischen Anteils ist hier deutlich geringer als bei rechteckiger Modulation, weshalb dies das Standard-Modulationsverfahren bei den elektrischen Energieerzeugungsanlagen ist. Bei dieser Modulation ist der K_0 -Faktor: $K_0 = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}$. Der Zusammenhang zwischen DC- und AC-Leistung in PWM-Wechselrichtern bei dieser Modulation ist mit Hilfe der Gleichung (4.37) dargestellt:

$$P_{PWM} = 3 \cdot U_{AC} \cdot I_{AC} = \frac{3}{2 \cdot \sqrt{2}} \cdot U_{DC} \cdot I_{AC} \quad (4.37)$$

In der Praxis liegt die Steuerungsfrequenz des PWM-Wechselrichters bei ca. 10-20 kHz (abhängig von den verwendeten Halbleitertypen: IGBT- bis 20 kHz, und GTO - bis 10 kHz). Das garantiert eine fast unversehrte sinusförmige Stromausgangsgröße mit einer gewünschten Frequenz von 50 Hz. Das Grundschwingungsgehalt liegt bei ca. 0,999X.

Bei Einstellungen für den PWM-Wechselrichter in der PowerFactory-Simulation ist es möglich, viele Regelungsmechanismen auszuwählen, wie z.B. U_{DC} -Q, U_{AC} -P, P-Q, U_{DC} - U_{AC} . In dieser Arbeit werden zwei Methoden angewendet:

- 1) U_{AC} -P oder sogenannte Spannungs-Frequenz-Regelung. Diese Regelung ist equivalent den PU-Charakteristiken von SG und berücksichtigt die Netzspannungamplitude und Wirkleistung.
- 2) P-Q Regelung – bestimmt AC-seitige Wirk- und Blindleistung (auch anwendbar bei SG).

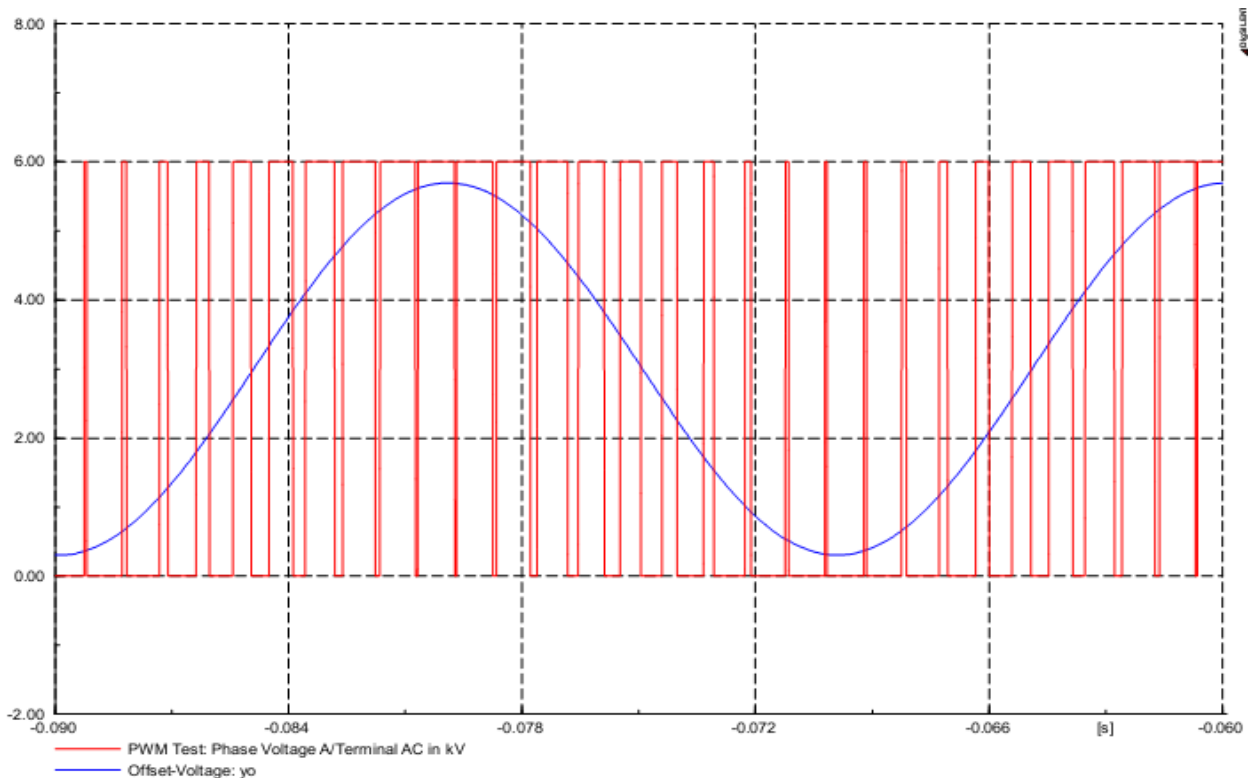


Abbildung 4.12: Sinusförmige Modulation des PWM-Wechselrichters.

Die erste, kompliziertere Methode wird für die sogenannte „Main“ BZ-Blocks angewendet. Mit Hilfe dieser Regelung kann man die Spannung angeben, die als Referenzwert für andere elektrische Energierzeuger in der autarken EE-Anlage dienen kann. Andere Generatoren wurden mit P-Q Regler ausgestattet. Der Brennstoffzellenblock wird ans externe Versorgungsnetz durch die leistungselektronische Komponente (siehe Abbildung 4.13) angeschlossen. Auf der DC-Seite ist ein DC-DC-Umrichter mit einer Batterie im Zwischenkreis angeschlossen, und der PWM-Wechselrichter wandelt die DC-Leistung in AC-Leistung um. Der PWM-Wechselrichter wird durch die obenerwähnten U-f oder P-Q-Regelungsmechanismen mit dem Versorgungsnetz synchronisiert. Durch die Tiefpassfilter werden alle hochfrequenten Oberschwingungen angehalten.

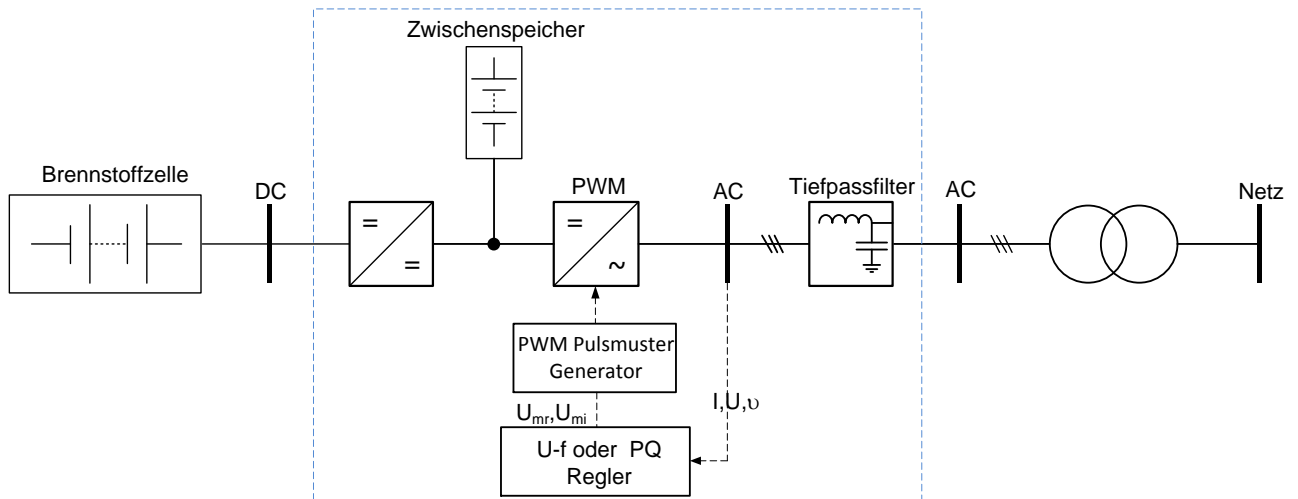


Abbildung 4.13: BZ-Anschluss ans Netz und BZ-Synchronisation mit dem Netz.

Um eine Spannung mit konstanter Frequenz und konstantem Wert bereitzustellen, wird ein BZ-Block als „Main“ bezeichnet und mit U-f-Regler ausgerüstet [4.13], [4.14]. Das Arbeitsprinzip von U-f-Reglern ist in Abbildung 4.14 abgebildet.

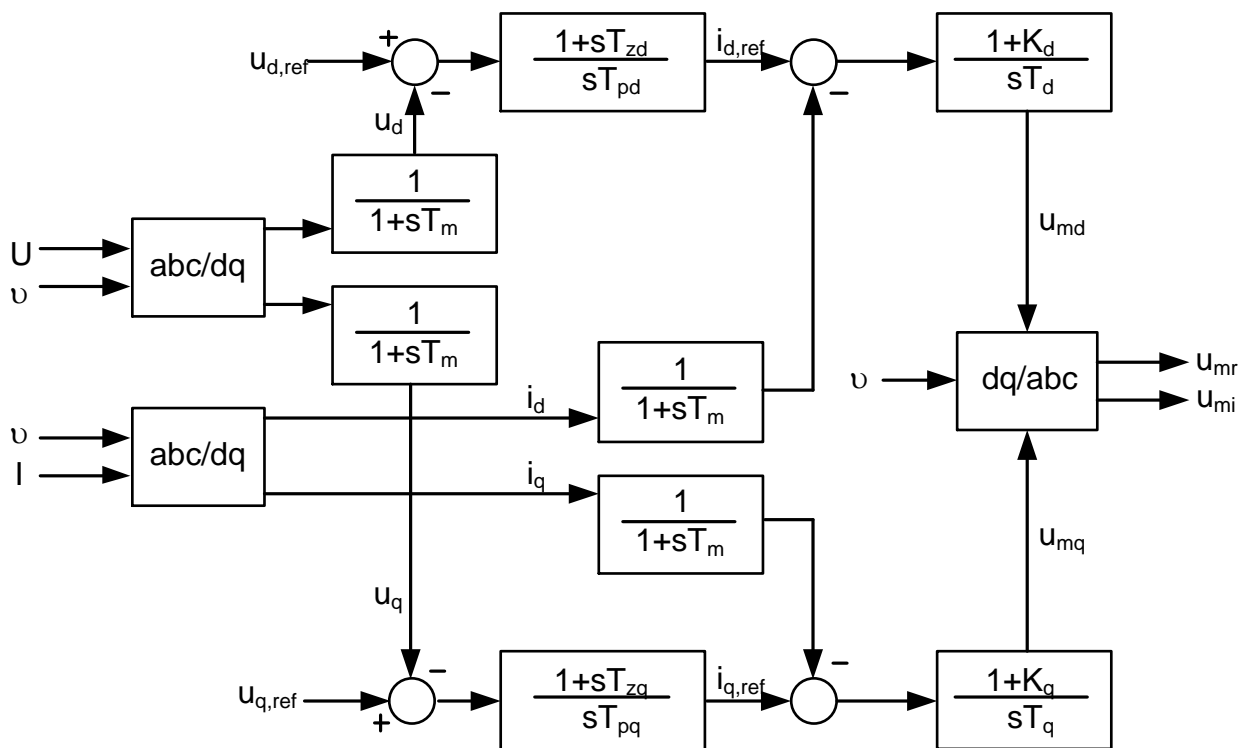


Abbildung 4.14: Schematische Darstellung von U-f Reglern [4.14].

Die autarke EE-Anlage muss den Spannungsbeitrag und die Frequenz selbst bereitstellen. Die Regelung ist durch eine direkte und quadratische Spannungskomponente ausgeführt, und durch diese Regelungsverfahren werden die Spannungsamplitude und -frequenz geregelt [4.13], [4.15].

Die weiteren Generatoren können mit PQ-Reglern ausgerüstet werden (schematische Darstellung siehe Abbildung 4.15), was den Anschluss von Generatoren an den zentralen Controller vereinfacht. Der zentrale Controller definiert die in der Simulation bestimmten Grenzen für Wirk- und Blindleistungsbeitrag jedes Generators, der an eine gesamte Generatorengruppe angeschlossen ist.

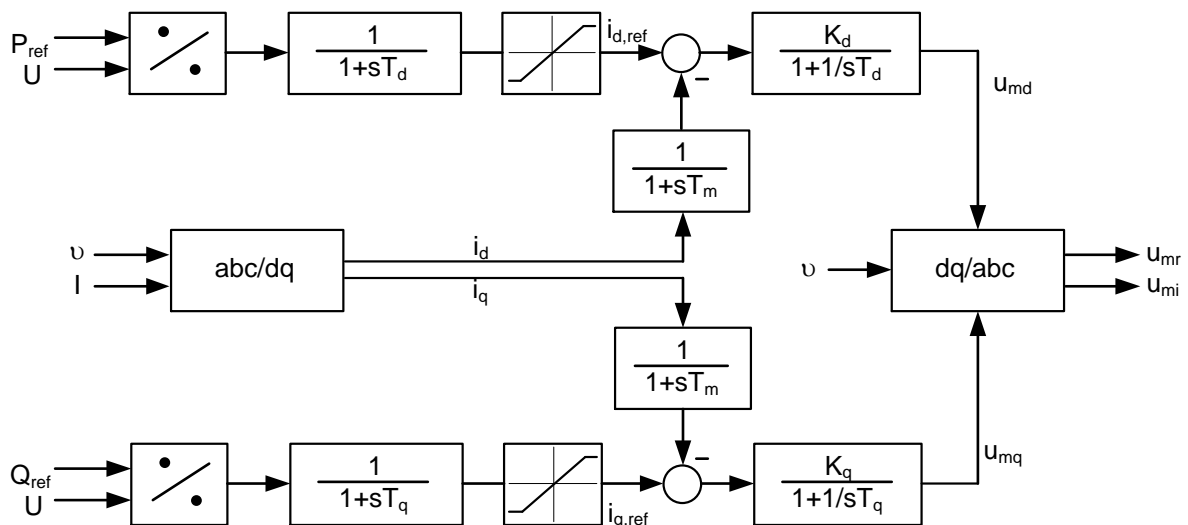


Abbildung 4.15: Schematische Darstellung von P-Q Reglern [4.14].

Die P-Q Regelung ist wegen der Regelung der direkten und quadratischen Stromkomponenten einfacher. Die Stromregelung des PWM-Wechselrichters wird durch die Referenzwerte i_{d-ref} und i_{q-ref} ausgeführt. Das Spannungssignal, das im Regler erzeugt wird, wird in dem realen und imaginären Teil u_{mr} und u_{mi} als eine Spannungsreferenz für den Wechselrichter transformiert. Die Ausgangsspannung des PWM-Wechselrichters wird mit der Netzspannung synchronisiert, und die Wirk- und Blindleistung des Wechselrichters wird an den Verbraucherleistungsbedarf angepasst.

Der zentrale Controller (Station Controller) kann die Q-P Parameter und das Spannungsniveau an der zentralen Sammelschiene der autarken EE-Anlage durch die Einstellung der Q-P Parameter des Energieerzeugers anpassen [4.16]. Dieses Regelungsverhalten wird in Abbildung 4.16 graphisch dargestellt.

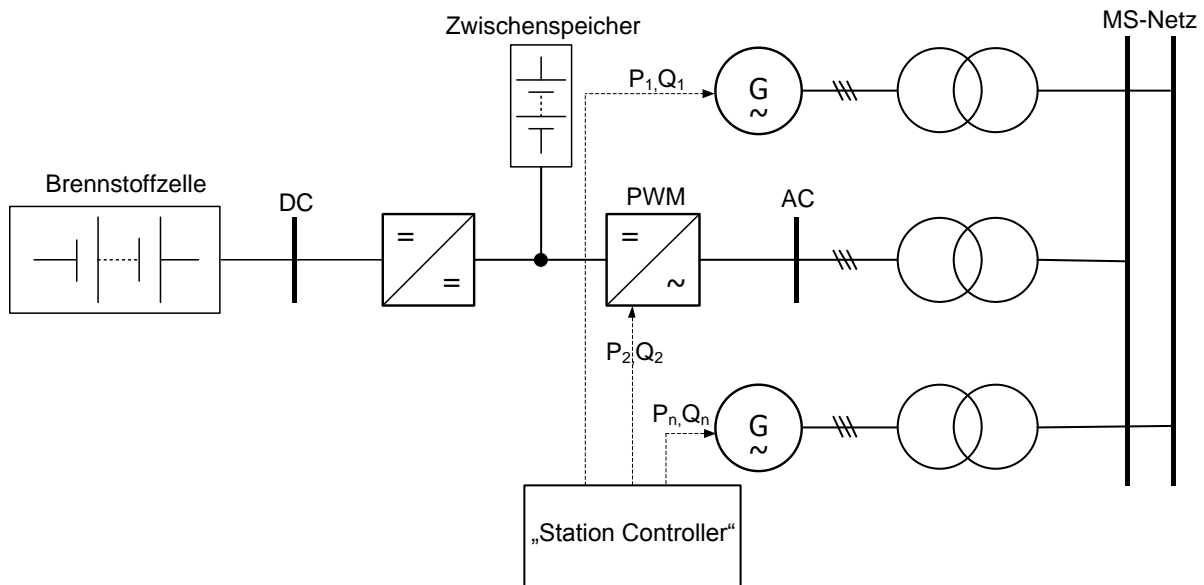


Abbildung 4.16: Eine individuelle Einstellung von P-Q Parametern der Generatoren durch den zentralen Kontroller.

4.6 Ein Modell eines direktangeschlossenen Synchrongenerators

Die SG werden in dieser Arbeit genauer betrachtet, weil sie in großer Anzahl bei den DT und GT der autarken EE-Anlage verwendet werden (auch Reluktanzmotoren können als Synchronmaschine betrachtet werden) und einen starken Einfluss auf die Netzstabilität und die Kurzschlussstrombereitstellung im Fehlerfall haben.

Der Läufer mit elektrisch erregten Wicklungen in den SG dreht sich mit synchroner Drehzahl und erzeugt im Ständer die Spannung mit gleicher Frequenz. Die höchste erreichbare Drehzahl bei SG mit $f=50$ Hz ist $n = 50 \text{ s}^{-1} = 3000 \text{ min}^{-1}$. Deshalb müssen SG bei DT und GT durch Getriebe betrieben werden, um die Drehzahl von $20\,000 - 80\,000 \text{ min}^{-1}$ auf 3000 min^{-1} zu reduzieren.

Das korrekte Simulationsmodell des SG ist wichtig für die Verhaltensanalyse der elektrischen Energiesysteme. PowerFactory erlaubt einen genauen Aufbau des Simulationsmodells der Synchronmaschine für die Lastfluss- und Kurzschlussanalyse und auch für die Transienten-Analyse¹⁸. Das Simulationsmodell für SG wird in PowerFactory in d - und q -Achsen-Ausrichtung nach der Synchronmaschinen-Theorie gebildet (siehe Abbildung 4.18) und mit Hilfe der Parkschen Gleichungen (4.49 - 4.53) beschrieben. Nach der Parkschen Transformation in p.u.-Systemen (siehe Anhang A12-A13) werden drei Ständerwicklungen auf zwei senkrecht zueinander stehenden d, q Wicklungen transformiert [4.17]. Die typische schematische Darstellung von Synchronmaschinen im d, q -System nach VDE 3680 [4.18] wird in den Abbildungen 4.17 und 4.18 dargestellt.

¹⁸ Die Transienten-Analyse wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

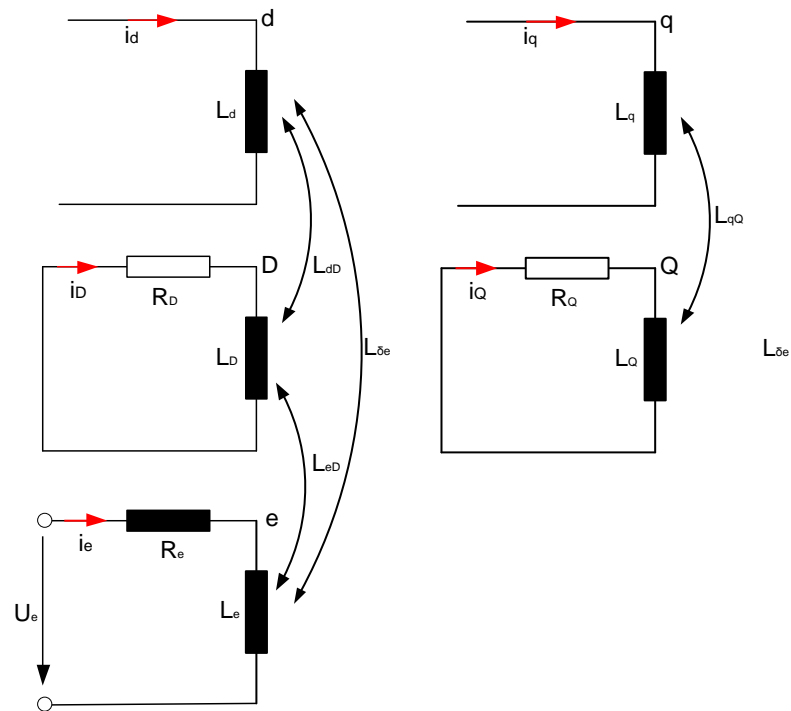


Abbildung 4.17: Ersatzschaltbild der SM in d,q -Ebene [4.18-4.19].

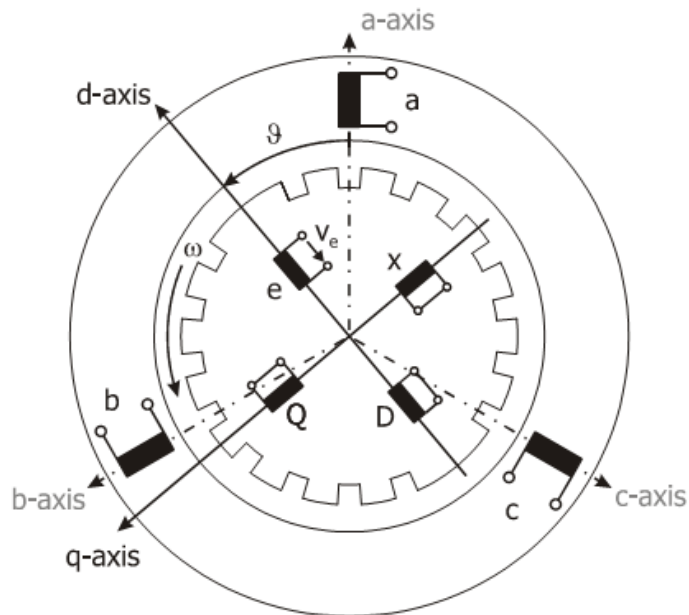


Abbildung 4.18: Ersatzschaltbilder der SM [4.17-4.18].

Neben den Ständerwicklungen U, V, W und der Läuferwicklung f hat der SG auch die Dämpferwicklungen D und Q , die im Läufer eingebaut sind. Die Dämpferwicklungen dienen der Dämpfung von nicht synchron umlaufenden Feldern. Die magnetische Kopplung zwischen den Dämpfer- und Erregerwicklungen werden durch den Streufluss gekoppelt. In der Längsachse sind die Wicklungen d, f, D und in der Querachse die Wicklungen q, Q miteinander gekoppelt.

Um die Berechnungen zu vereinfachen, werden die elektrischen Größen in bezogenen Größen (p.u. siehe Anhang A12) mit kleinen Buchstaben dargestellt. Die Ständerwicklungen des Generators werden durch die folgenden Differentialgleichungen beschrieben [4.17], [4.18]:

$$u_U = -\dot{\psi}_U - r_a \cdot i_U \quad (4.38)$$

$$u_V = -\dot{\psi}_V - r_a \cdot i_V \quad (4.39)$$

$$u_W = -\dot{\psi}_W - r_a \cdot i_W \quad (4.40)$$

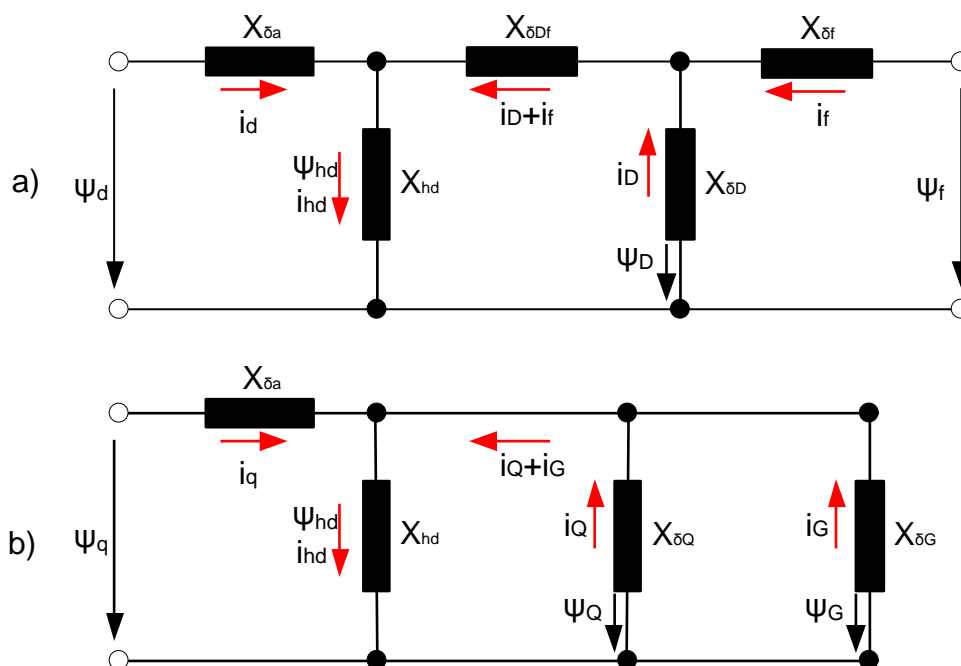
und nach der Parkschen Transformation:

$$u_d = \omega \cdot \dot{\psi}_q - \dot{\psi}_d - r_a \cdot i_d \quad (4.41)$$

$$u_q = \omega \cdot \dot{\psi}_d - \dot{\psi}_q - r_a \cdot i_q \quad (4.42)$$

Die Termini $\omega \cdot \dot{\psi}_q$ und $\omega \cdot \dot{\psi}_d$ beeinflussen eine Kopplung zwischen den Achsen d und q . Die beiden Läufer Spannungsgleichungen für die d - und q -Komponenten sind durch die Spannungsgleichungen der drei Ständerstränge mit Hilfe der Parkschen Transformation ermittelt. Sie enthalten jeweils eine transformatorische Komponente $\dot{\psi}_d$ bzw. $\dot{\psi}_q$ und eine rotatorische Komponente $\omega_m \psi_q$ bzw. $\omega_m \psi_d$. [4.20].

Analog zum Transformator wird das Ersatzschaltbild für die Synchronmaschine in Abbildung 4.19 dargestellt. Weil die Ständer- und Läuferwiderstände um ein Vielfaches kleiner sind als die Reaktanzen, werden sie bei der grafischen Darstellung nicht berücksichtigt.



- a) Längsachse
- b) Querachse

Abbildung 4.19: Ersatzschaltbild für die Flussverkettungsgleichungen [4.18].

Um die Berechnungen bei Turboläufermaschinen genauer zu machen, wird oft noch eine zusätzliche Dämpferwicklung G eingefügt, die auch im Simulationsmodell des SG in dieser Arbeit berücksichtigt wurde. Nach der Parkschen-Transformation werden anstelle der Stranggrößen die Ströme, Spannungen und Flussverkettungen in d -, q -, 0 -Komponenten verwendet (bei symmetrischen Systemen fällt die 0 -Komponente aus). Nach der Transformation (siehe Anhang A14) werden folgende Gleichungen für die Zustandsgrößen der Ständer und Läufer im ständerseitigen $p.u.$ -System ermittelt [4.17-4.20]:

$$u_d = \omega \cdot \dot{\psi}_q - \dot{\psi}_d - r_a \cdot i_d \quad (4.43)$$

$$u_q = -\omega \cdot \dot{\psi}_d - \dot{\psi}_q - r_a \cdot i_q \quad (4.44)$$

$$u_f = -\dot{\psi}_f - r_f \cdot i_f \quad (4.45)$$

$$u_D = -\dot{\psi}_D - r_D i_D = 0 \quad (4.46)$$

$$u_Q = -\dot{\psi}_Q - r_Q i_Q = 0 \quad (4.47)$$

$$u_G = -\dot{\psi}_G - r_G i_G = 0 \quad (4.48)$$

Die Flussverkettungsgleichungen in bezogenen Größen für die Spannungsgleichungen der Ständer sind im Folgenden dargestellt:

$$\psi_{hd} = x_{hd} \cdot i_{hd} = L_{hd} \cdot (i_d + i_D + i_f) \quad (4.49)$$

$$\psi_d = \psi_{hd} + x_{\delta a} \cdot i_d \quad (4.50)$$

$$\psi_D = \psi_{hd} + x_{\delta D} \cdot i_D + x_{\delta Df} \cdot (i_D + i_f) \quad (4.51)$$

$$\psi_f = \psi_{hd} + x_{\delta f} \cdot i_f + x_{\delta Df} \cdot (i_D + i_f) \quad (4.52)$$

$$\psi_{hq} = x_{hq} \cdot i_{hq} = L_{hq} \cdot (i_q + i_Q + i_G) \quad (4.53)$$

$$\psi_q = \psi_{hq} + x_{\delta a} \cdot i_q \quad (4.54)$$

$$\psi_Q = \psi_{hq} + x_{\delta Q} \cdot i_Q \quad (4.55)$$

$$\psi_G = \psi_{hq} + x_{\delta G} \cdot i_G \quad (4.56)$$

$$m_{el} = \psi_d \cdot i_d - \psi_q \cdot i_q \quad (4.57)$$

$$\dot{\omega} = \frac{1}{\tau_A} (m_A - m_{el}) \quad (4.58)$$

$$u_d = u \cdot \sin\delta \quad (4.59)$$

$$u_q = u \cdot \cos\delta \quad (4.60)$$

$$\dot{\vartheta} = \omega \cdot \omega_b \quad (4.61)$$

$$\delta = (\omega - 1) \cdot \omega_b \rightarrow \omega_b = 314 \text{ s}^{-1} \quad (4.62)$$

Anmerkung: Alle Größen sind dimensionslos (Gleichungen 4.58,4-61,62 haben Dimension s^{-1})
 ψ_{hd} und ψ_{hq} – Hauptflussverkettung

Die Gleichung für die Wirkleistung wird in der folgenden Form dargestellt [4.19]:

$$p = -r_a \cdot i_d^2 - r_a \cdot i_q^2 - \dot{\psi}_q \cdot i_q - \dot{\psi}_d \cdot i_d + \omega \cdot \psi_q \cdot i_d - \omega \cdot \psi_d \cdot i_q \quad (4.63)$$

$r_a \cdot (i_d^2 - i_q^2)$ - Verlust im Ständerwiderstand
 $-\dot{\psi}_q \cdot i_q - \dot{\psi}_d \cdot i_d$ Transformatorisch freigesetzte Leistung durch Änderung des Magnetfeldes
 $\omega \cdot \psi_q \cdot i_d - \omega \cdot \psi_d \cdot i_q$ Rotorisch im Luftspalt übertragene Leistung

Das rotierende Feld des Läufers bildet das Drehmoment $m_{el} = P/\omega = \psi_d \cdot i_d - \psi_q \cdot i_q$

$$\vartheta = \int \omega \cdot \omega_b \cdot dt + \vartheta_0 = \omega_b \cdot t + \delta \quad (4.64)$$

Die erwähnten Parkschen Gleichungen beschreiben das Verhalten der Synchronmaschine für die meisten Anwendungsfälle. Es muss beachtet werden, dass die Läuferströme i_f , i_D , i_Q die Ersatzgrößen für Ströme in den Wicklungen und Wirbelströme im Eisen sind [4.19].

In dieser Arbeit wurde das Simulationsmodell der Synchronmaschine für einen stationären Betrieb entwickelt, um die Lastflussberechnungen durchzuführen und den Kurzschlussfall zu analysieren. Die verwendeten SG-Parameter in p.u., die für die Simulation verwendet wurden, sind in Anhang A15 aufgelistet.

4.6.1 Behandlung des stationären Betriebs der Synchronmaschine

Im stationären symmetrischen Betrieb sind alle Variablen im Bereich der d -, q -, 0 -Komponenten zeitlich konstant. Es wird also $\dot{\psi} = 0$; $\dot{\omega}_m = 0$; $\omega = 1$ und die Ströme in der Dämpferwicklung sind gleich Null: $i_D=i_Q=0$. Bei dem symmetrischen Betrieb tritt das Nullsystem nicht auf, und die Ständerspannungen und Ströme bilden ein reines Mitsystem. Damit vereinfacht sich Gleichung (4.43) über (4.62) zu [4.17, 4.19, 4.21]:

$$u_d = x_{\delta a} i_q + x_{hq} i_q - r_a i_d = x_d i_q - r_a i_d = \hat{u}_1 \cos(\varphi_{u1} - \vartheta_0) = \hat{u}_1 \sin\delta \quad (4.65)$$

$$u_q = -x_{\delta a} i_d - x_{hd}(i_d + i_f) - r_a i_q = \hat{u}_1 \sin(\varphi_{u1} - \vartheta_0) = \hat{u}_1 \cos\delta \quad (4.66)$$

$$i_d = \hat{i}_1 \cos(\varphi_{i1} - \vartheta_0) = \hat{i}_1 \sin(\delta + \varphi) \quad (4.67)$$

$$i_q = \hat{i}_1 \sin(\varphi_{i1} - \vartheta_0) = \hat{i}_1 \cos(\delta + \varphi) \quad (4.68)$$

$$m = \psi_q i_d - \psi_d i_q \quad (4.69)$$

$$\dot{\vartheta} = \omega = 1 \quad (4.70)$$

Die Hauptreaktanzen in der d - und q -Achse sind fast gleich, und vereinfacht gilt $X_{hd}=X_{hq}$. Die Synchron-Längsreaktanz x_d ist gegeben als $x_d=X_{hd}+ x_{\delta a}$ (ungesättigter Wert $x_d= x_{du}$).

Aus den Spannungsgleichungen in d - und q -Komponenten erhält man die Spannungsgleichungen in der komplexen Darstellung:

$$\underline{u} = u_d + j u_q; \underline{i} = i_d + j i_q; \underline{z}_d = r_a + j x_d \quad (4.71)$$

$$\underline{u}_p = -j x_{hd} i_f \quad (4.72)$$

$$\underline{u} = -r_a \underline{i} + j x_d i_d - j x_q (j i_q) + \underline{u}_p \quad (4.73)$$

Wenn man den Polradwinkel δ als eine Phasendifferenz zwischen der Polradspannung u_p und der Klemmenspannung u entsprechend $\delta = \varphi_{u_p} - \varphi_u$ einführt, wird der Winkel υ zwischen der Längsachse des Polsystems und der Achse des Strangs a (siehe Abbildung 4.20) beschrieben durch

$$\vartheta = \omega t + \delta - \frac{\pi}{2} \quad (4.74)$$

Die Gleichung (4.73) beschreibt das entsprechende Zeigerbild für den Generatorbetrieb im übererregten Zustand, wie auch in Abbildung 4.20 graphisch dargestellt.

Oft wird die Vollpolmaschine mit $x_q= x_d$ berücksichtigt

$$u = -r_a \underline{i} - j x_d \underline{i} + u_p = u_p - (r_a + j x_d) \underline{i} \quad (4.75)$$

Aus Abbildung 4.21 sieht man den deutlichen Spannungsfall $x_d I$. Und daraus ergeben sich folgende Ströme [4.19]:

$$i_d = -\frac{u_p - u_1 \cos \delta}{x_d} \quad \text{und} \quad i_q = -\frac{u_1 \sin \delta}{x_q} \quad (4.76)$$

Mit $u_1 \cdot e^{-j\delta} = -j \underline{u}_1 \cdot e^{-j\vartheta_0}$ und $\underline{u}_p = j u_p \cdot e^{j\vartheta_0}$ erhält man:

$$\underline{i}_1 = j \frac{u_p}{x_d} + j \frac{u_1}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot e^{j2\delta} - j \frac{u_1}{2} \cdot \left(\frac{1}{x_q} + \frac{1}{x_d} \right) \quad (4.77)$$

In dieser Arbeit werden alle Berechnungen für die Vollpolmaschine durchgeführt. Bei einer idealen Vollpolmaschine mit $x_q=x_d$ erhält man:

$$\underline{i}_1 = j \frac{u_p - u_1}{x_d} = j \frac{u_p}{x_d} - j \frac{u_1}{x_d}$$

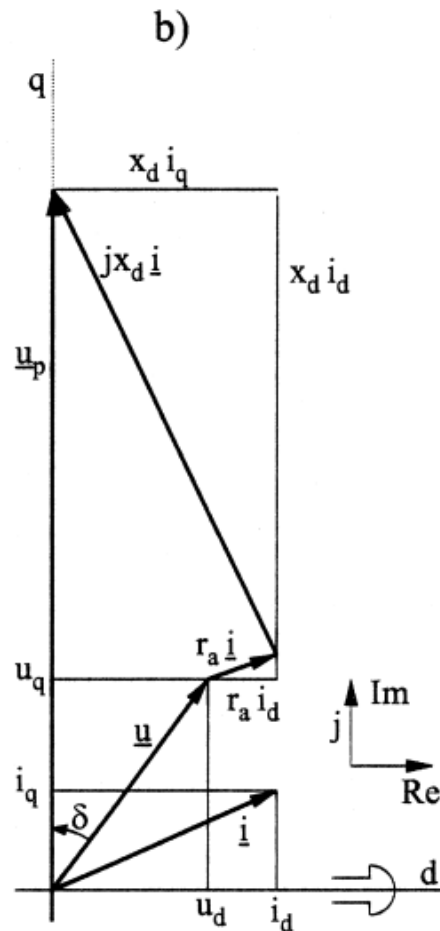


Abbildung 4.20: Zeigerbild der Synchronmaschine im Generatorbetrieb bei Übererregung [4.22].

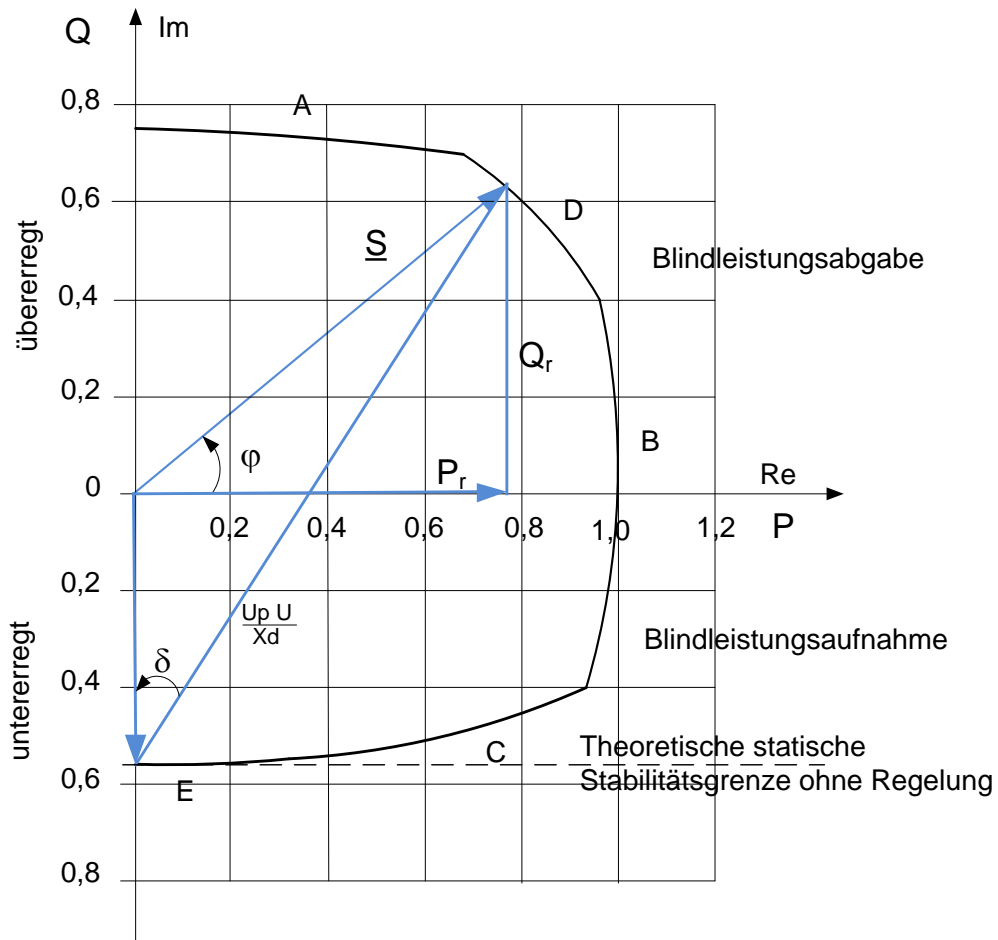
Bei der Berechnung der Leistungsabgabe des Generators wurden folgende Berechnungsverfahren unter Berücksichtigung der am Netz abgegebenen Leistung $S_N = -S_G$ eingesetzt [4.19]:

$$\begin{aligned} \underline{s}_N &= -\underline{s}_G = -3\underline{u}_1 \cdot \underline{i}_1^* = -3(u_d + ju_q) \cdot (i_d - ji_q) \\ &= j3 \frac{u_p \cdot u_1}{x_d} e^{-j\delta} - j3 \frac{u_1^2}{2} \cdot \left(\frac{1}{x_q} + \frac{1}{x_d} \right) + j3 \frac{u_1^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot e^{-2\delta} = p_N + jq_N \end{aligned} \quad (4.78)$$

$$p_N = 3 \frac{u_p \cdot u_1}{x_d} \sin\delta + 3 \frac{u_1^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot \sin 2\delta = 3 \frac{u_p \cdot u_1}{x_d} \sin\delta \quad (4.79)$$

$$q_N = 3 \frac{u_p \cdot u_1}{x_d} \cos\delta - 3 \frac{u_1^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} + \frac{1}{x_d} \right) + 3 \frac{u_1^2}{2} \left(\frac{1}{x_q} - \frac{1}{x_d} \right) \cdot \cos 2\delta = 3 \frac{u_p \cdot u_1}{x_d} \cos\delta - 3 \frac{u_1^2}{x_d} \quad (4.80)$$

Bei der elektrischen Energieeinspeisung ins Netz wird die abgegebene Wirkleistung proportional zur abgegebenen mechanischen Leistung und die Blindleistungsabgabe durch die Erregerspannung eingestellt. Wenn der Generator induktive Blindleistung abgibt, heißt das, er arbeitet im übererregten Betrieb, und bei Aufnahme von Blindleistung geht er in den untererregten Betrieb (siehe Abbildung 4.21).



- A - Begrenzung durch die Temperatur der Erregerwicklung
- B - Begrenzung durch die Temperatur der Ankerwicklung
- C - Begrenzung durch die Temperaturen der Endzonen des Blechpaketes oder durch die statische Stabilität
- D - Bemessungsleistung
- P - p.u.-Wirkleistung bezogen auf Bemessungsleistung
- Q - p.u.-Blindleistung bezogen auf Bemessungsleistung

Abbildung 4.21: Typisches Leistungsdiagramm eines Turbogenerators [4.22].

Der Generator bleibt im statisch stabilen Betrieb, wenn der Polradwinkel $\delta \leq 90^\circ$ ist, und bei einem Polradwinkel größer als 90° wird der Generator außer Tritt geraten (die Turbinenleistung steigt, aber die Generatorleistung bleibt gleich). Die Stabilität des Generators wird durch die Generatorregler gewährleistet. Im stationären Betrieb ist die Drehzahl der Maschine proportional zur Frequenz des Versorgungsnetzes, unabhängig von ihrem Belastungszustand. Durch die Regelung der SG-Erregung werden die Polradwinkel und die Polradspannung geregelt und damit wird Blind- und Wirkleistung eingestellt [4.19], [4.20]. Das Generatorverhalten bei Leistungsaufnahme und -abgabe kann mit den Gleichungen ermittelt werden:

Für ideale SG erhält man für den Wirk- und Blindstrom

$$X_d \cdot I \cdot \cos\varphi = U_p \cdot \sin\delta \rightarrow I \cdot \cos\varphi = \frac{U_p}{X_d} \sin\delta \quad (4.81)$$

$$X_d \cdot I \cdot \sin\varphi = U_p \cdot \cos\delta - U \rightarrow I \cdot \sin\varphi = \frac{U_p}{X_d} \cos\delta - \frac{U}{X_d} \quad (4.82)$$

Daraus folgt für die Wirkleistung (unter Annahme, dass $X_d=X_q$):

$$P = 3U \cdot I \cdot \cos\varphi = 3 \frac{U \cdot U_p}{X_d} \cdot \sin\delta \quad (4.83)$$

Und für die Blindleistung:

$$Q = 3U \cdot I \cdot \sin\varphi = 3 \left(\frac{U \cdot U_p}{X_d} \cdot \cos\delta - \frac{U^2}{X_d} \right) \quad (4.84)$$

Die Gesamtleistung wird wie folgt ermittelt:

$$\underline{S} = 3 \left(3 \frac{U \cdot U_p}{X_d} \cdot \sin\delta + j \left(\frac{U \cdot U_p}{X_d} \cdot \cos\delta - \frac{U^2}{X_d} \right) \right) \quad (4.85)$$

Je mehr Gas oder Dampf dem Turbinenantrieb zugeführt wird, desto schneller dreht sich der Generator, aber wegen starrer Netzfrequenz kann die Rotordrehzahl des Generators die Synchrondrehzahl nicht überschreiten. Der Rotor kann nur auf bestimmte Phasenwinkel δ voreilen. Das Leistungsdiagramm (siehe Abbildung 4.21) stellt die Betriebsbegrenzungen (z.B. max. Begrenzungen der Turbine oder min. Begrenzungen der Erregung) dar [4.19].

Im Dauerbetrieb müssen die Generatoren in einem Schwankungsbereich von $\pm 5\%$ der Bemessungsspannung und von $\pm 2\%$ der Bemessungsfrequenz ausgelegt werden. Es ist zulässig, auch den Generatorantrieb in einem Schwankungsbereich von $\pm 5\%$ der Bemessungsspannung und von $+3_{-5}\%$ der Bemessungsfrequenz zu erbringen (siehe Abbildung 4.22) [4.22].

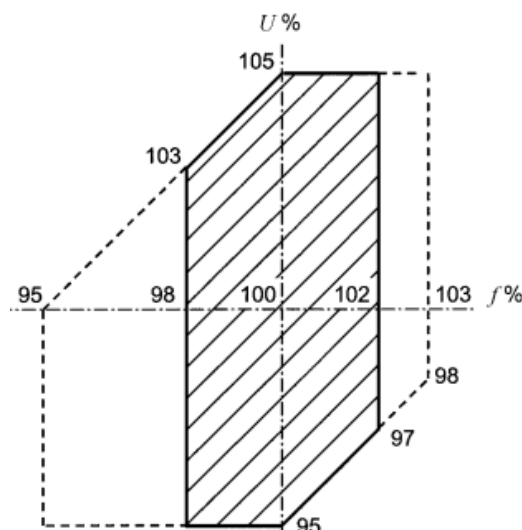


Abbildung 4.22: Betrieb im Spannungs- und Frequenzbereich.

Die stabile Arbeit des Generators wird durch das Generatorregelungssystem gewährleistet. Um das Generatorregelungssystem nachbilden zu können, wurden in PowerFactory die zusammengesetzten Modelle für die Synchronmaschine und ihre Regler definiert mit verschiedenen Einschüben: der Einschub für die Synchronmaschine ('sym slot'), der Einschub für den Spannungsregler ('vco slot') und der Einschub für den Drehzahlregler und die Turbine (gov). 'Drehzahlregler und Turbine (gov)' ist ein Modell, das den Primärregler (primary controller, 'pco') und die Antriebsmaschine (prime mover unit, 'pmu') zusammenfasst. Die vereinfachte Darstellung des Generator- und Turbinenregelungssystems ist in Abbildung 4.23 dargestellt. Für den Spannungsregler wird ein standardisiertes Modell (*IEEET1*) vom „Institute of Electrical and Electronics Engineers“ eingesetzt. Das Regelungssystem für den Generator erlaubt eine Durchführung der Simulation bei einer stabilen Maschinenarbeit im über- und unterbelasteten Zustand und im Kurzschlussfall.

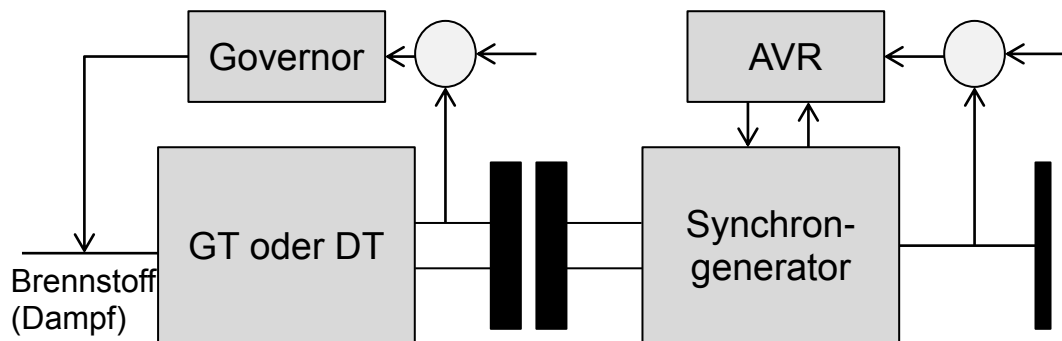


Abbildung 4.23: Generator- und Turbinenregelungssystem.

4.6.2 Das Verhalten der Synchronmaschine im Kurzschlussfall

Im Kurzschlussfall sinkt die Netzspannung auf $U_N=0$, und daraus folgt der Kurzschlussstrombeitrag für den SG $i_k = u_p/x_d$. Aus dem Ersatzschaltbild (siehe Abbildung 4.24 (a)) sieht man, dass die Streureaktanzen der Dämpfer- und Erregerwicklungen parallel zur Hauptreaktanz liegen und die Subtransientreaktanz $x_{d'}$ bilden. Nach kurzer Zeit klingen die Dämpferströme ab und daraus bildet sich die Transientreaktanz, und letztendlich nach dem Abklingen des Erregerstroms bleibt nur die Synchronreaktanz $x_d = x_{\delta a} + x_{hd}$. Abbildung 4.24 (b) zeigt die innere Reaktanz als Funktion der Frequenz [4.21].

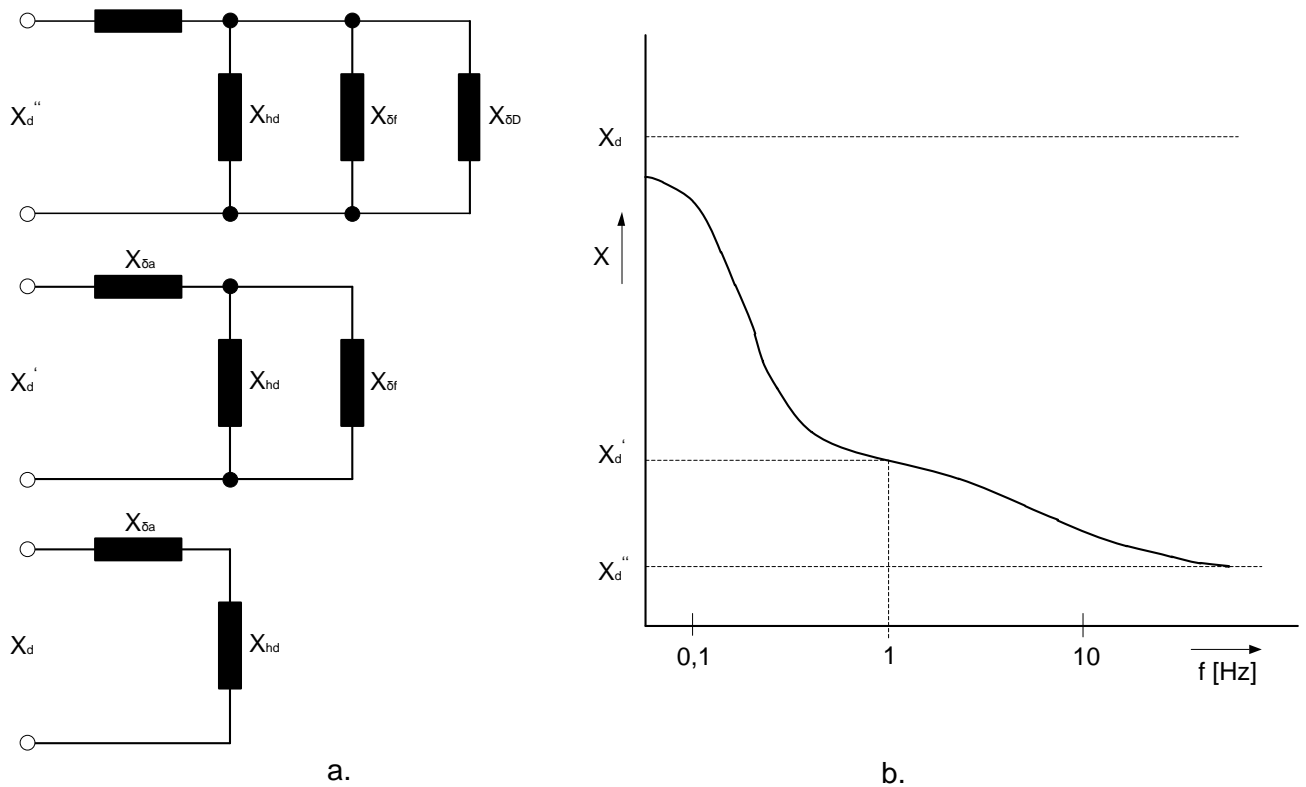


Abbildung 4.24: Frequenzabhängigkeit der Innenreaktanz einer Synchronmaschine (verändert von [4.21])

Die Maschinenwerte (z.B. Reaktanzen, Widerstände, Zeitkonstanten) können aus den Ersatzschaltbildparametern bestimmt werden. Reaktanzen werden durch folgende Gleichungen (4.86-4.88) ermittelt [4.22]:

$$x_d' = x_d - \frac{x_{hd}^2}{x_f} \quad (4.86)$$

$$x_d'' = x_d - \frac{x_{hd}^2}{x_f} \cdot \frac{(x_f - x_{hd})^2}{x_D \cdot x_f - x_{hd}^2} \quad (4.87)$$

$$x_q'' = x_d - \frac{x_{hd}^2}{x_Q} \quad (4.88)$$

und die Zeitkonstanten können nach dem folgenden Berechnungsverfahren bestimmt werden:

$$\tau_a = \frac{1}{\omega r_a} \cdot \frac{2}{1/x_d'' + 1/x_q''} \quad (4.89)$$

$$\tau_{kd0} = \frac{x_D}{\omega \cdot r_D} \quad \text{und} \quad \tau_{kd} = \frac{x_D - x_{hd}^2/x_d}{\omega \cdot r_D} \quad (4.90)$$

$$\tau_{d0}' = \frac{x_f}{\omega \cdot r_f}; \tau_{d0}'' = \frac{x_D - x_{hd}^2/x_f}{\omega \cdot r_D}; \tau_{q0}'' = \frac{x_Q}{\omega \cdot r_Q} \quad (4.91)$$

$$\tau'_d = \frac{x'_d}{x_d} \cdot \tau_{fd0}; \tau''_d = \frac{x''_d}{x'_d} \cdot \tau''_{d0}; \tau''_q = \frac{x''_q}{x_q} \cdot \tau''_{q0} \quad (4.92)$$

Während eines Kurzschlusses versucht der Regler, die Spannung konstant zu halten und auf diese Weise vergrößert er die Polradspannung bis zum maximal möglichen Wert. Dadurch muss der SG unter Berücksichtigung der zulässigen Kurzschlussstrombeitragsdauer mit einem ausreichenden Kühlungssystem ausgelegt werden. In der autarken EE-Anlage kann dank des vorhandenen Wasserstoffs der SG mit einem Wasserstoffkühlsystem ausgestattet werden¹⁹. Normalerweise werden die subtransienten und transienten Kurzschlussströme wegen ihres kurzzeitigen Verlaufs durch die Spannungsregelung nicht beeinflusst²⁰. Die subtransiente und transiente Reaktanz haben einen großen Einfluss auf den Kurzschlussstrombeitrag. In autarken EE-Anlagen mit einer relativ schwachen Kurzschlussleistung im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken wird angestrebt, einen Kurzschlussstrombeitrag durch die Anwendung des SG mit minimal möglichen x'_d , x''_d zu erhöhen (Grenzwerte für x'_d , x''_d sind in Tabelle 4.1 aufgeführt).

Bauart	x_d	x'_d	x''_d	$x_q=x'_q$	x''_q	x_0	T'_{d0}	T'_d	T''_d	T_a
	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[s]	[s]	[s]	[s]
Turbogenerator $z_p=1$	1,2- 2,6	0,13- 0,35	0,09- 0,35	1,0-2,3	0,09- 0,35	0,02- 0,1	1,0- 15	0,2- 2,0	0,05- 0,1	0,06- 0,25
Turbogenerator $z_p>1$	2,0- 2,4	0,35- 0,45	0,25- 0,37	0,9-2,3	0,3- 0,36	0,12- 0,15	1,0- 15	0,2- 2,0	0,02- 0,05	0,15- 0,35
Synchronmotoren	1,0- 1,5	0,25- 0,5	0,15- 0,35	0,8-1,2	0,15- 0,35	0,03- 0,15	2,0- 6,0	0,5- 1,5	0,01- 0,03	0,02- 0,15

z_p - polpaarzahl

Tabelle 4.1: Typische Bereiche der Kenngrößen von elektrisch erregten SG (50 Hz) [4.23].

4.7 Modell des Windparks

In der autarken EE-Anlage wurden zwei Arten von WEA verwendet:

- (1) mit Synchrongeneratoren, die durch den AC/DC-Umrichter mit dem Elektrolyseur gekoppelt sind und als Teil der H₂- und O₂-Erzeugung s- und -speicherungssystem dienen;
- (2) mit dem DFIG, der der elektrischen Energieversorgung des Eigenverbrauchsnetzes der autarken EE-Anlage dienen.

Die WEA mit DFIG erlauben einen variablen Drehzahltrieb, der durch den rotorseitigen PWM-Wechselrichter ermöglicht wird. Die Leistungsgröße des Wechselrichters beträgt ungefähr 30% der

¹⁹ In dieser Arbeit wurde angenommen, dass ein SG in der autarken EE-Anlage über ein Wasserstoffkühlsystem verfügt, um die Temperaturen auf Arbeitsniveau zu halten.

²⁰ Der Kurzschlussstrombeitrag beim SG mit der minimalen und maximalen subtransienten und transienten Reaktanz (siehe Tabelle 4.1) wird in Kapitel 4.8 berechnet.

Leistungsgröße des Generators. Die Generator Drehzahl kann sich ungefähr um $\pm 30\%$ von der Generatorbemessungsdrehzahl ändern, was eine gute Anpassung an die Windgeschwindigkeit und die Erzeugung maximaler elektrischer Leistung bei WEA erlaubt. Der rotorseitige Wechselrichter erlaubt eine zusätzliche Blindleistungseinspeisung ins Netz bzw. –abnahme aus dem Netz, um das Spannungsniveau in den Toleranzgrenzen zu halten und um die DFIG mit dem Netz zu synchronisieren (siehe Abbildung 4.25). Die mechanischen Teile der Turbinen (z.B. Getriebe, Pitchregelung, MPP-Regler) sind bei beiden WEA-Arten gleich und das Modell des SG wurde in Kapitel 4.6 erklärt. In diesem Kapitel wird das Simulationsmodell für WEA mit DFIG erklärt.

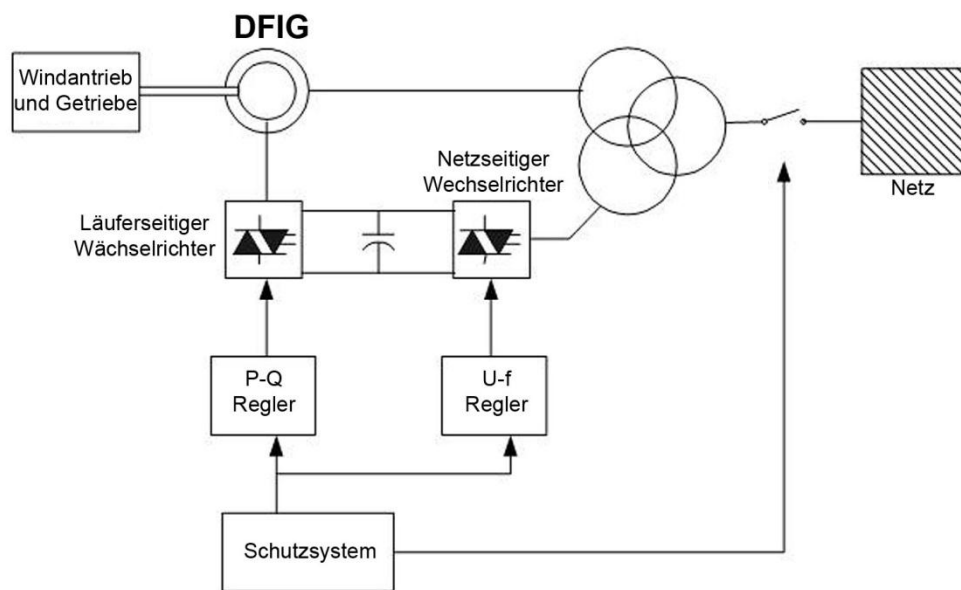


Abbildung 4.25: Doppelt gespeistes Asynchrongenerator-Konzept (DFIG) [4.25].

Das Modell dient den symmetrischen und unsymmetrischen RMS-Berechnungen und der Stabilitätsanalyse. Auch die elektromagnetischen transienten Simulationen können mit diesem Modell durchgeführt werden, werden aber in dieser Arbeit nicht betrachtet.

In dem Simulationsmodell wird die Schlupfleistung des DFIG nicht nur in das Netz gespeist, sondern auch umgekehrt der Läufer vom Netz aus gespeist. Auf diese Weise ist sowohl ein über- wie auch ein untersynchroner Betrieb des DFIG möglich. Mit Hilfe einer geeigneten Regelung (siehe Kapitel 4.5) kann die vom Wechselrichter erzeugte Frequenz der Frequenz des Läuferdrehfeldes überlagert werden, so dass die abgegebene ständerseitige Frequenz unabhängig von der Läuferdrehzahl konstant bleibt. Durch Steuern des Wechselstroms im Läuferkreis nach Betrag und Phase kann jeder beliebige Blind- und Wirkstrom eingestellt werden, so dass der Generator mit beliebigem Leistungsfaktor betrieben werden kann [4.24]. Der Blindleistungsbedarf von WEA mit DFIG wird durch die zusätzliche GT mit SG bereitgestellt. Das Eigenverbrauchnetz, das mit WEA mit DFIG versorgt wird, wird durch die Koppelschalter mit dem Energieversorgungsnetz gekoppelt, um

die überschussige Energie bei Bedarf in das Verteilnetz zu speisen, oder im Fehlerfall den Kurzschlussstrombeitrag bereitzustellen.

Das in PowerFactory entwickelte Modell für WEA mit DFIG ist in Abbildung 4.26 dargestellt. Die Hauptkomponenten der WEA mit DFIG sind:

- Antriebsmaschine mit einer Pitchwinkelregelung, einer Turbine und Welle;
- doppelt gespeister Asynchrongenerator (DFIG);
- Regelungssysteme mit Hilfe der rotorseitigen Wechselrichter mit maximaler Leistung-Tracking-Strategie (MPT, Leistungsmessung, PQ Kontrolle, Strommessung);
- Schutzsystem (V meas, Schutz) [4.25].

4.7.1 Modell der Antriebsmaschine

Eine Windturbine wandelt die kinetische Windenergie in Rotationsenergie an der Turbinenwelle um. Die mechanische, vom Wind erhaltene Leistung ist die Ableitung der kinetischen Windenergie über die Zeit

$$P_0 = \frac{\partial E_k}{\partial t} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\partial m}{\partial t} \cdot v_W^2 = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_W^2 \quad (4.93)$$

$$q = \rho \cdot A \cdot v_w \quad (4.94)$$

Nur ein Bruchteil der gesamten kinetischen Energie kann durch eine Windturbine extrahiert werden und in Drehkraft an der Welle umgewandelt werden. Die Leistung der Turbine hängt von der Windgeschwindigkeit, Rotordrehzahl und der Position der Rotorblätter ab. Es wird normalerweise als aerodynamische Effizienz bezeichnet C_p [4.25].

$$C_p = \frac{P_{Wind}}{P_0} \quad (4.95)$$

Beim WEA-Design stellt der Wert C_p die Funktion des Pitchwinkels (β) und der Schnelllaufzahl (tip speed ratio λ) dar

$$\lambda = \frac{\omega_{Tur} \cdot R}{v_w} \quad (4.96)$$

Die erreichbare mechanische Leistung aus dem Wind kann mit folgender Gleichung errechnet werden

$$P_{mech} = \frac{\rho}{2} \cdot \pi \cdot R^2 \cdot C_p(\lambda, \beta) \cdot v_w^3 \quad (4.97)$$

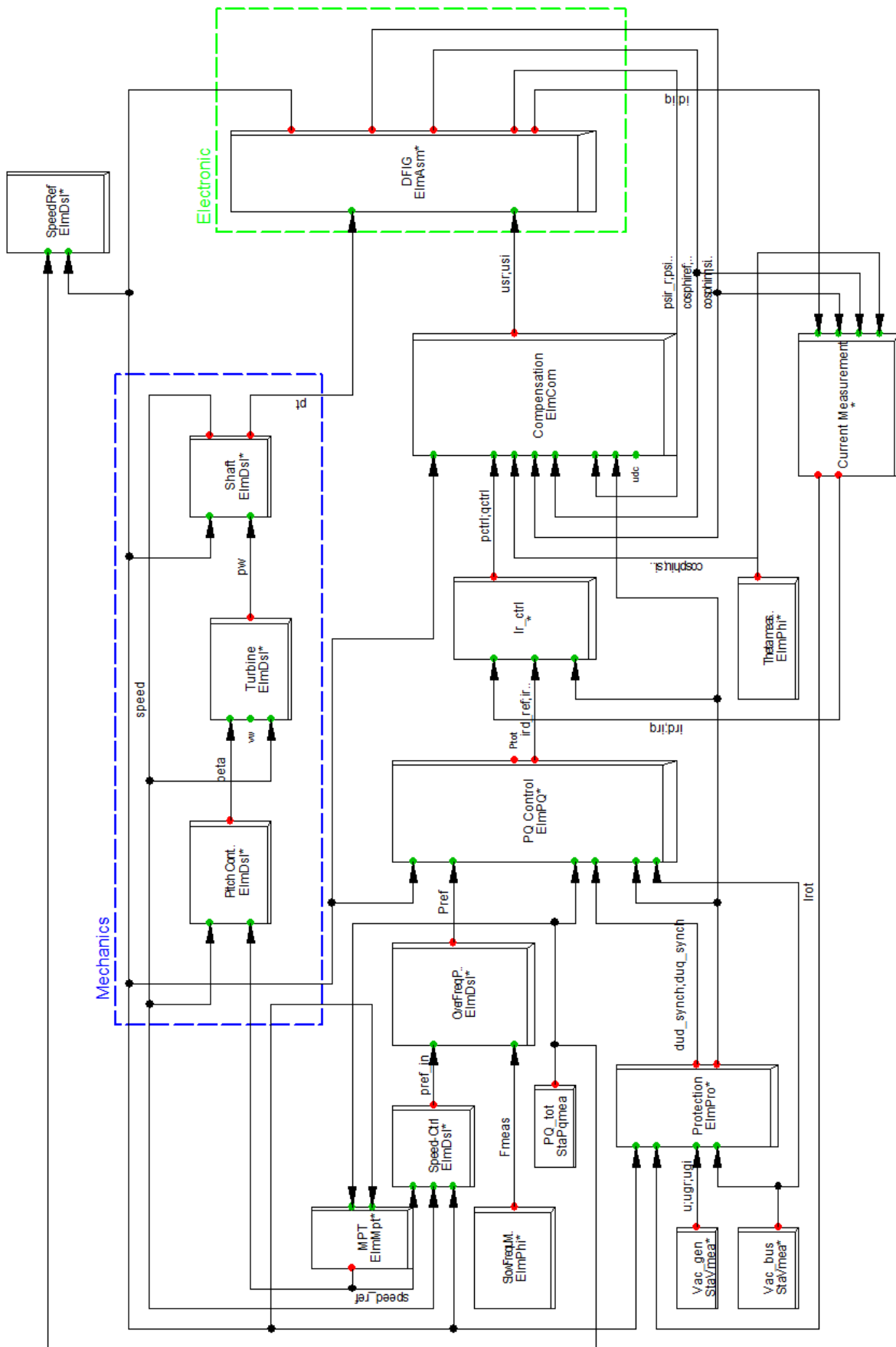


Abbildung 4.26: Komplettes Schema der WEA mit doppelt gespeistem Asynchronengenerator [4.25].

Die C_p -Charakteristik kann mittels einer speziellen Software zu aerodynamischen Designs berechnet, oder aus tatsächlichen Messungen erhalten werden. Mit Hilfe der Blattwinkelsteuerung ist eine Regelung der generierten elektrischen Leistung bei Einfluss auf den Windleistungskoeffizient C_p möglich. Der Regler verfügt über eine Rückmeldung über die Drehzahl des Generators. Seine Geschwindigkeitsreferenz ist auf die maximale Generatorgeschwindigkeit (in der Regel über 20% nominal) eingestellt.

4.7.2 Asynchrongenerator (DFIG) und läuferseitiger Wechselrichter

Der DFIG ist eine Erweiterung der üblichen Drehfeldmaschine durch einen PWM-Umrichter in einer Reihe zu der Läuferimpedanz, wie in Abbildung 4.27 dargestellt.

Für die Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen muss die Wirkleistung (AC-Seite), Blindleistung und der Schlupf betrachtet werden. Intern in der Simulation werden die entsprechenden Modulationsfaktoren des Wechselrichters (P_{md} , P_{mq}) berechnet. Durch das Leistungsgleichgewicht zwischen der AC- und DC-Seite des Wechselrichters werden Läuferstrom und -spannung in Gleichspannung und Gleichstrom umgewandelt. Die Modulationsfaktoren P_{md} und P_{mq} sind in einem läuferseitigen Referenzrahmen definiert.

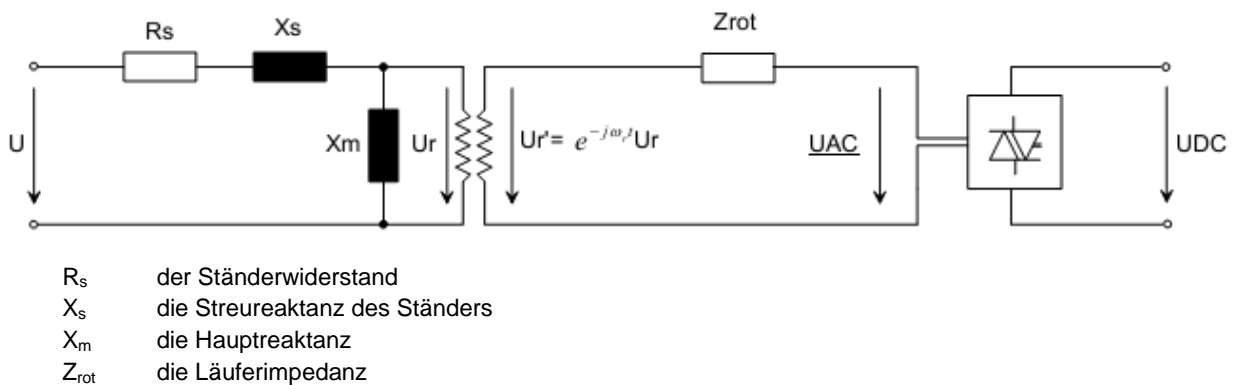


Abbildung 4.27: Ersatzschaltbild des DFIG mit läuferseitigem Wechselrichter [4.25]

4.7.3 Läuferseitige Wechselrichtersteuerung

Der Läufer-Wechselrichter wird durch einen zweistufigen Regler gesteuert. Die erste Stufe besteht aus einem sehr schnellen Stromregler. Dieser Stromregler steuert die Läuferströme auf Referenzwerte. Diese Werte werden durch die zweite Stufe auf eine langsamere Leistungssteuerung als Referenz verwendet.

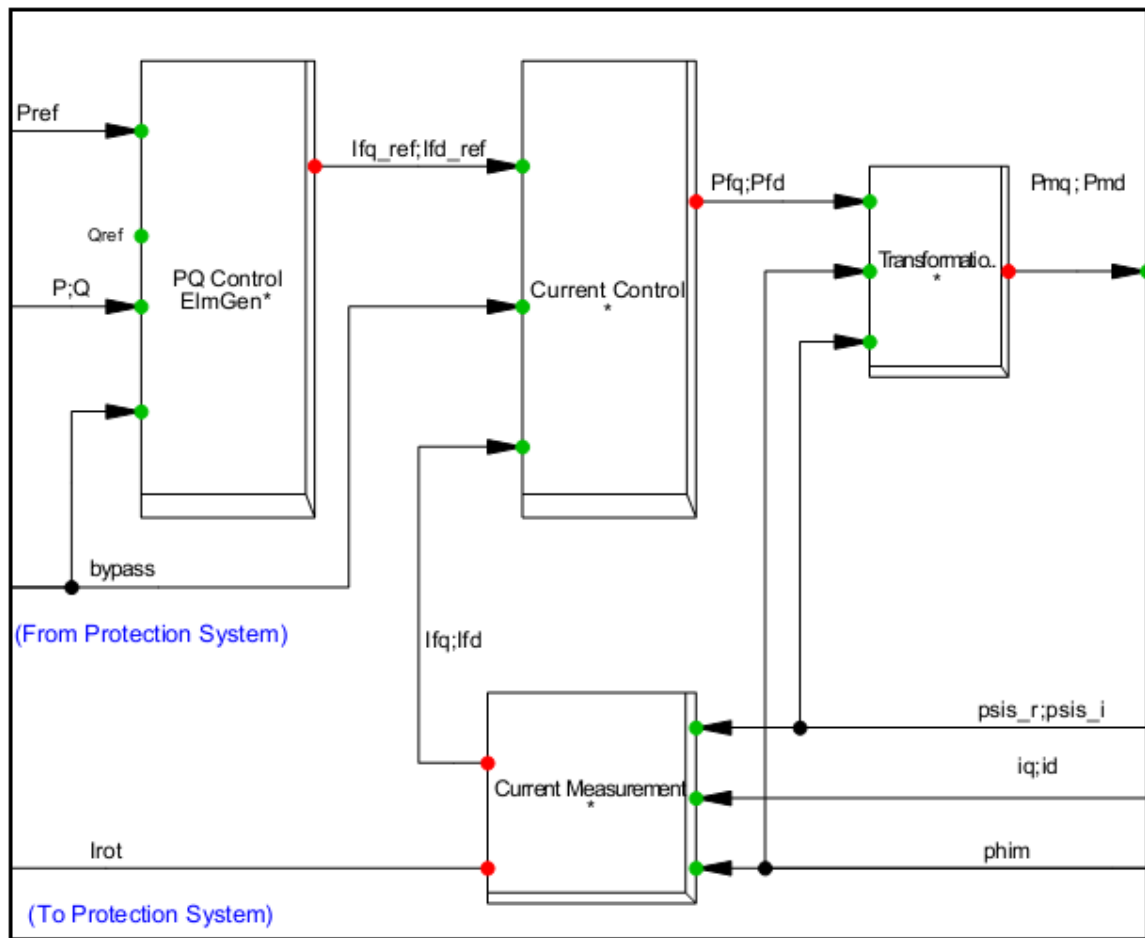


Abbildung 4.28: Hauptkomponenten des läuferseitigen Wechselrichterreglers (Composite Model Frame).

4.7.4 Netzseitiger Wechselrichter

Der netzseitige Wechselrichter wird wie der läuferseitige durch die Eingabe der Frequenz modelliert. Die Wechselrichter-Parameter (P_{mr} , P_{mi}) definieren zusammen mit der Gleichspannung und dem Phasenwinkel die Ausgangswechselspannung.

Die Stromsteuerung arbeitet in einem AC-spannungsorientierten Bezugssystem, das zwei Stromregelkreise enthält. Durch das dg-System werden die dreiphasigen Wechselströme in zwei Stromkomponenten (i_d und i_q) zerlegt. Die Bezugsstromwerte dienen zum Einstellen der Modulationsparameter für den Wechselrichter. Die Regler des läuferseitigen und des netzseitigen Wechselrichters sind in einem DSL Modell eingefügt.

4.8 Softwarebasierte Netzberechnung und Simulation

4.8.1 Randbedingungen für Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen

Die Lastflussberechnungen dienen zur Ermittlung der Spannungsfälle und Bestimmungen der zulässigen Leitungslängen und Querschnitte. Diese sind wichtig, um die maximale Auslastung der Betriebsmittel zu ermitteln. Die Lastflussberechnung wird unter Berücksichtigung folgender Bedingungen durchgeführt:

- Lastfluss bei symmetrischen Netz- und Verbrauchertyp
- Berechnungsmethode – lineare Stromiteration
- Ersatznetz ist durch die Slackknoten eingegeben
- -Spannungssollwert $U = 1$ p.u. und Spannungswinkel $\varphi = 0^\circ$
- Spannungsabhängigkeit der Lasten wurde berücksichtigt
- das NS Netz hat eine TN-C System-Ausführung

Bei den Kurzschlussberechnungen sind folgende Rahmenbedingungen berücksichtigt:

- Kurzschlussberechnungen wurden nach DIN VDE 0102 durchgeführt
- Spannungsfaktor $c_{\max}=1,1$ und $c_{\min}=0,95$ (Spannungstoleranz +10%) wird eingesetzt
- Maximale Kurzschlussströme für alle Berechnungsfälle
- In die Berechnung des größten Kurzschlussstromes ist die Spannung bei der Kurzschlussstelle mit Hilfe des Spannungsfaktors c_{\max} , gegenüber der Nennspannung U_n einzusetzen
- Einflüsse wie Lichtbogenwiderstände, Kontaktwiderstände, Leitertemperaturen, Induktivitäten von Stromwandlern und dergleichen können zu einer Verminderung der Kurzschlussströme führen. Da sie der Berechnung nicht zugänglich sind, werden sie bei der Berechnung des kleinsten Kurzschlussstromes durch den Faktor c_{\min} berücksichtigt
- Schutzeinrichtungen wie Leistungsschalter oder Sicherungen werden nicht für den Stoßkurzschlussstrom, sondern für den thermisch wirksamen Dauerkurzschlussstrom ausgelegt
- Bei Antrieben mit Wechselrichter ist mit folgenden Kurzschlussströmen zu rechnen: $2,0 \cdot I_n$ dreipolig für $t \leq 0,02$ s und $3,0 \cdot I_n$ einpolig für $t \leq 0,02$ s. Diese Fehlerströme werden zum Schutz der Leistungselektronik für den Überlastbereich auf ca. $1,5 \cdot I_n$ für $t \leq 5$ s und ca. $1,35 \cdot I_n$ für $t \leq 30$ s
- Die BZ-Wechselrichter leisten den Kurzschlussbeitrag von $3-4 \cdot I_n$ dreipolig für $t \leq 1$ s. Bei Ausführung mit ertüchtigtem Kühlungssystem
- Die Transformatorimpedanz wurde mit einem Korrekturfaktor multipliziert, um die Transformatorstufenstellung zu berücksichtigen
- Die Lichtbogenwiderstände und Kabelkapazitäten werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt
- Die Fehlerart bei der Kurzschlussdauer wird nicht geändert (dreipolig bleibt dreipolig)

Die maximal auftretenden Kurzschlussströme bestimmen das erforderliche Ein- und Ausschaltvermögen der Schaltgeräte sowie die thermische und dynamische Festigkeit, für die die Anlagen und Betriebsmittel zu dimensionieren sind. Diese technischen Randbedingungen werden bei der Ermittlung des Betriebsmittelauslastung und den maximalen und minimalen auftretenden Kurzschlussströme berücksichtigt.

4.8.2 Lastflussberechnung

Lastflussberechnungen werden bei der Analyse von elektrischen Energieversorgungs- und Übertragungssystemen im stationären (kurzschlussfreien) Betrieb durchgeführt, um die richtige Auslegung der elektrischen Netzelemente zu überprüfen. Die wichtigsten Aspekte bei der Netzplanung, die durch diese Berechnungsverfahren abgedeckt werden, sind [4.1]:

- Bestimmung der Spannungen an jeder Sammelschiene. Überprüfung, ob die Spannungsniveaus an allen Anschlusspunkten in zulässigen Grenzen bleiben
- Überprüfung der Auslegung von verschiedenen Betriebsmitteln (Generatoren, Transformatoren, Kabeln) bei veränderter Auslastung
- Berechnung der Auslastung von Zweigen und Ermittlung von Systemverlusten
- Optimierungsaufgaben bei Systemverlusten und Energiekostenminimierung
- Finden von Schwachstellen des geplanten Systems und alternativer Lösungen
- Ermittlung der stationären Anfangsbedingungen für Stabilitätssimulationen oder Kurzschlussberechnungen

Durch die Anwendung von dynamischen Lastmodellen für die Verbraucher, die an die VDEW-Standardlastprofile angepasst werden, kann man mit gewisser Genauigkeit den elektrischen Energieverbrauch für jede Tageszeit ermitteln. Mit Hilfe von 24-stündigen Lastprofilen (siehe Abbildungen 3.24 - 3.27) ist es möglich, den Lastfluss und die Betriebsmittelauslastung für die Zeiten der minimalen und maximalen elektrischen Netzauslastung zu berechnen. Die Lastflussberechnung erlaubt die Wirk- und Blindleistungsbeiträge bei allen Zweigen und die Spannungsänderung für alle Knoten zu ermitteln.

Die Berechnungsmethoden und die Optionen, die die Lastflussberechnungsfunktion von PowerFactory bietet, ermöglichen eine genaue Darstellung einer beliebigen Kombination von Dreiphasenwechselstromnetzen und Gleichstromnetzen. Die Lastfluss-Berechnungsfunktion stellt unsymmetrische Lasten, Erzeugungseinheiten, Netze mit variablen neutralen Potenzialen, DC-Lasten, Antriebe mit regelbarer Drehzahl usw. für alle AC- und DC-Spannungsebenen präzise dar [3.13].

Der Lastfluss stellt einen bestimmten Betriebszustand einer elektrischen Anlage dar. Durch die Lastflussberechnung können folgende Parameter ermittelt werden:

- Das Strom-Spannungsverhalten der elektrischen Energieversorgung
- Die Spannungshaltung im Netz

- Die Auslastung der elektrischen Energieerzeugungsanlagen (Einheiten)
- Der Blindleistungszustand des Netzes
- Die auftretenden Höchst- und Schwachlast

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung sollten einen Systemzustand darstellen, in dem die Zweigüberlastung im Verbrauchernetz oder die Generatorgrenzwerte nicht überschritten werden.

Im Gegensatz zu anderen Netzberechnungsprogrammen definiert PowerFactory die Knotencharakteristik einer jeden Sammelschiene nicht direkt. Vielmehr werden realistischere Regelungsbedingungen für die Netzelemente definiert, die mit diesen Knoten verbunden sind (die Registerkarte Lastfluss des Elements Dialogmenu in PowerFactory). Synchronmaschinen und statische Generatoren werden modelliert, indem eine der folgenden Regelungscharakteristiken definiert wird:

- Geregelter Leistungsfaktor ($\cos(\varphi)$), konstante Wirk- und Blindleistung (PQ);
- Konstante Spannung, konstante Wirkleistung (PV) an dem angeschlossenen Knoten;
- Sekundär-(Frequenz-)Regler ('Slack', SL).

In PowerFactory werden die Knotengleichungen, die zur Darstellung der analysierten Netze dienen, mit Hilfe von zwei verschiedenen Formulierungen implementiert:

- Newton-Raphson (für Stromgleichungen)
- Newton-Raphson (für Leistungsgleichungen, klassisch)

Bei großen Übertragungssystemen, insbesondere bei stark ausgelasteten Übertragungssystemen, konvergiert der standardmäßige Newton-Raphson-Algorithmus (für Leistungsgleichungen) mit Hilfe der Formulierung der "Leistungsgleichungen" gewöhnlich am besten, deswegen wurde er in dieser Arbeit angewendet²¹.

Für die Lastflusssimulation wurde ein Modell für die autarke EE-Anlage (siehe Abbildung 4.29) und für die Energieverteilung im MS- und NS-Netz der Stadt (siehe Abbildung 4.30) entwickelt.

²¹ Das Verfahren von Newton-Raphson (Leistungsgleichungen, klassisch) siehe im Anhang A17.

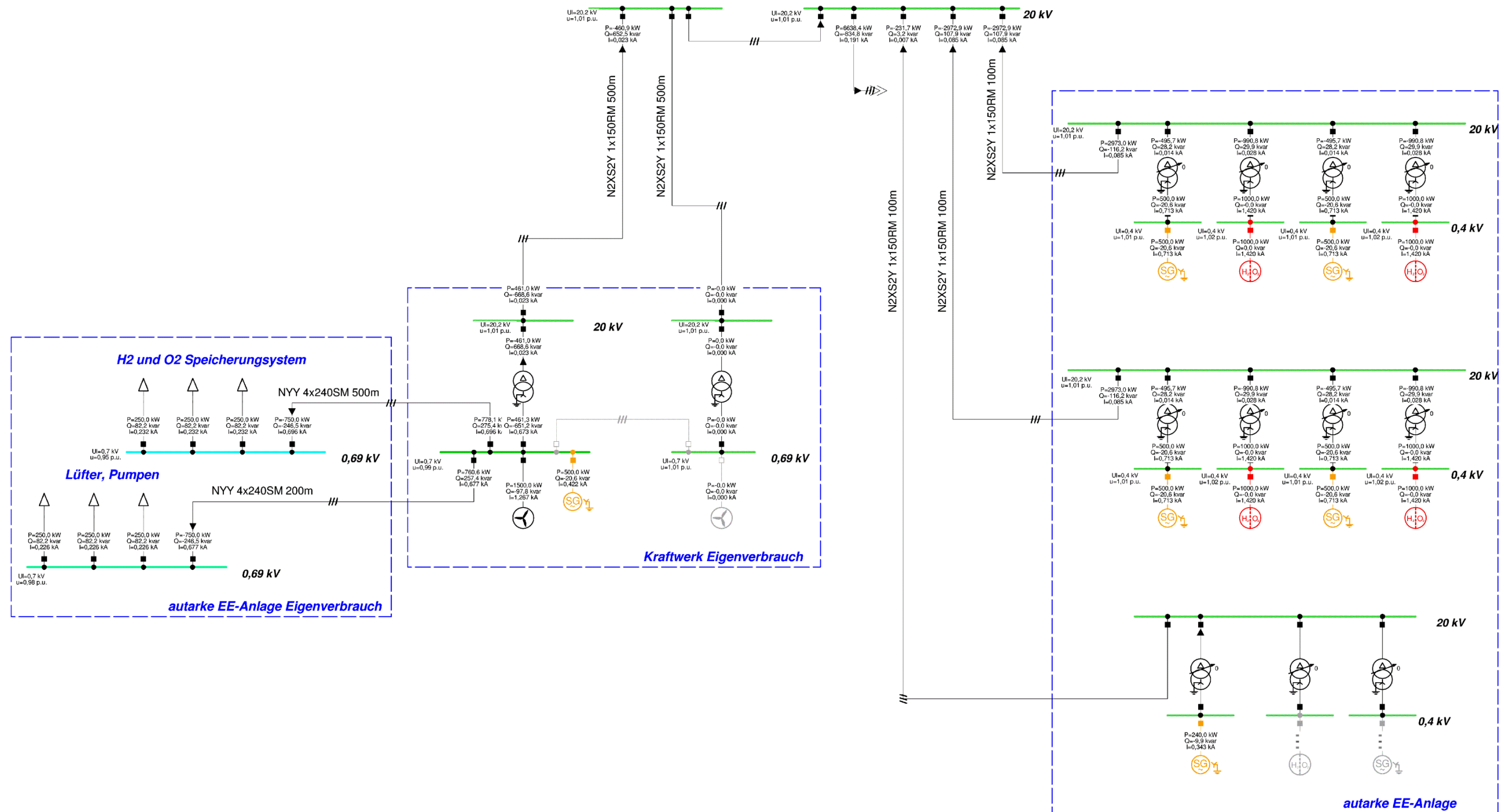


Abbildung 4.29: Simulationsmodell für die autarke EE-Anlage.

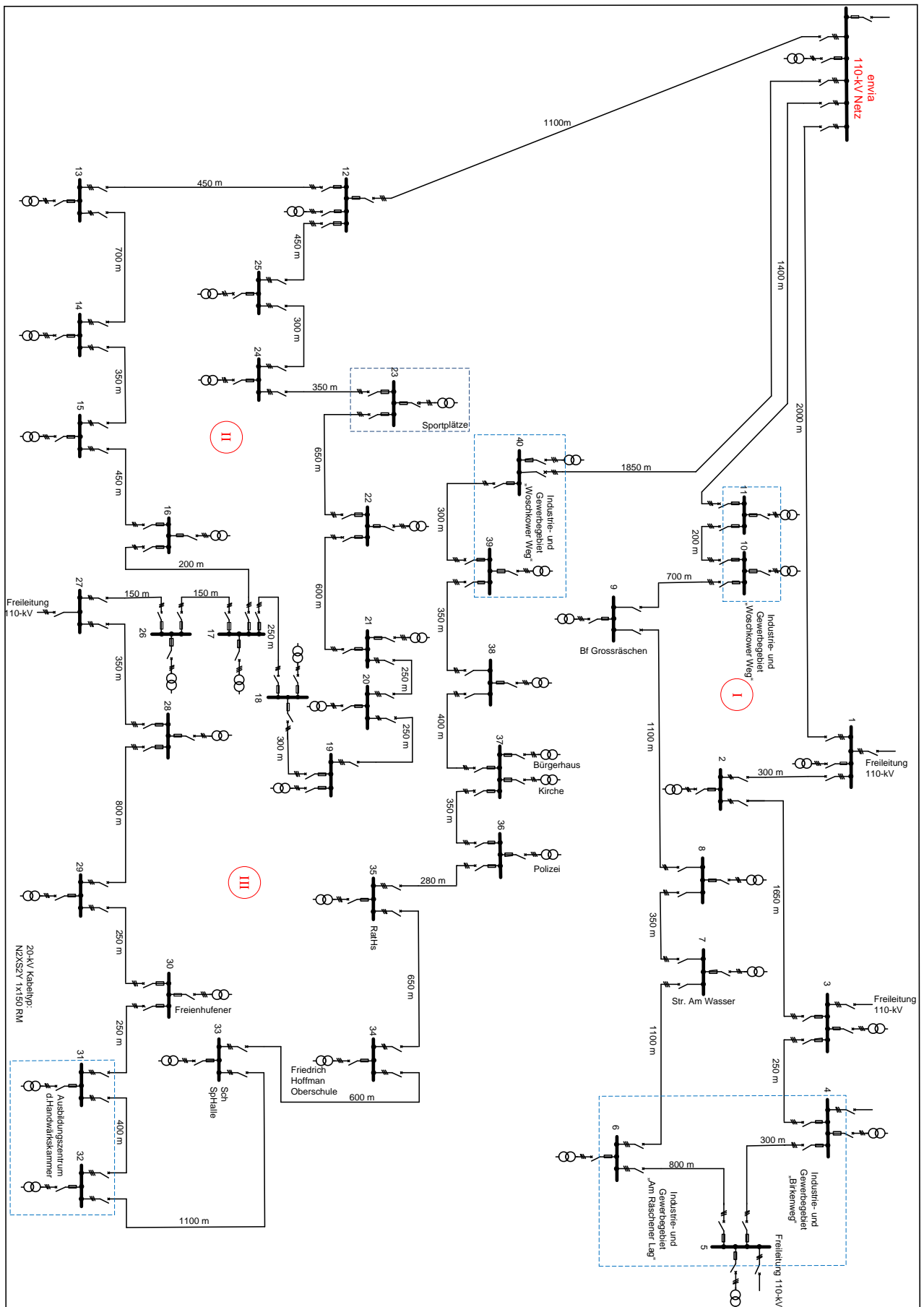


Abbildung 4.30: Vereinfachte grafische Darstellung des MS-Netzes der Stadt.

Der zeitliche Verlauf der Verbraucherlast im Verteilungsnetz – besonders der Starklastbereich – ist für die Beurteilung der Anschlussfähigkeit dieser Anlage von besonderer Bedeutung. Das in dieser Arbeit vorgestellte Verfahren zur Lastmodellierung ist ein Werkzeug zur verbesserten Planung und Betriebsführung der Verteilungsnetze. Es besteht die Möglichkeit, das elektrische Verbraucherverhalten in diesen Netzen nachzubilden. Die Lastflussberechnung wurde unter Berücksichtigung von Spannungsfall, Verlustleistung und Kabelauslastung für die Zeit der maximalen Netzauslastung durchgeführt. In Abbildung 4.31 ist die Lastflussberechnung für den vermuteten Ist-Stand mit dem NA2XS2Y 1x150 RM MS-Kabeltyp und dem NYY-J 4x70 NS-Kabeltyp (mit je 200m Länge) und doppelseitiger Einspeisung durchgeführt.

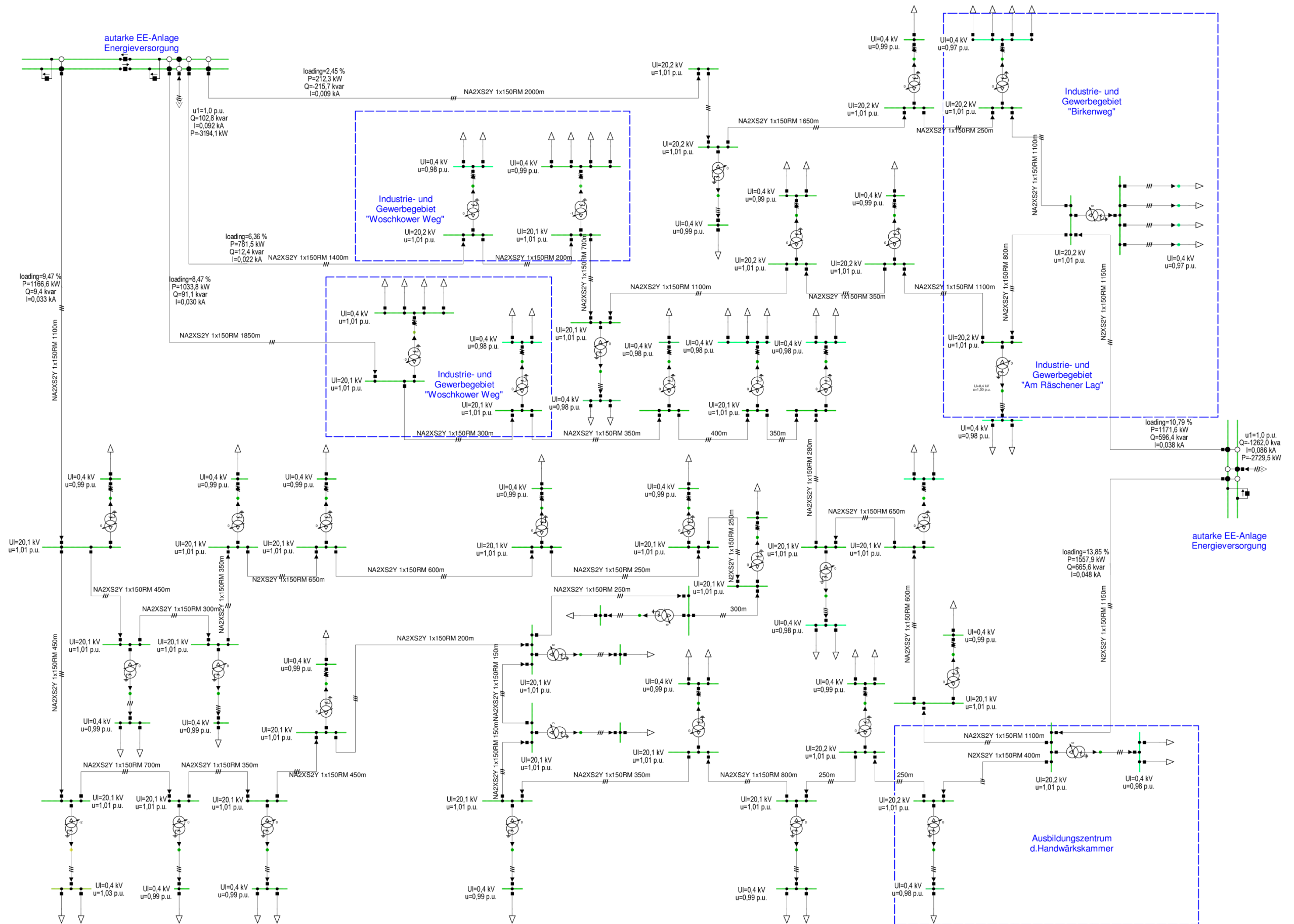


Abbildung 4.31: Lastfluss im Stadtverteilungsnetz bei doppelseitiger Einspeisung der autarken EE-Anlage.

Erst wurde der Spannungsfall im MS-Netz bei der Anwendung von Aluminium- (Ist-Stand) und Kupferkabeln berechnet. Die Ergebnisse sind in den Abbildungen 4.32 dargestellt.

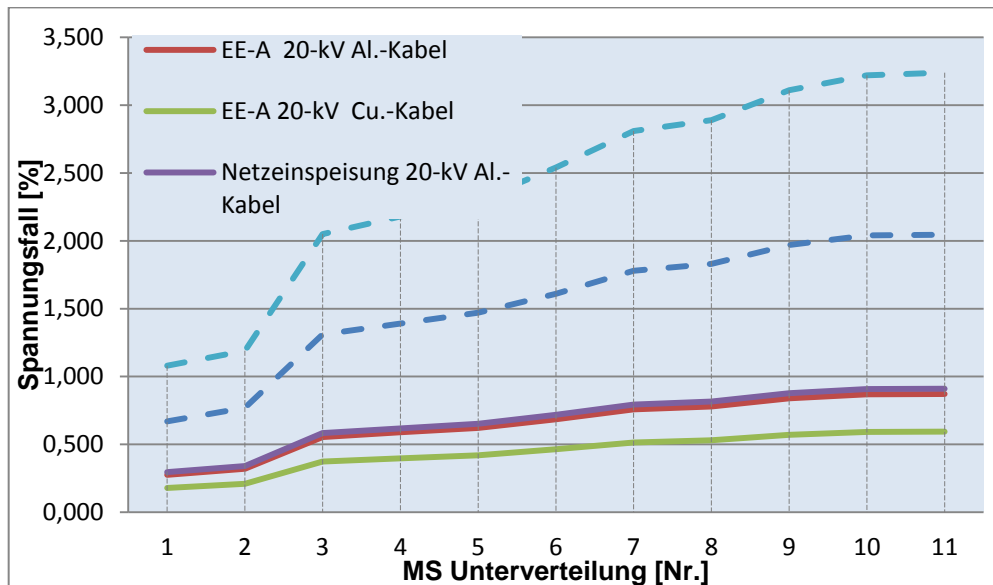


Abbildung 4.32: Spannungsfall im Mittelspannungsnetz bei verschiedenen Kabelmaterialien und Spannungsebenen.

Wegen der großen Spannung im MS-Netz (20 kV) wird ein geringerer Unterschied im Spannungsfall zwischen Aluminium- und Kupferkabeln entstehen. In Gegensatz weicht die Verlustleistung (siehe Abbildung 4.33) bei Einwendung von Aluminium oder Kupferleiter relative stark ab.

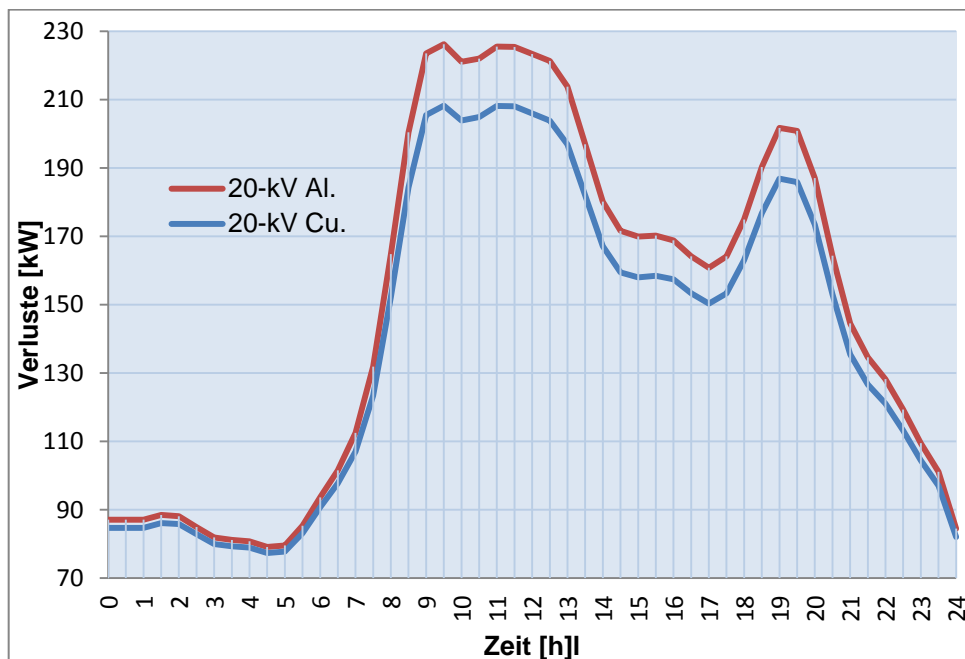


Abbildung 4.33: Gesamtleistungsverluste im Vergleich zwischen Kabeln mit Aluminium- oder Kupferleitern im 20-kV Mittelspannungsnetz.

Auch die Art von Netzeinspeisung (siehe Abbildung 4.34) - einseitig oder mehrseitig - entscheidet über die Verlustreduzierung und entsprechend bei mehrseitiger Einspeisung kann die Kabel mit Aluminiumleitern eingesetzt werden.

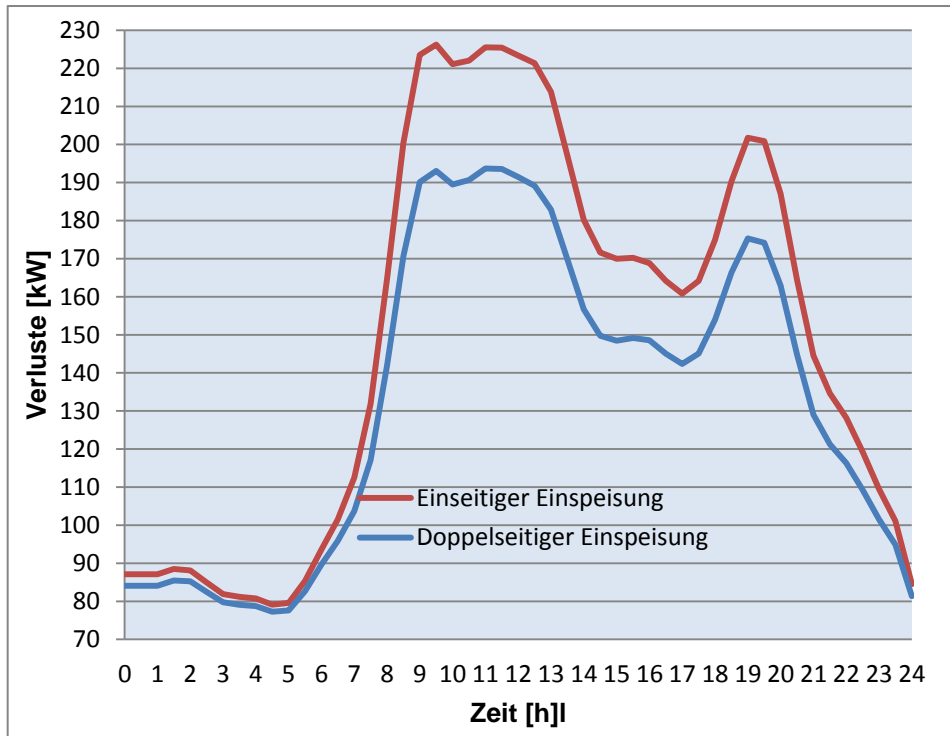


Abbildung 4.34: Diagramm für die verbesserte Leistungsverluständerung entsprechend den einseitigen oder doppelseitigen Einspeisungen (Al.- Leiter).

Die wirtschaftlichen Aspekte sind entscheidend für die Wahl des einen oder anderen Kabeltyps. Im Vergleich mit der konventionellen Energieerzeugung und -verteilung ist die EE-Anlage flexibler - auf Grund der kleineren Entfernung zum Verbraucher und die schnellere Anpassung an den Verbraucherbedarf durch schnellere Regelung (im ms-Bereich – durch die PWM-Umrichter, Batterie-zwischenspeicher und kleineren Generatoren mit niedrigen Anlaufzeiten).

Im relativ schwachen Energieeinspeisungsnetz machen sich die Spannungseinbrüche und Schwankungen deutlich bemerkbar, aufgrund des niedrigen Verhältnisses zwischen der Kurzschlussleistung der autarken EE-Anlage und der maximalen Verbraucherleistung. Deswegen können durch passende Regelungsmechanismen diese Probleme beseitigt werden und zwar in der Art, dass die Leistungsänderung der BZ schnell an den Verbraucherbedarf angepasst wird und größere Industrieverbraucher nach einem bestimmten Anlaufzeitplan zugeschaltet werden.

Um die Spannung in den zugelassenen Grenzen zu halten, wenn die Lastflüsse durch starken/schwachen Energieverbrauch geändert werden, werden bestimmte Regelungsmechanismen bei der autarken EE-Anlage eingesetzt, die im Folgenden beschreiben werden.

Die **Primärgeneratorenregelung** bei Synchrongeneratoren und statischen Generatoren wird in der Weise eingestellt, dass sich die Generatorenleistung proportional zur Netzfrequenzabweichung anpasst und durch die Drehzahlregler an der Primärregelung beteiligt. Der statische Generator (z.B. BZ) wird als Slack-Generator eingesetzt, um das Leistungsgleichgewicht im Netz bereitzustellen. In Abbildung 4.35 ist zu sehen, wie das Leistungsgleichgewicht von allen Generatoren in Abhängigkeit von der Netzfrequenz hergestellt wird.

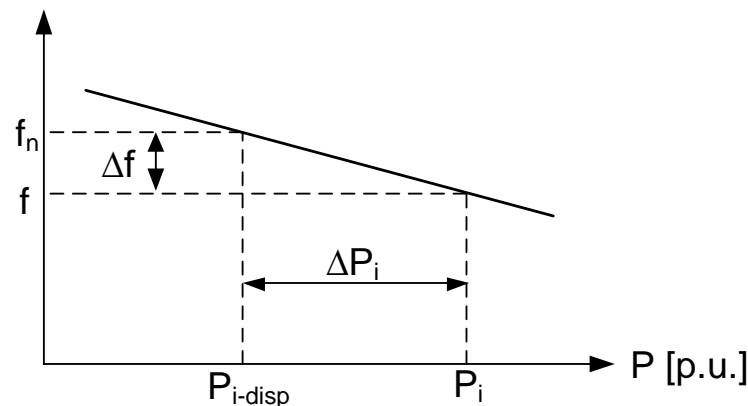


Abbildung 4.35: Primäre Leistungsregelung.

Die geänderte Wirkleistung von Generatoren wird nach folgender Gleichung ermittelt:

$$P_i = P_{i-dispatch} + \Delta P_i \quad (4.98)$$

P_i ist die geänderte Wirkleistung des Generators i ,
 $P_{i-dispatch}$ ist der ursprüngliche Wirkleistungseinsatz des Generators i ,
 ΔP_i ist die Wirkleistungsänderung im Generator i .

Die Wirkleistungsänderung eines jeden Generators (ΔP_i) wird vom Verstärkungswert (K_{pf-i}) seines entsprechenden Primärreglers und der gesamten Frequenzabweichung bestimmt.

$$\Delta P_i = K_{pf-i} \cdot \Delta f \quad (4.98)$$

K_{pf-i} ist der Primärreglerverstärkungs-Parameter des Generators i und
 Δf ist die gesamte Frequenzabweichung.

Die gesamte Frequenzabweichung (Δf) erhält man nach der folgenden Gleichung:

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{Tot}}{\sum K_{pf}} \quad (4.100)$$

wobei ΔP_{Tot} der Summe der Wirkleistungsänderung eines jeden Generators entspricht:

$$\Delta P_{Tot} = \sum_{j=1}^n \Delta P_j \quad (4.101)$$

Die primäre Leistungszahl (K_{pf}) für jeden elektrischen Generator kann auf der Registerkartenseite „Lastfluss“ des Synchronmaschinen-Elements (ElmSym) eingestellt werden.

Bei einer Netzstörung wird die Leistungsänderung bei Synchrongeneratoren durch die kinetische Energie, die in der Rotationsmasse der Turbinen gespeichert ist, kompensiert. Das führt zu einer Frequenzänderung im System und wird durch die Regelleistung ausgeglichen. Diese Regelleistung ist direkt proportional zum Trägheitsmoment des Generators – diese kann in der Registerkartenseite „RMS-Simulation“ des Synchronmaschinen-Typs (TypSym) bei Trägheits-/Anlaufzeitkonstanten-Parameter eingestellt werden.

$$K_{pf-i} = J \cdot \omega_n \cdot 2\pi$$

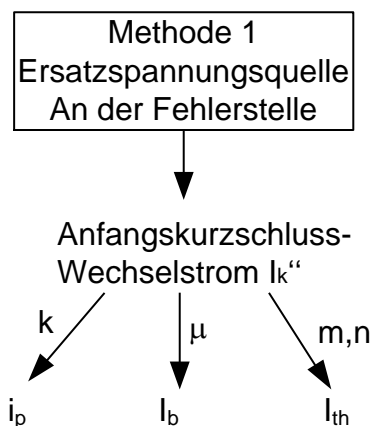
$$J = S_n \cdot \frac{T_{ags}}{\omega_n^2} \tag{4.102}$$

Der Verlauf von eingesetzten Regelungsverfahren ist abhängig von der Netzfrequenzänderung, die durch Laständerungen hervorgerufen wird. Bei raschen Laständerungen oder Fehlerfällen im elektrischen Netz wird die Frequenz durch die Generatoren-Trägheitsmomenten-Regelung zum ursprünglichen Wert zurückgesetzt. Bei stationärem Betrieb werden die Leistungsschwankungen durch die primäre Leistungsregelung ausgeglichen. Falls anschließend zusätzlicher Wirk- und Blindleistungsbedarf im Netz entsteht, wird die den Turbinen und der BZ zugeführte Gas/Dampf-Menge entsprechend der Primärregelung gesteuert.

Die Spannungsänderung an bestimmten Knoten im Netz wird durch die Blindleistungsregelung bei SG und BZ in benachbarten Netzzonen ausgeführt. Der Wert für den Blindleistungsbeitrag für die elektrischen Generatoren kann manuell, oder im automatischen Anlagenregler (*ElmStactrl*) eingestellt werden. Zu diesem automatischen Anlagenregler kann man mehrere Blindleistungsquellen zuführen und den Blindleistungsbeitrag jedes Generators definieren, um die Spannung an einem bestimmten Knoten zu regeln.

4.8.3 Kurzschlussstromverhalten

Die Kurzschlussstromberechnung in PowerFactory wird nach DIN VDE 0102 durch das Einsetzen der Ersatzspannungsquelle in die Fehlerstelle ausgeführt.



Bei der Kurzschlussberechnung der Anlagenplanung wurde folgendes untersucht:

- Unter der Berücksichtigung des max. Kurzschlussstrom wird die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel überprüft
- Koordination der Schutzeinrichtungen für die Selektivität zwischen Schutzgeräten (Sicherungen, LS, Distanzschutzrelais)
- Überprüfung der ausreichenden Kurzschlussleistung an den Anschlusspunkten der Lasten
- Zulässige thermische Grenzwerte der Kabel
- Dimensionierung der Anlage

In der IEC 60909 (DIN VDE 0102) Normrichtlinie für die Kurzschlussberechnung ist eine Ersatzspannungsquelle $c \cdot U_n / \sqrt{3}$ am Fehlerort berücksichtigt. Die gesamte Berechnung ist unabhängig vom Lastfluss [4.26].

Bei Anwendung der Ersatzspannungsquellen-Methode in PowerFactory werden folgende Vereinfachungen angenommen:

- für das gesamte Netz sind $U_i = U_{n,i}$
- Lastströme werden vernachlässigt
- Ein Korrekturfaktor c wird angewendet.

Der Spannungsfaktor c berücksichtigt Spannungsänderungen und nicht betrachtete Impedanzen im Netz (Schutzgeräteimpedanz, Anschlusspunktimpedanz). Der Spannungsfaktor c ist in Tabelle 4.2 dargestellt.

Nennspannung U_n	Spannungsfaktor c zur Berechnung des	
	größten Kurzschlussstroms C_{max}	kleinsten Kurzschlussstroms C_{min}
Niederspannung: 100 V bis inklusive 1000 V		
a) Spannungstoleranz +6%	1,05	0,95
b) Spannungstoleranz +10%	1,10	0,95
Mittelspannung: ➤ 1kV bis 35 kV	1,10	1,00

Tabelle 4.2: Spannungsfaktor c nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) [4.26].

Bei der Durchführung der Kurzschlussstromberechnungen müssen folgende Parameter ermittelt werden:

- R/X – Verhältnis
- Synchrongenerator als Anregungssystem und entsprechend der Generatorcharakteristik
- Netzart (radial, Ring oder vermascht)
- Kurzschlussart (generatornah oder generatorfern)

Bei der Kurzschlussberechnung sind Impedanzen der Betriebsmittel (Kabel, Trafo, Generator) und Korrekturfaktoren für Spannungsänderungen bei Kurzschlüssen zu berücksichtigen [4.26]:

- Stoß-Kurzschlussstrom i_p auf Grundlage der subtransienten KS I_k'' und des R/X-Verhältnis berechnet
- Ausschaltwechselstrom I_b (Effektivwert) auf Grundlage I_k'' und I_k' berechnen
- Der Stoßausschaltstrom i_b erreicht aus I_b und der abklingenden Gleichstromkomponente
- Der thermisch gleichwertige Kurzschluss I_{th} wird mit Hilfe der Faktoren m und n berechnet

Bei der Durchführung der Kurzschlussstrom-Simulation wurden alle oben erwähnten Faktoren berücksichtigt. Da bei der autarken EE-Anlage der Anteil an SG groß ist, ist es wichtig, den zeitlichen Verlauf des Kurzschlussstromes zu untersuchen. Der zeitliche Verlauf des Kurzschlussstromes wird durch die folgende Gleichung beschrieben:

$$i_k(t) = \sqrt{2} \cdot \left[(I_k'' - I_k') \cdot e^{-\frac{1}{\tau''}} \cdot \sin(\omega t - \varphi) + (I_k' - I_k) \cdot e^{-\frac{1}{\tau'}} \cdot \sin(\omega t - \varphi) + I_k \cdot \sin(\omega t - \varphi) + I_k'' \cdot e^{-\frac{1}{\tau}} \cdot \sin \varphi \right] \quad (4.103)$$

In dieser Gleichung ist der erste Teil der des subtransienten Anteils des Kurzschlussstromes, der zweite Teil der des transienten Anteils, dann des Dauerkurzschlussstromes und der letzte Teil der des Gleichstromteils. Die Zeitkonstanten τ, τ', τ'' und die Ströme I_k, I_k', I_k'' sind von den synchronen, transienten, subtransienten Reaktanzen des Generators abhängig.

Der maximal auftretende momentane Kurzschlussstrom ist der Stoßkurzschlussstrom i_p

$$i_p = \hat{i}_{ac} \left(\cos \omega t - e^{-\frac{t}{T_{ac}}} \right) \text{ für die } 50\text{Hz} \rightarrow i_p = -\hat{i}_{ac} \left[1 + e^{-\pi \frac{R}{\omega L}} \right] \quad (4.104)$$

Der maximale Kurzschlussstrom tritt nach 10 ms (bei $\omega t = \pi$) – halbe Periode - auf.

Das Verhältnis zwischen i_p und i_{ac} wird als *Stoßfaktor* κ bezeichnet [4.26], [4.27]

$$k = \left| \frac{i_p}{\hat{i}_{ac}} \right| = \frac{i_p}{\sqrt{2} I_k''} = \left[1 + e^{-\pi \frac{R}{\omega L}} \right] \quad (4.105)$$

Der Stoßfaktor κ , der das Abklingen des Gleichstromgliedes im Kurzschlussstrom berücksichtigt, wird nach VDE 0102 durch folgende vereinfachte Gleichung beschrieben:

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3R/X} \quad (4.106)$$

Wie man der Gleichung entnehmen kann, ist der Stoßfaktor nur von dem Verhältnis der Wirkwiderstände zu den Blindwiderständen der Kurzschlussbahn abhängig.

Stoßkurzschlussstrom wird wie folgt ermittelt

$$i_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \quad (4.107)$$

Der minimale und maximale Kurzschlussstromverlauf im MS- und NS-Netz der Stadt im Ist-Zustand und in einer verbesserten Variante (mit kleinere u_k und X_d') sind in Abbildung 4.36 - 4.37 dargestellt.

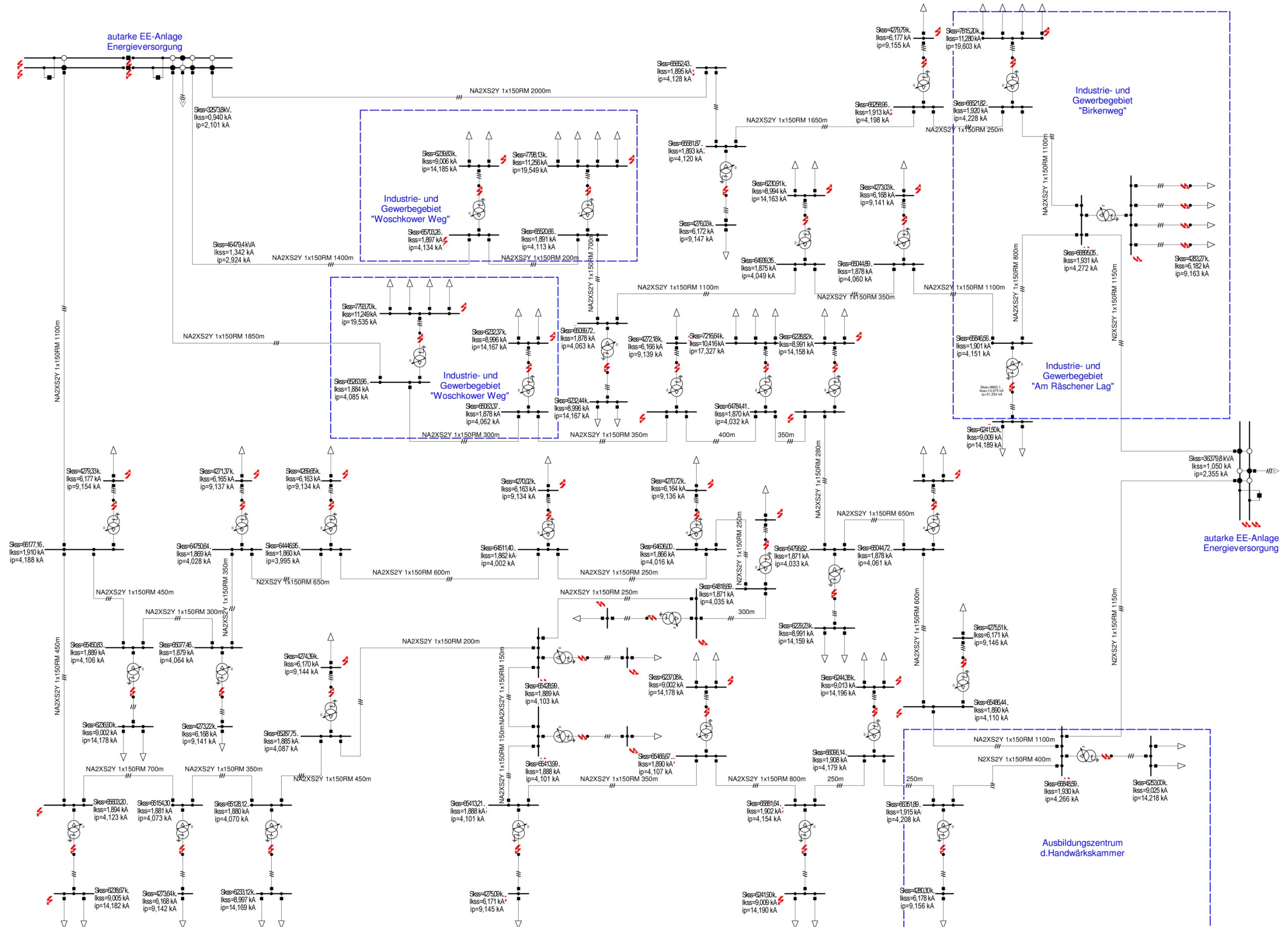


Abbildung 4.36: Kurzschlussstromverlauf bei doppelseitiger Einspeisung von autarker EE-Anlage für Ist - Zustand (maximaler Kurzschlussstrom).

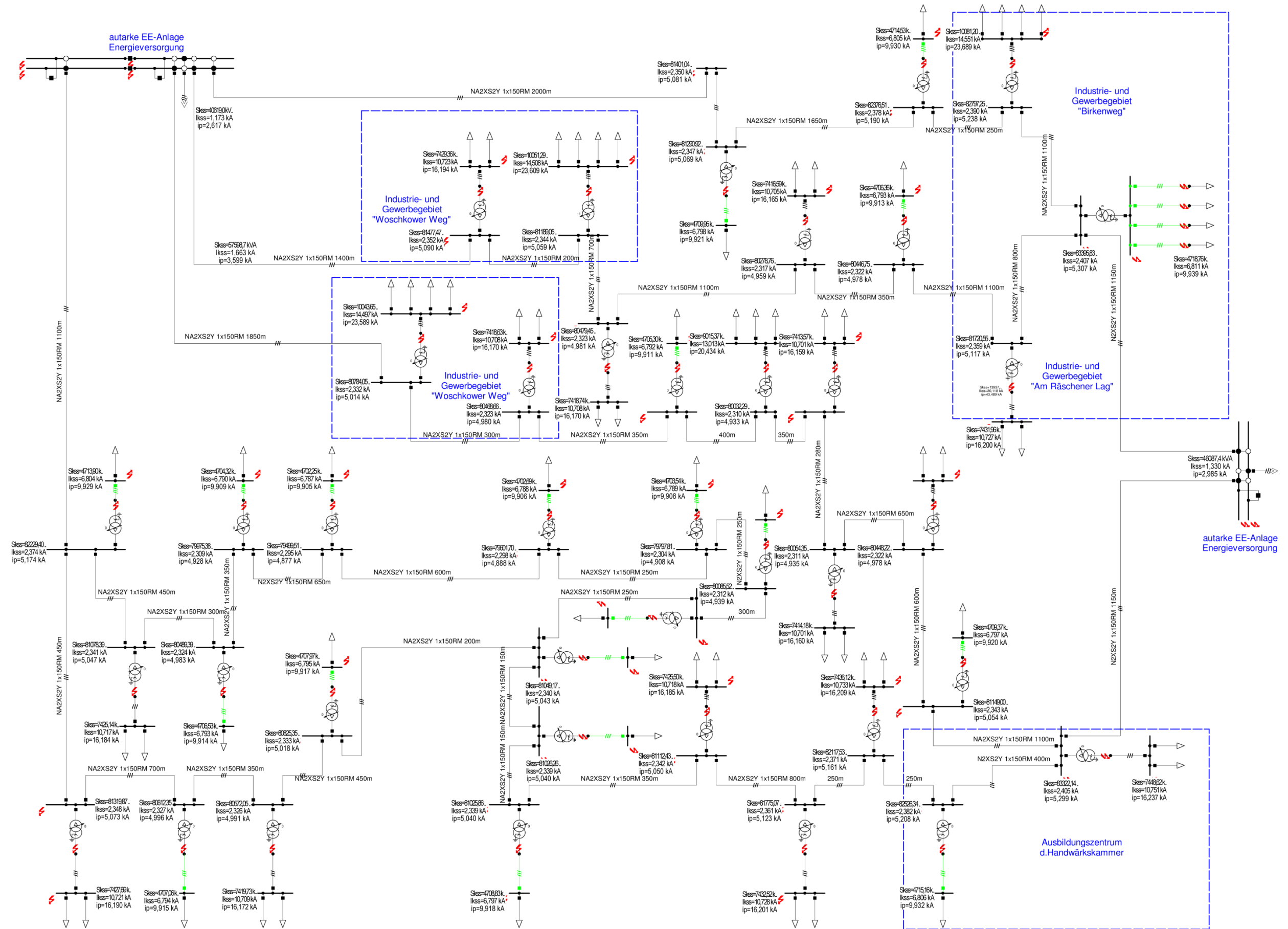


Abbildung 4.37: Kurzschlussstromverlauf bei doppelseitiger Einspeisung von autarker EE-Anlage für verbesserten Zustand (maximaler Kurzschlussstrom).

Der Vergleich zwischen verschiedenen Kurzschlussstrombeitragniveaus bei Netzeinspeisung mit $S_{k''} = 150 \text{ MVA}$ beilist-Stand ($u_{kr}=6\%$), oder EE-Anlage im Ist-Stand und im ertüchtigten Zustand mit niedrigem Transformator-Kurzschluss Spannungswert und Generator-Subtransienten-Synchronreaktanz ist in Abbildung 4.38 dargestellt.

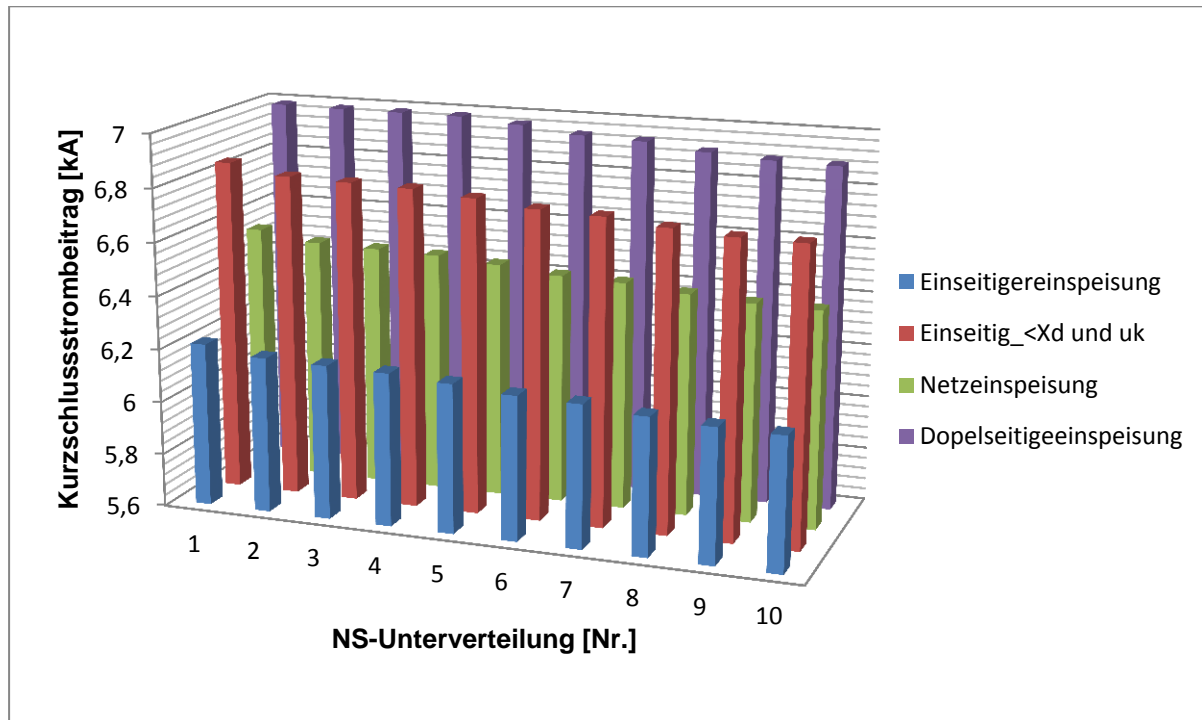


Abbildung 4.38: Kurzschlussstromverlauf bei unterschiedlichen Einspeisungen niederspannungsseitig im Ring 1.

Für eine übersichtlichere Darstellung ist der Kurzschlussstrombeitrag bei Ring 1 (mit 100m-Kabel vom Typ NYY-J 4x70 bis zum Verbraucher) berücksichtigt. Durch die Einsetzung der Verteiltransformatoren mit kleineren Kurzschluss Spannungen ist das Kurzschlussstromniveau an der NS-Seite deutlich gesteigert; auch durch die Verkleinerung der SG-subtransienten und -transienten Reaktanzen, und die Ertüchtigung des WR-Kühlsystems wurde die Kurzschlussleistung von etwa. 69 MVA auf 86 MVA erhöht.

Der Kurzschlussstrombeitrag des SG wird durch die Kurzschlussreaktanz des Synchrongenerators bestimmt. Typische Werte für die Synchronreaktanz beim Anfangskurzschlussstrom liegen bei etwa $0,1 \div 0,2$, und für den Dauer Kurzschlussstrom bei $2 \div 3$. Bei zweipoligen Kurzschlüssen können wesentlich höhere Dauer Kurzschlussströme als bei dreipoligen Kurzschlüssen auftreten, da im Gegensystem der symmetrischen Komponenten zeitunabhängig mit der subtransienten Generatorreaktanz zu rechnen ist [4.26].

Die Gesamtkurzschlussleistung des Energieerzeugungsnetzes ist

$$\underline{S}_k'' = 3U_n \cdot I_k''^* = 3 \cdot U_n \cdot \frac{cU_n}{\underline{Z}_Q^*} = \frac{cU_{\Delta n}^2}{\underline{Z}_Q^*} \quad \text{bei } \underline{Z}_Q = Z_Q \angle \varphi \rightarrow \underline{S}_k'' = \frac{cU_{\Delta n}^2}{Z_Q} \angle \varphi \quad (4.108)$$

d.h. Kurzschlussimpedanz und Kurzschlussleistung haben denselben Phasenwinkel.

Die Kurzschlussleistung entspricht etwa der Scheinleistung, die von der Gesamtheit der Quellen im Kurzschlussfall subtransient abgegeben wird [4.27]

$$3 \cdot E'' \cdot I_k'' = 3 \cdot c \cdot U_n \cdot I_k'' = c \cdot S_k'' \quad (4.109)$$

Bei Einschaltung von größeren Verbrauchern bei höheren P oder Q ist eine Kurzschlussleistung ein Maß für die starke Spannungsänderung

$$\varepsilon = \frac{\Delta U}{U_n} = c \frac{U_{\Delta n}^2}{S_k''} \cdot \frac{Q}{U_{\Delta n}^2} = c \frac{Q}{S_k''} \quad (4.110)$$

Der Kurzschlussstrombeitrag des Synchrongenerators wird wie folgt ermittelt:

wird die Ersatzspannungsquelle $cU_n/\sqrt{3}$ an der Kurzschlussstelle angewendet, ergibt sich die folgende Gleichung zur Berechnung des Kurzschlussstromes:

$$\underline{I}_{kG}'' = \frac{\underline{E}''}{R_G + jX_d''} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}(R_G + j \cdot X_d'')\underline{K}_G} \quad (4.111)$$

Bei vorhandener Sternpunktterdung (wie in Niederspannungsnetzen) ist wegen der geringeren Nullimpedanz gegenüber der Mitimpedanz des Generators der einpolige Kurzschlussstrom am höchsten.

Die Einspeisung für die Siedlung kann einseitig ausgeführt werden; eine doppelseitige ist jedoch vorteilhafter (bessere Sicherheit, höherer Kurzschlussbeitrag, Zuverlässigkeit). Der Nachteil dabei ist, dass die Anlage auf zwei bzw. mehrere Teile aufgeteilt werden muss, wodurch mehr Personal benötigt wird, um das Kraftwerk zu betreiben und ein größerer Aufwand an Regelungstechnik nötig ist.

5. Technisch-ökonomische Analyse der autarken EE-Anlage

Um die Gesamtinvestitionskosten der autarken EE-Anlage im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerksanlagen beurteilen zu können, werden zuerst Investitionskosten für separate Bauteile der Anlage betrachtet.

5.1 Investitionskosten für WEA

Laut Deutschem Windmonitor des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik liegen die Investitionskosten für onshore-WEA zwischen 900-1.250 €/kW [5.1]. Dabei machen die Kosten für Betrieb, Wartung, Versicherung und Pacht etwa 7 % der Investitionskosten pro Jahr aus, was einem jährlichen Betrag etwa 56 - 65 €/kW bei Anlagen ab 1,5 MW_{el} entspricht. Die Stromerzeugungskosten dieser Anlage belaufen sich bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren sowie einem Zinssatz von 6 % auf 0,073 €/kWh [5.1].

In Tabelle 5.1 sind die Parameter aufgeführt, die für die Kostenberechnung einer onshore-WEA berücksichtigt werden müssen.

Parameter	Onshore
Nabenhöhe von 80 bis 99 m	906 €/kW
Nabenhöhe ab 100 m	1.008 €/kW
Investitionsnebenkosten	30%
Betriebskosten	
-Jahre 1 bis 10	45€/kW
-Jahre 11 bis 20	54€/kW
Kalkulatorische Zinssatz	7,45%
Preissteigerungsrate	2%
Technische Verfügbarkeit	98%
Wirkungsgrad des Windparks	92 %

Tabelle 5.1: Wesentliche Parameter für die Kostenrechnung [5.2].

Die Verteilung der Kosten bei Aufbau und Beschaffung von verschiedenen WEA-Teilen einer typischen, in Europa installierten 2-MW WEA sind in der Tabelle 5.2 dargestellt. Wegen fehlender Netzanbindung (die WEA in der autarken EE-Anlage wird direkt mit dem Elektrolyseur verbunden) entfallen ca. 11% der Investitionskosten.

Für Windenergieanlagen im Leistungsbereich ab 1.500 kW Nennleistung mit drehzahlvariablem SG und unter der Berücksichtigung der betriebsfreundlichen Nutzung ergeben sich Betriebskosten von durchschnittlich ca. 25 €/kW (siehe Abbildung 5.1) bzw. rund 50.000 € jährlich. Dieser Wert entspricht einem Anschaffungspreis von 1.800.000 € pro Windrad mit einem Betriebskostenanteil

von etwa 2,6%. Bei WEA in einer autarken EE-Anlage wird ein Investitionspreis von 900 €/kW installierter Leistung angenommen.

	Investition (1.000 €/MW)	Anteil (%)
Anlage (ab Werk)	928	75,6
Fundamente	80	6,5
Elektroinstallation	18	1,5
Netzanschluss	109	8,9
Regelungssysteme	4	0,3
Beratung	15	1,2
Grundstück	48	3,9
Finanzkosten	15	1,2
Straßenzugang	11	0,9
Gesamt	1227	100

Tabelle 5.2: Kostenstruktur einer typischen, in Europa installierten 2-MW-Windenergieanlage [5.3].

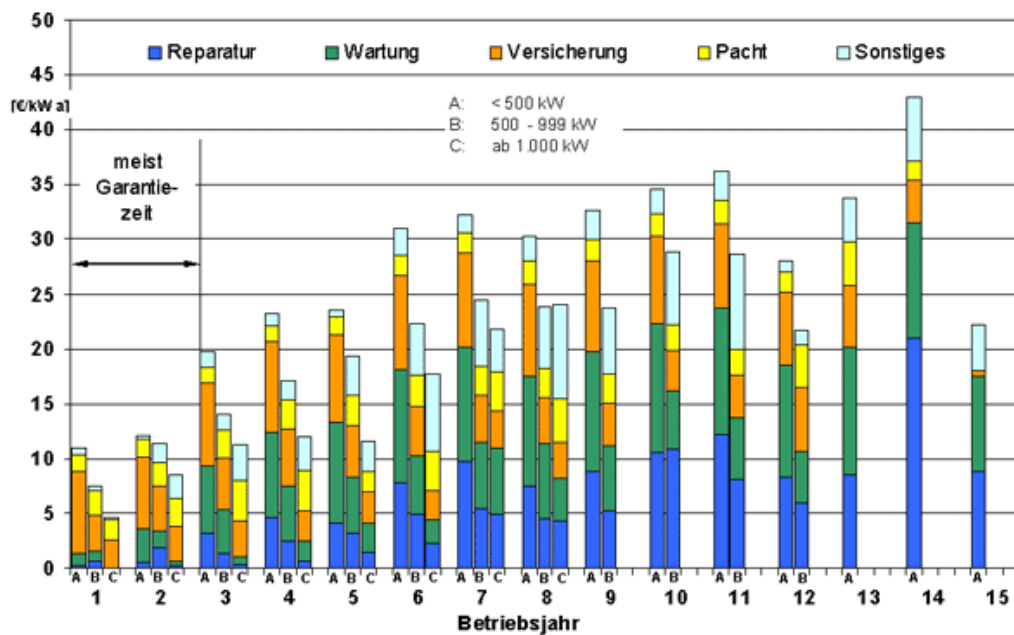


Abbildung 5.1: Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten [5.4].

5.2 Investitionskosten für den Elektrolyseur

Die Investitionskosten für den Elektrolyseur sind sehr abhängig vom Typ der Elektrolyse und deren Größe. So beläuft sich der Preis z.B. bei Norsk Hydro mit einem Nennleistungsverbrauch von ca. 3,3 MW_{el} auf 600 €/kW_{el} installierter Leistung (zusammen mit dem Hochdruckkompressor von 200 bar.) [5.3]. Ein Hochdruck-Wasserstofftank hat dagegen den Preis von ca. 30-40 €/kWh [5.5].

5.3 Investitionskosten für die BZ

Die Prognose der Investitionskosten für das industrielle SOFC-System (ab 1 MW) mit GT und Wärmeanbindung nach dem SECA sind in Tabelle 5.3 dargestellt. Entsprechend dem heutigen Stand der Technologieentwicklung und der Preisbildung für die BZ-Bauelemente liegt der prognostizierte Preis für große SOFC-GT Systeme im Bereich von 300 bis 450 €/kWel für Zellen mit planarer Struktur [3.19].

	Systemkosten [€/kWel.]
SOFC-Zellenstapel	70
Gefäß	7
Gefäßisolierung	5
Sammelrohrsystem	12
Zusammenbau	9
SOFC-Systeme Gesamt	104
Gasturbine	110
Rekuperator	24
Elektrischer Teil	37
Mess- und Regelungssystem	23
Ventile und Rohrleitungen	23
Gesamt	217
Einrichtung	62
SOFC-GT System Gesamt	383

Tabelle 5.3: Nicht optimierte Kosten für das SOFC-GT-System (Prognose bis 2015) [3.19].

Preiseniveaus bei großen BZ-Anlagen mit verschiedenen Zellentypen sind in Tabelle 5.4 dargestellt.

	Planar		Röhrenförmig	
	Rechteckig	Rund	Rohr CS	Rohr AS
Gesamter Zellenblock Preis	140	115	140	185
Gesamtes SOFC-System	330	310	330	370

Tabelle 5.4: Investitionskosten für 2 MW-Zellenblöcke [5.6].

Materialbasierte Preise für SOFC-BZ für Metall und Keramik sind in Tabelle 5.5 dargestellt:

	Planar Metall \$/m ²		Planar Keramische \$/m ²	
	Material	Prozess	Material	Prozess
Anode	152	6,5	7,5	3,0
Katode	4	4	2,5	2,6
Elektrolyte	27	13,5	140	11,6
Verkettung	60	11,5	267	23
Schichtenverbindung		41		100,8
Zwischensumme	243	76,5	417	141
Zusammen	320		558	

Tabelle 5.5: Materialbasierte Preise [5.7].

Unter Berücksichtigung der thermischen (Ventile und Rohrleitungen) und elektrischen Elemente (Umrichter, elektrische Verbindungselemente, Regler) wird der Gesamtanlagepreis bei ca. 445 €/kW liegen. Bei den verschiedenen Preisgestaltungen und belaufen sich die durchschnittlichen Investitionskosten auf ca. 500 €/kW_{el.} mit GT und auf 350 €/kW_{el.} ohne GT für die autarke EE-Anlage.

5.4 Investitionskosten für die GuD Anlage

Der Preis für die Mikrogasturbine mit kompletter Ausstattung an Wärmekomponenten und elektrischen Komponenten liegt im Bereich von ca. 700-800 €/kW_{el.} installierter Leistung. Auf die Gasturbine an sich entfallen ca. 300-350 €/kW_{el.}. So hat z.B. die Ramgen Gasturbine (Rampressor TM) einen Wirkungsgrad von 28% für Kleinturbinen, und ca. 40% bei 300-kW Turbinen und der Preis dafür liegt im Moment bei ca. 230 €/kW_{el.} [5.8].

Bei dem Aufbau von GuD-Anlagen werden die Wärmekomponenten und elektrischen Komponenten für Dampf und Gasturbine zusammen verlegt (elektrische Komponenten in einer Switch Box, Wärmeabdeckung und Leitungskomponente in einem Raum), was wesentlich die Investitionskosten reduziert.

Der Preis für die gesamte GuD-Anlage unter der Berücksichtigung der obengenannten Faktoren, liegt zwischen 700 – 1.000 €/kW_{el.}. Da die autarke EE-Anlage relativ groß ist und viele Gas- und Dampfturbinen benötigt, kann man mit einem Preis von 700 – 1.000 €/kW_{el.} rechnen.

5.5 Kosten für die autarke EE-Anlage

Die Investitionskosten und Betriebskosten der gesamten autarken EE-Anlage wurden für zwei Varianten ausgerechnet:

Variante 1 – alle Komponente, wie WEA, Elektrolyseur und BZ mit GuD-Anlage, befinden sich im Besitz des Kraftwerksbetreibers;

Variante 2 – die elektrische Energie wird vom Windparkbetreiber gekauft (unter der Voraussetzung, dass elektrische Energie bei einem langfristigen Vertrag (mehr als 10 Jares) und beim Verkauf der gesamten erzeugten elektrischen Leistung 2 - 4 Cent/kWh_{el.} kostet. Es wird angenommen, dass die Preise für elektrische Energie von WEA weniger als 6 Cent/kWh_{el.} betragen. Da bestehende, netzangeschlossene WEA ca. 30-40% der Gesamtzeit ausgeschaltet sein müssen, erhält man folgende Werte:

$$6 \text{ Cent/kWh}_{el} \cdot 70\% W_{el} \approx 4 \text{ Cent/kWh}_{el} \cdot 100\% \cdot W_{el}.$$

In Tabelle 5.6 sind spezifische Investitionskosten für zwei Varianten dargestellt.

	WEA	Elektrolyse	BZ (Planar)	BZ (Tubular)	GuD	Gesamt
Variante 1	900	650	300	350	700	2.600
Variante 2	-	650	300	350	700	1.700

Tabelle 5.6: Investitionskosten in €/kW_{el} für die Komponente der autarken EE-Anlage.

Die Investitionskosten für den elektrischen Teil, z.B. Umrichtern und Generatoren, sind in den Preis von BZ und GuD-Anlage einbezogen; und Investitionskosten für die WEA sind als minimal angenommen, weil die Anlage keinen direkten Netzanschluss (keinen Transformator und keine Schaltanlage) hat, dadurch wird der Strom direkt durch die Umrichter in passende Elektrolyseurarbeitsspannung umgewandelt und in den nebenstehenden Elektrolyseur eingeleitet.

5.6 Ermittlung der Stromgestehungskosten

Bei der Ermittlung der Rentabilität der autarken EE-Anlage und Investitionskosten werden die Eingangsparameter aus Tabelle 5.7 entnommen.

Kraftwerkstyp	elektr. Netto-Leistung	el. Wirkungsgrad	techn. Nutzungsdauer	Spez. Investitionskosten	Auslastung
	[MW _{el}]	[%]	[a]	[€/kW _{el}]	[%]
WEA	20	50	≥ 20	900	15-25
Elektrolyseur	16	85	20	650	15-25
SOFC-BZ	8	50	ca. 10	350	85
GuD	3,5	45	30	700	60 - 85
Gesamt		60		2.600	
Kohle KW	500	44	35	1.600 ²²	85

Tabelle 5.7: Technische und ökonomische Parameter von verschiedenen Kraftwerken.

Die ökonomischen Berechnungen wurden in Hinblick auf den Gesamtstromverbrauch der Stadt Großräschen (33 387 998 kWh/a) durchgeführt. Das ökonomische Berechnungsverfahren wurde in folgenden vereinfachten Schritten durchgeführt und in Tabelle 5.7 aufgelistet:

Ermittlung der Auszahlung am Ende des N-Jahres [5.9]:

$$K_n = K_0 \cdot (1 + i)^n = K_0 \cdot q^n \quad (5.1)$$

i – Zinssatz (i = 5% = 0,05) n - Laufzeit

K₀ – Heutige Geldbetrag ; q = (1 + i) = 1,05 - Abzinsfaktor

Daraus folgen die Gesamtinvestitionskosten mit Zinsen

²² Der Preis für neu gebaute Kohlekraftwerke mit Schadstoffgasen und CO₂ – Absorption [5.10].

$$S_n = k \cdot q \cdot \frac{q^n - 1}{q - 1} \quad (5.2)$$

Annuität (AN) wird nach folgendem Verfahren ermittelt:

$$AN = K_0 \cdot \frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} = a_n \cdot \frac{q^n \cdot (q - 1)}{q^n - 1} \quad (5.3)$$

Um die Berechnungen zu vereinfachen, wurde Annuität (AN) als 6% für alle Varianten angenommen.

Personalkosten, unter Berücksichtigung des Gehalts (G) von 50.000 €/Mannjahr, werden durch folgendes Verfahren berechnet [5.11]-[5.12]:

$$PK = \frac{P \left[\frac{\text{Personal}}{\text{MW}} \right] \cdot G \left[\frac{\text{€}}{\text{Mannjahr}} \right]}{1000 \left[\frac{\text{MW}}{\text{kW}} \right]} \left[\frac{\text{€}_{\text{Personal}}}{\text{kW} \cdot p \cdot a} \right] \quad (5.4)$$

Es wird angenommen, dass die Personalanzahl (P) für Kohlekraftwerke 0,5 P/MW beträgt, 0,5 P/MW für die 1. Variante der autarken EE-Anlage, und 0,3 P/MW für die 2. Variante.

Wartungs- und Reparaturkosten für die autarke EE-Anlage werden wegen der höheren Arbeitstemperatur und der großen Anzahl an vorhandenen Bauelementen mit 2,5% veranschlagt (die gleichen Kosten wie bei Kernkraftwerken). Zum Vergleich betragen die Wartungs- und Reparaturkosten in den Kohlekraftwerken 1,5 %.

Die Kapitalkosten werden mit Hilfe der Gleichung abgeleitet [5.11]:

$$K = \frac{(AN + WK)}{100} \cdot IK \quad (5.5)$$

WK – Wartungs- und Reparaturkosten; IK - Investitionskosten

und die fixen Kosten werden mit folgender Gleichung berechnet:

$$FK = K + PK \quad (5.6)$$

Der spezifische Brennstoffpreis (BK) wurde unter der Berücksichtigung des Brennstoffpreises (BK), der CO₂-Menge m_{CO2} und den Kosten (K_{CO2}) mit Gleichung 5.7 ermittelt:

$$BK = \frac{K_{Br} [\text{€}]}{\text{Brennwert} [\text{kWh}] \cdot \eta_{KW}} + m_{CO2} \cdot K_{CO2} \quad (5.7)$$

Den Brennstoffpreis erhält man aus den Brennstoffkosten K_{Br} je Brennwert in kWh, dividiert durch den thermischen Gesamtwirkungsgrad η_{KW} des jeweiligen Kraftwerks.

Spezifische Stromgestehungskosten

$$SGK = \frac{K_{Ges}}{E_{el}} = \frac{\text{Summäre jährliche Kosten}}{\text{Jährliche Nettostromerzeugung}} = BK + \frac{FK \cdot 100}{T_a} \left[\frac{Ct}{kWh} \right] \quad (5.8)$$

T_a – Arbeitszeit des elektrische Energieerzeugung Anlage

Die gesamte verkaufte Energie für die Stadt beträgt 33.400 MWh/a.

Um die Gesamtamortisationszeit der autarken EE-Anlage zu ermitteln, wurde eine Amortisationsrechnung eingesetzt:

$$t = \frac{\text{Kapitaleinsatz} [€]}{\text{Einnahme Kosten} [€/a] - \text{Ausgabe} [€/a]} = \frac{K}{E - A} [a] \quad (5.9)$$

Unter Einnahmen wird die gesamte erzeugte Energie berücksichtigt und bei den Ausgaben wird der Eigenverbrauch der autarken EE-Anlage betrachtet.

Die Gesamtinvestitionskosten werden unter der Annahme ermittelt, dass zehn 2-MW WEA benötigt werden, um genug Wasserstoff herzustellen, und zwei zusätzliche 2-MW WEA, um den (n-1)-Sicherheitsfaktor bereitzustellen. Darüber hinaus umfasst die Anlage sowohl eine 5-MW-BZ, eine zusätzliche 2-MW-BZ als auch eine 2,1-MW- und eine zusätzliche 1-MW GuD-Anlage, sowie eine 20-MW-Elektrolyse-Anlage und ein Speichersystem. Ein äquivalentes Kohlekraftwerk mit einer installierten elektrischen Leistung von 10 MW_{el} wird den Berechnungen gegenübergestellt.

Die Gesamtinvestitionskosten für die autarke EE-Anlage für die Varianten 1 und 2 und Kohlekraftwerke betragen folgendes:

- für Variante 1 insgesamt ungefähr 35,5 Mio. € (inklusive zusätzliche Kosten für WEA-Park und H₂-Erzeugung- und Speicherungssystem;
- Für Variante 2 (ohne WEA Park) ungefähr 17,5 Mio. €
- Für äquivalente Kohlekraftwerke 16,5 Mio. €

In Tabelle 5.8 sind die ermittelten Werte aufgelistet und ein Vergleich zwischen verschiedenen Varianten von autarken EE-Anlagen und einem äquivalenten (im kleinen Maßstab dargestellten) Kohlekraftwerk durchgeführt.

	Variante 1	Variante 2	Kohlekraftwerk
Investitionskosten	2.600	1.700	1.650
Laufzeit	20 Jahre	20 Jahre	30 Jahre
Arbeitszeit	7.500 h/a	7.500 h/a ²³	7.500 h/a
Annuität	6,00 %	6,00 %	6,00 %
Zinsen	5,00 %	5,00 %	5,00 %
Personal	25 €/kW·p·a	15 €/kW·p·a	25 €/kW·p·a
Wartung/Reparatur	2,5 %	2,5 %	1,5 %
Kapitalkosten	221,0 €/kW·a	144,5 €/kW·a	123,8 €/kW·a
Fixe Kosten	236,0 €/kW·a	169,5 €/kW·a	148,8 €/kW·a
Kosten für Brennstoffe	0,00 €/MWh	20€/MWh (2 cent/kWh)	7,00 €/MWh
Eigenverbrauch (Betriebs- und Hilfsmittel)	8 %	8 %	8 %
Wirkungsgrad	60 %	60 %	46 %
Menge des kg _{CO2} /kWh	0,0	0,0	0,8 ²⁴
CO ₂ -Zertifikate €/t _{CO2}	0,0	0,0	20,0 kg _{CO2} /kWh
Variable Kosten (Brennstoff Preis)	0,80 Ct/kWh _{el}	4,50 Ct/kWh _{el}	3,40 Ct/kWh _{el}
Stromgestehungskosten	2,94 Ct/kWh _{el}	6,76 Ct/kWh _{el}	5,38 Ct/kWh _{el}
Amortisationszeit	14 a	7 a	9 a

Tabelle 5.8: Ökonomische Verfahren für zwei Varianten von autarken EE-Anlagen und moderne Kohlekraftwerke mit CO₂-Absorbierungssystem.

Die Amortisationszeit wurde für zwei Varianten von autarken EE-Anlagen (siehe Kapitel 5.5) und einem äquivalenten Kohlekraftwerk (mit ca. 10 MW_{el} installierter Leistung) ermittelt unter der Annahme, dass nur elektrische Energie verkauft wird. Dabei wurde berücksichtigt, dass die meisten Städte auch mit der Wärme versorgt werden. Durch die Stadtwärmeversorgung aus der autarken EE-Anlage wird die gesamte Amortisationszeit reduziert.

Der elektrische Energiepreis der autarken EE-Anlage kann wegen Kosteneinsparungen bei der netzautarken Stadtversorgung auf 10 Ct/kWh_{el} erhöht werden. Die netzautarke Erzeugungsanlage kann 2,4 Cent/kWh (Summe Netzkosten Höchst- und Hochspannung, siehe folgende Tabelle 5.9) als zusätzliche Zuschlag zu den Energieerzeugungskosten erhalten, weil keine Verbindung zu den 380kV- und 110kV-Netzen besteht.

Es wird auch eine zusätzliche finanzielle Förderung durch gesetzliche Vergünstigungen (EE-Umlage) erreicht:

- Nach § 2 Nr. 7 Stromsteuergesetz (StromStG) - Strom nur aus regenerativen Energiequellen wird steuermäßig vergütet [5.14].
- Der Strom ist nach § 9 Abs. 1 StromStG nur dann befreit, wenn zwischen der Stromerzeugungsanlage (z. B. Windkraftanlage, BZ mit GuD Anlage) und der Verbrauchsanlage nur eine einzelne Stromleitung – ohne Verbindung zum öffentlichen Versorgungsnetz besteht [5.14].

²³ Die Arbeitszeit ist rein empirisch und hauptsächlich in Betracht des elektrischen Energieerzeugers für die Stadt ausgewählt.

²⁴ Die CO₂-Menge pro kWh liegt zwischen 0,7 für Steinkohlekraftwerke und 0,9 für Braunkohle.

Erzeugungskosten		3,5 Cent/kWh
Netzkosten:		
Höchstspannung	380 kV	0,9 Cent/kWh
Hochspannung	110 kV	1,5 Cent/kWh
Mittelspannung	20 kV	2,5 Cent/kWh
Niederspannung	400 V	3,0 Cent/kWh
Konzessionsabgabe		1,5 Cent/kWh
Ökosteuer		1,8 Cent/kWh
Mehrwertsteuer	(19%)	2,5 Cent/kWh
Sonstiges		2,0 Cent/kWh
		19,2 Cent/kWh

Tabelle 5.9: Durchschnittliche Preise für Elektroenergie in Deutschland ohne EE-Umlage.

Ein weiterer Vorteil ist, dass der erzeugte Wasserstoff und das Methan verkauft werden können. Der marktübliche Preis von Wasserstoff liegt bei ca. 9,5 €/kg²⁵ und für Methan ungefähr bei 1,1€/kg²⁶.

Eine weitere Kostenreduzierung wird durch die Anpassung der Energieerzeugung auf den Energieverbrauch erreicht. Darüber hinaus erlaubt auch der modulare Aufbau der Anlage eine Senkung der Betriebskosten (Erhaltungskosten). Durch Wärmeeinspeisung ins Wärmeversorgungsnetz der Stadt und den Verlauf überschüssiger Brenngase (H₂ und CH₄) wird die Wirtschaftlichkeit der Anlage zusätzlich erhöht.

Bei netzautarker Versorgung wird Abgaben, die für Atom- und Kohlekraftwerke fällig werden, entfallen.

In Abbildung 5.2 wird der heutige Endpreis für Haushaltverbrauch nach BDEW dargestellt.

Bei dem heutigen Endpreis für Haushaltverbrauch (siehe Abbildung 5.2) kann der Energieerzeugungspreis auf ca. 12 – 13 Ct/kWh_{el} erhöht werden. Dies steigert die gesamte Rentabilität der autarken EE-Anlage. In der ersten Variante der autarken EE-Anlage wird im günstigsten Fall bei einem elektrischen Energieerzeugungspreis von etwa 13 Ct/kWh_{el} und unter Berücksichtigung aller Vergütungen und der Stadtwärmeversorgung die Amortisationszeit auf ca. 7-8 Jahre reduziert. Die zweite Variante kann nur rentabel betrieben werden, wenn der Einkaufspreis für elektrische Energie von WEA bei 2-3 Ct/kWh_{el} liegt.

²⁵ Preis für Wasserstoff an der Hamburger Hafencity-Tankstelle [5.12].

²⁶ Übliche Methan (Erdgas) Preise in Deutschland (Stand 2013) [5.13].

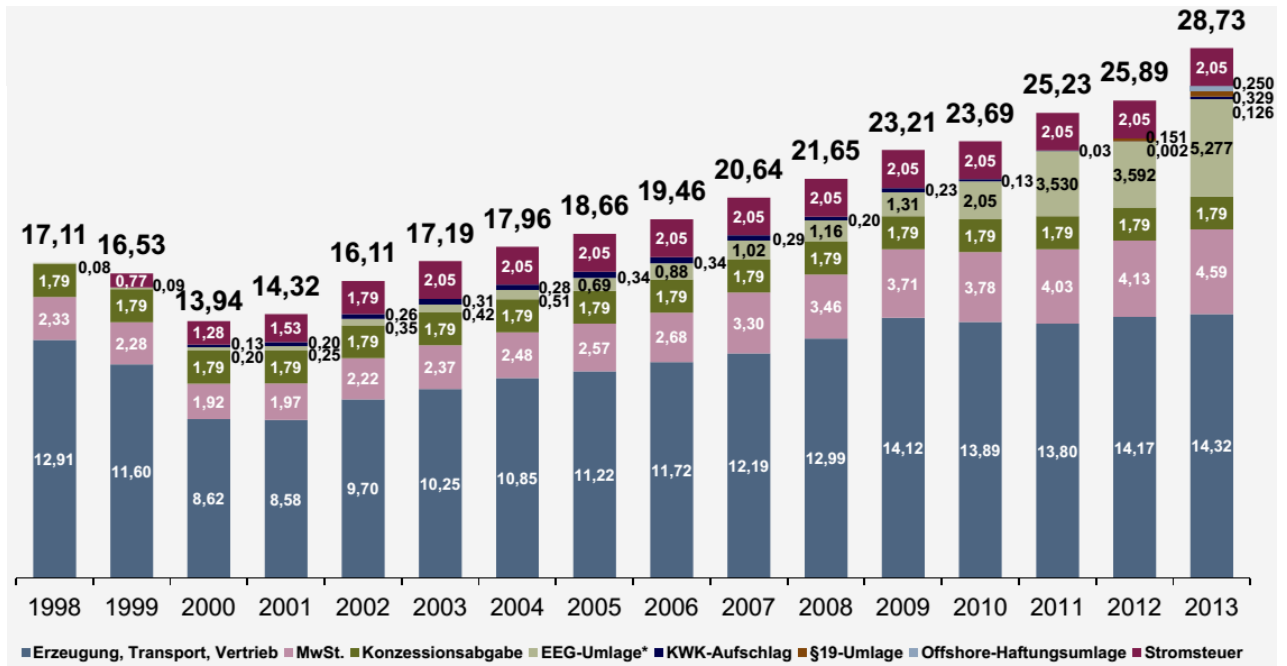


Abbildung 5.2: Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes. BDEW, Stand: 04/2013 [5.15].

6. Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

In dieser Arbeit wurde demonstriert, dass der Umstieg von konventionellen Methoden der Energieerzeugung auf modernere Konzepte möglich ist, die eine hohe Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit aufweisen, wirtschaftlich zu betreiben und dabei wesentlich umwelt- und klimafreundlicher sind.

In diesem Konzept wurden verschiedene erneuerbare Technologien der Energieerzeugung einbezogen, um eine sichere und zuverlässige Energieeinspeisung zu gewährleisten, ohne dass die Notwendigkeit der Anbindung an ein Übertragungsnetz besteht.

Zentraler Bestandteil des Konzepts ist es, elektrische Energie in chemisch gebundener Form (Wasserstoff) zu speichern und bei Bedarf jederzeit in elektrische und thermische Energie umzuwandeln. Dadurch kann in dieser Anlage eine effiziente Energieerzeugung erfolgen.

Die Anwendung von Wasserstoff als Sekundärenergieträger ist vielversprechend und erlaubt ein „Energie nach dem Bedarf“-Konzept anzuwenden, um die Energie effizient und wirtschaftlich zum Verbraucher liefern. Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems kann mit ca. 60% elektrisch und 85% thermisch angesetzt werden (wobei der Wirkungsgrad bei Anlagen mit größeren installierten elektrischen Leistungen ab 10 MW weiter ansteigt). Damit ist es eine gute Alternative zu konventionellen Arten der Energieerzeugung. Der modulare Aufbau und der geringe Platzbedarf erlauben es, die autarke EE-Anlage in der Nähe der Verbraucher (Stadt, Siedlung) einzurichten.

Selbstverständlich sind noch umfangreiche Forschungen notwendig, um das gesamte Energieversorgungssystem mit der Transport- und Verteilungstechnologie zu erfassen.

Wasserstoff hat einen sehr hohen Energiegehalt (ein Vergleich verschiedener Brenngasen ist in Tabelle 6.1 ersichtlich) und eignet sich deshalb gut als Energieträger für Brennstoffzellen und Gasturbinen.

	Unterer Heizwert H_u		Dichte (Normzustand)
	[kJ/kg]	[kJ/m ³]	[kg/m ³]
CH ₄	50.010	35.880	0,72
H ₂	119.980	10.780	0,09
Biogas	18 – 22.000	18 – 20.000	ca. 1

Tabelle 6.1: Typische Heizwerte für Gase.

Ein Kubikmeter Wasserstoff weist entsprechend dem unteren Heizwert eine Energie von 3kWh (bzw. $H_2 \approx 3,0 \text{ kWh/Nm}^3 \approx 33,33 \text{ kW/kg}$) auf und der elektrische Bedarf für die Herstellung von

1Nm³_{H₂} im Elektrolyseur beträgt 4-4,5 kWh (unter Berücksichtigung der Nebenaggregate); was einem Wasserbedarf von ca. 0,8 l/Nm³ entspricht. Für die Herstellung von 1kg Wasserstoff werden 45-50kWh_{el} (inklusive Wasservorbereitung und -leitung) benötigt. Der typische elektrische Wirkungsgrad bei modernen alkalischen Elektrolyseuren beträgt ca. 80%.

Kraftwerke mit Wasserstoffaufbereitungssystem (WEA oder PV und Elektrolysesystem), Biogasanlagen und GuD-Kraftwerken sind immer dann vorzuziehen, wenn ein großer Anteil von regenerativen Energien wie z.B. große WEA Parks und Biogasanlagen zur Verfügung stehen. Die Entkopplung durch das Wasserstoffsystem von fluktuierenden erneuerbaren Energieerzeugern von dem elektrischen Energieversorgungssystem erlaubt eine effektive Nutzung des erneuerbaren Energiepotenzials.

Der erste Teil der Arbeit berücksichtigt eine Situation, in der sich alle Energieerzeuger im Besitz des Anlagenbetreibers befinden. Im zweiten Teil wird Strom aus einem separaten Windpark kostengünstig zugekauft. Hierbei wird die gesamte, produzierte Energiemenge der WEA langfristig aufgekauft, was ein günstigeres Preisniveau von 2-4 Cent/kWh bedingt (da netzangeschlossene WEA heutzutage während ca. 30-40% der potentiellen Gesamtnutzungszeit abgeschaltet werden müssen). Eine detaillierte, ökonomische Kostenanalyse der beiden Varianten findet sich in Kapitel 6. Bei Biogasanlagen ist es möglich, Abfallgasmischungen (Methanol, Butan, CO, CO₂ und andere) kostenfrei zu bekommen (da der Anlagebetreiber anderenfalls diese Gasabfälle entsorgen muss) und gemischt mit Wasserstoff in der Brennkammer der Gasturbine zu verbrennen.

Setzt man den Preis des von WEA produzierten Stromes mit 2 Cent/kWh an, ergibt sich unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des Elektrolyseurs und der BZ folgender Brennstoffendpreis:

$$K = \frac{E_{WEA}}{\eta_{EL} \cdot \eta_{BZ}} = \frac{2 \text{ cent/kWh}_{el}}{0,8 \cdot 0,5} = 5 \text{ cent/kWh}_{el}$$

Entsprechend die elektrische Energie Einkaufspreis von externen Windparkbetreiber kann nicht höher als 2 Cent/kWh_{el} sein.

In dieser Arbeit wurde ein Windenergiepark mit installierten E82 -2MW Windturbinen angenommen. Die WEA sind mit Synchrongeneratoren versehen, die durch die Umrichter mit dem Elektrolyseur verbunden und für die Wasserstoffherzeugung zuständig sind. Die WEA sind so eingestellt, dass sie die maximal mögliche elektrische Leistung erzeugen und weiterleiten. Da die Turbinen vom Netzbetreiber nicht mehr angehalten werden müssen (z.B. wegen Überbedarf bei der produzierten Strommenge und Störungen wegen Netzfehlern) erhöht sich zusätzlich die Lebensdauer der WEA. Der Elektrolyseur wird in den Windturbinenturm integriert (um ohmsche Verluste und den Konvertierungsaufwand zu vermindern). Wasserstoff wird nach der ersten Verdichtung zum entsprechenden Speichersystem geliefert. Um den Energieverbrauch von H₂- und O₂-Verdichtungs- und Speichersystemen zu reduzieren werden die Gase in ein großes Zwischenspeicherungssystem (10

bar) geführt, und dann in die BZ geleitet. Überschüssiger Wasser- und Sauerstoff wird –vor allem nachts - in Hochdruckspeicher (100 bar) überführt.

Um den elektrischen Verbrauch der H₂- und O₂-Verdichtungs- und Speicherungssysteme zu decken, werden zwei zusätzliche WEA mit DFIG und 2MW je Einheit installiert. Da die Wasserstoff- und Sauerstoffherzeugung in direktem Verhältnis zum Windangebot steht, wird die H₂- und O₂-Verdichtung und Speicherung durch die WEA mit DFIG direkt an dieses Windangebot angepasst. Durch die Kopplung des Eigenverbrauchsnetzes mit dem Erzeugungsnetz der autarken EE-Anlage wird die überschüssige Energie der WEA mit DFIG in das Verbrauchernetz eingespeist. Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass im Fehlerfall das Netz einen zusätzlichen Kurzschlussstrombeitrag durch die DFIG bereitstellt (bei starkem Wind ca. S_k"= 7 MVA).

Um ein Kilogramm Wasserstoff durch die WEA mit Elektrolyseur-Anbindung herzustellen, werden ca. 50kWh_{el} benötigt. Bei 2 MW Anlagen und maximaler elektrischer Leistung werden 40kg_{H2}/h produziert. Bei zehn ständig im Betrieb bleibenden Einheiten sind maximal 400kg_{H2}/h und 3.200kg_{O2}/h zu erwarten.

Um diese Menge unter 100 bar Druck zu speichern, wird eine elektrische Leistung von ca. 1.200 kWh_{el} für das H₂-Speicherungs- und -lieferungssystem und 300 kWh_{el} für O₂-Äquivalent benötigt. Eine 2 MW WEA Einheit mit DFIG kann genug Energie liefern, um diesen Bedarf zu decken. Für den Eigenbedarfsnetz werden 2 WEA installiert, um Sicherheit nach dem n-1 Faktor bereitzustellen. Darüber hinaus ist das Eigenverbrauchsnetz des Kraftwerks mit einem Gasverbrennungsmotor mit direktangeschlossenen Synchrongenerator (mit einer Nennleistung von 500kW) und kleiner Batterieanlage ausgestattet, um die Blindleistungsnachfrage von DFIG der WEA zu decken und in der windfreien Zeit den Eigenbedarf des Kraftwerks bzw. der Wasserpumpen, der Belüftung und der Klimaanlage zu decken.

Die BZ ist das Kernelement der gesamten Anlage. In der BZ findet eine chemische Verbrennung ohne Schadstoffemission statt. Ein relativ niedriger Schadstoffausstoß wird bei dem Gasturbinenverbrennungsprozess auftreten. Bei passenden Mischungen von Wasserstoff und anderen Brenngasen kann diese Emission auf relativ niedrigem Niveau gehalten werden.

BZ sind in der Lage, schnell auf Laständerungen zu reagieren. Der Teillastwirkungsgrad bei Brennstoffzellen bleibt konstant bis ungefähr 50% Teillast. Bei niedrigem Verbraucherenergiebedarf kann die Gasturbine ausgeschaltet, Brenngas gespeichert und die Brennstoffzelle an den Lastbedarf angepasst werden; im Extremfall kann die Dampfturbine ebenfalls abgeschaltet werden (dies sollte vermieden werden, weil der SG der Dampfturbinenanlage den Kurzschlussstrombeitrag im Fehlerfall leistet). Es ist sinnvoll, größere Dampf- und Gasturbinen mit ca. 0,5 MW Leistung einzusetzen, weil am Markt verkaufte Synchrongeneratoren für GT und DT, die durch die Getriebe getrieben und direkt zum Netz angeschlossen werden können, erst ab dieser Größe erhältlich sind. Der Dampf für solche Turbinen wird von 2 MW-BZ Blöcken geliefert. Die Dampfturbinen können zur Deckung des

Grundlastbedarfs und zur Netzunterstützung im Fehlerfall dienen (große Generatoren haben eine kleinere subtransiente Reaktanz als zwei kleinere Generatoren – und können einen größeren Kurzschlussstrombeitrag leisten). Auch sind die Investitionskosten für 0,5 MW Turbinen geringer als für zwei 250kW Dampfturbinen oder drei 160 kW Gasturbinen.

Zur Ermittlung der gesamten erzeugten elektrischen und thermischen Energie bei einem 1MW-BZ-Block mit zugeschalteter GuD-Anlage dient das folgende, vereinfachte Blockschaltbild (Abbildung 6.1).

Bei zugeführten 3 MW_{el} Energie zum Elektrolyseprozess wird am Ende des gesamten Prozess $1,41 \text{ MW}_{\text{el}}$ und $1,35 \text{ MW}_{\text{th}}$ freigesetzt, was einem elektrischen Wirkungsgrad von 47% und einem Gesamtprozesswirkungsgrad von 80% entspricht. Die erhaltene Wärme hat eine mittlere Temperatur von ca. $100\text{-}120^\circ\text{C}$, die für die direkte Einspeisung in das Stadt Wärmeversorgungsnetz anwendbar ist. Die Gesamtenergiebilanz der autarken EE-Anlage ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

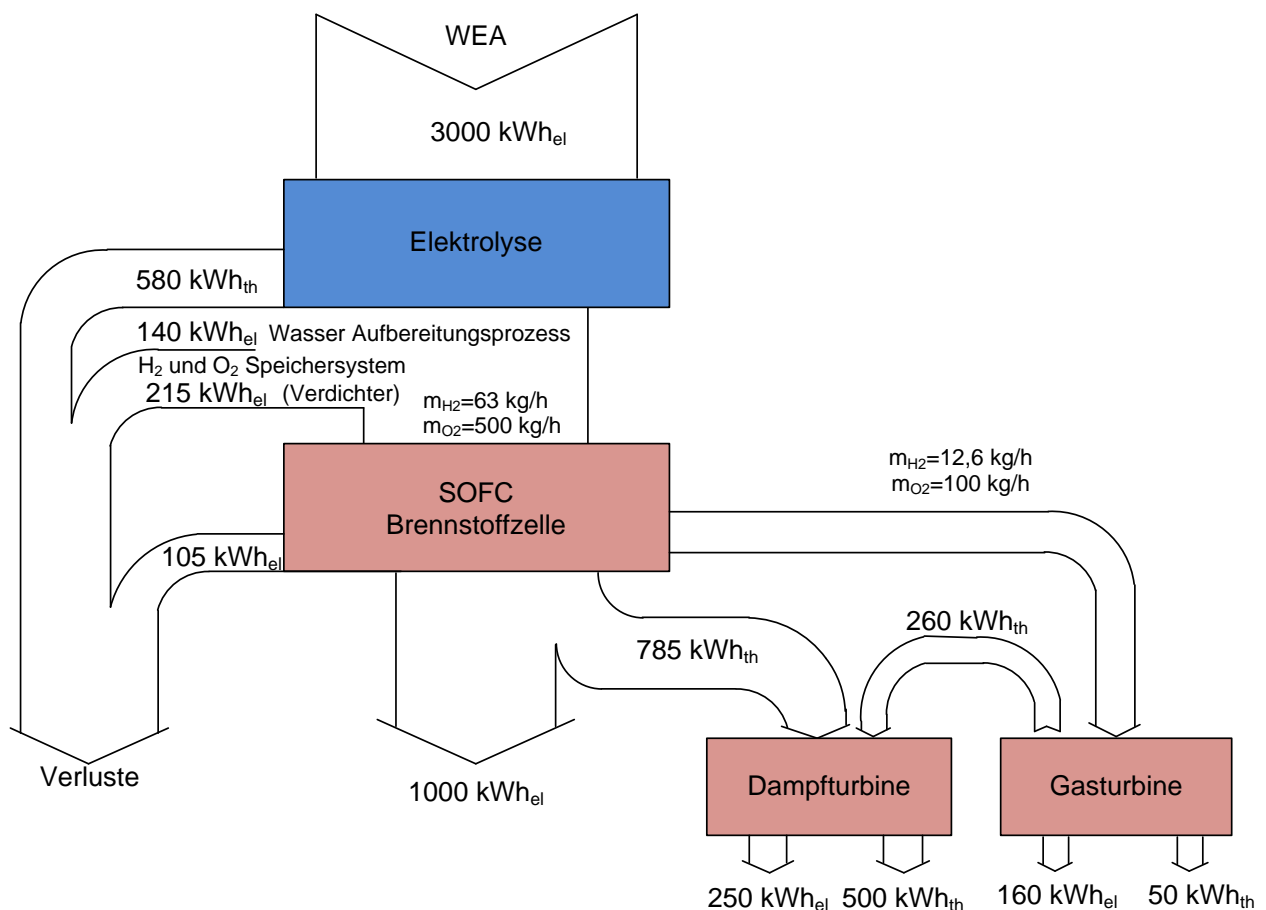


Abbildung 6.1: Gesamtenergieprozessverlauf bei autarker EE-Anlage.

In der Winterzeit wird die Stadt größtenteils mit Wärmeenergie versorgt; das Verhältnis zwischen dem Bedarf an Wärme und elektrischer Energie beträgt $W_{\text{th}}/W_{\text{el}} \approx 3$. Um diese Wärmemenge für die Stadt zu bereitstellen, werden alle BZ in Betrieb genommen – ohne jedoch an die DT angeschlossen

sen zu sein - und die Abgaswärme nach den Gasturbinen wird ins Wärmeversorgungsnetz gespeist. Bei diesem wärmegeführten Betrieb wird ein Verhältnis von erzeugter elektrischer Energie zu Wärme bei der autarken EE-Anlage von ungefähr $1,75 \text{ MW}_{\text{th}}/1,16 \text{ MW}_{\text{el}}=1,5$ erreicht. Um eine zusätzliche Wärmemenge zu erhalten, müssen folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- Wärmeisolation bei alten Gebäuden
- Einbau von zusätzlichen, wärmegeführten BHKW bei größeren industriellen Verbrauchern
- Installation von zusätzlichen Wärmespeichern.

Bei Ausführung von diesen zusätzlichen Schritten wird eine Energiebilanz erreicht, in der die Stadt bei Elektrizitäts- und Wärmeversorgung autark ist. Der Einbau von BHKW erlaubt auch eine zusätzliche Netzunterstützung im Fehlerfall. In diesem Fall muss beachtet werden, dass der Generator direkt ans Netz und die Erzeugungseinheiten an das Steuerungssystem der autarken EE-Anlage angeschlossen werden müssen. Als Brennstoff für den BHKW-Betrieb wird eine Mischung von Biogas und Wasserstoff verwendet, um Schadstoffemission zu reduzieren und die in der autarken EE-Anlage entstehenden Brennstoffe zu verwenden.

Bei der Netzversorgung durch die autarke EE-Anlage sollten große Energieverbraucher nach einem bestimmten Anlaufzeitplan gestartet werden, um Spannungsstörungen im Netz zu vermeiden. Das Kabelsystem im MS- und besonders im NS-Netz muss mit Kupferleitungen mit größerem Kabelquerschnitt und Transformatoren mit kleineren Kurzschlussspannungen ($u_k=4\%$) ausgerüstet werden, um einen ausreichenden Kurzschlussstrombeitrag bis zum Endverbraucher bereitzustellen.

Bei der Planung einer solchen Anlage muss beachtet werden:

- Ermittlung des Verbraucher-Leistungsbedarfs
- Versorgungszuverlässigkeits – n-1-Kriterium
- Spannungsqualität
- Zuverlässigkeit, Wirtschaftlichkeit und höhere Energieeffizienz
- Redundanz und Versorgungssicherheit im Fehlerfall (selektive Schutzauslösung)
- Verwendung von Cu-Kabeln mit größerem Querschnitt, um die Verluste zu minimieren, Spannung zu halten und die Kurzschlussleistung an den Anschlusspunkten zu erhöhen
- Maßnahmen zur Erhöhung der Kurzschlussleistung wegen des relativ schwachen Netzes: Transformatoren mit kleineren u_k , Kabelsystem mit größerem Querschnitt; Generatoren mit möglichst kleinen X_d, X_d' und X_d'')

In dieser Arbeit wurde ermittelt, dass die Kurzschlussleistung am Anschlusspunkt der autarken EE-Anlage ans Netz bei marktüblichen Generatoren 47MVA beträgt und bei der Anwendung von SG mit möglichst kleinen transienten und subtransienten Reaktanzen dieser Wert auf ca. 60 MVA erhöht werden kann. Es gibt einen relativ kleinen Unterschied zwischen den Kurzschlussleistungen

der EE-Anlage und konventionellen Netzen (die Kurzschlussleistung bei schwachen Netzen beträgt 80-100MVA). Deswegen können konventionelle Schutzsysteme beibehalten werden.

Das System weist einen höheren Wirkungsgrad, eine höhere Zuverlässigkeit und Regelbarkeit und eine flexiblere Anpassung an den Energiebedarf auf. Im Moment sind die Investitionskosten für eine solche Anlage deutlich höher als bei konventionellen Kraftwerken. Durch niedrigere Betriebskosten und hohe Energie-Endpreiskosten unterscheidet sich die gesamte Amortisationszeit nicht wesentlich von konventionellen Kraftwerken. Wegen eines hohen Wirkungsgrades, niedriger Energieverluste und eines sehr geringen Schadstoffausstoßes erfüllt es die Anforderungen in besonderer Weise, die im Zug der Energiewende in Deutschland entstehen.

Anhang A1: Technische Daten für 2-MW Windturbinenanlagen

Im Folgenden werden die technischen Daten der E-82 (2 MW) Windturbine von ENERCON vorgestellt.

ENERCON E-82– 2MW Anlage

Wind [m/s]	Leistung P [kW]	Leistungs- beiwert C_p
1	0,0	0,00
2	3,0	0,12
3	25,0	0,29
4	82,0	0,40
5	174,0	0,43
6	321,0	0,46
7	532,0	0,48
8	815,0	0,49
9	1.180,0	0,50
10	1.612,0	0,50
11	1.890,0	0,44
12	2.000,0	0,36
13	2.050,0	0,29
14	2.050,0	0,23
15	2.050,0	0,19
16	2.050,0	0,15
17	2.050,0	0,13
18	2.050,0	0,11
19	2.050,0	0,09
20	2.050,0	0,08
21	2.050,0	0,07
22	2.050,0	0,06
23	2.050,0	0,05
24	2.050,0	0,05
25	2.050,0	0,04
$\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$		

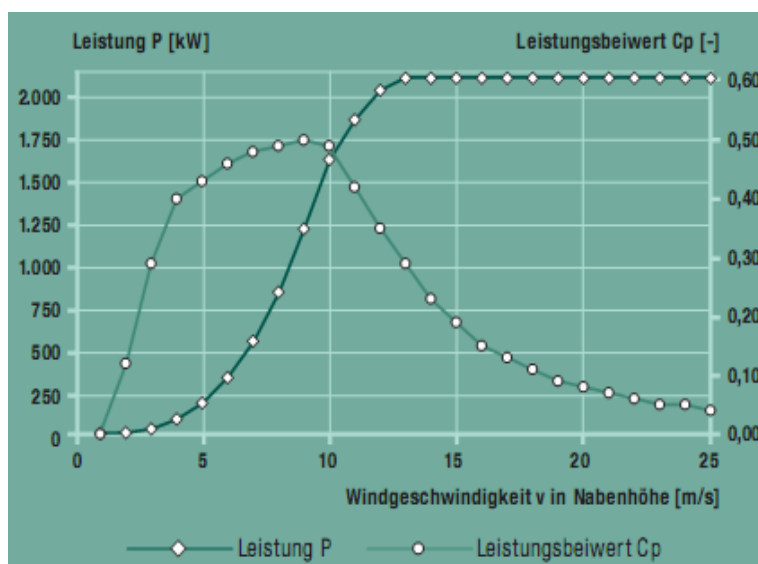


Diagramme A1.1: Turbine Leistungskennlinie [3.10].

Nennleistung:	2.000 kW
Rotordurchmesser:	82 m
Nabenhöhe:	78 -138 m
Windzone (DiBt):	WZ III
Windklasse (IEC):	IEC/EN IIA
Anlagenkonzept:	getriebelos, variable Drehzahl, Einzelblattverstellung
Einschaltwindgeschwindigkeit	2,5 m/s
Nennwindgeschwindigkeit:	12,0 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	28- 34 m/s (mit ENERCON Sturmregelung)

Speziell geeignet für mittlere Windstarken
Brandenburg Windzone III (3)

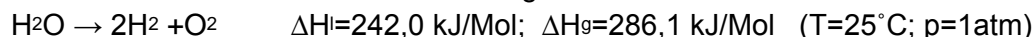
Wind [m/s]	Häufigkeit	Relative Häufigkeit	Verteilung [h/a]	Leistung P [kW]	Energie E [MWh/a]
0	1454	0,02858	0,0	0,0	0,00
1	3071	0,06037	454,0	0,0	0,00
2	5270	0,10360	759,1	3,0	2,227
3	6603	0,12980	953,9	25,0	23,847
4	7098	0,13954	1043,7	82,0	85,583
5	6148	0,12086	1041,8	174,0	181,273
6	5368	0,10553	969,3	321,0	311,145
7	4735	0,09308	850,4	532,0	452,412
8	3913	0,07692	708,8	815,0	577,672
9	3009	0,05915	563,9	1180,0	665,402
10	2006	0,03943	429,6	1580,0	678,768
11	1302	0,02559	314,3	1810,0	568,883
12	853	0,01676	221,2	1980,0	437,976
13	537	0,01055	150,0	2050,0	307,500
14	332	0,00652	98,1	2050,0	201,105
15	245	0,00481	62,0	2050,0	127,100
16	136	0,00267	37,9	2050,0	77,695
17	86	0,00169	22,4	2050,0	45,920
18	60	0,00117	12,8	2050,0	26,240
19	37	0,00072	7,1	2050,0	14,555
20	31	0,00060	3,8	2050,0	7,790
21	10	0,00019	2,0	2050,0	4,100
22	11	0,00021	1,0	2050,0	2,050
23	5	0,00009	0,5	2050,0	1,025
24	1	0,00002	0,2	2050,0	0,410
	50867		8760,0		4.800,73

Tabelle A1.1: Berechnete Parameter für eine Windkraftanlage

Unter Annahme, dass der Elektrolyseur H₂ bei Windgeschwindigkeit ab 6 m/s erzeugt, kann die gesamte erzeugte elektrische Energie bei WEA auf 4.000 MWh/a geschätzt werden.

Anhang A2: Die Thermodynamik der Wasserzerersetzung

Die allgemeine Reaktion für die Wasserzerersetzung ist:



Für jede Reaktion gilt die Gibbs-Helmholz-Gleichung

$$\Delta G = \Delta H - T\Delta S = -n \cdot F \cdot \Delta E \quad (\text{A 2.1})$$

$$\Delta H = -2 \cdot F \cdot \Delta U \quad (\text{A 2.2})$$

$$\Delta G_{rev} = W_{M,el} = -z \cdot F \cdot E \quad (\text{A 2.3})$$

ΔG_{rev}	Reversible, molare Nutzarbeit
$W_{m,el}$	Elektrische Arbeit (auf 1 mol bezogen)
$E = (R_a + R_i) \cdot I$	EMK-Elektromotorische Kraft
$\Delta G^0 = 2 \cdot F \cdot U_{rev}^0 = 237,2 \text{ kJ/mol}$	Gibbssche freie Enthalpie im Standardzustand (25°C, 0,1013 MPa)
$U = I \cdot R_a$	U-Klemmenspannung R_a -äußerer Widerstand R_i -innerer Widerstand

Setzt man in die Gleichung A 2.3 anstatt E die $U_{0,rev}$ (theoretisch Mindestzersetzungsspannung), erhält man unter Berücksichtigung der Standardbedingungen (25°C, 0,1013 MPa) mit Ladungsänderung $z=2$ für die Wasserzerersetzung

$$\Delta G^0 = 2 \cdot F \cdot U_{rev}^0 \rightarrow U_{rev}^0 = \frac{\Delta G^0}{2 \cdot F} = \frac{237,2 \text{ kJ/mol}}{2 \cdot 96487 \text{ C/mol}} \approx 1,23 \text{ V} \quad (\text{A 2.4})$$

Die reversible Gleichgewichtswellenspannung steigt mit der Erhöhung der Prozesstemperatur und dem Druck:

$$U_{rev} = U_{rev}^0 + \frac{3 \cdot R \cdot T}{4 \cdot F} \cdot \ln \frac{p}{p_0} \quad (\text{A 2.5})$$

R - ideale Gaskonstante F - Faraday-Konstante

T - Temperatur p - Betriebsdruck

p_0 - Referenzdruck (für Standardbedingungen 25°C, 0,1013 MPa)

z - Ladungszahl pro Molekül (z = 2 für H_2)

	ΔG^0	ΔH^0	ΔH^0	U^0
	[kJ/Mol]	[kJ/Mol]	[kJ/Mol·K]	[V]
H_2O_{Fl}	228,5	242,0	0,069	1,25
H_2O_{Gas}	237,2	286,1	0,188	1,48

Tabelle A2.1: Thermodynamische Werte bei Standardbedingungen [A1].

Unter Berücksichtigung der Temperatur und der Entropieänderung beim Wasserzerlegungsprozess wird zusätzliche thermische Energie frei, deshalb wird U_{rev} erhöht. Nach den thermodynamischen Überlegungen beträgt die thermoneutrale Zellenspannung

$$U_{th} = \frac{\Delta H^0}{z \cdot F} = \frac{286 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{2 \cdot 96486 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,48 \text{ V} \quad (\text{A 2.6})$$

Die Zellenspannung kann theoretisch kleiner als U_{th} werden, aber nicht kleiner als U_{rev} bei rein elektrolytischen Prozessen. Bei der Hochtemperaturelektrolyse kann wegen zugeführter Wärme die Zellenspannung bis 0,7-0,8 V reduziert werden.

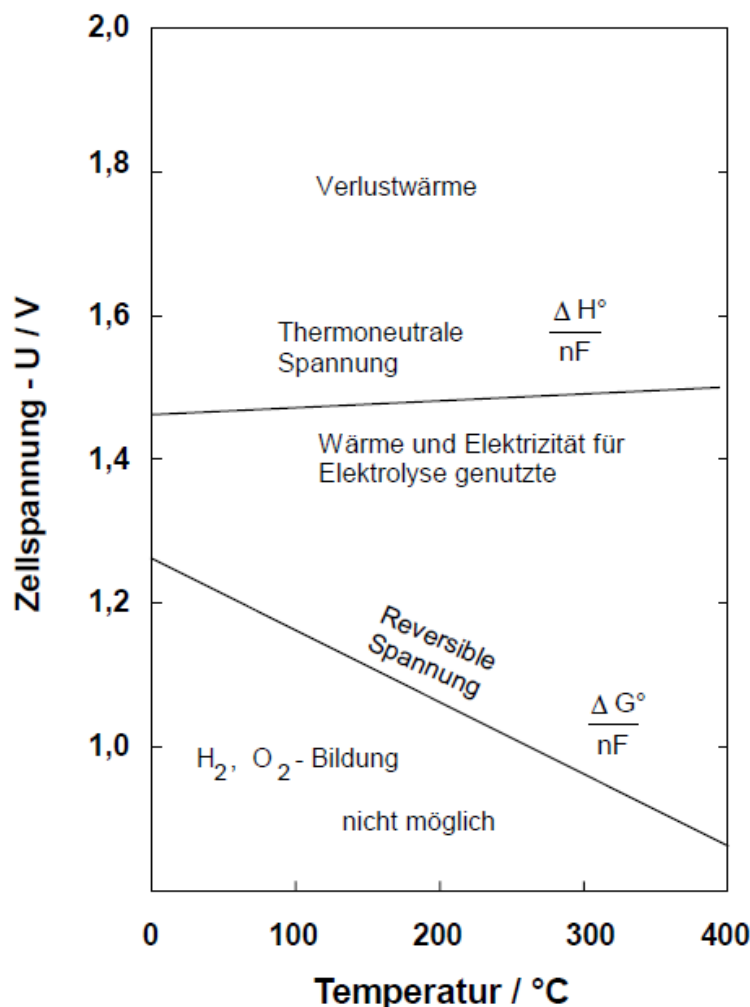


Abbildung A2.1: Reversible und thermoneutrale Zellenspannung in Abhängigkeit von Temperatur der realen Zellspannung kann mit Hilfe der folgenden Gleichung ermittelt werden [A1] [A2].

$$U_{real} = U_{rev} + (U_{V,Ka} \cdot \eta_{Ka} + U_{El,Ka}) + (U_{V,An} \cdot \eta_{An} + U_{El,An}) + U_D \approx 1,8...1,9V \quad (A 2.7)$$

$U_{V,Ka}$ und $U_{V,An}$ - Verlustspannung Kathode, Anode

$U_{El,Ka}$ und $U_{El,An}$ - Verlustspannung im Elektrolyt

U_D - Verlustspannung Diaphragma

η_{Ka} η_{An} - Überspannung an den Elektrodenoberflächen

Tatsächlich sind die Zellenspannungen technischer Elektrolyse höher als 1,48 V. Bei 1,8...2 V ergeben sich folgende elektr. Wirkungsgrade $1,48/1,8 = 82\%$; $1,48/2 = 74\%$

In dieser Arbeit wird eine Zellenspannung von 1,8 V bei Normalarbeitsbedingungen angenommen.

Elektrolytische Wasserstoffherzeugung

Nach den Faraday'schen Gesetzen ist die erhaltene Stoffmenge μ proportional der Elektrizitätsmenge $Q = I \cdot t$, die durch die Zelle geflossen ist [A2] – [A4].

Ableitung des Faraday'schen Gesetzen für Elektrolyseprozesse:

1. Faraday'sches Gesetz

$$\mu = k \cdot Q = k \cdot I \cdot t \quad (A 2.8)$$

2. Faraday'sches Gesetz

$$k = \frac{1}{z \cdot F} \quad (\text{A 2.9})$$

Aus beiden Gesetzen folgt

$$m = \frac{I \cdot t \cdot M}{F \cdot z} \quad \text{mit } \mu = \frac{m}{M} \quad (\text{A 2.10})$$

$F = e \cdot N_A = 96490 \text{ A} \cdot \text{s/mol}$ - Faraday-Konstantin

e - Elementarladung $1,602 \cdot 10^{-19} \text{ A} \cdot \text{s}$

$N_A = 6,023 \cdot 10^{23} \text{ mol}^{-1}$ - Avogadro-Konstante

t - Zeit [s]

z - Anzahl der pro Formelumsatz übertragene Elektronen (Elektronenzahl, Ladungsänderung)

k $\text{mol} \cdot \text{A}^{-1} \cdot \text{s}^{-1}$ elektrochemisches Equivalent

M - Molmasse [kg/kmol]

m - Masse [kg]

μ - Stoffmenge [mol]

1 kmol jedes idealen Gases unter Normalbedingungen hat ein Volumen von $V = 22,4 \text{ Nm}^3$.

Unter „Normalbedingungen“, entsprechend DIN 1343, versteht man:

$$T = 0^\circ\text{C} = 273,15 \text{ K}; \quad p = 1,01325 \text{ bar} = 1 \text{ atm}$$

Im Gegensatz dazu versteht man unter der Bezeichnung „Standardbedingungen“ in Europa meist:

$$T = 25^\circ\text{C} = 298,15 \text{ K}, \quad p = 1,01325 \text{ bar}$$

Die benötigte elektrische Strommenge für die Erzeugung von 1 mol H_2 beträgt:

$$\frac{I \cdot t}{F} = \frac{m \cdot z}{M} = n \cdot 2 \quad \rightarrow \quad \frac{I \cdot 1s}{1 \text{ mol}} = 96490 \text{ A} \cdot \text{s} \cdot \text{mol}^{-1} \cdot 2 \quad (\text{A 2.11})$$

Die elektrische Energie $U \cdot I \cdot t$ bei $U = 1 \text{ V}$ Zellenspannung beträgt:

$$\frac{1 \cdot 1 \text{ V} \cdot 1 \text{ s}}{1 \text{ mol}} = 192980 \text{ A} \cdot \text{V} \cdot \text{s} \cdot \text{mol}^{-1}$$

Ableitung der elektrischen Energiemenge für die Erzeugung von 1 m^3 Wasserstoff:

$$E_{\text{H}_2}^0 = \frac{192980 \text{ W} \cdot \text{s}}{22,414 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3} = 8610 \text{ kWh} \cdot \text{m}^{-3} = 2,39 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \quad (\text{A 2.12})$$

Der ermittelte Wert von $2,39 \text{ kWh/m}^3$ gilt nach dieser Ableitung aus den beiden Faraday'schen Gesetzen für Gase mit $n = 2$ Ladungsträgern, z.B. Wasserstoff.

Die spezifische Energie E für die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff kann aus der Zellenspannung U nach der Gleichung A 2.1 ermittelt werden

$$E (\text{kWh/m}^3) = 2,39 (\text{kWh/m}^3) \cdot U (\text{V})$$

Unter der Berücksichtigung der thermoneutralen Zellenspannung von

$$U_{\text{th}} = \frac{\Delta H^0}{z \cdot F} = \frac{286 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{2 \cdot 96486 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,48 \text{ V} \quad (\text{A 2.13})$$

kann die benötigte Energiemenge für die Herstellung von 1 m^3 Wasserstoff ermittelt werden: $1,48 \text{ V} \cdot 2,39 \text{ kWh/m}^3 = 3,54 \text{ kWh/m}^3$ (theoretischer Wert).

Die ermittelte Energiemenge ist die minimal erforderliche Energiemenge für die Wasserzersetzung (25°C , 1 bar): **3,54 kWh/Nm³ H₂** (Zellspannung 1,48 V)

Erzeugte Wasserstoffmenge:

Die erzeugte Wasserstoffmenge (in Mol) ist direkt proportional zur zugeführten Strommenge:

$$m_{H_2} = \frac{M \cdot Q}{z \cdot F} = \frac{M \cdot \int I \cdot dt}{z \cdot F} \quad (\text{A 2.14})$$

Der Strom kann mit Hilfe der folgenden Gleichung ermittelt werden [A1]

$$I \cdot dt = z \cdot F \cdot dm \quad \rightarrow \quad I = z \cdot F \cdot \dot{m} \quad \text{wo } \dot{m}(t) = d\mu/dt - \text{Reaktionsgeschwindigkeit} \quad (\text{A 2.15})$$

Für praktische Berechnungen (unter Berücksichtigung von zusätzlichen Prozessverlusten) wird die benötigte Strommenge, um 1m³ Wasserstoff zu erstellen, wie folgt ermittelt:

$$I = \frac{P_{el}}{U_{real}} = \frac{4,5 \frac{kWh}{m^3}}{1,8 V} = 2500 \frac{Ah}{m^3} \quad (\text{A 2.16})$$

Molmassen bei der Wasserelektrolyse

$$M_{H_2O} = M_{H_2} + \frac{1}{2} \cdot M_{O_2} = (2,01594 + 0,5 \cdot 31,9988) \frac{kg}{kmol} = 18,01534 \frac{kg}{kmol} \quad (\text{A 2.17})$$

M - Molare Masse für H₂ → M_{H₂}=0,0898 kg/m³·22,40 m³/kmol=2,016 kg/kmol=2,016 g/mol

Wasserstoff ist abhängig von der Stromdichte und mit der Erhöhung der Stromdichte steigt die Produktivität

In der Praxis werden für Herstellung 1m³ Wasserstoff ca. 4...4,6 kWh/Nm³_{H₂} elektrische Energie benötigt.

Anhang A3: Eigenschaften des Wasserstoffs

Eigenschaft	Wert und Einheit
molare Masse M	2,016 kg/kmol
spezielle Gaskonstante R	4124 J/kgK
(gravimetrischer) Heizwert H_u	120 MJ/kg = 33,33 kWh/kg
Brennwert B_u	142 MJ/kg = 39,44 kWh/kg
am Tripelpunkt:	
Temperatur T_{Tr}	-259,35°C (13,8 K)
Druck p	0,07 bar
Dichte gasförmig ρ	0,126 kg/m ³
Dichte flüssig ρ	77 kg/m ³
Dichte fest ρ	86,5 kg/m ³
Schmelzwärme Δh_{sm}	58,8 kJ/kg = 16,32 kWh/kg
Verdampfungswärme Δh_V	452,8 kJ/kg = 125,78 kWh/kg
Sublimationswärme Δh_s	511,6 kJ/kg = 142,10 kWh/kg
am Siedepunkt bei Normaldruck 1,01325 bar:	
Siedetemperatur T_s	-252,85°C (20,3 K)
Verdampfungswärme Δh_V	434,2 kJ/kg = 120,6 kWh/kg
flüssige Phase / Dampfphase:	
Dichte ρ	70,8 / 1,34 kg/m ³
(volumetrischer) Heizwert H	8,5 MJ/dm ³ (2,36 kWh/dm ³) / 0,16 MJ/dm ³
Realgasfaktor Z	0,017 / 0,906
spezifische Wärmekapazität c_p	9,8 / 12,2 kJ/kgK
spezifische Wärmekapazität c_v	5,8 / 6,6 kJ/kgK
Wärmeleitfähigkeit λ	0,099 / 0,017 W/mK
(dynamische) Viskosität η	$11,9 \times 10^{-6}$ / $1,11 \times 10^{-6}$ Ns/m ²
Schallgeschwindigkeit a	1089 / 355 m/s
am kritischen Punkt:	
Temperatur T_{kr}	-239,95°C (33,2 K)
Druck p_{kr}	13,15 bar
Dichte ρ_{kr}	31,4 kg/m ³
bei Normalbedingungen 0°C und 1,01325 bar:	
Dichte ρ	0,09 kg/m ³
(volumetrischer) Heizwert H	0,01 MJ/dm ³ = 2,8 Wh/dm ³
Realgasfaktor Z	1,0005
spezifische Wärmekapazität c_p	14,32 kJ/kgK
spezifische Wärmekapazität c_v	10,17 kJ/kgK
Isentropenexponent k	1,4
Wärmeleitfähigkeit λ	0,184 W/mK
Diffusionskoeffizient D	0,61 cm ² /s
(dynamische) Viskosität η	$8,91 \times 10^{-6}$ Ns/m ²
Schallgeschwindigkeit a	1246 m/s
Gemische mit Luft:	
untere Explosionsgrenze (Zündgrenze)	4 Vol% H ₂ ($\lambda = 10,1$)
untere Detonationsgrenze	18 Vol% H ₂ ($\lambda = 10,1$)
stöchiometrisches Gemisch	29,6 Vol% H ₂ ($\lambda = 1$)

obere Detonationsgrenze	58,9 Vol% H ₂ ($\lambda= 0,29$)
obere Explosionsgrenze (Zündgrenze)	75,6 Vol% H ₂ ($\lambda= 0,13$)
Zündtemperatur	585°C (858 K)
minimale Zündenergie	0,017 mJ
maximale laminare Flammgeschwindigkeit	ca. 3 m/s
maximale adiabate Verbrennungstemperatur	ca. 2200°C

Tabelle A3.1: Eigenschaften des Wasserstoffs

Thermodynamische Eigenschaften von Wasserstoff

Typische Daten für Wasserstoff durch die Elektrolyse sind in Nm³_{H₂}/h, der Verbrauch bei der BZ und GT normalerweise in kg/s oder L/s angegeben. Die Tabelle umfasst die Energiegehaltswerte für Nm³, Liter und Kilogramm Wasserstoff.

unterer Heizwert		oberer Heizwert	
3.00 kWh/Nm ³	10.8 MJ/Nm ³	3.54 kWh/Nm ³	12.75 MJ/Nm ³
2.359 kWh/l L _{H₂}	8.495 MJ/l L _{H₂}	2.790 kWh/l L _{H₂}	10.04 MJ/l L _{H₂}
33.33 kWh/kg	120.0 MJ/kg	39.41 kWh/kg	141.86 MJ/kg

Tabelle A3.2: Thermodynamische Parameter des Wasserstoffs.

Anhang A4: Thermodynamik der Brennstoffzelle

Die Brennstoffzelle ist ein offenes System mit isotherm-isobarem Prozessablauf. Die elektrochemische Reaktion ist reversibel und kann die freie Reaktionsenthalpie in reversible Arbeit $g_m^R = w_{t-m}^{rev}$ umsetzen [3.20],[3.21],[3.24].

Reversible Arbeitsprozesse werden mit Hilfe von folgender Gleichung berechnet:

$$\Delta w_{t-m}^{rev} = \Delta h_m^R - q = \Delta g_m^R = \Delta h_m^R - T \cdot \Delta s_m^R \quad (\text{A 4.1})$$

Die bei der Verbrennung von Wasserstoff entstehende Produktmenge kann aus folgender Tabelle entnommen werden:

Chemische Gleichung	H ₂	+	0,5O ₂	→	H ₂ O
Elemente	Wasserstoff	+	Sauerstoff	→	Wasserdampf
Molmassen [kg/kmol]	1·(2·1)	+	0,5·(2·16)	→	1·(2·1+16)
Massengleichung	2 kg	+	16 kg	→	18 kg
Massen pro Brennstoff	1 kg	+	8 kg	→	9 kg

Tabelle A4.1: entstehende Produktmengen bei Wasserstoff- und Sauerstoffverbindungen.

Die Verbrennung von Wasserstoff kann mit folgenden Gleichungen beschrieben werden:



$$\Delta w_{t-m}^{rev} = H_{um} - T_0 \left(s_{H_2O}^0 - s_{H_2}^0 - \frac{1}{2} s_{O_2}^0 \right) = \Delta g_m^R \quad (\text{A 4.3})$$

$$\begin{aligned} \Delta w_{t-m}^{rev} &= -241,83 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol}} - 298,15\text{K} \left(188,83 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} - 130,68 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} - 0,5 \cdot 205,14 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \right) \\ &= -228,59 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \end{aligned} \quad (\text{A 4.4})$$

(untere Index „m“ ist für molare Größe eingesetzt)

Der thermische Wirkungsgrad der BZ kann wie folgt berechnet werden:

$$\eta_{th} = \frac{\Delta w_{t-m}^{rev}}{\Delta h_m^R} = \frac{\Delta g_m^R}{\Delta h_m^R} = \frac{\text{reversible Reaktionsarbeit}}{\text{Reaktionsenthalpie}} = \frac{-228,59}{-241,83} = 0,94 \quad (\text{A 4.5})$$

Pro H₂-Molekül werden zwei Elementarladungen $e=1,602 \cdot 10^{-19}$ As transportiert, das ergibt pro Mol H₂ die Energie $\Delta g_m^R = \Delta w_{t-m}^{rev} = 2 \cdot N_A \cdot e \cdot U_{rev} = 2 \cdot F \cdot U_{rev}$, was folgende Spannung ergibt:

$$U_{rev} = \frac{\Delta g_m^R}{2F} = \frac{-228,59 \text{ J} \cdot \text{mol}}{2 \cdot 9,649 \cdot 10^4 \text{ mol} \cdot \text{As}} = -1,18\text{V} \quad (\text{A 4.6})$$

U_{rev} ist die verlustfreie Leerlaufspannung ($I=0$)

Unter Berücksichtigung des inneren Widerstands und des Stroms wird die reale Spannung ermittelt:

$$U = U_{rev} - R_I \cdot I = R_A \cdot I \rightarrow P_{BZ} = (U_{rev} - R_I \cdot I) \cdot I = R_A \cdot I^2 \quad (\text{A 4.7})$$

Die Verlustspannung in der BZ wird in Wärme umgewandelt $\dot{Q} = -(U_{rev} - U)I$

Der Spannungswirkungsgrad der Brennstoffzelle kann wie folgt ermittelt werden:

$$\eta_{el} = \frac{U \cdot I}{\dot{m}_B \cdot H_u} = \frac{U \cdot n \cdot F \cdot \dot{n}_B}{\dot{n}_B \cdot \Delta H_m^0} = \frac{U}{U_{max}^0} \approx 0,5 - 0,6 \quad (\text{A 4.8})$$

\dot{m}_B		[kg/s]	Brenngasmassenstrom
H_u		[kJ/kg]	Heizwert des Brenngases
\dot{n}_B		[kmol/s]	Molarer Brenngasmassenstrom
ΔH_m^0		[kJ/mol]	Molare Reaktionsenthalpie (Standard Bedingung)
n	$n_{H_2}=2$		Anzahl der eingesetzten Elektronen
F	96485,338	[As/mol]	Faraday-Konstante
U_{max}^0	$U_{max}^0 = -\frac{\Delta H_m^0}{n \cdot F}$	[V]	Max. erreichbare Spannung

Die Entropieänderung des gesamten Prozesses wird wie folgt errechnet:

$$\begin{aligned} \Delta S^0 &= \sum v_i \cdot S_i^0 = -S_{H_2}^0 - 0,5S_{O_2}^0 + S_{H_2O}^0 = \\ &= -130,68 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} - 0,5 \cdot 205,14 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} + 188,83 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} = -44,42 \frac{\text{kJ}}{\text{kmol} \cdot \text{K}} \end{aligned} \quad (\text{A 4.9})$$

v_i – stöchiometrischer Koeffizient

S_i^0 – Bindungsenthalpie [25°C ; 4,013 bar]

Die maximal. erreichbare Spannung (Nernst-Spannung) berechnet sich wie folgt:

$$U_N = -\frac{\Delta G}{n \cdot F} = -\frac{\Delta H - T \Delta S}{n \cdot F} \quad (\text{A 4.10})$$

$$\eta_N = \frac{U_N}{U_{max}^0} = \frac{\Delta G}{\Delta H^0} = 1 - \frac{T \cdot \Delta S^0}{\Delta H^0} \quad (\text{A 4.11})$$

Dies ergibt den praktischen Gesamtwirkungsgrad der SOFC-BZ von

$$\eta_{G_el} = \eta_{el} \cdot \eta_{WR} \cdot \eta_U = 0,6 \cdot 0,8 \cdot 0,98 = 0,47 \quad (\text{A 4.12})$$

η_{WR} – Wechselrichter Wirkungsgrad ca. 0,98

η_U – H₂-Utilisation Wirkungsgrad ca.0,8-0,9

Bei der SOFC-Brennstoffzelle ist der elektrische Strom I ein Maß für die eingesetzte Brennstoffmenge, und die elektrische Spannung U ein Maß für die thermodynamische Qualität des Reaktionsablaufs [3.24].

$$I = \dot{n}_{el} \cdot (-e) \cdot N_A = -\dot{n}_{el} \cdot F \quad (\text{A 4.13})$$

Es gilt für die reversible Leistung der BZ

$$P_{BZrev} = I \cdot U_{BZrev} = \dot{n}_{H_2} \cdot w_{tBZrev} = \dot{n}_{H_2} \cdot \Delta G \quad (\text{A 4.14})$$

Aus den Gleichungen (A 4.13) und (A 4.14) erhält man die reversible Klemmenspannung der BZ [3.20]-[3.21].

$$U_{BZrev} = \frac{-\dot{n}_{H_2} \cdot \Delta G}{\dot{n}_{el} \cdot F} = \frac{-\Delta G}{2 \cdot F} = \frac{-(-237,13 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}})}{2 \cdot 96485 \text{ As/mol}} = 1,229 \text{ V} \quad (\text{A 4.15})$$

Die Gleichung (A 4.15) zeigt eine ideale BZ-Spannung. In der Realität wird ungefähr 80% der Brennstoffe in der Reaktion eingesetzt. Für den praktisch erreichbaren Spannungswert wird ein Brennstoffnutzungsfaktor verwendet [3.24]:

$$f = \frac{\dot{n}_{BU}}{\dot{n}_{Bzu}} = \frac{\dot{m}_{BU}}{\dot{m}_{Bzu}} \quad (\text{A 4.16})$$

$$U_{BZrev} = \frac{-n_{BU} \cdot \Delta G}{\dot{n}_{el} \cdot F} \quad (\text{A 4.17})$$

$$I = \frac{f \cdot \dot{n}_{Bzu} \cdot \Delta G}{U_{BZrev}} \quad (\text{A 4.18})$$

$$P_{BZ} = I \cdot U = \frac{f \cdot \dot{n}_{Bzu} \cdot \Delta G \cdot U}{U_{BZrev}} \quad (\text{A 4.19})$$

Bei der SOFC-BZ gilt allgemein folgende Gleichung für die Ermittlung freier Reaktionsenthalpie [3.20]

$$\Delta G(T, p) = \Delta H(T, p) - T \cdot \Delta S(T, p) = \Delta G(T) + T \cdot R_m \cdot \ln(K) \quad (\text{A 4.20})$$

Nach den Gleichungen (A 4.16-18), mit der Annahme eines idealen Gases, gilt für die Nernst-Spannung:

$$U_N = \frac{-\Delta G(T)}{n_{el} \cdot F} - \frac{R_m \cdot T \cdot \ln(K)}{n_{el} \cdot F} \quad (\text{A 4.21})$$

Dabei steht ΔG für die temperaturabhängige, molare, freie Reaktionsenthalpie eines idealen Brenngases, n_{el} für die Anzahl der pro „verbranntem“ Molekül freigesetzten Elektronen, F für die Faraday-Konstante, R_m für die allgemeine Gaskonstante, T für die absolute Temperatur der Zelle und K für die Aktivität und es gilt

$$n_{el} = \frac{\dot{n}_{el}}{\dot{n}_{BU}} \quad (\text{A 4.22})$$

$e = 1,60217733 \times 10^{-19}$ [C]

$F = e \cdot N_A$ [C/mol]

\dot{n}_{BU}

\dot{n}_{Bzu}

I [A]

U [V]

Die Elementarladung des Elektrons

Die Faraday-Konstante

Umgesetzter Brenngasstrom

Zugeführter Brenngasstrom

Gemessener Strom bei BZ

Gemessene Spannung bei BZ

Der Wirkungsgrad der SOFC-Brennstoffzellen in Verbindung mit der GuD-Anlage liegt heutzutage bereits im Bereich von 70% bis 80% (bei Berücksichtigung der thermischen Energie zur Versorgung des städtischen Wärmenetzes)

Der thermodynamische Wirkungsgrad und die Spannung der SOFC Brennstoffzelle wird wie folgt berechnet:

$$\eta = \frac{\Delta G}{\Delta H} \rightarrow \begin{array}{l} H_2O \text{ (Gas)} \rightarrow \eta = 0,944 \quad U = 1,18 \text{ V} \\ H_2O \text{ (Flus.)} \rightarrow \eta = 0,831 \quad U = 1,23 \text{ V} \end{array} \quad (\text{A 4.23})$$

Anhang A5: Auslegung der SOFC -Brennstoffzellenanlage

Der Aufbau eines SOFC Brennstoffzellenbündels wird in der folgenden Abbildung A2 dargestellt:

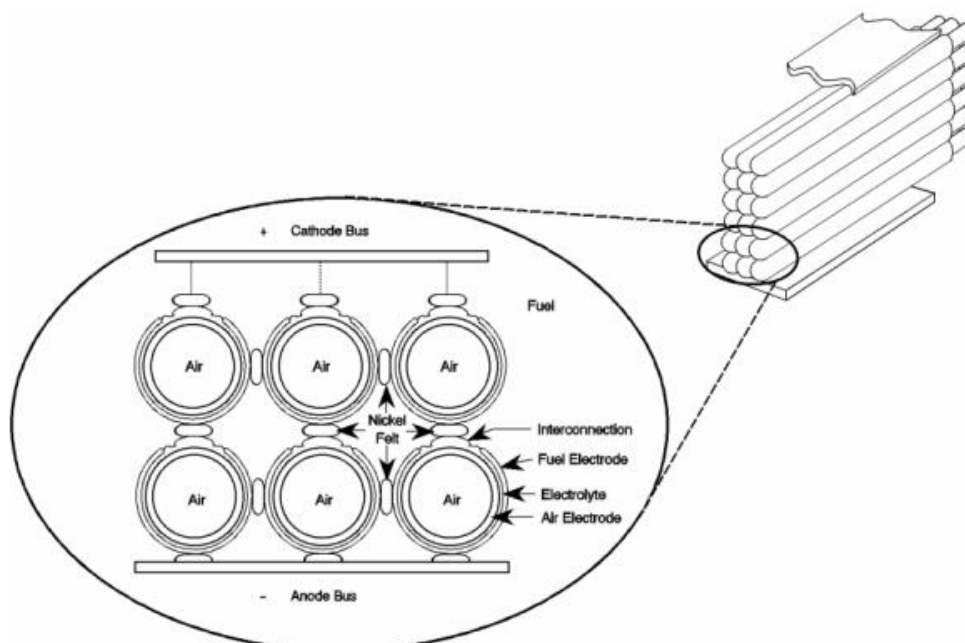


Abbildung A5.1: Aufbau des SOFC-Brennstoffzellenbündels [3.20]

Technische Parameter der SOFC-Brennstoffzelle:

- Rohrtyp (praktisches Bsp. Siemens-Westinghouse): $\varnothing = 22 \text{ mm}$
- Rohrlänge $L = 500 \text{ mm}$
- Aktive Fläche $A = 834 \text{ cm}^2$
- Zellspannung $U_Z = 0,75 \text{ V}$
- Zellstrom $I_Z \approx 165 \text{ A}$
- Flächenleistungsdichte $P_A = 0,150 \text{ W/cm}^2$
- Bei normalem Druck $P = 1 \text{ atm}$
- Arbeitstemperatur $T = 900 - 1000^\circ \text{ C}$
- Brennstoffnutzungsgrad- Koeffizient $\eta_f = 80\%$

Charakteristische Größen wasserstoffbetriebener Brennstoffzellen bei Standardbedingungen ($t_0 = 25^\circ \text{ C}$ und $p_0 = 1,013 \text{ bar}$) werden in der Tabelle A5.1 dargestellt:

	Zellreaktion	C_{mp} [kJ/mol·K]	Reaktions- enthalpie	Reaktions- entropie	Reaktions- Gibbs- Enthalpie	Charakter. Zellspannung	Reversible Zellspannung
			ΔH_0 [kJ/mol]	ΔS_0 [kJ/mol]	ΔG_0 [kJ/mol]	U_{th} [V]	U_{rev} [V]
$\text{H}_{2(g)}$	-	0,0288	0	0,130	0	-	-
$\text{O}_{2(g)}$	-	0,0293	0	0,205	0	-	-
$\text{H}_2\text{O}^{\text{fl}}$	$\text{H}_2 + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}^{\text{fl}}$	0,0335	-285,83	0,069	-237,13	1,48	1,23
$\text{H}_2\text{O}^{\text{g}}$	$\text{H}_2 + 1/2\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}^{\text{g}}$	0,0752	-241,82	0,188	-228,57	1,25	1,18

g-gasförmig; fl-flüssig

Tabelle A5.1: Charakteristische Größen von Brennstoffzellen.

Für die praktische Anwendung werden 10 Blöcke von SOFC Brennstoffzellenbündeln mit jeweils 100kW Leistung und Blockspannung installiert - $U_z = 300 \text{ V(DC)} = 400 \text{ V(AC)}$.

Die Zelleistung wird mit der folgenden Gleichung berechnet:

$$P_z = P_A \cdot A = 0,150 \text{ W/cm}^2 \cdot 834 \text{ cm}^2 = 125,1 \text{ W} \quad (\text{A 5.1})$$

Im Labor werden Werte von $P_A = (0,200-0,250) \text{ W/cm}^2$ erreicht und theoretisch ist $P_A = 0,45 \text{ W/cm}^2$ erreichbar.

Die Zellenzahl lässt sich wie folgt berechnen:

$$z = \frac{P}{P_z} = \frac{100 \text{ kW}}{125,1 \text{ W}} = 799,36 \approx 800 \text{ Zellen} \quad (\text{A 5.2})$$

Es ist praktisch und zweckmäßig, die Zelle in kleinen Bündeln zu verbinden und danach die Bündel im gesamten Block zusammenzufassen (siehe **Abb. A2**). Das Arbeitspersonal der Anlage kann ohne Probleme diese Bündel montieren und warten. Es gibt in einem Block 40 Bündel mit je 20 Zellen. Im Bündel sind die Zellen in Reihen angeordnet, wobei 10 Zellen in zwei parallelen Reihen geschaltet werden.

10 Zellen in Serie: $U = 10 \cdot U_z = 7,5 \text{ V}$

und 2 parallele Reihen: $I = 2 \cdot I_z \approx 333 \text{ A}$

Der **Wasserstoffverbrauch** pro Zelle beträgt dabei:

$$1 \text{ mol (H}_2\text{)} = 2 \text{ g} \rightarrow 2 \cdot 6,022 \cdot 10^{23} \approx 1,2 \cdot 10^{24} \text{ Elektronen} \quad (\text{A 5.3})$$

Damit ergibt sich die gesamte elektrische Ladung für 1 mol H₂:

$$Q = 1,2 \cdot 10^{24} \cdot 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ C} = 1,92 \cdot 10^5 \text{ C} \quad (\text{A 5.4})$$

Danach wird der gesamte Wasserstoffverbrauch berechnet:

$$\begin{aligned} \dot{V}_{\text{H}_2} &= \frac{P_{el}}{1,92 \cdot 10^5 \cdot U_z} = \frac{I \cdot n \cdot U_z}{1,92 \cdot 10^5 \cdot U_z} = \frac{2,02 \cdot 10^{-3} \cdot P_{el}}{1,92 \cdot 10^5 \cdot U_z} = \\ &= 1,05 \cdot 10^{-8} \frac{P_{el}}{U_z} = 1,05 \cdot 10^{-8} \frac{125,1 \text{ W}}{0,75 \text{ V}} \approx 1,75 \cdot 10^{-6} \text{ kg/s} \end{aligned} \quad (\text{A 5.5})$$

Damit ergibt sich der Wasserstoffverbrauch für einen 100-kW-Block:

$$1,75 \cdot 10^{-6} \cdot 800 = 0,0014 \text{ kg/s} = 0,0014 \cdot 3600 = 5,04 \text{ kg/h}$$

Und mit dem Brennstoffnutzungsgrad-Koeffizienten $\eta_f = 80\%$:

$$m_{\text{H}_2} = 5,04 \text{ kg/h} / 0,8 = 6,3 \text{ kg/h}$$

Und für die gesamte 1-MW-Anlage ergibt sich somit ein Wasserstoffverbrauch von 63,0 kg/h.

$$m_{\text{H}_2} = 0,0175 \text{ kg/s} = 63,0 \text{ kg/h}$$

Der **Sauerstoffverbrauch** pro Zelle beträgt:

$$1 \text{ mol (O}_2\text{)} = 32 \cdot 10^{-3} \text{ kg} \approx 32 \text{ g}$$

$$\begin{aligned}
 V_{O_2} &= \frac{I \cdot n \cdot U_z}{3,84 \cdot 10^5 \cdot U_z} = \frac{P_{el}}{2 \cdot 1,92 \cdot 10^5 \cdot U_z} = \frac{32 \cdot 10^{-3} \cdot P_{el}}{3,84 \cdot 10^5 \cdot U_z} = \\
 &= 8,33 \cdot 10^{-8} \frac{P_{el}}{U_z} = 8,33 \cdot 10^{-8} \frac{125,1W}{0,75V} \approx 1,39 \cdot 10^{-5} \text{ kg/s}
 \end{aligned}
 \tag{A 5.6}$$

Für einen 100-kW-Block ergibt sich daraus ein Sauerstoffverbrauch von:

$$1,39 \cdot 10^{-5} \cdot 800 = 0,01112 \text{ kg/s} / 0,8 = 0,0139 \cdot 3600 = 50,4 \text{ kg/h}$$

Für die gesamte 1-MW-Anlage werden somit 504,0 kg/h benötigt.

Die Brennstoffzelle als „Wasserproduzent“

$$\begin{aligned}
 V_{H_2O} &= V_{H_2} + V_{O_2} = (1,05 \cdot 10^{-8} + 8,33 \cdot 10^{-8}) \frac{P_{el}}{U_z} = \\
 &= 9,34 \cdot 10^{-8} \frac{P_{el}}{U_z} = 9,34 \cdot 10^{-8} \frac{125,1W}{0,75V} = 1,56 \cdot 10^{-5} \text{ kg/s}
 \end{aligned}
 \tag{A 5.7}$$

Für einen 100-kW-Block ergibt sich daraus eine Wasserproduktion von:

$$1,56 \cdot 10^{-5} \cdot 800 = 0,01248 \text{ kg/s} = 0,01248 \cdot 3600 = 44,93 \text{ kg/h}$$

Für die gesamte 1-MW-Anlage werden somit 449,3 kg/h produziert.

Die Spannung der SOFC-Brennstoffzelle ist sehr stark abhängig von den Betriebstemperaturen, weil der Elektrolytleitwert mit höherer Temperatur ansteigt. Praktisch kann man die Spannungserhöhung wie folgt berechnen:

$$\Delta U = 1,3(T_2 - T_1) = 0,008(T_2 - T_1) \cdot i \quad [\text{mV}] \tag{A 5.8}$$

i Stromdichte [mA/cm^2]

Die Zellspannung ist druckabhängig und mit einer Erhöhung des Luftdrucks steigt die Zellspannung. Für das Temperaturniveau $T = 1000 \text{ °C}$ kann man folgende Gleichung anwenden:

$$\Delta U = 54 \cdot \ln \frac{P_2}{P_1} \quad [\text{mV}] \tag{A 5.9}$$

Anhang A 6: Hochdruckwärmetauscher

Thermodynamische Komponente

Bei dem **Hochdruckwärmetauscher**, der zu der BZ angeschlossen ist (siehe Abbildung A3), sind alle Berechnungen bezogen auf die 1MW-Leistung der BZ. Nach dem Wärmetauscher wird gesättigter Dampf in die Dampfturbine geleitet.

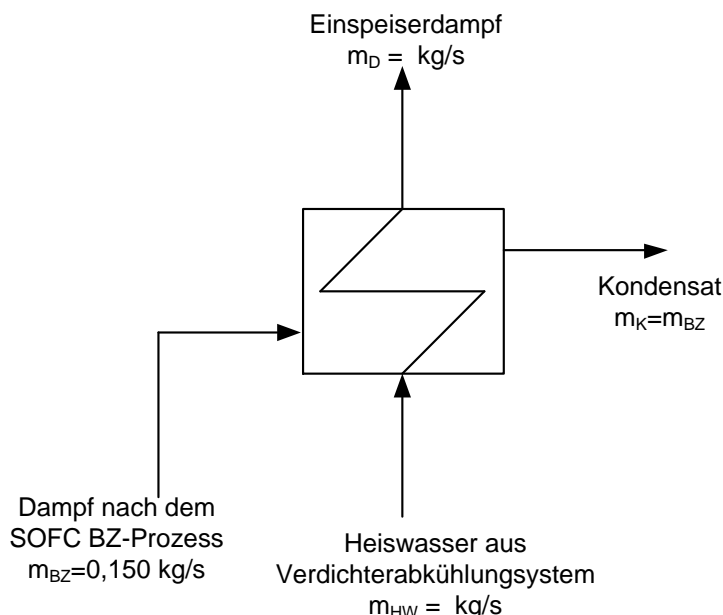


Abbildung A6.1: Grafische Darstellung des Hochdruck-Wärmetauschers.

Der Wärme- und Massenstromfluss werden mit Hilfe von folgenden Gleichungen berechnet:

$$\dot{m}_D \cdot (h_D - h_{SW}) = \dot{m}_{BZ} \cdot (h_{BZ} - h_K) \quad (\text{A 6.1})$$

$$\dot{m}_D = \frac{\dot{m}_{BZ} \cdot (h_{BZ} - h_K)}{h_D - h_{SW}} \quad (\text{A 6.2})$$

$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot \rho \cdot c_w \cdot (t_{SD} - t_{SW}) \quad (\text{A 6.3})$$

$$\dot{Q} = \dot{H}_2 - \dot{H}_1 = \dot{m}_D \cdot (h' - h_d) \quad (\text{A 6.4})$$

$$h_d = h' + x_D \cdot (h'' - h') = h' + x_D \cdot \Delta h \quad (\text{A 6.5})$$

In einem mit Dampf beheiztem Wärmetauscher wird Wasser bei $t_2 = 450^\circ \text{C}$ verdampft, und mit Druck von $p_2=50 \text{ bar}$ in die Dampfturbine geführt. Die Dampfeintrittstemperatur nach der Brennstoffzelle beträgt $t_{D1} = 900^\circ \text{C}$ (unter Berücksichtigung von inneren Verlusten) und $p_1 = 1 \text{ bar}$.

Der Wassermassenstrom (siehe Anhang A4) ist $\dot{m}_1 = 0,124 \text{ kg/s} = 449,3 \text{ kg/h}$.

Die Wassereintrittstemperatur ist $t_{sw} = 225^\circ \text{C}$, unter der Annahme, dass Speisewasser im Vorwärmer aufbereitet wird. Es wird Wärme von den Abkühlungsprozessen (von H_2 -Verdichtern, Pumpstationen und elektrischen Generatoren) dem Vorwärmer zugefügt. Das vorgewärmte Wasser kommt aus dem Vorwärmer mit einer Dichte von $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ und einem Druck von $p_{sw}=25 \text{ bar}$ heraus. Die Wassertemperatur nach dem Wärmetauscher beträgt $t_k = 100^\circ \text{C}$; $c_w = 4,186 \text{ kJ/kgK}$.

Die Wasseraustrittstemperatur von 100 °C ist gut geeignet für die Wärmeversorgung der Kleinstadt.

	t	m	p	c _p	h'	h''	s''
	°C	kg/h	bar		kJ/kg	kJ/kg	kJ/kgK
BZ	900	449,3	1	2,1077		4396,1	9,7767
Kondensat	100	449,3	1	4,183	417,5	2676,2	7,3614
Heißwasser	264	2173,4	50		1154,2		
Dampf	450	2173,4	50			3317	6,82

Tabelle A6.1: Thermodynamische Parameter für die Auslegung des Hochdruckwärmetauschers.

Die zugeführte Wärme im Wärmetauscher entspricht der abgegebenen Wärme der BZ. Die zugefügte Wärmemenge kann mit folgenden Gleichungen ermittelt werden:

$$\dot{Q}_{ab} = \eta_D \cdot \dot{Q}_{zu} \quad (\text{A 6.6})$$

$$\dot{Q}_{zu} = \dot{H}_2 - \dot{H}_1 = \dot{m}_{BZ} \cdot (h''_{BZ} - h'_K) = 0,124 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot \left(4396,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 417,5 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) = 493,4 \text{ kW} \quad (\text{A 6.7})$$

Aus der erhaltenen Wärmemenge wird die Dampfmenge ermittelt:

$$\dot{Q}_{ab} = \eta_D \cdot \dot{Q}_{zu} = \dot{m}_D \cdot (h''_D - h'_{SW}) \rightarrow \dot{m}_D = \frac{\eta_D \cdot \dot{Q}_{zu}}{(h''_D - h'_{SW})} = \frac{0,9 \cdot 493,4 \text{ kW}}{(3317 - 1154,2) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} \approx 739 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \quad (\text{A 6.8})$$

Unter der Betrachtung der zugefügten, zusätzlichen Wärme von H₂- und O₂-Abgas im Wärmetauscher wird dem Dampferzeuger zusätzliche Wärme zugeführt (wie unten dargestellt):

Massenstrom	Temperatur	Wärmekapazität	Wärmestrom
$\dot{m}_{H_2} = 0,0035 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$	T=1173 K (900°C)	$c_p(H_{2(900^\circ\text{C})})$ $= 14,707 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$	$\dot{Q}_{H_2} = \dot{m}_{H_2} \cdot c_p \cdot \Delta T \approx 41 \text{ kW}$
$\dot{m}_{O_2} = 0,028 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$	T=1173 K (900°C)	$c_p(O_{2(900^\circ\text{C})}) = 1,025 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{K}}$	$\dot{Q}_{O_2} = \dot{m}_{O_2} \cdot c_p \cdot \Delta T \approx 23 \text{ kW}$

Die gesamt zugeführte Wärme und der erreichbare Massenstrom werden in den Gleichungen (A 6.9-10) ermittelt:

$$\dot{Q}_{zuGes} = \dot{Q}_{BZ} + \dot{Q}_{H_2} + \dot{Q}_{O_2} \approx 557 \text{ kW} \quad (\text{A 6.9})$$

$$\dot{Q}_{ab} = \eta_D \cdot \dot{Q}_{zu} = \dot{m}_D \cdot (h''_D - h'_{SW}) \rightarrow \dot{m}_D = \frac{\eta_D \cdot \dot{Q}_{zu}}{(h''_D - h'_{SW})} = \frac{0,9 \cdot 557 \text{ kW}}{(3317 - 1154,2) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} \cong 0,232$$

$$\cong 835 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \quad (\text{A 6.10})$$

Anhang A7: Wärmeabnahme des Wasserstoff- und Sauerstoff-Verdichtungssystems

Um die 1 MW_{el} in der BZ zu erzeugen, muss $\dot{m}_{\text{H}_2} = 63 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$; $\dot{m}_{\text{O}_2} = 500 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$ zugeführt werden (siehe Anhang A5). Zunächst werden die berechneten Parameter des H_2 - und O_2 - Gases, unter Berücksichtigung der benötigten Brenngasmenge, aufgeführt, die notwendig sind, um die 1 MW_{el} in der BZ zu erzeugen:

- Wasserstoff hat folgende chemische Eigenschaften $\rho_{\text{H}_2} = 0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \rightarrow 1 \text{ kg}_{\text{H}_2} = 11,123 \text{ m}^3$
- Und nach dem Anhang A5 ist die benötigte Wasserstoffmenge $\dot{m}_{\text{H}_2} = 63 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \rightarrow \dot{V}_{\text{H}_2} = 700,75 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$
- Sauerstoffmenge $\rho_{\text{O}_2} = 1,429 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \rightarrow 1 \text{ kg}_{\text{H}_2} = 0,6998 \text{ m}^3$
- Benötigte Menge von Sauerstoff $\dot{m}_{\text{O}_2} = 500 \frac{\text{kg}}{\text{h}} \rightarrow \dot{V}_{\text{H}_2} = 350 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$

In Tabelle A7.1 ist die spezifische isobare Wärmekapazität für verschiedene Betriebstemperaturen dargestellt.

t [°C]	$c_p(\text{H}_2)$	$c_p(\text{O}_2)$	$c_p(\text{Luft})$
	[kJ/kg·K]	[kJ/kg·K]	[kJ/kg·K]
0	14,200	0,915	1,004
100	14,355	0,923	1,008
200	14,410	0,935	1,012
300	14,454	0,949	1,019
400	14,479	0,964	1,029
500	14,508	0,978	1,039
600	14,543	0,992	1,050
700	14,588	1,004	1,061
800	14,643	1,015	1,071
900	14,707	1,025	1,081

Tabelle A7.1: Spezifische isobare Wärmekapazität in Abhängigkeit von Temperaturen

Der Wasserstoff und der Sauerstoff wird nach der Elektrolyse von 1 bar bis 100 bar verdichtet und im Hochdruckspeichersystem gespeichert. Die Arbeitsparameter des Gases vor der Verdichtung sind wie folgt: $t_0=20^\circ\text{C} \rightarrow T_0=293\text{K}$; und Druck $p_0=1\text{bar}$. Der Enddruck nach der Verdichtung beträgt $p=100\text{ bar}$.

Bei der Wasserstoffspeicherung müssen folgende thermodynamische Werte berücksichtigt werden $c_p(0^\circ\text{C})=14,20 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$; $R(0^\circ\text{C})=4,125 \text{ kJ/kg}\cdot\text{K}$; Isentropenexponent des Wasserstoffs $k=1,409$.

Zuerst wird ein einstufiger Verdichtungsprozess betrachtet. Die thermodynamischen Parameter werden mit Hilfe von Gleichungen A 7.1-7.4 ermittelt:

Verdichtungstemperatur T_1 (idealisierter Prozess)

$$p_0^{k-1} \cdot T_0^{-k} = p_1^{k-1} \cdot T_1^{-k} ; T_1 = T_0 \cdot \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{k-1}{k}} = 293K \left[\frac{100\text{bar}}{1\text{bar}}\right]^{\frac{1,409-1}{1,409}} = 1115K \quad (\text{A 7.1})$$

Verdichtungstemperatur T_1 bei realem Prozess (unter der Berücksichtigung der inneren Verluste)

$$T_1 = T_0 \cdot \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{1}{\eta_v} \frac{R}{c_p}} = 293K \left[\frac{100\text{bar}}{1\text{bar}}\right]^{\frac{1}{0,85} \frac{4,125}{14,20}} = 1440K \quad (\text{A 7.2})$$

Benötigte Verdichtungsleistung

$$P_{01} = \dot{m} \cdot w_{p12} \rightarrow w_{p12} = h_2 - h_1 = c_p \cdot (T_2 - T_1) \quad (\text{A 7.3})$$

$$P_{01} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_1 - T_0) = 0,0175 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot 14,20 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}} \cdot (1440 - 293)K = 285\text{kW}$$

Kühlleistung

$$\dot{Q}_{12} = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) = -285 \text{ kW} \quad (\text{A 7.4})$$

Wegen zu hoher Temperatur des Gases nach dem Verdichtungsprozess wird der gesamte Prozess in **zwei Stufen** mit Zwischenkühlung ausgeführt, wie in Abbildung 4 dargestellt.

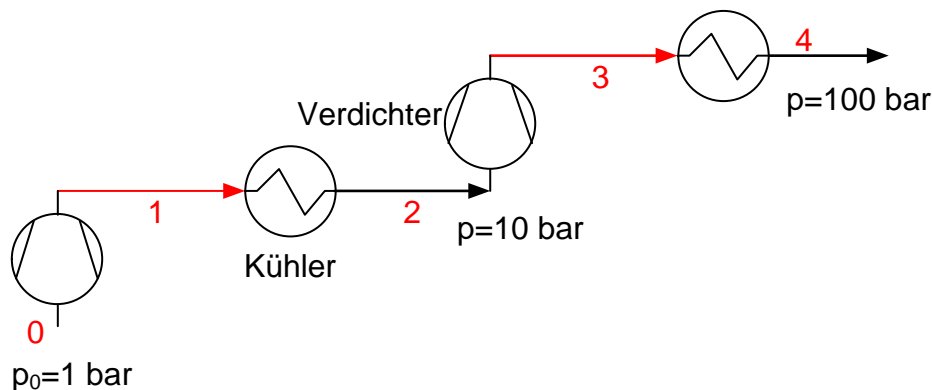


Abbildung A7.1: H_2 - und O_2 -Verdichtung mit Zwischenwärmeabnahme (Zwischenkühlung)

Bei zweistufiger Verdichtung liegt der Zwischendruck bei $p_2 = \sqrt{100 \cdot 1} = 10 \text{ bar}$, und die thermodynamischen Parameter werden mit Hilfe der Gleichungen A 7.5 - 7.7 ermittelt:

Verdichtungstemperatur

$$T_1 = T_0 \cdot \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{1}{\eta_v} \frac{R}{c_p}} = 293K \left[\frac{10\text{bar}}{1\text{bar}}\right]^{\frac{1}{0,85} \frac{4,125}{14,20}} = 643,6K \rightarrow T_3 = T_1 \quad (\text{A 7.5})$$

Verdichtungsleistung

$$P_{03} = P_{01} + P_{23} = \dot{m} \cdot c_p \cdot [(T_1 - T_0) + (T_3 - T_2)] = 174,3\text{kW} \quad (\text{A 7.6})$$

Kühlleistung

$$\dot{Q}_{14} = \dot{m} \cdot c_p \cdot [(T_2 - T_1) + (T_4 - T_3)] = -174,3 \text{ kW} \quad (\text{A 7.7})$$

Bei der Wasserstoffspeicherung mit höheren Druck (z.B. 200 – 400 bar) muss der Verdichtungsprozess mit mehr als zwei Stufen ausgeführt werden. Das verlangt größere Investitionskosten und größeren Platzbedarf.

Bei der Verdichtung von Sauerstoff müssen folgende thermodynamische Werte berücksichtigt werden c_p (0°C)=14,20 kJ/kg·K ; R (0°C)=4,125 kJ/kg·K; Isentropenexponent des Sauerstoffs ist $k=1,397$ und daraus werden in Gleichungen A 7.8-7.10 thermodynamische Parameter ermittelt:

Verdichtungstemperatur

$$T_1 = T_0 \cdot \left(\frac{p_1}{p_0}\right)^{\frac{1}{\eta_V} \frac{R}{c_p}} = 293K \left[\frac{10bar}{1bar}\right]^{\frac{1}{0,85} \frac{0,2598}{0,915}} = 630K \rightarrow T_3 = T_1 \quad (\text{A 7.8})$$

Verdichtungsleistung

$$P_{03} = P_{01} + P_{23} = \dot{m} \cdot c_p \cdot [(T_1 - T_0) + (T_3 - T_2)] = 43,2kW \quad (\text{A 7.9})$$

Kühlleistung

$$\dot{Q}_{14} = \dot{m} \cdot c_p \cdot [(T_2 - T_1) + (T_4 - T_3)] = -43,2 kW \quad (\text{A 7.10})$$

Das Arbeitsgas muss abgekühlt werden, weil sich mit steigender Temperatur die Gasdichte verringert und damit die Verbrauchsleistung des Verdichters steigt. Auch bei zu hoher Gastemperatur steigt der technische Aufwand bei Ausführung der mechanischen Teile vom Verdichter (höhere Preise).

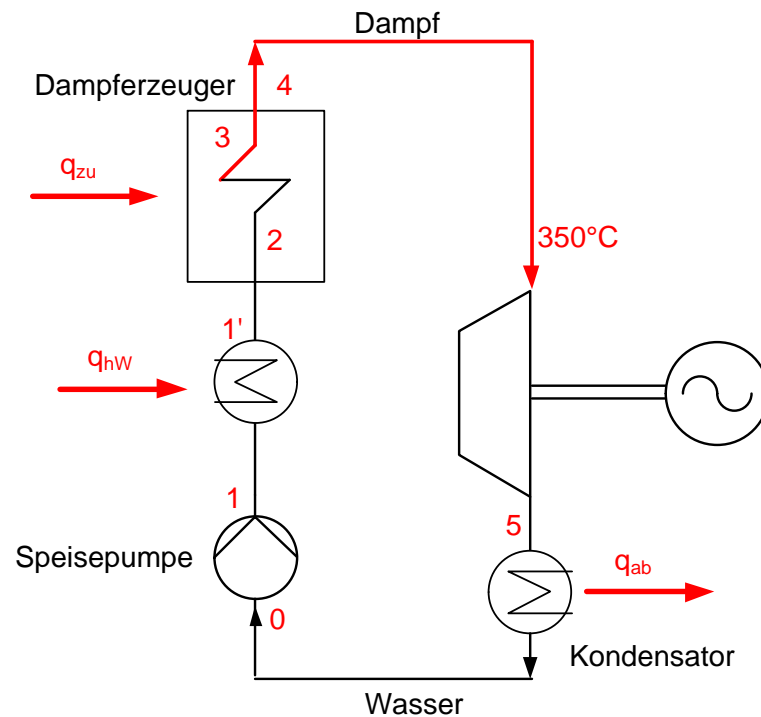


Abbildung A8.2: Thermische Prozesse in der Dampfturbine

- 0-1 isentrope Druckerhöhung des flüssigen Wassers
- 1-2 isobare Erwärmung des flüssigen Wassers bis zu Punkt 2 des Siedelinie.
- 2-3 isobare Verdampfung
- 3-4 isobare Überhitzung
- 4-5 isentrope Expansion in der Turbine
- 5-0 isobare Verflüssigung des Dampfes

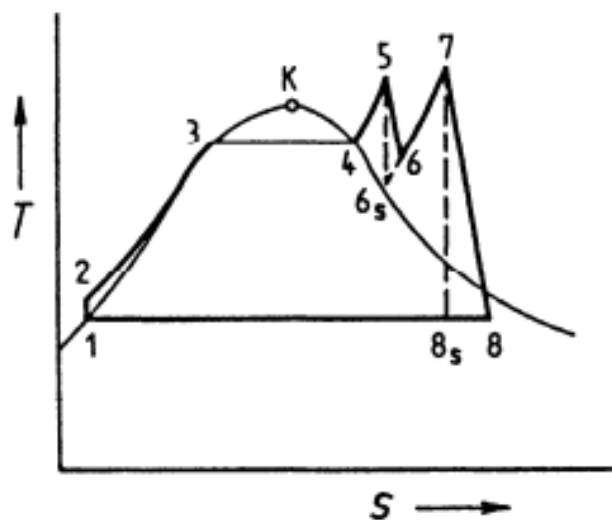


Abbildung A8.3: Clausius-Rankine-Prozess bei DT mit Zwischenüberhitzer

In Anhang 5 wurde der Wärmestrom in der BZ und den H_2 - und O_2 -Speichersystemen ermittelt. Daraus wird die gesamte zugeführte Wärme und der erreichbare Dampfmassenstrom mit Hilfe von Gleichungen A 8.5 – 8.8 berechnet:

$$\dot{Q}_{zuGes} = \dot{Q}_{BZ} + \dot{Q}_{H_2} + \dot{Q}_{O_2} \approx 557 \text{ kW} \quad (\text{A 8.5})$$

$$\dot{Q}_{ab} = \eta_D \cdot \dot{Q}_{zu} = \dot{m}_D \cdot (h_D'' - h_{SW}') \rightarrow \dot{m}_D = \frac{\eta_D \cdot \dot{Q}_{zu}}{(h_D'' - h_{SW}')} = \frac{0,9 \cdot 557 \text{ kW}}{(3317 - 1154,2) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} \cong 0,232$$

$$\cong 835 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$
(A 8.6)

Die gesamtübertragene Wärmeleistung zum Vorwärmer ist

$$|\dot{Q}_{Ges}| = \eta_{Diss} \cdot (|\dot{Q}_{V,H2}| + |\dot{Q}_{V,O2}| + |\dot{Q}_{Andere}|) = 0,9 \cdot (174 + 43 + 30) = 222 \text{ kW}$$
(A 8.7)

Der gesamte Massenstrom bei der Erwärmung von Wasser von 25°C bis 225°C (bei 50 bar) beträgt:

$$\dot{m} = \frac{\eta_{VW} \cdot \dot{Q}_{zu}}{h_1' - h_0'} = \frac{0,9 \cdot 222 \text{ kW}}{966,9 - 104,7} = 0,231 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 834 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$
(A 8.8)

Bei dem gesamten Dampfturbinenprozess werden folgende technische Parameter eingesetzt:

- Frischdampfzustand $p_5=25 \text{ bar}$; $t_5=350^\circ\text{C}$
- Zwischenüberhitzung bei $p_7=25 \text{ bar}$; $t_7=350^\circ\text{C}$
- Mechanisch-elektrischer Wirkungsgrad - $\eta_{m,el} = 0,90$
- Hochdruckturbine innerer Wirkungsgrad - $\eta_{iHD} = 0,80$
- Niederdruckturbine innerer Wirkungsgrad - $\eta_{iHD} = 0,80$
- Arbeitsmittelzustände (Werte aus der Tabelle)

Zustand	Druck	Temperatur	Dampfgehalt	Entropie	Enthalpie
	p	t	xd	s	h
	[bar]	[°C]	-	[kJ/kg·K]	[kJ/kg]
1	0,1	46	0	0,65	192
2	50	50	-	0,65	214
3	50	264	0	2,92	1155
4	50	264	1	5,97	2794
5	50	450	-	6,82	3317
6s	25	225	-	6,26	2803
6	25	248	-	6,26	2848
7	25	350	-	6,84	3128
8s	0,1	46	0,845	6,99	2213
8	0,1	46	0,925	7,59	2405

Unter der Berücksichtigung von bekannten Parametern werden technische Parameter für die DT berechnet:

Speisepumpenarbeit

$$w_p = v' \cdot (p_2 - p_1) = (h_2 - h_1) = 1,01 \cdot 10^{-3} \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \cdot (50 - 0,1) \cdot 10^2 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2} = 5,04 \text{ kJ/kg}$$
(A 8.9)

Speisepumpenleistung

$$P_{SWP} = \eta_{M,SWP} \cdot \eta_{i,SWP} \cdot \dot{m} \cdot w_p = 1,6 \text{ kW}$$
(A 8.10)

Austritt Hochdruckturbine

$$h_6 = h_5 - (h_5 - h_{6s}) \cdot \eta_{iHD} = [3317 - (3317 - 2803) \cdot 0,80] = 2905,8 \text{ kJ/kg}$$
(A 8.11)

Austritt Niederdruckturbine

$$h_8 = h_7 - (h_7 - h_{8s}) \cdot \eta_{iND} = [3128 - (3128 - 2213) \cdot 0,80] = 2396 \text{ kJ/kg} \quad (\text{A 8.12})$$

Leistung des Prozesses

$$|P| = \dot{m} \cdot [(h_5 - h_6) + (h_7 - h_8) - w_p] = 273 \text{ kW} \quad (\text{A 8.13})$$

Wärmezufuhr

$$\dot{Q} = \dot{m}[(h_5 - h_2) + (h_7 - h_6)] = 0,232 \text{ kg/s} \cdot [(3317 - 213,5) + (3128 - 2905,8)] \text{ kJ/kg} \\ = 785 \text{ kW} \quad (\text{A 8.14})$$

Leistung der Turbine

$$|P_T| = |P| + |\dot{m} \cdot w_p| = 273 \text{ kW} + 0,232 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot 5,04 \text{ kJ/kg} \cong 272 \text{ kW} \quad (\text{A 8.15})$$

Elektrische Leistung

$$P_{el} = \eta_{Getr} \cdot \eta_m \cdot \eta_{Gen} \cdot |P| = |P| \cdot \eta_{m,el} = 272 \text{ kW} \cdot 0,9 \cong 245 \text{ kW}_{el} \quad (\text{A 8.16})$$

Wärmeabfuhr

$$\dot{Q}_0 = \dot{m} \cdot (h_1 - h_8) = -0,232 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot 2204 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cong -512 \text{ kW} \quad (\text{A 8.17})$$

Thermischer Wirkungsgrad

$$\eta_t = \frac{|P|}{\dot{Q}} = \frac{273 \text{ kW}}{778 \text{ kW}} = 0,35 \quad (\text{A 8.18})$$

Elektrischer Wirkungsgrad

$$\eta_{el,Dt} = \eta_{th,Dt} \cdot \eta_{mel} = 0,35 \cdot 0,9 = 0,315 \quad (\text{A 8.19})$$

Mittlere Temperatur der Wärmezufuhr

$$\bar{T} = \frac{(h_5 - h_2) + (h_7 - h_6)}{(s_5 - s_2) + (s_7 - s_6)} = \frac{(3317 - 214) + (3128 - 2848) \text{ kJ/kg}}{((6,82 - 0,65) + (6,84 - 6,26)) \text{ kJ/kgK}} = 501 \text{ K} \quad (\text{A 8.20})$$

$$\bar{t} = \bar{T} - T_0 = 480 \text{ K} - 273 \text{ K} = 228^\circ \text{C}$$

Leitungsbilanz

$$P + \dot{Q} + \dot{Q}_0 = (-273 - 512 + 785) \text{ kW} = 0 \quad (\text{A 8.21})$$

t	p	v'	v''	h'	h''	s'	s''
[°C]	[bar]	[dm ³ /kg]	[m ³ /kg]	[kJ/kg]	[kJ/kg]	[kJ/kg·K]	[kJ/kg·K]
25	0,03166	1,029	13,4	104,77	2547	0,367	8,559
50	0,1234	1,0121	12,05	209,3	2592	0,7035	8,078
100	1,0133	1,0437	1,673	419,1	2676	1,307	7,355
120	1,985	1,0606	0,8915	503,7	2706	1,528	7,129
150	4,76	1,0908	0,3924	632,2	2745	1,842	6,836
250	39,78	1,2513	0,05004	1085	2800	2,794	6,071
265	50,88	1,2887	0,03871	1160	2794	2,931	5,966
275	59,5	1,3170	0,03274	1211	2786	3,022	5,895
285	69,19	1,3487	0,02773	1263	2775	3,115	5,822
295	80,04	1,3844	0,02351	1317	2760	3,208	5,747
305	92,14	1,4252	0,01993	1373	2741	3,303	5,669
315	105,61	1,4726	0,01686	1432	2718	3,400	5,586
350	165,4	1,7411	0,008799	1672	2568	3,780	5,218

Tabelle A8.1: Sättigungsdampf­tafel für Wasser (Temperaturtafel) [A5],[A6].

p	t	v'	v''	h'	h''	s'	s''
[bar]	[°C]	[m ³ /kg]	[m ³ /kg]	[kJ/kg]	[kJ/kg]	[kJ/kg·K]	[kJ/kg·K]
10	179,9	0,001127	0,1943	762,6	2776	2,138	6,583
20	212,4	0,001177	0,09954	908,6	2797	2,447	6,337
25	223,99	0,001197	0,07998	962,11	2803,1	2,554	6,257
30	233,8	0,001216	0,06663	1008,4	2802	2,646	6,184
40	250,3	0,001252	0,04975	1087,4	2800	2,797	6,069
50	263,9	0,001286	0,03943	1155	2794	2,921	5,974
60	275,6	0,001319	0,03244	1214	2785	3,027	5,891
70	285,8	0,001351	0,02737	1267	2774	3,122	5,816
80	295	0,001384	0,02353	1317	2760	3,208	5,747
90	303,3	0,001418	0,0205	1364	2745	3,287	5,682

Tabelle A8.2: Sättigungsdampf­tafel für Wasser (Drucktafel) [A5],[A6].

p	t	v	h	s
[bar]	[°C]	[m ³ /kg]	[kJ/kg]	[kJ/kg·K]
25	220	0,00119	943,7	2,517
	230	0,08163	2820	6,292
	350	0,1097	3128	6,844
50	260	0,00127	1135	2,884
	270	0,04053	2819	6,019
	350	0,05194	3071	6,454
	450	0,06325	3317	6,822

Tabelle A8.3: Zustandsgrößen von ungesättigter Wasserflüssigkeit und überhitztem Wasserdampf.

t	u''	u''	h''	s''
[°C]	[m ³ /kg]	[kJ/kg]	[kJ/kg]	[kJ/kgK]
300	0,2579	2793,2	3051,2	7,1229
350	0,2825	287 ,2	3157,7	7,3011
800	0,4943	3660,4	4154,7	8,4996
900	0,5407	3852,2	4392,9	8,7118
1000	0,587	405 ,5	4637,6	8,9119

Tabelle A8.4: Zustandsgrößen von ungesättigtem, flüssigem Wasser und überhitztem Wasserdampf [A7].

t	H ₂ O		Luft	
	C _p	c _p	C _p	c _p
[°C]	[kJ/kmolK]	[kJ/kgK]	[kJ/kmolK]	[kJ/kgK]
100	33,73	1,871	29,14	1,004
200	34,10	1,892	29,28	1,012
300	34,55	1,917	29,51	1,019
400	35,05	1,945	29,78	1,029
500	35,58	1,974	30,09	1,040
600	36,15	2,007	30,40	1,05
700	36,74	2,038	30,71	1,061
800	37,33	2,073	31,02	1,071
900	37,94	2,105	31,31	1,082
1000	38,56	2,14	31,59	1,091
1200	39,76	2,207	32,11	1,109

Tabelle A8.5: Mittlere isobare molare und isobare spezifische Wärmekapazität, bezogen auf 0 °C

Anhang A9: Gasturbine

Bei dem Gasturbinenprozess wird die überschüssige Wasserstoffmenge $\dot{m} = 12,6 \text{ kg/h}$ und Sauerstoffmenge $\dot{m} = 100,08 \text{ kg/h}$ zur Gasturbinenbrennkammer geleitet. Das optimale Druckverhältnis für den Temperaturbereich von 800-1200°C, um einen höheren Wirkungsgrad zu erreichen, liegt bei 10 bis 16 bar. In dieser Arbeit wird eine Berechnung der Gasturbine mit dem Druckverhältnis von $\pi=10$ und einer Gasturbineneintrittstemperatur nach der Brennkammer von 1200 °C durchgeführt. Die Werte für die GT-Berechnungen sind im Folgenden aufgeführt:

Temperatur der Umgebungsluft	t_1	293 K (20 °C)
Druckverhältnis	π	10
Umgebungsdruck	p_1	1 bar
Temperatur des Brenngases	T_B	373 K (100 °C)
Gasturbineneintrittstemperatur	T_3	1473 (1200 °C)
Isentroper Wirkungsgrad des Verdichters	$\eta_{i,VD}$	90,0%
Isentroper Wirkungsgrad der Turbine	$\eta_{i,T}$	90,0%
Mechanischer Wirkungsgrad der Gasturbine	η_m	95,0%
Getriebe Wirkungsgrad	η_{Gt}	95,0%
Generator-Wirkungsgrad	η_G	98%
Heizwert des Brenngases	H_u	119 986 kJ/kg
Universelle Gaskonstante	R_M	8314 J/kmol·K
Gaskonstante Luft	R_L	287 J/kg·K
spez. Wärmekapazität bei konstantem Druck	c_p	$1,005 \cdot 10^3 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$
	$= \frac{k}{k-1} \cdot R_L$	
spez. Wärmekapazität des Brenngases	$c_{p,B}$	14,94 kJ/kg·K
spez. Wärmekapazität der Luft bei 1 bar	$c_{p,L}$	1,004 kJ/kg·K
spez. Wärmekapazität der Luft bei 10 bar	$c_{p,L}$	1,038 kJ/kg·K
spez. Wärmekapazität des Rauchgases bei 1 bar	$c_{p,RG}$	1,085 kJ/kg·K
spez. Wärmekapazität des Rauchgases bei 10 bar	$c_{p,RG}$	1,166 kJ/kg·K
Isentropenexponent der Luft und des Rauchgases	k	1,4
	$k-1$	0,286
	$\frac{k}{k-1}$	
Temperaturverhältnis	T_3/T_1	60
Polytropenexponenten Verdichter	n_V	1,45
Polytropenexponenten Verdichter	n_T	1,35
Lufttemperatur	$t_1=20^\circ\text{C}$	$\frac{T_3}{T_1} = 5,03$
Turbineneintrittstemperatur	$t_3=1200^\circ\text{C}$	$\frac{T_3}{T_1}$
Luftdruck	$p_0=1,0 \text{ bar}$	$\frac{p}{p_0} = 10,0$
Druck vor der Turbine	$p=10,0 \text{ bar}$	$\frac{p}{p_0}$
Maschinenwirkungsgrade	$\eta_V = \eta_T = 0,9$	
Isentropenexponent für Luft	$k=1,4$	$\frac{(k-1)}{k} = 0,286$

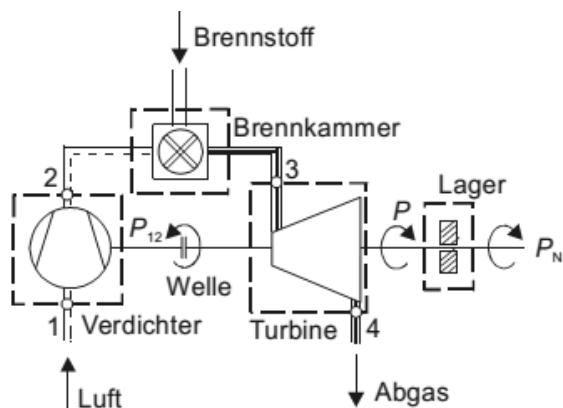
$$\left(\frac{p}{p_0}\right)^{\frac{k-1}{k}} = 10^{0,286} = 1,931 ; \quad \left(\frac{p_0}{p}\right)^{\frac{k-1}{k}} = 0,517$$

Mit steigender Temperatur ändert sich die Wärmekapazität von Luft und Abgasen (siehe Tabelle A9.1).

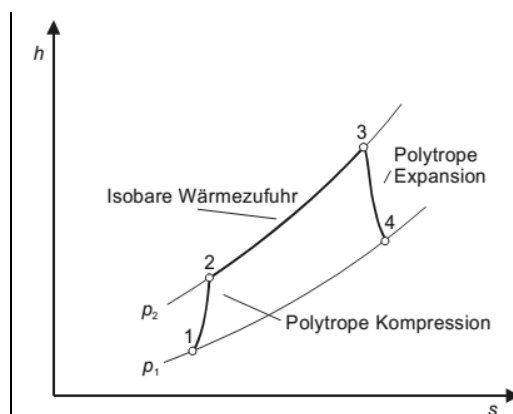
t [°C]	20	300	400	1000	1050	1100
$c_{p, Luft}$ [kJ/kg·K]	1,0041	1,0192	1,0286	1,0910	1,0956	1,1001
$c_{pA, Stoch}$ [kJ/kg·K]	1,0537	1,0901	1,0973	1,1916	1,1979	1,2041

Tabelle A9.1: Wärmekapazität des Verbrennungsgases von Luft und Abgasen

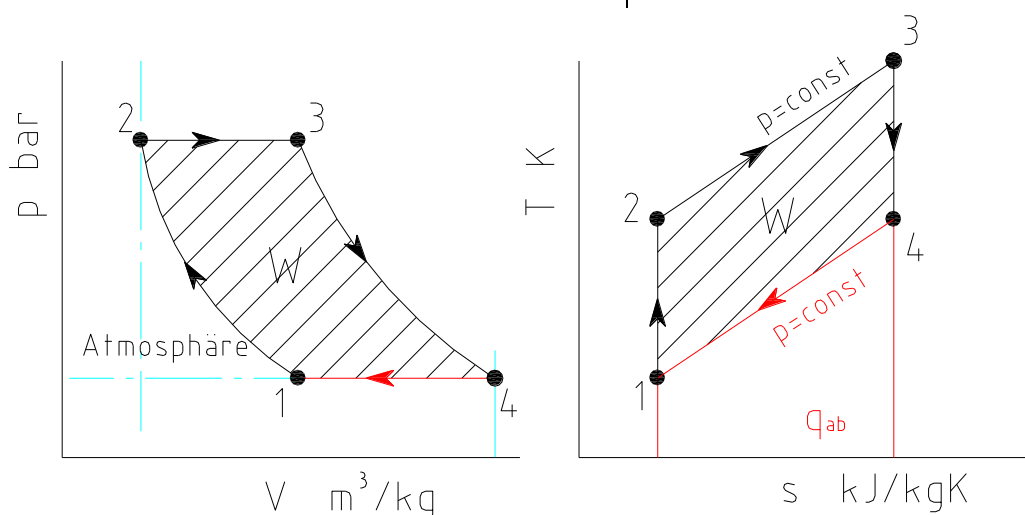
Der thermodynamische Prozessverlauf bei dem Gasturbinenprozess



Schaltbild der einfachen Gasturbine



h,s-Diagramm des einfachen Gasturbinenprozesses



1-2 isentrope Verdichtung
3-4 isentrope Expansion

2-3 isobare Wärmezufuhr
4-1 isobare Wärmeabfuhr

Abbildung A9.1: Die Prozesse in einer Gasturbine im p-V und T-s Diagramm

Die Berechnung der thermodynamischen Parameter von GT wird in folgenden Schritten ausgeführt:

1-2: Polytrope Verdichtung:

Zustandsgleichung für ideale Gase

$$p_1 \cdot V_1 = R_L \cdot T_1 \tag{A 9.1}$$

Idealisierte Gleichung

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{k-1}{k}} \tag{A 9.2}$$

Reale Gleichung

$$T_2 = T_1 \cdot \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{n_V-1}{n_V}} = T_1 \cdot \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{1}{n_V} \cdot \frac{R}{c_p}} = 293K \cdot \left(\frac{10}{1} \text{ bar}\right)^{\frac{1}{0,85} \cdot \frac{0,287}{1,004}} \cong 635 K \quad (\text{A 9.3})$$

Technische Arbeit des Verdichters

$$w_{t12} = h_2 - h_1 - q_{12} = c_p \cdot (T_2 - T_1) = 343,4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (\text{A 9.4})$$

Unter Annahme von $q_{12}=0$ – wegen guter Isolation der Turbine

Verdichterleistung

$$P_V = w_{t12} \cdot \dot{m}_L = 343,4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 0,50 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 171,7 \text{ kW} \quad (\text{A 9.5})$$

2-3: isobare Wärmezufuhr (Brennkammer):

Zuzuführende spezifische Wärme

$$q_{23zu} = c_p \cdot (T_3 - T_2) = 841,4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (\text{A 9.6})$$

Wärmestrom

$$Q_{23zu} = \dot{m}_B \cdot H_u = \frac{12,6 \frac{\text{kg}}{\text{h}}}{3600 \text{ s}} \cdot 119\,986 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \approx 420 \text{ kW} \quad (\text{A 9.7})$$

Luftmenge

$$Q_{23zu} = \dot{m}_B \cdot H_u = \dot{m}_L \cdot q_{23zu} \rightarrow \dot{m}_L = \frac{Q_{23zu}}{q_{23zu}} \cong 0,50 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad (\text{A 9.8})$$

Aus der Bilanz bei der Brennkammer

$$(\dot{m}_L + \dot{m}_B) \cdot c_{p,RG} \cdot t_3 = \dot{m}_B \cdot (c_{p,B} \cdot t_B + H_u) + \dot{m}_L \cdot c_{p,L} \cdot t_2 \quad (\text{A 9.9})$$

Erforderlicher Brennstoffmassenstrom (reine Wasserstoffverbrennung)

$$\dot{m}_L = \frac{\dot{m}_B \cdot (c_{p,B} \cdot t_B + H_u) - \dot{m}_B \cdot c_{p,RG} \cdot t_3}{c_{p,RG} \cdot t_3 - c_{p,B} \cdot t_B} = 0,50 \text{ kg/s} \quad (\text{A 9.10})$$

$$\dot{m}_B = \dot{m}_L \cdot \frac{(c_{p,L} \cdot (T_4 - T_0) - c_{p,RG} \cdot (T_3 - T_0))}{(c_{p,RG} \cdot (T_3 - T_0) - c_{p,B} \cdot (T_B - T_0)) - H_u} = 0,035 \text{ kg/s} \quad (\text{A 9.11})$$

$$\dot{m}_{RG} = \dot{m}_B + \dot{m}_L = 0,535 \text{ kg/s} \quad (\text{A 9.12})$$

H_u	Heizwert des Brennstoffes bei 25°C, 113 bar
\dot{m}_B	Massenstrom des Brennstoffes in [kg/s]
\dot{m}_L	Massenstrom der Verbrennungsluft in [kg/s]
\dot{m}_{RG}	Massenstrom des Rauchgases in [kg/s]
l_{min}	Spez. Luftbedarf nach Tab.1 in [kg/kg _{BS}]
λ	Luftzahl
$c_{p,RG}$	spez. Wärmekapazität des Rauchgases in [kJ/kg·K]
$c_{p,B}$	spez. Wärmekapazität des Brennstoffes in [kJ/kg·K]
$c_{p,L}$	spez. Wärmekapazität der Luft in [kJ/kg·K]
t_{RG}	Rauchgastemperatur in [°C]
t_B	Temperatur des Brennstoffes in [°C]
t_L	Temperatur der Luft in [°C]

	Unterer Heizwert H_u [kJ/kg]	Min. Luftbedarf l_{\min} [kg/kg _{BS}]	Spez. Wärme- kapazität des heißen Rauchgases [kJ/kgK]	Max. adiabate Verbrennungtemp. $t_{\text{ad,max}}$ [°C]
Methan (mit Luft)	50.015	17,19	1,35	2.041
Methan (mit Luft)	50.015	3,99	2,04	4.928
Wasserstoff	119.986	34,21	1,52	2.237
Methanol	31,3-33,7	10,6-11,2	1,24-1,28	2.120-2.220

Tabelle A9.2: Beispiele für die max. adiabate Verbrennungstemperaturen und den min. Luftbedarf ($\lambda=1$, Bezugstemperatur 0°C)

3-4: Polytrope Expansion in die Turbine

Temperatur am Turbinenausstritt

$$T_4 = T_3 \cdot \left(\frac{p_4}{p_3}\right)^{\frac{n_T-1}{n_T}} = 1473K \cdot \left(\frac{1}{10} \text{ bar}\right)^{\frac{1,4-1}{1,4}} = 762,4 K \text{ (489 °C)} \quad (\text{A 9.13})$$

Technische Arbeit der Turbine

$$w_{t34} = c_p \cdot (T_4 - T_3) \approx -793 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (\text{A 9.14})$$

Abgegebene Turbinenleistung

$$P_T = w_{t34} \cdot \dot{m}_{\text{Abgas}} \approx -396,5 \text{ kW} \quad (\text{A 9.15})$$

4-1: isobare Wärmeabfuhr

An die Umgebung abgegebene spez. Wärme

$$q_{41ab} = c_p \cdot (T_1 - T_4) = -523,4 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \quad (\text{A 9.16})$$

An die Umgebung abgegebener Wärmestrom

$$Q_{41ab} = \dot{m}_{\text{Abgas}} \cdot q_{41ab} \approx 261,7 \text{ kW} \quad (\text{A 9.17})$$

Berechnung der elektrischen Leistung und des Wirkungsgrades: die Enthalpieänderungen im Verdichter und in der Turbine bestimmen schließlich die elektrische Leistung der Gasturbine:

$$P_{el} = \eta_m \cdot \eta_{Gt} \cdot \eta_G \cdot \eta_{Ver} \cdot (P_T - P_V) \cong 161 \text{ kW} \quad (\text{A 9.18})$$

$\eta_{Ver} = 0,9$ – Verbrennung Efizienz (unter Berücksichtigung des Gasmischung H_2 +Biogas)

Thermischer Wirkungsgrad der Gasturbine:

$$\eta_{th} = \frac{P_T}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{\dot{W}_{t-34} - \dot{W}_{t-12}}{\dot{Q}_{zu}} = \frac{\dot{m} \cdot c_p \cdot [(T_3 - T_4) - (T_2 - T_1)]}{\dot{m} \cdot c_p \cdot (T_3 - T_2)} \approx 0,4 \quad (\text{A 9.19})$$

Elektrischer Wirkungsgrad der Gasturbine:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{m}_B \cdot H_u} = 32,3\% \quad (\text{A 9.20})$$

Druck [bar]	Temperatur [°C]											
	0	50	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
1	1,006	1,008	1,012	1,026	1,046	1,069	1,093	1,116	1,137	1,155	1,171	1,185
5	1,015	1,013	1,015	1,028	1,047	1,070	1,094	1,116	1,137	1,155	1,172	1,186
10	1,026	1,020	1,020	1,030	1,049	1,071	1,094	1,117	1,137	1,156	1,172	1,186
20	1,047	1,033	1,029	1,035	1,052	1,073	1,096	1,118	1,138	1,157	1,173	1,187
30	1,069	1,046	1,037	1,040	1,055	1,075	1,098	1,119	1,138	1,157	1,173	1,187

Tabelle A9.3: Spezifische isobare Wärmekapazität $c_p(p,t)$ von Luft in KJ/kg [A8]

	Capstone C60	Ingersoll-Rands Power-Works 250	TOYOTA Turbine&Systems TPC50RA	TOYOTA Turbine&Systems TPC300A	Turbec T100
Elektr. Wirkungsgrad (%)	28	32	26	18	30
Elektr. Leistung (kW _{el})	60	250	50	295	100
Abgasmassenstrom (kg/s)	0,49	1,84	0,48	2,0	0,79
Druckverhältnis		4,1	3,5	6,7	6
Drehzahl (rpm)	96 000	45 000	80 000	49000/35000	70 000
Turbineneintrittstemperatur (°C)		927	940	940	950
Abgastemperatur (°C)	370		271	580	650
Abgasleistung (kW _i)	150		101 (Hot water)	1074 (Steam)	170
Lebensdauer (h)			48 000	48 000	45 000
Investitionskosten (\$/kW)				≤600	≤800

Tabelle A9.4: Mikrogasturbinen von leitenden Herstellern [A9]

t [°C]	Mittlere spezifische isobare Wärmekapazität $\bar{c}_p _0^T$ [kJ/kg·K]				
	Luft	O ₂	N ₂	H ₂	H ₂ O
0	1,0037	0,9147	1,0394	14,288	1,8589
100	1,0064	0,9229	1,0404	14,393	1,8724
200	1,0116	0,9354	1,0435	14,453	1,8931
300	1,0192	0,9500	1,0490	14,493	1,9185
400	1,0285	0,9649	1,0576	14,522	1,9466
500	1,0389	0,9792	1,0661	14,552	1,9767
600	1,0498	0,9925	1,0763	14,587	2,0083
700	1,0606	1,0047	1,0870	14,631	2,0409
800	1,0712	1,0158	1,0976	14,686	2,0744
900	1,0814	1,0258	1,1079	14,746	2,1077
950	1,0863	1,0305	1,1130	14,816	2,1246
1000	1,0910	1,0350	1,1179	14,896	2,1414
1100	1,1001	1,0434	1,1274	14,975	2,1749
1200	1,1087	1,0512	1,1363	15,064	2,2078

Tabelle A9.5: Mittlere spezifische isobare Wärmekapazität idealer Gase als Funktion der Celsius-Temperatur [A10], [A11].

Ideales Gas		c_p	M	R	k
		[kJ/(kg K)]	[kg/kmol]	[kJ/(kg K)]	
Helium	He	5,238	4,003	2,077	1,660
Argon	Ar	0,520	39,950	0,208	1,660
Wasserstoff	H ₂	14,200	2,016	4,125	1,409
Stickstoff	N ₂	1,039	28,010	0,297	1,400
Sauerstoff	O ₂	0,915	32,000	0,260	1,397
Luft		1,004	28,950	0,287	1,400
Kohlenmonoxid	CO	1,040	28,010	0,297	1,400
Stickstoffmonoxid	NO	0,998	30,010	0,277	1,384
Chlorwasserstoff	HCl	0,800	36,460	0,228	1,400
Wasser	H ₂ O	1,858	18,020	0,462	1,330
Kohlendioxid	CO ₂	0,817	44,010	0,189	1,301
Di-Stickstoffmonoxyd	N ₂ O	0,851	44,010	0,189	1,285
Schwefeldioxid	SO ₂	0,609	64,060	0,130	1,271
Ammoniak	NH ₃	2,056	17,030	0,488	1,312
Azetylen	C ₂ H ₂	1,513	26,040	0,319	1,268
Methan	CH ₄	2,156	16,040	0,518	1,317
Methylchlorid	CH ₃ Cl	0,737	50,490	0,165	1,288
Ethylen	C ₂ H ₄	1,612	28,050	0,296	1,225
Ethan (R170)	C ₂ H ₆	1,729	30,070	0,277	1,200
Ethylchlorid	C ₂ H ₅ Cl	1,340	64,510	0,129	1,106
Propan (R290)	C ₃ H ₈	1,667	44,100	0,190	1,128

Tabelle A9.6: Stoffdaten idealer Gase bei 0°C [A10], [A11].

Anhang A10: Kabeldata

Anzahl der Leiter und des Querschnitts S in mm ²	Kupfer			Aluminium			Cu		Al	
	R' _L	X' _L	Z' _L	R' _L	X' _L	Z' _L	Z' _{0L}		Z' _{0L}	
							a	b	a	b
4x50	0,389	0,083	0,398	0,642	0,083	0,647	1,590	1,310	2,590	1,880
4x70	0,271	0,082	0,283	0,444	0,082	0,451	1,120	0,980	1,800	1,450
4x95	0,197	0,082	0,213	0,321	0,082	0,331	0,840	0,750	1,320	1,120
4x120	0,157	0,080	0,176	0,255	0,080	0,267	0,690	0,620	1,060	0,930
4x150	0,125	0,080	0,148	0,208	0,080	0,223	0,590	0,540	0,880	0,780
4x185	0,101	0,080	0,129	0,167	0,080	0,185	0,510	0,470	0,730	0,650
4x240	0,077	0,079	0,110	0,131	0,079	0,153	0,440	0,400	-	-
4x300	0,063	0,079	0,101	0,107	0,079	0,133	0,400	0,370	-	-

Tabelle A10.1: Widerstände Ω/km bei $J=20^\circ\text{C}$ Leittemperatur und 50Hz (Kabel und Mantelleitungen) (Beiblatt 4 zu DIN EN 60909-0(VDE 0102):2003-02) [4.28].

Anzahl der Leiter und des Querschnitts S in mm ²	Kupfer			Aluminium			Cu		Al	
	R' _L	X' _L	Z' _L	R' _L	X' _L	Z' _L	Z' _{0L}		Z' _{0L}	
							a	c	a	c
4x50	0,482	0,083	0,489	0,796	0,083	0,800	1,950	1,560	3,200	2,210
4x70	0,336	0,082	0,346	0,551	0,082	0,557	1,380	1,170	2,220	1,720
4x95	0,244	0,082	0,257	0,398	0,082	0,406	1,020	0,890	1,620	1,330
4x120	0,195	0,080	0,211	0,316	0,080	0,326	0,830	0,730	1,300	1,100
4x150	0,155	0,080	0,174	0,258	0,080	0,270	0,700	0,630	1,070	0,930
4x185	0,125	0,080	0,148	0,207	0,080	0,222	0,600	0,540	0,880	0,770
4x240	0,095	0,079	0,124	0,162	0,079	0,180	0,500	0,450	-	-
4x300	0,078	0,079	0,111	0,133	0,079	0,155	0,450	0,400	-	-
4x150	0,125	0,080	0,148	0,208	0,080	0,223	0,590	0,540	0,880	0,780
4x185	0,101	0,080	0,129	0,167	0,080	0,185	0,510	0,470	0,730	0,650
4x240	0,077	0,079	0,110	0,131	0,079	0,153	0,440	0,400	-	-
4x300	0,063	0,079	0,101	0,107	0,079	0,133	0,400	0,370	-	-

a - Rückleitung über vierten Leiter

b - Rückleitung über vierten Leiter und Erde

Tabelle A10.2: Widerstände Ω/km bei $J=70^\circ\text{C}$ Leittemperatur und 50Hz (Kabel und Mantelleitungen) [4.28].

Anhang A11: Transformatorparameter

S _{Tr}	Liste	u _{krT}	P _{krT}	u _{Rr}	u _{Xr}	R _T	X _T	Z _T
kVA		%	kW	%	%	mΩ	mΩ	mΩ
250	A	4	3,250	1,300	3,783	8,320	24,210	25,600
	B	4	4,200	1,680	3,630	10,752	23,233	25,600
	C	4	2,750	1,100	3,846	7,040	24,613	25,600
400	A	4	4,600	1,150	3,831	4,600	15,324	16,000
	B	4	6,000	1,500	3,708	6,000	14,832	16,000
	C	4	3,850	0,963	3,882	3,850	15,530	16,000
630	A	4	6,500	1,032	3,846	2,621	9,815	10,159
	B	4	8,400	1,333	3,739	3,386	9,578	10,159
	C	4	5,400	0,857	3,897	2,177	9,923	10,159
630	A	6	6,750	1,071	3,865	2,721	14,993	15,238
	B	6	8,700	1,381	3,771	3,507	14,829	15,238
	C	6	5,600	0,889	3,907	2,257	15,070	15,238
1000	A	6	10,500	1,050	5,904	1,680	9,452	9,600
	B	6	13,000	1,300	5,839	2,080	9,372	9,600
	C	6	9,500	0,950	5,934	1,520	9,479	9,600
1600	A	6	17,000	1,063	5,907	1,680	9,452	9,600
	B	6	20,000	1,250	5,868	1,250	5,868	6,000
	C	6	14,000	0,875	5,936	0,875	5,936	6,000
2500	A	6	26,500	1,060	5,906	0,678	3,780	3,840
	B	6	32,000	1,280	5,862	0,819	3,752	3,840
	C	6	22,000	0,880	5,935	0,563	3,798	3,840

Tabelle A11.1: Rechenwerte von Drehstrom-ÖL-Verteilungstransformatoren für $f=50$ Hz und $U_m \leq 24$ kV (Wicklungsverluste bei 70°C, Bemessungsspannung des Transformators mit $U_{rT}=U_n=400V$) Quelle: DIN 42500-1: 1993-12

Kurzschluss an den Transformator klemmen wird nach den eingegebenen Werten in der Tabelle A19 und mit Hilfe der Gleichungen (A 11.1) ausgerechnet. Die Ergebnisse werden in den Tabellen A20 und A21 dargestellt

$$I''_{kTr} = \frac{I_{nTr} \cdot 100}{u_k} = \frac{S_{nTr} \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot U_{nTr} \cdot u_k} \quad (\text{A 11.1})$$

S _{NTr} [kVA]	I _{NTr} [A]	I'' _{kTr} [kA] uk=4%	I'' _{kTr} [kA] uk=6%	X _{Tr} [mΩ] uk=4%	X _{Tr} [mΩ] uk=4%	R _{Tr} [mΩ]
160	231	5,3	3,7	39,0	58,0	16,0
250	361	8,5	5,8	24,2	37,4	9,0
315	455	10,8	7,4	19,3	30,2	6,7
400	577	13,7	9,4	15,0	23,0	5,0
500	722	17,2	11,7	12,1	19,0	3,8
630	909	21,7	14,8	9,9	15,0	2,9
1000	1443	34,5	23,5	6,4	9,4	1,6

Tabelle A11.2: Nennströme und 3-poliger KS bei den Transformatoren

Anhang A12 Bezugsgrößen (Per-Unit-Größen)

Die Berechnungen in Power Factory werden mit Hilfe von Bezogener Größen durchgeführt. Bezogene Größen sind – Bemessungsscheinleistung, -strom , -spannung und –frequenz. Und die Variablen und die Kenngrößen auf Bezugswerte gleicher Dimension bezogen, die aus den Daten im Bemessungsbetrieb abgeleitet werden [4.1].

In dem Modell der Synchronmaschine werden folgende Bezugswerte verwendet:

U_r - Bemessungsspannung des Ankers als Leiter-Leiter-Spannung; die Augenblickswerte der Spannungen werden auf $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot U_r$ bezogen

I_r - Bemessungsstrom des Ankers; die Ströme werden auf $\sqrt{2}I_r$ bezogen

$S_r = \sqrt{3} \cdot U_r \cdot I_r$ – Bemessungsscheinleistung

$Z_r = \frac{U_r^2}{S_r}$ - Bemessungsimpedanz des Ankers; Bezugswert für alle Widerstände und Reaktanzen

$L_r = \frac{U_r^2}{S_r \cdot \omega_r}$ - Bemessungsinduktivität des Ankers; Bezugswert für alle Induktivität, die auf den Anker

f_r – Bemessungsfrequenz; $\omega_r = 2\pi f_r$ – Bemessungskreisfrequenz; p - Polpaarzahl

Bemessungsgrößen werden wie folgt berechnet .[4.1][4.20]:

$$U_B = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3}}; S_B = S_{rG}; \omega_B = \omega_r = 2\pi \cdot f_r \quad (\text{A 12.1})$$

$$I_B = \frac{S_B}{3U_B} = \frac{S_{rG}}{\sqrt{3}I_{rG}} = I_{rG} \quad (\text{A 12.2})$$

$$Z_B = \frac{U_B}{I_B} = \frac{U_{rG}}{\sqrt{3} \cdot I_{rG}} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} \quad (\text{A 12.3})$$

$$M_b = \frac{S_B}{\omega_B} p = \frac{S_{rG}}{\omega_r} p \quad (\text{A 12.4})$$

$t_b = 1/\omega_r$ – Bezugszeit

Die bezogenen Größen nach (DIN 5485) haben die Einheit 1 (um das verständlich zu machen wird p.u. (per unit) verwendet). Oder in % angegeben z.B. $x_d = 180\% = 1,8$ p.u.

Bezogene Reaktanzen x , x_d und x_q und bezogenen Resistenzen r , r_G , r_f werden mit Kleinbuchstaben gekennzeichnet z.B. $x_d = X_d/Z_B$ und $r_G = R_G/Z_B$

Zeitkonstanten werden üblicherweise als physikalische Größen angegeben. Durch den Übergang zu Per-unit-Größen nehmen die Induktivitäten und Reaktanzen den gleichen dimensionslosen Wert an.

Anhang A13: Park-Transformation

Die Park-Transformation ersetzt die Stranggrößen der Ströme (i_a, i_b, i_c), Spannungen (u_a, u_b, u_c) und Flussverkettungen (y_a, y_b, y_c) durch die d-, q-, 0-Komponenten der Ströme (i_d, i_q, i_0), der Spannungen (u_d, u_q, u_0) und der Flussverkettungen (y_d, y_q, y_0). Für die Transformation gilt [4.20]:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} u_0 \\ u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} = \mathbf{T} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (\text{A 13.1-13.3})$$

Transformation in a, b, c Komponente

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{-1} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{-1} \begin{bmatrix} u_0 \\ u_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} = \mathbf{T}^{-1} \begin{bmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (\text{A 13.4-13.6})$$

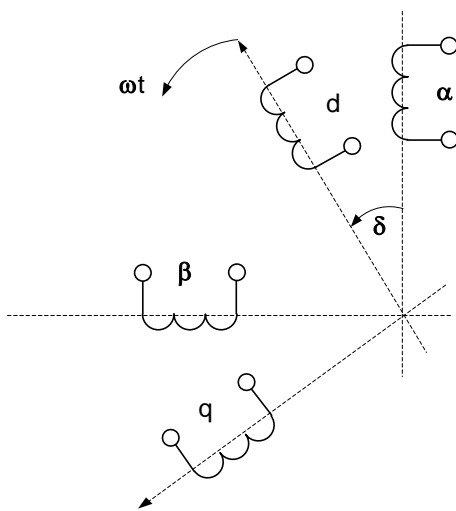


Abbildung A13.1: Zweiachsenkomponenten nach Park.

Der Rotor ist ein Polrad mit vier Wicklungen, und der Ständer mit 3. Die drei Ständerwicklungen sind nicht orthogonal. Dies hat zur Folge, dass die Induktivitätsmatrix, die die Verknüpfung zwischen den Strömen und Flüssen herstellt, voll besetzt ist. Zur Entkopplung erfolgt eine $0\alpha\beta$ -Transformation auf Diagonalf orm.

Wicklungen α und β stehen fest, sind aber mit den Wicklungen des sich drehenden Polrads gekoppelt.

$$\begin{bmatrix} i_h \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = T_p \begin{bmatrix} i_h \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (\text{A 13.7})$$

$$T_p = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\tau & -\sin\tau \\ 0 & \sin\tau & \cos\tau \end{bmatrix} = T_p^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\tau & \sin\tau \\ 0 & -\sin\tau & \cos\tau \end{bmatrix} \quad (\text{A 13.8})$$

mit $\tau = \omega t + \delta$

Dass die Transformation ist orthogonal $T_p = T_{p0} \rightarrow T_p^{-1} = T_p^{-T}$

Ein symmetrischer Drehstrom im L_1, L_2, L_3 -System wurde in einen Strom in $0\alpha\beta$ -Komponenten transformiert. Aus ihm wird der Strom im $0dq$ -System berechnet.

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos\tau & \sin\tau \\ 0 & -\sin\tau & -\cos\tau \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0 \\ \hat{i} \cdot \sin\omega_0 t \\ -\hat{i} \cdot \cos\omega_0 t \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ \hat{i} \cdot \sin(\omega_N t - \tau) \\ -\hat{i} \cdot \cos(\omega_N t - \tau) \end{vmatrix} \\ &= \begin{vmatrix} 0 \\ \hat{i} \cdot \sin\{(\omega_N t - \tau)t - \delta\} \\ -\hat{i} \cdot \cos\{(\omega_N t - \tau)t - \delta\} \end{vmatrix} \end{aligned} \quad (\text{A 13.9})$$

Der Nullstrom i_0 ist null (Symmetrische System); Komponenten i_d und i_q sind Wechselgrößen mit der Schwebungsfrequenz $f_N \cdot f$. Dabei ist f_N die Netzfrequenz des Stromes und f die Drehfrequenz des Generatorleufers. Dreht sich Generator Synchron $f=f_N$, so vereinfacht sich Ausdruck in $i_d = -\hat{i} \cdot \sin\delta$; $i_q = -\hat{i} \cdot \cos\delta$

Durch die zeitvariante Transformation sind im Fall des Synchronismus aus den Wechselgrößen Gleichgrößen geworden. Dabei ist δ der Relative Lagewinkel des Polrads, d.h. der Winkel zwischen dem Polrad und dem von der Ständerwicklung erzeugte Drehfeld. Bei Ausgleichsvorgängen ändert sich δ ; bei stabilem Betrieb pendelt er um einen stationären Wert δ_0 .

Die Transformation von L_1, L_2, L_3 in $0dq$ -Komponenten erfolgte in zwei Schritten über die $0\alpha\beta$ -Komponenten. Es ist auch möglich, sie in einem Schritt durchzuführen

$$T = T_\alpha \cdot T_p = \begin{vmatrix} 1 & \cos\tau & -\sin\tau \\ 1 & \cos(\tau - \alpha) & -\sin(\tau - \alpha) \\ 1 & \cos(\tau + \alpha) & -\sin(\tau + \alpha) \end{vmatrix}; \quad i_{L1,L2,L3} = T \cdot i_{0dq} \quad (\text{A 13.10})$$

$$T^{-1} = \frac{2}{3} \cdot \begin{vmatrix} \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \\ \cos\tau & \cos(\tau - \alpha) & \cos(\tau + \alpha) \\ -\sin\tau & -\sin(\tau - \alpha) & -\sin(\tau + \alpha) \end{vmatrix}; \quad i_{0dq} = T^{-1} \cdot i_{L1,L2,L3} \quad (\text{A 13.11})$$

$$\begin{vmatrix} i_{L1} \\ i_{L2} \\ i_{L3} \end{vmatrix} = T \begin{vmatrix} i_0 \\ i_d \\ i_q \end{vmatrix} \quad \alpha = 120^\circ \quad \tau = \omega t + \delta$$

Man bezeichnet diese Serien von Gleichungen als Park-Transformation.

In Leistungsvariantenform wird:

$$T_0 = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{vmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\tau & -\sin\tau \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\tau - \alpha) & -\sin(\tau - \alpha) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\tau + \alpha) & -\sin(\tau + \alpha) \end{vmatrix}; \quad T_0^{-1} = T_0^T \quad (\text{A 13.12})$$

Die Park-Transformation ist eine zeitvariable Transformation, die einen Drehstrom in drei orthogonale bzw. orthonormale Komponenten mit anderen Frequenzen transformiert. Wird als Transformationsfrequenz f die Frequenz der angelegten Spannung gewählt, so entsteht bei stationärem, symmetrischem Betrieb im transformierten System eine Gleichspannung.

Für die Leistung

$$\begin{aligned} p &= p_{L1} + p_{L2} + p_{L3} = 3p_0 + \frac{3}{2} \cdot p_\alpha + \frac{3}{2} \cdot p_\beta = 3p_0 + \frac{3}{2} \cdot p_d + \frac{3}{2} \cdot p_q \\ &= 3u_0 i_0 + \frac{3}{2} u_d i_d + \frac{3}{2} u_q i_q \end{aligned} \quad (\text{A 13.13})$$

Bei der Darstellung der Variablen als Per-unit-Größen ist es üblich, folgende Form der Transformationsmatrix \mathbf{T} zu verwenden:

$$\mathbf{T} = \frac{2}{3} \begin{vmatrix} 1/2 & 1/2 & 1/2 \\ \cos \vartheta & \cos(\vartheta - 2\pi/3) & \cos(\vartheta + 2\pi/3) \\ -\sin \vartheta & -\sin(\vartheta - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta + 2\pi/3) \end{vmatrix} \quad (\text{A 13.14})$$

Und inverse Matrix

$$\mathbf{T}^{-1} = \begin{vmatrix} 1 & \cos \vartheta & -\sin \vartheta \\ 1 & \cos(\vartheta - 2\pi/3) & -\sin(\vartheta - 2\pi/3) \\ 1 & \cos(\vartheta + 2\pi/3) & -\sin(\vartheta + 2\pi/3) \end{vmatrix} \quad (\text{A 13.15})$$

Anhang A14: Beschreibung der Synchronmaschine mit Hilfe von Park'schen Gleichungen

Die Park'schen Gleichungen beruhen auf der Park-Transformation, durch die die Stranggrößen der drei Wicklungsstränge der meist auf dem Ständer untergebrachten Ankerwicklung ein relativ zum Polsystem ruhendes orthogonales System mit den d - und q - Komponenten der Ankergrößen zugeordnet wird [4.17], [4.18].

Zusätzlich tritt als dritte Komponente die 0-Komponente auf.

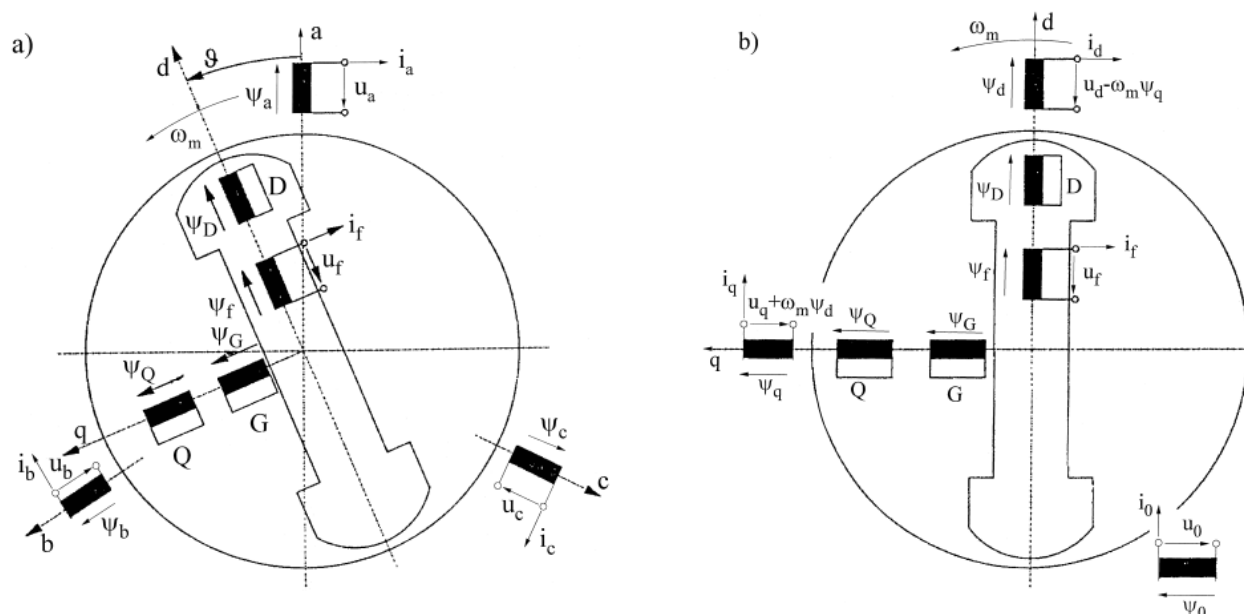


Abbildung A14.1: Schematische Darstellung der Synchronmaschine (ohne ohmsche Widerstände) [4.18]

a) reale Ausführung mit Anordnung der Wicklungsstränge a, b, c des Ankers

b) Anordnung der Wicklungen, die den d-, q-, 0-Komponenten der Ankergrößen zugeordnet sind

Die Nullkomponente tritt nur in Erscheinung, wenn der Sternpunkt der Synchronmaschine belastet wird, und hat keinen Einfluss auf das Regelverhalten. Sie wird deshalb bei der Formulierung der Park'schen Gleichungen nicht berücksichtigt.

Park'sches Modell der Synchronmaschine

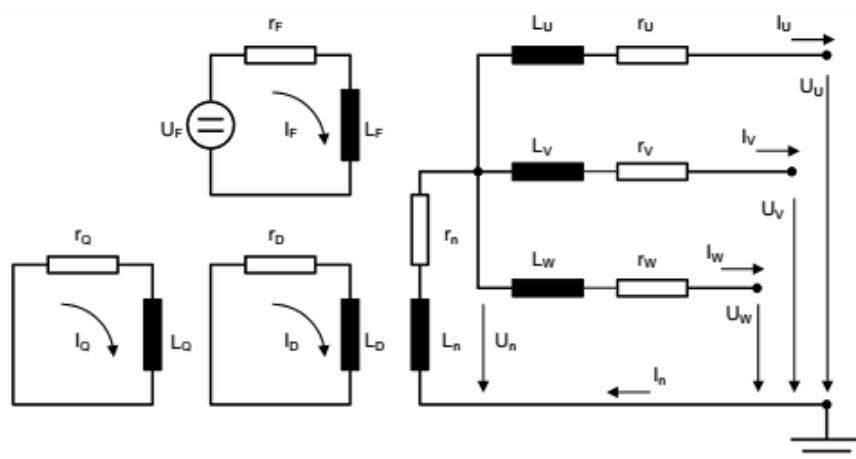


Abbildung A14.2: Schematische Darstellung einer Synchronmaschine [4.18]

$$\begin{vmatrix} U_{UVW} \\ U_{FDQ} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} r_{UVW} & 0 \\ 0 & r_{FDQ} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_{UVW} \\ I_{FDQ} \end{vmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{vmatrix} \psi_{UVW} \\ \psi_{FDQ} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} U_n \\ 0 \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.1})$$

$$\begin{vmatrix} \psi_U \\ \psi_V \\ \psi_W \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} L_{UU} & L_{UV} & L_{UW} & L_{UF} & L_{UD} & L_{UQ} \\ L_{VU} & L_{VV} & L_{VW} & L_{VF} & L_{VD} & L_{VQ} \\ L_{WU} & L_{WV} & L_{WW} & L_{WF} & L_{WD} & L_{WQ} \\ L_{FU} & L_{FV} & L_{FW} & L_{FF} & L_{FD} & L_{FQ} \\ L_{DU} & L_{DV} & L_{DW} & L_{DF} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{QU} & L_{QV} & L_{QW} & L_{QF} & L_{QD} & L_{QQ} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_V \\ I_U \\ I_W \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.2})$$

Die Modellierung der Synchronmaschine nach Park bzw. Canay [5.19-21] nutzt die Erkenntnis aus, dass sich ein dreiphasiges Feld der Drehstromwicklung als eine Überlagerung von zwei um 90° voneinander verschobenen Wechselfeldern abbilden lässt.

Betrachtet man die Struktur der Eigen- und Gegeninduktivitäten aus der Hypermatrix, so lassen sich insbesondere für den Stator Symmetrien innerhalb der Matrix erkennen, die für die Vereinfachung des Gleichungssystems der Synchronmaschine ausgenutzt werden können. Park [5.20] hat erkannt, dass durch die Wahl einer geeigneten Transformation in Form der Matrix T ein gekoppeltes Gleichungssystem mit zeitveränderlichen Koeffizienten in eine weit gehend entkoppelte Differenzialgleichung mit konstanten Koeffizienten überführt werden kann. Formell bedeutet dies die Transformation der dreiphasigen Spannungen und Ströme (U_{UVW} , I_{UVW}) in ein neues d-q-Rotorkoordinatensystem. Gleichzeitig müssen die reellen Parameter der elektrischen Maschine entsprechend der Transformationsvorschriften in d-q-Parameter überführt werden [5.20]

$$\begin{vmatrix} \psi_{0dq} \\ \psi_{FDQ} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} T & 0 \\ 0 & E_3 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \psi_{UVW} \\ \psi_{FDQ} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} T & 0 \\ 0 & E_3 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} T^{-1} & 0 \\ 0 & E_3 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} T & 0 \\ 0 & E_3 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_{UVW} \\ I_{FDQ} \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.3})$$

$$T = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{vmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos\theta & \cos(\theta - 120^\circ) & \cos(\theta + 120^\circ) \\ \sin\theta & \sin(\theta - 120^\circ) & \sin(\theta + 120^\circ) \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.4})$$

Wobei die vier Elemente L_{SS}, L_{RR}, L_{SR} (Indizes: R-Rotor und S-Ständer) der Hypermatrix die Eigen- und Gegeninduktivitäten der Synchronmaschine repräsentiert. Das Element E_3 bezeichnet 3x3-Matrix, θ bildet den Winkel zwischen einer Referenzspannungsphase und der d-Achse in der Transformationsmatrix T. Mithin zerfällt die Matrix (1) durch die Transformation mit der Park-Matrix T in eine relativ schwach besetzte Matrix [5.20].

$$\begin{vmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_{SF} & kM_{SD} & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_{SQ} \\ 0 & kM_{SF} & 0 & L_F & M_{FD} & 0 \\ 0 & kM_{SD} & 0 & M_{DF} & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_{SQ} & 0 & 0 & L_Q \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.5})$$

$$k = \sqrt{3/2}; \quad L_0 = L_S - 2M_S; \quad L_d = L_S + M_S + (3/2)L_P; \quad L_q = L_S + M_S - (3/2)L_P$$

Durch die Anwendung der Matrix A 14.5 erhalten wir die transformierten Spannungen, Ströme und Flüsse des dreisträngigen Systems:

$$\begin{vmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \end{vmatrix} = T \begin{vmatrix} I_V \\ I_U \\ I_W \end{vmatrix}; \quad \begin{vmatrix} u_0 \\ u_d \\ u_q \end{vmatrix} = T \begin{vmatrix} u_U \\ u_V \\ u_W \end{vmatrix}; \quad \begin{vmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \end{vmatrix} = T \begin{vmatrix} \psi_U \\ \psi_V \\ \psi_W \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.6})$$

Für die Bestimmung der korrekten Parameter in A 14.6 ist es sinnvoll, aus der Vielfalt der Möglichkeiten diejenige Transformationsmatrix zu wählen, beider Leistungsinvarianz zwischen realem und transformiertem Berechnungsmodell besteht

$$|I_0 \ I_d \ I_q| \cdot \begin{vmatrix} u_0 \\ u_d \\ u_q \end{vmatrix} = |I_U \ I_V \ I_W| \cdot \begin{vmatrix} u_U \\ u_V \\ u_W \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.7})$$

Wird diese Transformation bei dreiphasigen Strömen und Spannungen in einem symmetrischen System und einem Belastungspunkt mit festem Winkel α_I und α_U angewandt, wird der zeitabhängige Term mit dem Rotorpositionswinkel θ eliminiert:

$$\begin{vmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \end{vmatrix} = T \begin{vmatrix} \hat{i}\sin(\theta + \alpha_I + 0^\circ) \\ \hat{i}\sin(\theta + \alpha_I - 120^\circ) \\ \hat{i}\sin(\theta + \alpha_I + 120^\circ) \end{vmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{vmatrix} 0 \\ (3/2)\hat{i}\sin\alpha_I \\ (3/2)\hat{i}\cos\alpha_I \end{vmatrix} = \sqrt{\frac{3}{2}} \begin{vmatrix} 0 \\ \hat{i}\sin\alpha_I \\ \hat{i}\cos\alpha_I \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.8})$$

$$\begin{vmatrix} U_0 \\ U_d \\ U_q \end{vmatrix} = T \begin{vmatrix} \hat{U}\sin(\theta + \alpha_U + 0^\circ) \\ \hat{U}\sin(\theta + \alpha_U - 120^\circ) \\ \hat{U}\sin(\theta + \alpha_U + 120^\circ) \end{vmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{vmatrix} 0 \\ (3/2)\hat{U}\sin\alpha_U \\ (3/2)\hat{U}\cos\alpha_U \end{vmatrix} = \sqrt{\frac{3}{2}} \begin{vmatrix} 0 \\ \hat{U}\sin\alpha_U \\ \hat{U}\cos\alpha_U \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.9})$$

Die Maschinengleichungen des drittrangigen Systems und deren Ableitungen werden bei einem angenommenen Betriebspunkt durch die Parktransformation T auf die d-q-Koordinaten überführt, sodass die Ständerwicklung eine feste Lage gegenüber den Polen erhält (siehe Abbildung A.10).

Die Matrizengleichung 2.16 wird entsprechend der Transformationsvorschriften durch die Matrix T in das d-q-System umgesetzt:

$$\begin{vmatrix} U_{0dq} \\ U_{FDQ} \end{vmatrix} = - \begin{vmatrix} T(r_{UVW})T^{-1} & 0 \\ 0 & r_{FDQ} \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} I_{0dq} \\ I_{FDQ} \end{vmatrix} - \left(\begin{vmatrix} T(d\psi_{UVW}/dt) \\ d\psi_{FDQ}/dt \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} (dT/dt)\psi_{UVW} \\ 0 \end{vmatrix} \right) + \begin{vmatrix} U_{n,0dq} \\ 0 \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.10})$$

Hierbei stellt $U_{n,0dq}$ die parktransformierte Sternspannung U_n dar. Mit $\Psi_{0dq} = T\Psi_{UVW}$ gilt für die Ableitung des Flusses:

$$\frac{d\psi_{0dq}}{dt} = \frac{dT}{dt}\psi_{UVW} + T \frac{d\psi_{UVW}}{dt} \quad T \frac{d\psi_{UVW}}{dt} = \frac{d\psi_{0dq}}{dt} - \frac{dT}{dt}T^{-1}\psi_{0dq} \quad (\text{A 14.11})$$

$$\frac{dT}{dt}T^{-1}\psi_{0dq} = \omega \begin{vmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 1 & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ -\omega\psi_q \\ \omega\psi_d \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.12})$$

Im Fall der Sternbehandlung und Unsymmetrie können Sternspannung und -strom (U_n, I_n) in Gleichung A 14.3 ebenfalls auf das d-q-System transformiert werden:

$$U_{n,0dq} = TU_n = -T(r_n E_3)T^{-1}TI_n - T(L_n E_3)T^{-1}T \frac{dI_n}{dt} \quad (\text{A 14.13})$$

In der Unsymmetrie besitzt die transformierte Sternspannung $U_{n,0dq}$ nur ein Element in der ersten Zeile:

$$U_{n,0dq} = -T(r_n E_3)T^{-1}I_{n,0dq} - T(L_n E_3)T^{-1} \frac{dI_{n,0dq}}{dt} = - \begin{vmatrix} r_0 I_0 \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} L_0 dI_0/dt \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} \quad (\text{A 14.14})$$

Dadurch entstehen allgemeine Park'sche Differenzialgleichungen der Synchronmaschine.

$$\begin{pmatrix} U_0 \\ U_d \\ U_q \\ U_F \\ U_D \\ U_Q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} r_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_a & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_a & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ -\omega\psi_q \\ \omega\psi_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \psi_0 \\ \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_F \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} r_0 I_0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} - \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} r_0 I_0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A 14.15})$$

ergeben sich durch die Berechnung der in d-q-transformierten Eigen- und Gegeninduktivitäten die endgültigen Parkmodellgleichungen.

$$\begin{pmatrix} U_0 \\ U_d \\ U_q \\ U_F \\ U_D = 0 \\ U_Q = 0 \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} r_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_a & \omega L_q & 0 & 0 & k\omega M_{SQ} \\ 0 & -\omega L_d & r_a & -k\omega M_{SF} & -k\omega M_{SD} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_{SF} & kM_{SD} & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_{SQ} \\ 0 & kM_{SF} & 0 & L_F & kM_{DF} & 0 \\ 0 & kM_{SD} & 0 & kM_{DF} & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_{SQ} & 0 & 0 & L_Q \end{pmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} I_0 \\ I_d \\ I_q \\ I_F \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} \quad (\text{A14.16})$$

In der Systemgleichung A 14.04 der Synchronmaschine ist der Faktor $k=\sqrt{3}/2$, da es sich bei der Parktransformationsmatrix um eine leistungsvariable Form $\mathbf{T}^{-1}=\mathbf{T}^T$ handelt [5.18].

Anhang A15: Technische Daten des Generators

	AMG 0280CC04	8AMG 5862142	AMG 0355AA04	8AMG586151	AMG 0400CL04
Haupt Standard	IEC 60034	IEC 60034	IEC 60034	IEC 60034	IEC 60034
Frequenz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz	50 Hz
$\cos\varphi$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
U_r	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
S_r	250 kVA	300 kVA	500 kVA	625 kVA	1000 kVA
$X_{d(u)}$	3,657	3,371	3,588	4,038	3,156
$X_{d(s)}$	2,485	2,128	2,328	2,234	2,452
$X_{q(u)}$	1,675	1,539	1,679	1,877	1,405
$X'_{d(u)}$	0,299	0,268	0,254	0,275	0,266
$X'_{d(s)}$	0,272	0,244	0,231	0,250	0,242
$X''_{d(u)}$	0,199	0,177	0,167	0,182	0,176
$X''_{d(s)}$	0,181	0,161	0,152	0,165	0,16
$X''_{q(u)}$	0,193	0,169	0,192	0,201	0,195
$X''_{q(s)}$	0,176	0,154	0,175	0,182	0,177
$X_{1(u)}$	0,091	0,074	0,094	0,087	0,108
$X_{2(u)}$	0,196	0,173	0,180	0,191	0,185
$X_{2(s)}$	0,178	0,157	0,163	0,174	0,168
$X_{0(u)}$	0,031	0,027	0,026	0,027	0,026
$X_{p(s)}$	0,224	0,201	0,191	0,206	0,199
SCR* $I_{r0}/X_{d(u)}$	0,40	0,47	0,43	0,34	0,41
T_{d0}'	2,961 s	3,053 s	3,743 s	3,912s	3,493 s
T_d'	0,134 s	0,129 s	0,178 s	0,170 s	0,234 s
T_d''	0,0112 s	0,0108 s	0,0148 s	0,0142 s	0,0195 s
T_a	0,0236 s	0,0227 s	0,0258 s	0,0293 s	0,034 s

Tabelle A15.1: Synchrongenerator - elektrische Parameter (Quelle ABB.de)

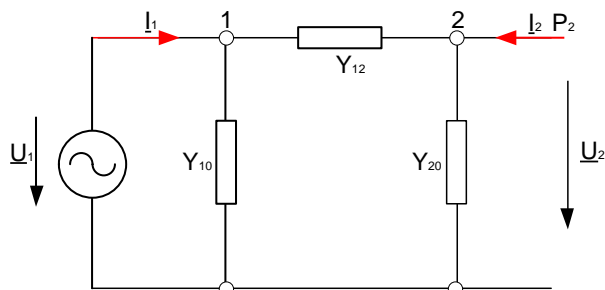
Anhang A16: Technische Parameter des Windgenerators

Parametern	Beschreibung	Einheit	Wert
Sr	Bemesungsleistung	kVA	2222
Ur	Bemesungsspannung	kV	10
cosφ	Bemessungs Leistungsfaktor		0,9
Pr	Bemess. Mech. Leistung	kW	2000
n	Nenndrehzahl	rpm	1500
f	Nennfrequenz	Hz	50
p	Polzahl		2
ra	Ständer Widerstand	p.u.	0,0076
xl	Ständer Leckage reaktanz	p.u.	0,072
xd	d-axe synchron Reaktanz	p.u.	1,52
xq	q-axe synchron Reaktanz	p.u.	0,996
x'd	d-axe transiente synchron Reaktanz	p.u.	0,152
x''d	d-axe subtransiente synchron Reaktanz	p.u.	0,116
x''q	q-axe Leerlauf subtransiente Reaktanz	p.u.	0,192
T'd	d-axe Leerlauf transiente Zeitkonstante	s	0,208
T''d	d-axe Leerlauf subtransiente Zeitkonstante	s	0,022
T''q	q-axe Leerlauf transiente Zeitkonstante	s	0,011
J	Trägheitsmoment	kg m ²	109,0223
Ta	Anlaufzeitkonstante	s	1,36968

Tabelle A16.1: Technische Daten der SG

Anhang A17: Newton-Raphson-Verfahren

Für die Lastflussberechnung wird für ein Referenzeinspeiseknoten mit festem Spannungsbetrag und –winkel verwendet. Zur Ermittlung der elektrischen Parameter des Netzes ist die iterative nichtlineare Gleichung 2. Ordnung mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahren gelöst [A.11].



2-Knoten Netz (als Beispiel)

$$I_1 = (Y_{10} + Y_{12}) \cdot U_1 - Y_{12} \cdot U_2 \quad (\text{A } 17.1)$$

$$I_2 = -Y_{12} \cdot U_1 + (Y_{20} + Y_{12}) \cdot U_2$$

$$U_2 = (Y_{20} + Y_{12})^{-1} \cdot Y_{12} \cdot U_1 + (Y_{20} + Y_{12})^{-1} \cdot I_2 \quad (\text{A } 17.2)$$

Spannung U_2 (am Knoten 2) lässt sich aus Gleichung 2 iterativ ableiten

$$U_{2,k+1} = (Y_{20} + Y_{12})^{-1} \cdot Y_{12} \cdot U_1 + (Y_{20} + Y_{12})^{-1} \cdot \frac{P_2}{U_{2,k}} \quad k = 0, 1 \dots n \quad (\text{A } 17.3)$$

Die iterative Ableitung der Gleichung wird beendet nach Erreichen $\Delta U_{2,k} = U_{2,k+1} - U_{2,k} < \varepsilon$

Anfangs Wert für $k=0$

Das Newton-Raphson-Verfahren zieht die Leistungsabweichung $\Delta P_{2,k} = P_2 - P_{2,k}$ zur iterativen Knotenspannungsberechnung heran (aus Gleichungen A.17-1 und 2 ergibt sich) [A.11]

$$U_{2,k+1} = U_{2,k} + \left(\frac{\partial P_{2,k}}{\partial U_{2,k}} \right)^{-1} \cdot (P_2 - P_{2,k}) \quad (\text{A } 17.4)$$

$$P_{2,k} = U_{2,k} \cdot I_{2,k} = -Y_{12} \cdot U_1 \cdot U_{2,k} + (Y_{20} + Y_{12}) \cdot U_{2,k}^2 \quad (\text{A } 17.5)$$

$$\frac{\partial P_{2,k}}{\partial U_{2,k}} = -Y_{12} \cdot U_1 + 2(Y_{20} + Y_{12}) \cdot U_{2,k} \quad (\text{A } 17.6)$$

Beispiel: $U_1=1$ $Y_{10}=Y_{20}=0$ $Y_{12}=10$ $P_2=-1$

$$U_{2,k+1} = U_{2,k} + \frac{10 \cdot U_{2,k} - 10 \cdot U_{2,k}^2 - 1}{20 \cdot U_{2,k} - 10}$$

k	$U_{2,k}$
0	1
1	0,9
2	0,8875
3	0,8873
4	0,8873

Stopp

Aus den Knotenspannungen lassen sich danach P und Q, Ströme und Auslastung von Betriebsmitteln ermitteln.

Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen, Indizes und Nebenzeichen

Einheiten des Internationalen Einheitssystems

Größenart	Einheit (Zeichen)	Definitionsgleichung
Kraft	Newton(N)	$1 \text{ N} = 1 \text{ kg m s}^{-2}$
Druck	Pascal(Pa)	$1 \text{ Pa} = 1 \text{ Nm}^{-2} = 1 \text{ kgm}^{-1}\text{s}^{-2}$
	Bar(bar)	$1 \text{ bar} = 105 \text{ Nm}^{-2} = 10^5 \text{ Pa}$
	phys. Atmosphäre(atm)	$1 \text{ atm} = 101325 \text{ Pa}$
Energie	Joule(J)	$1 \text{ J} = 1 \text{ Nm} = 1 \text{ kgm}^2\text{s}^{-2}$
	Kilowattstunde(kWh)	$1 \text{ kWh} = 3,6 \cdot 10^6 \text{ J}$
	Kalorie(cal)	$1 \text{ cal} = 4,1855 \text{ J}$
Leistung	Watt(W)	$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s} = 1 \text{ kg m}^2\text{s}^{-3}$
	Pferdestärke(PS)	$1 \text{ PS} = 735,498 \text{ W}$

Physikalischer Normzustand $t_n=0^\circ\text{C}$, $T_n=273,15 \text{ K}$, $p_n=101,325 \text{ kPa}$

Chemischer Standardzustand $t_0=25^\circ\text{C}$, $T_0=298,15 \text{ K}$, $p_0=101,325 \text{ kPa}$

Konstanten und physikalische Größen

Zeichnen	Wert, Formel	Einheit	Bezeichnung
Naturkonstanten			
e_0	$1,609 \cdot 10^{-19}$	As	Elementarladung
F	$F = e \cdot N_A = 9,649 \cdot 10^4$	As/mol	Faraday-Konstante
k	$1,3806505 \cdot 10^{-23}$	J/K	Bolzmannkonstante
N_A	$6,0221415 \cdot 10^{26}$	1/kmol	Avogadro Konstante
R_m	8314,47	J/ kmol ·K	Molare-Gaskonstante
V_m	22,4139	m ³ /kmol	Molares Normalvolumen des idealen Gases
m_e	$9,1093826 \cdot 10^{-31}$	kg	Masse des Elektrons
m_p	$1,6726217 \cdot 10^{-27}$	kg	Masse des Protons
m_n	$1,6749272 \cdot 10^{-27}$	kg	Masse des Neutrons

Abkürzungen

AC	Wechselstrom
BZ	Brennstoffzelle
DC	Gleichstrom
DIN	Deutsche Industrie-Norm
DFIG	Doppelgespeiste Asynchrongenerator
DT	Dampfturbine
EE	Erneuerbare Energie
EN	Europäische Norm
EUV	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GR	Gleichrichter
GT	Gasturbine
GuD	Gas- und Dampfturbine
HD	Hochdruck
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MD	Mitteldruck
MS	Mittelspannung
ND	Niederdruck
NS	Niederspannung
OS	Oberspannungsseite
PM	Permanentmagnet
PEM	Polymer-Elektrolyt-Membran
PWM	Pulsweiten-Modulation
R	Rotor
S	Stator
SECA	Solid State Energy Conversion Alliance
SG	Synchrongenerator
SOFC	Solid oxide fuel cell, Festoxid-Brennstoffzelle
TAB	Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Netz
US	Unterspannungsseite
VDEW	Vereinigung Deutsche Elektrizitätswerke
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

Hochzeichen

·	Stromgröße
'	gesättigte Flüssigkeit
''	Sattdampf, trocken gesättigter/ kondensierender Dampf
-	mittlerer Wert
0	im Ausgangszustand
Δ	verkettet, Dreiecksgrößen
fl	flüssig
g	gasförmig
i	Kleinbuchstabe: z.B. elektrische Stromstärke, Augenblickswert
I	Großbuchstabe: z.B. elektrische Stromstärke, Effektivwert oder Gleichstrom- Wert
X,x	Großbuchstabe: z.B. Reaktanz, Kleinbuchstabe: z.B. bezogene Reaktanz (per unit-Angabe)
\underline{I}	unterstrichen: komplexe Größen
X',X''	Transiente, subtransiente Reaktanz
\underline{I}^*	Konjugiert komplexer Wert von \underline{I}
Re()	Realteil von ...
Im()	Imaginärteil von ...

Indizes

ab	abgeführt
C	Carnot
irrev	irreversibel
kin	kinetisch
m	molare Größe
max	maximal
min	Minimal
mech	mechanisch
mit	Mittelwert
N	Nenn
p	Pol,-Polrad-
b	bezogen
eff	effektiv
r	Bemessungsgröße
p	bei konstantem Druck
v	bei konstantem Volumen
pot	potenziell
rev	reversibel
Zu	Zugeführt
1	Grundwelle
2,3	Oberwellen
cu	Kupfer-/Leiter-
ein	Zugeführt, eingetreten
el	elektrisch
h	Haupt-
i	Ordnungszahl
δ	Luftspalt-
σ	Streu-
ü	Übergangsverhältniss
f	Fluid
r	Nenngrößen(rated)
1,2,0	Symmetrische Komponenten
d,q,0	Park-Komponenten

Literaturverzeichnis

- [1.1] Statista GmbH 2012. *Anzahl der Gemeinden in Deutschland nach Gemeindegrößenklassen*. Statista GmbH: Hamburg, erhältlich unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/1254/umfrage/anzahl-der-gemeinden-in-deutschland-nach-gemeindegroessenklassen/>
- [2.1] Joint Research Centre 2012. *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology*. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit: Italy, erhältlich unter: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis>
- [2.2] Universität Augsburg 2009. *GIS-gestützte Standortanalyse für Windenergie in Deutschland*. Projektseminar Erneuerbare Energien II. Plakat, erhältlich unter: http://www.geo.uni-augsburg.de/lehrstuehle/humgeo/medienverzeichnis/cover/publikationen/bosch/Plakat_Windenergie.pdf
- [2.3] Statista GmbH 2012. *Anzahl der Biogasanlagen in Deutschland in den Jahren 1992 bis 2014*. Statista GmbH: Hamburg, erhältlich unter: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/167671/umfrage/anzahl-der-biogasanlagen-in-deutschland-seit-1992/>
- [2.4] Fachverband Biogas e.V. [ohne Datum]. *Branchenzahlen – Prognose 2013/14*. Fachverband Biogas e.V.: Freising, erhältlich unter: [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/13-11-11_Biogas%20Branchenzahlen_2013-2014.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-11-11_Biogas%20Branchenzahlen_2013-2014.pdf)
- [2.5] Mittlböck, Manfred et al. 2006. *Virtuelle Kraftwerke für Autarke Regionen*. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 58/2006. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie: Wien.
- [2.6] Peter, Stefan 2013. *Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen*. Umweltbundesamt: Dessau-Roßlau.
- [2.7] ETG-Taskforce Dezentrale Energieversorgung 2020 2007. *VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020*. Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG): Frankfurt.
- [2.8] Handschin, E.; Horenkamp, W.; Wiesner, Th. 2000. Technisch-wirtschaftliche Aspekte für dezentrale Energieversorgung im Niederspannungsnetz. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*. Volume 117, Issue 7-8, pp 456-460.
- [2.9] Eide, Björn 2008. *Regelung und Optimierung eines Brennstoffzellensystems für die Hausenergieversorgung*, Dissertation. Kassel University Press: Kassel.

- [2.10] Droste-Franke, Bert et al. 2009. *Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke: Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung*, Springer Verlag: Berlin.
- [2.11] Matics, Jens 2007. *Betriebliche Modellierung, Auslegung und Management von dezentralen Energiesystemen*, Dissertation. Universität Duisburg-Essen.
- [2.12] ENERTRAG 2014. *Das Hybridkraftwerk*, ENERTRAG: Gut Dauerthal, erhältlich unter: <https://www.enertrag.com/projektentwicklung/hybridkraftwerk.html>
- [2.13] E.ON 2013. *E.ON nimmt „Power to Gas“-Pilotanlage im brandenburgischen Falkenhagen in Betrieb*, Pressemitteilungen, erhältlich unter: <http://www.eon.com/de/presse/news/pressemitteilungen/2013/8/28/eon-nimmt-power-to-gas-pilotanlage-im-brandenburgischen-falkenhagen-in-betrieb.html>
- [2.14] Diwald, Werner 2012. *Energiespeicher Symposium 2012*. Vortrag, erhältlich unter: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/ess_2012/Diwald_Hybridkraftwerke_Basis_der_Energiewende.pdf
- [2.15] Shustov, Andrey 2009. *Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen*, Dissertation. kassel university press: Kassel.
- [2.16] Jahn, Jörg 2007. *Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besondere Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern*, Dissertation. kassel university press: Kassel.
- [3.1] Bolle, Friedrich-Wilhelm et al. 2012. *WaStraK NRW „Einsatz der Wasserstofftechnologie in der Abwasserbeseitigung - Phase I*. Bericht im Auftrag von Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. Aachen.
- [3.2] Faktor-i³ GmbH 2012. *Regionales Energiekonzept Lausitz-Spreewald: Auszug aus dem Kommunalen Datenkatalog für die Stadt Großräschen*. Im Auftrag der Regionalen Planungsgemeinschaft Lausitz-Spreewald.
- [3.3] *envia* 2005. *Leitungsübersicht Stromversorgung*; in: Blatt 4 Anlage zum Flächennutzungsplan für die Stadt Großräschen mit den Gemeinden Allmosen, BARzig, Dörrwalde, Freienhufen, Saalhausen, Wormlage und Woschkow. Planunterlagen der *envia* Mitteldeutsche Energie.
- [3.4] Lehrstuhl Kraftwerkstechnik 2012. *Windgeschwindigkeiten MZG 10 min-Mittelwerte*. CEB-ra-Research, BTU Cottbus.

-
- [3.5] Jarass, Lorenz; Obermair Gustav und Wilfried Voigt 2009. *Windenergie: Zuverlässige Integration in die Energieversorgung*. 2. Auflage. Springer: Heidelberg.
- [3.6] Bundesverband Windenergie e.V 2011. Rauigkeitsklassen / Häufigkeitsverteilung / Weibull-Verteilung. Bundesverband Windenergie e.V, erhältlich unter: <http://www.windenergie.de/search/node/H%C3%A4ufigkeitsverteilung>
- [3.7] Iffrath, Konrad 2010. *Technology and Operation of Wind Turbines*. Vorlesungsskripts, BTU Cottbus.
- [3.8] Universität zu Köln (ohne Datum). *Berechnungsverfahren des Windenergiespektrums*. Institut für Geophysik und Meteorologie, Universität zu Köln.
- [3.9] Deutscher Städte- und Gemeindebund 2009. *Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten: Ersetzen von Altanlagen durch moderne Windenergieanlagen als Chance für die Gemeindliche Entwicklung*. DStGB Dokumentation No. 94.
- [3.10] Enercon 2013. *Technische Daten E-82 2000 kW*, unter: www.enercon.de
- [3.11] Srinivasan, Supramaniam 2006. *Fuel Cells: From Fundamentals to Applications*. Springer Science + Business Media, LLC: USA.
- [3.12] Smolinka, Tom; Günther, Martin und Jürgen Garcke 2011. *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Fraunhofer ISE und FCBAT: Freiburg im Breisgau.
- [3.13] Wenske, Michael 2011. *Stand und neue Entwicklungen bei der Elektrolyse*. ENERTRAG: Berlin, erhältlich unter http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Tagungen_Workshops/2011/H2-FF/08_Wenske_Enertrag.pdf
- [3.14] Angloher, Johannes; Dreier, Thomas 2000. *Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung*. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft Teil 1, Wasserstoff-Initiative Bayern: München.
- [3.15] Smolinka, Tom; Günther, Martin und Jürgen Garcke 2011. *Stand und Entwicklungspotenzial der Wasserstoffelektrolyse zur Herstellung von Wasserstoff aus regenerativen Energien*. Kurzfassung des Abschlussbericht. NOW-Studie, 1. Revision. Fraunhofer ISE.
- [3.16] EG&G Technical Services Inc. 2004 *Fuel Cell Handbook*. 7th Edition, U.S. Department of Energy: USA
- [3.17] Winkler, Wolfgang 2002. *Brennstoffzellenanlagen*. Springer: Berlin, Heidelberg.
- [3.18] Milewski, Jrosław; Swirski, Konrad; Santarelli, Massimo and Pierluigi Leone 2011. *Advanced Methods of Solid Oxide Fuel Cell Modeling*. Springer: London.

- [3.19] NETL/TIAX LLC 2003. *Scale-Up of Planar SOFC Stack Technology for MW-Level Combined Cycle System*. Final Report. Acorn Park Cambridge, Massachusetts.
- [3.20] Vielstich, Wolf; Lamm, Arnold and Hubert A. Gasteiger (eds.) 2003. *Handbook of Fuel Cells: Fundamentals Technology and Applications*. Volume 1. Wiley: UK, USA.
- [3.21] Karamanolis, Stratis 2003. *Brennstoffzellen: Schlüsselemente der Wasserstofftechnologie*. 1. Auflage. Vogel Business Media: Würzburg.
- [3.22] Schmidt-Walter, Heinz 2005. *Wasserstofftechnik und Brennstoffzellen: SOFC – die Oxidkeramische Brennstoffzelle*. Vorlesungsskript. Fachbereich Elektrotechnik/ Energie, Elektronik und Umwelt, Fachhochschule Darmstadt.
- [3.23] Kautz, Martin 2005. *Auslegung von extern gefeuerten Gasturbinen für dezentrale Energieanlagen im kleinen Leistungsbereich*. Dissertation. Universität Rostock, Fakultät für Maschinenbau und Schiffstechnik.
- [3.24] Weber, Gernot und Jürgen Weber 2010. *Thermodynamik der Energiesysteme: konventionell, rationell, regenerativ*. VDE Verlag: Berlin.
- [3.25] Fünfgeld, C. 1999. *Repräsentatives Profil "Haushalt"*. BTU Cottbus, Lehrstuhl Energiewirtschaft.
- [3.26] Vereinigte Stadtwerke Netz GmbH (ohne Datum). *Standardlastprofile (MS Excel)*, erhältlich unter: http://www.vsg-netz.de/vsgnetz/_Dateien/VDEW_-SLP_Profile_Strom_VSG.xls
- [4.1] DlgSILENT 2011. *PowerFactory Version 14.1 Benutzerhandbuch*. Band I, Edition 1, DlgSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.2] DlgSILENT 2013. *Technical Dcumentation: General Load Model*. DlgSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.3] Heuck, Klaus; Dettmann, Klaus-Dieter und Detlef Schulz 2010. *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. 8. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag: Wiesbaden.
- [4.4] DlgSILENT 2009. *PowerFactory Technical Reference: Overhead Lines and Cables Models*. DlgSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.5] DlgSILENT 2011. *PowerFactory Technical Reference: Cable Systems*. DlgSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.6] Crastan, Valentin 2007. *Elektrische Energieversorgung 1*. Band 1, Springer-Verlag: Berlin, Heidelberg.
- [4.7] DIN VDE 0100 1995. *Beiblatt 5: Errichtung von Starkstromanlagen mit Nennspannung bis 1000V*.

- [4.8] DigSILENT 2007. *Technical Documentation: Two-Winding Transformer (3-Phase)*. DigSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.9] DigSilent 2009. *Technical Documentation: Static Generator*. DigSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.10] Audring, Dirk 2003: *Elektrische Netzeinbindung dezentrale Brennstoffzellenanlagen*. Shaker Verlag: Aachen.
- [4.11] Stetz, T.; Yan, W. und M. Braun 2010. *Voltage Control in distribution systems with high level PV penetration - Improving Absorption Capacity for PV Systems by Reactive Power Supply*. Fraunhofer IWES: Bremerhaven.
- [4.12] DigSILENT 2007. *Technical Documentation: PWM Converter*. DigSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.13] DigSILENT 2011. *DigSILENT PowerFactory Version 14.1 Benutzerhandbuch*. Band 2, Edition 1, DigSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.14] Caldon, Roberto; Rossetto, Fabrizio und Roberto Turri 2003. *Analysis Dynamic performance of dispersed generation connected through inverter to distribution networks*. 17th International Conference on Electricity Distribution, Barcelona 12-15 May 2003, erhältlich unter <http://www.cired.net/publications/cired2003/reports/R%204-87.pdf>
- [4.15] Wall, S. 2001. *Performance of Inverter Interfaced Distributed Generation*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition 2001, vol. 2.
- [4.16] DigSilent 2009. *Technical Documentation: Station Controller*. DigSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.17] DigSilent 2010. *Technical Documentation: Synchronous Generator*. DigSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.18] VDE 3680 2002. *Regelung von Synchronmaschinen*.
- [4.19] Oeding, Dietrich und Bernd Rüdiger Oswald 2011. *Elektrische Kraftwerke und Netze*. 7. Auflage. Springer Verlag: Berlin, Heidelberg.
- [4.20] Marenbach, Richard; Nelles, Dieter und Christian Tuttas 2013. *Elektrische Energietechnik - Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik*. Springer Fachmedien: Wiesbaden.
- [4.21] Nells, Dieter 2009. *Netzdynamik: Elektromechanische Ausgleichsvorgänge in elektrischen Energieversorgungsnetzen*. VDE Verlag: Berlin.

-
- [4.22] VDE 2008. DIN EN 60034-3 (VDE 0530-3) *Drehende elektrische Maschinen – Teil 3: Besondere Anforderungen an Synchrongeneratoren angetrieben durch Dampfturbinen oder Gasturbinen.*
- [4.23] Mrugowsky, Hartmut 2013. *Drehstrommaschinen im Inselbetrieb: Modellbildung - Parametrierung - Simulation.* Springer Fachmedien: Wiesbaden.
- [4.24] Hau, Erich 2008. *Windkraftanlagen Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit.* 4. Auflage. Springer-Verlag: Berlin, Heidelberg
- [4.25] DlgSILENT 2003. *Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators.* DlgSILENT GmbH: Gomaringen.
- [4.26] DIN EN 60909-0/2001 (VDE 0102) 1990. *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen.* Teil 0
- [4.27] Schwab, Adolf J. 2012. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie.* Springer Verlag: Berlin, Heidelberg
- [4.28] DIN VDE 0102-Bbl.3 (VDE 0102) 2003. *Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Faktoren für die Berechnung von Kurzschlussströmen nach IEC 60909-0.* Beiblatt 3
- [5.1] Fraunhofer IWES (ohne Datum). *Investitionskosten Onshore,* erhältlich unter: <http://www.windmonitor.de/report>
- [5.2] Tomaschek, Jan und Helmut Kollmann 2009. *Windenergie: Bewertung von Kosten und Potenzialen.* eBWK, Bd. 61 (6).
- [5.3] Koebe, Kristina 2005. *Storage of renewable hydrogen in abundant storages relevant for Mecklenburg-West Pomerania - Part 2.* Project "Wind energy in the Baltic Sea Region 2", Component 4: Wind energy storage solutions.
- [5.4] Fraunhofer IWES (ohne Datum). *Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten.* Wirtschaftlichkeit, erhältlich unter: <http://www.windmonitor.de/report>
- [5.5] Eichseder, Helmut und Manfred Klell 2012. *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik: Erzeugung, Speicherung, Anwendung (ATZ/MTZ-Fachbuch).* Vieweg+Tubner Verlag: Wiesbaden.
- [5.6] Thijssen, Jan 2007. *The Impact of Scale-Up and Production Volume on SOFC Manufacturing Cost.* National Energy Technology Laboratory: USA.
- [5.7] Arthur D. Little Inc. 1999. *Assessment of Planar Solid Oxide Fuel Cell Technology.* Report to DOE FETC. Acorn Park, Cambridge: Massachusetts.
- [5.8] NETL 2003. *Distributed Generation: Ensuring Energy Security, Reliability, and Efficiency.* U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy. National Energy Technology Laboratory: USA.

- [5.9] Kohl, Wolfgang 2012. *Wirtschaftlichkeitsberechnung*. Vorlesungsscript. Institut für Energie- und Umwelttechnik, Hochschule Mannheim.
- [5.10] Groscurth, Helmuth-M. (ohne Datum). *Zur Wirtschaftlichkeit von Kohlekraftwerken am Beispiel des geplanten Kohlekraftwerks in Mainz*. Projektbericht. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik: Hamburg.
- [5.11] Ströbele, Wolfgang 2013. *Stromerzeugung und -kapazitäten 2000*. Westfälische Wilhelms-Universität Münster, erhältlich unter http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/veranstaltungen/energie2/STROM_JULY06.xls
- [5.12] Schröder, Axel 2012. *Europas größte Wasserstofftankstelle*. Deutschlandfunk, erhältlich unter: <http://www.dradio.de/df/sendungen/umwelt/1688012/>
- [5.13] Landesinitiativkreis Bayern erdgas mobil (LIK Bayern) 2013. *Erdgas Preis*, erhältlich unter <http://www.tanke-erdgas.de/> (27.10.2013)
- [5.14] *Stromsteuergesetz (StromStG) 1999. (Änderung 1 Januar 2013)*, erhältlich unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/stromstg/gesamt.pdf>
- [5.15] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. 2013. *BDEW-Strompreisanalyse: Haushalte und Industrie*. Berlin.
- [A1] Naterer, Greg F.; Dincer, Ibrahim; Zamfirescu, Calin 2013. *Hydrogen Production from Nuclear Energy*. Springer-Verlag: London.
- [A2] Neumann, Bernhard 2007. *Herstellung von Wasserstoff*. Vorlesungsscript. TU Clausthal, erhältlich unter: <http://www.iee.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/Scripte/W8830K6.pdf>
- [A3] Eichseder, Helmut und Klell, Manfred 2012. *Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik Erzeugung, Speicherung, Anwendung*. 3. Auflage. Springer Verlag: Wiesbaden.
- [A4] Karl-Winnacker-Institut (ohne Datum). *Elektrochemische Thermodynamik*, erhältlich unter: http://www.dechema.de/kwi_media/Downloads/ec/5++Elektrochemisch+Thermodynamik.pdf
- [A5] Schmitz, Karl W. und Schaumann, Gunter 2005. *Kräfte-Wärme-Kopplung*. Springer-Verlag Berlin, Heidelberg.
- [A6] Stephan, Peter; Schaber, Karlheinz; Stephan, Karl; Mayinger, Franz 2005. *Thermodynamik*. Band 1: Einstoffsysteme. Springer: Berlin, Heidelberg, New York
- [A7] Langeheinecke, Klaus; Jany, Peter; Thieleke Gerd 2008. *Thermodynamik für Ingenieure*. Vieweg+Teubner: Wiesbaden.
- [A8] GVC 2006. *VDI-Wärmeatlas*. VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. Springer-Verlag: Berlin, Heidelberg

- [A9] Yoichiro Ohkubo (ohne Datum). Outlook on Gas Turbine, *R&D Review of Toyota CRDL*, Vol. 41 No. 1, pp. 1-11.
- [A10] Constantinescu-Simon, Liviu (Hrsg.) 1997. *Handbuch elektrische Energietechnik Grundlagen*. Vieweg Verlagsgesellschaft: Wiesbaden.