

Nicola Könneke

## Entwurf eines Testbetts für Assistenzsysteme in der Netz- und Systemführung

In der vorliegenden Arbeit wird eine Automatisierung der Netzführung betrachtet. Dazu wird zunächst die Grundlage des entwickelten Testbetts, die normkonforme Schnittstelle, vorgestellt. Dies beinhaltet eine Evaluierung der in der IEC-60870-5 enthaltenen Bedingungen bezüglich des Kommunikationsaufbaus und -ablaufs sowie der Zusammensetzung der jeweiligen Telegramme. Außerdem werden sowohl technische als auch juristische Voraussetzungen von Assistenzsystemen untersucht. Die Zusammensetzung des Testbetts wird detailliert beschrieben. Dabei werden die unterschiedlichen Funktionen der Kommunikationspartner (Leitwarte, Schnittstelle und Simulationsumgebung) veranschaulicht. Der Verbindungsaufbau, Datenaustausch und Aufbau des später verwendeten Assistenzsystems sind ebenfalls Bestandteil dieses Arbeitsschrittes. Die mathematische Herleitung der in der Simulationsumgebung implementierten Berechnungen (Lastfluss und Sensitivitätsanalyse) und die inhaltlichen Unterschiede zwischen dem Redispatch und dem Redispatch 2.0 schließend den analytischen Teil dieser Arbeit ab. Die detaillierte Beschreibung des Assistenzsystems erfolgt zunächst mathematisch, um im späteren Verlauf an zwei unterschiedlichen Fallbeispielen veranschaulicht zu werden. Diese Fallbeispiele beinhalten ein 6-Knoten-Netz aus der 110-kV-Ebene und ein komplexeres Netz, welches eine Nachbildung des Übertragungsnetzes von Sachsen-Anhalt samt Nachbarstationen und unterlagerten Stationen beinhaltet. Anhand dieser Netze werden sowohl die Funktionalität als auch die Vorteile des Assistenzsystems vorgestellt und belegt. Die dazugehörigen Simulationen basieren auf viertelstündlichen Messwerten und umfassen ein komplettes Jahr. Außerdem werden in dem 6-Knoten-Netz mehrere Kombinationen hinsichtlich des Einspeiseverhaltens berücksichtigt.

Nicola Könneke: Entwurf eines Testbetts für Assistenzsysteme in der Netz- und Systemführung

# Entwurf eines Testbetts für Assistenzsysteme in der Netz- und Systemführung

Der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität  
Magdeburg zu Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur

(Dr.-Ing.)

MAFO  
Band 95

# Entwurf eines Testbetts für Assistenzsysteme in der Netz- und Systemführung

---

## **Dissertation**

Zur Erlangung des akademischen Grades

## **Doktoringenieur**

**(Dr.-Ing.)**

von M. Sc. Nicola Könneke

geb. am 19. 07. 1990 in Crivitz

genehmigt durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg.

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter

Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

Promotionskolloquium am 19. Januar 2023

# **Res Electricae Magdeburgenses**

MAgdeburger FOrum zur Elektrotechnik, Neuauflage, Jg. 2023, Band 95, 2023,  
<http://www.mafo.ovgu.de/>

## **IMPRESSUM**

### **Herausgeber:**

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

### **Gründungsherausgeber:**

- Prof. Dr. rer. nat. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

V. i. S. d. P.:

Dr.-Ing. Nicola Könneke  
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2023  
Zugl.: Magdeburg, Univ., Diss., 2023

Auflage: 50

Redaktionsschluss: Februar 2023

ISSN: 1612-2526  
ISBN: 978-3-948749-32-3  
DOI: 10.24352/UB.OVGU-2023-015

© Copyright 2023 Nicola Könneke

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH,

Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben

# Danksagung

Die nachfolgende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl Elektrische Netze und Erneuerbare Energie am Institut für elektrische Energiesysteme der Otto-von Guericke Universität.

An dieser Stelle möchte ich mich bei Allen bedanken, die mich unterstützt haben und mir zu jeder Zeit mit Rat zur Seite standen.

Besondere Dank gilt dabei meinem Doktorvater, Herr Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter. Er gab mir die Möglichkeit meine Dissertation zu schreiben und ermutigte mich mein Ziel nicht aus den Augen zu verlieren. Desweiteren stand er mir zur jeder Zeit mit seinem umfangreichen Fachwissen zur Seite und half mir mit fundierten Diskussionen. Ebenfalls möchte ich mich für das zeitaufwendige Korrekturlesen bedanken.

Auf akademischer Ebene gilt mein Dank Herrn Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner von der Technischen Universität Dresden vom Institut für elektrische Energieversorgung und Hochspannung für die Übernahme des Zweitgutachtens.

Für das produktive Arbeitsklima möchte ich dem gesamten Lehrstuhl danken. Ein besonderer Dank gilt dabei Christian Klabunde und Marc Gebhardt die mich mit ihrer fachlichen Expertise stehst unterstützt haben, sowie André Richter, der mich sowohl als Teamleiter als auch als Freund fachlich und moralisch unterstützt hat.

Abschließend möchte ich hier die Gelegenheit nutzen und mich bei meiner Familie und Freunden zu bedanken. Ich möchte mich für jedes offene Ohr und jedes aufmunterte Gespräch bedanken. Ein besonderer Dank gilt hier meinen Eltern und Schwiegereltern, die mir insbesondere auf den Gebieten der Motivation, Frustrationsbewältigung und der gelegentlichen Betreuung meiner Töchter Lara und Kiara immer eine wertvolle Stütze waren. Besonders hervorzuheben ist an dieser Stelle mein Ehemann Mathias, der nicht nur meine Launen mit sämtlichen Höhen und Tiefen liebe- und verständnisvoll ertragen hat, sondern mir auch fachlich immer ein Ansprechpartner war.

# Abstract

On June 30, 2011, the Bundestag decided to completely phase out nuclear energy [1]. Furthermore, a complete exit from coal power was confirmed on June 3rd, 2020 [2]. These decisions led to a significant decline in conventional generators and thus to a significant reduction in the inertial flywheel masses in the grid. In addition, the share of renewable energy sources in gross electricity generation has increased in recent years from 18.9 TWh (1990) to 233.6 TWh (2021) [3]. At the same time, the highly dynamic power electronics in the network increased significantly. As a result of this transformation, the dynamics in the individual supply networks are noticeably increasing. In the future, it can no longer be accomplished with established network management concepts that have to be carried out completely manually. Accordingly, some network management processes must be partially or fully automated.

Such an automation of the network management is considered in the present work. For this purpose, the basis of the developed test bed, the standard-compliant interface, is presented first. This includes an evaluation of the conditions contained in IEC-60870-5 regarding the communication structure and process as well as the composition of the respective telegrams. In addition, both technical and legal requirements of assistance systems are examined.

The composition of the test bed is described in detail. The different functions of the communication partners (control room, interface and simulation environment) are illustrated. The connection setup, data exchange and setup of the assistance system used later are also part of this work step.

The mathematical derivation of the calculations implemented in the simulation environment (load flow and sensitivity analysis) and the differences in content between redispatch and redispatch 2.0 conclude the analytical part of this work.

The assistance system is then first outlined mathematically in order to be illustrated later using two different case studies. These case studies include a grid with 6 nodes from the 110 kV level and a complex network, which contains a replica of the transmission network of Saxony-Anhalt including neighboring stations and subordinate stations. Using these networks, both the functionality and the advantages of the assistance system are presented and documented. The associated simulations are based on measured values based on every quarter of an hour and cover a full year. In addition, several combinations are considered with regard to the feed-in behavior in the 6-node network.

# Kurzfassung

Am 30.06.2011 beschloss der Bundestag einen vollständigen Ausstieg aus der Kernenergie [1]. Des Weiteren wurde am 03.06.2020 ein vollständiger Ausstieg aus der Kohlkraft vereinbart [2]. Durch diese Beschlüsse kam es zu einem erheblichen Rückgang der konventionelle Erzeuger und damit zu einer deutlichen Reduktion der trägen Schwungmassen im Netz. Zusätzlich ist der Anteil der Erneuerbaren Energieträger an der Bruttostromerzeugung in den letzten Jahren von 18,9 TWh (1990) auf 233,6 TWh (2021) angestiegen [3], wodurch gleichzeitig die hochdynamische Leistungselektronik im Netz deutlich zunahm. Sie kann in Zukunft nicht mehr mit etablierten, vollständig manuell auszuführenden Netzführungskonzepten bewerkstelligt werden. Dementsprechend müssen einige Prozesse der Netzführung teil- oder vollständig automatisiert werden.

In der vorliegenden Arbeit wird eine solche Automatisierung der Netzführung betrachtet. Dazu wird zunächst die Grundlage des entwickelten Testbetts, die normkonforme Schnittstelle, vorgestellt. Dies beinhaltet eine Evaluierung der in der IEC-60870-5 enthaltenen Bedingungen bezüglich des Kommunikationsaufbaus und -ablaufs sowie der Zusammensetzung der jeweiligen Telegramme. Außerdem werden sowohl technische als auch juristische Voraussetzungen von Assistenzsystemen untersucht.

Die Zusammensetzung des Testbetts wird detailliert beschrieben. Dabei werden die unterschiedlichen Funktionen der Kommunikationspartner (Leitwarte, Schnittstelle und Simulationsumgebung) veranschaulicht. Der Verbindungsaufbau, Datenaustausch und Aufbau des später verwendeten Assistenzsystems sind ebenfalls Bestandteil dieses Arbeitsschrittes.

Die mathematische Herleitung der in der Simulationsumgebung implementierten Berechnungen (Lastfluss und Sensitivitätsanalyse) und die inhaltlichen Unterschiede zwischen dem Redispatch und dem Redispatch 2.0 schließend den analytischen Teil dieser Arbeit ab.

Die detaillierte Beschreibung des Assistenzsystems erfolgt zunächst mathematisch, um im späteren Verlauf an zwei unterschiedlichen Fallbeispielen veranschaulicht zu werden. Diese Fallbeispiele beinhalten ein 6-Knoten-Netz aus der 110-kV-Ebene und ein komplexeres Netz, welches eine Nachbildung des Übertragungsnetzes von Sachsen-Anhalt samt Nachbarstationen und unterlagerten Stationen beinhaltet. Anhand dieser Netze werden sowohl die Funktionalität als auch die Vorteile des Assistenzsystems vorgestellt und belegt. Die dazugehörigen Simulationen basieren auf viertelstündlichen Messwerten und umfassen ein komplettes Jahr. Außerdem werden in dem 6-Knoten-Netz mehrere Kombinationen hinsichtlich des Einspeiseverhaltens berücksichtigt.

# Inhalt

Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis .....	VIII
Formelverzeichnis .....	X
Indexverzeichnis.....	XII
1 Einleitung.....	1
1.1 Motivation .....	1
1.2 Ansatz und Alleinstellungsmerkmale dieser Arbeit .....	3
1.3 Aufbau der Arbeit.....	4
2 Leitwartenarchitektur und Assistenzsysteme.....	6
2.1 Allgemeiner Aufbau und Funktion einer Leitwarte .....	6
2.2 Grundlage für eine normkonforme Kommunikation.....	7
2.3 Aufbau der Telegramme und der Kommunikationsstruktur.....	7
2.4 Assistenzsystem.....	10
3 Aufbau und Funktion des Testbetts .....	14
3.1 Kommunikationspartner und Aufgabenbereiche.....	14
3.2 Verbindungsaufbau und Datenaustausch.....	16
3.3 Beschreibung des Assistenzsystems im Testbett.....	21
4 Case Study .....	26
4.1 Redispatch .....	26
4.1.1 Umsetzung des Redispatch.....	27
4.1.2 Kosten für Redispatchmaßnahmen.....	28
4.2 Redispatch 2.0 .....	29
4.2.1 Gesetzliche Grundlagen .....	29
4.2.2 Akteure und Ziel des Redispatch 2.0 .....	30
4.2.3 Unterschied zum traditionellen Redispatch.....	31
4.2.4 Bilanzierungsmodelle und Ausfallarbeit .....	33
4.3 Lastflussberechnung .....	35

4.4	Sensitivitätsanalyse.....	39
4.5	Bestimmung der zur Verfügung stehenden Ausfallarbeit .....	42
4.6	Fallbeispiele.....	45
4.6.1	6-Konten-Netz.....	46
4.6.1.1	Berechnung des Szenarios .....	47
4.6.1.2	Ablauf des Assistenzsystems anhand des 6-Knotennetzes.....	50
4.6.1.3	Ergebnisse.....	58
4.6.1.4	Auswertung und kritische Betrachtung .....	59
4.6.2	Übertragungsnetz Sachsen-Anhalt .....	60
4.6.2.1	Aufbau des Szenarios .....	61
4.6.2.2	Gegenüberstellung der Vorgehensweisen .....	64
4.6.2.3	Auswertung und kritische Betrachtung .....	70
5	Zusammenfassung.....	73
6	Ausblick .....	75
	Literaturverzeichnis.....	76
	Anhang .....	81
	Liste aller Veröffentlichungen.....	85

---

# Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Aufbau des Leitsystems .....	2
<b>Abbildung 2:</b> Funktion und Aufbau der Leitwarte [8].....	6
<b>Abbildung 3:</b> Anwendung des OSI-Modells nach IEC 60870-5-101 [15], [17].....	8
<b>Abbildung 4:</b> APDU nach IEC 60870-5-101 [18] .....	9
<b>Abbildung 5:</b> ASDU nach IEC 60870-5-101 [15] .....	9
<b>Abbildung 6:</b> Ablauf eines Assistenzsystems [20] .....	11
<b>Abbildung 7:</b> Autonomiestufen im Netzbetrieb [22] .....	12
<b>Abbildung 9:</b> Systemübersicht [23] .....	14
<b>Abbildung 10:</b> Kommunikation zwischen Zentralstation und Unterstation [23].....	16
<b>Abbildung 11:</b> Kommunikationsablauf [23].....	19
<b>Abbildung 12:</b> Aufbau und Ablauf des Algorithmus [25] .....	22
<b>Abbildung 13:</b> Inhalt der Unterpunkte des Algorithmus [25].....	23
<b>Abbildung 14:</b> Ebenen des Redispatch [27].....	27
<b>Abbildung 15:</b> Umfang und Kosten des Redispatch [35] .....	29
<b>Abbildung 16:</b> Akteure des Redispatch 2.0 [39].....	31
<b>Abbildung 17:</b> Gegenüberstellung Redispatch und Redispatch 2.0 [27] .....	32
<b>Abbildung 18:</b> Ablauf des Newton-Raphson-Verfahrens [40] .....	36
<b>Abbildung 19:</b> Ausfallarbeit im Fall des Pauschalen Verfahrens [45] .....	43
<b>Abbildung 20:</b> Ausfallarbeit im Fall Spitzabrechnungsverfahrens [45] .....	45
<b>Abbildung 21:</b> 6-Knoten-Netz .....	46
<b>Abbildung 22:</b> Ersatzschaltbild für das 6-Knotennetz .....	48
<b>Abbildung 23:</b> Einspeiseprofil von vier Beispieltagen .....	52
<b>Abbildung 24:</b> 6- Knoten-Netz mit Engpass.....	56
<b>Abbildung 25:</b> Übertragungsnetz Sachsen-Anhalt.....	61

---

<b>Abbildung 26:</b> Einspeiseprofile für Photovoltaik und Windkraft am Morgen .....	62
<b>Abbildung 27:</b> Einspeiseprofile für Photovoltaik und Windkraft am Mittag .....	63
<b>Abbildung 28:</b> Einspeiseprofile für Photovoltaik und Windkraft am frühen Abend.....	63
<b>Abbildung 29:</b> Überlastung im Netz .....	64
<b>Abbildung 30:</b> Schaltbefehl um spannungsfreie Leitung zuzuschalten .....	65
<b>Abbildung 31:</b> Netzzustand nach Zuschalten der Leitung .....	66
<b>Abbildung 32:</b> Drosselung der Einspeisung an der Station Güstrow .....	66
<b>Abbildung 33:</b> Einspeiseprofile .....	68
<b>Abbildung 34:</b> Netz ohne Überlastung .....	68
<b>Abbildung 35:</b> Einspeiseprofile des teilautomatisierten Szenarios.....	70
<b>Abbildung 36:</b> Einspeiseprofil Märztag.....	81
<b>Abbildung 37:</b> Einspeiseprofil Julitag .....	82
<b>Abbildung 38:</b> Einspeiseprofil Septembertag .....	83
<b>Abbildung 39:</b> Einspeiseprofil Dezembertag.....	84

---

## **Tabellenverzeichnis**

<b>Tabelle 1:</b> Umsetzung der Autonomiestufen im Netzbetrieb [22] .....	13
<b>Tabelle 2:</b> Zusammensetzung und Funktion der Ebenen [23].....	15
<b>Tabelle 3:</b> Übersicht der Telegrammtypen [15] .....	18
<b>Tabelle 4:</b> Zuordnung der Leitungen.....	47
<b>Tabelle 5:</b> Übersicht Legende Einspeiseprofile.....	51
<b>Tabelle 6:</b> Übersicht der Leitungsauslastung an den Beispieltagen .....	53
<b>Tabelle 7:</b> Einspeisewerte des betrachteten Zeitraums.....	54
<b>Tabelle 8:</b> angeschlossene Lasten während des betrachteten Zeitraums.....	54
<b>Tabelle 9:</b> Ergebnis der Lastflussberechnung des betrachteten Zeitraums .....	55
<b>Tabelle 10:</b> Resultat der Grenzwertkontrolle des betrachteten Zeitraums .....	55
<b>Tabelle 11:</b> vollständiges Ergebnis der PFD .....	57
<b>Tabelle 12:</b> relevantes Ergebnis der PFD .....	57
<b>Tabelle 13:</b> Dokumentation des Assistenzsystems.....	59
<b>Tabelle 14:</b> Abkürzungen der Einspeisungen.....	67

---

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
EIV/DV	Einsatzverantwortlicher
AB	Anlagenbetreiber
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
PFD	Power-Flow Decomposition
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
BK	Beschlusskammer
Abs.	Absatz
a	Abschnitt
S	Seite
EE	Erneuerbare Energie
KWK	Kraftwärmekopplung
IEC	International Electrotechnical Commission
HIL	Hardware in the loop
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
APDU	Application Protocol Data Unit
PDU	Protocol Data Unit
APCI	Application Protocol Control Information
API	Application Programming Interface
IOA	Information Object Address

---

M	Monitoring
C	Command
RTU	Remote Terminal Unit
FIFO	First In First Out
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
POC	Proof of Concept

# Formelverzeichnis

<b>Formelzeichen</b>	<b>Bedeutung</b>	<b>Einheit</b>
<i>K</i>	Korrekturbetrag	€
<i>W</i>	Arbeit	Wh
<i>c</i>	Kosten	€
<i>P</i>	Leistung	W
<i>G</i>	Durchschnittliche Einstrahlung	
<i>E</i>	Einspeisung	W
<i>AF</i>	Anlagenfaktor	
<i>k</i>	Korrekturfaktor	
<i>LK</i>	anlagentypbezogene Leistungskennlinie	
<i>U</i>	Spannung	V
<i>S</i>	Scheinleistung	VA
<i>Y</i>	Admittanz	S
<i>J</i>	Jacobimatrix	
<i>I</i>	Strom	A
<i>P</i>	Wirkleistung	W
<i>Q</i>	Blindleistung	var
<i>R</i>	Widerstand	Ω
<i>X</i>	Reaktanz	Ω
<i>C</i>	Kapazität	F

---

$\varepsilon$

Schwellwert

---

## Indexverzeichnis

<b>Index</b>	<b>Bedeutung</b>
fin	finanziell
$i, j$	Laufindex
A	Ausfallarbeit
Ausgl	Bilanzieller Ausgleich
D	Differenz
EP	Einspeisepreis
lim	Limitierung
min	Minimum
max	Maximum
ist	Istwert
ber	berechnet
theo	theoretisch
plan	Planwert
VZ	Vorzeichen
inst	Installiert
$\nu$	Iterationsschritt
0	gemessen
red	reduziert
A, B	Klemmen am Vierpol
L	Last

---

G	Generator
K	Knoten
T	Terminal
Q	Querglied
trans	Transportiert
s	Shunt

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Übertragungs- und Verteilnetze sind für die elektrische Energieversorgung von so elementarer und existenzieller Bedeutung, wie das Nervensystem für den menschlichen Körper. In dieser Analogie entsprechen die Leitwarten der Übertragungs- und Verteilnetze sowohl in der Funktion als auch in der Komplexität dem Gehirn des Menschen.

Über Leitwarten, in welchen alle systemrelevanten Informationen zusammenkommen, analysiert und ausgewertet werden, erfolgt die Steuerung und Koordinierung der Versorgungsnetze. Dieser Prozess ist die Grundlage für die Beobachtung und Steuerung des Netzes und ermöglicht sowohl einen frühzeitigen (präventiven) als auch einen kurzfristigen (kurativen) Eingriff in das Last- und Erzeugungsverhalten, die Schaltzustände und Trafostufungen, um die Systemsicherheit aufrecht zu erhalten.

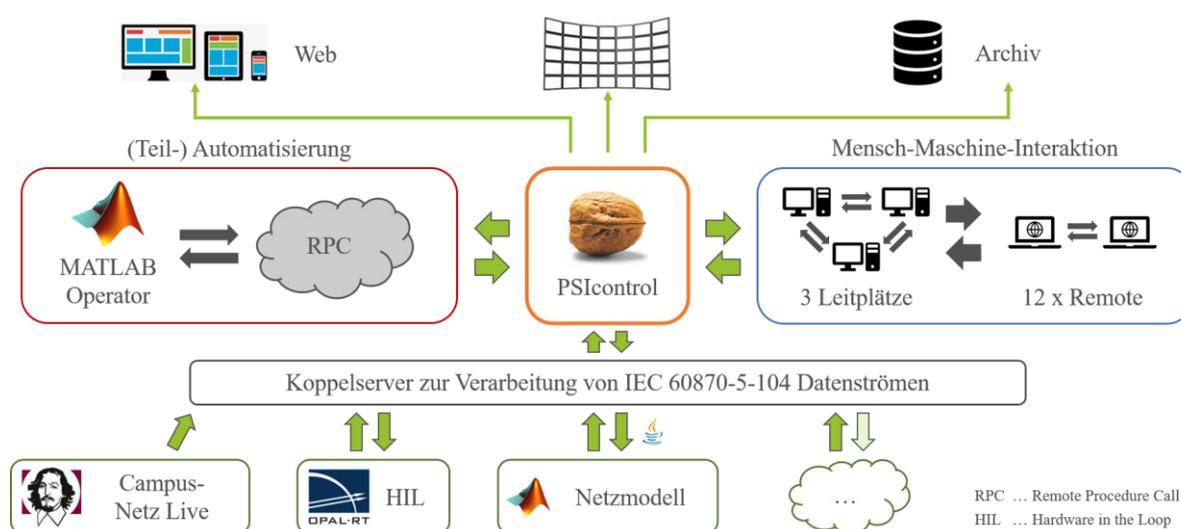
Der Ausbau der Erneuerbaren Energie und der gleichzeitig verzögerte Netzausbau haben in der jüngeren Vergangenheit zu immer höher ausgelasteten und engpassbehafteten Leitungen geführt, die durch Eingriffe der Netzbetreiber behoben werden mussten. Im Jahr 2020 erfolgte durch Kohle- und Kernkraftwerke in Summe eine Erhöhung von 3.333 GWh und eine Absenkung von 2.393 GWh [4]. Durch die Elektromobilität und die Flexibilisierung der Verbraucherseite wird das Stromnetz in Zukunft noch volatiler werden als es zurzeit schon ist. Dies sind nicht zu unterschätzende Herausforderungen, die von jedem Netzbetreiber bewältigt werden müssen. Dabei sollte nie außer Acht gelassen werden, dass ein Versorgungsnetz ebenso wie ein menschlicher Körper kollabieren kann. So wurden beispielsweise im Jahr 2020 im Vergleich zum Vorjahr allein im Nieder- und Mittelspannungsnetz 2400 Störungsmeldungen mehr gemeldet [5].

Um einer Überlastung der Netze, Betriebsmittel oder des Leitwartenpersonals zuvorzukommen, müssen neue Konzepte für die Netzführung bzw. den Netzbetrieb entwickelt und in die bestehenden Abläufe integriert werden. Dies beinhaltet auch die Entwicklung neuer Algorithmen, welche eine Optimierung der einzelnen Abläufe in der Leitwarte umfassen. Dazu gehören u. a. Schaltbefehle sowie eine Erhöhung oder Absenkung der Einspeiser. Sind die Algorithmen entwickelt, müssen diese verschiedene Testszenarien bestehen. Damit der laufende Betrieb nicht gestört wird, erfolgen diese Tests immer in Testumgebungen. Um dabei anschließend eine fundierte Aussage über die Qualität des Algorithmus treffen zu können, muss eine solche Testumgebung diverse Bedingungen erfüllen. Dabei ist die Funktion einer Testumgebung wie folgt definiert:

„Die Testumgebung spielt in der Entwicklung von Software und anderen Anwendungen eine wichtige Rolle. Im Vorfeld des Release eines Systems lassen sich durch exakte Tests mögliche Fehler von vorneherein vermeiden. Testumgebungen sind je nach Anwendung auch als Testbett bekannt.“ [6]

Zur Untersuchung der genannten Einflüsse wurde am Lehrstuhl LENA der Otto-von-Guericke Universität eine Testumgebung in Form eines Leitsystems aufgebaut. „Dieses Netzleitsystem ist notwendig, damit die entwickelten Methoden nicht nur simulativ am PC, sondern auch im Technikumsmaßstab erprobt werden können, wobei ein System zum Einsatz kommt, dass auch von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern in dieser Form verwendet wird“ [7].

Die dazu erstellte Umgebung (siehe Abbildung 1) kann im Wesentlichen in drei Ebenen (Eingabe-/ Netzwerksimulations-, Prozess- und Visualisierungsebene) unterteilt werden. Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt dabei auf der Netzwerksimulations- und Prozessschicht sowie der Implementierung eines teilautomatisierten Assistenzsystems.



**Abbildung 1:** Aufbau des Leitsystems

In der Eingabeebene können unterschiedliche Informationen eingelesen werden, wodurch eine vielseitige und umfangreiche Simulationsgrundlage geschaffen ist. Zu den aktuellen eingebetteten Netzen und Systemen gehören beispielsweise das Campus-Netz, die hausinterne OPAL-RT sowie eine Simulationsumgebung in MATLAB.

Die JAVA-Schnittstelle nach der Norm IEC 60870-5-104 ist das Schlüsselement des gesamten Leitsystems und befindet sich in der Netzwerksimulationsschicht. Sie ermöglicht, nicht nur, die verschiedenen Netzwerksituationen schnell zu generieren, zu ändern und zu analysieren, sondern ist auch die Grundlage für die Kommunikation bzw. den Datenaustausch zwischen der Eingabe- und der Prozess- sowie Visualisierungsebene.

Darauf folgt die Prozessebene, welche im Wesentlichen aus einem MATLAB-Operator und Leitplätzen besteht. Dabei ist zwischen den 3 festen und 12 variablen Leitplätzen zu unterscheiden. Die festen Bedienplätze befinden sich vor Ort, während die variablen den Forschern einen remote-Zugriff ermöglichen.

Die Visualisierungsebene umfasst die Monitore der Leitplätze, die Videowand der Leitwarte, ein Archiv sowie zukünftig einen umfangreichen Zugriff aus dem Internet mittels Laptops, Smartphones, Tablets und ähnlichem.

Durch die JAVA-Schnittstelle konnte ein Testbett entwickelt werden, welches für die zukünftige Forschung an Algorithmen und Assistenzsystemen genutzt werden kann. Durch das Testbett können unterschiedliche Szenarien simuliert und ausgewertet werden. Basierend auf dieser Auswertung können ggf. bestehende Ablaufprotokolle erneuert und damit der zukünftigen Situation angepasst werden. Ebenso können Schwachstellen im System gefahrlos lokalisiert und dafür passende Lösungen ermittelt werden. Als Beispiel für eine mögliche Unterstützung des Leitwartenpersonals wurde im Rahmen dieser Arbeit zusätzlich zu dem beschriebenen Testbett ein Assistenzsystem entworfen und in die bestehende Systemstruktur eingebettet.

## **1.2 Ansatz und Alleinstellungsmerkmale dieser Arbeit**

Um die beschriebenen Herausforderungen (steigende Komplexität, wachsende Dynamik, etc.) in Zukunft meistern zu können, muss neben einem zeitnahen Netzausbau langfristig eine Digitalisierung und Automatisierung des Netzbetriebs erfolgen. Diese Automatisierung muss sequenziell entwickelt, an Simulationen den realen Bedingungen entsprechend getestet, überprüft sowie dokumentiert und anschließend in die bestehenden Technologien implementiert werden. Bevor eine so tiefgreifende und weitreichende Veränderung in der Netz- oder Systemführung implementiert wird, müssen Tests unter realen Bedingungen außerhalb des Tagesgeschäfts erfolgen. Dafür ist das entwickelte Testbett zwingend erforderlich und kann als Grundlage für weiterführende Forschung verwendet werden.

Bei der Entwicklung des Testbetts steht folgender Gesichtspunkt im Fokus:

Technologisch wäre ein vollautomatisierter Betrieb die optimale Lösung für die zukünftigen Herausforderungen des Stromversorgungsnetzes. Allerdings erfüllen nicht alle Netzbetreiber zum aktuellen Zeitpunkt die dafür notwendigen Grundlagen, wie beispielsweise eine lückenlose Erfassung aller Betriebsmittel und Netzkomponenten. Des Weiteren kann ein vollständig automatisierter Betrieb aus rechtlichen Gründen aktuell nicht umgesetzt werden - hier tritt dieselbe Problematik wie beim Autonomen Fahren auf, da eine Maschine oder ein Algorithmus nicht haftbar ist und somit die Frage nach der Haftbarkeit im Fall eines Vorfalls nicht geklärt werden kann. Dementsprechend ist in dem vorliegenden Assistenzsystem eine direkte

Einbindung des Nutzers integriert. Durch diese Einbeziehung ist die Frage nach der Haftbarkeit eindeutig geklärt und gleichzeitig ist ein teilautomatisierter Eingriff in den laufenden Betrieb möglich.

Aktuell existieren Forschungen zu verschiedenen Schwerpunkten der Optimierung des Netzbetriebs und zugehöriger Assistenzsysteme. Die bereits entwickelten Assistenzsysteme lassen sich in zwei Kategorien, Anwendung und Produktion, unterteilen. In der Kategorie Anwendung liegt der primäre Schwerpunkt auf Systemen, die Lehrpersonal oder leistungsgeminderte Mitarbeiter in ihren Tätigkeiten unterstützen. Hingegen verfolgen die Assistenzsysteme in der Sparte Produktion das Primärziel die bestehenden Produktionsprozesse zu optimieren. Ein teil- oder vollautomatisierter Netzbetrieb, bzw. eine teil- oder vollautomatisierte Netzführung ist aktuell noch kein Schwerpunkt von wissenschaftlichen Arbeiten.

Darum wurde in der vorliegenden Arbeit der Fokus auf genau diesen Aspekt gelegt. Das entwickelte Testbett umfasst dabei drei wesentliche Komponenten. Die Leitwarte, welche in Aufbau und Funktionalität einer Leitwarte in der Realität entspricht, die eigenständig programmierte, direkte und normkonforme Kommunikationsschnittstelle zwischen der Simulationssoftware (MATLAB), sowie dem selbst entwickelten Assistenzsystem.

Die Kommunikation zwischen der Simulationssoftware und der Leitwarte erfolgt direkt mittels einer Java-Schnittstelle, wodurch sämtliche Szenarien in MATLAB programmiert und in einer realen Umgebung getestet werden können. Diese Schnittstelle ist das Fundament des Testbetts und eine Grundvoraussetzung für ein sehr breites Spektrum an Anwendungsfällen.

Das entwickelte Assistenzsystem erkennt völlig autark Engpässe und bestimmt eigenständig entsprechende Gegenmaßnahmen.

Die Umsetzung kann ebenfalls vollautomatisiert oder teilautomatisiert (Zustimmung des Users erforderlich) erfolgen. Dadurch kann in Zukunft eine deutliche Entlastung des Leitwartenpersonals gewährleistet werden.

### **1.3 Aufbau der Arbeit**

Die vorliegende Arbeit umfasst sechs Kapitel, welche sich mit folgenden Schwerpunkten befassen.

**Kapitel 2:** Im Kapitel zwei werden die Leitwarte und die damit verbundene Kommunikation mit den einzelnen Akteuren näher erläutert. Des Weiteren erfolgt eine thematische Einordnung des Begriffs Assistenzsystem in die zu Grunde liegende Thematik.

**Kapitel 3:** Das dritte Kapitel umfasst den Aufbau des Testbetts. Hierbei muss zwischen den Kommunikationspartnern und deren Aufgabenbereichen unterschieden werden. Ein weiterer Bestandteil dieses Kapitels sind der Verbindungsaufbau und der darauffolgende Datenaustausch. Der letzte Unterpunkt beschreibt die Einbettung des ebenfalls entwickelten Assistenzsystems in das Testbett

**Kapitel 4:** Im vierten Kapitel werden sowohl die Rahmenbedingungen für die durchgeführte Case Study als auch der Aufbau, Ablauf und die erzielten Ergebnisse der gewählten Fallbeispiele vorgestellt.

Für das bessere Verständnis werden unter anderem die Begriffe Redispatch und Redispatch 2.0 erläutert und anschließend gegenübergestellt. Dabei werden sowohl Gemeinsamkeiten als auch Unterschiede aufgezeigt. Außerdem werden die Zusammensetzung der jeweiligen Kosten und der genaue Ablauf des Redispatch erläutert sowie die Berechnungen der Lastflussberechnung sowie eine Sensitivitätsanalyse vorgestellt.

Anhand der Fallbeispiele wird der Aufbau sowie Ablauf des entwickelten Algorithmus veranschaulicht. Dabei erfolgt eine detaillierte Beschreibung des Assistenzsystems. Hierzu werden die Datengrundlage, die eingebetteten Berechnungen und der Aufbau selbst genau beschrieben. Zur Veranschaulichung wird die Funktionsweise im vorletzten Kapitel an Hand zweier unterschiedlicher Fallbeispiele vorgestellt. Hierbei umfasst das erste Fallbeispiel ein Beispielnetz, welches nicht in der Leitwarte implementiert ist, während das Zweite einer Nachbildung des Übertragungsnetzes von Sachsen-Anhalt mit einer Einbettung in die Leitwarte entspricht. Des Weiteren erfolgt in diesem Kapitel eine Diskussion der Ergebnisse und eine Gegenüberstellung des bisherigen Vorgehens im Netzbetrieb und des teilautomatisierten Assistenzsystems.

**Kapitel 5 und 6:** Kapitel 5 und 6 umfassen eine kurze Zusammenfassung des Vorgehens und der Ergebnisse sowie einen thematischen Ausblick mit Vorschlägen zur Weiterentwicklung des Assistenzsystems.

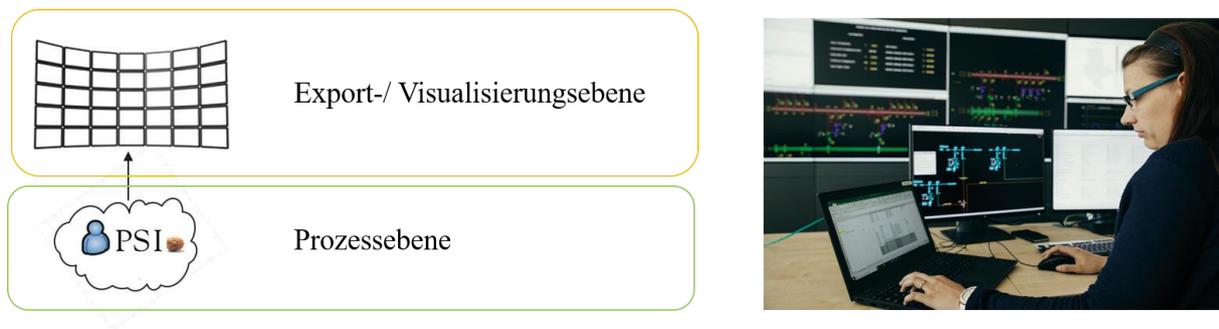
## 2 Leitwartenarchitektur und Assistenzsysteme

Eine Leitwarte dient der Unterstützung des Menschen, um ein zu steuerndes System zu beobachten und unterschiedliche Prozesse bestmöglich koordinieren und kontrollieren zu können. Dabei ist das Einsatzgebiet der Leitwartentechnologie sehr vielseitig. Im Folgenden wird auf den Aufbau, die Funktion und den Einsatz in der Energieverteilung eingegangen.

### 2.1 Allgemeiner Aufbau und Funktion einer Leitwarte

Das Einsatzgebiet von Leitwarten ist sehr vielfältig und erstreckt sich beispielsweise von den unterschiedlichen Versorgungsnetzen (Strom, Wasser, Gas, etc.) hin zu den verschiedenen Verkehrsnetzen (Bahn, Autobahn, Flugbetrieb, etc.). Dabei stellt die Leitwarte den zentralen Knotenpunkt des jeweiligen Netzes dar. Diese ist 24 Stunden pro Tag und 365 Tage im Jahr besetzt und dient der Überwachung des Systems sowie einer direkten Steuerung der notwendigen Prozesse. In der Prozessebene sind alle netzdienlichen Informationen wie beispielsweise die Netzstruktur inkl. deren Visualisierung beinhaltet. Dazu zählt auch eine Darstellung des Istzustandes über die Visualisierungsebenen.

Ein allgemeiner Aufbau sowie ein Beispiel für eine Leitwarte in der Energietechnik sind der folgenden Abbildung zu entnehmen.



**Abbildung 2:** Funktion und Aufbau der Leitwarte [8]

Das Energieversorgungsnetz ist in verschiedene Zuständigkeitsbereiche gegliedert, so existieren derzeit beispielsweise vier Übertragungs- (ÜNB) und 872 Verteilnetzbetreiber (VNB) in Deutschland. [9]

Für eine störungs- und ausfallfreie Netzführung /-betrieb ist u. a. eine normkonforme Datenübertragung (sowohl intern als auch Regelzonen übergreifend) zwingend erforderlich. Dieser Aspekt wird in den nachfolgenden Teilkapiteln genauer betrachtet.

## **2.2 Grundlage für eine normkonforme Kommunikation**

Zur Kommunikation in Stromverteilungsnetzen haben sich die Normen IEC 60870-1 bis IEC 60870-5-104 etabliert, welche von der International Electrotechnical Commission (IEC) verwaltet werden. [10]

Während die Protokolle IEC 60870-5-1 bis IEC 60870-5-5 die Zusammensetzung der einzelnen Elemente beschreiben, legt das Protokoll IEC 60870-5-101 den Aufbau der jeweiligen Telegramme fest. [11] [12] [13] [14] [15] [16]

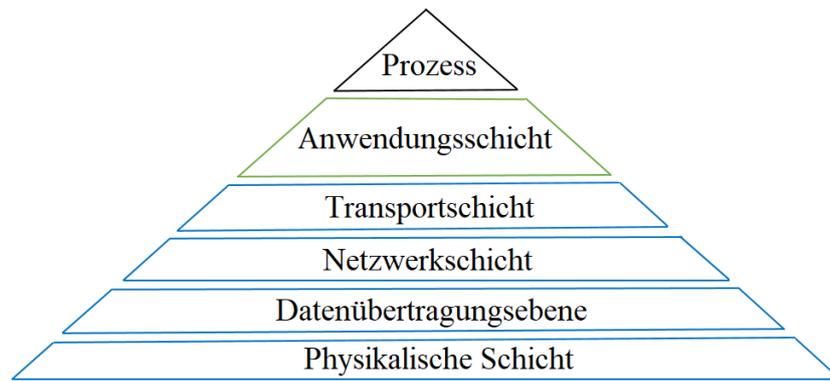
Der normkonforme Ablauf der Kommunikation zwischen der Leitstelle und den fernwirktechnisch angeschlossenen Stationen ist in IEC 60870-5-104 niedergeschrieben, welches auch für die vorliegende Kommunikation verwendet wird. Diese anwendungsbezogenen Normen stammen aus der zuvor aufgelisteten Reihe der IEC 60804-5. Für die Umsetzung der IEC 60870-5-104 müssen alle Normen der Reihe der IEC 60804-5 berücksichtigt werden. [10]

Im Rahmen des zu entwickelnden Testbetts übernimmt MATLAB die Rolle der Stationen. Die Implementierung des Kommunikationsprotokolls nach IEC 60870-5-104 erfolgt in Java.

## **2.3 Aufbau der Telegramme und der Kommunikationsstruktur**

Der Aufbau der Telegramme wird durch die Norm IEC 60870-5-104 vorgegeben. Um einen besseren Einblick in den Ablauf der Kommunikation gewährleisten zu können, wird im Folgenden zunächst allgemein auf die Kommunikation eingegangen. Anschließend wird die Struktur der Telegramme mit Hilfe der Abbildung 4 und Abbildung 5 veranschaulicht.

Das OSI-Referenz-/ Schichtenmodell (Abbildung 3) ist die bekannteste Form für eine einfache Abbildung von Kommunikationsprozessen. Dabei werden sieben aufeinander aufbauende Schichten in der vorgegebenen Hierarchie durchlaufen. Jede Schicht hat ihre spezielle Funktion hinsichtlich der Kommunikation zwischen unterschiedlichen Teilnehmern. Der Anwendungsprozess beginnt oberhalb der letzten Schicht. Die Spezifizierung der verwendeten Schichten in dem jeweiligen Prozess erfolgt durch die entsprechenden Protokolle, dabei müssen nicht alle Schichten verwendet werden. So werden beispielsweise in der IEC 60870-5 die Schichten 5 und 6 des OSI-Referenz-/ Schichtenmodells nicht verwendet.



**Abbildung 3:** Anwendung des OSI-Modells nach IEC 60870-5-101 [15], [17]

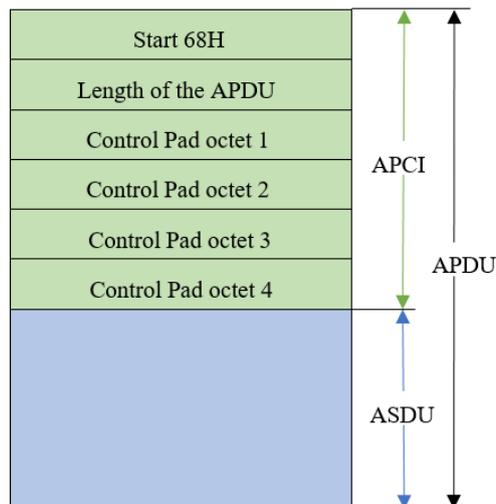
Die Spezifizierung der Übertragungsphysik erfolgt in der ersten Schicht. Dabei werden unter anderem Schnittstellentypen, Spannungspegel oder Codierungsverfahren festgelegt.

Die Datenübertragungsebene, auch Sicherungsschicht genannt umfasst die Segmentierung und Implementierung von Prüfverfahren zur Übertragung der Datenpakete. Des Weiteren sind hier die Buszugriffsverfahren verortet.

Für den Aufbau eines Verbindungskanals zwischen den ausgewählten Teilnehmern werden die Datenpakete zum nächsten Knoten durch die Netzwerkschicht geleitet. Die Umsetzung erfolgt mittels TCP/IP-Protokoll und ist Bestandteil der Netzwerk- (IP) und Transportschicht (TCP).

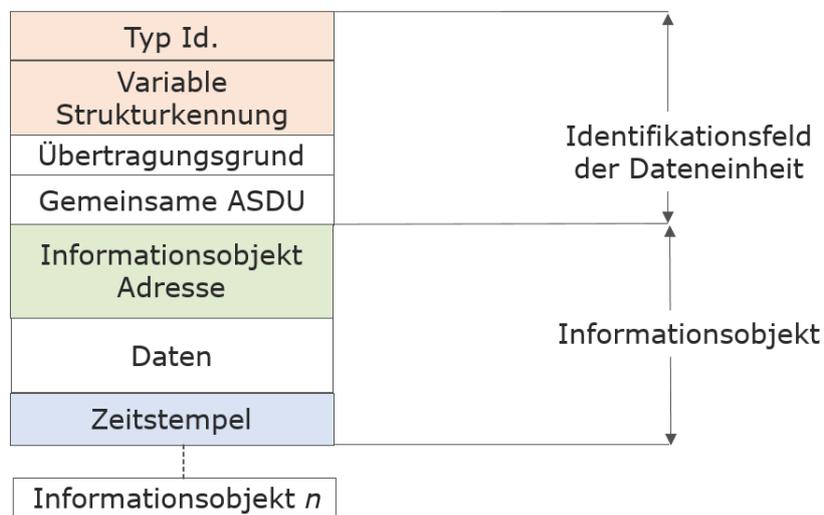
In der Anwendungsschicht werden die spezifischen Protokolle in den Prozess eingebunden. Im vorliegenden Fall werden dabei sowohl der Aufbau als auch der Inhalt der Application Protocol Data Unit (APDU) definiert.

Die APDU beinhaltet eine Kombination aus Nutzdaten und Steuerdaten. Sie entspricht einer Zusammensetzung aus der Application Protocol Control Information (APCI) und der Application Service Data Unit (ASDU). Die für den jeweiligen Anwendungsfall geeigneten APDUs werden basierend auf der IEC 60870-5-3 von der IEC 60870-5-104 generiert. Der detaillierte Aufbau der beschriebenen APDU ist Abbildung 4 zu entnehmen.



**Abbildung 4:** APDU nach IEC 60870-5-101 [18]

Die Zusammensetzung der Protokolle unterliegt einem einheitlichen Schema. Der Header bildet das Identifikationsfeld der Dateneinheit. Darin sind die Typkennung, die variable Strukturkennung, die Übertragungsursache und die gemeinsame Adresse der ASDU beinhaltet. Darauf folgen die Informationsobjekte, welche sich aus der Information Object Address (IOA), den Informationselementen und dem dazugehörigen Zeitstempel zusammensetzen. Der beschriebene Aufbau der ASDU ist in Abbildung 5 dargestellt.



**Abbildung 5:** ASDU nach IEC 60870-5-101 [15]

Hinsichtlich der Datenübertragung bestehen zwei Möglichkeiten der Datenstrukturierung. So können entweder  $n$  Informationsobjekte mit einem Informationselement ( $n:1$ ) oder ein Informationsobjekt mit  $n$  Informationselementen ( $1:n$ ) übertragen werden. Der vorliegende Anwendungsfall beinhaltet eine  $1:n$  Übertragung und ist damit IOA-orientiert. Im vorliegenden Fall ist eine besondere Form der  $1:n$  Übertragung implementiert, nämlich die  $1:1$  Übertragung.

Somit wird in jeder ASDU immer nur ein Informationsobjekt mit einem Informationselement übertragen.

## 2.4 Assistenzsystem

Assistenzsysteme stellen technische Vorrichtungen dar, die abhängig vom Automatisierungsgrad zur Unterstützung von Nutzern (z. B. Personal einer Firma oder eines Kunden) teilautomatisiert oder autonom eingesetzt werden [19]. Sind die autonomen Systeme eigenständig in der Lage auf jede Situation mit Hilfe von Sensoren selbständig zu reagieren, gehört dieses System zur Kategorie der intelligenten Systeme. Diese Systeme laufen ohne Einwirkung eines Menschen. Unterstützende Systeme fallen primär in die Kategorie der digitalen Assistenzsysteme. Diese Systeme liefern unter anderem Hinweise, Input oder Handlungsempfehlungen für den Nutzer. Dabei soll dieser unterstützt und entlastet, aber nicht ersetzt werden. Der Nutzer ist weiterhin die entscheidende Instanz. [19]

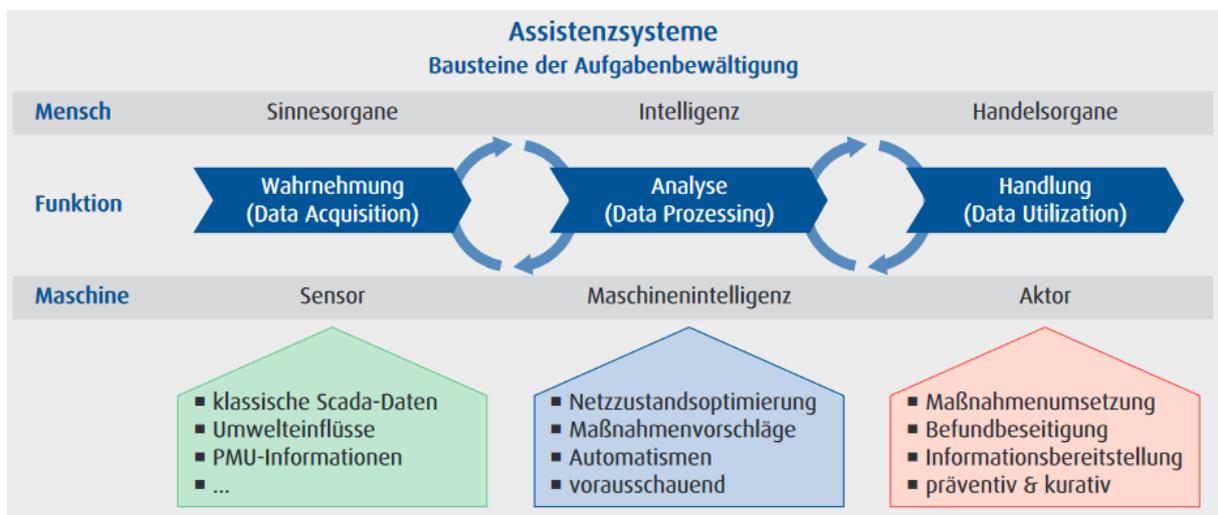
In Abbildung 6 ist der prinzipielle Aufbau eines Assistenzsystems dargestellt. Es orientiert sich an den menschlichen Prozessen der Entscheidungsfindung und ist dreistufig aufgebaut. Dabei wird bei dem Entscheidungsprozess des Menschen zwischen Sinnesorganen, Intelligenz und Handlungsorganen entschieden, hingegen werden bei den Maschinen die Kategorien Sensor, Maschinenintelligenz und Aktor näher betrachtet. Dazu müssen die Funktionen Wahrnehmung, Analyse und Handlung berücksichtigt werden. Ein exemplarischer Durchlauf dieses Prozesses erfolgt in den nachfolgenden Absätzen. [20]

Zuerst wird der Zustand des zu steuernden Systems sensorisch erfasst. Dies geschieht bei den Menschen durch die fünf Sinnesorgane (Riechen, Schmecken, Tasten, Hören, Sehen), welche es dem Menschen ermöglichen sich von seiner Umgebung und von sich selbst eine Zustandseinschätzung vorzunehmen. Fragen wie „Geht es mir gut?“ oder „Droht mir gerade von außen Gefahr?“ können dadurch beantwortet werden. Bei den Maschinen können solche Informationen meistens durch Messwerte generiert werden. Diese Messwerte können einerseits sensorische erfasst oder übertragen werden und erstecken sich beispielsweise von Spannungs-, Strom- oder Leistungswerten in der Elektrotechnik bis hin zu Windgeschwindigkeiten, Sonneneinstrahlung oder Luftdruck für die Wettervorhersage.

In der zweiten Stufe (Intelligenz bzw. Maschinenintelligenz) werden diese Informationen analysiert, also be- und ausgewertet. Am Ende dieser Phase werden mögliche Reaktion ermittelt, aber noch nicht ausgeführt bzw. umgesetzt. So ist beispielsweise der Anblick eines Feuers für einen Menschen eine ernstzunehmende Bedrohung, ist das Feuer nah genug oder bewegt sich auf die jeweilige Person zu, wird das menschliche Gehirn nach der Analyse zu dem Ergebnis kommen, dass eine Gefahr droht und Handlungsbedarf besteht. Es wird die Möglichkeiten evaluieren und eine Art Liste erstellen, die alle Reaktionen aufzählt.

Beispielsweise „Feuer löschen.“ oder „Weglaufen.“. Bei den Maschinen kann diese Phase sehr unterschiedlich gestaltet sein. So kann eine einfache „If-Verzweigung“ vorliegen oder durch künstliche Intelligenz eine eigene Lösungsfindung stattfinden. Unabhängig von der Art der Analyse wird auch bei den Maschinen am Ende dieser Phase eine oder mehrere Lösungen als Ergebnis vorliegen. So können die gemessenen und empfangenen Daten einer Wetterstation zum Beispiel auf einen bevorstehenden Orkan hinweisen. In diesem Fall könnte das Ergebnis der Analyse „Schutzmaßnahme ergreifen“ oder „Warnung ausgeben“ sein.

Die Ergebnisse der zweiten Stufen dienen der dritten und damit letzten Stufe als Input. In dieser Phase werden die Handlungsorgane bzw. die Akteure aktiviert und setzen die zuvor getroffene Entscheidung um. Wurde sich bei dem menschlichen Beispiel für eine Flucht entschieden, so würden in diesem Fall in der dritten Stufe die entsprechenden Gliedmaßen angesprochen, um vor dem Feuer zu flüchten. Wenn das Ergebnis der Analyse bei den Maschinen „Schutzmaßnahme ergreifen“ lautet, würde diese Information an die entsprechende Stelle übertragen und evtl. ein Hinweis an die Überwachung gegeben, dass diese Entwicklung dringend weiter beobachtet werden muss. Diese Überwachung kann ein Mensch oder eine andere Maschine sein.



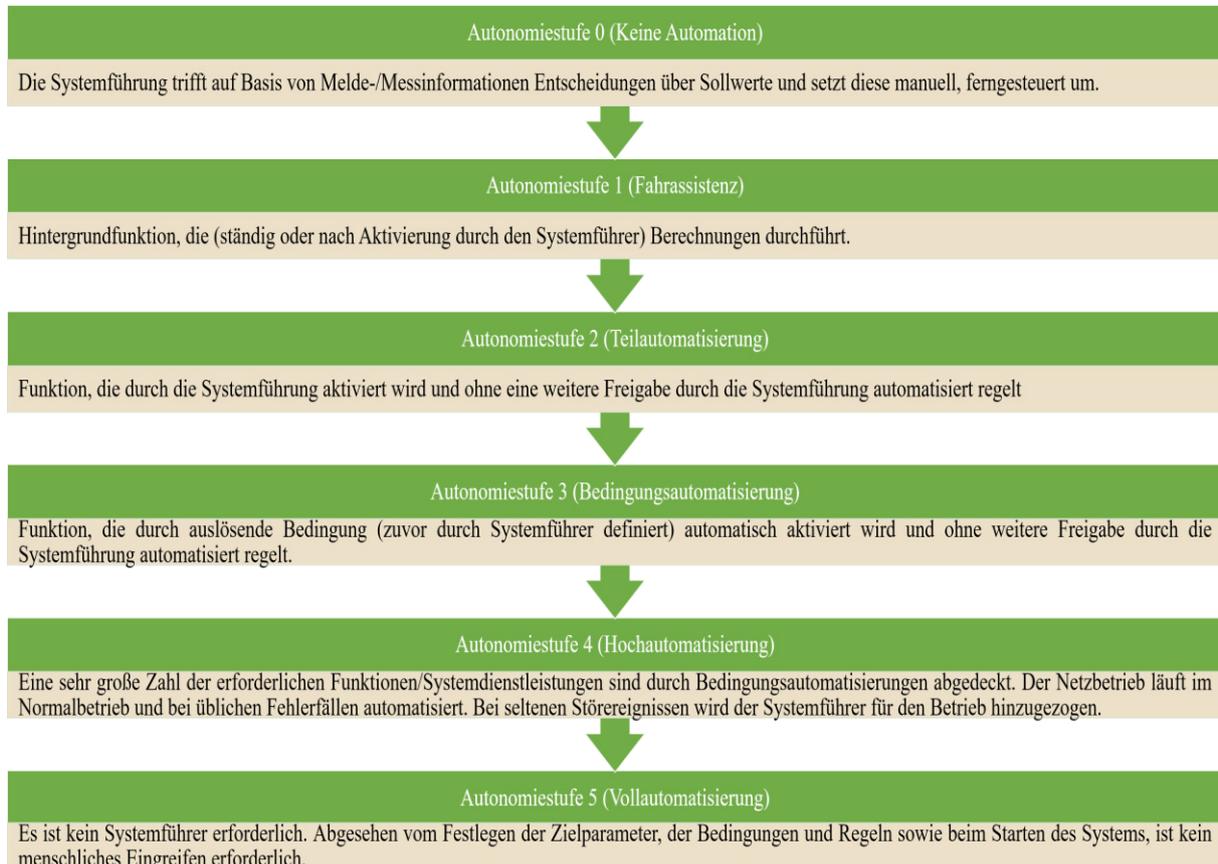
**Abbildung 6:** Ablauf eines Assistenzsystems [20]

Um die einleitend beschriebene zunehmende Dynamik und Kleinteiligkeit bestmöglich beherrschen zu können ist eine Teilautomatisierung in der Netzführung unabdingbar

Für eine solche Teilautomatisierung ist eine schnelle Regelbarkeit zwingend erforderlich. Dies umfasst sowohl die einzelnen Netzkomponenten als auch die Übertragungen. Dabei stellt die geschilderte Teilautomatisierung über einzelne Gebiete der Energieversorgung ein Zwischenziel für die nähere Zukunft dar. Das finale Ziel, eine „Gesamtsystemautomatisierung“

über das vollständige System zu erstellen ist zurzeit mit einem Umsetzungshorizont 2030 angegeben. [21] [22]

Um diese Entwicklung objektiv begutachten zu können, werden Autonomiestufen definiert. Als Grundlage für diese Stufen dient eine Orientierung an den fünf Stufen des autonomen Fahrens, für die Autonomie des Netzbetriebes sind diese Stufen wie folgt definiert:



**Abbildung 7:** Autonomiestufen im Netzbetrieb [22]

Derzeit konnten sowohl beim autonomen Fahren als auch im Netzbetrieb die ersten drei Stufen umgesetzt werden. Während in der Stufe 1 der Schwerpunkt auf Engpassmanagement als Entscheidungsunterstützung für das Systemführungspersonal gelegt wird, befindet sich der Fokus in der Stufe 2 auf Schaltprogrammen oder einer teilautomatisierten Teilstörungsbeseitigung sowie einem teilautomatisierten Lastabwurf. Zusätzlich wurde eine Empfehlung für die Autonomiestufe 3 hinsichtlich des Engpassmanagements und der Spannungs- bzw. Blindleistungskoordination ausgesprochen. Die wichtigste Grundlage für das Gelingen der Teilautomatisierung der Energieversorgung ist die Digitalisierung. [21]

Konkrete Beispiele für die Umsetzung der einzelnen Stufen bezüglich des Netzbetriebs sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst [22].

**Tabelle 1:** Umsetzung der Autonomiestufen im Netzbetrieb [22]

Stufe	Übertragungsnetz	Hochspannungsnetz	Mittel- und Niederspannungsnetz
1	<p>Netzsicherheitsrechnung, Topologieeinfärbungen, EE-Prognosen und Lastvorschau, Freischaltplanung, Zulässigkeitsprüfung im Leitsystem</p> <p>Engpassmanagement, Netzanalysefunktion für Störungs- und Erdschlussbearbeitung</p> <p>Online-Stabilitätsbewertung</p>		
2	<p>Schaltprogramme</p> <p>Manueller Lastabwurf</p>		
3	<p>Netzschutz</p> <p>Ereignisgesteuerte Schaltfolgen, Witterungsabhängiger Freileitungs- und Transformatorbetrieb</p> <p>E-Kompensationsregler</p> <p>E-Kompensationsregler, 3-Punkt-Automatisierung</p>		

Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Assistenzsystem benötigt zusätzlich zu den jeweiligen Netzdaten und einer laufenden Kommunikation (JAVA-Schnittstelle), welche das System automatisch startete nur die Vorgabe von Grenzen. Somit wäre dieses Assistenzsystem in die Autonomiestufe 5 einzuordnen. Allerdings ist ein derart autarkes System aus juristischen Gründen unzulässig, wodurch eine Bestätigung einer natürlichen Person aktuell unabdingbar ist. Durch diese notwendige Bestätigung fällt das System von der 5. in die 3. Stufe zurück.

### 3 Aufbau und Funktion des Testbetts

Für die aktuellen und zukünftigen Herausforderungen in der Netzführung bzw. des Netzbetriebes sind neue Assistenzsysteme und Algorithmen zwingend notwendig. Sind diese Lösungen entwickelt, müssen sie in die bestehenden Leitwarten und dem damit verbundenen Netzbetrieb bzw. der jeweiligen Netzführung integriert und anschließend getestet werden. Allerdings treten in solchen Testprozessen Fehler mit geringer oder auch großer Tragweite für das gesamte System auf. Kommt es zu solchen Störungen während des laufenden Betriebs in einem Netz, können die daraus resultierenden Folgen weitreichend sein. Darum ist es zwingend erforderlich, eine Testumgebung für realitätsnahe Tests für die entwickelten Algorithmen bzw. Assistenzsysteme zu schaffen. Eine solche Umgebung stellt das in dieser Arbeit entwickelte Testbett dar.

#### 3.1 Kommunikationspartner und Aufgabenbereiche

Der vorliegende Anwendungsfall deckt drei unterschiedliche Aufgabenbereiche ab - Eingabe-/ Netzwerksimulationsebene, Prozessebene sowie Export-/ Visualisierungsebene. Der detaillierte Systemaufbau kann Abbildung 8 entnommen werden.

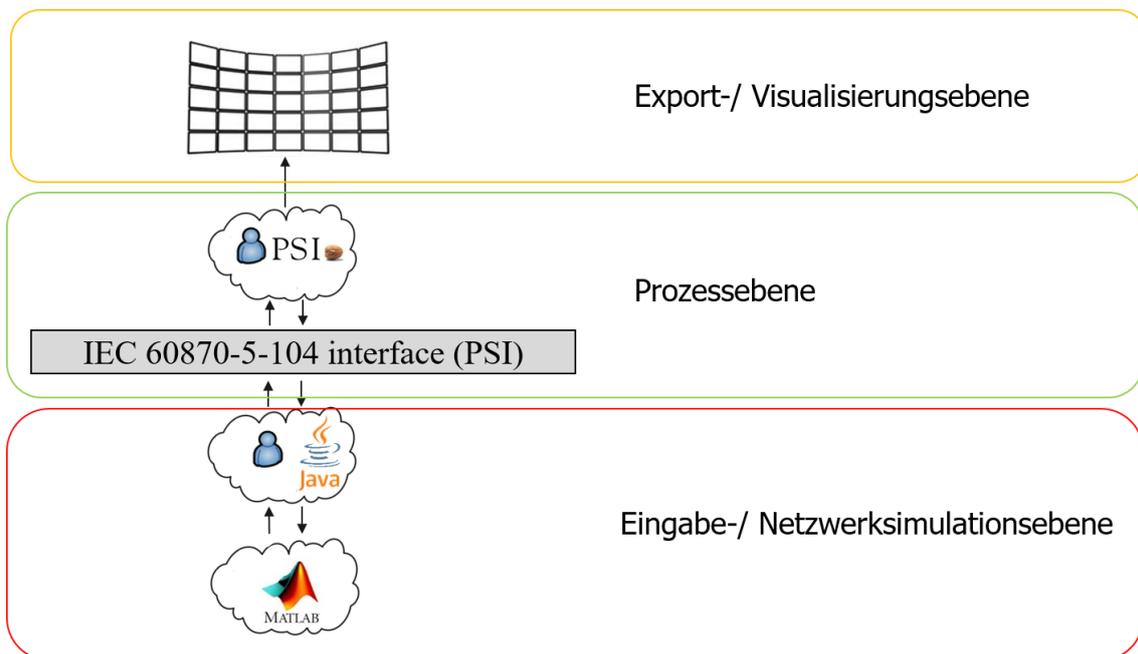


Abbildung 8: Systemübersicht [23]

Die Zusammensetzung sowie die Funktionen der einzelnen Schichten können der folgenden Tabelle entnommen werden.

**Tabelle 2:** Zusammensetzung und Funktion der Ebenen [23]

Ebenen der Leitwarten-Umgebung	Bestandteil/Funktionalität
Eingabe-/ Netzwerksimulationsebene	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwendung der MATLAB-Umgebung und Java-Schnittstelle zur schnellen Generierung verschiedener Netzsituationen</li> <li>• Umgehende Analyse der Änderungen in der Leitwarte</li> </ul>
Prozessebene	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwendung der HIL-Umgebung und der IEC 60870-5-104-Schnittstelle               <ul style="list-style-type: none"> <li>• Schlüsselement ist das PSIcontrol-Software-Framework</li> </ul> </li> <li>• Schnittstelle ermöglicht einen direkten Zugriff auf Parameter der Zentralstation</li> </ul>
Export-/ Visualisierungsebene	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leinwand der Leitwarte</li> <li>• Bildschirme der Arbeitsplätze</li> </ul>

Das Hauptaugenmerk der Erörterung liegt auf der Prozessschicht und der entsprechenden Netzwerksimulation. Um die unterschiedlichsten Szenarien schnellstmöglich generieren zu können, ist ein robuster Datenaustausch zwischen der MATLAB-Umgebung und der entsprechenden Java-Schnittstelle notwendig. Mittels der Java-Schnittstelle können die jeweiligen Änderungen der Zentralstation visualisiert werden. Dementsprechend sind dies die Schlüsselemente der Netzwerksimulationsschicht.

Durch eine Speicherung der kommunizierten Daten der Zentralstation kann die MATLAB-Umgebung bei Kommunikationsausfällen oder Zeitverzögerungen den späteren Kommunikationsablauf aufrechterhalten und im schlimmsten Fall erneut wiederherstellen. Dabei kann die Zentralstation sowohl durch einen menschlichen Bediener als auch durch eine zweite MATLAB-Schnittstelle gesteuert werden.

Die implementierte Java-Schnittstelle ermöglicht zusätzlich einen direkten Zugriff auf die Zentralstation. Dabei können folgende Parameter sowohl empfangen als auch gesendet werden.

- Schalterpositionen
- Messdaten
- Sollwerte

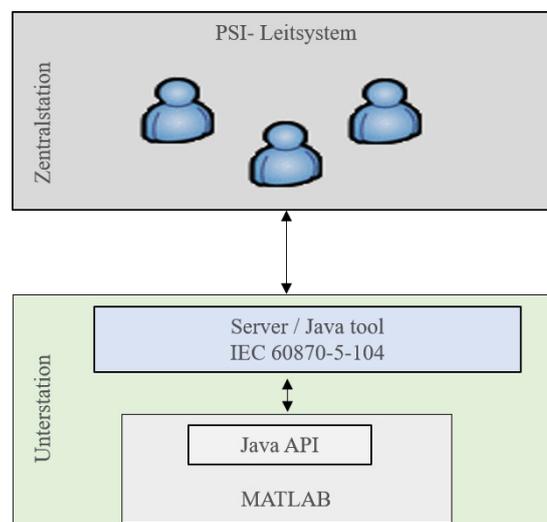
Der genaue Aufbau und Ablauf der Kommunikation sowie der damit verbundene Datenaustausch wird im Kapitel 3.2 detailliert beschrieben.

Eine Änderung der Visualisierungselemente und eine Auslösung eines Steuerbefehls in der Zentralstation kann direkt über MATLAB erfolgen. Diese Funktion kann zu Verbesserungen der jeweiligen Entscheidungs- und Optimierungsfunktionalitäten verwendet werden. Zusätzlich können mittels dieser direkten Steuerung der Zentralstation Algorithmen für den Netzbetrieb sowohl getestet oder neu entwickelt werden.

### 3.2 Verbindungsaufbau und Datenaustausch

Im folgenden Unterkapitel wird der Verbindungsaufbau und der darauffolgende Datenaustausch genauer beschrieben. Dabei wird eine bereits existierende Java Programmierung verwendet [24]. Damit der vorliegende Anwendungsfall umgesetzt werden kann, muss dieses Grundprogramm sowohl angepasst als auch durch fehlende Funktionen erweitert werden. Eine solche Optimierung stellt beispielsweise das eigenständige Senden von Telegrammen vom Server zum Client dar. Das so entstandene Programm erfüllt sämtliche Anforderungen der ICE 60870-5-104.

Für die erforderlichen Berechnungen, welche in MATLAB erfolgen, wird eine API innerhalb von MATLAB genutzt. Dadurch ist eine Kopplung von MATLAB über JAVA mit der Leitwarte möglich, wodurch Daten normkonform ausgetauscht, weitergegeben und verarbeitet werden können. Der genaue Ablauf ist Abbildung 9 zu entnehmen.



**Abbildung 9:** Kommunikation zwischen Zentralstation und Unterstation [23]

In der Unterstation ist das Java Tool eingebettet und benötigt keine kommunikationsspezifischen Parameter, wodurch es völlig autark arbeitet. Dabei übernimmt es folgende Funktionen:

- Nutzdatenaustausch zwischen Unter- und Zentralstation
- Verbindungsauf- und Abbau nach IEC 60870-5-104
- Quittierung

Der zwischen der Unter- und Zentralstation stattfindende Datenaustausch erfolgt bidirektional. Somit muss zwischen der „monitoring-“ und „command direction“ differenziert werden. Beispielsweise werden Stufen- und Schalterstellungen sowie Messwerte in „monitoring direction“, Stellbefehle oder Abfragen in „command direction“ übertragen. Dabei entspricht „command direction“ einem Austausch von der Zentralstation (Leitwarte) zur Unterstation, während im Falle einer „monitoring direction“ die Kommunikation von der Unterstation zur Leitwarte verläuft.

Die Vielzahl der umsetzbaren Telegramme der IEC 60870-5-104 deckt alle möglichen Anwendungsfälle und benötigten Parameter ab. In dem vorliegenden Fall sind 6 dieser Möglichkeiten realisiert worden (siehe Tabelle 3). Das Programm ist so konzipiert, dass eine Erweiterung des Protokolls um weitere Telegramme problemlos möglich ist.

Die Abkürzungen der einzelnen Typkennungen unterliegen folgendem einheitlichem Muster.

Position	Beschreibung
1	Übertragungsrichtung (M = monitoring, C= command)
2 und 3	Buchstaben Typ / die Funktionszuweisung
4 und 5	Buchstaben Zeitstempel
6	Vorgabe für den Aufbau des Telegramms

**Tabelle 3:** Übersicht der Telegrammtypen [15]

Abkürzung	Telegramm
M_DP_TB_1	Doppelmeldung mit Zeitmarke CP56Time2a
M_ST_TB_1	Stufenstellungsmeldung mit Zeitmarke CP56Time2a
M_ME_FT_1	Messwert, normierter Wert mit Zeitmarke CP56Time2a
C_IC_NA_1	Generalabfragebefehl
C_DC_NA_1	Doppelbefehl
C_RC_NA_1	Stufenstellbefehl
C_SE_NC_1	Sollwert-Stellbefehl, verkürzte Gleitkommazahl

Für eine fehlerfreie Kommunikation ist es unter anderem zwingend notwendig, dass die gesendeten Werte beim richtigen Betriebsmittel / Netzelement ankommen. Dafür gibt es „Identifizier“, welche einem Primärschlüssel entsprechen. Dieser Primärschlüssel, die IOA, darf nur einmal vergeben werden und muss für beide Elemente in den verwendeten Netzen der Unter- und Zentralstation identisch sein. Des Weiteren müssen Zeiten für z. B. Quittierungen, Uhrzeit, sowie die Länge der Telegramme abgestimmt werden.

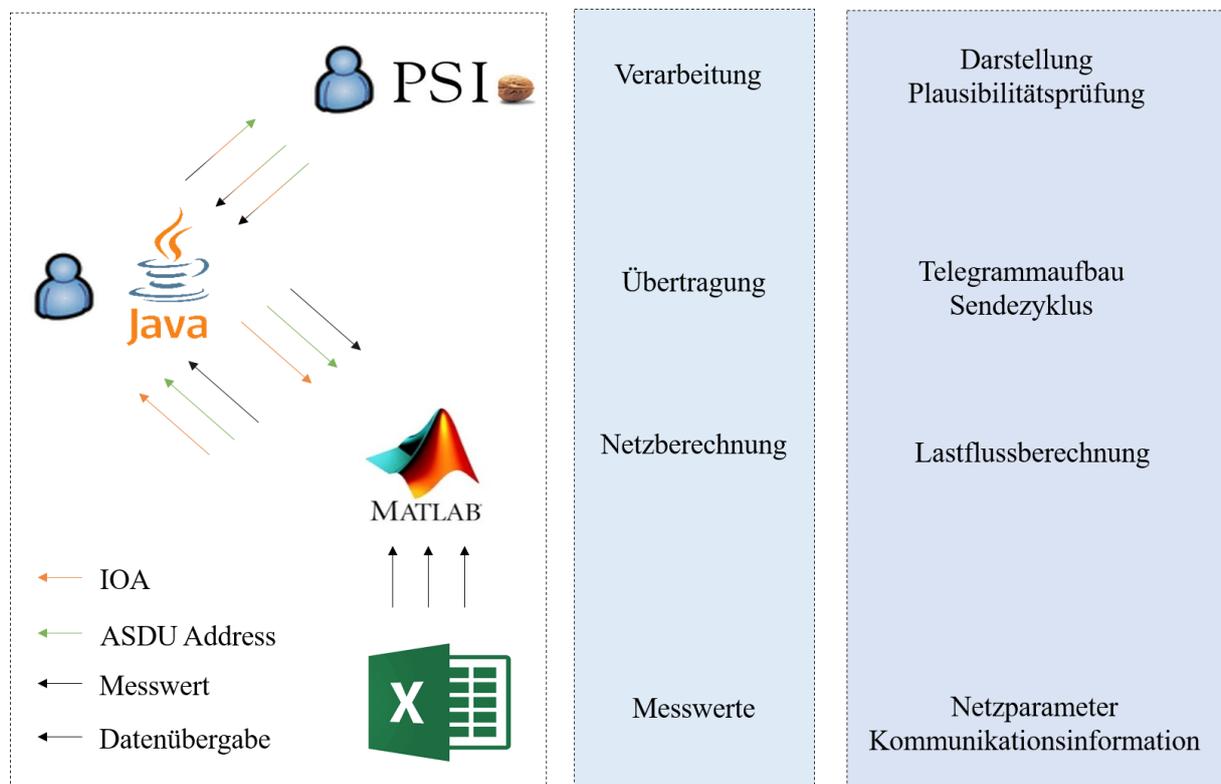
Bevor auf den Datenaustausch eingegangen werden kann, muss zunächst eine Zuordnung der Rollen der einzelnen Teilnehmer erfolgen. In dem vorliegenden Anwendungsfall übernimmt die Leitwarte die Funktion des Clients und der Zentralstation. MATLAB entspricht in Aufbau und Funktion einem Server und dementsprechend der Unterstation. Im Server werden sämtliche Informationen vorgehalten, die vom Client angefragt werden können. Somit werden die Messwerte vom Server für den Client zur Verfügung gestellt.

Für eine gezielte Abfrage oder eine Generalabfrage muss zunächst die Kommunikation aufgebaut werden. Dies übernimmt der Client, indem er ein Telegramm mit dem Inhalt „act“ an den Server sendet. Erfolgt eine Bestätigung durch den Server mit einer Antwort durch ein Telegramm „con“ ist der Kanal geöffnet. Um sicher zu stellen, dass dieser gesicherte Kanal zwischen den Teilnehmern nicht gestört wird und um gleichzeitig sicherzustellen, dass die

Teilnehmer erreichbar sind, werden in definierten Zeiten Kontrolltelegramme versendet. Diese Telegramme müssen innerhalb eines bestimmten Zeitfensters quittiert werden, sonst wird der Kanal geschlossen und die Kommunikation damit beendet.

Nachdem der Kanal geöffnet ist, erfolgt eine Generalabfrage vom Client, wodurch der Datenaustausch beginnt. Dabei überträgt das Java-Tool sämtliche Schalterstellungen aus dem Workspace von MATLAB. Es werden nur die Schalterstellungen gesendet, da alle anderen Werte nicht generalabfragepflichtig sind. Für eine fehlerfreie Übertragung der Daten ist es wichtig, dass die jeweiligen Variablen in den Programmen übereinstimmen. Andernfalls kann die erfolgte Anfrage nicht beantwortet werden, was zur Folge hat, dass eine Fehlermeldung gesendet wird. Mit dieser Fehlermeldung geht die Schließung des Kanals einher.

Ein detaillierter Überblick hinsichtlich des Kommunikationsablaufs, der Funktion der einzelnen Teilnehmer sowie deren Zweck ist in Abbildung 10 dargestellt.



**Abbildung 10:** Kommunikationsablauf [23]

In Abbildung 10 ist zu erkennen, dass in einer Excel-Tabelle sämtliche Metadaten zu den Messwerten verwaltet und gepflegt werden. Diese Tabelle beinhaltet Netzparameter sowie Kommunikationsinformationen wie bspw. die oben angesprochene IOA.

In MATLAB findet die Netzberechnung statt, zusätzlich kann durch eine Zustandsänderung eine boolesche Variable in dem Workspace eine ereignisbasierte Übertragung auslösen. Was

sich im Detail hinter diesem Übertragungsgrund verbirgt wird im nachfolgenden Abschnitt erläutert. Die Übertragung übernimmt das Java-Tool, wobei es fundamental wichtig ist, dass die jeweiligen Telegrammstrukturen der Norm entsprechen und der zuvor definierte Sendezyklus eingehalten wird. Andernfalls würde eine Fehlermeldung gesendet und der Kommunikationskanal geschlossen werden, was einen Abbruch der Übertragung bedeutet. Bei einer fehlerfreien Übertragung werden alle 3 Sekunden sämtliche Messwerte von MATLAB über das Java-Tool an die Zentralstation übermittelt. Die Zentralstation, in diesem Fall eine Leitwarte der Firma PSI, ist für die Verarbeitung der empfangenen Informationen zuständig. Die primären Aufgaben belaufen sich dabei auf die Darstellung der empfangenen Informationen (Messwerte, Schalterstellungen etc.) sowie eine Plausibilitätsprüfung der Daten. Allerdings kann durch eine Änderung in den jeweiligen Netzstrukturen zum Beispiel durch das Öffnen und Schließen eines Schalters ein ereignisbasierter Sendevorgang angestoßen werden.

Neben den Schalterstellungen befinden sich sowohl alle Messdaten, als auch zwei boolesche Variablen, die während der Kommunikation durchgehend überwacht werden. Diese Variablen zeigen an, ob zyklisch oder ereignisbasiert gesendet werden soll. Dabei entspricht zyklisch dem „normalen“ Sendevorgang bei dem alle 3 Sekunden die jeweiligen Daten gesendet werden. Das „ereignisbasierte“ Senden wird durch eine aktive Handlung des Benutzers ausgelöst, dies kann z. B eine Öffnung oder Schließung eines Schalters sein.

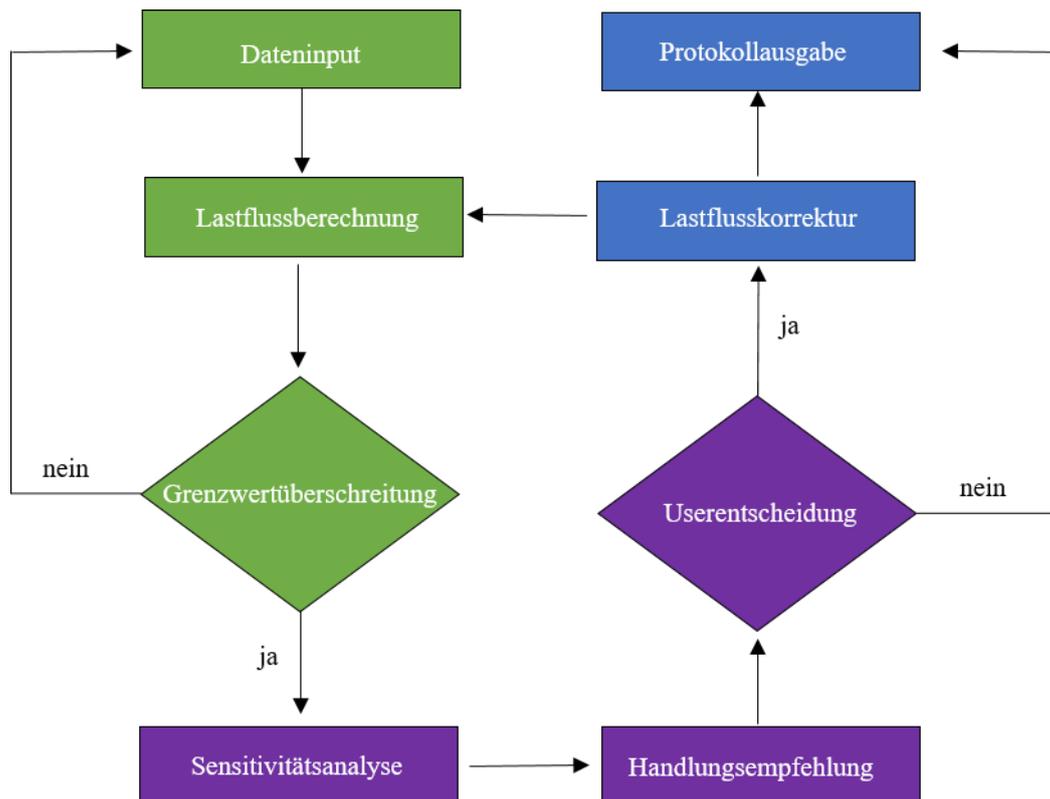
Bei dem zyklischen Senden verlässt die Leitwarte die Client-Funktion und agiert nunmehr als RTU. Gleichzeitig fungiert das Java-Tool nicht mehr als reiner Server, da er ohne Anfrage des Client Werte sendet.

Das „ereignisbasierte“ Senden kann sowohl durch eine Änderung in MATLAB als auch in der Leitwarte erfolgen. In der Zentralstation löst eine Öffnung bzw. Schließung oder eine aktive Veränderung der Lasten bzw. Einspeisungen eine ereignisbasierte Übertragung aus. Für eine aktive Änderung aus MATLAB heraus, muss im Workspace die korrespondierende boolesche Variable von 0 auf 1 gesetzt werden. Unabhängig ob diese Änderung in der Zentral- oder Unterstation erfolgt, werden unverzüglich die jeweiligen Änderungen an den Kommunikationspartner geschickt. Um eine Überschneidung der Schalterstellung zu vermeiden, werden alle Schaltbefehle, die von der Zentralstation zur Unterstation gesendet werden, in einer FIFO-Liste gespeichert. Anschließend werden diese Informationen, sobald MATLAB diese verarbeiten kann, an MATLAB übergeben. Dadurch soll eine versehentliche Überschreibung einer Schalterstellung, bevor die Berechnung erfolgen konnte, vermieden werden. Um diese „Wartefunktion“ umsetzen zu können, fragt das Java-Tool kontinuierlich eine Kontrollvariable ab. Wird diese auf „Null“ gesetzt, können die entsprechenden Variablen mit der neuen Schalterstellung überschrieben werden. Durch diese Änderung erfolgt eine neue Berechnung seitens MATLAB, die daraus resultierenden neuen Messwerte werden anschließend zurück an die Zentralstation gesendet.

### 3.3 Beschreibung des Assistenzsystems im Testbett

Wie bereits im Kapitel 2.4 aufgezeigt, ist ein stabiler und zuverlässiger Netzbetrieb ohne entsprechende Assistenzsysteme in Zukunft voraussichtlich nicht mehr möglich. In diesem Kapitel wird am Beispiel des Engpassmanagements ein mögliches System von der Idee bis zur Umsetzung vorgestellt und näher erläutert. Dieses Assistenzsystem kann theoretisch vollständig autark den Netzbetrieb bzw. die Netzführung koordinieren, allerdings ist für eine Gewährleistung der gesetzlichen Haftbarkeit eine natürliche Person nötig. Darum ist das in dieser Arbeit vorgestellte Assistenzsystem lediglich ein teilautomatisiertes Assistenzsystem und bedarf einer aktiven Bestätigung des Nutzers, bevor die berechneten Maßnahmen umgesetzt werden können. Somit ist dieses Assistenzsystem der Autonomiestufe 3 zuzuordnen. Das heißt, es werden mögliche Lösungsvorschläge generiert und absteigend nach der Effektivität dem Nutzer vorgeschlagen. Dieser kann entweder den vollständigen Lösungsvorschlag umsetzen, sich für einzelnen Bestandteile entscheiden oder den Vorschlag ablehnen. Somit liegt die Entscheidungsgewalt bei dem Nutzer und nicht bei dem Programm selbst.

Der genaue Aufbau sowie der daraus resultierende Ablauf des Assistenzsystems werden im Folgenden beschrieben. Der Programmablaufplan ist Abbildung 11 zu entnehmen, die farbliche Unterteilung wird mit Hilfe der Abbildung 12 im späteren Verlauf dieses Abschnittes beschrieben und die entsprechenden Inhalte erklärt.

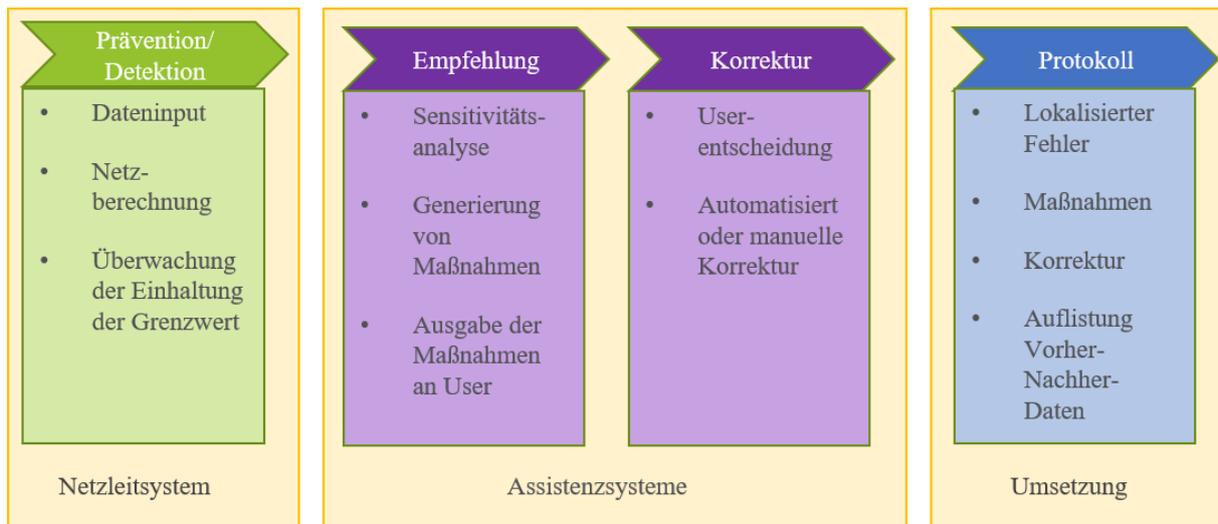


**Abbildung 11:** Aufbau und Ablauf des Algorithmus [25]

Zu Beginn erfolgt der Dateninput, welcher sowohl die Erzeugungs- und Lastprofile, als auch die Netztopologie an sich enthält.

Diese Daten sind die Grundlage für die darauffolgende Lastflussberechnung. Das Ergebnis der Lastflussberechnung gibt Auskunft über die aktuelle Netzsituation, also die Auslastung der einzelnen Leitungen und Betriebsmittel.

Die genauen Bestandteile der einzelnen Unterpunkte des Algorithmus, sind in der folgenden Grafik stichpunktartig zusammengefasst.



**Abbildung 12:** Inhalt der Unterpunkte des Algorithmus [25]

Die Abbildung 12 ist in drei Bausteine (Netzleitsystem, Assistenzsystem, Umsetzung) unterteilt. Diese Unterteilung dient der Übersichtlichkeit und soll veranschaulichen, wo genau die 4 wesentlichen Unterpunkte (Prävention/ Detektion, Empfehlung, Korrektur und Protokoll) stattfinden.

Um möglichst effizient zu handeln, ist es erforderlich zu wissen, wo der Engpass im Netz liegt und welches Kraftwerk wie viel Einfluss auf diesen Engpass nehmen kann. Diese Information liefert die Sensitivitätsanalyse.

Das heißt, nach dem Durchlaufen der Lastflussberechnung und der Sensitivitätsanalyse ist die Netzauslastung, die entsprechenden Reserven und die Einflussnahme der möglichen Maßnahmen auf den Engpass bekannt. Diese Informationen entsprechen dem Input der Grenzwertüberschreitungsfunktion. Dabei wird mittels eines Ampelprinzips geprüft, welche Grenzen eingehalten, erreicht oder gar verletzt werden. Hierfür muss zuvor seitens des Users eine weitere Eingabe bezüglich der Spannungsebene erfolgen. Je nach Spannungsebene verändern sich die Grenzwerte und technischen Vorgaben. Zusätzlich müssen die Ströme und Spannungen für die einzelnen Leitungen bestimmt werden. Da  $\underline{i}_K$ ,  $\underline{s}_K$  und  $\underline{u}_K$ , bekannt sind, können die Spannungen und Ströme an den Terminals wie folgt berechnet werden:

$$\underline{u}_T = \underline{K}_{K,T}^T \cdot \underline{u}_K \quad (1)$$

$$\underline{i}_T = \underline{Y}_T \cdot \underline{u}_T \quad (2)$$

$$\underline{s}_T = 3 \cdot \underline{U}_T \cdot \underline{i}_T^* \quad (3)$$

Aus den Terminalgrößen können die Spannungen und Ströme, die über den Leitungen zwischen den Terminals anliegen bzw. fließen ermittelt werden:

$$\underline{i}_L = 0,5 \cdot (\underline{i}_{T,A} - \underline{i}_{T,B}) \quad (4)$$

$$\underline{s}_L = 0,5 \cdot (\underline{s}_{T,A} - \underline{s}_{T,B}) \quad (5)$$

Im vorliegenden Fall sind alle Betriebsmittel als Vierpole dargestellt. Die Indizes A und B repräsentieren dabei die ungeraden und geraden Spalten der Matrizen.

Dadurch sind sowohl die Leistungen und Ströme der Knoten, Terminals und Leitungen bekannt. Auf diesen Berechnungen basierend erfolgt die Sensitivitätsanalyse, welche die Grundlage für das Aufstellen der Merit-Order-Liste darstellt. Diese Liste beinhaltet die optimierte Reihenfolge der in Frage kommenden Kraftwerke. Welches Kraftwerkspärchen ausgewählt wird und somit zur Behebung des Engpasses zum Einsatz kommt, ist zusätzlich von der Dimensionierung abhängig.

Bei der Erstellung der Liste müssen im Besonderen zwei Faktoren berücksichtigt werden. Zum einem sollte der Einfluss des Kraftwerks auf den anliegenden Engpass möglichst groß sein, zum anderen sollten die entstehenden Kosten so minimal wie möglich ausfallen. Nach erfolgter Aufstellung der durchnummerierten Liste einzelner Kraftwerke werden diese Informationen in eine Matrix überführt und anschließend dem Algorithmus des Assistenzsystems zur Verfügung gestellt.

Mit Hilfe des PFD-Verfahrens wird die Sensitivität bestimmt. Dabei sind die Vorzeichen der jeweiligen Einträge der Sensitivitätsmatrix entscheidend, welches Kraftwerk hoch- und welches Kraftwerk heruntergefahren werden kann bzw. sollte. Anschließend wird die vorliegende Leistungsdifferenz bestimmt. Die genaue Berechnung ist dem Unterkapitel 4.4 zu entnehmen.

Mittels der entsprechenden Grenzen erfolgt direkt aus der Grenzwertüberschreitungsfunktion die Bestimmung der Handlungsempfehlungen. Diese Empfehlungen beinhalten Vorschläge über Maßnahmen, wie zum Beispiel eine Inbetriebnahme von weiteren Leitungen oder Drosselungen bzw. Erhöhungen von Einspeisungen.

Unter Verwendung dieser Informationen (Welches Kraftwerk kommt in Frage und wie groß ist die Differenz?) sowie der Reihenfolge auf der erstellten Liste wird das optimale Kraftwerkspärchen ausgewählt und der Engpass behoben.

Diese ermittelten Maßnahmen werden als Handlungsempfehlung an den User ausgegeben. Dieser kann die Empfehlung vollständig bzw. teilweise annehmen oder komplett ablehnen und nach eigenem Ermessen in den Betrieb eingreifen.

Nach der Userentscheidung erfolgt direkt die Lastflusskorrektur. Dabei werden zunächst die ausgewählten Maßnahmen umgesetzt und anschließend die Wirksamkeit berechnet. Dafür erfolgt erneut eine Lastflussberechnung. Diese Berechnung kann folgende mögliche Ergebnisse beinhalten:

- Bei vollständiger Berücksichtigung der Vorschläge des Assistenzsystems wurde der vorliegende Engpass behoben und die Netzauslastung ist wieder unkritisch.
- Eine teilweise Befolgung der Maßnahmen kann bewirken, dass der Engpass nicht vollständig behoben werden konnte und weitere Maßnahmen erforderlich sind.
- Hat der User alle Vorschläge abgelehnt und eigenständig eingegriffen kann dies entweder zu einer Verbesserung der Situation oder im schlimmsten Fall zu einer Verschlechterung der Netzauslastung geführt haben.

Unabhängig ob der User den Maßnahmen Folge geleistet hat oder nicht - sobald ein erneuter Engpass anliegt, evaluiert das Assistenzsystem neue Handlungsempfehlungen und gibt diese erneut aus, sodass sich der User ein weiteres Mal entscheiden kann, was getan werden soll. In Abhängigkeit der Komplexität des Netzes und des Verhaltens des Users kann sich diese Prozedur mehrfach wiederholen.

Zum Schluss erfolgt eine gründliche Protokollierung des Gesamtprozesses. Dadurch soll eine spätere Fehleranalyse oder eine Qualitätsprüfung ermöglicht werden. Außerdem kann mittels einer gründlichen Protokollierung genau nachverfolgt werden, was wann und wie getan wurde.

## 4 Case Study

Das nachfolgende Kapitel umfasst die durchgeführte Case Study. Bevor die Ergebnisse dieser Study vorgestellt werden, erfolgt eine Erläuterung der Begrifflichkeiten Redispatch und Redispatch 2.0. Dabei wird für die allgemeine Übersichtlichkeit auf den bisherigen Redispatch eingegangen und anschließend Dieser und der Redispatch 2.0 miteinander verglichen und gegenübergestellt. Das mathematische Modell für eine Optimierung mittels der Power-Flow Decomposition Methode schließt den einleitenden Teil ab. Darauf folgt das selbst entwickelte Assistenzsystem, eine kritische Evaluation sowie zwei Fallbeispiele.

### 4.1 Redispatch

Das elektrische Versorgungsnetz ist ein sehr komplexes und zugleich auch sehr empfindliches Gebilde. Der Fokus liegt auf der Versorgungssicherheit aller Verbraucher. Um diese gewährleisten zu können, ist ein permanentes Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage bzw. Produktion und Verbrauch zwingend notwendig. Dieses Gleichgewicht ist die Grundlage für die Erhaltung der Netz- und Systemstabilität und verhindert somit Unterbrechungen in der Versorgung. Dabei ist das Engpassmanagement von fundamentaler Bedeutung. Hinter dem Begriff des Engpassmanagements verbirgt sich die Gewährleistung, dass das entsprechende Netz ohne Überlastung einzelner Betriebsmittel zuverlässig betrieben werden kann. [26]

Eine Unterbrechung des elektrischen Versorgungsnetzes kann durch viele unterschiedliche Einflüsse hervorgerufen werden. Diese können grob in zwei Kategorien unterteilt werden. Auf der einen Seite gibt es Faktoren, die für Menschen nicht beeinflussbar sind, wie zum Beispiel atmosphärische Störungen. Auf der anderen Seite können Netzüberlastungen ebenfalls zu solchen Unterbrechungen führen. Letzteres kann durch einen aktiven Eingriff seitens des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers ausgeglichen werden, sodass eine Unterbrechung verhindert werden kann. Diese kann im schlimmsten Fall aufgrund des resultierenden Leistungsungleichgewichts zu weiteren Gefährdungen der Systemsicherheit führen. [26]

Um einen solchen engpassbeseitigenden Eingriff durchführen zu können, ist es notwendig, dass alle benötigten Daten vorliegen. Dementsprechend sind die Kraftwerksbetreiber verpflichtet, die Kraftwerkseinsatzplanung vorzunehmen und diese einerseits täglich für den Folgetag und andererseits bei jeder Anpassung oder Änderung seitens des Betreibers an den Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln. Auf Grundlage dieser Kraftwerkseinsatzplanung (Dispatch) entstehen Fahrpläne. In diesen sind viertelstundenscharf die zu erwartenden Leistungseinspeisungen und -entnahmen aufgelistet. Auf der Grundlage solcher Prognosen, bezüglich der Last und der Energieproduktion, können die Übertragungsnetzbetreiber entsprechende Kalkulationen durchführen und falls nötig aktiv in die Kraftwerkeinsatzplanung regulierend eingreifen, falls das Marktergebnis einen Engpass im Netz hervorruft und Teile der

eingespeisten Kraftwerksleistung bilanzneutral zu einem anderen Kraftwerksblock an einem netztechnisch geeigneteren Knoten verschieben. Dieser aktive Eingriff wird Redispatch genannt. Zusätzlich zu den übergebenden Prognosedaten überwachen die Netzbetreiber zu jedem Zeitpunkt das Netz. Dadurch kann jede Abweichung rechtzeitig evaluiert und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. [27]

#### 4.1.1 Umsetzung des Redispatch

Bei der Umsetzung des Redispatch muss zwischen dem regelzoneninternen und dem regelzonenübergreifenden Redispatch unterschieden werden. Diese Unterscheidung bezieht sich auf die Position der jeweiligen Kraftwerke, welche für den Redispatch angesprochen werden. Unabhängig ob ein regelzonenübergreifender oder regelzoneninterner Redispatch stattfindet, werden immer Kraftwerkspärchen angesprochen. [28] [27]

Während des Redispatch wird zuerst ein infrage kommendes Kraftwerkspärchen bestimmt. Anschließend wird von diesem Pärchen ein Kraftwerk hochgefahren, die Produktion bzw. Einspeisung temporär gesteigert, und das Andere im gleichen Zeitraum eingesenkt - die Produktion bzw. Einspeisung also um den identischen Betrag temporär gemindert. Ein auftretender Engpass kann sowohl kurativ (basierend auf dem Netzzustand) als auch präventiv (basierend auf den Prognosedaten) behoben werden [26]. Der traditionelle Redispatch kann aktuell nur von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), den Einsatzverantwortlichen (EIV/DV) und den Anlagenbetreibern bzw. Bilanzkreisverantwortlichen (AB/BKV) durchgeführt werden. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) sind ausgeschlossen [27]. Eine Übersicht hinsichtlich der Akteure und der Anlagen ist Abbildung 13 zu entnehmen.

Involvierte Akteure	Betroffene Anlagen
<b>ÜNB</b>  ✓	<b>Konventionell</b>  ✓ >10 MW
<b>VNB</b> 1. Ebene  ✗	 ✗ 100 kW – 10 MW
<b>VNB</b> nte-Ebene  ✗	<b>Erneuerbare</b>  ✗ alle >100 kW
<b>EIV/DV</b>  ✓	
<b>AB/BKV</b> ✓	

Abbildung 13: Ebenen des Redispatch [27]

Bevor ein Redispatch durchgeführt wird, muss immer eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der Wirksamkeit durchgeführt werden. Durch diese wird der Einfluss eines Kraftwerks auf die

engpassbehaftete Leitung bestimmt, genauso wie auch die Wirkung auf alle anderen Leitungen. Dies ist wichtig, da durch den Redispatch keine sekundären Engpässe erzeugt werden sollen [29].

Um ein bestmögliches Ergebnis zu erhalten, ist es sinnvoll die Sensitivität der Redispatch-Maßnahmen knotenscharf zu berechnen. Dies kann beispielsweise durch die Power-Flow Decomposition (PFD) erfolgen. [29]

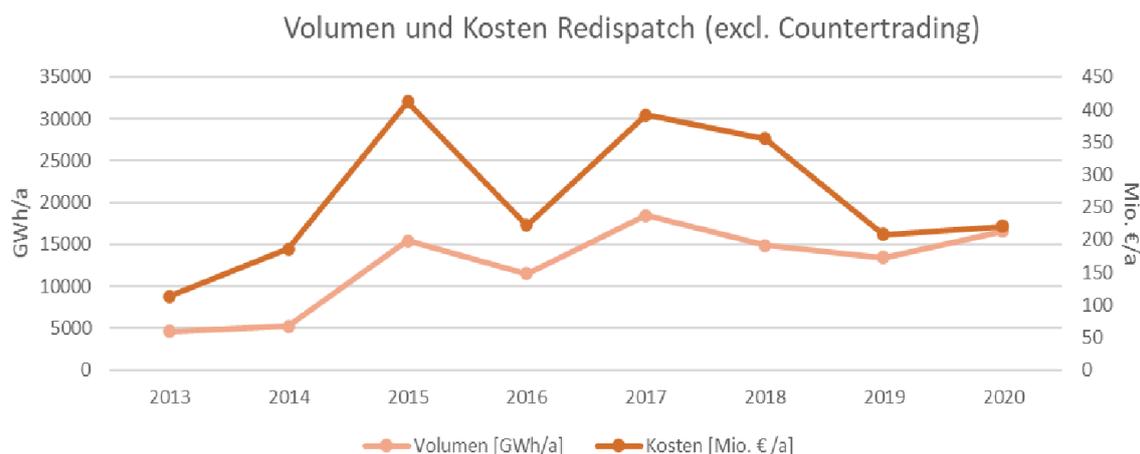
Die für den Redispatch zur Verfügung stehenden Kraftwerke werden durch § 13a EnWG festgelegt [30] [31]. Die entsprechende Vergütung für die vorgenommenen Redispatch-Maßnahmen sind im Beschluss BK8-18-0007-A gesetzlich verankert und somit ebenfalls eindeutig definiert [32].

#### **4.1.2 Kosten für Redispatchmaßnahmen**

Die Kosten für die Redispatchmaßnahmen setzen sich aus den folgenden Kategorien zusammen: [33]

- Stabilisierung des Bilanzkreises
- Entschädigung für die aktive Veränderung des Kraftwerkeinsatzplans
- Zusätzliche Brennstoffe

In Abbildung 14 sind sowohl die Summe der Redispatchmaßnahmen in GWh/a als auch die daraus resultierenden Kosten in Mio. €/a dargestellt. Da die Kosten direkt abhängig sind von der Anzahl an Maßnahmen, verlaufen beide Kurven ähnlich. Anhand dieser Kurven lassen sich sowohl die Belastung sowie die daraus resultierende Entwicklung des Netzes direkt ablesen. Beispielsweise ist zwischen den Jahren 2014 und 2016 zunächst ein markanter Anstieg und anschließende ein deutlicher Rückgang des Redispatchvolumens zu erkennen. Dies ist u. a. auf „die vorzeitige Abschaltung des AKW Grafenrheinfeld, verspätete Netzausbaumaßnahmen, temporäre Nichtverfügbarkeit von Netzelementen, hohen Stromexporten nach Österreich sowie extremen Windeinspeisespitzen vor und nach Orkantiefs“ zurückzuführen. [34]



**Abbildung 14:** Umfang und Kosten des Redispatch [35]

## 4.2 Redispatch 2.0

Seit dem 01.10.2021 müssen VNBs bei dem Engpassmanagement sowohl den Bilanzausgleich als auch das Fahrplanmanagement berücksichtigen. Die gesetzliche Grundlage bilden die Beschlüssen BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061. [36] [37] [38]

Die Inhalte der einzelnen Beschlüsse sind Unterkapitel 4.2.1 zu entnehmen. Durch die Integration der VNBs in die Redispatchmaßnahmen erhalten diese mehr Informationen, gleichzeitig erfolgt eine Erweiterung des eigenen Verantwortungsbereichs. Auf die Entwicklung, das Ziel sowie den Ablauf des Redispatch 2.0 wird im folgenden Kapitel näher eingegangen. Des Weiteren werden im Unterkapitel 4.2.3 die Unterschiede zwischen dem klassischen Redispatch und dem Redispatch 2.0 aufgezeigt. Abschließend wird auf die Bilanzierungsmodelle in Kapitel 4.2.4 eingegangen.

### 4.2.1 Gesetzliche Grundlagen

In BK6-20-059 sind die Verfahren zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen definiert. Dabei werden folgende Punkte berücksichtigt [37]:

- Ausgleich der Bilanz nach §13a Abs.1a S.1
- Vorgaben für die Kommunikation hinsichtlich der Vorbereitung, dem Ablauf sowie dem jeweiligen Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen.
- Festlegung der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom

---

BK6-20-060 legt die Koordination zwischen den Netzbetreibern fest, dabei ist auf folgendes zu achten. [36]

- Übernahme der Definition aus dem § 3 EnWG
- Informationspflicht hinsichtlich aller Stammdaten vom Anschlussnetzbetreiber an den Netzbetreiber
- Informationspflicht hinsichtlich „Flexibilitätsbeschränkungen“ vom VNB an den jeweiligen Betreiber
- Mitteilung des Prognosemodells sowie sämtlicher erforderlicher Daten
- Umfang der geplanten Maßnahmen hinsichtlich eines angewiesenen Redispatch vom VNB an den ÜNB
- Bedingungen und Richtlinien für das Clustern von steuerbaren Ressourcen
- Zeitbereiche, in denen die Kommunikation erfolgen muss
- Meldeprozesse

Das „Festlegungsverfahren zur Informationsbereitstellung für Redispatch-Maßnahmen“ ist im BK-6-20-061 festgelegt. Die Datenübermittlung vom Anlagenbetreiber zum Anschlussnetzbetreiber und die dazugehörigen Zeitpunkte der Bereitstellung sind der Hauptbestandteil dieses Beschlusses. Diese Daten umfassen Echtzeitdaten, Stammdaten, Daten zur Nichtbeanspruchbarkeit sowie Planungsdaten. [38]

Bei den Echtzeitdaten werden Veränderungen der Fahrweise durch Steuerung erfasst, diese Daten beinhalten unter anderem die Wirkleistung und den nutzbareren Energiegehalt bei Speichern. [38]

In den Stammdaten sind unveränderliche Informationen zu den einzelnen Kraftwerken und Anlagen hinterlegt, dazu zählen unter anderen die Anfahrzeiten, Lastgradienten sowie Stillstandzeiten. [38]

Die Daten bezüglich der Nichtbeanspruchbarkeit beschreibt die Leistungseinschränkung an der technischen Ressource durch technische Gründe (z. B. Wartung) und/oder Außeneinflüsse (z. B. Umweltauflagen), sowie Selbstversorgung mit EE- und KWK-Strom. [38]

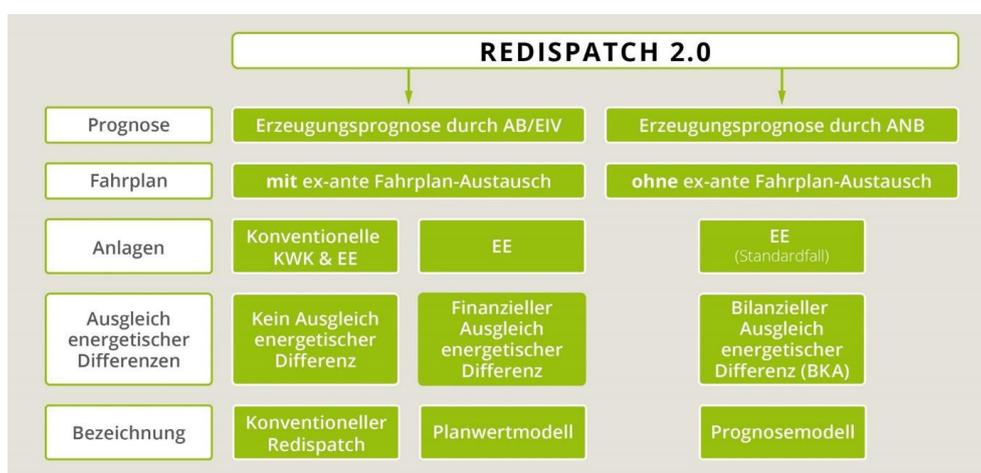
Informationen für den zukünftigen Betrieb der Anlagen sind den Planungsdaten zu entnehmen. [38]

#### **4.2.2 Akteure und Ziel des Redispatch 2.0**

Durch die beschlossenen Abschaltungen fast aller konventionellen Kraftwerke (Kern-, Steinkohle-, Braunkohlekraftwerke) werden die Betreiber der Stromversorgungsnetze vor eine große Herausforderung gestellt. Diese Herausforderung ist die Gewährleistung der

Aufrechterhaltung der Netzstabilität und Netzzuverlässigkeit primär durch den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern. Dabei sollen die benötigten Redispatch-Maßnahmen sowohl ökonomisch als auch technisch bestmöglich unter Verwendung sämtlicher Spannungsebenen sowie unter Einbeziehung aller zur Verfügung stehenden Energieanlagen umgesetzt werden. Dies ist das übergeordnete Ziel des Redispatch 2.0. Hinsichtlich der Redispatch-Maßnahmen muss zwischen dem Aufforderungs- und Duldungsfall unterschieden werden. Während im Aufforderungsfall der Anlagenbetreiber selbständig regelt, wird dieser aktive Eingriff im Duldungsfall vom Netzbetreiber durchgeführt. [27]

Der Ablauf sowie die einzelnen Kategorien sind Abbildung 15 zu entnehmen.



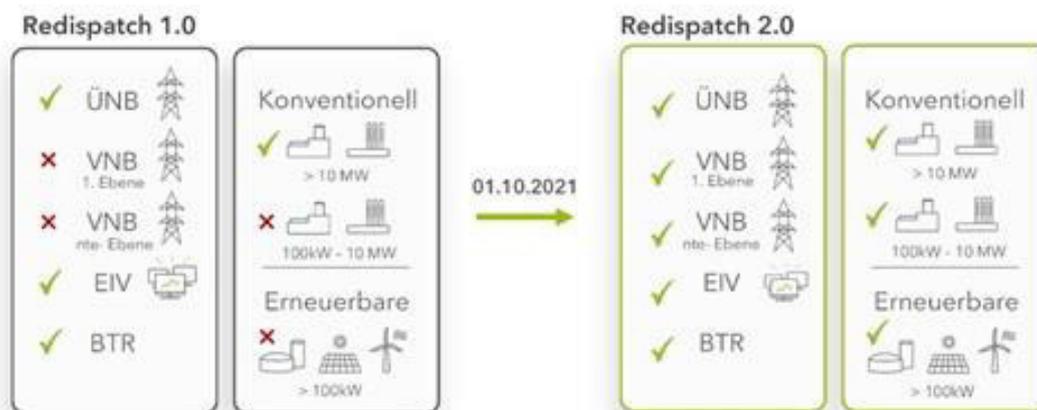
**Abbildung 15:** Akteure des Redispatch 2.0 [39]

Im ersten Schritt erfolgt die Prognose durch den Anlagenbetreiber bzw. den Einsatzverantwortlichen (AB/EIV) und den Ausspeisenetzbetreiber. Auf Grundlage dieser Prognosedaten werden die Fahrpläne erstellt und gemeldet. Die zur Verfügung stehenden Anlagen können sowohl konventionell als auch erneuerbar sein. Hinsichtlich dieses Ausgleichs muss zwischen dem finanziellen und dem bilanziellen Ausgleich unterschieden werden. Der finanzielle Ausgleich erfolgt durch den AB/EIV, während der bilanzielle vom Ausspeisenetzbetreiber gewährleistet werden muss. Dieser Unterschied zieht sich bezüglich der Bilanzierungsmodelle fort, so verwendet der AB/EIV das Planwertmodell und der Ausspeisenetzbetreiber das Prognosemodell, auf die genaue Zusammensetzung dieser Modelle wird im Kapitel 4.2.4 eingegangen.

### 4.2.3 Unterschied zum traditionellen Redispatch

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass der herkömmliche Redispatch ausschließlich von den ÜNBs durchgeführt wurde und für die Umsetzung nur Anlagen ab 10 MW zur Verfügung standen. Im Gegensatz dazu stehen beim Redispatch 2.0 die VNBs ebenfalls in der Verantwortung, sodass sämtliche Anlagen ab 100 kW angesprochen werden

können. Weitere Unterschiede werden in diesem Abschnitt genauer betrachtet. Diese Unterschiede zwischen dem traditionellen Redispatch und Redispatch 2.0 sind Abbildung 16 zu entnehmen. [27]



**Abbildung 16:** Gegenüberstellung Redispatch und Redispatch 2.0 [27]

Eine wesentliche Änderung stellt die Verpflichtung der Anlagenbetreiber bezüglich einer Erstellung von Fahrplänen sowie eine fristgemäße Mitteilung der Pläne ab einer Anlagengröße von 100 kW dar. Des Weiteren müssen die Erneuerbare Energie seitdem in Kraft treten des Redispatch 2.0 nicht mehr ausgenommen, sondern ein wichtiger Bestandteil der Redispatchmaßnahmen. Die Nichtbeanspruchbarkeit, also die Zeit, in der die Anlage nicht zur Verfügung steht, ist maximal eine Stunde nach dem Auftreten der Störung oder der Anmeldung der Wartung an die jeweilige Instanz zu melden.

Im Aufforderungsfall, also einer vom Netzbetreiber verlangten Abweichung vom Fahrplan, muss diese Regelung vom Anlagenbetreiber durchgeführt und anschließend dem Bilanzkreisverantwortlichen gemeldet werden. Letzteres muss auch erfolgen, wenn es sich bei dem Anlagenbetreiber und dem Bilanzkreisverantwortlichen um dieselbe Institution handelt.

Durch den Redispatch 2.0 nehmen die VNBs erstmalig aktiv an den Redispatch-Maßnahmen teil, was dementsprechend auch Aufgaben, Verantwortlichkeiten und Pflichten mit sich bringt. So müssen die VNBs mit Inkrafttreten des Redispatch 2.0 sowohl die technische also auch die ökonomische Verantwortung tragen. Dies schließt auf technischer Seite einerseits die Erstellung von Prognosen und Netzberechnungen ein und andererseits auf der ökonomischen Seite die Aufgabenbereiche des Ausgleiches (finanziell und bilanziell) und die anschließende Abwicklung.

Auch die Anlagenbetreiber bekommen durch den Redispatch 2.0 mehr Aufgaben zugeteilt, die unter ihre Verantwortung fallen. So müssen zuerst ein Einsatzverantwortlicher sowie ein Betreiber der Technischen Ressource festgelegt werden. Des Weiteren müssen sämtliche Daten

bereitgestellt werden. Dazu zählen unter anderem Stammdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten sowie Planungsdaten. Zusätzlich müssen Verfahren vordefiniert werden, die zum Tragen kommen, wenn es zu einem Aufforderungsfall oder einem Duldungsfall kommt. Außerdem ist der Anlagenbetreiber verpflichtet mitzuteilen, welches Bilanzierungsmodell angewendet wird.

#### 4.2.4 Bilanzierungsmodelle und Ausfallarbeit

Der bilanzielle Ausgleich wird durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) § 13a Abs. 1a sowie § 14 Abs. 1 geregelt. Dieser Ausgleich erfolgt in Viertelstundenintervallen der jeweiligen Redispatch-Maßnahme, dabei muss eines der folgenden Bilanzierungsmodelle verwendet und jeder steuerbaren Ressource genau eins dieser Modelle zugeteilt werden. Zur Auswahl stehen das Planwertmodell und das Prognosemodell. Bezüglich des Planwertmodells müssen die Unterpunkte Anwendungsbereich, Höhe und Durchführung des Ausgleichs sowie der daraus resultierende finanzielle Ausgleich berücksichtigt werden. Das Prognosemodell umfasst lediglich den Anwendungsbereich und die Höhe sowie die Durchführung des Ausgleichs. Die Ausfallarbeit ist der bilanzielle Ausgleich und dient für die Berechnung der unterschiedlichen Abrechnungen. Anhand dieser Abrechnungen können ggf. Entschädigungszahlungen geltend gemacht werden. [37]

##### Planwertmodell

Der EIV erstellt Fahrpläne für die EE-Anlagen und sendet diese anschließend an den zuständigen Netzbetreiber. Auf Grundlage dieser Daten können sowohl die Redispatch-Maßnahmen erarbeitet als auch die entsprechenden Abstimmungen hinsichtlich der Ausfallarbeit vorgenommen werden.

Erfolgt eine ex ante Übermittlung der geplanten Einspeisung vom EIV zum Netzbetreiber, so muss diese Anlage zwingend dem Planungsmodell zugeordnet werden.

Zur Bestimmung der Höhe sowie der Durchführung des bilanziellen Ausgleiches muss die Differenz zwischen dem geplanten und dem tatsächlich verwendeten Einspeisewert gebildet werden. Dabei entspricht die geplante Einspeisung der Einspeisung, welche vom EIV gemeldet wurde, und die tatsächliche Einspeisung, der vom Netzbetreiber vorgegebenen. In Abhängigkeit, ob diese Differenz positiv oder negativ ist, erfolgt der Ausgleich vom Kreis des Netzbetreibers in den Bilanzkreis oder andersherum.

Der finanzielle Ausgleich kann durch die folgende Formel bestimmt werden [37]:

$$K_{\text{fin},i} = \frac{W_{A,i} - W_{\text{Ausgl},i}}{1000} \cdot (c_D - c_{EP,i}) \quad (6)$$

Es liegt ein erhöhter Anspruch seitens des Anlagenbetreibers vor, solange  $K_{\text{fin},i}$  positiv ist. Sobald dieser Wert negativ wird, verringert sich der jeweilige Anspruch.

### Prognosemodell

Im Gegensatz zum Planwertmodell erstellt im Prognosemodell der Netzbetreiber die Prognosen hinsichtlich der EE-Anlagen eigenständig, es erfolgt keine Übergabe des Fahrplans vom EIV zum Netzbetreiber. Allerdings bedarf es des Feedbacks vom Betreiber der technischen Ressourcen bezüglich der geplanten Redispatch-Maßnahmen.

Die Zuordnung des Anwendungsbereiches erfolgt nach dem Ausschlussprinzip - ist die Anlage nicht dem Planwertmodell zugeordnet, so wird diese automatisch dem Prognosemodell zugeschrieben.

Die Ausfallarbeit dient als Grundlage zur Bestimmung des bilanziellen Ausgleichs. Die Richtung des Ablaufs ist erneut vom Vorzeichen der berechneten Ausgleichsmenge abhängig und verhält sich genauso wie bereits schon bei dem Planwertmodell.

### Ausfallarbeit

Die Differenz zwischen der theoretischen Einspeisung und der Leistungslimitierung entspricht der Ausfallarbeit. Ihr Vorzeichen ist immer entgegengesetzt des Vorzeichens des Redispatch.

Bei der Bestimmung der Leistungslimitierung wird zwischen dem Aufforderungsfall und dem Duldungsfall unterschieden. Bei einem Aufforderungsfall wird bei einem positiven Redispatch das Minimum und bei einem negativen Redispatch das Maximum der Leistung bestimmt. Die genaue Berechnung kann den aufgeführten Formeln (7 - 9) entnommen werden.

Aufforderungsfall mit positivem Redispatch [37]:

$$P_{\text{lim},i} = \min\{P_{\text{ist},i}; P_{\text{min},i}\} \quad (7)$$

Aufforderungsfall mit negativem Redispatch [37]:

$$P_{\text{lim},i} = \max\{P_{\text{ist},i}; P_{\text{max},i}\} \quad (8)$$

Duldungsfall mit positivem und negativem Redispatch [37]:

$$P_{\text{lim},i} = P_{\text{ist},i} \quad (9)$$

Hinsichtlich der Abrechnung muss zwischen drei Möglichkeiten unterschieden werden [37]:

- Spitzabrechnung

- Vereinfachte Spitzabrechnung
- Pauschal-Abrechnung

Dabei dienen für die Spitzabrechnung die erfassten Wetterdaten vor Ort als Berechnungsgrundlage. Für das vereinfachte Verfahren werden Referenzmodelle verwendet. Die Pauschal-Abrechnung basiert auf den tatsächlich eingespeisten Leistungen. Des Weiteren muss für die Berechnung der einzelnen Abrechnungen zwischen volatilen und nicht volatilen Anlagen unterschieden werden.

### **4.3 Lastflussberechnung**

Im nachfolgenden Unterkapitel wird auf den Themenbereich der Lastflussberechnung eingegangen. Eine detaillierte Beschreibung inkl. sämtlicher Herleitungen der nachfolgenden Formeln sind den Quellen [40] und [41] zu entnehmen.

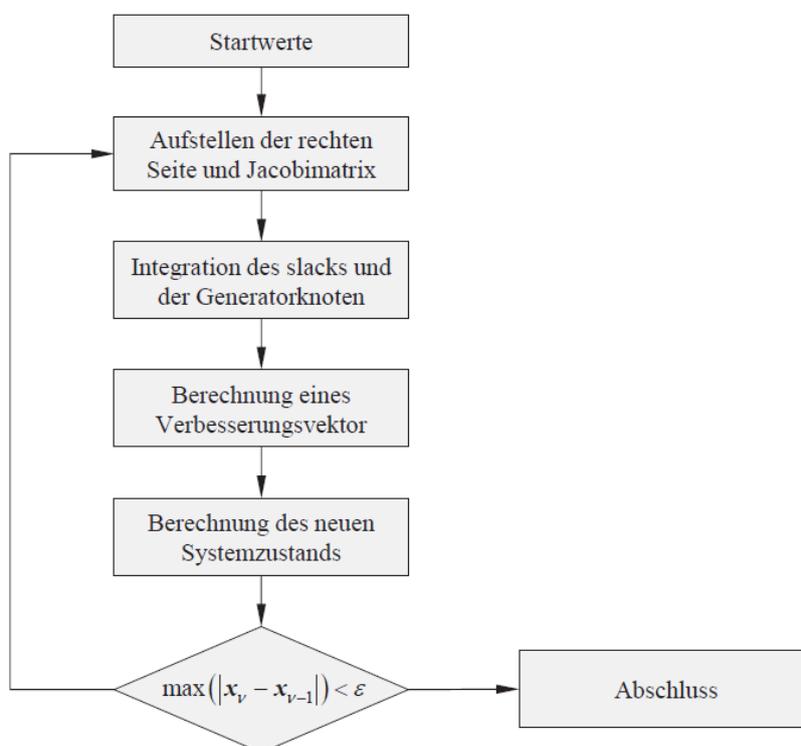
Für eine Netzzustandsidentifikation können unterschiedliche Methoden verwendet werden. In der vorliegenden Arbeit wird die Leistungsflussberechnung nach Newton-Raphson verwendet. Der genaue Ablauf sowie die Besonderheiten werden in den nachfolgenden Abschnitten detailliert erklärt. Mit Hilfe des Newton-Raphson Algorithmus kann unter Berücksichtigung der komplexen Kontenspannungen, der resultierenden Admittanzen sowie der entsprechenden Knotenleistungen eine Leistungsflussberechnung durchgeführt werden. Des Weiteren muss eine Einteilung der Knoten in Kategorien erfolgen. Dabei wird unter anderem zwischen PU-, PQ- und Slack-Knoten unterschieden.

Für die Berechnung muss ein Gleichungssystem quadratischer Ordnung gelöst werden, welches direkt von der Anzahl der Netzknoten abhängig ist. Somit ist eine analytische Lösung ausgeschlossen und es muss auf numerische Verfahren (Fixpunkt- oder Tangentenverfahren) zurückgegriffen werden. Üblich ist hierbei das Newton- Raphson –Verfahren, welches zu den Tangentenverfahren zählt. Zu Beginn wird als Startwert ein Schätzwert angenommen, um den linearisiert wird. Die Nullstelle der entsprechenden Tangente dient als verbesserter Schätzwert und ist Grundlage für eine weitere Linearisierung. Dabei wird nach dem beschriebenen Muster vorgegangen. Dieser Prozess wird solange wiederholt, bis eine hinreichend genaue Lösung gefunden wurde.

Einer der größten Vorteile des Newton-Raphson-Verfahrens ist die Geschwindigkeit des Algorithmus. Es sind meistens zwischen 3 und 5 Iterationsschritte nötig, um eine geeignete Lösung zu finden. Außerdem können Generatorknoten leichter berücksichtigt werden. Zu den

Nachteilen zählen sowohl der kleinere Konvergenzradius als auch das Aufstellen der Jacobimatrix, welche in jedem Iterationsschritt neu berechnet werden muss. [41]

Der vollständige Ablauf des Newton-Raphson-Verfahrens ist Abbildung 17 zu entnehmen.



**Abbildung 17:** Ablauf des Newton-Raphson-Verfahrens [40]

Nachdem ein Schätzwert als Startwert festgelegt wurde, erfolgt der zweite Schritt „Aufstellen der rechten Seite der Jacobimatrix“. Dieser erfolgt mittels der Gleichungen (10) bis (19). Im Zuge dessen wird durch Gleichung (15) der Verbesserungsvektor bestimmt.

Als erstes wird die Knotenleistung  $s_{K,ber}$  mit Hilfe der anliegenden Knotenspannung wie folgt berechnet.

$$s_{K,ber} = 3 \cdot \underline{U}_K (\underline{Y}_{KK} \cdot \underline{u}_K)^* \quad (10)$$

Dabei soll die berechnete Knotenleistung der tatsächlichen Leistung  $\underline{s}_{K,ist}$  entsprechen.

$$\underline{s}_{K,ber} = \underline{s}_{K,ist} \quad (11)$$

Zur Bestimmung der Knotenleistung  $\underline{s}_K$  kann anschließend die Differenz aus der berechneten Leistung  $\underline{s}_{K,ber}$  und der anliegenden Leistung  $\underline{s}_{K,ist}$  bestimmt werden. Diese Berechnung ist ein Nullstellenverfahren und soll dementsprechend Null ergeben. Somit ergibt sich folgende Gleichung.

$$\Delta \underline{s}_K = \underline{s}_{K,ber} - \underline{s}_{K,ist} = 0 \quad (12)$$

Es liegen komplexe Werte vor, dementsprechend muss zwischen dem Real- und Imaginärteil unterschieden werden. Um die Differenzierung zwischen Betrag und Phase gewährleisten zu können werden  $\underline{s}_K$ , sowie  $\underline{s}_{K,ist}$  in p-q-Anteil und  $\underline{s}_{K,ber}$  in den Real- und Imaginärteil aufgeteilt. Somit ergibt sich aus der Gleichung (12) folgende Gleichung.

$$\begin{bmatrix} \Delta p_K \\ \Delta q_K \end{bmatrix} = 3 \cdot \begin{bmatrix} \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_K \cdot (\underline{Y}_{KK} \cdot \underline{u}_K)^* \right\} \\ \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_K \cdot (\underline{Y}_{KK} \cdot \underline{u}_K)^* \right\} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} p_{K,ist} \\ q_{K,ist} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Die Gleichung (13) dient als Grundlage für die anschließende Linearisierung mittels des Verfahrens der Taylorreihenentwicklung (siehe Gleichung (14)). Diese Linearisierung erfolgt für jeden Iterationsschritt  $\nu$ .

$$f(x_\nu) \approx f(x_{\nu-1}) + \frac{\partial f}{\partial x_{\nu-1}^T} \Delta x_\nu \quad (14)$$

Durch den Verbesserungsvektor  $\Delta x_\nu$  wird der Startwert  $x_\nu$  in jedem Iterationsschritt angepasst. Der Verbesserungsvektor kann wie folgt bestimmt werden.

$$x_\nu = x_{\nu-1} + \Delta x_\nu \quad (15)$$

Unter Berücksichtigung, dass  $\Delta s_K = \underline{f}(x)$  gilt, ergibt sich folgende Gleichung.

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \approx \left( \begin{bmatrix} p_{K,ber}(x_{v-1}) \\ q_{K,ber}(x_{v-1}) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{\partial p_{K,ber}(x_{v-1})}{\partial x_{v-1}^T} \\ \frac{\partial q_{K,ber}(x_{v-1})}{\partial x_{v-1}^T} \end{bmatrix} \cdot \Delta x_v \right) - \begin{bmatrix} p_{K,ist}(x_{v-1}) \\ q_{K,ist}(x_{v-1}) \end{bmatrix} \quad (16)$$

Wird diese Gleichung nach dem Änderungsvektor umgestellt ergibt sich:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial p_{K,ber}(x_{v-1})}{\partial x_{v-1}^T} \\ \frac{\partial q_{K,ber}(x_{v-1})}{\partial x_{v-1}^T} \end{bmatrix} \Delta x_v = \begin{bmatrix} p_{K,ist}(x_{v-1}) \\ q_{K,ist}(x_{v-1}) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} p_{K,ber}(x_{v-1}) \\ q_{K,ber}(x_{v-1}) \end{bmatrix} \quad (17)$$

Diese Formel kann unter Berücksichtigung der Jacobimatrix  $\mathbf{J}$  und der Differenz der Leistungen  $\Delta s$  durch Gleichung 18 vereinfacht dargestellt werden.

$$\mathbf{J}_{v-1} \Delta x_v = \Delta s_{v-1} \quad (18)$$

Somit wurden die rechte Seite, die Jacobimatrix sowie der Verbesserungsvektor aufgestellt.

Des Weiteren muss für die vollständige Berechnung ein Slack-Knoten definiert werden. Für die Programmierung muss zwischen unterschiedlichen Arten von Knoten (beispielsweise PU-Knoten und Slack-Knoten) unterschieden werden. Diese Einordnung der einzelnen Knoten muss an die entsprechende Programmierung weitergegeben werden, da die Art des Knotens für die nachfolgenden Berechnungen ausschlaggebend ist. Diese Vorgehensweise umfasst den zweiten Schritt des Algorithmus.

Auf der Grundlage des zuvor bestimmten Verbesserungsvektors wird ein neuer Systemzustand bestimmt (Schritt 4 des Algorithmus).

Mit Hilfe dieses Zustands kann im letzten Schritt des Algorithmus eine Aussage getroffen werden, ob weitere Iterationsschritte nötig sind oder ob die Berechnung beendet werden kann. Dafür ist das Verhältnis zwischen der Änderung der Spannung an den Knoten und dem

Schwellwert ( $\varepsilon$ ) ausschlaggebend. Durch die Erfüllung der folgenden Gleichung tritt das Abbruchkriterium in Kraft und der Algorithmus ist abgeschlossen.

$$\max(|x_v - x_{v-1}|) < \varepsilon \quad (19)$$

Ist diese Bedingung nicht erfüllt beginnt ein neuer Iterationsschritt.

## 4.4 Sensitivitätsanalyse

Bei einer Sensitivitätsanalyse wird bestimmt, welches Kraftwerk wieviel Einfluss auf den vorliegenden Engpass hat. Diese Information ist essentiell für einen optimalen Redispatch. Um ein bestmögliches Ergebnis zu erhalten, ist es sinnvoll, die Sensitivität der Redispatch-Maßnahmen knotenscharf zu berechnen. Dies kann beispielsweise durch die Power-Flow Decomposition (PFD) erfolgen [42].

Im Folgenden werden die Voraussetzung, sowie der Ablauf des Algorithmus beschrieben, eine ausführliche Darstellung ist in den Quellen [43] und [44] enthalten.

Bei Verwendung des PFD-Algorithmus sind keine Vereinfachungen bezüglich des Leistungsflusses im elektrischen Netz nötig. Der Zusammenhang der Knotenscheinleistung  $\underline{s}_K$ , der komplexen Knotenspannungen  $\underline{u}_K$  sowie der Knotenadmittanzmatrix  $\underline{Y}_{K,K}$  ist der Gleichung (10) zuzunehmen.

Um die Knotenströme zu bestimmen muss diese Formel wie folgt angepasst werden:

$$\left( \frac{1}{3} \cdot \underline{U}_K^{-1} \cdot \underline{s}_K \right)^* = \underline{Y}_{K,K} \cdot \underline{u}_K = \underline{i}_K \quad (20)$$

Diese Knotenströme sind komplex und können in Last- (Index L) und Generator- (Index G) ströme unterteilt werden. In der einfachsten Implementierung entspricht jeder Knoten im Netz entweder einem Generator oder einem Last-Knoten. Dabei entsprechen Lastströme den Strömen von einem Knoten mit Wirkleistungsaufnahme und Generatorströme den Strömen von einem Knoten mit Wirkleistungserzeugung.

$$\underline{Y}_{K,K} \cdot \underline{u}_K = \underline{i}_K = \underline{i}_{K,L} + \underline{i}_{K,G} \quad (21)$$

Die Lastströme können mittels der nachfolgenden Gleichung berechnet werden.

$$\underline{i}_{K,L} = \underline{Y}_{K,L} \cdot \underline{u}_K \quad (22)$$

$\underline{Y}_{K,L}$  ist eine Diagonalmatrix, deren Elemente nur für Knoten mit einem Laststrom ungleich Null sind. Das  $j$ -te Element der Hauptdiagonalen kann berechnet werden durch:

$$\underline{Y}_{K,L,j} = \frac{\underline{i}_{K,j}}{\underline{u}_{K,j}} \quad (23)$$

Im nächsten Schritt können diese Gleichungen ineinander eingesetzt und anschließend wie folgt zusammengefasst werden.

$$\underline{Y}_{K,K} \cdot \underline{u}_K = \underline{Y}_{K,L} \cdot \underline{u}_K + \underline{i}_{K,G} \quad (24)$$

$$\underline{u}_K = (\underline{Y}_{K,K} - \underline{Y}_{K,L})^{-1} \cdot \underline{i}_{K,G} \quad (25)$$

All notwendigen Knotenspannungen können berechnet werden, indem der Erzeugungsstromvektor  $\underline{i}_{K,G}$  in Gleichung (25) durch seine Diagonalmatrix ersetzt wird. Die resultierende Spannungsmatrix beinhaltet Elemente aller Erzeugungsknoten. So enthalten beispielsweise die Elemente der 5. Spalte dieser Matrix, den Spannungsbetrag des Knoten 5 der Matrix der Gesamtknotenspannung. Die Zeilensumme dieser Matrix ergibt somit wieder die Knotenspannungen. Die Berechnung der reduzierten Spannungsmatrix ist der Gleichung (26) zu entnehmen.

$$\underline{U}_{K,D} = (\underline{Y}_{K,K} - \underline{Y}_{K,L})^{-1} \cdot \underline{I}_{K,G} \quad (26)$$

Unter Verwendung der Teilknotenspannungsmatrix  $\underline{U}_{K,L}$  kann die Laststrommatrix nach Gleichung (27) berechnet werden. Die Generator-Laststrom-Matrix ist eine K-mal-K-Matrix, die beschreibt, welchen Strom ein bestimmter erzeugender Knoten jedem Ladeknoten einspeist. Dabei sind diese Ströme bereits auf den Spannungspegel des Ladeknotens transformiert.

$$\underline{I}_{K,G} = \underline{Y}_{K,L} \cdot \underline{U}_{K,L} \quad (27)$$

Die Erzeugungsströme umfassen neben den Belastungsströmen auch die Querströme. Querströme sind Ströme, die durch die Querelemente der Betriebsmittel entstehen. Diese Ströme können durch die Matrizen  $\underline{Y}_Q$  und  $\underline{U}_{K,L}$  berechnet werden.

$$\underline{I}_{K,G,Q} = \underline{Y}_Q \cdot \underline{U}_{K,L} \quad (28)$$

$\underline{Y}_Q$  lässt sich aus der Knotenadmittanzmatrix  $\underline{Y}_{K,K}$  und den Elementen der quergliederfreien Knotenadmittanzmatrix  $\underline{Y}_{K,K,S}$  berechnen.

$$\underline{Y}_Q = \underline{Y}_{K,K,S} - \underline{Y}_{K,K} \quad (29)$$

Im nächsten Schritt können die Matrizen der Generatorströme aufsummiert werden. Diese Summe beinhaltet die Gesamtströme, die jeder Erzeugerknoten in einen anderen Knoten einspeist, dabei wird zwischen Lastströmen  $\underline{I}_{K,G,L}$  und Quergliederströmen  $\underline{I}_{K,G,Q}$  unterschieden.

$$\underline{I}_{K,t} = \underline{I}_{K,G,L} + \underline{I}_{K,G,Q} \quad (30)$$

Anhand der resultierenden Summenstrommatrix kann die Stromverteilung im Netz berechnet werden. Die Erzeugungsströme können mittels der Gleichung (31) bestimmt werden.

$$\left( \underline{Y}_{K,K} + \underline{Y}_Q - \underline{Y}_{K,G} \right) \cdot \underline{u}_{K,d,B} = \underline{i}_{d,B} \quad (31)$$

Aus dem Spannungsvektor  $\underline{u}_{K,L,B}$  lassen sich die Klemmenströme berechnen, die sich aus dem betrachteten Last-Generator-Paar ergeben.

$$\underline{i}_{T,d,g} = \underline{Y}_{T,S} \cdot \underline{K}_{K,T}^T \cdot \underline{u}_{K,L,B} \quad (32)$$

Die Scheinleistungen, die sich ausschließlich aus dem Leistungsfluss zwischen Last  $L$  und Generator  $G$  ergeben, können wie folgt berechnet werden:

$$\underline{s}_{T,L,G} = 3 \cdot \underline{U}_T \cdot (\underline{i}_{T,L,G})^* \quad (33)$$

Durch die Informationen der vorzeichenbehafteten Wirkleistungen an den Klemmen A und B den einzelnen Betriebsmitteln, wobei die Zählrichtung von A nach B ist, ergibt sich die Wirkleistungsübertragung  $P_{\text{trans}}$  dieser Leitung. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die folgende Gleichung nur für Leitungen und Zweiwicklungstransformatoren sowie sonstige Vierpole gilt. Des Weiteren ist diese Berechnung eine Näherung und entspricht nicht dem exakten Wert.

$$P_{\text{trans}} = \frac{\text{Re}\{\underline{s}_A - \underline{s}_B\}}{2} \quad (34)$$

Um eine Aussage bezüglich der Sensitivität treffen zu können, muss das berechnete  $P_{\text{trans}}$  durch die Summe der eingespeisten Leistung der jeweiligen Betriebsmittel (z. B. Leitung oder Generator) dividiert werden. Der genaue Ablauf des Redispatch ist in dem Unterkapitel 4.1.1 detailliert beschrieben, weshalb auf eine erneute Erörterung des Verfahrens verzichtet.

## 4.5 Bestimmung der zur Verfügung stehenden Ausfallarbeit

In Kapitel 4.2.4 wurde auf die unterschiedlichen Abrechnungsverfahren (Spitzabrechnung, Vereinfachte Spitzabrechnung, Pauschal-Abrechnung) eingegangen. In dem folgenden Unterkapitel wird die Berechnung für die zur Verfügung stehende Ausfallarbeit im Fall eines Redispatch an Hand des pauschalen und des Spitzabrechnungsverfahrens kurz aufgezeigt. Die Berechnungen sind für die einzelnen Energieträger sehr ähnlich, darum wird die Berechnung mittels des Beispiels der Windkraft erläutert. Die detaillierte Berechnung sämtlicher Verfahren

und Erzeugungsanlagen ist dem „BDEW-Leitfaden zur Brechung der Ausfallarbeit zu entnehmen“ [45].

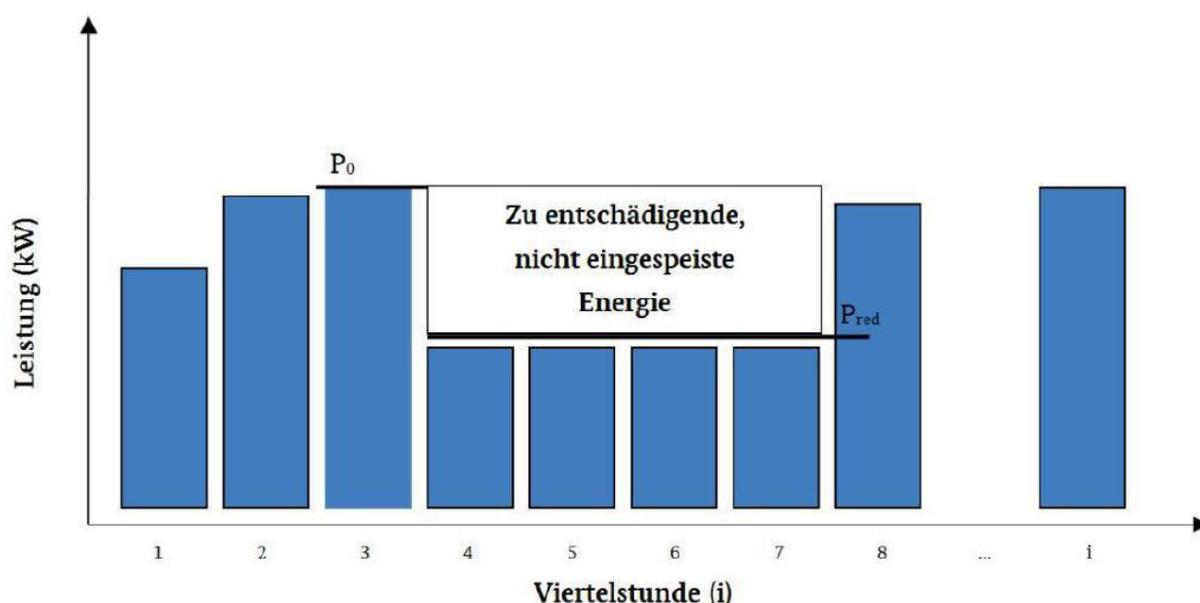
### Pauschales Verfahren [45]:

Für die Kalkulation der Ausfallarbeit wird das Produkt aus der jeweiligen Leistung mit einer Viertelstunde gebildet. Dafür wird die Einspeisung für jede Viertelstunde als Leistungsmittelwert gemessen. Die resultierende Arbeit kann wie folgt bestimmt werden:

$$W_{A,j} = (P_0 - \max(P_{i,ist}, P_{red})) \cdot 0,25 \quad (35)$$

Voraussetzung für diese Berechnung ist, dass ausschließlich die Leistungsdifferenz für die Entschädigung relevant ist.

In der nachfolgenden Abbildung 18 ist das Verfahren zur besseren Veranschaulichung grafisch dargestellt.



**Abbildung 18:** Ausfallarbeit im Fall des Pauschalen Verfahrens [45]

**Spitzabrechnungsverfahren [45]:**

Für die Berechnungen im Falle eines Spitzabrechnungsverfahrens muss zunächst die theoretisch zur Verfügung stehende Leistung zum Zeitpunkt  $i$  bestimmt werden. Dafür wird die Formel (32) verwendet.

$$P_{i,theo} = P \cdot (LK_{Typ}, V_{i,Wind}) \quad (36)$$

Anschließend wird der entsprechende Korrekturfaktor  $k$  berechnet.

$$k = \frac{P_{vor,ist}}{P_{vor,theo}} \quad (37)$$

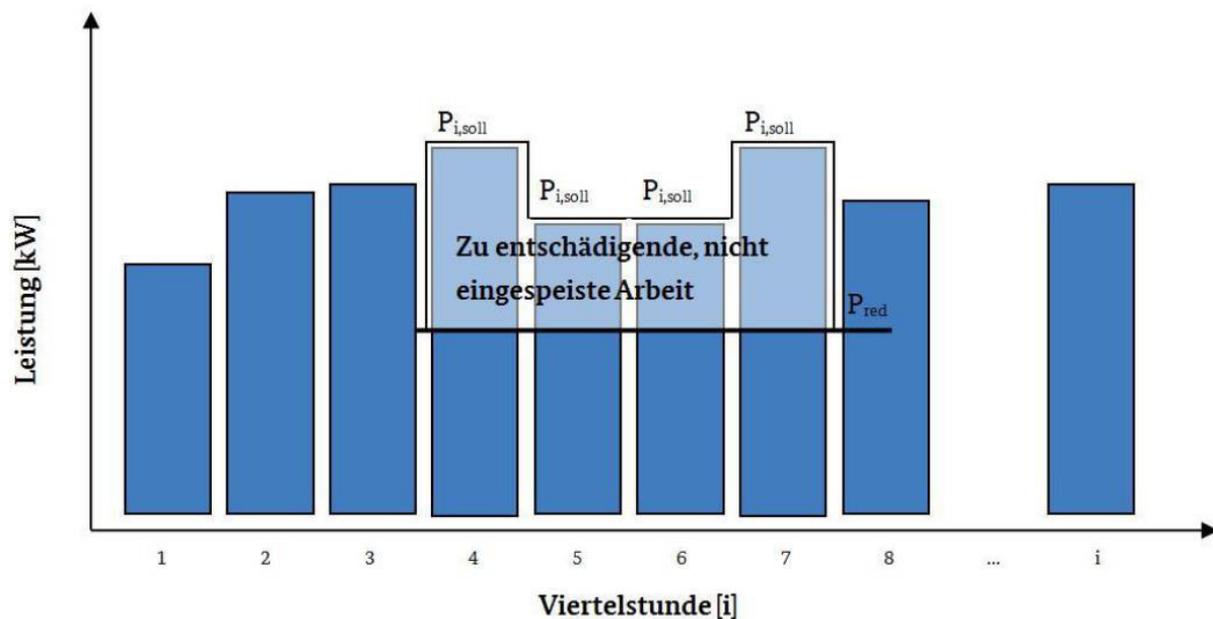
Das Produkt aus dem bestimmtem Korrekturfaktor und der theoretischen Leistung entspricht der gewünschten Leistung und kann wie folgt ermittelt werden:

$$P_{i,soll} = k_{Kennlinie} \cdot P_{i,theo} \quad (38)$$

Mit Hilfe dieser Leistung kann ähnlich wie bei dem Pauschalen Verfahren die Ausfallarbeit bestimmt werden.

$$W_{A,j} = (P_{i,soll} - \max(P_{i,ist}, P_{red})) \cdot 0,25 \quad (39)$$

Die Bereitstellung kann der Abbildung 19 entnommen werden.



**Abbildung 19:** Ausfallarbeit im Fall Spitzabrechnungsverfahrens [45]

## 4.6 Fallbeispiele

Im folgenden Kapitel werden zwei Fallbeispiele vorgestellt und anschließend die Ergebnisse an einem ausgewählten Beispiel veranschaulicht. Dabei ist festzuhalten, dass die vollständige Simulation eine Vielzahl von Szenarien umfasst. Des Weiteren werden zu Beginn der Unterkapitel die Zusammensetzung sowie der Aufbau der jeweiligen Netze vorgestellt. Die zwei Fallbeispiele unterschieden sich im Wesentlichen im Ansatz und der Komplexität.

Das erste Fallbeispiel (6-Knoten-Netz in der 110-kV-Ebene) ist bewusst einfach gehalten und soll primär zur Veranschaulichung der Funktion des Assistenzsystems dienen. Dabei liegt der Fokus auf der Berechnung und Nutzerinteraktion. Da diese im zweiten Beispiel nahezu identisch sind, wird auf eine erneute Beschreibung verzichtet und nur auf die zusätzlichen Punkte, wie zum Beispiel die Kommunikation zwischen MATLAB und der Leitwarte eingegangen.

Das zweite Fallbeispiel umfasst eine Nachbildung des Übertragungsnetzes von Sachsen-Anhalt inklusive der jeweiligen Partnerstationen aus den Nachbarbundesländern sowie eine normkonforme Kommunikation zwischen der Simulationssoftware und der Leitwarte. Somit erhöht sich die Komplexität einerseits bezüglich der zu berücksichtigenden Netzkomponenten und andererseits bzgl. der Einbindung in die Leitwarte. Die Details sind dem Unterkapitel 4.6.2 zu entnehmen. Mittels dieses Beispiels wird unter anderem der Mehrwert des Assistenzsystems in der „realen Welt“ aufgezeigt.

Die zu Grunde liegenden Daten beruhen auf öffentlich zugänglichen Daten und wurden mit unterschiedlichen Gewichtungen für die verschiedenen Szenarien verwendet. Diese Daten werden im Verlaufe dieser Arbeit mittels zweier Fallbeispiele genauer untersucht. Dabei umfassen die Eingangsdaten sowohl Einspeisungen von Wind- sowie PV-Parks, welche sowohl im Verteilnetz als auch im Übertragungsnetz angeschlossen sind, sowie dazugehörige Lastprofile. Für das spätere Szenario im Übertragungsnetz liegen umfassende Netzdaten vor. Die genaue Zusammensetzung der Fallbeispiele wird im nachfolgenden Kapitel erläutert und die Ergebnisse vorgestellt.

#### 4.6.1 6-Knoten-Netz

Das erste Beispiel umfasst ein 6-Knoten-Netz im Verteilnetz. Dabei sind die Knoten 1, 2 und 4 reine Einspeiseknoten, Knoten 3 und 5 sind eine Kombination aus einer Einspeisung und einer Last, der Knoten 6 ist der Übergabepunkt zum Übertragungsnetz und dient als Slack-Knoten. Außerdem sind an den Einspeisungen zusätzlich Speicher installiert.

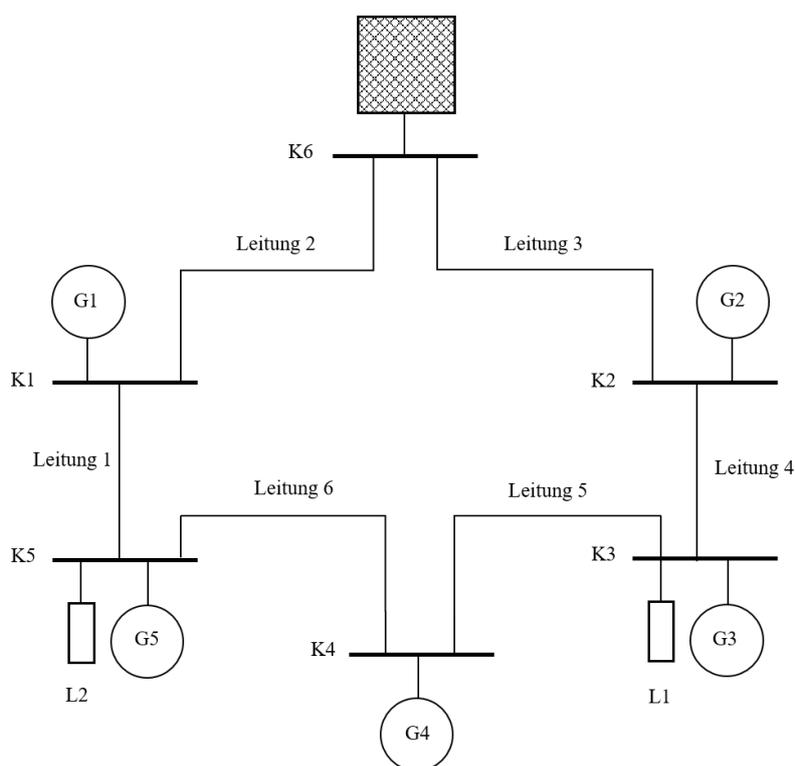


Abbildung 20: 6-Knoten-Netz

An den ersten und zweiten Knoten ist jeweils ein Onshore-Windpark (G1 und G2) angeschlossen - dabei speist G1 im Mittelwert ungefähr doppelt so viel ein wie G2. Der letzte reine Einspeiseknoten ist Knoten 4 (G4). An diesem Knoten ist ein Solarpark angeschlossen, der im Vergleich zu G1 im Mittelwert 75 % von dessen Leistung einspeist.

An den zwei gemischten Knoten sind sowohl eine Last, als auch ein Einspeiser angeschlossen. Dabei entspricht L1 dem Lastverlauf einer mittelgroßen Stadt und L2 dem Lastverlauf eines Dorfes. Die Lastverläufe entsprechen einer Kombination aus Standardlastprofilen und den Zusammensetzungen der jeweiligen Orte. Bezüglich der Zusammensetzung wurde unter anderem eine Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Kategorien von Wohnhäusern (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus etc.) als auch der unterschiedlichen Arten von Häusern (Gewerke, öffentlichen Gebäuden usw.) vorgenommen. Die Einspeisung an Knoten 5 erfolgt durch einen Solarpark, welcher der Summe der Einspeisungen aller Photovoltaikanlagen auf sämtlichen Dächern entspricht. G3 ist ein einzelner Solarpark. Die Einspeisung von G3 entspricht im Mittelwert ungefähr 60 % von G5, während die Einspeisung von G5 im Mittel 80 % der Leistung von G4 entspricht.

Des Weiteren müssen die Länge und der Leitwert der jeweiligen Leitungen zwischen den einzelnen Knoten für die Berechnung berücksichtigt werden. Zur Vereinfachung wurde für sämtliche Leitungen ein identischer Leitwert angenommen. Die Leitungslängen setzen sich entsprechend Tabelle 4 zusammen.

**Tabelle 4:** Zuordnung der Leitungen

Von Konten	Zu Konten	Name der Leitung	Länge in km
1	5	L1	119
1	6	L2	77
6	2	L3	50
2	3	L4	194
3	4	L5	80
4	5	L6	30

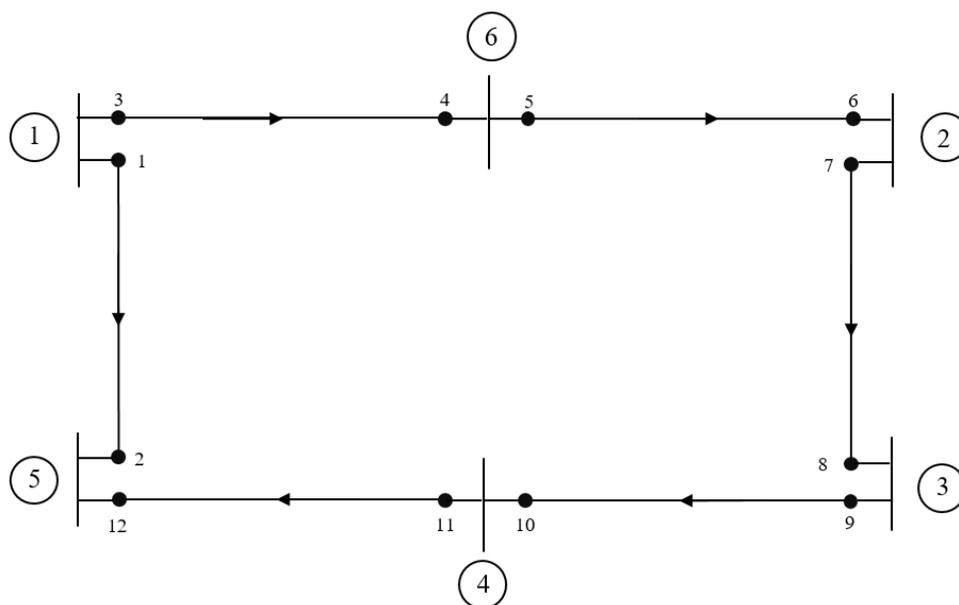
#### 4.6.1.1 Berechnung des Szenarios

Der Programmablaufplan ist Abbildung 11 zu entnehmen, der detaillierte Prozessablauf des Assistenzsystems wird in diesem Unterkapitel beschrieben.

Zu Beginn werden in dem Block „Dateninput“ alle Fixgrößen, und Erzeugungs- sowie Lastprofile eingelesen (siehe Abbildung 11). Dies beinhaltet unter anderem den Wirkleistungsfaktor, die Anzahl der betrachteten Zeitschritte sowie die zu berücksichtigten technologischen Grenzwerte der Betriebsmittel.

Anschließend werden sämtliche Matrizen aufgestellt, die im späteren Verlauf für die Berechnung und Umverteilung benötigt werden. Diese Matrizen werden im weiteren Ablauf an gegebener Stelle mit den entsprechenden Werten beschrieben.

Der nächste Schritt in dem ersten Block umfasst die Aufstellung der Netztopologie (siehe Abbildung 11). Um die folgenden Schritte besser nachvollziehen zu können, wird zunächst das Ersatzschaltbild des Netzes aufgestellt.



**Abbildung 21:** Ersatzschaltbild für das 6-Knotennetz

Die umrandeten Zahlen repräsentieren die einzelnen Knoten und die durchnummerierten schwarzen Punkte die entsprechenden Terminals. Die Flussrichtung kann Tabelle 4 entnommen werden und wird durch die Pfeile auf den Leitungen dargestellt. Des Weiteren müssen die Leitungsparameter berücksichtigt werden - diese umfassen die Leitungslänge (siehe Tabelle 4), Reaktanz-, Widerstands-, Kapazitäts-, sowie die Ableitungsbeläge. Zusätzlich müssen die Knotentypen definiert werden. Stehen diese Informationen zur Verfügung, kann die Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix ( $K_{KT}$ ) aufgestellt werden.

$$K_{KT} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Der letzte Punkt des Blocks „Dateninput“ beinhaltet die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix. Somit sind alle nötigen Inputs zur Netztopologie vorhanden und nachfolgende Algorithmen zur Lastflussberechnung und Optimierung können durchgeführt werden.

Im zweiten Block erfolgt die Lastflussberechnung mittels des Newton-Raphson-Verfahrens, dabei sind  $\underline{Y}_{K,K}$ ,  $\underline{u}_K$  und  $\underline{s}_K$  die Eingangsgrößen. Der genaue Ablauf des Verfahrens ist Kapitel 4.3 zu entnehmen.

Nach der Lastflussberechnung folgt die Sensitivitätsanalyse, welche Aufschluss über den Einfluss der unterschiedlichen Knoten auf den vorliegenden Engpass gibt. Die Berechnungen sind im Kapitel 4.4 ausführlich beschrieben.

Auf Grundlage der Ergebnisse der Lastflussberechnung, der Sensitivitätsanalyse und den vorgegebenen Grenzen wird im vierten Block die Einhaltung der Grenzwerte geprüft. Dabei wird evaluiert, ob sich die berechneten Werte in dem vorgegebenen Intervall befinden, oder ob eine Grenzwertverletzung vorliegt. Bei einem Engpass liegt eine solche Verletzung vor - dementsprechend ein Redispatch vorgenommen werden muss. Dabei werden sowohl die Lokalisierung des Engpassens, die Einflüsse der Knoten als auch die technischen Grenzen der Betriebsmittel berücksichtigt. Diese Informationen werden an den nächsten Schritt des Assistenzsystems, „Bestimmung der Handlungsempfehlung“, weitergegeben.

In diesem Block werden alle Informationen gesammelt und bewertet. Das heißt es sind alle möglichen Eingriffe bekannt und das technische Optimum wird bestimmt. Abschließend wird in diesem Zwischenschritt eine Liste von Handlungsempfehlungen erstellt.

Diese Handlungsempfehlungen werden anschließend dem Operator visualisiert und zur Unterstützung vorgeschlagen. Diese Ausgabe ist der Bestandteil des sechsten Schrittes des Algorithmus.

Der Operator kann in dem Unterpunkt „Userentscheidung“ das weitere Vorgehen bestimmen. Die Handlungsempfehlungen können entweder angenommen oder abgelehnt werden. Bei einer Ablehnung wird eine neue Handlungsempfehlung ausgesprochen, die erneut bestätigt oder abgelehnt werden kann. Bei einer Bestätigung werden die Handlungsempfehlungen umgesetzt. Unabhängig von den Handlungsempfehlungen kann der User jederzeit manuelle Veränderung durchführen. Diese Veränderungen lösen eine erneute Lastflussberechnung aus und der Prozess beginnt von vorne. Dieser manuelle Eingriff wird im Unterkapitel 4.6.2.2 genauer beschrieben und garantiert, dass die letzte Entscheidungsgewalt in der Hand des jeweiligen Operators bleibt.

Diese Umsetzung der Handlungsempfehlungen erfolgt im Schritt „Lastflusskorrektur“. Dabei werden die berechneten Vorschläge übernommen und der vorliegende Engpass behoben damit das Netz in einem stabilen Zustand verbleibt.

Für eine lückenlose Dokumentation werden alle Schnitte in einem Protokoll erfasst und anschließend ausgegeben.

#### **4.6.1.2 Ablauf des Assistenzsystems anhand des 6-Knotennetzes**

Im dem folgenden Unterkapitel wird der Ablauf des Assistenzsystems anhand des 6-Knoten-Netzes in der „allgemeinen Übersicht“ vorgestellt. In der vollständigen Auswertung wurden jeweils drei verschiedene Szenarien bezüglich der Einspeiseprofile berücksichtigt, wodurch sich die Gesamtanzahl auf 9 Szenarien erstreckt. Dabei kann festgehalten werden, dass sich sowohl die Verhältnisse der Dimensionen der Einspeiser als auch der angeschlossenen Lasten nicht verändern. Eine detaillierte Auswertung jedes möglichen Szenarios ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Die Überlastungen und Einflüsse der Einspeisungen sind bei den meisten Szenarien sehr ähnlich, was primär an der Netzstruktur und den zu berücksichtigenden Lasten liegt. Dementsprechend wurde ein Szenario zufällig ausgewählt und in dem folgenden Unterkapitel vorgestellt.

Wie in Abbildung 20 deutlich zu erkennen ist, sind ausschließlich Erneuerbare Energieträger an das Netz anschlossen. Dadurch ist der Einfluss der Jahreszeiten von sehr großer Bedeutung. Um einen Eindruck bezüglich der Auswirkung auf den Netzzustand und die damit verbundene Auslastung der Leitungen zu erhalten werden in dem Unterpunkt „allgemeine Übersicht“ vier zufällig ausgewählte Beispieltage genauer betrachtet. Dabei befindet sich jeweils ein Tag im Januar, März, Juli und Dezember. Während dieser Betrachtung werden sowohl die Einspeiseprofile als auch die Leitungsüberlastungen analysiert.

Anschließend wird im Unterpunkt „explizites Beispiel“ anhand eines ebenfalls zufällig ausgewählten Beispiels der genaue Ablauf des Assistenzsystems an einem Zeitpunkt veranschaulicht. Dabei liegt der Fokus auf der Auslastung der Leitung, und den daraus resultierenden Vorschlägen. Des Weiteren wird detailliert erörtert, wie und warum welche Maßnahmen vorgeschlagen und gegebenenfalls umgesetzt werden.

#### **Allgemeine Übersicht**

In Abbildung 22 ist eine Übersicht von den Netzeinspeisungen des 6-Knoten-Netzes für jeweils einen Beispieltag der Monate März, Juli, September und Dezember abgebildet. Da der Einfluss der Jahreszeiten auf Erneuerbare Energieträger bekannt ist, wird auf eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Verläufe verzichtet und auf eine allgemeine Gegenüberstellung konzentriert. Für eine solche Gegenüberstellung ist die gewählte Abbildung völlig ausreichend,

für eine detaillierte Analyse stehen die Abbildung 35 bis Abbildung 38 im Anhang auf den Seiten 81 bis 84 zur Verfügung.

Es wird ausschließlich der Ist-Zustand analysiert, das heißt Ablauf und Eingriff durch das Assistenzsystem werden in diesem Unterpunkt nicht betrachtet. Das ist Bestandteil des nachfolgenden Unterpunktes “explizites Beispiel“.

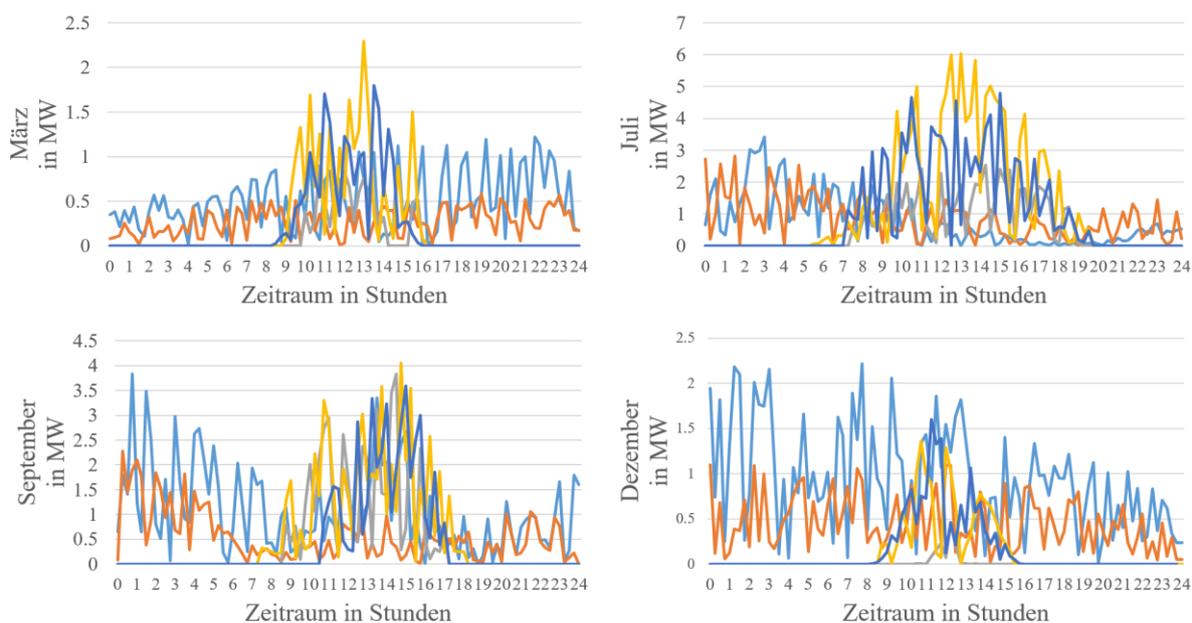
Auf der X-Achse sämtlicher Abbildungen der Einspeiseprofile ist der betrachtete Zeitraum von einem Tag in Stunden aufgetragen, während die Y-Achse die Einspeisungen in Megawatt abbilden.

Die Legenden zu den einzelnen Grafiken sind wie folgt gegliedert.

**Tabelle 5:** Übersicht Legende Einspeiseprofile

Einspeiser	Abkürzung	Farbe
Windpark	G1	Hellblau
Windpark	G2	Orange
Solarpark	G3	Grau
Solarpark	G4	Gelb
Solarpark	G5	Dunkelblau

Hinsichtlich der Einspeiseprofile sind keine unvorhersehbaren Einflüsse zu registrieren. Erwartungsgemäß ist die Einspeisung bezüglich der Photovoltaik-Anlagen in den Monaten Juli und September deutlich höher als in den Monaten März und Dezember. Diese Energiegewinnung ist direkt von der Sonne abhängig. Somit entspricht der Verlauf des Einspeiseprofiles dem Sonnenverlauf - dieser typische Verlauf ist in Abbildung 22 eindeutig zu erkennen.



**Abbildung 22:** Einspeiseprofil von vier Beispieltagen

Die Dynamik der Windeinspeisung ist ebenfalls typisch für diese Art der Energiegewinnung. So ist deutlich zu erkennen, dass die Einspeisung von der Temperaturdifferenz zwischen Boden und Luft direkt abhängig ist. Ist diese Differenz sehr gering, wie es zum Beispiel im Juli in den Mittagsstunden bis hin zum späten Nachmittag der Fall ist, ist die Einspeisung durch die Windenergie ebenfalls sehr gering. Bei einer großen Differenz, wie es zum Beispiel im Herbst oder Winter der Fall sein kann, ist die Einspeisung dementsprechend größer als im Sommer.

Bei einer Gegenüberstellung der jeweiligen Einspeisewerte kann festgehalten werden, dass die Solarenergie zwar im Peak in einigen Zeitschritten deutlich höhere Einspeisungen generieren konnte als die Windkraft - im Mittelwert allerdings die Windkraft deutlich überwiegt.

Bezüglich der Auslastung liegt eine binäre Erfassung vor. Befindet sich eine Leitung im kritischen Zustand, steht in der entsprechenden Zelle eine 1. Werden die Grenzen zusätzlich der gewählten Toleranzen eingehalten, lautet der Eintrag 0. Die entsprechenden Leitungsauslastungen sind für jeden Monat tabellarisch in den Tabelle 6 erfasst.

**Tabelle 6:** Übersicht der Leitungsauslastung an den Beispieltagen

Leitung	Anzahl der Engpässe im März	Anzahl der Engpässe im Juli	Anzahl der Engpässe im September	Anzahl der Engpässe im Dezember	Anzahl der Engpässe Auslastung
1	2	0	3	7	3,12
2	2	0	3	5	2,60
3	1	3	0	1	1,04
4	34	32	34	34	34,90
5	19	26	23	17	22,14
6	0	3	0	0	0,78

Bei einer Analyse der Tabelle 6, fällt sofort auf, dass die Leitungen 4 und 5 mit einer prozentualen Auslastung von 34,90 % und 22,14 % mit deutlichem Abstand die meisten Engpässe verzeichnen. Dies kann einerseits durch die vorliegende Einspeisung und andererseits durch die anliegenden Lasten erklärt werden.

G4 ist der größte und G3 der zweitgrößte Solarpark im Netz, G2 entspricht einem mittelgroßen Windpark und am Knoten 3 ist die größte Last (mittelgroße Stadt) angeschlossen. Sowohl die Leitung 4 also auch die Leitung 5 sind mit dem Knoten 3 verbunden. Dementsprechend ist es naheliegend, dass diese Leitungen am häufigsten überlastet sind.

### **Explizites Beispiel**

Wie in Tabelle 6 zu erkennen ist, ist die Leitung 4 am häufigsten in einem kritischen Zustand. Die Anzahl der Engpässe auf dieser Leitung in den Monaten März, September und Dezember ist identisch und entspricht jeweils dem maximalen Wert aller Engpässe. Bei einem Vergleich aller Leitungen kann festgehalten werden, dass die Summe der Engpässe im September am größten ist.

Dementsprechend wird im „Expliziten Beispiel“ ein Zeitschritt ausgewertet, in dem sich die Leitung 4 ebenfalls in einem kritischen Zustand befindet. Die Auswahl des Monats fällt dabei auf den September, da dort die Summe aller Engpässe über alle Leitungen am größten ist.

Diese Analyse eines einzelnen Zeitschrittes, welcher sich über 15 Minuten erstreckt dient primär der Veranschaulichung der Funktion des Algorithmus, welcher dem Assistenzsystem zu Grunde liegt.

Der ausgewählte Zeitabschnitt erstreckt sich von 19:45 bis 20:00 an einem Septembertag. Die dazugehörigen Einspeisungen, sowie Lasten sind der Tabelle 7 und der Tabelle 8 zu entnehmen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass das Verbraucherzählsystem vorliegt. Dadurch entsprechen die negativen Zahlen den Einspeisungen und die positive Werte den angeschlossenen Lasten.

Die Einspeisungen setzen sich aus zwei Windkraftanlagen und drei Solarparks zusammen. Die Relationen zueinander sind im Unterkapitel 4.6.1.1 erläutert. In dem betrachteten Zeitraum belaufen sich die Einspeisewerte folgendermaßen:

**Tabelle 7:** Einspeisewerte des betrachteten Zeitraums

G1 in MW	G2 in MW	G3 in MW	G4 in MW	G5 in MW
-0,043	-0,237	0	0	0

An den Knoten 1 und 3 sind zwei Lasten (L1: mittel große Stadt und L2: großes Dorf) angeschlossen. Die entsprechenden Werte zum betrachteten Zeitraum sind in Tabelle 8 erfasst. Bei genauer Betrachtung der nachfolgenden Tabelle fällt auf, dass die Last der mittelgroßen Stadt geringer ist als die des großen Dorfes Dies kann unter anderem auf die berücksichtigte E-Mobilität zurückgeführt werden.

**Tabelle 8:** angeschlossene Lasten während des betrachteten Zeitraums

Last an K3 in MW	Last an K5 in MW
58,367	0,503

Für jeden Zeitschritt werden alle relevanten Informationen an die Lastflussberechnung übermittelt. Diese beinhalten die Netzstruktur, die komplexe Koppeladmittanzmatrix, die komplexe Knotennennspannung, den Knotentyp, die Wirkleistung, die Koppelknotenterminal-Inzidenzmatrix, die Doppelknotenlinien-Inzidenzmatrix sowie einen Vektor, dem die Flussrichtung des Stroms zu entnehmen ist.

Das resultierende Ergebnis wird von der Lastflussberechnung zurück an die Hauptfunktion übergeben.

**Tabelle 9:** Ergebnis der Lastflussberechnung des betrachteten Zeitraums

K1 in MW	K2 in MW	K3 in MW	K4 in MW	K5 in MW
-9,687	-52,894	58,367	0	42,480

Die Ermittlung der Engpässe erfolgt anschließend durch Vergleich der mittels Lastflussanalyse berechneten Leistungen/Ströme und der Strombelastbarkeiten der Leitungen. Hierfür werden einerseits die vorliegenden Parameter, andererseits die zuvor festgelegten Grenzen berücksichtigt.

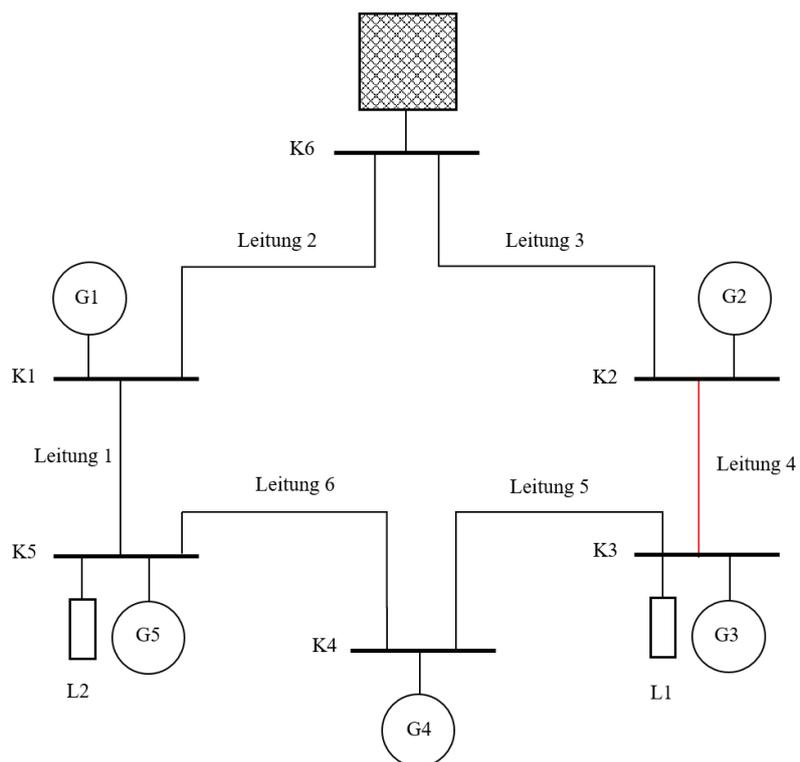
Zum aktuellen Zeitpunkt befindet sich die Leitung 4 in einem kritischen Zustand, die restlichen Leitungen befinden sich innerhalb des zulässigen Wertebereichs. Daher wird für die Handlungsempfehlung innerhalb des ausgewählten Zeitschritts im ersten Moment nur die Leitung 4 betrachtet. Allerdings kann durch eine Lastflusskorrektur auf der Leitung 4 ein Einfluss auf andere Knoten und Leitungen erfolgen.

Dementsprechend kann für den ausgewählten Zeitpunkt Tabelle 6 wie folgt gekürzt werden.

**Tabelle 10:** Resultat der Grenzwertkontrolle des betrachteten Zeitraums

Leitung 1	Leitung 2	Leitung 3	Leitung 4	Leitung 5	Leitung 6
0	0	0	1	0	0

Der aktuelle Netzzustand ist in Abbildung 23 dargestellt.



**Abbildung 23:** 6- Knoten-Netz mit Engpass

Nach der Lokalisierung des Engpasses wird die PFD erstellt - liegt kein Engpass vor, wird die PFD nicht bestimmt.

Die PFD gibt einen direkten Aufschluss über den Einfluss eines Knotens auf den Lastfluss einer Leitung. Tabelle 11 enthält die für den betrachteten Zeitraum berechneten Kopplungsfaktoren.

**Tabelle 11:** vollständiges Ergebnis der PFD

	K1	K2	K3	K4	K5
Leitung 1	-0,0910	0,2165	0,2723	0,4076	0,7684
Leitung 2	-0,9090	-0,2165	-0,2723	-0,4076	-0,7684
Leitung 3	0,0910	0,7835	0,7277	0,5924	0,2316
Leitung 4	0,0910	-0,2165	0,7277	0,5924	0,2316
Leitung 5	0,0910	-0,2165	-0,2723	0,5924	0,2316
Leitung 6	0,0910	-0,2165	-0,2723	-0,4076	0,2316

Die Ergebnisse aus der PFD und der Analyse bezüglich der Lokalisierung des Engpasses sind die Grundlage für die teilautomatisierte Umverteilung der Lastflüsse und werden dementsprechend als Eingangsparameter an die entsprechende Funktion übergeben. Die Lastumverteilung bestimmt als erstes, wie stark der zulässige Grenzwert verletzt wird.

Es muss nur ein Eingriff bezüglich der Leitung 4 erfolgen - somit kann die Tabelle wie folgt vereinfacht werden.

**Tabelle 12:** relevantes Ergebnis der PFD

	K1	K2	K3	K4	K5
Leitung 4	0,0910	<b>-0,2165</b>	<b>0,7277</b>	0,5924	0,2316

Bei einem Redispatch wird immer ein Kraftwerkspaar angesprochen, dieses wird mittels einer Analyse der PFD evaluiert. Dabei werden zunächst die Einträge der Größe nach aufsteigend sortiert und anschließend das jeweilige betragsbezogene Maximum bestimmt. Für eine Minimierung der benötigten Eingriffe wird zusätzlich überprüft, ob der zur Verfügung stehende Puffer der ausgewählten Kraftwerke / Knoten ausreichend ist. Ist dies der Fall, wird das

bestimmte Knotenpaar verwendet. Reicht der Puffer allerdings nicht aus, wird überprüft ob ein anderes Kraftwerk in Frage kommt.

Treten zwei oder mehr Engpässe in einem Zeitschritt auf, werden diese simultan bearbeitet.

In dem aktuellen Zeitpunkt liegt ein Engpass auf Leitung 4 vor. Aus der PFD resultiert, dass die Einspeisung an G3 dezimiert- und an G2 erhöht werden soll.

Die vorzunehmenden Korrekturen werden an das Hauptskript zurückgegeben und dort nach der Zustimmung des Operators umgesetzt.

Als letzter Schritt des Assistenzsystems muss eine Dokumentation der vorgenommenen Korrekturen erfolgen. Dadurch ist sowohl eine lückenlose Transparenz gewährleistet als auch eine spätere Auswertung möglich. Diese Dokumentation entspricht dem Ergebnis des Szenarios und wird im folgenden Unterpunkt genauer betrachtet.

#### **4.6.1.3 Ergebnisse**

Bei jedem Redispatch muss der Eingriff in Summe neutral sein, d. h. die Kraftwerkspaare müssen um denselben Betrag hoch- bzw. heruntergefahren werden. Diese Bedingung ist erfüllt, da die Einspeisung am Knoten 2 um 21,718 MW erhöht wird und am Knoten 3 um 21,718 MW verringert wird.

Knoten 2 ist ein reiner Erzeugerknoten und kann somit nur innerhalb der Grenzen des angeschlossenen Windparks agieren. An Knoten 3 ist neben G3 noch eine Stadt angeschlossen. In den entsprechenden Lastprofilen sind u. a. auch E-Mobilität sowie Speicher integriert. Somit kann an diesem Knoten sowohl die Einspeisung reduziert, als auch die Last temporär erhöht werden. Des Weiteren können die zur Verfügung stehenden Speicherkapazitäten eine gewünschte Erhöhung der Einspeisung unterstützen. Dadurch sind die physikalischen Grenzen von G3 am Knoten 3 nicht ausschlaggebend wie die Grenzen von G2 am Knoten 2.

In Tabelle 13 sind unter anderem die Einspeisungen der Kraftwerke aufgelistet. Der betrachtete Zeitraum befindet sich in der Nacht, wodurch die Einspeisung der Solarparks G3 bis G5 0 MW beträgt. Die angeschlossenen Windparks sind zurzeit stark eingesenkt und generieren eine Leistung von 1,362 MW bzw. 0,706 MW. Für die Behebung des vorliegenden Engpasses muss eine Korrektur von 21,718 MW erfolgen. Die Erhöhung der Einspeisung über G2 kann durch eine Entladung des installierten Speichers erfolgen.

Im Gegensatz dazu kann die Einspeisung an G3 nicht verringert werden, da diese zum betrachteten Zeitpunkt bereits Null beträgt. Somit erfolgt der Ausgleich hier ebenfalls über den Vorort installierten Speicher. Durch diese Maßnahmen an den Knoten 2 und 3 kann der Engpass behoben werden.

**Tabelle 13:** Dokumentation des Assistenzsystems

Einspeisung				
G1 in MW	G2 in MW	G3 in MW	G4 in MW	G5 in MW
-1,362	-0,706	0	0	0
Ergebnis Lastflussberechnung				
K1 in MW	K2 in MW	K3 in MW	K4 in MW	K5 in MW
-9,687	-52,984	58,367	0	42,480
Vorgeschlagene Maßnahmen				
Leistungszustand			Kraftwerke	
Leitung 4	Engpass		G3	Herunterfahren
			G2	Hochfahren
Situation nach Korrektur				
K1 in MW	K2 in MW	K3 in MW	K4 in MW	K5 in MW
-9,687	-74,612	80,085	0	42,480

Diese tabellarische Übersicht entspricht der Dokumentation des Assistenzsystems und wird bei jeder Korrektur automatisch erstellt und abgespeichert.

#### 4.6.1.4 Auswertung und kritische Betrachtung

In den Kapiteln 4.6.1.1 und 4.6.1.3 wurden der Aufbau, Ablauf sowie die daraus resultierenden Ergebnisse des Assistenzsystems präsentiert, eine kritische Bewertung ist Bestandteil dieses Unterkapitels.

Dem Assistenzsystem liegt ein Algorithmus zu Grunde, dessen Ziel eine zeit- und ressourceneffiziente Beseitigung eines Engpasses ist. Die geforderte Engpassbehebung kann durch den entwickelten Algorithmus gewährleistet werden, allerdings ist dabei eine Einschränkung zu erwähnen. Der Algorithmus kann mehrere Engpässe auf unterschiedlichen Leitungen detektieren und entsprechende Gegenmaßnahmen vorschlagen. Allerdings sind dieser umfänglichen Funktion logische wie auch technische Grenzen gesetzt.

Während der Simulation treten zeitgleich Überlastungen auf bis zu 4 Leitungen auf. Eine so hohe Überlastung wird von dem Algorithmus nicht mehr ausgeglichen. Diese dem Markteingriff durch Redispatch nachgelagerten Notfallmaßnahmen sind durch § 13 Abs. 2 abgedeckt und können von einem weiteren, ebenfalls nachgelagerten Assistentensystem ausgeregelt werden.

Die Umverteilung der Lastflüsse durch Redispatch unterliegt engen physikalischen Grenzen und kann nicht beliebig weit ausgedehnt werden. Eine weitere Randbedingung bildet die Verarbeitungs-/Berechnungszeit des Algorithmus. Die aktuelle Verarbeitungszeit ermöglicht eine Evaluierung der von einem Engpass betroffenen Leitung, eine Berechnung der Korrekturen sowie eine notwendige Umsetzung vorgeschlagener Gegenmaßnahmen in Echtzeit innerhalb des Viertelstundenrasters. Die vorherige Berechnungszeit für die Lastflussbrechung wird durch diesen Algorithmus nicht signifikant erhöht. Damit ist auch die Einbettung in größere und komplexere Netze und Szenarien ohne weiteres möglich.

#### **4.6.2 Übertragungsnetz Sachsen-Anhalt**

Das vorliegende Netz setzt sich aus 18 Stationen zusammen und entspricht einer Nachbildung des Übertragungsnetzes von 50Hertz Transmission (siehe Abbildung 24). Dabei wurden als Grundlage für die Simulationen sowohl frei zugängliche Netzdaten als auch selbst erstellte Einspeiseprofile von Windkraft und Photovoltaik verwendet. [46] [47] [48]

Die Profile sind mittels Wetterdaten und den angegebenen installierten Leistungen Vorort erstellt worden.

Die Anzahl der bestehenden Leitungen zwischen den Stationen sowie der Anzahl der Sammelschienen in den einzelnen Stationen wurden mittels Analysen von Satellitenbildern evaluiert.

Bei der Farbgebung der Spannungsebenen erfolgte eine Orientierung am Farbschema der ENTSO-E. Die rot gefärbten Stationen und Leitungen stellen das 380-kV-Netz dar, die grünen umfassen das unterlagerte 220-kV-Netz. Eine weiße Einfärbung deutet auf einen spannungsfreien Zustand hin. Die dunkelblauen Komponenten entsprechen Lasten sowie verschiedenen Kraftwerkstypen, diese beinhalten auch die Erneuerbaren Energieträger des 110-kV-Netzes.

Zusätzlich ist als Orientierungshilfe der Umriss von Sachsen-Anhalt eingezeichnet und die Stationen geografisch angeordnet sowie mit den jeweiligen Langnamen (zum Beispiel Wolmirstedt) beschriftet.

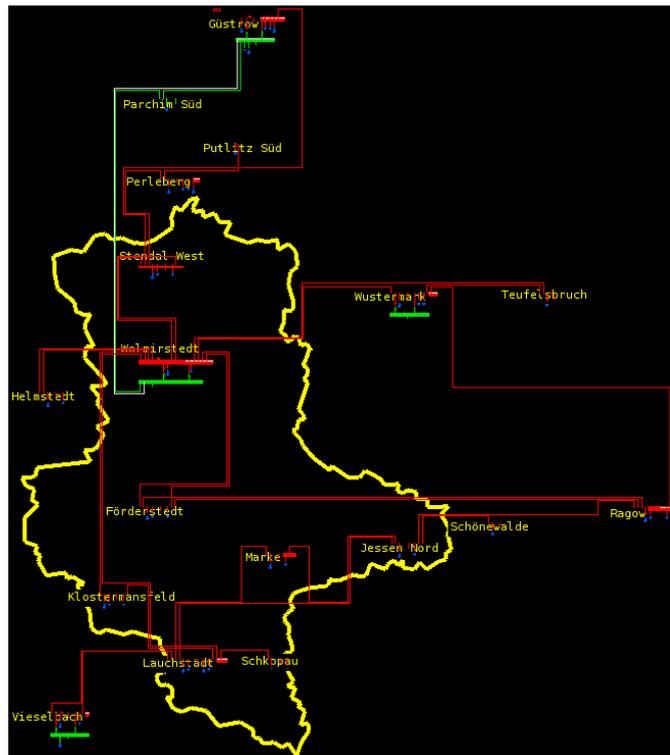


Abbildung 24: Übertragungsnetz Sachsen-Anhalt

#### 4.6.2.1 Aufbau des Szenarios

Mit Hilfe des vorgestellten Netzes können eine Vielzahl von Szenarien simuliert und ausgewertet werden. Der Fokus der vorliegenden Arbeit umfasst den Redispatch 2.0, somit wurde ein möglichst repräsentatives Szenario für eine detaillierte Vorstellung ausgewählt. Die Unterschiede zwischen Redispatch und Redispatch 2.0 sind dem Kapitel 2 zu entnehmen. Eine wesentliche Rolle spielen dabei die Erneuerbaren Energieträger, somit muss das ausgewählte Szenario den Einfluss der Erneuerbaren Energieträger gut darstellen.

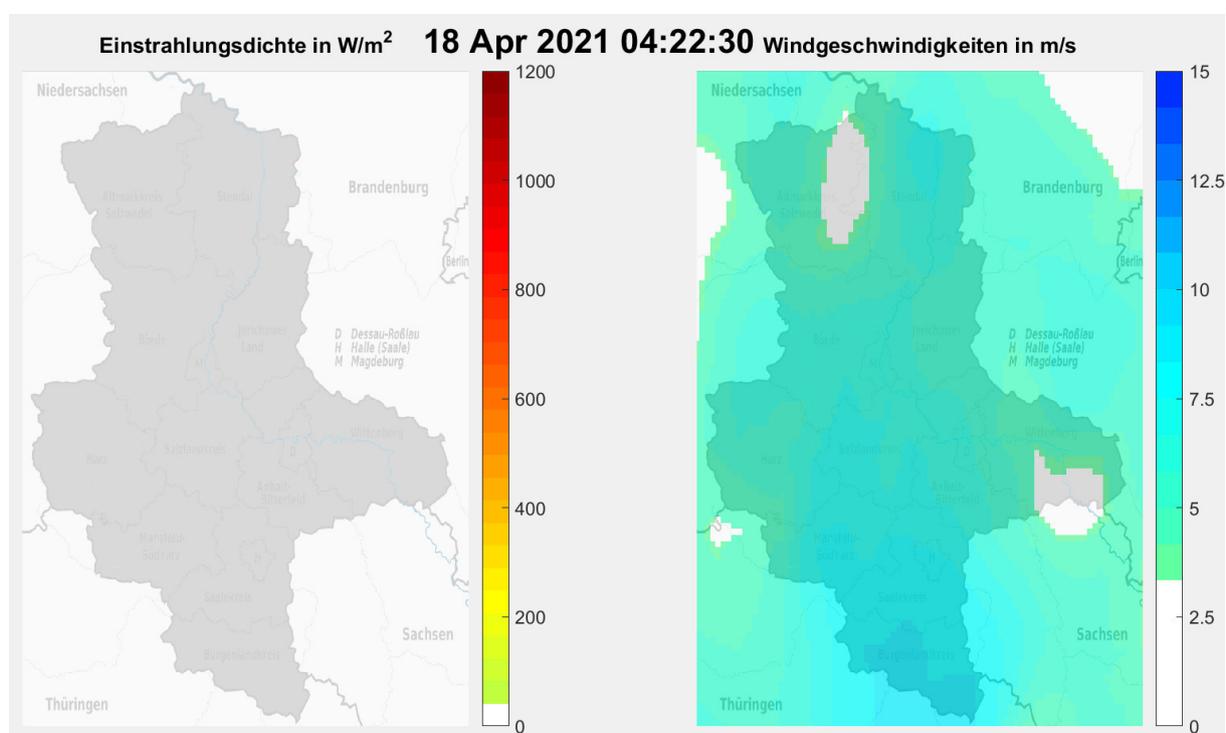
Für die weitere Auswertung wurde analog zum Kapitel 4.6.1.2 ein Zeitraum, hier ein Frühlingstag verwendet.

An dem gewählten Tag (18.04.2021) war der Himmel über Sachsen-Anhalt bewölkt. Am Nachmittag trifft eine starke Windfront auf das Festland. Die dazugehörige Wetterlage wird über die ganze Simulation hinweg visualisiert.

Für eine fundierte Erläuterung der Einspeisungen des ausgewählten Szenarios werden in Abbildung 25 bis Abbildung 27 drei unterschiedliche Einspeisesituationen gegenübergestellt und kurz beschrieben. Die daraus resultierende Einspeisung kann Abbildung 32 entnommen werden.

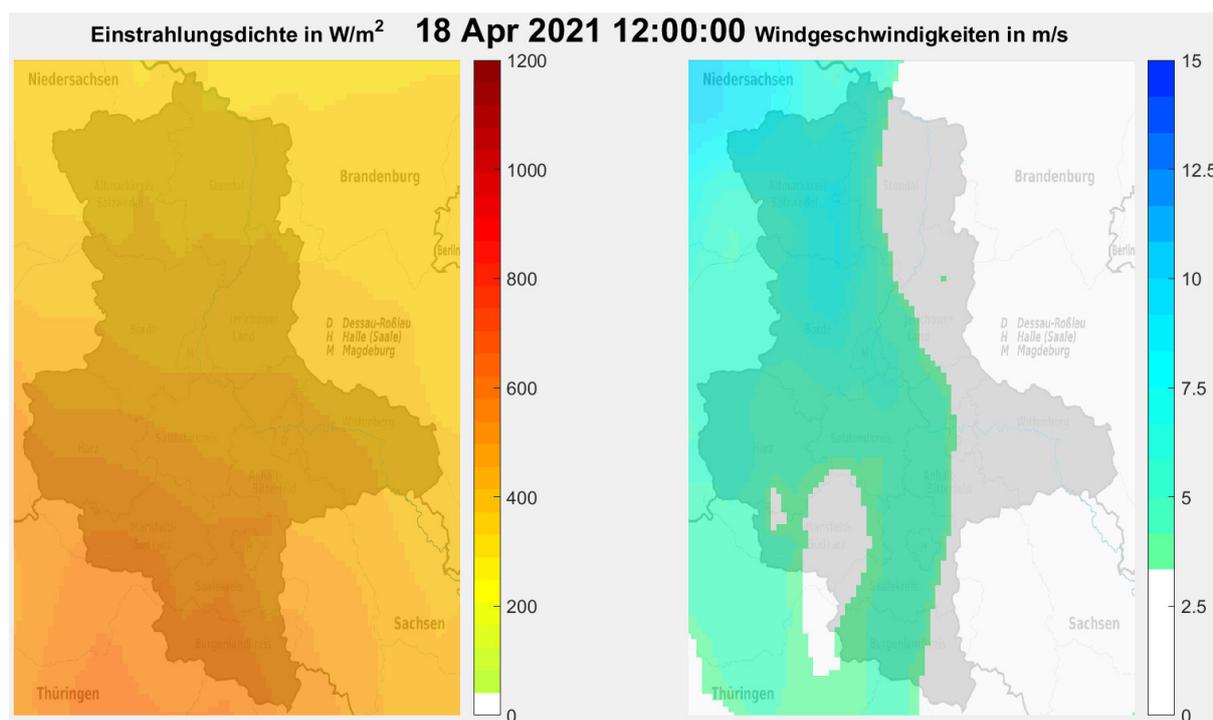
In den Abbildung 25 bis Abbildung 27 sind jeweils zwei Karten von Sachsen-Anhalt zu erkennen. Diese werden in Abhängigkeit von der aktuellen Einspeisung eingefärbt. Die Intensität der Einfärbung wird parallel zur steigenden Einspeisung immer stärker.

Der ausgewählte Beispieltag lässt sich in drei wesentliche Abschnitte unterteilen. Der erste Abschnitt (siehe Abbildung 32) erstreckt sich von 02:30 Uhr bis 07:30 Uhr über die frühen Morgenstunden des 18. Aprils. Dieser Zeitraum liegt vor dem Sonnenaufgang, womit die Sonneneinstrahlung im ersten Abschnitt Null beträgt und sich damit die gesamte Einspeisung ausschließlich aus den installierten Windkraftanlagen zusammensetzt. Das Maximum wird gegen 04:30 erreicht, anschließend fallen alle Kurven deutlich ab und erreichen um 07:30 ihr Tagesminimum. Die nachfolgende Grafik visualisiert die Wetterdaten zum Zeitpunkt des maximalen Wertes im ersten Abschnitt.



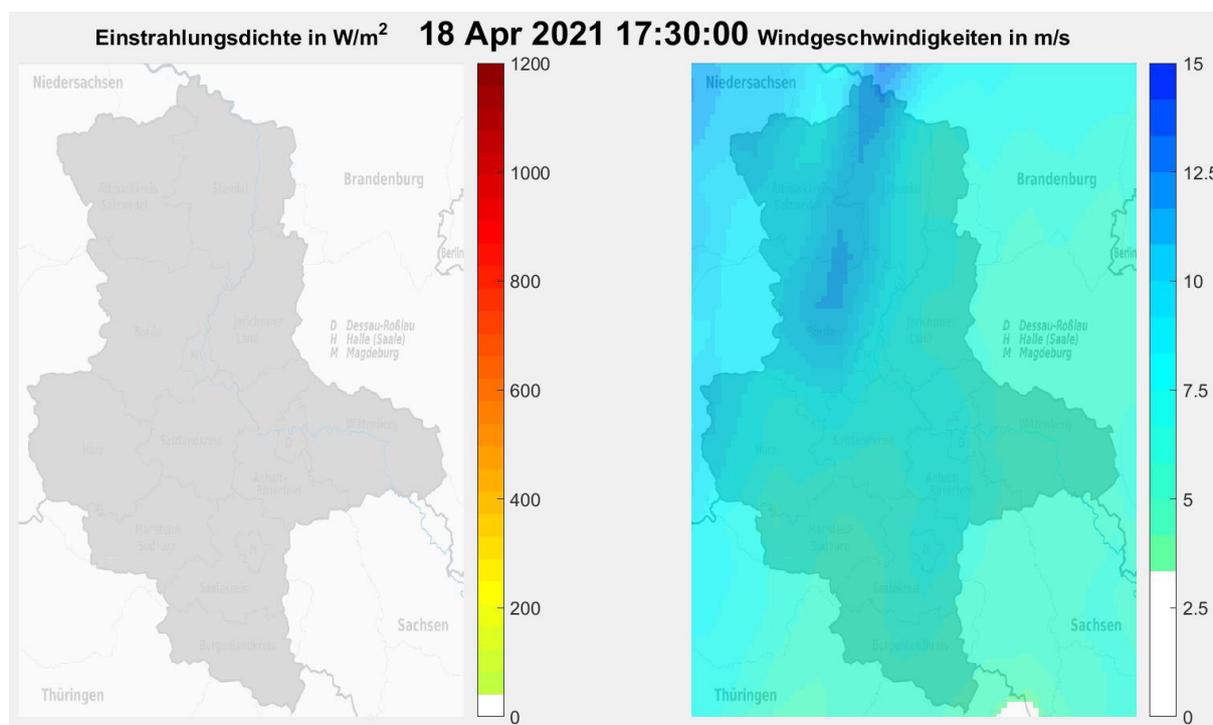
**Abbildung 25:** Einspeiseprofile für Photovoltaik und Windkraft am Morgen

Der zweite Abschnitt umfasst die Einspeisung um die Mittagszeit herum (siehe Abbildung 26). Erwartungsgemäß ist die Einspeisung stark von den Solarparks geprägt und nimmt bis zu ihrem Zenit deutlich zu. Die Windgeschwindigkeiten können zu diesem Zeitpunkt als gering eingestuft werden.



**Abbildung 26:** Einspeiseprofile für Photovoltaik und Windkraft am Mittag

Ab 15:00 trifft eine Sturmfront auf die Windkraftanlagen, welche an der Station Güstrow angeschlossen sind, zeitgleich nimmt die Einstrahlungsdichte kontinuierlich ab. Diese Sturmfront nimmt im Verlauf des Nachmittags weiter zu, sodass es um 17:30 zu systeminternen Warnungen kommt und Gegenmaßnahmen ergriffen werden müssen.



**Abbildung 27:** Einspeiseprofile für Photovoltaik und Windkraft am frühen Abend

Somit befindet sich der Teil des Szenarios, welcher netzkritisch und der Ansatzpunkt des Assistenzsystems ist, in den Nachmittagsstunden. Im Verlauf des frühen Abends kommt es zu sehr starken Belastungen der Leitungen zwischen Güstrow-Parchim, Parchim-Wolmirstedt, Perleberg-Stendal, Güstrow-Stendal sowie Stendal-Wolmirstedt.

Dieser enorme Anstieg der Leitungsbelastung führt zu einer Warnung des Systems, was zur Einfärbung der betroffenen Leitungen (violett) führt (siehe Abbildung 28), sodass der Nutzer informiert wird, dass das Netz kurz vor einer Überlastung steht. Diese muss schnellstmöglich behoben werden - andernfalls würden automatisierte Schutzmaßnahmen (Lastabwurf) von dem System eigenmächtig durchgeführt werden.

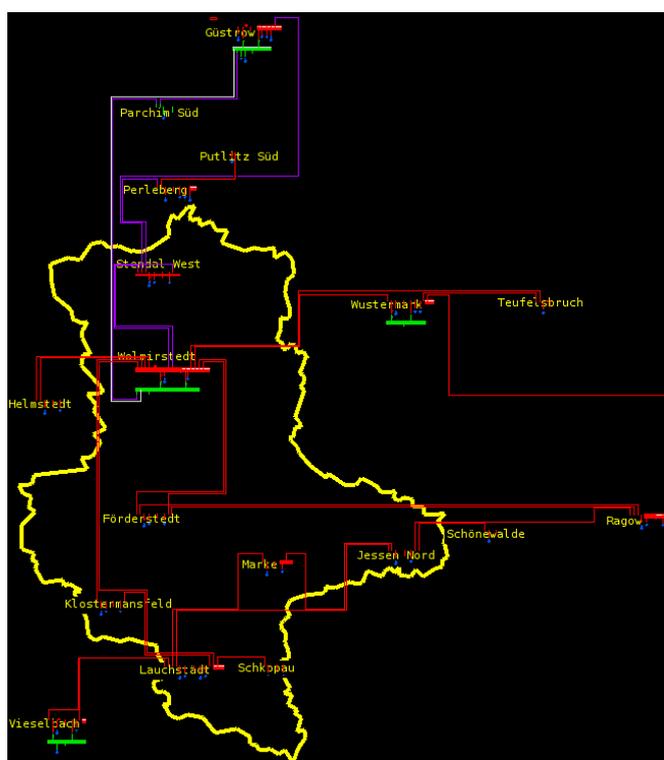


Abbildung 28: Überlastung im Netz

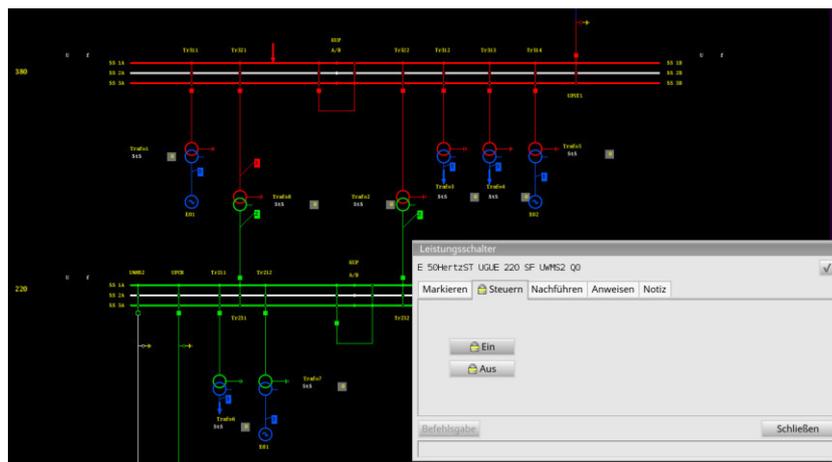
Wie in dem gewählten Szenario vorgegangen wird, um die auftretende Überlastung zu beheben, ist dem Kapitel 4.6.2.2 zu entnehmen.

#### 4.6.2.2 Gegenüberstellung der Vorgehensweisen

In diesem Teilkapitel werden die manuelle und teilautomatisierte Vorgehensweise gegenübergestellt. Dafür werden beide Abläufe detailliert beschreiben. Die Auswertung erfolgt im Kapitel 4.6.2.3.

## Manuelle Vorgehensweise

Um die angezeigte Warnung beheben zu können, wird als erstes die zurzeit noch spannungsfreie Leitung zwischen den Stationen Güstrow und Wolmirstedt in Betrieb genommen. Dafür muss der Nutzer zuerst eine der adjazenten Stationen (hier Güstrow) auswählen und den entsprechenden Schalter finden und ansteuern, um ihn in den gewünschten Zustand (geschlossen) zu überführen. Anschließend muss der Schaltbefehl bestätigt werden. Dieses Vorgehen muss für die Partnerstation (Wolmirstedt) ebenfalls durchgeführt werden. Ein Beispiel eines solchen Schaltbefehls ist in der Abbildung 29 dargestellt.



**Abbildung 29:** Schaltbefehl um spannungsfreie Leitung zuzuschalten

Durch die Schaltbefehle wird eine erneute Berechnung der Lastflüsse ausgelöst. Nach der Berechnung ist ersichtlich, ob die Maßnahmen ausreichend waren, oder ob weitere Schritte eingeleitet werden müssen.

Wie in Abbildung 30 zu erkennen ist, war diese Maßnahme nicht ausreichend. Es müssen noch weitere Schritte eingeleitet werden.

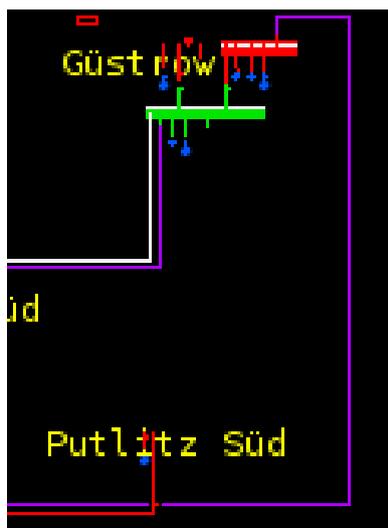


Abbildung 30: Netzzustand nach Zuschalten der Leitung

Da alle Leitungen in Betrieb sind, kann nur noch eine Reduzierung der Einspeisungen erfolgen. Dieser Eingriff ist deutlich schwieriger, als das Zuschalten einer Leitung. Diese Aussage ist nicht auf die Befehlsgabe hinsichtlich des Systems zu verstehen, sondern auf die Frage, welche Einspeisung wie angepasst werden soll. Um diese Entscheidung treffen zu können, können die Bediener solcher Leitsysteme meist auf eine langjährige Berufserfahrung zurückgreifen.

In der vorliegenden Simulation ist dem Nutzer ebenfalls bekannt, dass die Überlastung durch die starke Einspeisung aus der Station Güstrow hervorgerufen wird. Dementsprechend wird dort die Einspeisung reduziert. Dafür wird die Station Güstrow erneut angeklickt, die infrage kommende Einspeisung ausgewählt und die gewünschte Korrektur vorgenommen (siehe Abbildung 31).

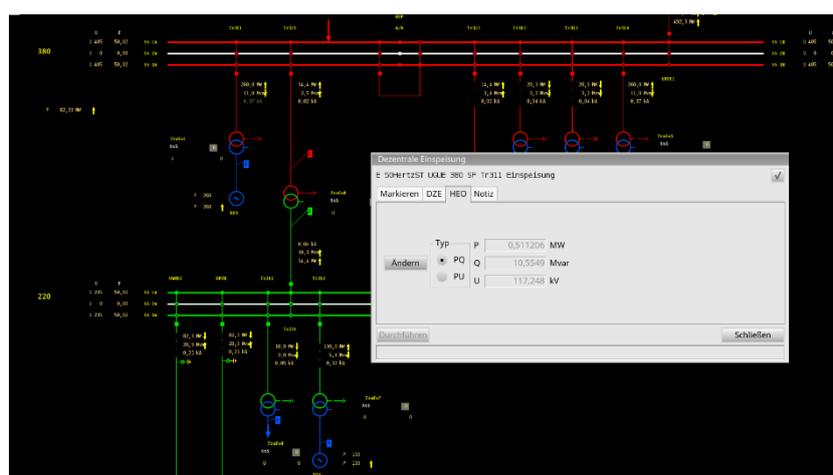


Abbildung 31: Drosselung der Einspeisung an der Station Güstrow

Als Entscheidungshilfe kann die Abbildung der Einspeiseprofile herangezogen werden. Die entsprechenden Profile für das vorliegende Szenario sind Abbildung 32 zu entnehmen. Bei

einer genauen Betrachtung der Abbildung 32 kann der Verlauf der Einspeisungen, der kritische Moment sowie die Gegenmaßnahmen gut ermittelt werden.

Die Abbildung 32 umfasst 9 Einspeiseprofile, welche sich sowohl aus Solarkraftwerken als auch aus Windparks zusammensetzen. Des Weiteren sind in der Grafik umrandete Zahlen zu erkennen, welche die jeweiligen Gegenmaßnahmen markieren. Die Einspeisung kann in drei Abschnitte unterteilt werden. Die Aufschlüsselung der in der Legende enthaltenen Abkürzungen ist Tabelle 14 zu entnehmen.

**Tabelle 14:** Abkürzungen der Einspeisungen

Abkürzung	Lang Name	Abkürzung	Lang Name	Abkürzung	Lang Name
PGUE	Güstrow	PJEN	Jessen Nord	PWOL	Wolmirstedt
PSCW	Schönwalde	PFOE	Förderstedt	PKLM	Klostermansfeld
PSTW	Stendal West	PMAR	Mark	PLAS	Lauchstädt

Die angesprochenen Abschnitte in den Einspeiseprofilen, welche der Abbildung 32 zu entnehmen sind, wurden bereits in dem Unterkapitel 4.6.2.1 definiert. Somit wird auf eine erneute Beschreibung an dieser Stelle verzichtet.

Die vorgenommenen Gegenmaßnahmen sind in dem Verlauf der Einspeisung der Station PGUE farblich markiert. Dabei entsprechen beide rot markierten Zeitpunkte den vorgenommenen Eingriffen in die Einspeisung (Drosselung der Einspeisung) und die orange Markierung beschreibt den Zeitpunkt, an dem die spannungsfreie Leitung zugeschaltet wurde.

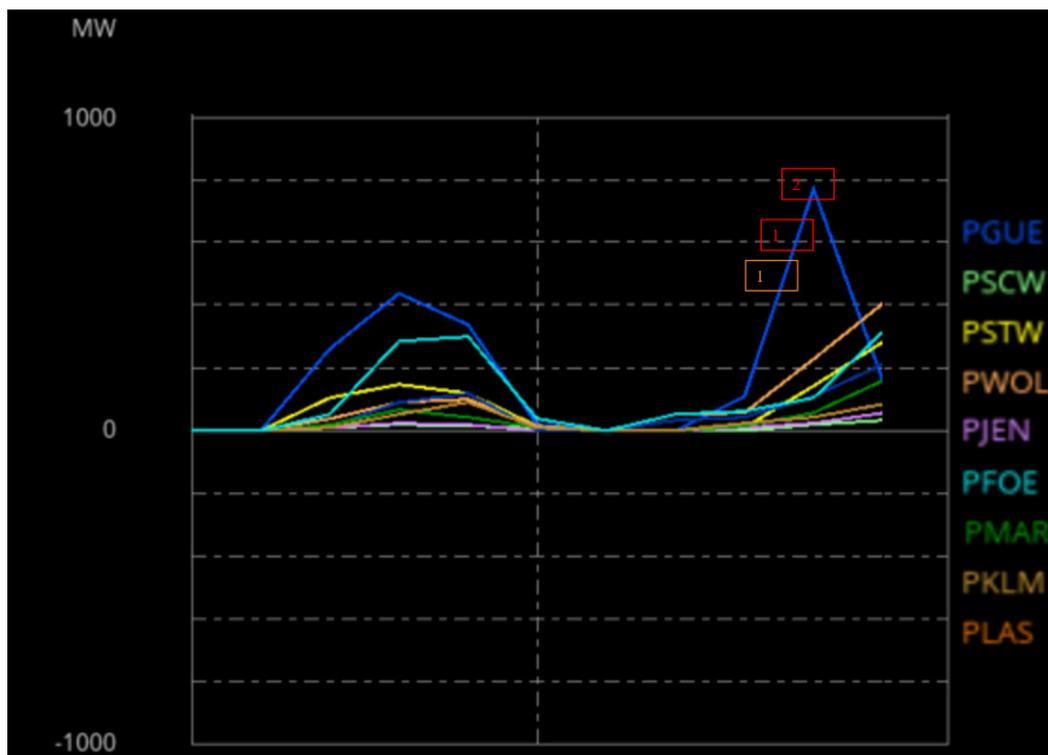


Abbildung 32: Einspeiseprofile

Durch zwei vorgenommene Reduzierungen der Einspeisung an der Station Güstrow konnte die bevorstehende Überlastung verhindert werden. Dies ist deutlich in dem Teilausschnitt (Abbildung 33) zu erkennen. Die zuvor lila gefärbten Leitungen sind jetzt wieder in ihren Ausgangsfarben gefärbt.

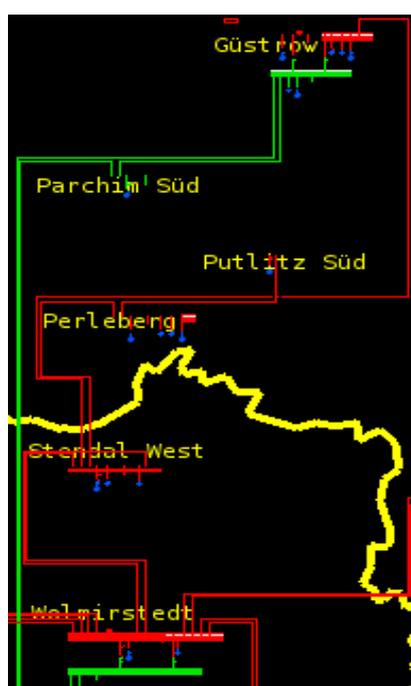


Abbildung 33: Netz ohne Überlastung

Somit kann festgehalten werden, dass durch die Kombination von zwei Eingriffen eine Netzüberlastung verhindert werden konnte. Die getroffenen Maßnahmen können bzw. müssen bei einem Rückgang der Einspeisung rückgängig gemacht werden.

### **Teilautomatisierter Ablauf**

Zu Beginn der Prozesse gibt es zwischen dem manuellen und dem teilautomatisierten Ablauf keinen Unterschied. So werden in beiden Vorgehensweisen zunächst die Datensätze zwischen Matlab und der Leitwarte synchronisiert und anschließend eine Lastflussberechnung durchgeführt. Die jeweiligen Ergebnisse werden erneut an die Leitwarte gesendet und die Netzauslastung visualisiert. Solange kein Engpass auftritt, erfolgt alle 3 Sekunden ein zyklischer Datenaustausch zwischen Unter- und Hauptstation. Die genaue Zusammensetzung und der detaillierte Ablauf des Szenarios sind Kapitel 4.6.2.1 zu entnehmen.

Der grundlegende Unterschied zwischen dem manuellen und den teilautomatisierten Ablauf wird bei einem Engpass ersichtlich. Im Falle eines Engpasses übernimmt das Assistenzsystem, vorausgesetzt, dass der Nutzer den Maßnahmen zustimmt, autark die Gegenmaßnahmen für eine schnellstmögliche Behebung der vorliegenden Überlastung des bzw. der Betriebsmittel. Der Aufbau und Ablauf des Assistenzsystems sind Kapitel 4.6.1.1 zu entnehmen.

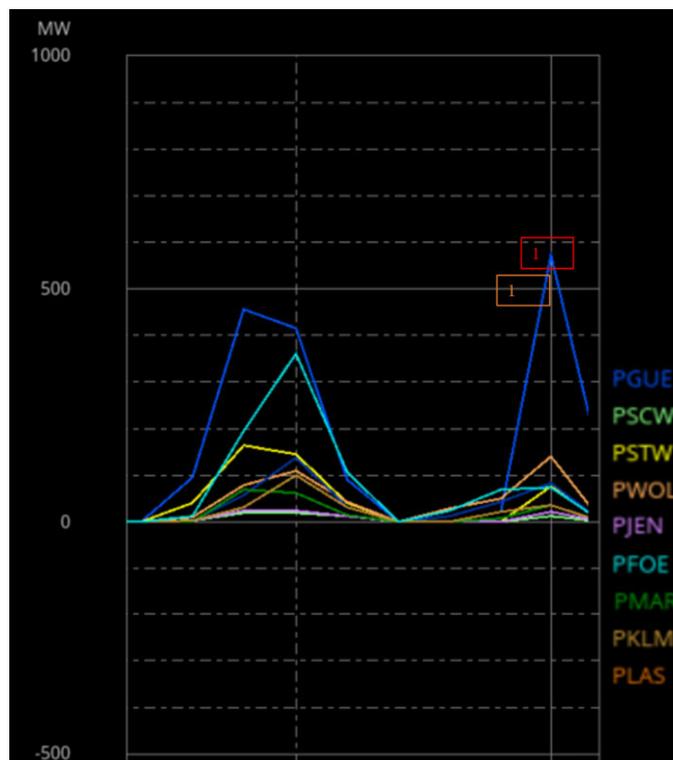
Zusammengefasst läuft der teilautomatisierte Prozess wie folgt ab. Identifiziert das Assistenzsystem eine Netzüberlastung wird zunächst durch netztechnische Maßnahmen wie die Leitungszuschaltung versucht, eine Entlastung herbeizuführen. Sind weitere Maßnahmen notwendig, wird iterativ über Lastfluss- und PFD-Berechnung ein minimalinvasiver Eingriff bzgl. der Erzeugung identifiziert, die den Engpass gerade noch behebt. Dieser Eingriff wird als Vorschlag an das Leitwartenpersonal übergeben. Nach erfolgter Zustimmung werden die berechneten Maßnahmen umgesetzt und die dazugehörigen Variablen im MALAB-Skript überschrieben.

Dadurch wird der Engpass behoben und das Netz in einen stabilen Zustand überführt. Gleichzeitig wird das ergebnisorientierte Senden ausgelöst, wodurch die aktualisierten Schalterstellungen, Einspeisungen sowie Lasten an die Leitwarte übergeben und anschließend visualisiert werden. Somit erfolgen die Schritte in den Abbildung 29 bis Abbildung 31 automatisch und ein manueller Eingriff ist nicht mehr erforderlich.

Zu Beginn kann der Anwender entscheiden, ob in einem voll- oder teilautomatisierten Betrieb fortgefahren werden soll. Wird ein vollautomatischer Betrieb gewählt, erfolgen keine weiteren Abfragen bei Lastflusskorrekturen. Bei einem teilautomatisierten Ablauf muss jede Korrektur, bevor sie umgesetzt wird, vom Nutzer bestätigt werden.

Die resultierenden Änderungen bezüglich der Einspeisungen sind in Abbildung 34 dargestellt. Da sich die Verläufe nur in den Bereichen der bevorstehenden Überlastung unterscheiden, liegt

der Fokus in der nachfolgenden Grafik genau auf diesem Zeitabschnitt. Auf eine erneute Beschreibung der übrigen Zeitabschnitte wird verzichtet.



**Abbildung 34:** Einspeiseprofile des teilautomatisierten Szenarios

In dem ausgewählten Abschnitt ist der autonome Eingriff des Assistenzsystems gut erkennbar. Die Warnung von der Leitwarte, bezüglich einer bevorstehenden Netzüberlastung, geht im manuellen Betrieb um 18:15 Uhr ein. Dieser kritische Arbeitspunkt wird in dem teilautomatisierten Betrieb nicht erreicht, da die Grenzen des Systems so eingestellt sind, dass kurz bevor es zu einer Warnung kommt, das System schon reagiert. Voraussetzung für dieses eigenständige Handeln ist die zuvor erteilte Genehmigung. Hätte der User diese Abfrage verneint, müsste eine manuelle Korrektur vorgenommen werden.

Eine Auswertung der beiden geschilderten Vorgehensweisen sowie eine kritische Betrachtung sind Bestandteil des nachfolgenden Unterkapitels.

### 4.6.2.3 Auswertung und kritische Betrachtung

In den Kapiteln 4.6.2.1 bis 4.6.2.2 sind der Aufbau des Szenarios beschrieben sowie die unterschiedlichen Vorgehensweisen umrissen und gegenübergestellt. Die Auswertung der Ergebnisse inklusive einer kritischen Bewertung erfolgt in dem vorliegenden Unterkapitel.

Zunächst kann festgehalten werden, dass in den beiden Vorgehensweisen (manuell und teilautomatisiert) die gleichen Betriebsmittel angesprochen werden. Jedoch wirken sich beide

Maßnahmen unterschiedlich stark auf die Effizienz aus, was im Folgenden näher beschrieben wird.

Die vorgenommenen Schritte können wie folgt zusammengefasst werden.

- Inbetriebnahme der Leitung zwischen Wolmirstedt und Güstrow.
- Drosselung der Einspeisung an der Station Güstrow.

Zwar werden diese Schritte in beiden Vorgehensweisen umgesetzt, allerdings existiert ein wesentlicher Unterschied in der Effektivität.

Der größte Mehrwert ist die Drosselung der Einspeisung an der Station Güstrow, welche gleich beim ersten Mal optimal ist. Optimal heißt in diesem Zusammenhang, dass diese Quelle einmalig angesprochen werden muss und eine Drosselung um den minimalen Betrag erfolgt.

Dieser Betrag entspricht exakt dem Wert, um den eine Korrektur erfolgen muss, damit der Engpass behoben wird. In der manuellen Vorgehensweise basiert diese Drosselung auf der Erfahrung des Leitwartenpersonals. Somit ist nicht garantiert, dass die Drosselung nur um den technisch notwendigen Betrag erfolgt, es kann zu viel oder zu wenig eingesenkt werden. Wird zu wenig angepasst, ist der kritische Zustand zwar verbessert aber nicht behoben, somit bedarf es einer weiteren Korrektur.

In dem vorliegenden Beispiel (manueller Betrieb) wurde zu stark reduziert, außerdem waren zwei Korrekturen nötig.

In Gegensatz dazu wurde im teilautomatisierten Betrieb nur eine punktgenaue Korrektur vorgenommen. Des Weiteren ist es ökonomisch optimal, wenn die Anlage zu 100 % in das Netz einspeist, andernfalls würden Einbußen resultieren. Somit sollten die zuvor vorgenommenen Maßnahmen, sobald sie systemzulässig, sind korrigiert werden. Dabei steht die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs immer an erster Stelle.

Dementsprechend kommt es in einem manuellen Betrieb tendenziell zu einer Verzögerung des Hochfahrens. Somit bestehen im manuellen Betrieb aus ökonomischer Sicht zwei Optimierungsbedarfe.

Einerseits kann die Reduzierung betragsmäßig zu groß sein und andererseits kann die Dauer des veränderten Zustands länger als technisch notwendig beibehalten werden. Dadurch kann es in einem manuellen Betrieb zu wirtschaftlichen Einbußen kommen.

Im teilautomatisierten Betrieb ist dies ausgeschlossen, da eine Leistungskorrektur nur um den maximal notwendigen Betrag erfolgt. Eine weitere Randbedingung besteht darin, dass der

Algorithmus dahingehende optimiert ist, die Einspeisung wieder an den Ausgangszustand anzupassen. Dies erfolgt basierend auf der beschriebenen Berechnung, sobald es der aktuelle Netzzustand zulässt. Dabei ist zu jedem Zeitpunkt die Einhaltung sämtlicher technischer Restriktionen gewährleistet.

Folglich kann mittels der vorliegenden Automatisierung sowohl zeiteffizienter als auch qualitativ hochwertiger agiert werden, was einem technischen und ökonomischen Mehrwert entspricht.

## 5 Zusammenfassung

Der Zuwachs der Erneuerbaren Energieträger wird in den kommenden Jahren kontinuierlich steigen. Dies wird einerseits durch den stetigen Ausbau von u. a. Windkraftanlagen und Solarparks, andererseits durch den schrittweise erfolgenden Ausstieg aus der Kern- und Kohlenenergie erfolgen, was unter anderem zu einer höheren Belastung der Betriebsmittel führen kann. Durch diese Veränderung der Energieerzeugung wird der Wandel von einer zentralen zu einer dezentralen Versorgung weiter voranschreiten, was die Netzbetreiber sämtlicher Versorgungsnetze vor große Herausforderungen stellt.

Eine Herausforderung ist der zukünftig sehr dynamische Netzbetrieb der Stromversorgungsnetze. Um dies bewältigen zu können, ist eine zeitnahe Automatisierung von grundlegenden Maßnahmen innerhalb der Netzführung nötig. Diesen Ansatz hat die vorliegende Arbeit verfolgt. Dabei wurden sowohl technische als auch gesetzliche Vorgaben, Richtlinien, Normen und Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Um zukünftig autonome Systeme mittels verschiedener Szenarien testen zu können, bedarf es einer geeigneten Testumgebung. Eine solche Umgebung wurde in Form eines Testbetts entwickelt. Das Testbett besteht im Wesentlichen aus drei Komponenten, der Leitwarte, welche primär als Visualisierung und zusätzliche Kontrollinstanz fungiert, dem Simulationstool, welches die netzspezifischen und kommunikationsrelevanten Daten bereitstellt und die Schnittstelle, welche die zuvor genannten Kommunikationspartner mit einander verbindet. Zusätzlich wurde in dieses Testbett ein Assistenzsystem implementiert. Im Folgenden werden diese drei Komponenten sowie das Assistenzsystem kurz umschrieben.

Die Leitwarte ist praxisnah nachgestellt, so wie sie in jedem Netzleitsystem installiert ist. Die Systemwarnungen, Schalterstellung sowie Mess- und Sollwerte werden unter Verwendung der Schnittstelle an das Simulationstool ausgegeben. Die ausführliche Erläuterung hinsichtlich der Leitwarte ist im Unterkapitel 2.1 nach zu lesen.

Mit Hilfe der Schnittstelle erfolgt eine bidirektionale normkonforme Kommunikation zwischen dem Simulationstool und der Leitwarte. So entnimmt die Schnittstelle die benötigten Informationen aus dem Tool und kann eingehende Befehle oder Messwerte, welche von der Leitwarte aus gesendet werden, direkt in das MATLAB-Tool schreiben. Der detaillierte Ablauf dieses Austauschs ist dem Kapitel 2.2 und 2.3 zu entnehmen.

In dem Simulationstool sind alle notwendigen Parameter für eine Netzberechnung hinterlegt. Das Tool ist in MATLAB programmiert, wodurch es einerseits von vielen Forschern benutzt werden kann aber auch andererseits eine Grundlage für eine schnelle Simulationsanpassung bietet.

Durch die Verknüpfung der Leitwarte, der Schnittstelle und dem Simulationstool ist ein einzigartiges Testbett entstanden. Mittels dieses Testbetts kann eine Implementierung von einer Vielzahl von Szenarien unter realen Bedingungen erfolgen. Somit können alle zukünftig entwickelten Algorithmen oder Assistenzsysteme ausgiebig getestet und überprüft werden, was eine reibungslose Überführung in die realen Systeme begünstigt.

Um die Funktion des Testbetts zu veranschaulichen, wurde ein Assistenzsystem in das beschriebene Testbett eingefügt. Zusätzlich wurde eine Lastflussberechnung mit intrigierter Sensitivitätsanalyse in das Assistenzsystem integriert. Anschließend wurde das System an den unterschiedlichen Netzen, welche mehrere Szenarien umfassen, validiert. Dabei wurde sowohl die Funktionalität des Assistenzsystems vorgestellt als auch der technische sowie ökonomische Mehrwert nachgewiesen. Genauere Informationen bezüglich der Lastflussberechnung, des Assistenzsystems, sowie den jeweiligen Simulationen kann im Kapitel 4 nachgelesen werden.

## 6 Ausblick

Zukünftig ist eine Automatisierung in allen Ebenen des Stromversorgungsnetzes zwingend erforderlich und schließt unter anderem auch einen automatisierten Ablauf der Netzführung ein. Dafür müssen entsprechende Algorithmen entwickelt werden, welche bei der Entwicklung eine solide Datenbasis und ein zuverlässiges Testbett erfordern.

Durch das entwickelte Testbett kann eine flächendeckende Validierung der Szenarien erfolgen, wodurch ein standardisierter Eingriff in die Netzführung zukünftig realisiert werden kann. Das Testbett wurde nach einem Baukastenprinzip entwickelt und kann somit sehr variabel erweitert oder spezifiziert werden.

Eine Erweiterung kann beispielsweise durch die Erhöhung der Kommunikationsteilnehmer erfolgen. Aktuell findet die Kommunikation zwischen zwei Teilnehmern, der Leitwarte und dem Simulationstool, statt. Diese Anzahl kann fast beliebig erhöht werden, vorausgesetzt die Kommunikationsstruktur ist konsistent.

Durch die Allgemeingültigkeit des Testbetts können noch weitere Veränderungen vorgenommen werden, wie zum Beispiel eine Vergrößerung des Netzes oder die Integration eines anderen Assistenzsystems. Die vorliegenden Fallbeispiele beschränken sich auf ein 6-Knoten-Netz und dem Übertragungsnetz von Sachsen-Anhalt. Eine Erweiterung auf das Verteilnetz von Sachsen-Anhalt wäre technisch möglich, vorausgesetzt die Netztopologie und die entsprechenden Informationen bezüglich der Betriebsmittel sind für die Lastflussberechnung bekannt. Das vorliegende Assistenzsystem könnte auch erweitert oder durch ein anderes, welches unter realen Bedingungen getestet werden soll, ersetzt werden.

Allgemein kann festgehalten werden, dass die Voraussetzung für die Automatisierung des Netzbetriebs neben den technischen Randbedingungen primär gesetzliche Anpassungen darstellen. Diese müssen an die zukünftigen Herausforderungen angepasst werden. Erfolgt eine solche Anpassung, kann das vorgestellte System als robuste und funktionsfähige Basis für die zukünftige Netzführung verwendet werden.

---

## Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung, „Ausstieg aus der Kernkraft,“ [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>. [Zugriff am 15 09 2021].
- [2] Bundesumweltministerium, „Der-kohleausstieg-ist-beschlossen,“ [Online]. Available: <https://www.bmu.de/meldung/der-kohleausstieg-ist-beschlossen>. [Zugriff am 14 08 2022].
- [3] Bundesregierung. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>. [Zugriff am 15 09 2021].
- [4] Bundesnetzagentur, „Kraftwerkseinsätze im deutschen Stromnetz zum Redispatch nach Energieträgern im Jahr 2020 in GWh,“ [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen\\_Gesamtjahr\\_2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Quartalszahlen_Gesamtjahr_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3). [Zugriff am 27 07 2022].
- [5] Bundesnetzagentur, „Versorgungsunterbrechungen Strom 2020,“ [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210823\\_SAIDI-Strom.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/20210823_SAIDI-Strom.html). [Zugriff am 27 07 2022].
- [6] DEV-Insider, „Was-ist-eine-Testumgebung,“ [Online]. Available: <https://www.dev-insider.de/was-ist-eine-testumgebung-a-1026323/>. [Zugriff am 30 07 2022].
- [7] LENA, „Eröffnung der Netzleitwarte,“ 01 09 2018. [Online]. Available: <https://www.lena.ovgu.de/home/Aktuelles/Er%C3%B6ffnung+der+Netzleitwarte.html>. [Zugriff am 16 12 2021].
- [8] O. v. G. Universität, „Zusammenspiel der Netze,“ *Guericke 18*, pp. 14-15, 16 11 2018.
- [9] Statista, „Statista,“ [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/152937/umfrage/anzahl-der-stromnetzbetreiber-in-deutschland-seit-2006/>. [Zugriff am 01 06 2022].
- [10] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme; Objektträger - Teil 5-104: Übertragungsprotokolle –Zugriff für IEC 60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen*, IEC, 2016.

- 
- [11] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme, Teil 5: Übertragungsprotokolle, Hauptabschnitt 2: Übertragungsverfahren der Verbindungsschicht*, IEC, 1993.
- [12] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme, Teil 5: Übertragungsprotokolle, Hauptabschnitt 3: Allgemeine Struktur der Anwendungsdaten*, IEC, 1992.
- [13] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme, Teil 5: Übertragungsprotokolle, Hauptabschnitt 4: Definition und Codierung von Informationselementen der Anwendungsschicht*, IEC, 1993.
- [14] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme, Teil 5: Übertragungsprotokolle, Hauptabschnitt 5: Grundlegende Anwendungsfunktionen*, IEC, 1995.
- [15] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme; Objektträger - Teil 5-101: Übertragungsprotokolle – Anwendungsbezogene Norm für grundlegende Fernwirkaufgaben*, IEC, 1996.
- [16] Beuth, *Fernwirkeinrichtungen und -systeme, Teil 5: Übertragungsprotokolle, Hauptabschnitt eins: Telegrammformate*, IEC, 1993.
- [17] N. Köneke und M. Wolter, „Entwicklung von Systemführungskonzepten im Technikumsmaßstab,“ in *20. Dresdener Kreis*, Hannover, Leibniz Universität Hannover, 2019, pp. 7-12.
- [18] N. Köneke, C. Klabunde und M. Wolter, „Layout of a Scientific Control Center Environment,“ 2021. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9591138>. [Zugriff am 14 08 2022].
- [19] bmwk, „Assistenzsysteme,“ [Online]. Available: <https://www.mittelstand-digital.de/MD/Navigation/DE/Themen/Mensch-Digitalisierung/Assistenzsysteme/assistenzenzsysteme.html>. [Zugriff am 01 09 2021].
- [20] B. Jocksch, „Künftige Anforderungen an die Netzleittechnik,“ 12. - 13. 11 2019. [Online]. Available: [https://www.consuletra.de/fileadmin/files/Documents/publications/PDF\\_7725\\_ew\\_3\\_2020\\_S.34-37.pdf](https://www.consuletra.de/fileadmin/files/Documents/publications/PDF_7725_ew_3_2020_S.34-37.pdf). [Zugriff am 01 09 2021].
- [21] VDE, „Automatisierung der Stromnetzbetriebsführung,“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/presse/automatisierung-der-stromnetzbetriebsfuehrung>. [Zugriff am 15 09 2021].

- 
- [22] VDE, „Autonomiestufen,“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1979784/a73eec5f684abdc94ba63b03232b00d5/vde-impuls--systematisierung-der-autonomiestufen-in-der-netzbetriebsfuehrung--data.pdf>. [Zugriff am 26 09 2021].
- [23] N. Könneke und M. Wolter, *Intelligentes Layout einer Umgebung eines wissenschaftlichen Kontrollzentrums zur Entwicklung zukünftiger Netz-Betriebskonzepte*, Berlin: VDE ETG Schutz- und Leittechnik, 2020.
- [24] Zimmermann, Schall und Feuerhahn, „openmuc,“ [Online]. Available: [https://www.openmuc.org/iec-60870-5-104/user-guide/#\\_authors](https://www.openmuc.org/iec-60870-5-104/user-guide/#_authors). [Zugriff am 12 2017].
- [25] N. Könneke und M. Wolter, „Assistenzsystem für eine teilautomatisierte Netzführung,“ 2022. [Online]. Available: [https://www.schutz-leittechnik.de/login/?returnTo=.](https://www.schutz-leittechnik.de/login/?returnTo=) [Zugriff am 15 08 2022].
- [26] C. Klabunde und M. Wolter, „Linearisierung der Prozesse Kraftwerkseinsatzplanung und Redispatch,“ 2021. [Online]. Available: <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/auto-2021-0013/pdf>. [Zugriff am 14 08 2022].
- [27] Next-Kraftwerke, „Was sind Dispatch, Redispatch & Redispatch 2.0?,“ [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/dispatch-redispatch>. [Zugriff am 30 08 2021].
- [28] bdew, „Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen,“ BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V, Berlin, 2019.
- [29] Übertragungsnetzbetreiber, „Sensitivitätenbericht 2014 der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ [Online]. Available: [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/sensitivitaetenbericht\\_2014\\_d\\_eck\\_offshore\\_einspeisemanagement.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/sensitivitaetenbericht_2014_d_eck_offshore_einspeisemanagement.pdf). [Zugriff am 30 08 2021].
- [30] E. Kommission, „Staatliche Beihilfe SA.42955 (2016/N-2) – Deutschland – Netzreserve,“ 20 12 2016. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/cases/265043/265043\\_1872191\\_90\\_2.pdf](https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/265043/265043_1872191_90_2.pdf). [Zugriff am 30 08 2021].
-

- 
- [31] BMWI, „Energiewirtschaftsgesetz (EnWG),“ 13 07 2005. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Gesetze/Energie/EnWG.html>. [Zugriff am 30 08 2021].
- [32] Bundesnetzagentur, „Beschlusskammer 8 BK8-18/0007-A,“ 19 05 2021. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK8-GZ/2018/2018\\_4-Steller/BK8-18-0007/Downloads\\_2018/BK8-18-0007-A\\_Beschluss%20zur%20Festlegung\\_download\\_bf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0007/Downloads_2018/BK8-18-0007-A_Beschluss%20zur%20Festlegung_download_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=4). [Zugriff am 30 08 2021].
- [33] BDEW, „Redispatch in Deutschland,“ 10 11 2020. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/documents/2020\\_Q3\\_Bericht\\_Redispatch\\_GOQPsV.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2020_Q3_Bericht_Redispatch_GOQPsV.pdf). [Zugriff am 30 08 2021].
- [34] BDEW, „Redispatch-Deutschland,“ [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/documents/Awh\\_20191115\\_Redispatch-Deutschland.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20191115_Redispatch-Deutschland.pdf). [Zugriff am 01 06 2022].
- [35] BDEW, 07 2021. [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/documents/2021\\_Q2\\_Bericht\\_Redispatch.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/2021_Q2_Bericht_Redispatch.pdf). [Zugriff am 26 11 2021].
- [36] Bundesnetzagentur, „Beschlusskammer 6 BK6-20-060,“ 12 03 2021. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-060/BK6-20-060\\_beschluss.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-060/BK6-20-060_beschluss.html). [Zugriff am 10 08 2021].
- [37] Bundesnetzagentur, „Beschlusskammer 6 BK6-20-059,“ 06 11 2020. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-059/BK6-20-059\\_Beschluss\\_vom\\_06\\_11\\_2020.pdf;jsessionid=112E7AEF41640015F4EB40B3B1C30B5A?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-059/BK6-20-059_Beschluss_vom_06_11_2020.pdf;jsessionid=112E7AEF41640015F4EB40B3B1C30B5A?__blob=publicationFile&v=1). [Zugriff am 10 08 2021].
- [38] Bundesnetzagentur, „Beschlusskammer 6 BK6-20-061,“ 23 03 2021. [Online]. Available: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-061/BK6-20-061\\_beschluss\\_vom\\_23.03.21.pdf;jsessionid=0E4BAB5F67DFB2D8E0FAF86085CAC6D6?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-061/BK6-20-061_beschluss_vom_23.03.21.pdf;jsessionid=0E4BAB5F67DFB2D8E0FAF86085CAC6D6?__blob=publicationFile&v=2). [Zugriff am 10 08 2021].
- [39] e2M, „Redispatch 2.0 READY,“ [Online]. Available: <https://www.e2m.energy/de/Redispatch2.0.html>. [Zugriff am 10 08 2021].
-

- [40] M. Wolter, *Skript zur Vorlesung „Elektrische Netze I“ Stationäre und quasistationäre Netzberechnung*, 2018.
- [41] M. Wolter, *Agent based Energy Management Systems*, Hannover: Shaker Verlag, 2011.
- [42] BMWI, „Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-beschaffung in Deutschland,“ 07 10 2019. [Online]. Available: [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=8](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8). [Zugriff am 30 08 2021].
- [43] M. WOLTER und B. HÜHNERBEIN, „ Identification of cross-border power flows in inte-grated networks based on the principle of superposition,“ 2nd IEE Conference on Power and Energy, Malaysia, December 1-3 2008. .
- [44] Pavesi, Casteren, und Graaff, „The full line decomposition method – a further development for causation-based cost sharing,“ CIGRE Science and Engineering, Oct. 2017..
- [45] BDEW, „BDEW-Leitfaden zur Berechnung der Ausfallarbeit,“ [Online]. Available: [https://www.bdew.de/media/documents/Awh\\_2020-05\\_RD\\_2.0\\_LF\\_Ausfallarbeit.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Awh_2020-05_RD_2.0_LF_Ausfallarbeit.pdf). [Zugriff am 20 10 2021].
- [46] R. UBA, „Regionale Klimasimulationen für Deutschland, Österreich und die Schweiz,“ [Online]. Available: <https://www.remo-rcm.de/060012/index.php.en>. [Zugriff am 23 05 2022].
- [47] DWD, „Index of ...,“ [Online]. Available: <https://opendata.dwd.de/weather/>. [Zugriff am 23 05 2022].
- [48] 50Hertz, „Netzbelastung in der Regelzone,“ [Online]. Available: <https://www.50hertz.com/de/Transparenz/Kennzahlen/Netzdaten/Netzbelastung>.

## Anhang

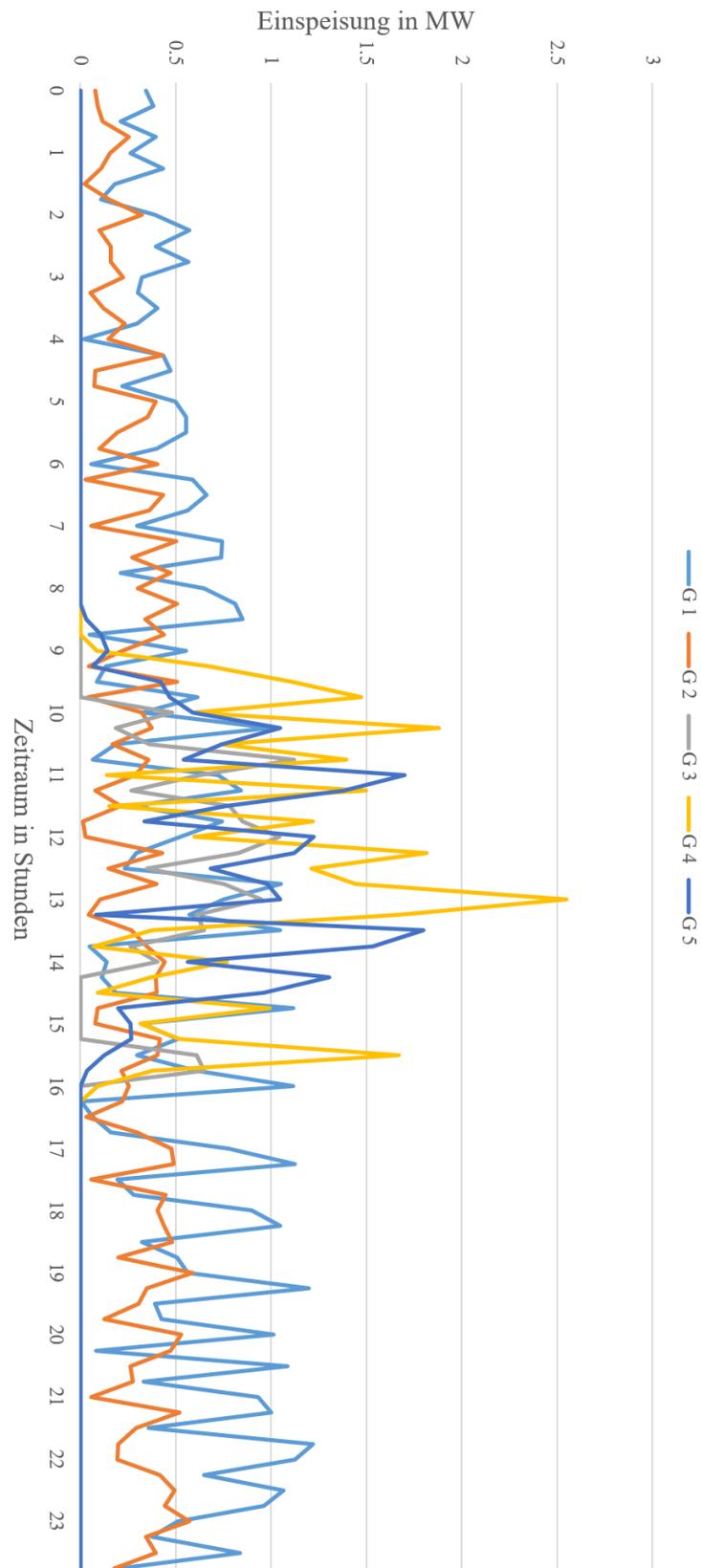


Abbildung 35: Einspeiseprofil Märztag

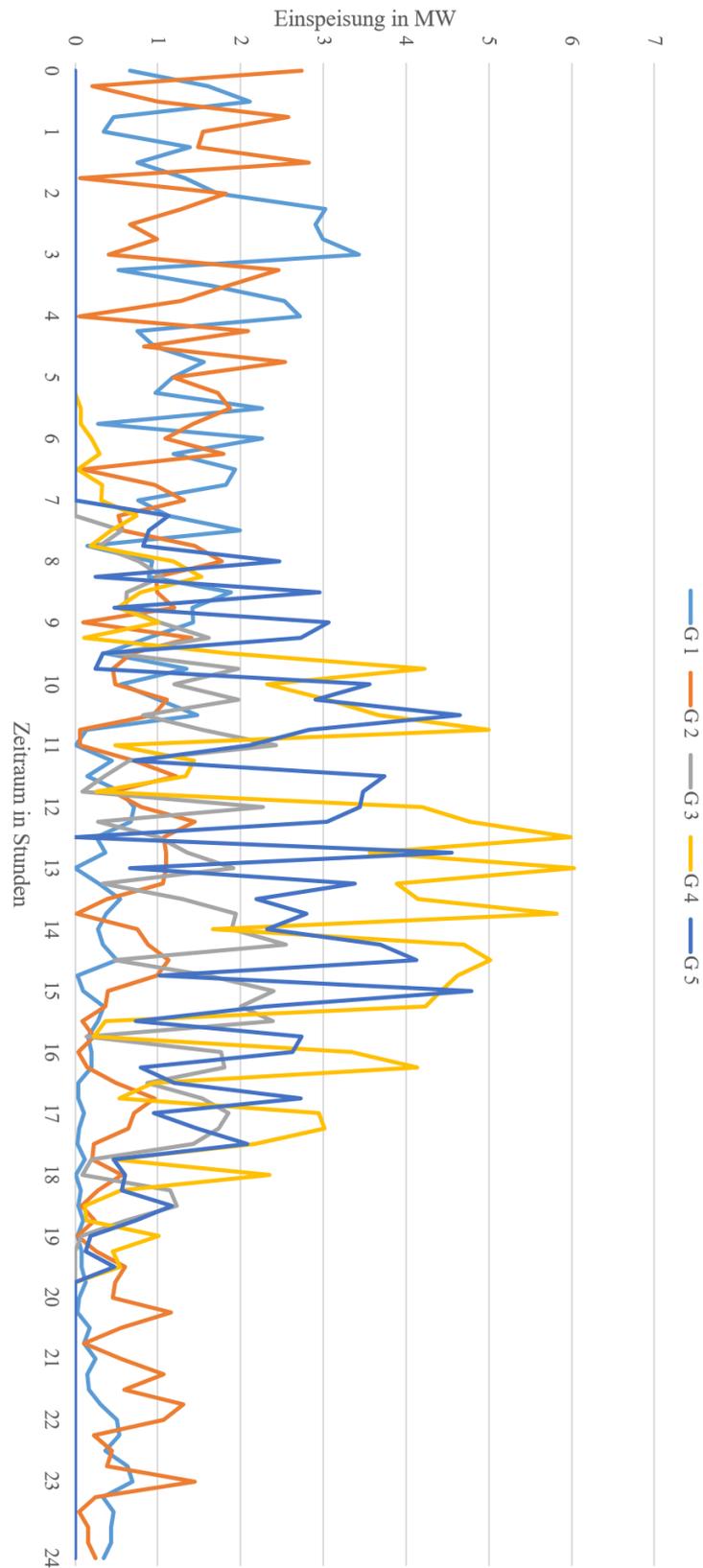


Abbildung 36: Einspeiseprofil Julitag

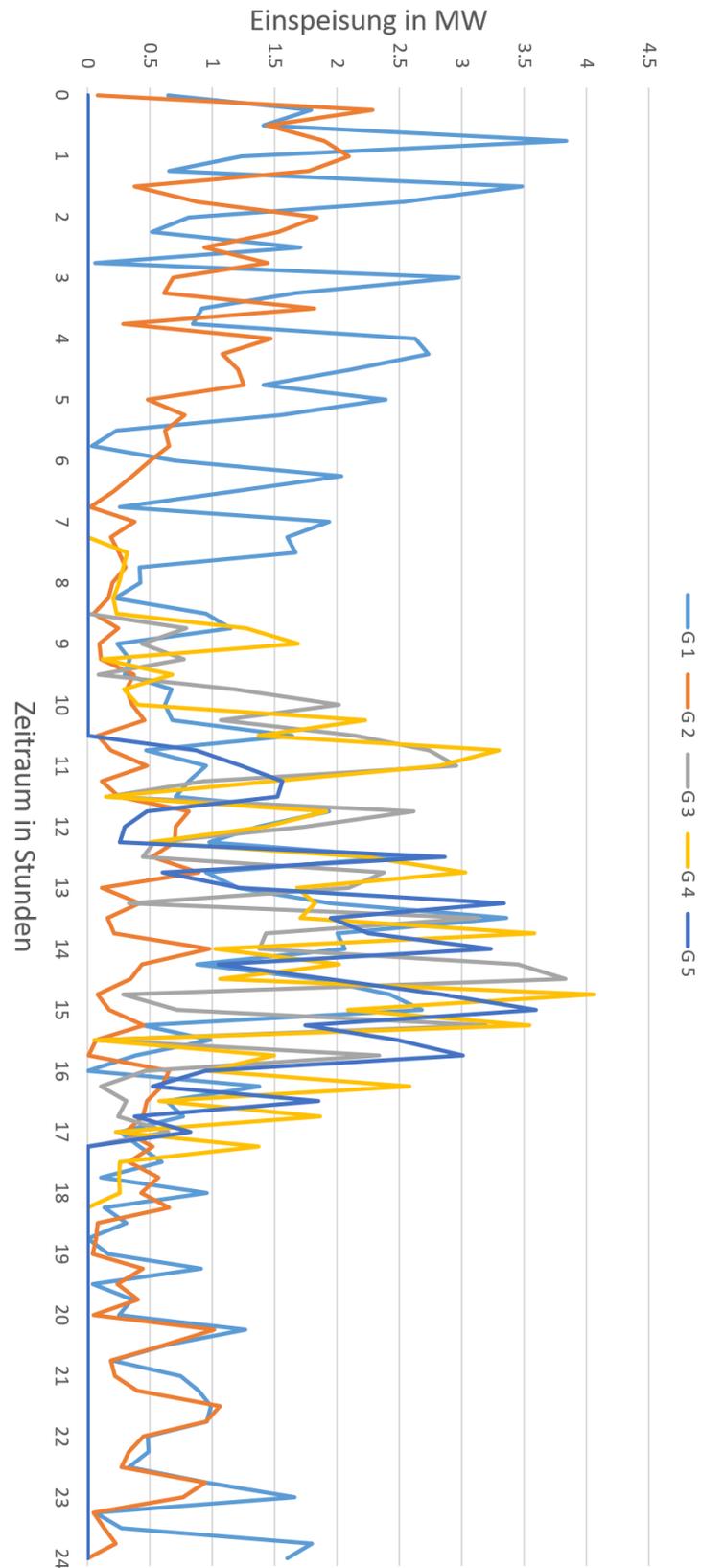


Abbildung 37: Einspeiseprofil Septembertag

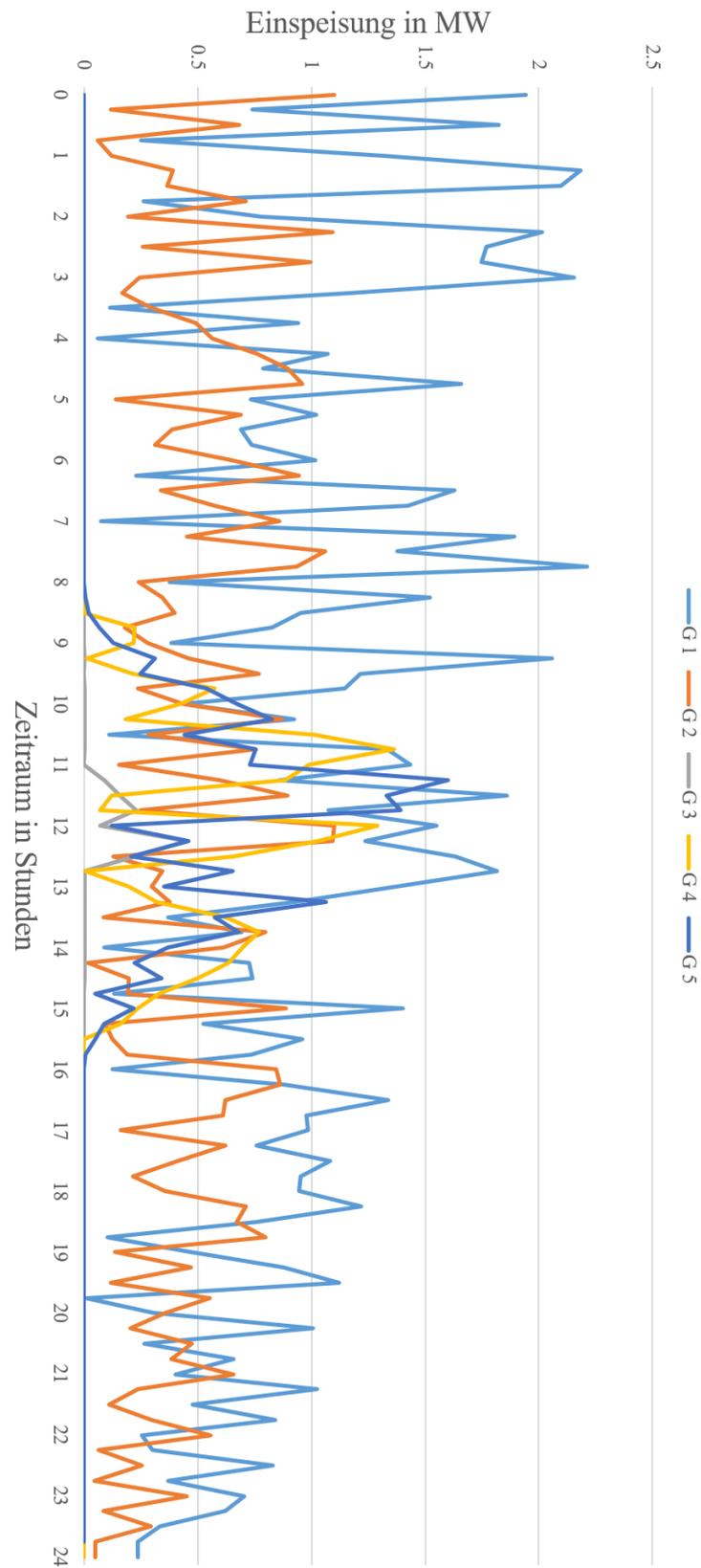


Abbildung 38: Einspeiseprofil Dezembertag

## Liste aller Veröffentlichungen

### 2018

- [1] N. Gast, C. Klabunde, M. Wolter: “Sektorenkopplung - eine echte Alternative im Verteilnetz? “; Konvergente Infrastrukturen: 19. Forschungskolloquium am Fraunhofer IFF : 19. Forschungskolloquium am Fraunhofer IFF / Forschungskolloquium am Fraunhofer IFF ,Magdeburg , Deutschland, 2018, S. 27-36
- [2] N. Gast, A. Richter, M. Wolter; “Security-constrained optimization of power plant dispatch in interconnected networks with several market areas and price zones ”, Proceedings of the VDE/IEEE Power and Energy Student Summit 2018, Kaiserslautern , Deutschland, 02.07. – 04.02 2018, S. 77-82
- [3] M. Wolter, F. Beyrau, E. Tsotsas, C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg, A. Richter: “Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) - Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt ; 1. Statusseminar März in Magdeburg ”, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2018, XII, 159 Seiten, Kongress: Statusseminar 1, Magdeburg, Deutschland, 28.03.2018

### 2019

- [4] N. Gast, C. Klabunde, M. Wolter: “Sektorenkopplung im Niederspannungsnetz - der nächste Schritt für die Energiewende? ”, Internationaler ETG-Kongress 2019 - Berlin: VDE Verlag GmbH , Stuttgart-Esslingen, Deutschland, 08.05 – 09.05.2019, S. 105-111
- [5] A. Kern, N. Gast: “Sector coupling between different distribution grids ”, Power and Energy Student Summit 2019, PESS IEE, Otto von Guericke University Magdeburg : conference programm – Magdeburg, Deutschland, 09.07 – 11.07.2019, S. 171-177
- [6] N. Gast, C. Klabunde, T. Schröter, M. Wolter, J. Rossberg, E. Tsotsas : “ Optimized economical and technical sector coupling under consideration of defined incentives “, CIRED 2019 Conference: 25th International Conference on Electricity Distribution, CIRED, Madrid, 3-6 June 2019, Paper No 566,
- [7] J. Dancker, J. Götze. F. Schulz, N. Könneke, F. Beyrau, M. Wolter : Optimal design and operation of a CHP based district heating system including a heat storage and electrode boiler to increase self-consumption “, 2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Latin America), 5-18 September 2019, Gramado, RS, Brazil, S. 1 - 6

- [8] M. Wolter, F. Beyrau, E. Tsotsas, C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg: “Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES) - Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt ; 2. Statusseminar März in Magdeburg ”, Magdeburg: Otto-von-Guericke-Universität, 2019, VI, 81 Seiten, Kongress: Statusseminar 2, Magdeburg, Deutschland, 04.04.2019
- [9] N. Könneke und M. Wolter, „Entwicklung von Systemführungskonzepten im Technikumsmaßstab,“ in 20. Dresdener Kreis, Hannover, Leibniz Universität Hannover, 2019, pp. 7-12

## **2020**

- [10] N. Könneke und M. Wolter, Intelligentes Layout einer Umgebung eines wissenschaftlichen Kontrollzentrums zur Entwicklung zukünftiger Netz-Betriebskonzepte, Berlin: VDE ETG Schutz- und Leittechnik, 2020

## **2021**

- [11] N. Könneke, C. Klabunde und M. Wolter, „Layout of a Scientific Control Center Environment,“ 2021. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9591138>. [Zugriff am 14 08 2022]

## **2022**

- [12] N. Könneke, M. Wolter, „Assistenzsystem für eine teilautomatisierte Netzführung,“ 2022. [Online]. Available: <https://www.schutz-leittechnik.de/service-information/teilnehmer-login/>. [Zugriff am 15 08 2022]