



Martin Ruhhütl, BSc

Ein Beitrag zu neuartigen Herausforderungen an Niederspannungsnetze und deren mögliche Bewältigung in Smart Grids

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Dipl.-Ing. Daniel Herbst, BSc

Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler, BSc

Graz, Februar 2021

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum, Unterschrift

Danksagung

Mit der Fertigstellung dieser Arbeit geht gleichzeitig der Abschluss meines Elektrotechnik-Wirtschaft Masterstudiums an der TU Graz einher. Damit endet nicht nur ein besonderer Lebensabschnitt, sondern es beginnt auch ein Neuer. Der Weg bis hier war nicht immer einfach, weshalb ich mich nun bei allen Personen bedanken möchte, die mich auf diesem Weg unterstützt haben.

Zuerst möchte ich mich beim Institut für Elektrische Anlagen und Netze mit Institutsleiter Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber bedanken, welches mir die Möglichkeit gegeben hat, diese Arbeit zu verfassen. Besonderer Dank dabei gilt meinen beiden Betreuern Dipl.-Ing. Daniel Herbst und Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler denen ich jederzeit Fragen stellen konnte und welche mich immer unterstützt haben.

Weiters möchte ich mich auch bei meinen Eltern Walter und Susanne bedanken, die es mir ermöglicht haben, dieses Studium zu absolvieren. Ohne ihre Unterstützung wäre dies nicht möglich gewesen.

Zuletzt möchte ich mich auch bei meiner Partnerin Katharina bedanken, die mir immer Rückhalt gegeben hat und auch in schwierigeren Zeiten zu mir gehalten hat.

Kurzfassung

Das Ziel dieser Masterarbeit ist es, Herausforderungen zukünftiger Niederspannungsnetze, sogenannter Smart Grid, zu identifizieren und entsprechende Maßnahmen zur Bewältigung dieser zu setzen. Als Smart Grids werden Netze bezeichnet, die eine intelligente und nachhaltige Energieversorgung gewährleisten. Darunter versteht man u.a. die gezielte Einbindung erneuerbarer Energien, eine allumfassend effiziente Energieübertragung und die Integration dezentraler Energiequellen sowie Speicher. Ein Lösungsansatz kann dabei sein, dass ein Smart Grid in der Lage wäre, abhängig von der Last- und Einspeisesituation, die optimale Schaltkonfiguration des Netzes zu finden, um einen effizienten Lastfluss (Übertragung elektrischer Energie mit einer minimalen Verlustleistung sowie einer gleichmäßigen Auslastung aller Betriebsmittel) zu ermöglichen [1].

Dazu müssen alle Schalthandlungen im Netz automatisiert werden, was einen großen Aufwand für die Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) mit sich bringt. Weiters soll der Eingriff in ein bestehendes Netz, bei einer Implementierung einer solchen automatisierten Rekonfiguration der Netztopologie, so gering wie möglich sein. Eine Möglichkeit zur Verwirklichung dessen ist eine temporäre Vermaschung von Strahlennetzen in Ring- bzw. Maschennetze. Durch diese temporäre Vermaschung kann auf gewisse Last- und Einspeisesituationen reagiert, der Lastfluss optimiert und dadurch die Auslastung bestimmter Betriebsmittel verringert werden. Zur Untersuchung dieser Methode wird ein bestehendes Netz hinsichtlich dessen Lastflusses im Jahr 2019 untersucht und im Anschluss ein digitales Modell erstellt, um die Auswirkungen einer Vermaschung zu analysieren. In weiterer Folge wird der Einfluss von Ladestationen für Elektrofahrzeuge (EVCS) sowie von Photovoltaik Anlagen auf die Auslastung bestimmter Betriebsmittel untersucht.

Im Zuge der Untersuchungen zeigt sich, dass die Installation elektrischer Ladestationen zu einer Überlastung des Netzes führen kann, welche durch die Vermaschung verhindert werden kann. Jedoch ist die Entlastung eines Betriebsmittel immer mit der Belastung eines anderen verbunden. Bei einer Photovoltaik Anlage (PV-Anlage) kommt ein anderes Verhalten zum Vorschein. Hier kommt es, abhängig vom Integrationsgrad der PV-Anlagen, zu einer Be- oder Entlastung des Netzes. Dabei ist anzumerken, dass sich bei Einspeisung verhältnismäßig großer PV-Anlagen eine entsprechende Umkehr des Lastflusses einstellt. Das Netz entwickelt sich von einem unidirektionalen Lastfluss in einem bidirektionalen.

Schlüsselwörter: temporäre Vermaschung, Smart Grid, Quasi-Dynamische Simulation, bidirektionaler Lastfluss, Photovoltaik, Ladestation für Elektrofahrzeuge, Niederspannungsnetz

Abstract

This master thesis aims to identify the challenges of a future low-voltage grid in a so-called Smart Grid and take appropriate measures to overcome them. A Smart Grid is defined as a power distribution grid that is able to provide an intelligent and sustainable energy supply. Furthermore, it ensures the best efficiency within the power distribution and integrates decentralised power systems as well as energy storages. One solution approach can be that a smart grid would be able to adapt its switch configuration according to the present electrical energy supply or demand of the grid to enable an efficient load flow (transmission of electrical Energy with minimum power loss as well as an balanced utilisation of all devices) [1].

For this purpose, all switching operations in the grid should be automated. This includes a big challenge for the information and communication technology. Furthermore, the intervention in an existing grid should be as little as possible when implementing such an automated reconfiguration of the grid topology. One possibility to realise this is temporary meshing of radial grids into ring or meshed grids. This temporary meshing can be used to react to certain supply or demand situations. To verify this method, an existing grid is analysed with regard to its load flow in 2019. Furthermore, a digital model has been created to analyse the effects of temporary meshing. Subsequently, the impact of electric vehicle charging stations and photovoltaic systems on the grid will be investigated.

In course of these investigations, it turns out, that the impact of electric vehicle charging stations can lead to an overload of several grid devices, which can be prevented by temporary meshing. However, the unburdening of one device is always associated with more loading of another one. In the case of a photovoltaic system, a different behaviour occurs. Here, depending on the degree of integration of PV systems, there is a loading or unburdening of the grid. It should be noted that a corresponding reverse load flow occurs when relatively large PV systems are supplying energy into the grid. The grid develops from a unidirectional load flow to a bidirectional one.

Keywords: temporary meshing, smart grid, quasi-dynamic simulation, bidirectional load flow, photovoltaic, electric vehicle charging station, low voltage grid

Symbolverzeichnis

$i(t)$	Strom in Abhängigkeit der Zeit
$k_{s,EVCS}$	Skalierungsfaktor der elektrischen Ladestation
$k_{s,PV}$	Skalierungsfaktor der Photovoltaik Anlage
$P_{DC-EVCS}$	Installierte Leistung einer elektrischen Schnellladestation
P_v	Verlustleistung in kW
R_L	Leitungswiderstand in Ohm
U_n	Nennspannung

Abkürzungsverzeichnis

A	Ampere, Einheit des elektrischen Stromes
AMZ	Abhängiger Überstromstromzeitschutz
APG	Austrian Power Grid
bzw.	beziehungsweise
UC	Use-Case
DPL	engl. DigSILENT Programming Language, Programmiersprache zur automatisierten Lastflussberechnung in der Netzberechnungssoftware DigSILENT Power Factory
EN	europäische Norm
engl.	englisch
EVCS	engl. Electric Vehicle Charging Station, Ladestation für Elektrofahrzeuge
E-AYY	PVC-Erdkabel mit Aluminiumleiter (österreichische Bezeichnung)
FI-Schutzschalter	Fehlerstrom-Schutzschalter
GMD	engl. Grid Monitoring Device, Netzüberwachungseinrichtung
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
h	Stunden
Hz	Hertz, Einheit der Frequenz

IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IT-System	Netzsystem zur elektrischen Energieversorgung, Generator-Sternpunkt isoliert Betriebsmittel über Anlagenerder geerdet [2].
i.d.g.F.	in der geltenden Fassung
kWh	Kilowattstunden, Einheit der elektrischen Arbeit
Lt	Leitung
m	Meter, Einheit der geometrischen Länge
Mio. bzw. M	Millionen
MVA/km ²	Megavoltampere pro Quadratkilometer
N	Neutralleiter
NAYY	PVC-Erdkabel mit Aluminiumleiter (internationale Bezeichnung)
NH-Sicherung	Niederspannungs-Hochleistungs-Sicherung
ÖVE	österreichischer Verband für Elektrotechnik
ÖNORM	österreichische Norm
PE	engl. protective earth, Schutzerdung(-sleiter)
PEN	engl. protective earth neutral, kombinierter Neutral- und Schutzerdungsleiter im TN-C-System
PoSyCo	Power System Cognification
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid
p.u.	per Unit
QDS	Quasi-Dynamische Simulation
SK	Schleifenkasten
THD	Total Harmonic Distortion
TN-System	Netzsystem zur elektrischen Energieversorgung, Generator-Sternpunkt über Betriebserder geerdet, Betriebsmittel mittels PE- oder PEN-Leiter mit Betriebserder verbunden [2].
TN-C-System	Netzsystem zur elektrischen Energieversorgung, Generator-Sternpunkt über Betriebserder geerdet, Betriebsmittel mittels PEN-Leiter mit Betriebserder verbunden [2].

TN-C-S-System	Netzsystem zur elektrischen Energieversorgung, Generator-Sternpunkt über Betriebserder geerdet. Bis zum Betriebsmittel mittels PEN-Leiter mit Betriebserder verbunden, anschließend sind Neutralleiter und Schutzleiter getrennt [2].
TN-S-System	Netzsystem zur elektrischen Energieversorgung, Generator-Stern über Betriebserder geerdet, der Neutralleiter und Schutzleiter des Betriebsmittels sind voneinander getrennt [2].
TT-System	Netzsystem zur elektrischen Energieversorgung, Generator-Stern und Betriebsmittel über Anlagenerder geerdet [2].
UMZ	Unabhängiger Überstromstromzeitschutz
u.a	unter anderem
V	Volt, Einheit der elektrischen Spannung
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft, heute Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)
W	Watt, Einheit der elektrischen Wirkleistung
zB	zum Beispiel

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Aufgabenstellung und Zielsetzung	3
3	Einleitung und theoretischer Hintergrund	5
3.1	Topologie des österreichischen Übertragungsnetzes	5
3.2	Das Niederspannungsnetz	6
3.2.1	ÖVE/ÖNORM EN 50160	6
3.2.2	Netzstrukturen	8
3.2.2.1	Strahlennetze.....	8
3.2.2.2	Ringnetze.....	9
3.2.2.3	Maschennetze	10
3.2.3	Die Netzplanung	11
3.2.4	Standardlastprofile.....	13
3.2.5	Netzverluste.....	17
3.2.5.1	Lastabhängige Verluste	17
3.2.5.2	Lastunabhängige Verluste.....	18
3.2.6	Fehler im Niederspannungsnetz.....	18
3.2.6.1	Kurzschlüsse	18
3.2.6.2	Überlast	19
3.2.6.3	Unsymmetrische Belastung.....	20
3.2.6.4	Wirk- bzw. Blindleistungsdefizit	20
3.2.6.5	Überspannung	20
3.2.7	Schutz in Niederspannungsnetzen.....	21
3.2.8	Konventionelles Netz im Vergleich zu Smart Grids.....	25
4	Methodik.....	26
4.1	Das Netzmodell	26
4.1.1	Analyse des Netzes	28
4.1.1.1	Wirkenergiebedarf	29
4.1.1.2	Blindenergiebedarf.....	30

4.1.1.3	Leistungsfaktor im Jahresschnitt	31
4.1.1.4	Wirkleistungsbedarf	32
4.1.1.5	Blindleistungsbedarf	33
4.1.1.6	Leistungsfaktor im Tagesverlauf.....	34
4.2	Temporäre Vermaschung von Niederspannungsnetzen	35
4.2.1	Realisierung	35
4.2.2	Einfluss der Vermaschung auf den Lastfluss	35
4.3	Simulationsszenarien.....	36
4.3.1	Erweitertes Netzmodell.....	37
4.3.2	Modellierung der zusätzlichen Verbraucher bzw. Lasten.....	38
4.3.2.1	Skalierungsfaktoren	38
4.3.2.2	Photovoltaik Anlage	39
4.3.2.3	Ladestation für Elektrofahrzeuge (EVCS)	40
4.3.3	Szenarien.....	41
5	Resultate	43
5.1	Auslastung der Betriebsmittel	43
5.1.1	Einfluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge	43
5.1.1.1	Diskussion	47
5.1.2	Einfluss einer PV Anlage	48
5.1.2.1	Diskussion	49
5.2	Statische Spannungsstabilität	51
5.2.1	Einfluss der EVCS	51
5.2.1.1	Diskussion	53
5.2.2	Einfluss einer PV Anlage	53
5.2.2.1	Diskussion	54
6	Fazit	55
6.1	Netzanalyse	55
6.2	Vermaschung im Niederspannungsnetz.....	55
6.3	Technischer Nutzen.....	56
6.3.1	Auswirkung auf die Auslastung	56
6.3.2	Auswirkung auf die Spannung.....	58

7	Verzeichnisse.....	59
7.1	Literaturverzeichnis.....	59
7.2	Abbildungsverzeichnis.....	61
8	Anhang.....	62
8.1	Weitere Ergebnisse der Netzanalyse.....	62
8.2	Weitere Simulations Ergebnisse.....	64
8.3	DlgSILENT Power Factory Netzmodel.....	67
8.4	DlgSILENT PowerFactory Skript (DPL).....	67
8.5	MATLAB Skript.....	70

1 Einleitung

Elektrische Energie ist ein essentielles Wirtschaftsgut ohne welches vieles, was man heute als selbstverständlich bezeichnet, nicht vorhanden oder möglich wäre. Deshalb ist es von enormer Bedeutung, die Versorgung elektrischer Energie so zu gestalten, dass diese jederzeit und für jeden verfügbar ist. Dabei kommt eine Besonderheit der elektrischen Energieversorgung zum Vorschein: die nicht Speicherbarkeit elektrischer Energie. Zu jeder Zeit muss die erzeugte Energie im Gleichgewicht mit dem Verbrauch stehen. Eine direkte Möglichkeit, entsprechend große Mengen elektrischer Energie über längere Zeit zu speichern gibt es nicht. Deshalb muss zur Speicherung elektrischer Energie, diese immer in eine andere Energieform umgewandelt bzw. transformiert werden [3].

Die Erzeugung elektrischer Energie wird zu einem Großteil von konventionellen Kraftwerken – jene, die elektrische Energie aus fossilen Brennstoffen erzeugen – zentralisiert bewerkstelligt. Der Betrieb solcher Kraftwerke geht oftmals mit einer hohen Umweltbelastung einher welche man im Hinblick auf den Klimawandel zu reduzieren versucht. Obwohl die österreichische Energieversorgung zu einem großen Anteil auf Wasserkraft basiert, ist der Anteil an fossilen Kraftwerken noch immer sehr hoch. Um diesen Anteil zu minimieren, durchläuft die Energieversorgung Österreichs aktuell einen Änderungsprozess. Der Ausbau von erneuerbaren Energien wird stark gefördert und massiv ausgebaut. Dazu zählen unter anderem der Bau neuer Laufwasserkraftwerke, Windparks sowie Photovoltaik-Anlagen. Die Besonderheiten dieser Kraftwerke zur Erzeugung erneuerbarer Energie sind die saisonale bzw. tageszeitspezifische Volatilität sowie die Dargebotsabhängigkeit. Darunter versteht man, dass diese Quellen im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, elektrische Energie nicht in einem bedarfsgerechten Ausmaß erzeugen können. Sie sind jeweils von der Witterungslage abhängig und unterliegen starken Schwankungen. Energieversorgungsunternehmen stehen nun vor den Herausforderungen, die neuen dezentralen Netzteilnehmer besser ins Netz zu integrieren und weiterhin elektrische Energie effizient zu erzeugen und mittels einer intelligenten Netzstruktur zu verteilen. Dieses Konzept eines intelligenten Netzes wird demnach häufig als Smart Grid bezeichnet. Solch ein Smart Grid muss in der Lage sein, jeden Netzteilnehmer, abhängig von der derzeitigen Last- und Einspeisesituation, effizient und jederzeit mit elektrischer Energie zu versorgen, wobei kein Unterschied zwischen den einzelnen Netzteilnehmer gemacht werden darf. Dieser Ansatz ist vor allem für die österreichischen Verteilnetzbetreiber eine große Herausforderung. Aufgrund der kontinuierlich steigenden Anzahl an Anschlusspunkten im Verteilernetz, wodurch sinngemäß auch der Verbrauch steigt, wird die Belastung des Netzes stetig erhöht. Zudem wird das Netz aufgrund des Ausbaus der Elektromobilität, zusätzlich mit einem leistungsintensiven Verbraucher belastet. Dieser muss unabhängig vom Standort versorgt werden können, was bei langen Netzausläufern zu Problemen führen kann [1], [4], [5].

Weiters kommt mit dem Bau vieler kleiner PV-Anlagen ein neuer Netzteilnehmer hinzu: der Prosumer. Dieser ist Verbraucher und Erzeuger zugleich und hat dadurch besondere Eigenschaften. Der Lastfluss im Niederspannungsnetz entwickelt sich von einem unidirektionalen zu einem bidirektionalen was wiederum die konventionellen Verteilernetzstrukturen an deren Grenzen bringt. Der Lastfluss richtet sich

dabei nicht mehr nur unidirektional vom Hoch- bzw. Mittelspannungsnetz in das Niederspannungsnetz und weiter zu den einzelnen Endverbrauchern. Hingegen kann es auch häufiger dazu kommen, dass überschüssige Energie seitens der erneuerbaren Energiequellen aus dem Niederspannungsnetz in das übergelagerte Netz rückgespeist wird. Vor allem im Niederspannungsnetz gilt es Maßnahmen zu setzen, um diesen Herausforderungen gewachsen zu sein, da dieses weitestgehend nicht für diesen bidirektionalen Lastfluss ausgelegt ist. Die Lastflussumkehr kann zu einem Fehlauslösen von Schutzeinrichtungen oder zu lokalen Überlastungen führen welche von Schutzeinrichtungen nicht erkannt werden [6], [7].

Die Grundbedingung einer erfolgreichen Implementierung eines Smart Grids ist eine ausreichend gute Informations- und Kommunikationstechnik. Der Verteilnetzbetreiber muss in der Lage sein, den Lastfluss des gesamten Niederspannungsnetzes in Echtzeit verfolgen zu können. Dazu ist eine große Menge an Messpunkten nötig, die den aktuellen Lastfluss ermitteln und in weiterer Folge den Zustand des Netzes analysieren. Derzeit sind im Niederspannungsnetz kaum automatisierte Schaltanlagen vorhanden, um bei etwaigen Änderungen der Lastsituation Schalthandlungen durchzuführen, welche den Lastfluss optimieren würden. Mit der Möglichkeit, automatisiert Schalthandlungen durchzuführen, kann zu jeder Netzauslastung eine passende Netzkonfiguration gewählt werden. So kann zum Beispiel bei einer hohen Einspeisung an PV Energie, die Netzstruktur so verändert werden, dass in unmittelbarer Nähe der PV-Anlage möglichst viele Lasten über kurze Leitungstrecken versorgt werden, wodurch sich eine Reduktion der Netzverluste ergibt [1], [8].

Weiters muss aufgrund der hohen Durchdringung an Ladestationen für Elektrofahrzeuge eine Infrastruktur geschaffen werden, die dem Leistungsbedarf dieser neuen Verbraucher standhält. Das Niederspannungsnetz ist derzeit nicht darauf ausgelegt, dass die kolportierte Anzahl an künftigen Ladestationen hinreichend elektrisch versorgt werden kann [1], [4].

Durch den steigenden Energieverbrauch gepaart mit dem Wegfall konventioneller Kraftwerke kommt das Niederspannungsnetz an seine Grenzen und die konventionelle Netzführung muss überdacht werden. Diese Herausforderungen für den Verteilnetzbetreiber bringen jedoch auch einige neue Möglichkeiten mit sich. Eine effiziente Energieübertragung verringert die Netzverluste und steigert somit den Profit. Um eine sichere, zuverlässige und nachhaltige Energieversorgung zu gewährleisten müssen die genannten Herausforderungen entsprechend rechtzeitig identifiziert werden sowie dahingehende Lösungsansätze entwickelt und auch umgesetzt werden [1], [5].

2 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist es, auf die zukünftigen Herausforderungen des Niederspannungsnetzes, im Kontext eines Smart Grids, einzugehen und entsprechende Lösungsansätze zu erarbeiten und zu analysieren. Diese Arbeit umfasst ein Teilgebiet des Projektes „Power System Cognification“ (PoSyCo), welches sich als Ziel gesetzt hat, einen zusätzlichen Netzschutz zu entwerfen. Neben der herkömmlichen Schutzkomponente soll dieser Netzschutz als „SOFTprotection“ fungieren und adaptiv konventionelle Schutzsysteme erweitern. Dieses zusätzliche Schutzkonzept soll Überlastsituationen, welche sich zu Fehlern entwickeln können, frühzeitig erkennen. Man versucht dabei u.a. über dezentrale Messungen und nachgelagerte Analysen eine optimale Netzkonfiguration zu generieren und Fehler in der Entstehung zu unterbinden. Das Projekt beschäftigt sich dabei mit sieben unterschiedlichen möglichen Anwendungsfällen (engl. Use Cases, UCs) wobei sich diese Arbeit mit Teilbereichen der Use Cases 3 und 4 befasst. Im Kontext von UC 3 wird u.a. die Vermeidung von Leitungsüberlastungen durch den Ausbau von Ladestationen für Elektrofahrzeuge behandelt. UC 4 widmet sich möglicher Abhilfen gegen die genannten Überlastungen von Leitungen wie beispielsweise einer temporären Vermaschung von Niederspannungsteilnetzen. Das Ziel beider UCs ist es, ein Schutzkonzept zu entwickeln, das Überlastsituationen frühzeitig erkennt und entsprechende Gegenmaßnahmen automatisiert setzt. Die temporäre Vermaschung befasst sich damit, bei gegebenen Lastsituationen die strahlenförmige Netzstruktur in ein Ring- bzw. Maschennetz zu verschalten, um den Lastfluss entsprechend auf mehrere Betriebsmittel aufzuteilen [4], [9].

Die Aufgabenstellung wird im Zuge dieser Arbeit in die folgenden Kapitel strukturiert: Einleitung und theoretischer Hintergrund, Methodik, sowie die Resultate und das Fazit.

In Kapitel 3 wird auf die Topografie des österreichischen Stromnetzes eingegangen und der grundsätzliche Aufbau des Niederspannungsnetzes erläutert, um damit dessen Besonderheiten darzulegen.

Das Kapitel 4 befasst sich mit der Analyse von einem Teilgebiet eines im Projekt PoSyCo behandelten Testnetzes. Hier werden Merkmale dieses urbanen Netzes aufgezeigt und mit den Grundlagen aus dem vorherigen Kapitel verglichen. Folgende Fragen werden in diesem Abschnitt behandelt:

- Welche Besonderheiten zeigt der Lastfluss eines urbanen Netzes?
- Sind Standardlastprofile heutzutage noch aktuell?

Weiters wird im Zuge dieses Kapitels mittels Messdaten aus dem genannten Netzabschnitt ein digitales Netzmodell in DIgSILENT Power Factory erstellt, welches als Grundlage für die folgenden Simulationen dient. Mithilfe der Simulationen werden die maximale Auslastung aller verwendeten Betriebsmittel sowie die minimale Spannung an den Klemmleisten im Laufe eines Jahres ermittelt. Im Anschluss wird dieses Netzmodell mit einer Ladestation für Elektrofahrzeuge sowie einer Photovoltaikanlage erweitert. Diese zusätzlichen Lasten bzw. Quellen werden in unterschiedlichen Kombinationen und Ausbauvarianten der Simulation hinzugefügt. In weiterer Folge wird das Konzept der temporären Vermaschung erläutert,

unterschiedliche Vermaschungsszenarien erstellt sowie auf deren Merkmale eingegangen. In diesem Kapitel werden folgende Fragen behandelt:

- Wie kann eine temporäre Vermaschung implementiert werden?
- Welche Lastflussänderungen entstehen aufgrund der temporären Vermaschung?
- Welche Szenarien sind plausibel?

In dieser Arbeit wird nicht auf die Adaption der Schutzeinrichtungen, bei einer Änderung der Netztopologie, eingegangen. Im Falle einer temporären Vermaschung müssen die eingebauten Schutzgeräte im Netz adaptiv auf die Netzstruktur angepasst werden, um den Netzbetrieb aufrechtzuerhalten. Hingegen soll bei den Simulationen sogar bewusst auf ein Auslösen des Schutzes verzichtet werden, um den Einfluss der temporären Vermaschung besser ersichtlich zu machen. Weiters soll die Analyse der temporären Vermaschung nur das Netzgebiet eines Ortsnetztransformators enthalten. Auf etwaige Vermaschungen mehrerer Ortsnetztransformatorstationen wird nicht eingegangen.

In Kapitel 5 werden die durchgeführten Netzsimulationen hinsichtlich der erzielten Effekte analysiert und auf deren Besonderheiten eingegangen. Insgesamt werden alle plausiblen Vermaschungsszenarien mit den möglichen Ausbauvarianten kombiniert, um ein umfassendes Ergebnis zu erhalten. Folgende Fragen gilt es dabei zu beantworten:

- Wie hoch darf der Ausbaugrad an EVCS werden, ohne Überlastungen oder Unterspannungen im Netz hervorzurufen?
- Welche Auswirkung hat der Ausbau von PV-Anlagen auf die Netzauslastung sowie die Spannungsniveaus im Netz?
- Sorgt die temporäre Vermaschung für eine Verbesserung des Netzbetriebes?

Abschließend werden in Kapitel 6 die Ergebnisse der Arbeit zusammengefasst und daraus Erkenntnisse bzw. Schlussfolgerungen abgeleitet. Dabei wird auf die Realisierung sowie den technischen Nutzen einer temporären Vermaschung eingegangen und ein Ausblick sowie mögliche Verbesserungen vermittelt.

3 Einleitung und theoretischer Hintergrund

Im folgenden Kapitel soll der grundlegende Aufbau der österreichischen Energieversorgung sowie der theoretische Hintergrund beschrieben werden. Dabei soll das österreichische Stromnetz als Ganzes erklärt und im Anschluss näher auf das Niederspannungsnetz eingegangen werden.

3.1 Topologie des österreichischen Übertragungsnetzes

Das österreichische Stromnetz ist in vier Spannungsebenen eingeteilt, das Höchst-, Hoch-, Mittel-, und Niederspannungsnetz. Die unterschiedlichen Spannungsebenen sind über Transformatoren miteinander verbunden, welche für eine effiziente Kopplung der einzelnen Ebenen sorgen. Als Höchstspannungsnetz bezeichnet man in Österreich elektrische Netze, dessen Nennspannung zwischen 220 kV und 380 kV liegt. Dieses Netz, auch Teil des Europäischen Kontinental Verbundnetzes, wird von der Austrian Power Grid (APG) betrieben. Abbildung 3.1 zeigt das österreichische 380 kV Netz in Rot sowie das 220 kV Netz in Grün. Um die Versorgungssicherheit in Österreich zu erhöhen wird nach einem geschlossenen Versorgungsring innerhalb der österreichischen Grenzen gestrebt. Mit dem geplanten Bau der Salzburgleitung soll die Lücke im Westen des Ringes geschlossen werden [10].

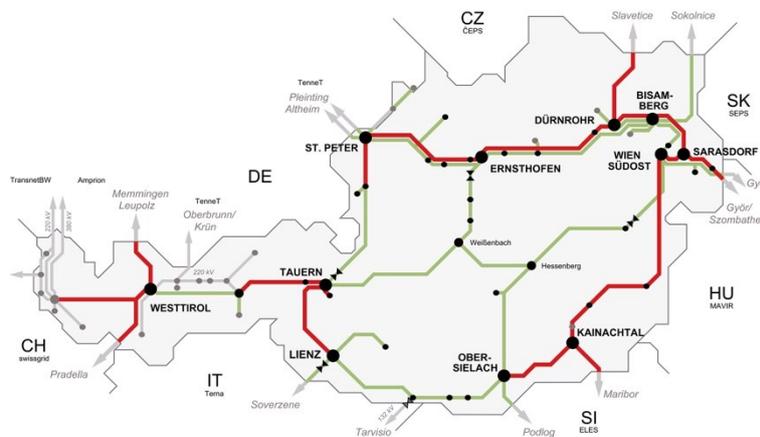


Abbildung 3.1: Übertragungsnetz Österreichs [11]

Das Hochspannungsnetz deckt einen Spannungsbereich von 60 kV bis 220 kV ab und wird zur Versorgung von Großverbrauchern mit elektrischer Energie mit einem Leistungsbedarf von 20 MW bis 300 MW verwendet. Weiters dient das Hochspannungsnetz ebenso zum Transport elektrischer Energie in regionale Verbrauchsschwerpunkte. Dort wird Hochspannung zu Mittelspannung transformiert, um Gewerbe und Industrie in einer Leistungsklasse bis zu einigen Megawatt zu versorgen. Ferner wird mit Hilfe des Mittelspannungsnetzes elektrische Energie innerhalb einzelner Stadt- bzw. Landbezirke bis hin zu den Ortsnetztransformatorstationen verteilt, welche wiederum die Niederspannungsnetze mit einer verketteten Spannung von 0,4 kV speisen und der Energieversorgung von Haushalten, Gewerbe bzw. Industrie dienen [12].

3.2 Das Niederspannungsnetz

Im Zuge der vorliegenden Arbeit wird das Verhalten vom Niederspannungsnetzen im Kontext von Smart Grids untersucht. Jegliche Anpassungen des Niederspannungsnetzes muss den aktuellen Normen und Standards entsprechen sowie die Versorgungssicherheit gewährleisten. Deshalb wird in diesem Kapitel auf die geltende Norm ÖVE/ÖNORM EN 50160 i.g.d.F. [13], die Netzstrukturen, die Netzplanung, die Standortlastprofile, die Fehlerarten sowie auf den Schutz dagegen eingegangen.

3.2.1 ÖVE/ÖNORM EN 50160

Die ÖVE/ÖNORM EN 50160:2011-03-01 [13] sowie deren letztgültige Änderung definiert die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen an der Übergabestelle zum Netznutzer. Folgende Merkmale der Versorgungsspannung werden definiert:

- Höhe
- Frequenz
- Kurvenform
- Symmetrie der Leiterspannungen

Da für die Erstellung dieser Arbeit vor allem das Niederspannungsnetz von Relevanz ist, wird im Näheren nur auf die Spezifikation des Niederspannungsnetzes eingegangen. Die Norm unterscheidet zwischen zwei Betriebszuständen: Einerseits wird die dauerhafte Abweichung des Nennwerts aufgrund von Lastmustern, Laständerungen oder nichtlinearen Lasten und andererseits die kurzzeitige Abweichung der Nennwerte infolge von Fehlern betrachtet [13].

Die Spannung des Niederspannungsnetzes ist dabei in folgenderweise definiert: *„Die genormte Nennspannung U_n für öffentliche Niederspannungsnetze beträgt 230 V zwischen Außen- und Neutralleiter oder zwischen den Außenleitern. Unter normalen Betriebsbedingungen mit Ausnahme von Intervallen mit Unterbrechungen sollten Änderungen der Versorgungsspannung $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n nicht überschreiten. In Fällen, in denen Elektrizitätsversorgung durch Netze, die keine Verbindung zu Übertragungsnetzen besitzen oder in denen für besonders entlegene Kunden versorgt werden, sollten Spannungsänderungen $+ 10\%$ oder $- 15\%$ nicht überschreiten“* [10, p.13].

Weiters gilt für die Netzfrequenz folgendes: *„Die Nennfrequenz der Versorgungsspannung muss 50 Hz betragen. Unter normalen Betriebsbedingungen muss der 10-Sekunden-Mittelwert der Grundfrequenz in einem Verteilnetz innerhalb folgender Bereiche liegen: Bei Netzen mit synchroner Verbindung zu einem Verbundnetz $\pm 1\%$ während 99,5 % eines Jahres und während 100 % der Zeit zwischen $+ 4\%$ und $- 6\%$ liegen. Bei Netzen ohne synchrone Verbindung zu einem Verbundnetz $\pm 2\%$ während 95 % einer Woche ausmachen und während 100 % der Zeit zwischen $\pm 15\%$ liegen“* [10, p.13].

Die Versorgungsspannung soll einer Sinusschwingung entsprechen. Jedoch treten im gesamten österreichischen Netz Oberschwingungen auf welche nicht völlig kompensiert werden können. Dennoch muss gewährleistet werden, dass *„innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Spannungseffektivwertes jeder einzelnen Oberschwingung kleiner oder gleich dem in der normativen Tabelle vorgegebenen Wert liegen. Darüber hinaus muss der Gesamtoberschwingungsgehalt THD (engl. Total Harmonic Distortion) $\leq 8\%$ sein“* [10, pp. 14-15].

Hinsichtlich der maximal zulässigen Unsymmetrie in einem Niederspannungsnetz unter normalen Bedingungen ist festzuhalten, dass *„innerhalb eines beliebigen Wochenintervalls 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Gegensystemkomponente (Grundschiwingung) der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von 0 % bis 2 % der entsprechenden Mitsystemkomponente (Grundschiwingung) liegen“* müssen [10, p.14].

3.2.2 Netzstrukturen

Um eine möglichst effiziente Energieübertragung zu gewährleisten, werden verschiedenste Arten von Netzstrukturen gewählt. Dazu muss immer ein Kompromiss zwischen Versorgungssicherheit, Spannungsqualität aber auch Kosten gewählt werden. Im Folgenden werden die drei wesentlichen Netzstrukturen näher erläutert.

3.2.2.1 Strahlennetze

Strahlennetze sind so aufgebaut, sodass die Versorgungsleitungen strahlenförmig von der Einspeisung zum Verbraucher verlaufen. Diese Netzstruktur wird am häufigsten in Niederspannungsnetzen verwendet da es sich dabei um die einfachste und kostengünstigste Netzstruktur handelt. Ein weiterer Vorteil dieser Netztopologie ist der geringe Planungsaufwand. Weiters kann die Selektivität der einzelnen Schutzorgane einfach realisiert werden und im Fehlerfall ist eine rasche Detektion möglich. Der Nachteil dieser Netzstruktur liegt darin, dass im Falle eines Fehlers alle Netznutzer, die örtlich nach dem Fehlerort liegen, vom Netz getrennt werden. Weiters muss bei einem Strahlennetz auf die maximale Leitungslänge geachtet werden, da bei einem zu großen Abstand der Spannungsabfall über die Leitung zu groß wird und beim Endverbraucher eine zu niedrige Spannung verfügbar ist. Abbildung 3.2 zeigt den typischen Aufbau eines Strahlennetzes wobei 3 Strahlen vom Transformator über eine Sammelschiene zu den jeweiligen Verbrauchern verlaufen. Am häufigsten werden Strahlennetze in ländlichen (ruralen) Gebieten verwendet, wo die Anzahl an Netzanschlüssen gering ist. Eine Ringstruktur wäre dort wirtschaftlich nicht rentabel [3].

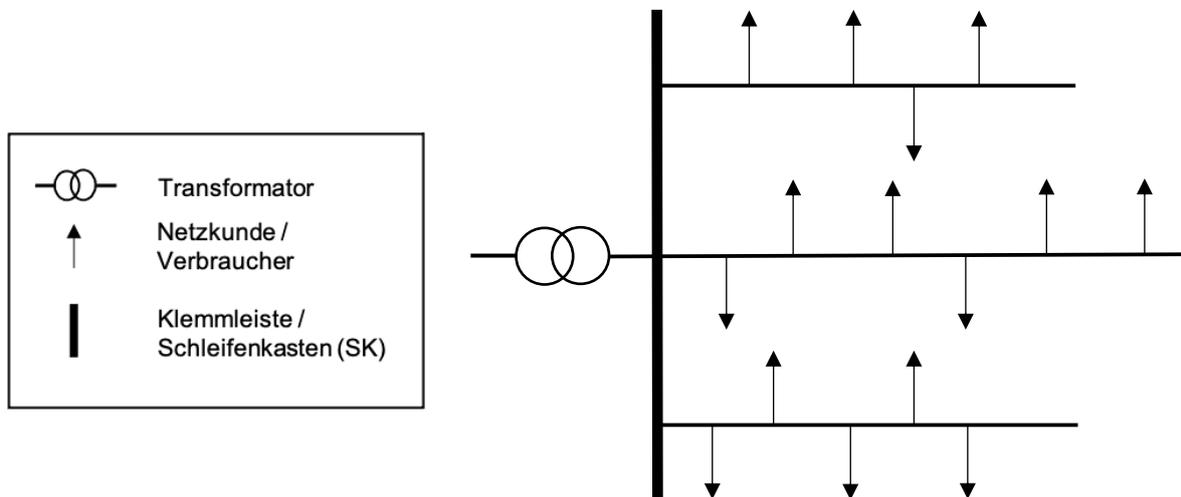


Abbildung 3.2: Schematischer Aufbau eines Strahlennetzes

Die Anzahl der Verbraucher, die an einem Strang angeschlossen sind, kann zwischen den einzelnen Strängen variieren. Jedoch muss beachtet werden, dass nicht zu viele Verbraucher an einem Strang angeschlossen werden, da ansonsten der Strang überlastet wird [3].

3.2.2.2 Ringnetze

Ein Ringnetz erhält man, indem die Enden zweier Strahlennetze verbunden werden. Typischerweise werden Ringnetze in städtischen (urbanen) Niederspannungsnetzen sowie in Mittelspannungsnetzen, die mehrere Ortsnetztransformatorstationen versorgen, verwendet. Die Vorteile dieser Struktur sind, dass die Versorgungssicherheit sowie die Spannungsqualität bei geschlossenen Ringen gesteigert werden. Weiters können im Kurzschlussfall Netzkunden, die sich örtlich nach dem Fehlerort befinden, weiterhin über den fehlerfreien Strang versorgt werden. Die Schutzeinrichtung erkennt dabei den Fehler in beide Richtungen und schaltet ihn vom Netz. Ringnetze werden in dichter besiedelten Gebieten verwendet, da dort die Anzahl der Netzanschlüsse höher ist und folglich die Ausfallwahrscheinlichkeit steigt [3].

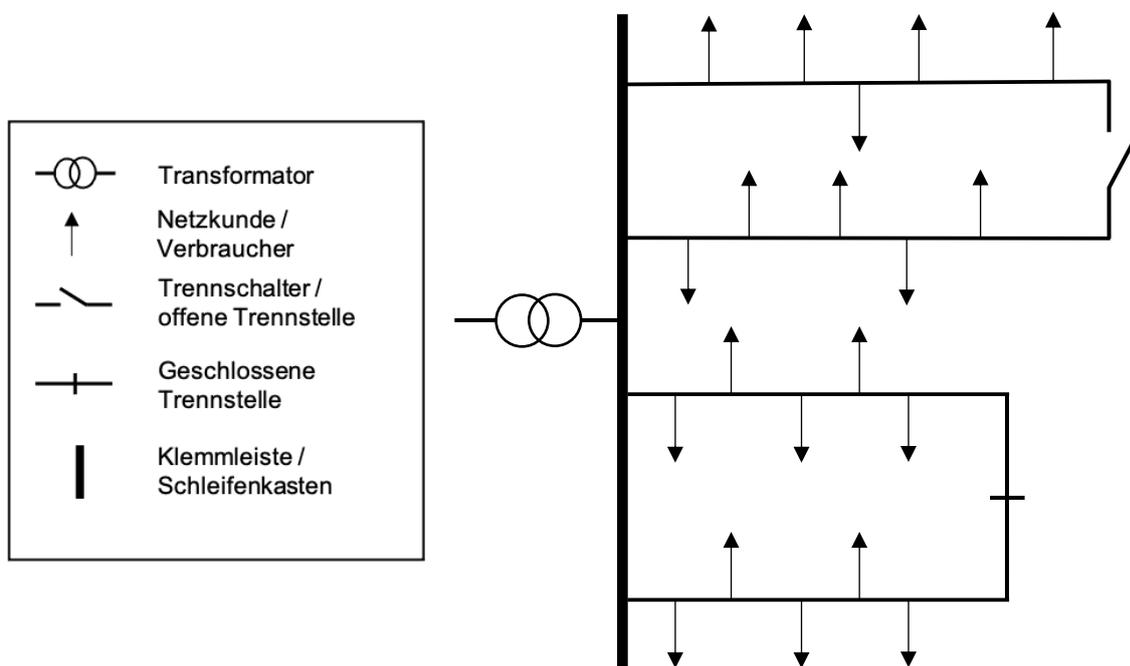


Abbildung 3.3: Schematischer Aufbau eines Ringnetzes

Abbildung 3.3 zeigt das Prinzip eines Ringnetzes. Dabei wird zwischen zwei Betriebszuständen unterschieden: Einerseits den Betrieb im geschlossenen und andererseits im offenen Ring. Der Betrieb im offenen Ring entspricht jenem eines Strahlennetzes mit dem Vorteil, dass im Fehlerfall Netzkunden vom anderen Strang aus versorgt werden können. Im geschlossenen Betrieb erhält man eine höhere Spannungsqualität [3].

3.2.2.3 Maschennetze

Maschennetze bilden die komplexeste Art aller Netzstrukturen und können als Erweiterung des Ringnetzes betrachtet werden, wobei Knoten und Zweige mehrfach versorgt werden. Das Maschennetz verfügt über die höchste Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität. Der Nachteil liegt jedoch in der Lokalisierung von Fehlerstellen. Tritt ein Fehler in einem Maschennetz auf, beeinflusst dieser das gesamte Netz. Die Selektivität kann im Fehlerfall nicht immer gewährleistet werden, da Schutzeinrichtungen fehlerhaft auslösen können. Aufgrund der hohen Versorgungszuverlässigkeit und Spannungsqualität wird diese Art der Netzstruktur meist in den höheren Spannungsebenen (Hoch- und Höchstspannung) verwendet [3].

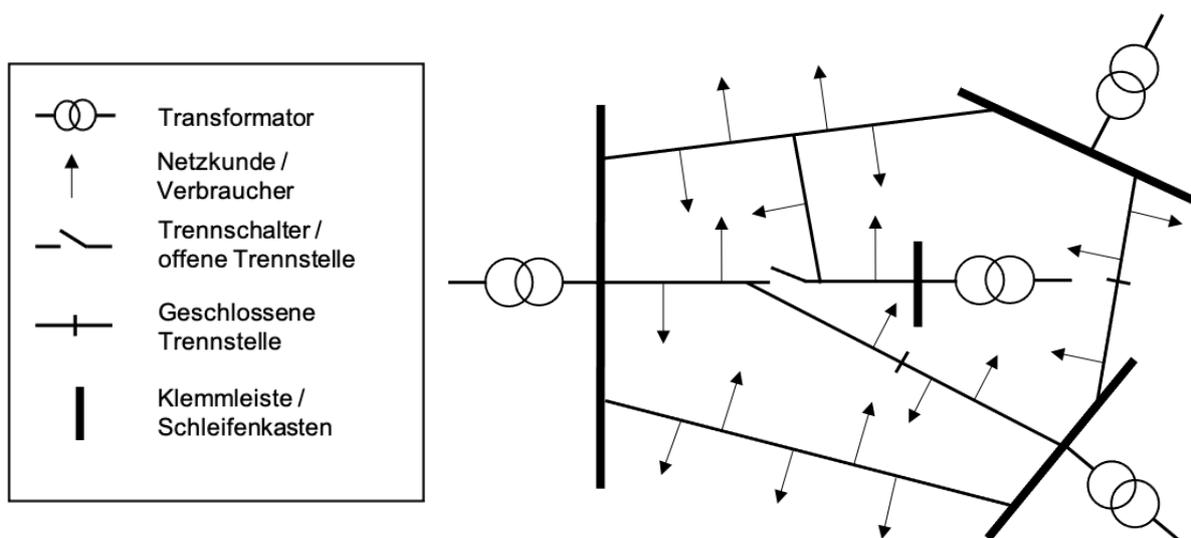


Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau eines Maschennetzes

In Abbildung 3.4 ist der Aufbau eines Maschennetzes dargestellt. Die Anzahl der Trafostationen, die in das Maschennetz elektrische Energie einspeisen, ist variabel. Weiters kommt es in dieser Netzstruktur zu einem bidirektionalen Lastfluss was in der Implementierung des Schutzkonzeptes beachtet werden muss. Darunter versteht man, dass der Lastfluss nicht nur in eine Richtung (unidirektional) von Quelle zur Last, sondern auch von der Last in Richtung Quelle ausbreitet [3].

3.2.3 Die Netzplanung

Der Netzaufbau ist mit einer intensiven Planungsphase verbunden, wobei der Planungshorizont mit der Spannungshöhe korreliert: Je höher die Spannungsebene, desto größer der Planungsaufwand. Dies liegt darin, dass bei höheren Spannungsebenen die Belastung der elektrischen Komponenten sowie die Kosten steigen. Grundsätzlich wird die Netzplanung in die drei Phasen Grundsatz-, Netzausbau- sowie die Projektplanung unterteilt. Die Grundsatzplanung legt die Netzstruktur, die Sternpunktbehandlung sowie die Anzahl der Entnahmestellen je Abgang fest. Weiters sollen die Standardbetriebsmittel des Projektes definiert werden. Ein großer Einfluss auf diese Entscheidungen liegt im Standort des zu planenden Netzes. So wird bei einem Netz im ländlichen Gebiet eine andere Grundsatzplanung vorgenommen als im städtischen oder industriellen Gebiet. Die Netzausbauplanung erweitert die Grundsatzplanung. Hier werden die Grundsätze in konkrete Netzabschnitte umgelegt. Ziel ist es die Leistung der Transformatoren und die Standorte der Umspannstationen zu definieren. Die Projektplanung hat den kürzesten zeitlichen Planungshorizont. Hier werden die Gebiete des Netzausbauplans in kleinere Teilgebiete unterteilt und konkret in einem Projekt realisiert. Da die zukünftigen Entwicklungen in der Elektrizitätswirtschaft sehr schwer zu beurteilen sind, ist die Netzplanung aufgrund der langen Planungsphase sehr komplex. Um diese Komplexität zu vereinfachen gibt es unterschiedliche Richtwerte sowie Ansätze in der Netzplanung, die berücksichtigt werden müssen [14].

Die Grundlage für die Netzplanung bilden die Netzsicherheitsregeln oder Netzbedingungen. Diese Bedingungen legen die Grenzwerte für den ungestörten Betriebsfall fest und müssen für jede Spannungsebene eingehalten werden. Folgende Kriterien müssen beachtet werden:

- die thermische Dauerbelastung und Spannungshaltung,
- die Kurzschlussfestigkeit,
- dass (n-1) -Ausfallskriterium,
- die statische und dynamische Stabilität sowie
- die Frequenzhaltung und die Gewährleistung der Wirkleistungsabgabe.

Für die Planung des Niederspannungsnetzes sind vor allem die ersten beiden Kriterien von Bedeutung. Das (n-1) – Ausfallskriterium kann im Niederspannungsnetz oft aufgrund der gewählten Netztopologie (Strahlennetz) nicht eingehalten werden. Die statische und dynamische Stabilität sowie die Frequenzhaltung werden in den höhergelegenen Spannungsebenen behandelt. Falls diese Bedingungen jedoch nicht eingehalten werden, sind die Auswirkungen auch im Niederspannungsnetz vorhanden. Die Grundlage der Niederspannungsnetzplanung bildet der Bebauungsplan. Daraus lässt sich die Anzahl der Wohneinheiten, Gewerbebetriebe und Industrie im zu erschließenden Netzgebiet erfassen. Folgende Werte dienen als ungefähre Richtwert für die Grundsatzplanung: Für die Wohnbebauung wird je nach Dichte zwischen 1 MVA/km² und 5 MVA/km², für Industrie 15 MVA/km², für Gewerbe 5 MVA/km² und für Gemeinbedarf 2 MVA/km² kalkuliert. Mit dieser Information lässt sich die Höchstlast des Netzes abschätzen, die für die Dimensionierung der Netzelemente nötig ist. Anschließend wird für dieses Gebiet eine, wie in 3.2.2 erwähnt, geeignete Netzstruktur gewählt. Im klassischen Niederspannungsnetz wird jedes Netz in Teilnetze aufgeteilt welche jeweils als

Strahlennetze oder offene Ringnetze ausgeführt werden. Häufig wird die Größe eines Niederspannungsteilnetzes so gewählt, dass es über einen 630-kVA-Transformator versorgt werden kann. Die Platzierung des Transformators soll möglichst im Zentrum des zu versorgenden Gebietes sein. Lasten werden entweder über Freileitungen oder über Kabeln versorgt. Wobei in urbanen Gebieten fast ausschließlich Kabel und in ruralen Gebieten ein Mix aus Freileitungen sowie Kabeln verlegt werden. Bei der Verwendung von Kabeln hat man jene Vorteile, dass diese entlang von Straßen in der Erde verlegt werden und dadurch nahezu kein Eingriff in das Landschaftsbild ergeben. Weiters behindern sie keine weiteren Bauprojekte und haben eine geringere Ausfallsrate als Freileitungen. Die Nachteile von Kabeln sind jedoch die höheren Baukosten, die geringere thermische Belastbarkeit, da die Kühlung des Leiters im Erdreich schlechter ist als in der Luft, und die aufwendigere Fehlerbehebung im Vergleich zu Freileitungen. Typischerweise wird in Niederspannungsnetzen ein NAYY 4x150 mm² PVC-Kabel mit Aluminiumleitern verlegt [14]–[17].

Zur Überprüfung des Stromflusses wird der Lastfluss berechnet. Der Lastfluss gibt Auskunft über die thermische Auslastung sowie die Spannungsstabilität im stationären Zustand des Netzes. Transformatoren sollen ca. mit 66 % ihrer Nennleistung und Kabel zu 50 % ihres Nennstromes ausgelastet sein. Dabei wird versucht, alle Stränge der verwendeten Netzstruktur ähnlich zu belasten. Sind Transformator oder Kabel thermisch ausgelastet so kann an der jeweiligen Stelle ein zusätzlicher Transformator oder Kabel parallel installiert werden. Gemäß der in Kapitel 3.2.1 erwähnten ÖVE/ÖNORM EN 50160 i.d.g.F. [13] muss die Spannung im Bereich von $\pm 10\%$ liegen. Hier kommt eine der Schwächen des Strahlennetzes zu tragen. Ein Strang kann nicht beliebig lang werden da die Spannung langer belasteter Leitungen unter 0,9 p.u. absinken kann. (In der Energietechnik werden häufig Größen im p.u. System angegeben. Dabei wird die berechnete Größe immer in Abhängigkeit einer Referenzgröße angegeben. Dadurch erhält man eine einheitslose Größe, mit der es einfach ist, Vergleiche zwischen den Größen darzustellen.) Hier könnte eine Vermaschung des Netzes die Spannungsqualität steigern. Dieses Thema wird in Kapitel 4.2 näher behandelt [14]–[18].

Auch wenn die thermische Belastbarkeit und die Spannungsqualität im Netz gewährleistet sind, kann man nicht davon ausgehen, dass das Netz kurzschlussfest ist. Man bezeichnet ein Netz als kurzschlussfest, wenn es sowohl der thermischen als auch mechanischen Belastung während eines dreipoligen Kurzschlusses standhält. Das bedeutet, dass das Netz bei einem dreipoligen transformatornahen Kurzschluss keinen folgeschweren Schaden nimmt. Bei anderen Netzstrukturen können höhere Kurzschlussströme auftreten und dadurch kann die Kurzschlussfestigkeit nicht garantiert werden. Wenn jedes Teilnetz so dimensioniert ist, dass es thermisch dauerbelastbar, die Spannung im zugelassenen Bereich, sowie kurzschlussfest ist, wird das gesamte Netzgebiet auf diese Kriterien untersucht [14]–[17].

Als letztes soll noch das (n-1)-Kriterium erwähnt werden. Jedoch soll angemerkt werden, dass dieses erst in den höheren Netzebenen eingehalten werden muss. Im Niederspannungsnetz ist dies aufgrund der gewählten Netzstruktur (Strahlennetz) nicht möglich. Im Falle einer Ring- oder Maschenstruktur kann jedoch, durch Wegschalten der fehlerhaften Stelle und durch schließen des Ringes oder der Masche die Wiederversorgung bestimmter vom Fehler betroffener Kunden wieder ermöglicht werden.

Um diese Wiederversorgung zu garantieren dürfen im fehlerfreien Netzbetrieb, die Betriebsmittel nur bis zu einem gewissen Grad ausgelastet sein [14]–[17].

Aufgrund der zeitintensiven Planung und Bauphase elektrischer Versorgungsnetze sollen diese so geplant werden, dass die Netze auch nach mehreren Jahren den Belastungen standhalten. Falls der Leistungsbedarf in einem Teilnetz jedoch zu sehr steigt kann der Einbau einer verstärkten Transformatorstation Abhilfe schaffen. Steigt die Netzbelastung noch weiter so müssen weitere Kabel parallel zu den bereits installierten eingebaut werden was jedoch mit hohen Kosten verbunden ist [15].

3.2.4 Standardlastprofile

Sowohl für die Netzplanung als auch für den täglichen Betrieb der Elektrizitätsversorgung ist es von immenser Bedeutung, die Last zu modellieren. Bei Verbrauchern mit einem hohen Leistungsbedarf wird dies mit zur Hilfenahme von Lastprofilzählern realisiert. Bei allen anderen Verbrauchern deren Jahresenergiebedarf unter 100.000 kWh liegt, wäre diese Methode zu kostenintensiv. Aus diesem Grund werden standardisierte Lastprofile verwendet. Diese sollen den durchschnittlichen Lastgang unterschiedlicher Netzteilnehmer beschreiben. Im Zuge der vorliegenden Arbeit werden die Standardlastprofile der E-Control verwendet. Grundlage dieser Profile sind die Standardlastprofile des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW). Ein Lastprofil beschreibt die typische Verbrauchscharakteristik eines Netzkunden. Dazu werden aus den Viertelstunden-Leistungswerten eines Tages unterschiedliche Lastgänge erstellt, welche auf einen Jahresverbrauch von 1.000 kWh normiert werden. Grundsätzlich wird zwischen Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe unterschieden. Aufgrund der Volatilität des elektrischen Energiebedarfs im Verlauf des Jahres wird jeweils ein Profil für Sommer, Winter sowie für die Übergangszeit angelegt. Weiters wird zwischen Werktag, Samstag und Sonntag bzw. Feiertag unterschieden. Es wird laufend versucht die Lastprofile zu verbessern, um die Energieplanung eines Tages besser vorhersagen zu können wodurch es im Netz zu weniger Redispatch Maßnahmen kommen sollte, was zu einer Senkung der entsprechenden Kosten führen würde [19]–[21].

Abbildung 3.5 vergleicht die unterschiedlichen Lastprofile für den 15. Jänner 2020. In der Grafik ist klar ersichtlich, dass an einem Werktag der größte Leistungsbedarf im Gewerbe anfällt. Der Energiebedarf über das gesamte Jahr ist jedoch bei allen Lastprofilen gleich (normiert auf 1.000 kWh). Haushalte werden durch das H0 Profil dargestellt.

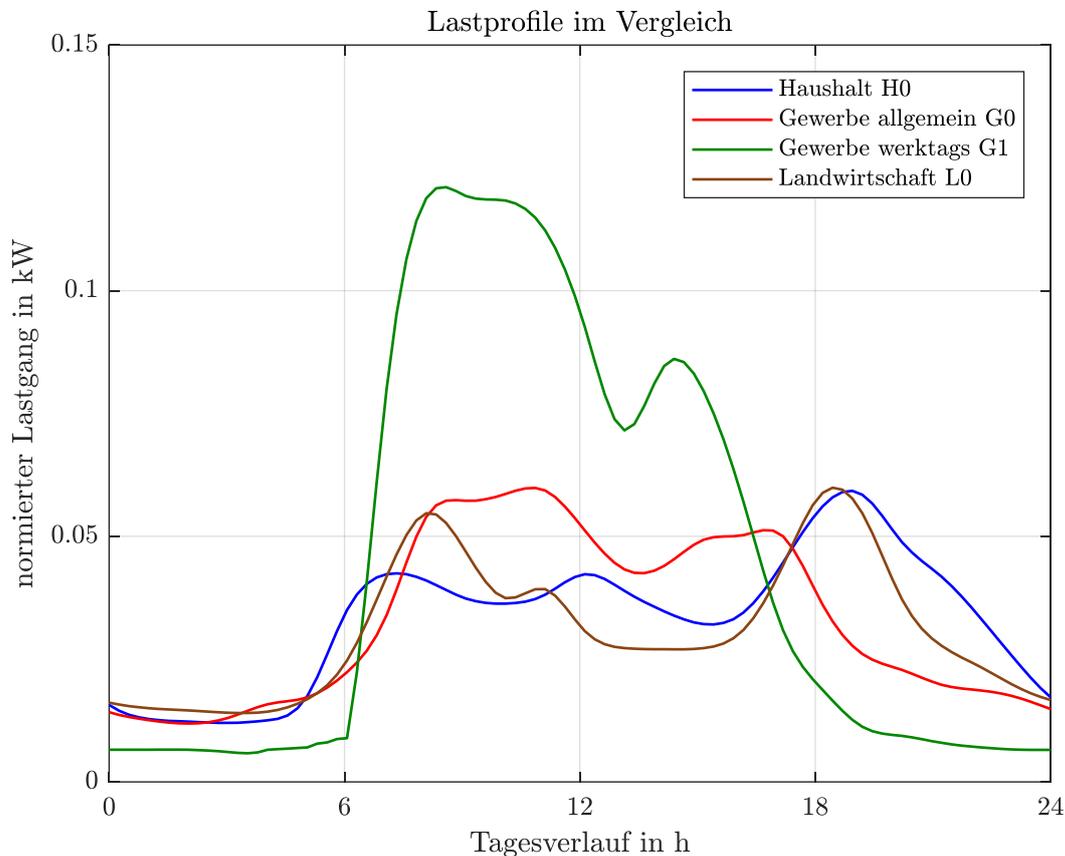


Abbildung 3.5: Unterschiedliche Lastprofile im Vergleich [22]

Das besondere Merkmal des H0 Profils sind die Spitzen in der Früh, zu Mittag und am Abend welche darauf zurückzuführen ist, dass ein Großteil der Bevölkerung untertags arbeitet, zu Mittag kocht, am Abend Nachrichten verfolgt und andere elektronische Geräte verwendet sowie Hausarbeiten erledigt. Es sollte jedoch angemerkt werden, dass das H0 Profil nicht bzw. nicht mehr exakt der Realität entspricht und man mittels Smart-Meter Daten versucht, den Lastgang von Haushalten besser vorherzusagen. Für Gewerbe gibt es insgesamt sieben unterschiedliche Lastprofile. Das G1 Profil repräsentiert alle Gewerbe deren üblicher Leistungsbezug zwischen 8:00 und 18:00 Uhr auftritt. Die anderen Gewerbepprofile beziehen sich auf Gewerbe in den Abendstunden, durchlaufende Gewerbe, Friseure, Bäckereien und Wochenendbetriebe. Kann einem Gewerbe keines dieser sechs Profile zugeordnet werden so wird diesem das G0 Profil, welches den Mittelwert aller Gewerbepprofile darstellt, zugeordnet. In Abbildung 3.5 ist klar ersichtlich, dass der Leistungsbezug des G1 Profils vor allem am Vormittag auftritt. Die Begründung kann darin liegen, dass bei Teilzeitbeschäftigten diese ihre Arbeitszeit meistens am Vormittag erledigen und anschließend zur Mittagspause einen Tiefpunkt in der Kurve erzeugen und am Nachmittag wieder eine Lastspitze erzeugen. Lastprofile für die Landwirtschaft

werden in Milchwirtschaft mit Nebenerwerbsviehzucht (L1 Profil) und Landwirtschaften mit integriertem Haushalt (L2 Profil) unterteilt. Kann hier keine eindeutige Unterscheidung getroffen werden so gibt es das L0 Profil, welches den Mittelwert der beiden bildet. Markante Punkte im Landwirtschaftsprofil sind die Spitze am Vormittag sowie am Abend. Diese können auf den Melkbetrieb mit anschließender Kühlung zurückgeführt werden [19], [21].

Abbildung 3.6 zeigt einen Vergleich der Haushaltsprofile an unterschiedlichen Wochentagen. Als Vergleichstage wurden der 15., 18. und 19. Jänner 2020 gewählt.

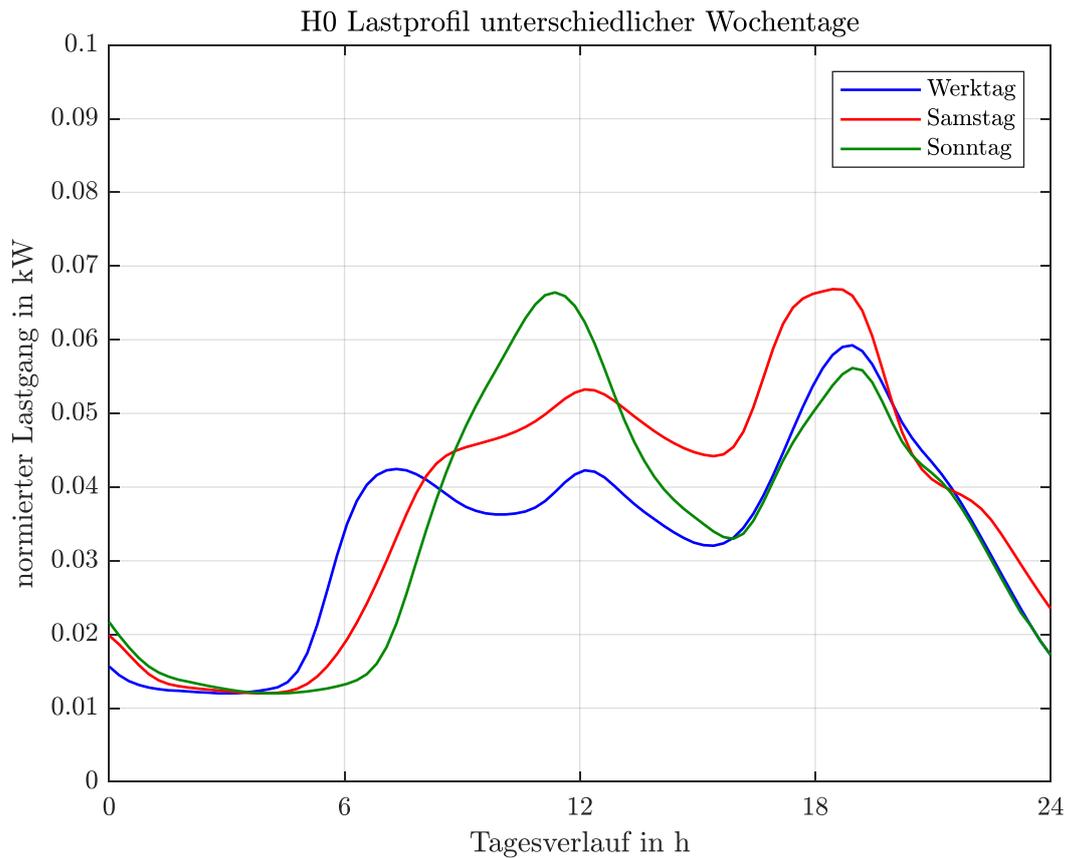


Abbildung 3.6: Haushaltsprofil H0 im Tagesvergleich [22]

Hier wird veranschaulicht, dass der Leistungsbezug an einem Werktag früher als an Samstagen oder Sonntagen auftritt. Nach der morgendlichen Spitze an Werktagen sinkt der Leistungsbedarf ab, da ein Großteil der Bevölkerung berufstätig ist. An Samstagen erkennt man im Vergleich zu Sonntagen, dass die Vormittagsspitze nicht so ausgeprägt ist, da einige Personen samstags arbeiten oder selbst Einkäufe erledigen. An Sonntagen ist hingegen die Abendspitze niedriger als an Samstagen und gleicht jener eines Werktages.

Abbildung 3.7 zeigt den Unterschied des Haushaltslastprofils bei unterschiedlichen Jahreszeiten, wobei Frühling und Herbst als Übergangszeit definiert sind. Als Vergleichstage wurden der 15. Jänner, der 15. April und der 15. Juli 2020 gewählt. Diese Tage sind jeweils ein Mittwoch und befinden sich ungefähr in der Mitte der jeweiligen Profilperiode.

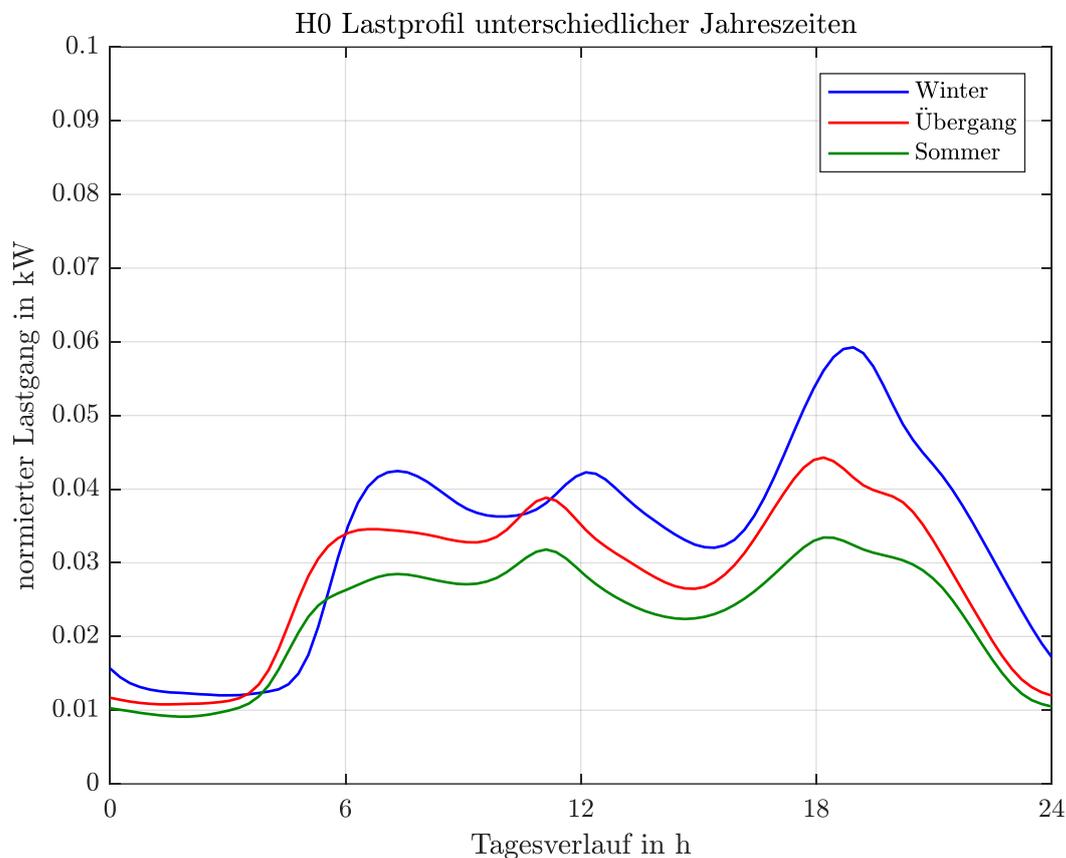


Abbildung 3.7: Lastprofile im Jahresvergleich [22]

Wie zu erwarten ist der Leistungsbedarf im Winter am höchsten und wird im Sommer geringer. Der Leistungsbedarf ist im Winter höher, da mehr Energie für Licht und Heizung benötigt wird. Jedoch steigt auch der Leistungsbedarf in den Sommermonaten zunehmend an. Dies kann aufgrund der wärmer werdenden Sommer und der Verwendung von Klimaanlage zurückgeführt werden. Weiters ist in der Abbildung auffallend, dass zwischen Winter und den beiden anderen Profilen ein Versatz von einer Stunde aufgrund der Zeitverschiebung (Sommerzeit ab 29. März 2020) auftritt [21].

3.2.5 Netzverluste

Unter den Netzverlusten versteht man jene Verluste, die zwischen Erzeuger und Verbraucher auftreten. Grundsätzlich wird zwischen technischen und nicht technischen Verlusten unterschieden. Zu den nicht technischen Verlusten zählen systematische Fehler in der Datenverarbeitung sowie Diebstahl. Auf diese Netzverluste soll nicht weiter eingegangen werden. Im Kontext dieser Arbeit sind die technischen Netzverluste entscheidend da sich diese auf Verluste beziehen, die bei der Energieübertragung auftreten. Eine verlustlose Energieübertragung ist technisch nicht realisierbar. Die in das Netz eingespeiste Energie ist stets höher, als jene die vom Verbraucher entnommen werden kann. Der größte Anteil an Verlusten wird durch Leitungen, Transformatoren und Schalter verursacht. Dabei wird zwischen lastabhängigen und lastunabhängigen Verlusten unterschieden [23].

3.2.5.1 Lastabhängige Verluste

Lastabhängige Verluste werden auch als stromabhängige Verluste bezeichnet und treten vor allem in Kabeln sowie Freileitungen auf. Die Verlustleistung wird in Wärme umgesetzt. Dabei muss beachtet werden, dass die thermische Belastbarkeit der entsprechenden Leitungen nicht überschritten wird. Eine thermische Überlastung tritt vor allem bei Kabeln auf, da der Wärmeübergang des Erdreichs schlechter ist als jener der Luft. Dadurch wird die Wärme schlechter abtransportiert und es kann zu einer Beschädigung des Kabels kommen. Die Verlustleistung P_V wird mit folgender Formel berechnet:

$$P_V = R_L \cdot i(t)^2 \quad (1)$$

Dabei repräsentiert R_L den Leitungswiderstand und i den Stromfluss durch den Leiter. Die Formel bezieht sich dabei nur auf eine Leitung. Bei einem Drehstromsystem müssen alle Phasen berücksichtigt werden was zu einer Verdreifachung der Verlustleistung führt. Die ohmsche Verlustleistung steigt quadratisch mit der Strombelastung. Dies ist mitunter auch der Grund, warum es in der elektrischen Energieversorgung verschiedene Spannungsebenen gibt. Je höher die Spannungsebene desto niedriger die Strombelastung bei gleicher Leistungsübertragung woraus sich niedrigere Leitungsverluste ergeben. Aufgrund Limitierungen hinsichtlich des Isolationsmaterials und Abstandsregelungen kann die Spannung nicht beliebig hoch gewählt werden. In Transformatoren werden die Leitungsverluste als Kupferverluste bezeichnet. Weitere Zusatzverluste treten im Niederspannungsnetz durch die unsymmetrische Belastung aufgrund der vielen einphasigen Verbraucher auf. Deshalb erweist sich die Berechnung der Verluste in symmetrischen Komponenten als Mittel der Wahl. In einem Drehstromsystem ohne Neutralleiter muss zum Strom des Mitsystems das Gegensystem addiert werden. Bei einem Vierleiternetz, welches im Niederspannungsnetz üblich ist, wird die gesamte Strombelastung aus der Summe zwischen Mit-, Gegen- und Nullsystem berechnet. Weitere lastabhängige Verluste treten durch den Blindleistungstransport in den Leitungen auf. Blindleistung wird für den Aufbau von magnetischen bzw. elektrischen Feldern benötigt und erhöht damit die Belastung des Netzes. Weiters sollen noch Netzverluste aufgrund von harmonischen Oberschwingungen und durch temperaturbedingte Änderung der Leitfähigkeit sowie Übergangswiderstände erwähnt werden [14], [15].

3.2.5.2 Lastunabhängige Verluste

Lastunabhängige Verluste werden auch als spannungsabhängige Verluste bezeichnet und treten unabhängig von der Belastung auf. Im Niederspannungsnetz sind diese Verluste aufgrund der niedrigen Spannung weitaus geringer als bei den anderen Spannungsebenen. In Transformatoren werden diese Verluste auch Leerlaufverluste genannt und steigen quadratisch mit der Spannungshöhe. Diese treten in Form von Hysterese Verlusten und Wirbelstromverlusten auf. Hysterese Verluste beziehen sich auf die ständige Umpolung der weißschen Bezirke innerhalb eines ferromagnetischen Werkstoffes. Wirbelstromverluste sind hingegen eine Folge von induzierten Spannungen, welche durch den zeitlich veränderlichen Magnetisierungsstrom im Eisenkern entstehen. Dabei kann die Verlustleistung (Summe der Leerlaufverluste) an typischen 630-kVA-Ortsnetztransformatoren 750 W betragen. Bei Transformatoren mit einer höheren Nennleistung sind auch die Leerlaufverluste größer. Weitere Lastunabhängige Verluste treten durch nicht ideale Isolatoren auf. Als dielektrische Verluste bezeichnet man jene, die durch den Stromfluss, über den nicht idealen Isolator fließen. Koronaverluste und Isolationsverluste sollen vollständigheitshalber erwähnt werden, haben aber im Niederspannungsbereich keinen nennenswerten Einfluss [14], [24].

3.2.6 Fehler im Niederspannungsnetz

Von einem Fehler im Niederspannungsnetz spricht man, sobald die Netzspannung nicht mehr der in 3.2.1 beschriebenen ÖVE/ÖNORM EN 50160 i.d.g.F. [13] entspricht. Folgende Fehlerarten können im elektrischen Netz auftreten:

- Kurz- und Erdschlüsse
- Überlast
- Unsymmetrische Belastung
- Wirk- bzw. Blindleistungsdefizit
- Überspannung

Eine gute Netzführung zeichnet sich dadurch aus, dass ein Netz möglichst wenig Fehlermöglichkeiten aufweist und dass im etwaigen Fehlerfall dieser schnell erkannt sowie behoben wird. Ein lang andauernder Fehler ist stets mit Kosten verbunden und kann zur Beschädigung oder Zerstörung von elektrischen Bauteilen führen [7], [15].

3.2.6.1 Kurzschlüsse

In einem Niederspannungsnetz kann es jederzeit zu einem Kurzschluss kommen. Darunter versteht man die sehr niederohmige Verbindung zwischen zwei Phasen oder einer Phase und dem Neutralleiter beziehungsweise Erde. Dies entsteht entweder infolge eines Versagens der Leitungsisolation aufgrund von betrieblicher oder atmosphärischer Überspannung, sowie durch Alterung oder nicht

ordnungsgemäßer Wartung elektrischer Komponenten. Dabei können je nach Kurzschlussart unterschiedliche Kurzschlussströme auftreten [7].

Man spricht von einem dreipoligen Kurzschluss, wenn alle drei Phasen miteinander kurzgeschlossen werden. Das Merkmal des dreipoligen Kurzschlusses ist, dass in der Fehlerstelle die Spannung aller Phasen symmetrisch zusammenbricht. An der Fehlerstelle geht die Spannung aller Phasen gegen 0 V jedoch kommt es zu keiner Verlagerungsspannung. In der Praxis ist diese Fehlerart meist das Endstadium der Fehlerentwicklung und tritt eher selten auf da der Fehler oftmals früh genug behoben bzw. abgeschaltet wird [7].

Bei einem zweipoligen Kurzschluss wird zwischen zwei Arten unterschieden: Dem zweipoligen Kurzschluss mit oder ohne Erdberührung. Der zweipolige Kurzschluss ohne Erdberührung zeichnet sich dadurch aus, dass die Phasenspannung an den betroffenen Phasen sowie deren verkettete Spannung einbricht. Die Spannung Phase-zu-Erde bzw. -Sternpunkt (Strangspannung) der „gesunden“ Phase bleibt unverändert. Die verkettete Spannung zu den fehlerhaften Phasen werden minimal kleiner und es tritt keine Verlagerungsspannung auf. Diese Fehlerart tritt äußerst selten auf und wird meist darauf zurückgeführt, wenn zwei Freileitungsseile durch starken Wind aneinandergeraten. Im Gegensatz dazu tritt der zweipolige Kurzschluss mit Erdberührung häufiger auf und bildet meist die zweite Stufe der Fehlerentwicklung. Der Unterschied zum zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung liegt darin, dass die Spannung der „gesunden“ Phase um etwa 50 % steigt. Weiters kommt es zu einer Verschiebungsspannung und dadurch zu einer Sternpunktverlagerung [7].

Der am häufigsten auftretende Kurzschluss in elektrischen Netzen ist der einpolige Kurzschluss bzw. Erdschluss. Er bildet die erste Stufe der meisten anderen Kurzschlüsse, die sich aus einem Erdschluss entwickeln. Das Alleinstellungsmerkmal des Erdschlusses ist, dass sich die Außenleiterspannungen nicht ändern. Die fehlerhafte Strangspannung geht gegen 0 V, die „gesunden“ Strangspannungen steigen um den Faktor $\sqrt{3}$ und damit auf den Wert der Außenleiterspannungen. Darüber hinaus kommt es auch hier zu einer Verschiebungsspannung und zu einer Sternpunktverlagerung [7].

3.2.6.2 Überlast

Von einer Überlast spricht man bei einem Kabel bzw. einer Leitung, wenn es zu einer andauernden Überschreitung des maximalen zulässigen Betriebsstromes kommt. Diese Belastungen kommen zustande, wenn mehrere Verbraucher Leistung beziehen, obwohl der Leitungsquerschnitt für dies nicht ausgelegt ist, die maximal übertragbare Leistung von Freileitungen oder Kabeln überschritten wird, eine Überlastung eines Transformators vorliegt sowie bei mechanischer Überlastung von Motoren. Elektrische Komponenten sind so ausgelegt, dass eine Überlastung für eine kurze Zeit gewährleistet wird. Die Strombelastung ist geringer als bei einem Kurzschluss jedoch kann es bei einer zeitlich andauernden Überlast zu einer thermischen Überbeanspruchung kommen was anschließend einen Kabelbrand verursachen kann [3].

3.2.6.3 Unsymmetrische Belastung

Die Tatsache, dass ein Großteil der Verbraucher im Niederspannungsnetz aus einphasigen Lasten besteht sorgt zumeist für eine unsymmetrische Belastung des Netzes. Weiters haben die Netzkunden ein unterschiedliches Nutzungsverhalten sowie einen ungleichen Gesamtverbrauch. Durch Vertauschen der Phasen wird versucht der Unsymmetrie entgegenzuwirken jedoch kann keine vollständige Symmetrie erreicht werden. Mit einer steigenden Anzahl an Verbrauchern wird die Unsymmetrie kleiner und verringert den Einfluss auf die Spannungsqualität. Von einer schädlichen unsymmetrischen Belastung spricht man, sobald eine Phase markant stärker belastet wird als die anderen. Weitere Unsymmetrien können aufgrund von Fehlern oder durch Schalthandlungen entstehen. Unterschieden wird dabei zwischen Längs- und Querfehlern. Zu den unsymmetrischen Querfehlern zählen alle Kurschlussarten bis auf den dreipoligen, da dieser ein symmetrischer Fehler ist. Zu den Längsfehlern zählen Leiterunterbrechungen aufgrund von einpoligen Schalthandlungen oder ein Aufbrechen der Leitung [25], [26].

3.2.6.4 Wirk- bzw. Blindleistungsdefizit

Die Ursache eines Wirk- und Blindleistungsdefizit tritt nur bedingt im Niederspannungsnetz auf. Die Fehlerursache liegt in den übergelagerten Spannungsebenen. Hier kommt eine der Besonderheiten der elektrischen Energieversorgung zu tragen: die Nichtspeicherbarkeit elektrischer Energie. Im gesamten elektrischen Verbundnetz muss jederzeit gewährleistet werden, dass der momentane Leistungsbedarf gedeckt wird. Kommt es zu einem Wirkleistungsdefizit, so verringert sich die Frequenz im gesamten Netz. Bei einem zu starken Absinken der Frequenz werden Kraftwerke vom Netz geschaltet, um die Generatoren vor einer mechanischen Beschädigung zu schützen. Dies hat zur Folge, dass das Wirkleistungsdefizit noch größer wird und weitere Kraftwerke vom Netz genommen werden bis schlussendlich die elektrische Versorgung nicht mehr gewährleistet wird und es zu einem Blackout kommt. Beim Blindleistungsdefizit wird dem Netz zu wenig Blindleistung zur Verfügung gestellt. Dies resultiert in einem Spannungseinbruch im gesamten Netz, wodurch es ebenfalls zu einem Blackout kommen kann [18].

3.2.6.5 Überspannung

Alle elektrischen Betriebsmittel sind prinzipiell für die jeweilige Nennspannung ausgelegt. Jedoch kann es in elektrischen Netzen zu unerwünschten Spannungserhöhungen kommen. Diese können die Isolierung zerstören und anschließend zu einem Kurzschluss führen. Dabei sind die Höhe, die Dauer und die Anstiegszeit der Überspannung von großer Bedeutung. Bei Überspannungen unterscheidet man grundsätzlich zwischen zeitweiligen und transienten Überspannungen. Von transienten Überspannungen spricht man, wenn aufgrund einer atmosphärischen Entladung (Blitzeinschlag) oder einer Schalthandlung eine kurzweilige Spannungsüberhöhung eintritt. Diese Überspannungen sind meist stark gedämpft und wirken somit nur wenige Millisekunden im Netz. Zeitweilige Überspannungen werden in betriebsfrequente Spannungserhöhung (dazu zählen der Ferranti Effekt, ein Lastabwurf und

Erdschlüsse) sowie nicht betriebsfrequente Überspannungen (durch Resonanzeffekte und Nichtlinearitäten) unterteilt. Unter dem Ferranti Effekt versteht man die Spannungserhöhung am Ende von langen übernatürlich betriebenen Freileitungen oder Kabelstrecken. In Niederspannungsnetzen spielt dieser Effekt jedoch kaum eine Rolle da die Betriebskapazitäten der Freileitung oder Kabel kleiner und die Leitungslängen deutlich kürzer als in den übergeordneten Netzebenen sind. Lastabwürfe werden oftmals gezielt eingesetzt, um ein zu starkes Absinken der Netzfrequenz zu verhindern, um damit das Netz zu stabilisieren. Die Spannungserhöhung aufgrund eines Lastabwurfes ist darauf zurückzuführen, dass die Änderung der Last plötzlich geschieht, jedoch der Polradwinkel des Generators sich nicht sprunghaft ändern kann und somit der Generator mit erhöhter Spannung ins Netz einspeist. Wie schon in 3.2.6.1 erwähnt kommt es bei Erdschlüssen zu einer Spannungserhöhung. Diese ist auf die Sternpunktverlagerung zurückzuführen und kann abhängig von der Sternpunktbehandlung unterschiedlich stark ausfallen [15].

3.2.7 Schutz in Niederspannungsnetzen

Fehler im Niederspannungsnetz können nie ausgeschlossen werden. Deshalb müssen diese so schnell wie möglich erkannt werden und vom Netz geschaltet werden. Ein Kurzschluss verursacht nicht nur eine hohe Verlustleistung, sondern kann auch zur Beschädigung oder gar Zerstörung elektrischer Komponenten führen. Die Aufgabe des Netzschutzes ist es, dies zu verhindern. Dabei wird zwischen primärem und sekundärem Netzschutz unterschieden. Bei primären Schutzeinrichtungen wird der Fehlerstrom direkt über die Messeinrichtung gemessen und im Fehlerfall der Schutzmechanismus ausgelöst. Bei sekundären Schutzeinrichtungen wird hingegen der hohe Fehlerstrom mittels eines Messwandlers gemessen und anschließend die Schutzeinrichtung ausgelöst, die Messeinrichtung und der Trennmechanismus sind voneinander getrennt ausgeführt. Für die Dimensionierung der Schutzeinrichtung ist es von immenser Bedeutung den maximalen sowie minimalen Fehlerstrom zu berechnen. Einerseits wird der minimale Fehlerstrom berechnet, damit Schutzeinrichtungen ab diesem Wert ausgelöst werden. Andererseits wird der maximale Fehlerstrom für die thermische und mechanische Dimensionierung elektrischer Bauteile benötigt, um eine Beschädigung oder Zerstörung zu verhindern. Die Anforderungen an die Schutztechnik sind vielseitig und schwer miteinander zu vereinbaren. Es muss jedoch ein Kompromiss aller gefunden werden, um den Schutz des Netzes zu maximieren. Folgende Kriterien müssen von der Schutztechnik eingehalten werden:

- Selektivität
- Schnelligkeit
- Genauigkeit bzw. Empfindlichkeit
- Zuverlässigkeit
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Wirtschaftlichkeit

Diese sechs Kriterien müssen alle eingehalten werden, um einen sicheren Netzschutz zu gewährleisten. Von einem selektiven Schutz spricht man, wenn die Schutzeinrichtung den Fehlerort sowie die Art des

Fehlers erkennt und anschließend nur den fehlerhaften Abschnitt vom Netz schaltet. Weiters muss der Schutz so schnell wie möglich den Fehler erkennen und agieren, um die Fehlerentwicklung zu stoppen und eine Beschädigung der Komponenten zu verhindern. Die Genauigkeit und Empfindlichkeit sowie die Zuverlässigkeit der Schutzeinrichtungen sorgen dafür, dass die Schutzeinrichtung nur eingreift, wenn ein Fehler vorhanden ist. Die gesamte Schutzkette muss zuverlässig funktionieren. Aufgrund der hohen Ströme, die während eines Kurzschlusses auftreten, kommt es auch zu einer hohen elektromagnetischen Beeinflussung der Schutztechnik. Die Messeinrichtungen müssen dieser Belastung standhalten und dürfen das Ergebnis nicht verfälschen. Die Realisierung soll so kostensparend wie möglich erfolgen um die kapitalintensive Netzplanung entsprechend wenig zu belasten [3], [7].

Beim Netzschutz unterscheidet man prinzipiell zwischen vier Schutzgeräten bzw. deren Funktionen: Überstrom-, Distanz-, Differential- und Erdschlussschutz. Beim Überstromschutz löst die Schutzeinrichtung bei Überschreitung einer gewissen Strombelastung aus (unabhängiger Überstromzeitschutz, UMZ) wohingegen der abhängige Überstromzeitschutz (AMZ) über eine variable Auslösekennlinie verfügt. Bei einer sehr hohen Strombelastung wie bei einem Kurzschluss löst der Schutz sofort aus. Ist jedoch der Fehlerstrom kleiner, so muss diese Belastung länger andauern damit die Schutzeinrichtung reagiert. Beim Hochlauf großer Maschinen kann diese Schutzeinrichtung ungewollt auslösen. Deshalb muss eine Rush-Stabilisierung implementiert werden damit der hohe Anlaufstrom nicht zu einer Fehlauflösung des Schutzes führt. Der Nachteil dieses Verfahrens ist, dass die Staffelung des Schutzes aufgrund der nichtlinearen Auslösekennlinie nicht trivial ist. NH-Sicherungen, welche in Niederspannungsnetzen oft eingesetzt werden, agieren nach dem Prinzip des AMZ. Der Vorteil von NH-Sicherungen ist, dass diese einfach implementiert werden können und kostengünstig sind. Der Nachteil ist jedoch, dass diese nach einem Auslösen der Sicherung nicht mehr verwendet werden kann und ausgetauscht werden muss (Schmelzsicherung). In einem Strahlennetz kann die Selektivität gewährleistet werden, sobald die Sicherungen entlang eines Stranges hinsichtlich deren Nennstrom bzw. deren Charakteristika abstuftend eingebaut werden. In Maschen- und Ringnetzen kann die Selektivität mit diesem Verfahren nicht gewährleistet werden. Hier müssen in der gesamten Struktur die gleichen Sicherungen verwendet werden. Im Fehlerfall ist das Netz selektiv, sofern im fehlerhaften Zweig ein höherer Strom fließt als in der restlichen Struktur. Jedoch kann dies, aufgrund der nichtlinearen Auslösekennlinie, nicht immer gewährleistet werden [3], [27].

Abhilfe kann ein unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais schaffen. Diese Schutzeinrichtung besitzt einen konstanten Zusammenhang zwischen Strom und Auslösezeitpunkt der Schutzeinrichtung. Mit einem UMZ kann eine Zeitstaffelung von Schutzeinheiten einfacher implementiert werden. Dadurch kann der Fehler im Netz auf ein kleineres Gebiet eingegrenzt werden. Eine Spezialform ist das UMZ mit Richtungskriterium. Dieses ist vor allem bei Ring- oder Maschennetzen von enormer Bedeutung da es nicht nur den Strom misst, sondern auch die Flussrichtung erkennt. So können auch in Ring- und Maschennetzen Fehler erkannt werden, jedoch auch ohne vollkommener Gewährleistung der Selektivität [3], [27].

Deshalb wird in vermaschten Netzen oft ein Distanzschutz eingesetzt. Dieser wird oftmals zum Schutz von Leitungen eingesetzt. Das Messprinzip zur Fehlererkennung im Netz beruht dabei auf einer

Impedanz Messung. Das Distanzschutzrelais misst Spannung sowie Strom und berechnet daraus die Impedanz der Leitung. Kommt es nun zu einem Fehler im Netz, so verkleinert sich die Leitungsimpedanz und die Schutzeinrichtung greift ein. Der Distanzschutz ist hochselektiv, da der Fehlerort durch die Impedanz Messung lokalisierbar ist und nur die fehlerhafte Leitung vom Netz geschaltet wird [3], [27].

Ein weiteres hochselektives Schutzprinzip ist der Differentialschutz. Er misst den zufließenden und abfließenden Strom innerhalb der schützenden Komponente. Solange die Differenz der beiden Ströme gleich null ist, liegt kein Fehler vor. Sobald das Ergebnis ungleich null ist fließt der Strom über einen anderen Zweig ab und es liegt ein Fehler vor. Ein einfaches Beispiel für den Differentialschutz ist der Fehlerstrom-Schutzschalter (FI). Der Differentialschutz ist aufgrund seines Messprinzips zur Fehlererkennung ein äußerst genaues und zuverlässiges Schutzprinzip. Aus diesem Grund wird dieser auch zum Schutz von hochsensiblen elektrischen Komponenten verwendet [3], [27].

Das Prinzip des Erdschlussschutzes befasst sich damit, dass es bei einem Erdschluss zu einer Verlagerungsspannung und einen Erdschlussstrom kommt. Diese werden zur Detektion und Lokalisierung des Fehlers verwendet. Der Unterschied zu den anderen Prinzipien ist, dass im Fehlerfall dieser nicht automatisch behoben wird, sondern nur eine Meldung an die Schaltzentrale abgesetzt wird [3], [27].

Neben dem Geräteschutz ist im Niederspannungsnetz vor allem der Personenschutz von enormer Bedeutung. Man unterscheidet zwischen Schutz von direktem und indirektem Berühren. Vom Schutz gegen direktes Berühren spricht man, wenn das Berühren spannungsführender Teile durch Isolierung verhindert wird. Der Schutz gegen indirektes Berühren hat für den Schutz gegen elektrischen Schlag von Menschen und Nutztieren im Fehlerfall zu sorgen. Die entscheidenden Faktoren, ob es zu einem lebensgefährlichen elektrischen Schlag kommt, sind die Höhe der Spannung bzw. des Stromes, die Einwirkdauer sowie die Art der Spannung. Von einer unbedenklichen Berührungsspannung spricht man, wenn diese unter 50 V Effektivwert bei Wechselspannung oder 120 V bei Gleichspannung liegt. Im Normalfall ist Gleichspannung weniger Bedenklich als eine 50 Hz Wechselspannung. Der Grund dafür ist, dass das Herz bei einer 50 Hz Wechselspannung Impulse bekommt, 50-mal in der Sekunde zu schlagen und es somit leichter zu einem Herzkammerflimmern kommen kann. Steigt die Frequenz weiter, so sinkt die Eindringtiefe des Stromes und auch hohe Spannungen von mehreren kV können für den Menschen ungefährlich sein. Diesen Effekt nennt man Skin Effekt. Weiters wirft die Gleichspannung den Körper von den Betriebsmitteln weg wohingegen die Wechselspannung den Körper verkrampfen lässt. Je höher die Spannung im Fehlerfall, desto schneller muss die Schutzeinrichtung eingreifen [3], [28].

Um einen effizienten Netzschutz zu gewährleisten muss bestimmt werden, wie im Fehlerfall der Strom abfließt. Im Wesentlichen unterscheidet man dabei grundsätzlich drei Netzformen nach Art der Erdverbindung. Am häufigsten wird ein TN-System (Nullung) eingesetzt. Die Buchstaben TN deuten dabei auf die Art der Erdung hin. Der erste Buchstabe kennzeichnet die Erdung am Verteiltransformator und der zweite die Anlagenerdung. Für das TN-System bedeutet das, dass der Sternpunkt des Transformators geerdet ist und über einen Leiter mit der Anlagenerdung verbunden ist. Man unterscheidet dabei zwischen drei verschiedenen Ausführungsformen:

- In einem TN-C-System werden Neutral- und Schutzleiter als ein Leiter, dem PEN-Leiter, ausgeführt. Aufgrund der Doppelfunktion von Schutzleiter (PE) und Neutralleiter (N) in einem Leiter deutet das, im Betrieb von einphasigen Geräten oder unsymmetrischer Belastung, auf eine große Gefahrenquelle hin: Am Gehäuse von elektrisch versorgten Geräten liegt immer eine Spannung an. Im Worst-Case Szenario kann das die volle verkettete Spannung (400 V) sein. Weiters liegt bei einer Unterbrechung des PEN-Leiter bei allen Gehäusen, die vor der Unterbrechungsstelle liegen, die volle Strangspannung von 230 V an. Aus diesem Grund sind TN-C-System in der Gebäudeinstallation nicht mehr erlaubt.
- Im Gegensatz dazu wird in einem TN-S-System Schutz- und Neutralleiter separat geführt. Die Gefahren des TN-C-Systems kommen hier nicht zum Vorschein da Neutral- und Schutzleiter vom Sternpunkt des Verteiltransformators durchgehend getrennt sind. Der Nachteil dieses System liegt im höheren Aufwand der Verkabelung und in den daraus folgenden höheren Kosten.
- Die Kompromisslösung ist das TN-C-S-System. Hier wird der Neutral- und Schutzleiter bis zur Kundenanlage als gemeinsamer PEN-Leiter verlegt und anschließend aufgeteilt. Diese Variante kompensiert die Nachteile des TN-C- sowie TN-S-Systems und wird deshalb bei Hausanschlüssen verwendet.

Eine weitere Art der Netzformen ist das TT-System. Hier wird bei der Kundenanlage ein lokaler Erder verbaut. Dieser ist über das Erdreich mit dem geerdeten Transformatorsternpunkt verbunden. Im Fehlerfall kommt es zu einem Überstrom, der die Schutzeinrichtung der Zuleitung zum Auslösen bringt. Die Voraussetzung, dass dieses Schutzprinzip funktioniert ist, dass der Anlagenerder einen kleinen Widerstand besitzt [2], [3], [17], [29].

Abschließend soll noch das IT-System erwähnt werden. Hier wird der Transformatorsternpunkt isoliert betrieben und die Anlage lokal geerdet. IT-Systeme werden dort eingesetzt, wo im einfachen Fehlerfall die Stromversorgung aufrechterhalten werden muss. Bei einem Isolationsfehler wird dieser von einer Isolationsüberwachungseinrichtung erkannt und anschließend entschieden, ob die Anlage vom Netz getrennt werden soll [2], [3], [17], [29].

3.2.8 Konventionelles Netz im Vergleich zu Smart Grids

Der Lastfluss in elektrischen Niederspannungsnetzen entwickelt sich von einem unidirektionalen zu einem bidirektionalen. Der Grund dafür ist, dass sich die Erzeugung elektrischer Energie dezentralisiert. Neben Erzeugern und Konsumenten kommt eine dritte Art von Netzteilnehmer, der „Prosumer“, hinzu. Dabei handelt es sich um Konsumenten sowie Produzenten. Ein Beispiel dazu sind Haushalte mit einer Photovoltaik Anlage. Wird in einem Niederspannungsnetz während einer Schwachlastphase durch erneuerbare Energieträger mehr Energie eingespeist als der Eigenverbrauch des Netzgebietes, so kann es zu einer Richtungsänderung des Lastflusses kommen. Transformatoren und die Schutzeinrichtung sind nicht für diesen bidirektionalen Lastfluss ausgelegt und können dadurch beschädigt werden oder im Fehlerfall diesen nicht erkennen. Mitunter aus diesem Grund wird versucht, konventionelle Netze in Smart Grids überzuführen. In einem Smart Grid werden alle Netzteilnehmer intelligent integriert um eine sichere, effiziente und profitable Energieversorgung zu gewährleisten. In einem konventionellen Netz wird, sobald ein Engpass eines Betriebsmittel erreicht wird, dieses verbessert. Transformatoren werden für höhere Leistungen dimensioniert, Kabeln parallel verstärkt und an manchen Stellen ein Speicher eingesetzt. Dieser Ansatz ist sehr kostenintensiv und wird daher nicht verfolgt. Vielmehr wird versucht über ein intelligentes Erzeugungs- bzw. Lastmanagement die jeweiligen Spitzen im Erzeugungs- oder Lastprofil zu glätten. Die Grundlagen, um ein Smart Grid zu implementieren sind eine gute und zuverlässige Informations- und Kommunikationstechnik sowie Messdaten. Im konventionellen Netz ist dies nicht gegeben. Um an Messdaten zu gelangen werden Smart-Meter und Grid Monitoring Devices eingebaut. Sie sollen die Ferraris Zähler in Haushalten ablösen und den Leistungsverbrauch in einer Auflösung von 15 min den Lastgang genau abbilden. So kann eine effiziente Erzeugung von elektrischer Energie gewährleistet werden. Weiters soll durch gezieltes Schalten im Netz die Netzverluste minimiert werden. So soll während Erzeugungsspitzen aus den erneuerbaren Energien stromstarke Lasten versorgt werden. Darüber hinaus soll es auch möglich sein, bei geringer Erzeugung diese stromstarken Lasten, sofern möglich, abzuschalten. Es soll die Last an die Erzeugung angepasst werden [1], [3].

4 Methodik

Im folgenden Kapitel wird nun näher auf das Verhalten eines Niederspannungsnetzes im Kontext eines Smart Grids eingegangen. Dabei soll auf das temporäre Vermaschen von Strahlennetzen sowie offenen Ringnetzen während unterschiedlichen Lastsituationen eingegangen werden. Dies wird am Beispiel eines urbanen Netzes mit Hilfe der Netzberechnungssoftware DIgSILENT Power Factory untersucht.

4.1 Das Netzmodell

Für die Dimensionierung des Netzmodells wurden Daten, der Wiener Netze GmbH zur Verfügung gestellt. Dazu wurde der Verkabelungsplan sowie alle verwendeten Betriebsmittel eines Wiener Stadtentwicklungsgebietes, welches hinsichtlich seiner Infrastruktur als Smart City aufgebaut ist, bereitgestellt. Hinsichtlich elektrischer Energie bedeutet dies, dass die Versorgung in diesem Stadtteil so effizient und versorgungssicher wie möglich erfolgt. Im gesamten Gebiet werden 24 630 kVA Transformatoren eingesetzt, welche in 12 Ortsnetztrafostationen verbaut sind. Das Gebiet wird mittels Kabel der Type E-AYY 150 mm² mit einer Gesamtlänge von 18,1 km versorgt, Freileitungen werden keine verwendet (100 % Verkabelungsgrad). Um die Komplexität der Analyse und der darauffolgenden Simulationen im Rahmen zu halten wird im Zuge dieser Arbeit, das Netzmodell auf eine Ortsnetztrafostation begrenzt.

Für die weiteren Betrachtungen sollen nur die essentiellen Bestandteile des Netzes abgebildet werden (um die Komplexität und Einflüsse zB durch Schutzeinrichtungen gering zu halten), diese sind: der Transformator, die Trennstellen, die Schleifenkästen sowie jeweils die Zusammenfassung von mehreren Netzkunden. Dennoch sollen alle Informationen zur Beschreibung des Netzgebietes (Energiebedarf und installierte Leistung) vorhanden sein, um im Nachhinein nachvollziehbare Ergebnisse und Erkenntnisse aus den Simulationen zu erhalten. Der Verbrauch der zusammengefassten Netzkunden wird mittels der verfügbaren Daten von Messgeräten zur Netzüberwachung (engl. Grid Monitoring Device, GMD) dargestellt. Dazu wird der gesamte Jahresverbrauch an jeder Messstation ermittelt und im Anschluss die Netzkunden aus mehreren Lasten mit unterschiedlichen Lastprofilen nachgebildet. Das dadurch entstehende Netzmodell soll nun genauer beschrieben und hinsichtlich darin enthaltener Besonderheiten diskutiert werden. Als Bezugspunkt dient ein übergeordnetes starres Netz, welches mittels einer 10 km langen Leitung die Mittelspannungssammelschiene der beiden Transformatoren versorgt. Diese transformieren die Spannung von 10 kV auf 400 V verkettete Spannung (bzw. 230 V je Strang gegen Erde). In Abbildung 4.1 ist die grundlegende Struktur des Netzes ersichtlich. Die, mittels GMD Daten zusammengefassten Netzkunden sind mit ihren Messstationsnamen versehen, wobei die beiden Stationen TS10xx eine Zusammenfassung mehrerer Stationen bilden, um die Darstellung übersichtlicher zu gestalten. Weiters wird darauf verzichtet, den im realen Netz vorhandenen Batteriespeicher in das Model zu implementieren, da dazu nicht ausreichend Daten zur Verfügung stehen. Die Netzsimulation nähert sich dadurch einem Worst-Case-Szenario an, da ein gut implementierter Speicher zu einer Entlastung des Netzes führen

würde. Die Versorgung der Netzkunden wird mittels eines offenen Ringnetzes bzw. Strahlennetzes realisiert. Über die drei Schleifenkästen SK E4 1, SK E4 2 und SK E6 können mittels Leistungsschalter (im realen Netz aktuell nicht implementiert) verschiedene Schalthandlungen durchgeführt werden. So kann die Netzstruktur geändert oder im Fehlerfall die Netzkunden von einem anderen Strang versorgt werden. Mit diesen Schaltmöglichkeiten können aus den offenen Ringnetzen geschlossene Ring bzw. Maschennetze erzeugt werden. In weiterer Folge soll das Netzmodell mit einer Ladestation für Elektrofahrzeuge (en. Electric Vehicle Charging Station, EVCS) und einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage) erweitert werden. Mit dem Hinzufügen dieser Verbraucher bzw. Erzeuger gehen neue Herausforderungen für das Niederspannungsnetz wie beispielsweise Lastflüsse von der konventionellen Verbraucherebene (zB. Haushalte und Industrie) in Richtung Versorgung (zB. Mittelspannungsebene) einher. Ein möglicher Ansatz zur Bewältigung dieser Themen ist temporäre Vermaschung.

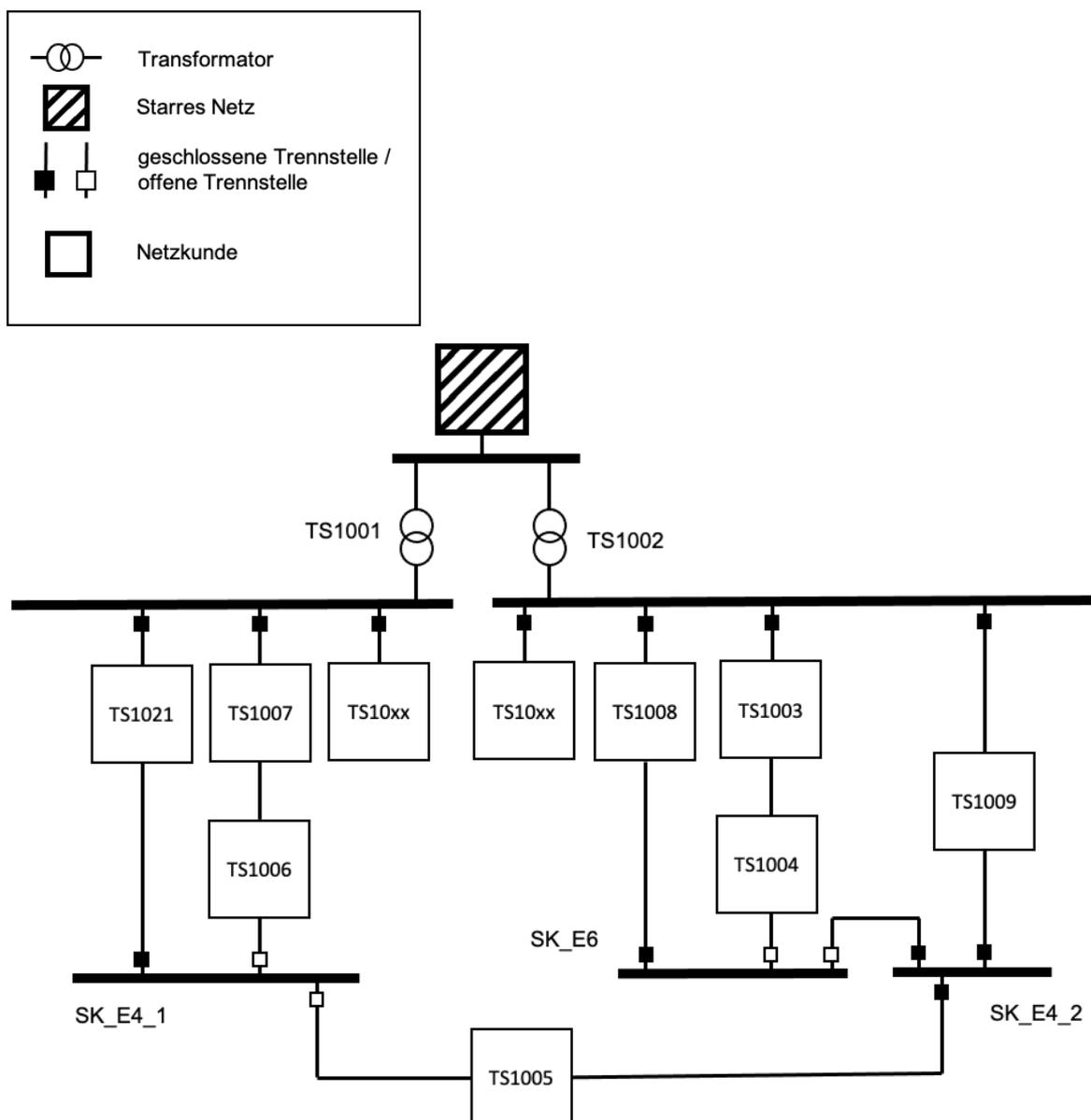


Abbildung 4.1: Vereinfachtes Netzmodell

4.1.1 Analyse des Netzes

Um das in Kapitel 4.1 beschriebene Netzmodell realitätsnahe im Sinne einer Quasi-Dynamischen Simulation (QDS) zu betreiben ist eine Vielzahl an Messdaten dieses Gebietes erforderlich. Dahingehend kann auf die Datenerfassung mittels 18 GMDs, welche in verschiedenen Gebieten des Netzes installiert sind, zurückgegriffen werden. Diese Daten bilden die Grundlage für sämtliche Simulationen des in Abbildung 4.1 dargestellten Netzmodells. Auflösung der Daten beträgt 2,5 Minuten und umfasst einen Zeitraum von 2016 bis 2019. Ein Datensatz umfasst folgende Informationen: die Zeit, den Effektivwert des Stromes sowie der Spannung, die Wirk- bzw. Blindleistung aller Phasen sowie den $\cos(\varphi)$ aller Phasen im Verbraucherzählpeilsystem. Eine Messstation erfasst innerhalb eines Jahres 525600 Datensätze. Daraus ergeben sich insgesamt mehr als 2 Mio. Datensätze für den genannten Zeitraum. Aufgrund dieser hohen Anzahl an Datensätze sowie der ständige Ausbau dieses Stadtgebietes wurde die Entscheidung getroffen, das Netzmodell nur anhand der Messdaten aus dem Jahr 2019 zu parametrieren, da man dadurch den Leistungsbedarf eines Jahres bereits abgedeckt hat sowie sämtliche jahreszeitliche Effekte abdecken kann. Dabei muss zusätzlich beachtet werden, dass Datensätze aufgrund von Fehlern in der Messdatenerfassung auch unvollständig sein können. Die Analyse der Messdaten erfolgt hierbei mit dem Softwarepaket MATLAB, um eine effiziente Datenverarbeitung zu gewährleisten. Folgende Punkte gilt es dabei zu untersuchen:

- Gesamtbedarf an Wirkenergie über ein Jahr und der Vergleich zwischen dem Energiebedarf im Frühling, während der Übergangszeit sowie im Winter
- Blindenergiebedarf sowie der zugehörige $\cos(\varphi)$ über ein Jahr
- Wirkleistungsbedarf über einen Tag und der Vergleich mit den Standortlastprofilen
- Blindleistungsbedarf und der zugehörige $\cos(\varphi)$ über einen Tag

Anhand dieser Analysen soll das Netzmodell in DiGSILENT PowerFactory modelliert werden. Dazu soll von jeder Messstation der gesamte Energiebedarf über das Jahr 2019 ermittelt werden. Im Anschluss werden die Lasten, auf Basis des Wirkleistungsbedarfs, mit den entsprechenden Lastprofilen in der Simulationssoftware angepasst. Eine genaue Zuteilung der Netzteilnehmer mit den entsprechenden Lastprofilen ist nicht möglich da die dafür benötigte Daten aufgrund des Datenschutzes nicht vorliegen.

4.1.1.1 Wirkenergiebedarf

Abbildung 4.2 zeigt den Jahresverlauf des gemessenen Wirkenergiebedarfs an der Messstation TS1002 (diese befindet sich direkt an einem Transformator und erfasst somit die Energiedaten eines gesamten Netzabschnittes) im Jahr 2019. Dazu werden alle Wirkleistungen eines Tages aufsummiert, durch die Anzahl der gemessenen Leistungswerte dividiert und im Anschluss mit 24 multipliziert. Das Ergebnis ist der Energiebedarf eines Tages in kWh und wird an der Ordinate dargestellt.

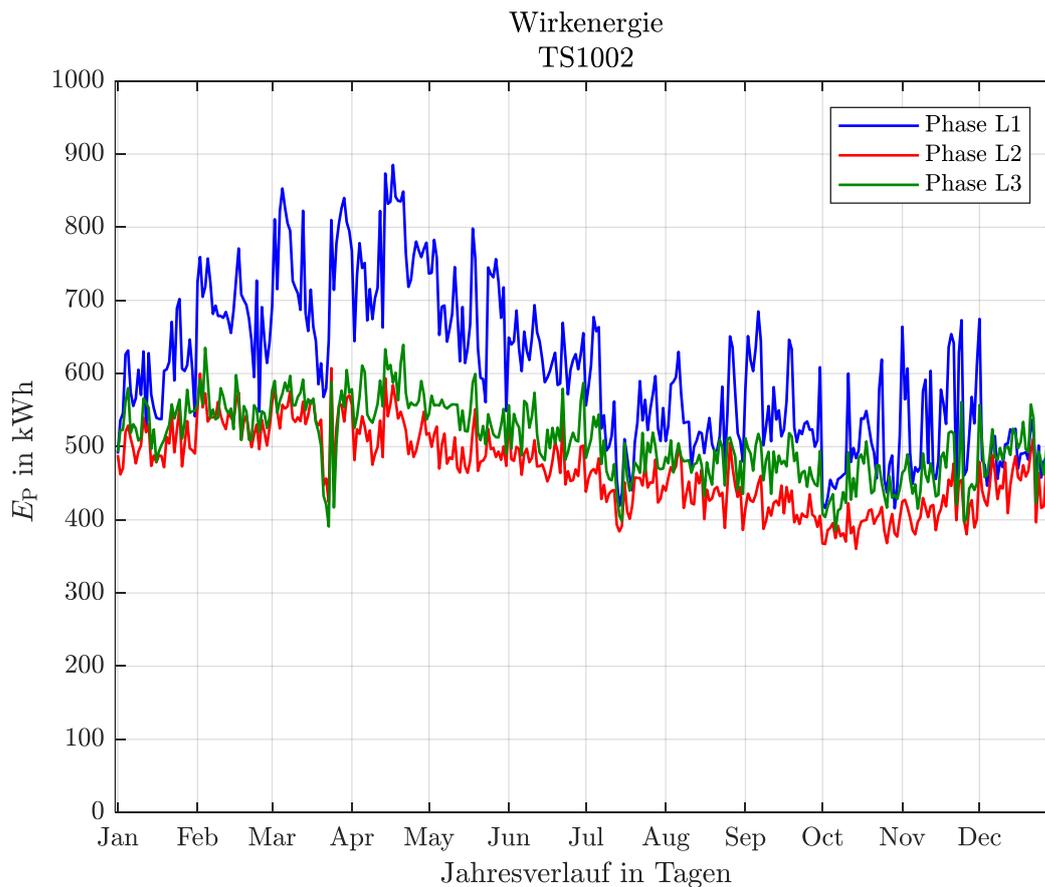


Abbildung 4.2: Messwerte der Wirkenergie an Station TS1002 im Jahr 2019

Es ist zu erkennen, dass der Energiebedarf an den drei Phasen L1, L2 und L3 unterschiedlich ist. Vor allem der Energiebedarf der Phase A ist an fast allen Tagen stärker als bei den anderen. Der Zeitpunkt, an dem die maximale Differenz zwischen den Phasen auftritt, liegt hierbei im April. Hier kommt es zu einer 200 kWh höheren Energiebedarf gegenüber den anderen Phasen. Weiters ist ersichtlich, dass der maximale Energiebedarf in der Übergangszeit auftritt. Dies widerspricht jedoch den in 3.2.4 beschriebenen Standartlastprofilen, die ein Maximum in der Winterzeit vorsehen.

4.1.1.2 Blindenergiebedarf

Die nachfolgende Abbildung 4.3 zeigt den Blindenergiebedarf über das Jahr 2019. Hierbei entspricht die Berechnungsweise der zuvor diskutierten Wirkenergie. Der Blindenergiebedarf gibt Auskunft über die Art der Belastung des Netzes wobei zwischen einer ohmsch-induktiven sowie einer ohmsch-kapazitiven Last unterschieden wird.

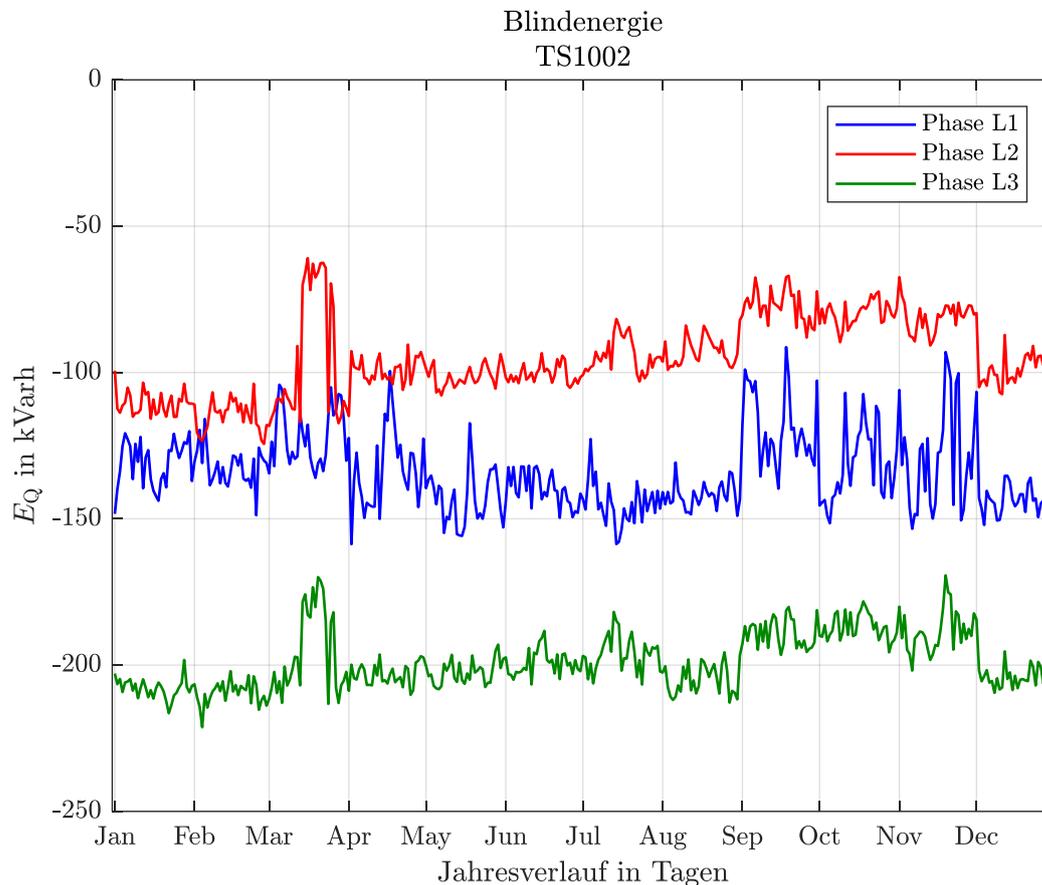


Abbildung 4.3: Messwerte der Blindenergie an Station TS1002 im Jahr 2019

Über das gesamte Jahr hinweg verhält sich das Netz ohmsch-kapazitiv¹, wobei es innerhalb eines Tages auch zu einer ohmsch-induktiven Belastung kommen kann, dies relativiert sich jedoch mit der Betrachtung über einen gesamten Tag. Eine Begründung, warum sich elektrische Versorgungsnetze von einer ohmsch-induktiven in eine ohmsch-kapazitiven Belastung entwickelt haben, kann daran liegen, dass sich vor allem in Städten der Anteil an Verkabelung deutlich erhöht hat sowie an der Vielzahl an heutzutage verwendeten Schaltnetzteilen. Weiters sind im Diagramm mehrere markante Punkte zu erkennen, an denen die Phasen über mehrere Tage hinweg einen niedrigeren kapazitiven Blindenergiebedarf aufweisen. Dieser Sprung kann aufgrund einer motorischen Last, welche ohmsch-induktiv ist, auftreten.

¹ Verbraucherzählpeilsystem

4.1.1.3 Leistungsfaktor im Jahresschnitt

Abbildung 4.4 zeigt den Jahresverlauf des Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ aller drei Phasen am Transformator TS1002. Dieser gibt das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung an und beschreibt das Ausmaß des kapazitiven bzw. induktiven Verhaltens der Netzabschnitte. Dazu wird jeweils über jeden Tag der Mittelwert des $\cos(\varphi)$ gebildet und anschließend im Diagramm dargestellt.

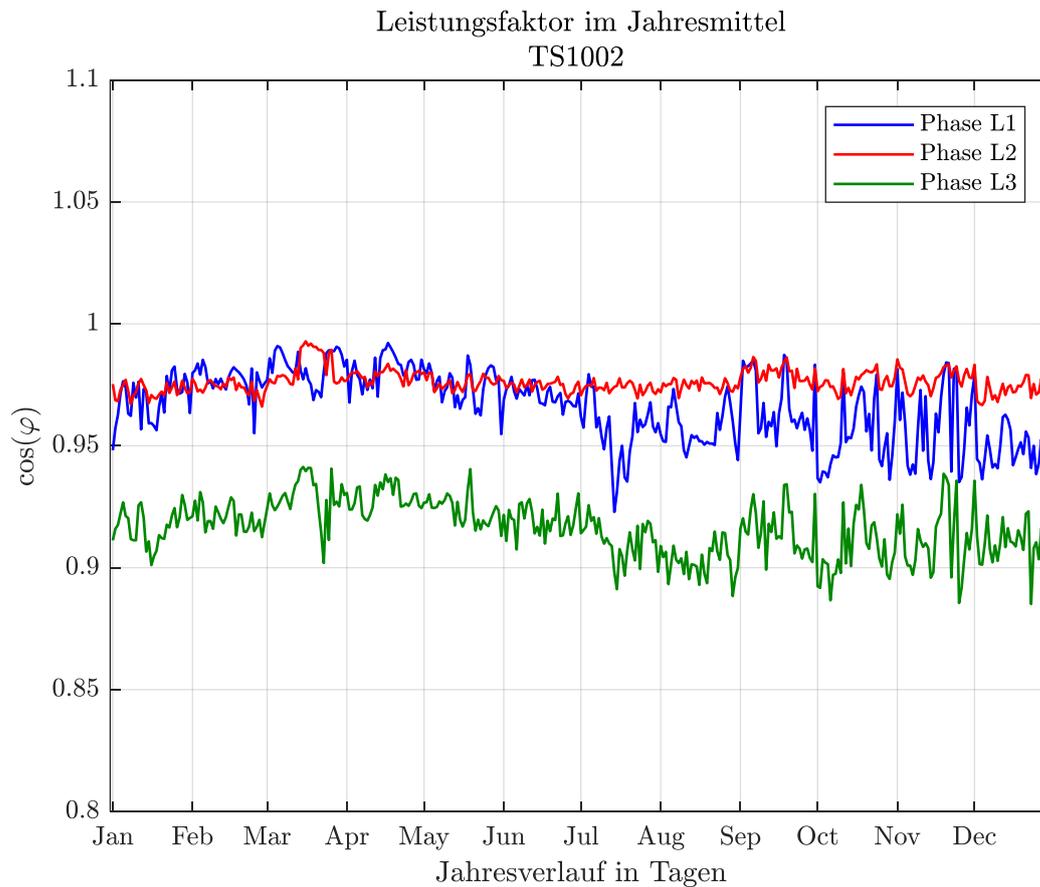


Abbildung 4.4: $\cos(\varphi)$ an Station TS1002 im Jahr 2019

Wie bereits zuvor belegt, handelt es sich um ein ohmsch-kapazitives Netz. Der $\cos(\varphi)$ gibt nun Auskunft, wie stark die kapazitive Belastung im Netz ist. Die Phase L3 ist etwas stärker kapazitiv belastet als die anderen Phasen. Auch die zuvor erwähnten Blindleistungssprünge sind im obigen Diagramm nicht zu erkennen, da der Wirkleistungsbedarf um ein Vielfaches höher ist.

4.1.1.4 Wirkleistungsbedarf

In folgendem Abschnitt wird nun der Lastfluss eines Tages genauer untersucht. Die Daten stammen wie zuvor von Messstation TS1002, welche direkt an einem der beiden Transformatoren positioniert ist. Durch die Verwendung aller vorhandenen Messwerte eines Tages kann eine Auflösung von 2,5 min erreicht werden. Es wurde bewusst auf eine Glättung der Kurve verzichtet, um auch die Darstellung kurzer Lastspitzen zu ermöglichen.

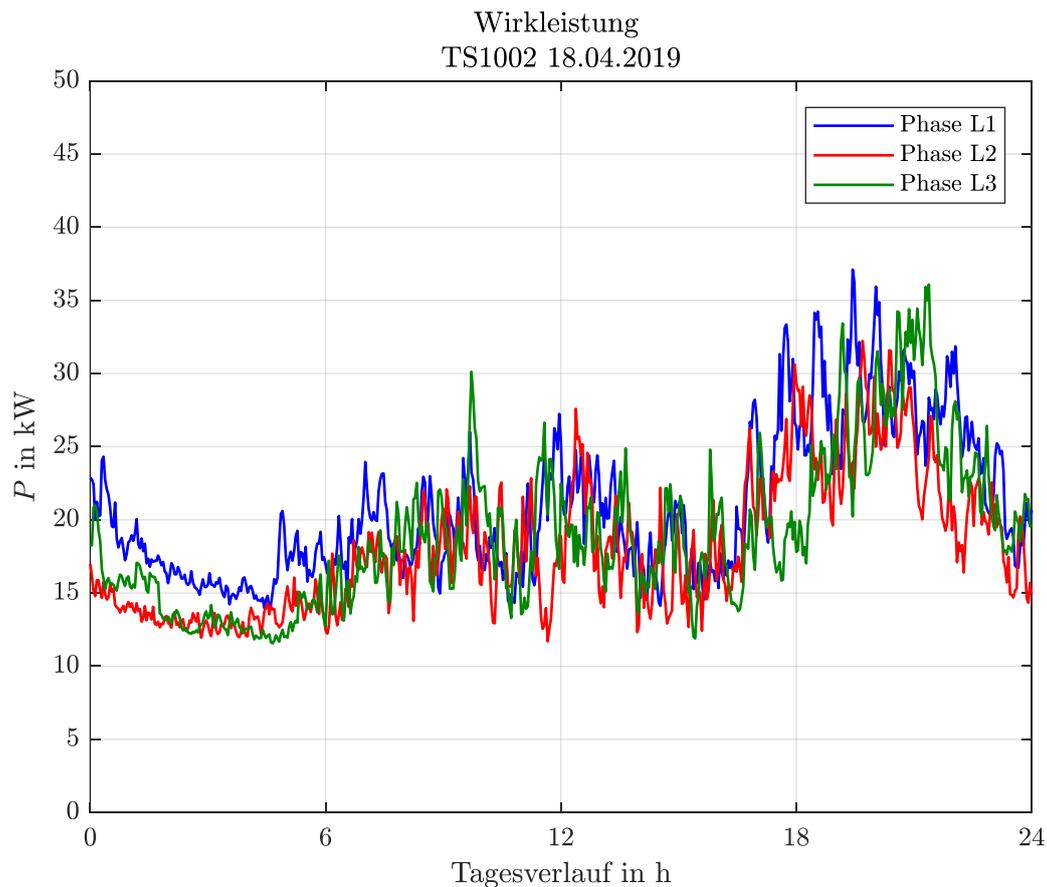


Abbildung 4.5: Wirkleistungsverlauf an TS1002 am 18.04.2019

In der oben dargestellten Abbildung 4.5 ist der Verlauf der Wirkleistung am 18.04.2019 (Donnerstag) ersichtlich. Es lässt daraus erkennen, dass es sich wahrscheinlich um ein Wohngebiet handelt, da der Verlauf der Wirkleistung einem H0 Profil (siehe 3.2.4) ähnelt. Es kommt zu Lastspitzen in der Früh, zu Mittag und am Abend, welche typisch für dieses Profil sind. Die Leistungsmaxima in der Früh sowie zu Mittag sind jedoch nicht so ausgeprägt wie im H0 Profil. Dies deutet darauf hin, dass, wie in 3.2.4 erwähnt, das H0 Profil nicht mehr aktuell ist. Die geringere Morgen- und Mittagsspitze könnte mit der höheren Berufstätigkeit der Bevölkerung (und der damit verbundenen längeren Zeit tagsüber außer Haus) zusammenhängen, weswegen u.a. auch die Lastspitze durch das Kochen zu Mittag wegfällt.

4.1.1.5 Blindleistungsbedarf

Abbildung 4.6 zeigt den Blindleistungsbedarf aller drei Phasen der Trafostation TS1002 über einen Tag. Dabei werden, in gleicher Weise wie zuvor in Abbildung 4.5, alle Messdaten eines Tages dargestellt, um die höchste Auflösung zu erreichen. Der Blindleistungsbedarf gibt Auskunft darüber, ob sich die Verbraucher im Netz ohmsch-kapazitiv oder ohmsch-induktiv verhalten. Weiters kann man aus dem Tagesverlauf erkennen, ob leistungsstarke Maschinen vom jeweiligen Netzabschnitt versorgt werden (dies macht sich durch klare Lastsprünge erkennbar).

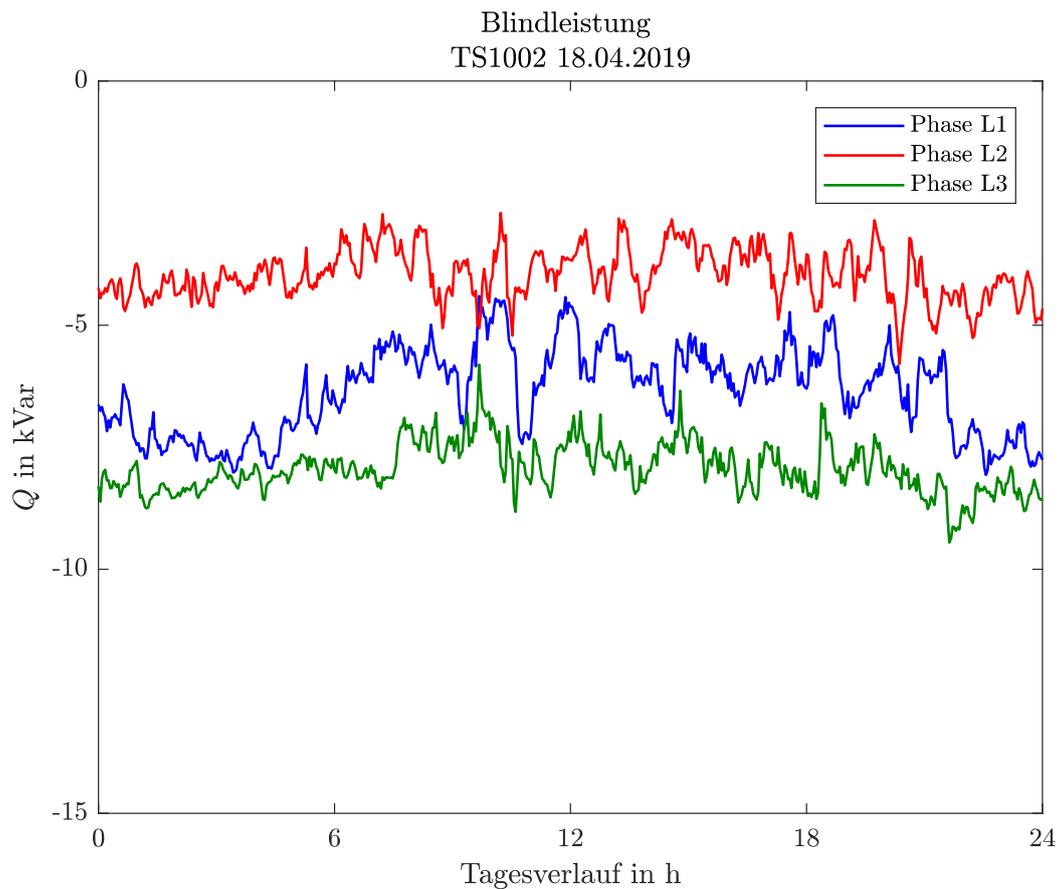


Abbildung 4.6: Blindleistungsverlauf an TS1002 am 18.04.2019

Es ist zu erkennen, dass sich der Blindleistungsbedarf über den ganzen Tag hinweg kapazitiv und volatil verhält, wodurch man kein deterministisches Verhalten erkennen kann. Einzig ein leichter Sprung der Phase L2 am späten Vormittag ist zu erkennen. Im weiteren Diagrammverlauf sind keine klaren Sprünge zu erkennen, wodurch man große Blindleistungsverbraucher ausschließen kann. Die kapazitive Belastung kann aufgrund der eingesetzten Kabel sowie der hohen Anzahl an Schaltnetzteilen auftreten.

4.1.1.6 Leistungsfaktor im Tagesverlauf

Abschließend soll der $\cos(\varphi)$ im Tagesverlauf untersucht werden. Dies soll das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung darstellen und zeigen, wie stark das Netz induktiv bzw. kapazitiv belastet wird. Elektrische Netzbetreiber versuchen stets den $\cos(\varphi)$ nah am Wert eins zu halten da dies am ökonomisch sinnvollsten ist.

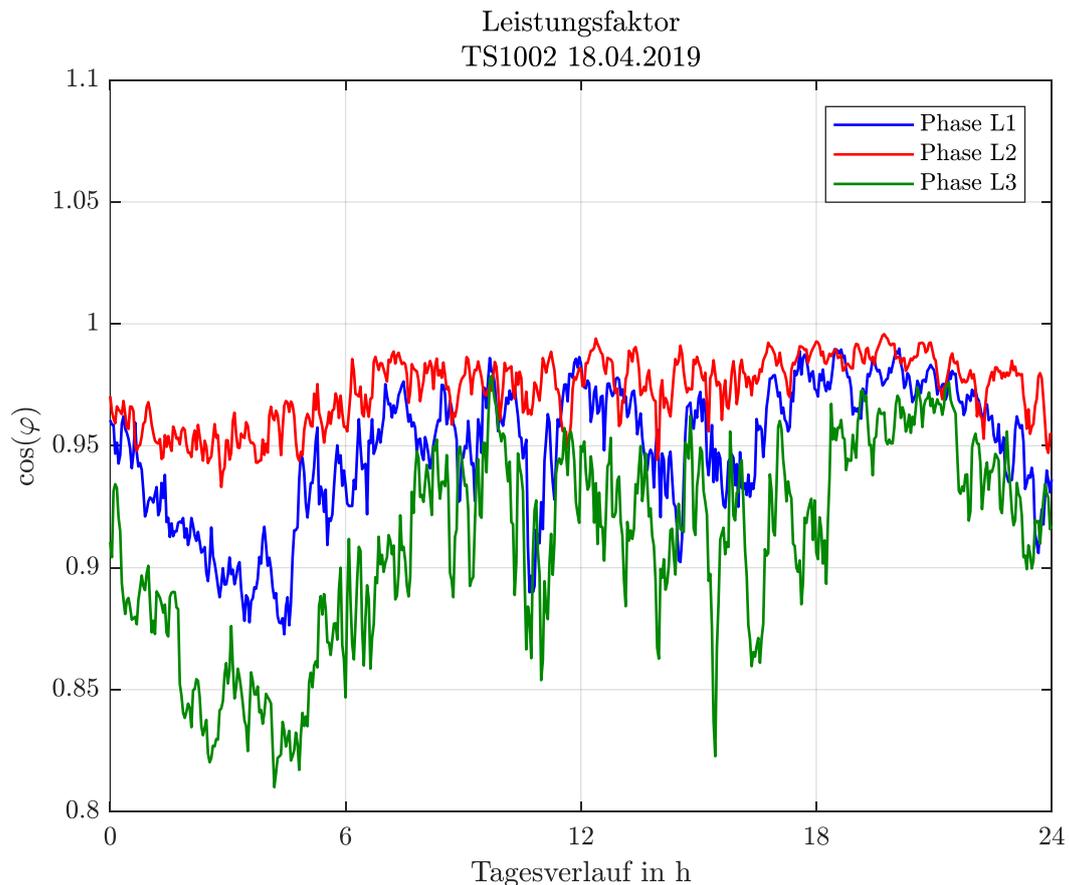


Abbildung 4.7: Tagesverlauf des $\cos(\varphi)$ an TS1002 am 18.04.2019

Abbildung 4.7 zeigt den Verlauf des $\cos(\varphi)$ über einen Tag (Donnerstag, 18.04.2019). Vor allem die Phase L2 ist über den ganzen Tag hinweg konstant im Bereich von eins. An den anderen Phasen ist der $\cos(\varphi)$ weniger konstant, was an der zuvor erwähnten höheren kapazitiven Belastung liegt. Als ein markanter Punkt im Diagramm fällt dabei der Vormittag auf, da hier der $\cos(\varphi)$ der Phase L3 mehr als alle anderen Phasen von eins abweicht. Im restlichen Tagesverlauf schwankt die Phase L3 stärker, jedoch in einem unbedenklichen Bereich.

4.2 Temporäre Vermaschung von Niederspannungsnetzen

Im folgenden Kapitel wird einer der Kernpunkte dieser Arbeit behandelt: die Auswirkungen einer temporären Vermaschung von Niederspannungsnetzen auf den Lastfluss. Dabei soll vor allem auf die Auslastung der Betriebsmittel sowie das Spannungsniveau an den Klemmleisten eingegangen werden. Die grundlegende Idee hinter einer temporären Vermaschung liegt darin, eine Überlastung des Netzes, aufgrund von kurzzeitigen Spitzenlasten durch eine Aufteilung des Lastflusses zu verhindern. Dazu sollen Strahlennetze bzw. offene Ringnetze zu vermaschten Netzen konfiguriert werden. Weiters soll auf die technische Realisierung im Netz sowie auf mögliche Komplikationen und Herausforderungen eingegangen werden.

4.2.1 Realisierung

Im Zuge dieser Arbeit soll die Realisierung einer temporären Vermaschung so einfach wie möglich gestaltet werden. Im gegebenen Netzmodell sollen bereits vorhandene Leitungen von offenen Ringnetzen für die Vermaschung herangezogen werden. So können mehrere offene Ringnetze miteinander zu einem Maschennetz vermascht werden. Für eine erfolgreiche Implementierung einer temporären Vermaschung ist eine laufende und umfassende Datenerfassung essentiell. Im Idealfall wird eine Online-Lastflussberechnung im gesamten Netzgebiet implementiert. Dies ermöglicht, den Lastfluss des Netzes in Echtzeit zu verfolgen und im Falle einer Überlast, auf diese schnellstmöglich zu reagieren. Dies ist mit einer immensen Menge an Daten verbunden, welche in diesem Ausmaß derzeit technisch nicht realisierbar ist. Deshalb wird auf eine Quasi-Online-Datenübertragung zurückgegriffen, bei der die Daten nach einem gewissen Zeitintervall an die Leitzentrale gesendet werden. So kann auf Überlastfälle mit einer kleinen Verzögerung reagiert werden. Eine weitere Herausforderung für den Netzbetreiber ist die Automatisierung des gesamten Vermaschungsprozesses. Es muss gewährleistet werden, dass im Überlastfall die jeweils optimale Schaltaktion für das Netz gewählt wird. Hinzu kommt, dass alle Schutzeinrichtungen aufgrund einer Vermaschung neu konfiguriert werden müssen. Die für Strahlennetze übliche gestaffelte Schutzeinrichtung ist bei einer Vermaschung nicht möglich. Auch der Distanzschutz sowie Differentialschutz müssen entsprechend adaptiert werden. Sobald das Netz von einem Strahlen- in ein Ring- oder Maschennetz wechselt, müssen folglich auch die jeweiligen Schutzeinstellungen entsprechend angepasst werden [15].

4.2.2 Einfluss der Vermaschung auf den Lastfluss

Die Vermaschung wirkt sich auf den Lastfluss dahingehend aus, dass sich dieser anstatt auf ein Betriebsmittel auf mehrere aufteilt. Eine genaue Steuerung ist durch eine Vermaschung jedoch nicht möglich, da sich der Lastfluss (ohne zusätzliche Maßnahmen) nach den Gesetzen von Ohm und Kirchhof einstellt. Das Hauptaugenmerk der temporären Vermaschung liegt in der Entlastung überlasteter Betriebsmittel durch eine Aufteilung des Lastflusses von einem auf mehrere Betriebsmittel. Das ohmsche Gesetz besagt, dass der Strom über den Weg des geringsten Widerstandes fließt.

Deshalb kann die größte Entlastung für ein Betriebsmittel erreicht werden, indem man einen überlasteten Strang mit einem möglichst unbelasteten vermascht. Im Idealfall erreicht man dadurch eine Entlastung um 50 %, wenn es sich um parallel verschaltete Betriebsmittel desselben Typs handelt. Dies wird in den gewählten Szenarien jedoch nicht der Fall sein, weil die Vermaschung immer über einen anderen belasteten Strang geschieht. Weiters ist eine Vermaschung zweier überlasteter Stränge nicht sinnvoll, da es zu keiner Entlastung eines Betriebsmittels kommen wird. Man würde in diesem Beispiel trotz Vermaschung keinen positiven Effekt erreichen, stünde aber vor den entsprechend diskutierten Herausforderungen der Schutzeinrichtungen. Darüber hinaus wirkt sich eine Vermaschung positiv auf das Spannungsniveau aus. An einem stark belasteten Abgang kann es an dessen Ende zu einem Absinken der Spannung kommen. Die Vermaschung wirkt sich dahingehend positiv aus, dass die Spannung über den anderen Zweig gestützt wird und dadurch nicht so stark absinkt. Als letzter positiver Punkt soll noch die Verminderung der Verlustleistung aufgrund einer Vermaschung erwähnt werden. Wie in Kapitel 3.2.5 beschrieben, steigt die Verlustleistung in Leitungen quadratisch mit dem Strom an. Im optimalen Szenario wird eine parallele Leitung zur ausgelasteten installiert. Dadurch kann eine Halbierung der Verlustleistung erzielt werden. Im gewählten Netzmodell kann diese Verringerung nicht erreicht werden, da eine Vermaschung immer über einen anderen belasteten Strang geschieht und dadurch der positive Einfluss geringer ausfällt.

4.3 Simulationsszenarien

Im folgenden Abschnitt soll näher auf die unterschiedlichen Szenarien und deren Simulationen eingegangen werden. Dies wird durch die Berechnung mehrerer Lastflüsse von Vermaschungen innerhalb des Netzmodells erreicht. Dazu soll das Netz in der Standardkonfiguration sowie bei sechs weiteren Vermaschungsszenarien untersucht werden. Um das Netz auf zukünftige Laständerungen zu überprüfen, soll zusätzlich an einem, für die Auslastungen der Betriebsmittel ungünstigen, Schleifenkasten eine EVCS und an einem anderen eine PV-Anlage implementiert werden. Die Bewertung, ob die Vermaschung eine positive Auswirkung hat, wird mittels einer Lastflussrechnung ermittelt. Hierfür werden die Auslastungen aller Betriebsmittel und das Spannungsniveau aller Schleifenkästen sowie Klemmleisten ermittelt. Um ein aussagekräftigeres Ergebnis zu erzielen, soll der Lastfluss zu unterschiedlichen Zeitpunkten berechnet werden. Dazu soll die Quasi-Dynamische Simulation (QDS) verwendet werden, die zu jeder vollen Stunde den Lastfluss des gesamten Netzgebietes berechnet. Mithilfe der hinterlegten Lastprofile soll dadurch ein quasi-dynamischer Lastflussverlauf über das ganze Jahr 2019 dargestellt werden. Das Ergebnis der insgesamt 8760 Lastflüsse ist die maximale Auslastung jedes Betriebsmittels und die minimale sowie maximale Spannung an jedem Schleifenkasten bzw. an jeder Klemmleiste. Der Nachteil der Quasi-Dynamischen Simulation ist, dass die Lastflüsse unabhängig voneinander berechnet werden. Dadurch wird der Einfluss einer Vorerwärmung des Kabels (was in der Realität einen nicht unerheblichen Einfluss mit sich bringt) außer Acht gelassen was bei der Betrachtung der Simulationsergebnisse berücksichtigt werden muss.

4.3.1 Erweitertes Netzmodell

Die folgende Abbildung 4.8 zeigt das erweiterte Netzmodell, auf dem die zuvor beschriebene QDS angewendet wird. Das Netz wird mit einer EVCS und einer PV-Anlage erweitert, welche für jede Simulation neu skaliert werden können. Die EVCS wird am Schleifenkasten SK E4 1 installiert, da der Leistungsbedarf an der Messstation TS1001 größer als jener an TS1002 ist und eine Platzierung am Schleifenkasten eine höhere Belastung für das Netz darstellt als eine Installation direkt an der Trafostation. Die PV-Anlage wird am SK E4 2 implementiert, um zu evaluieren, ob es zu einem positiven Effekt bezüglich der Auslastung der Betriebsmittel sowie des Spannungsniveaus kommt. Eine Platzierung direkt an der Trafostation TS1002 würde lediglich zu einer Entlastung des Transformators selbst führen und hätte auf die weiteren Betriebsmittel wenig Auswirkungen. Wie in Kapitel 4.2 erwähnt, hat eine Vermaschung auch auf die Schutzeinrichtungen erheblichen Einfluss. Da die korrekte Einstellung aller Schutzeinrichtungen zu jeder Vermaschungsart den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde, wird auf eine Implementierung des Schutzes verzichtet.

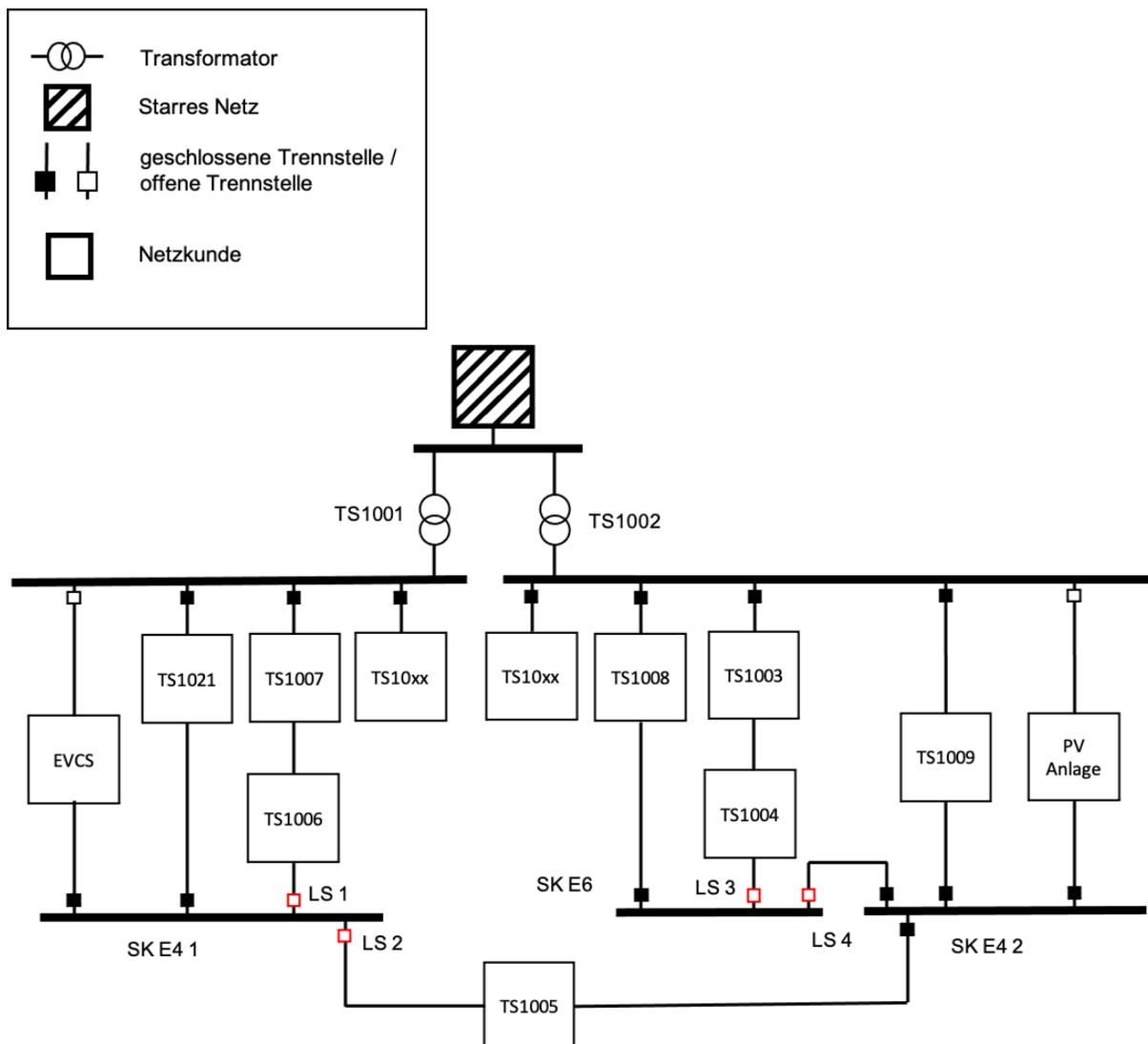


Abbildung 4.8: erweitertes Netzmodell

Alle vier Leistungsschalter, im in weiterer Folge als LS 1, 2, 3 und 4 bezeichnet, die für die Vermaschung des Netzes verwendet werden, sind rot markiert. Die schwarz eingezeichneten Leistungsschalter ändern in den nachfolgenden Analysen nicht ihren Schaltzustand. Aus den vier rot eingezeichneten Leistungsschaltern ergeben sich insgesamt 16 verschiedene Vermaschungsszenarien des Netzes ($2^4 = 16$ mögliche Kombinationen/Variationen). In weiterer Folge werden jedoch nur sechs näher behandelt, da einige Vermaschungsszenarien bezüglich der Betriebsmittelauslastung redundant sind und eine wiederholte Berechnung deswegen nicht nötig ist. Als Beispiel dazu dient folgende Konfiguration: Wird der Leistungsschalter LS 2, welcher die Schleifenkästen SK E4 1 und SK E4 2 verbinden würde, nicht geschlossen so wirkt sich jede weitere Schalthandlung an der Leistungsschalter LS 3 und LS 4 nicht auf den Lastfluss des Teilgebietes aus, welches durch den Transformator TS1001 versorgt wird.

4.3.2 Modellierung der zusätzlichen Verbraucher bzw. Lasten

Die Erweiterung des Netzmodells bringt zwei zusätzliche Netzteilnehmer mit sich. Einerseits die PV-Anlage, welche als volatile, dezentrale Erzeugungseinheit wirkt und andererseits eine Ladestation für Elektrofahrzeuge resp. EVCS, die eine starke Last symbolisieren soll. Für diese zusätzlichen Netzteilnehmer kann kein Standardlastprofil verwendet werden, weshalb ein eigenes Modell erstellt werden muss. Auf die genaue Modellierung sowie die Einbindung in das Netzmodell dieser Netzteilnehmer soll nun näher eingegangen werden.

4.3.2.1 Skalierungsfaktoren

Mit Hilfe der Skalierungsfaktoren kann man das Netzmodell mit unterschiedlichen Ausbaustufen der PV-Anlage sowie der EVCS konfigurieren. Die verschiedenen Kombinationen dieser Netzteilnehmer sind notwendig, um die Auswirkungen einer Vermaschung bei verschiedenen Last- bzw. Einspeisesituationen zu simulieren. Die Skalierungsfaktoren der PV-Anlage sowie der EVCS, in weiterer Folge als $k_{s,PV}$ und $k_{s,EVCS}$ bezeichnet, dienen als Faktoren mit denen die Nennleistungen einer EVCS oder PV-Anlage multipliziert werden. Zum besseren Verständnis wird folgendes Beispiel angeführt:

Eine EVCS mit einer Nennleistung von 11 kW wird mit einem Skalierungsfaktor $k_{s,EVCS}$ von fünf multipliziert. Für das Netzmodell ergibt sich daraus eine gesamte installierte Leistung der EVCS von 55 kW. Analog dazu berechnet sich die gesamte installierte Leistung einer PV-Anlage wobei sich dabei der Skalierungsfaktor $k_{s,PV}$ auf die installierte Einspeiseleistung bezieht.

4.3.2.2 Photovoltaik Anlage

Die Implementierung der PV-Anlage wird mittels eines PV-Elements in DigSILENT PowerFactory realisiert. Dieses ist dahingehend konfiguriert, dass die Einspeisung der elektrischen Energie abhängig von der Sonneneinstrahlung ist. Dazu werden die geografischen Koordinaten des betrachteten realen Netzgebietes eingegeben, sodass die Software die Sonneneinstrahlung im entsprechenden Gebiet berechnen kann. Auf eine etwaige Verschattung der Module wird dabei nicht eingegangen. Als PV-Modell wurde eines der in der Bibliothek der Software vorhandenen Standardmodule, das monokristalline PV-Modul Bosch c-Si 60 240-16 mit einer maximalen Leistung von 240 W, verwendet. Im PowerFactory Modell wird die gesamte PV-Anlage aus zehn Modulen mit einer Gesamtleistung von 2.4 kW implementiert. Diese werden über einen Wechselrichter angeschlossen und bilden eine Einheit. Für die anschließende Skalierung der Anlage kann die Anzahl der Einheiten beliebig gewählt werden. In der Simulation wird eine Skalierung der gesamten PV-Anlage von 0 kW bis 98.4 kW durchgeführt. So kann das Netz in seiner derzeitigen Form sowie in weiterer Folge mit einer hohen volatilen Energieeinspeisung simuliert werden.

Abbildung 4.9 zeigt das Einspeiseprofil einer PV-Anlage am 16.07.2020. Das Model in DigSILENT berechnet dabei anhand des Datums sowie der Koordinaten die Sonneneinstrahlung des Gebietes und daraus die entsprechende Leistung.

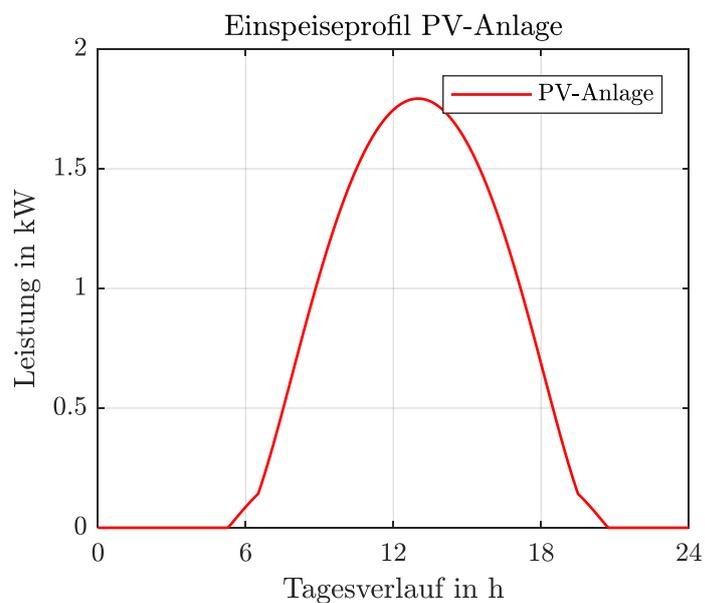


Abbildung 4.9: Kennlinie Einspeiseleistung der PV-Anlage

4.3.2.3 Ladestation für Elektrofahrzeuge (EVCS)

Aufgrund der derzeitigen Durchdringung der Elektromobilität muss das Niederspannungsnetz mehrere Ladestationen innerhalb eines Netzes versorgen können. Da das Nutzerverhalten schwer vorherzusagen ist, wird hierfür ein sehr vereinfachter Lastgang für die Ladestationen gewählt. Der Lastgang entspricht einem Lastsprung in der Früh, zu Mittag und am Abend und ist in Abbildung 4.10 dargestellt. Diese Zeitpunkte werden aufgrund der Spitzen des H0 Profils sowie eines plausiblen Ladeverhaltens angenommen. Der gesamte Leistungsbedarf ist abhängig vom Skalierungsfaktor der Anlage und kann im Bereich von 0 kW bis 451 kW in 11 kW Schritten liegen. Der $\cos(\varphi)$ der EVCS wird mit 0,98 kapazitiv gewählt, da bei großen Lasten versucht wird, einen $\cos(\varphi)$ möglichst nahe an eins zu halten und Ladestationen ein kapazitives Verhalten aufweisen. Die Skalierung der Last geschieht in 11-kW-Schritten was daran liegt, dass derzeit ein Großteil der installierten, öffentlich zugänglichen Ladestationen Ladeleistungen mit 11 kW bzw. 22 kW aufweisen. Die Höchstlast von 451 kW entsprechen dem Leistungsbedarf von 41 EVCS mit 11 kW oder von ungefähr neun 50-kW-Gleichstrom-Schnellladestationen (aktuell die am verbreitetsten Schnellladestationen). Dieses Szenario entspricht aktuell zwar noch nicht der Realität, jedoch könnte eine solche Konfiguration in Parkgaragen oder ähnlichen Einrichtungen in näherer Zukunft durchaus auftreten.

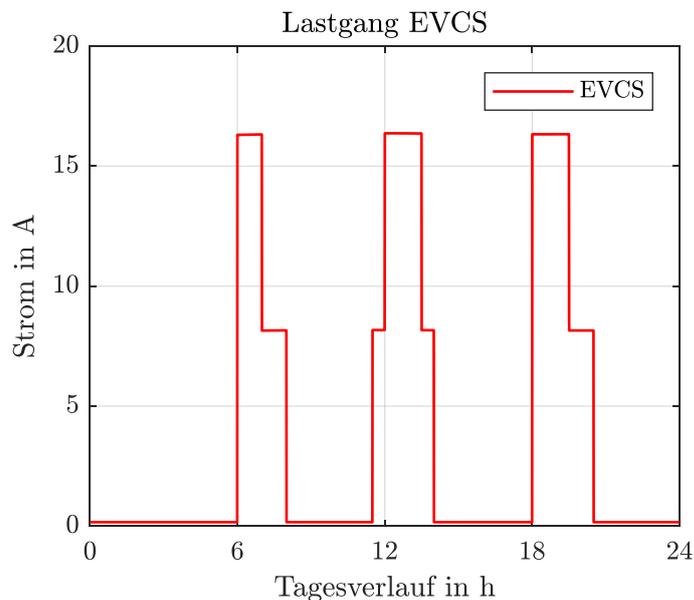


Abbildung 4.10: Lastgang der EVCS

4.3.3 Szenarien

Im folgenden Abschnitt soll näher auf die einzelnen Netzkonfigurationen bzw. die Szenarien eingegangen werden. Jedes Szenario stellt eine gewisse Schaltkonfiguration des erweiterten Netzmodells dar. Als Ausgangssituation jeder Netzkonfiguration dient die Standardkonfiguration des Netzes. In Tabelle 1 wird die Schaltkonfiguration der sechs Szenarien dargestellt. Ein X symbolisiert, dass der jeweilige Leistungsschalter LS 1, 2, 3 oder 4 geschlossen ist.

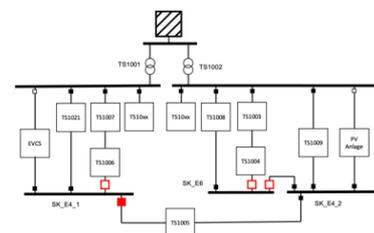
Tabelle 1: Matrix der unterschiedlichen Szenarien

Netzkonfiguration	LS 1	LS 2	LS 3	LS 4
Standardkonfiguration				
Szenario 1		X		
Szenario 2		X		X
Szenario 3	X	X		X
Szenario 4		X	X	X
Szenario 5	X		X	X
Szenario 6	X	X	X	X

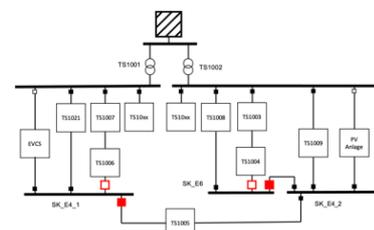
Mit diesen sechs Szenarien sowie der Standardkonfiguration wird die QDS durchgeführt. Wie bereits erwähnt wird hierbei die maximalen Auslastungen der Betriebsmittel sowie das minimale und maximale Spannungsniveau an den Klemmleisten über ein Jahr analysiert. Auf eine temporäre Vermaschung wird, während den einzelnen Simulationen, bewusst verzichtet, da man den Einfluss der Vermaschung über ein ganzes Jahr für jedes Szenario finden möchte. Aus diesen Simulationsdaten sollen anschließend unterschiedliche Vergleiche bezüglich Netzkonfiguration, Einspeisung aus der PV-Anlage sowie der EVCS erstellt werden.

Nachfolgend werden die Besonderheiten aller Szenaren beschrieben. Die Miniaturansichten des Netzmodells sollen dabei zum leichteren Verständnis der einzelnen Szenarien dienen, wobei ein rot ausgefülltes Kästchen, den geschlossenen Schalter in diesem Szenario darstellen soll.

Im ersten Szenario soll die offene Ringstruktur zwischen den beiden Transformatoren geschlossen werden. Dazu wird der Leistungsschalter LS 2 geschlossen, welcher die Schleifenkästen SK E4 1 und SK E4 2 über den Abgang TS1005 verbindet.



Das zweite Szenario kann als Erweiterung des ersten angesehen werden. Hier werden neben dem Leistungsschalter LS 2 auch LS 4 geschlossen. Dadurch sind alle Schleifenkästen miteinander verbunden.



5 Resultate

Im folgenden Kapitel soll nun auf die Ergebnisse der Simulationen eingegangen werden. Aus den rund 16 Mio. Lastflussberechnungen werden dabei nun vor allem jene Fälle genauer untersucht, bei denen es zu einer möglichen Überlastung von Leitungen oder anderen Betriebsmittel kommen kann. Insbesondere Leitungen, die eine Zuleitung zu den unterschiedlichen Schleifenkästen herstellen sowie die Spannung an Schleifenkästen sollen untersucht werden. An diesen Stellen können die Auswirkungen einer temporären Vermaschung am deutlichsten beobachtet werden.

5.1 Auslastung der Betriebsmittel

Das Ergebnis der Quasi-Dynamischen Simulation liefert die maximale Auslastung eines Betriebsmittel innerhalb eines Jahres. Wie in Kapitel 3.2.3 beschrieben, soll in der Netzplanung ein Transformator nie mehr als zu 66% und Leitungen nie mehr als zu 50 % deren Nennleistungen ausgelastet werden. Diese Limits werden gesetzt, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, da bei einer Auslastung von über 100 % das jeweilige Betriebsmittel (zumindest langfristig) Schäden erleiden kann und dessen Lebensdauer entsprechend reduziert wird. Die Schutzeinrichtungen würden im Falle einer zu hohen Auslastung diese erkennen und die jeweilige Leitung vom Netz nehmen. Dennoch sind bei den folgenden Simulationen Ergebnisse mit einer Auslastung über 100 % möglich, um den Effekt der Vermaschung besser zu verdeutlichen. Die nachfolgenden Unterkapitel untersuchen dahingehend den Einfluss einer EVCS bzw. einer PV-Anlage beziehungsweise auf die Auslastung.

5.1.1 Einfluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge

Im folgenden Fall wird der Einfluss einer Ladestation für Elektrofahrzeuge auf den Lastfluss untersucht. Dazu wird die Auslastung einer Leitung analysiert, welche als Zuleitung zur EVCS dient. Eine EVCS ist im Netzmodell als eine vom Skalierungsfaktor $k_{s,EVCS}$ abhängige Last implementiert wobei eine Erhöhung von $k_{s,EVCS}$ folglich zu einer Erhöhung der Auslastung führt. Wie zu erwarten, tritt die höchste Belastung des Netzes an einem Werktag im Winter auf. Dies kommt daher, dass die Verbraucher im Netz mit einem Standardlastprofil, welches den maximalen Verbrauch in den Wintermonaten aufweist, modelliert werden und die EVCS an jedem Tag denselben Lastgang hat. Einen genauen Tag kann man dabei nicht definieren da dieser je nach Betriebsmitteln unterschiedlich ist.

In folgender Abbildung 5.1 wird die Auslastung der Leitung (in Abhängigkeit von $k_{s,EVCS}$) dargestellt, welche den Netzkunden TS1021 mit dem Schleifenkasten SK E4 1 verbindet und wird in weiterer Folge als Leitung Lt TS1021 bezeichnet. Die PV-Anlage wird mit einem Skalierungsfaktor (siehe 4.3.2.1) $k_{s,PV} = 0$ betrieben um lediglich die Auswirkungen der EVCS darzustellen. In weiterer Folge wird

derselbe Fall mit einer maximalen Einspeisung der PV analysiert, um mögliche Kompensierungen durch eine dezentrale Einspeisung zu untersuchen.

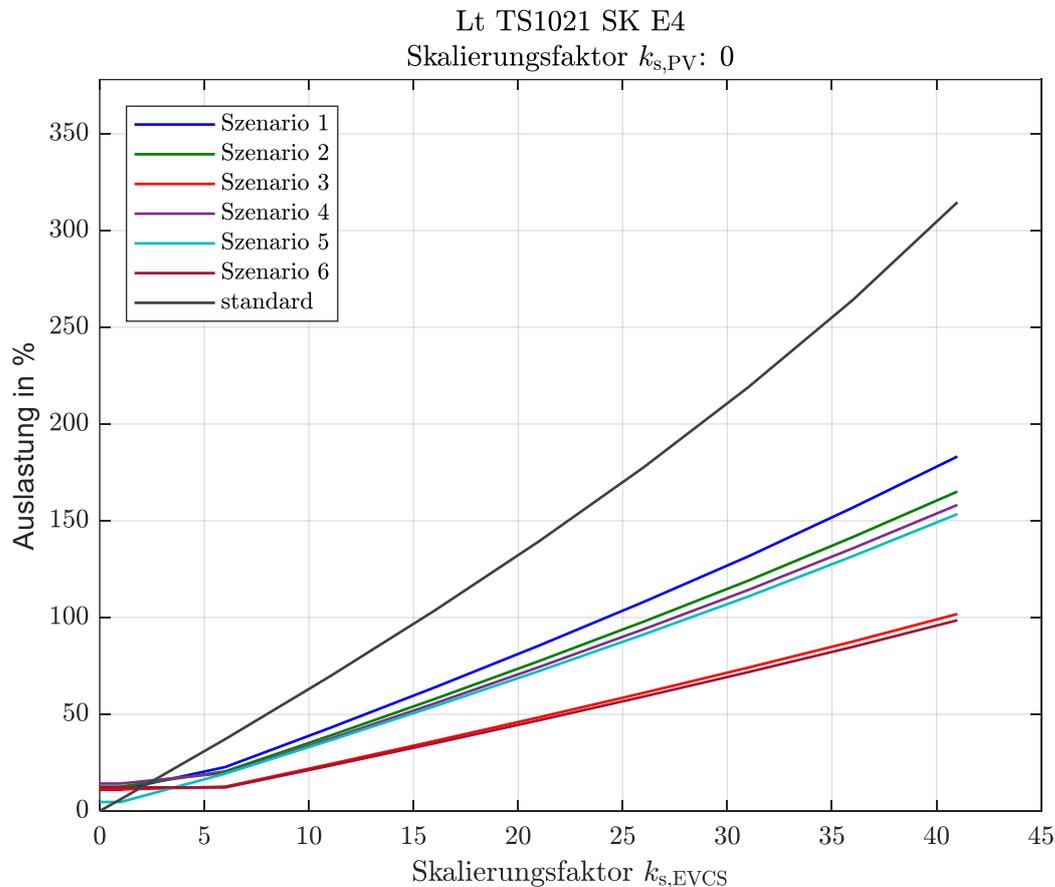
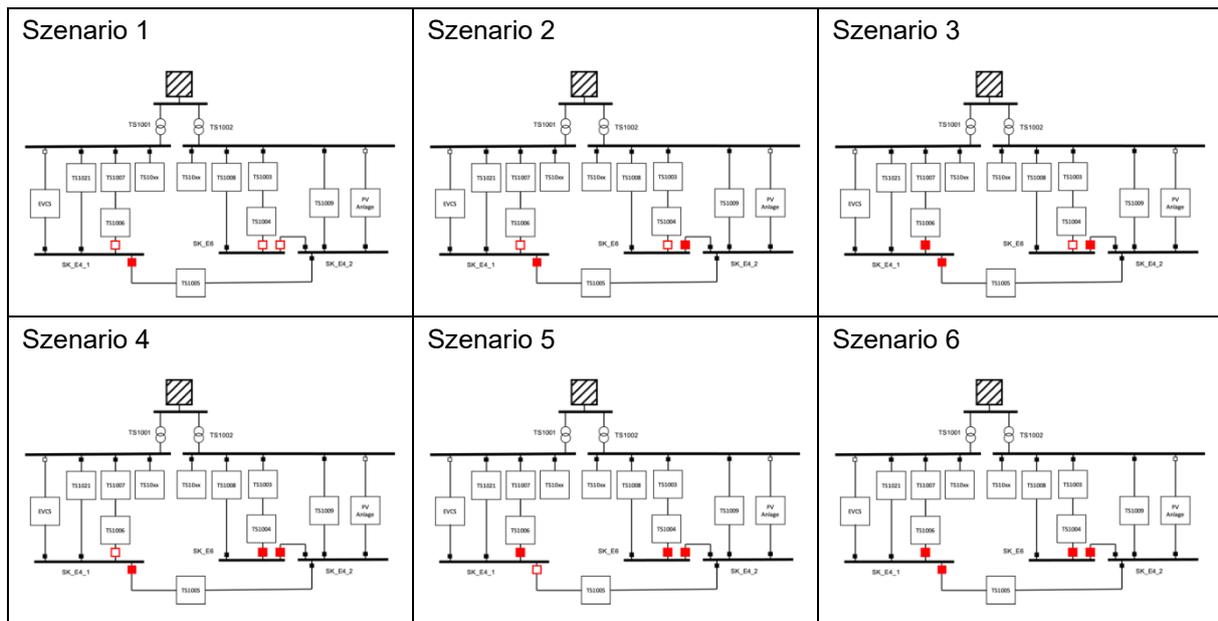


Abbildung 5.1: Auslastung der Leitung TS1021 zu SK E4 bei $k_{s,PV} = 0$

Abbildung 5.1 zeigt den Unterschied der Standardkonfiguration sowie der sechs möglichen Vermaschungsszenarien 1 bis 6 welche wiederum in Tabelle 2 übersichtlich zusammengefasst werden.

In der Standardkonfiguration des Netzes (standard) ist die Leitung bereits ab einem Skalierungsfaktor von $k_{s,EVCS} = 16$ zu 100 % ausgelastet ($11 \text{ kW} \cdot 16 \text{ EVCS} = 176 \text{ kW}$). Dies entspricht in etwa drei Schnellladestationen wobei im realen Netzbetrieb eine Leitung nur zu 50 % ausgelastet sein sollte, um das n-1-Kriterium nicht zu verletzen. Aus diesem Grund darf praktisch nur eine Schnellladestation ($P_{DC-EVCS} = 50 \text{ kW}$) in diesem Gebiet installiert werden ($176 \text{ kW} \cdot 0,5 = 88 \text{ kW}$, $P_{DC-EVCS} \leq 88 \text{ kW} \leq 2 \cdot P_{DC-EVCS}$).

Tabelle 2: Szenarien Übersichtsmatrix



Szenario 1 kann die Auslastung dieser Leitung deutlich senken. Durch die Bildung eines Ringnetzes wird die EVCS über die beiden Transformatoren des Netzgebietes versorgt. Dies hat den Vorteil, dass die Leitung und der Transformator, der die Ladestation zuvor allein versorgt hat, entlastet wird.

Das zweite Szenario verstärkt die Wirkung des ersten, jedoch ist die Auswirkung der Entlastung nicht so ausgeprägt. Die zusätzliche Vermaschung mit dem Schleifenkasten SK E6 entlastet die betrachtete Leitung TS1021 nur minimal. Dies liegt daran, dass das Ausmaß der Entlastung immer mit dem Belastungsgrad (siehe 4.2.2) einhergeht. Die Vermaschung mit dem Schleifenkasten SK E6 entlastet die Leitung TS1005 nur minimal, weshalb auch die Entlastung auf der Leitung TS1021 nur gering ausfällt.

Im dritten Szenario wird ersichtlich, dass durch die zusätzliche Vermaschung über TS1006 und das daraus entstehende Maschennetz die Auslastung von Leitung TS1021 noch weiter sinkt. In diesem Szenario wird die Leitung TS1021 erst ab einem Skalierungsfaktor von $k_{s, EVCS} = 40$ zu 100 % ausgelastet.

Im vierten Szenario ist dieser Effekt weniger stark ausgeprägt da hier ähnlich wie im zweiten Szenario alle Schleifenkästen miteinander verbunden sind und zusätzlich ein Schleifenkasten mit einem zusätzlichen Netzkunden. In diesem Fall TS1004 mit dem Schleifenkasten SK E6. Die Leitung TS1005 wird durch die zusätzliche Vermaschung nicht stark genug entlastet, um den Effekt zu vergrößern.

Das fünfte Szenario hat die besten Eigenschaften im Hinblick auf eine hohe Entlastung der Leitung TS1021 sowie wenige Schalthandlungen im Netz durchzuführen. Weiters wird in dieser Netzkonfiguration nicht in die grundlegende Netzstruktur eingegriffen da keine Verbindung zwischen den beiden Transformatoren hergestellt wird.

Das letzte Szenario zeigt die Auswirkung einer vollständigen Vermaschung im Netz. Leitung TS1021 wird erst ab einem Skalierungsfaktor von $k_{s, EVCS} = 41$ ($11 \text{ kW} \cdot 41 \text{ EVCS} = 451 \text{ kW}$) zu 100 %

ausgelastet. Im realen Netzbetrieb kommt es daher bis zu einem Skalierungsfaktor von $k_{s,EVCS} = 21$ zu keiner Verletzung der 50 % Auslastungsgrenze. Dies entspricht vier 50-kW-Schnellladestationen. ($451 \text{ kW} \cdot 0,5 = 225,5 \text{ kW}$, $4 \cdot P_{DC-EVCS} \leq 225,5 \text{ kW}$).

Ändert man den Skalierungsfaktor (siehe 4.3.2.1) der PV-Anlage von $k_{s,PV} = 0$ auf $k_{s,PV} = 41$ so würde dies eine dezentrale Einspeisung von etwa 100 kW am Schleifenkasten SK E4 2 bedeuten. Bezüglich der maximalen Auslastung der Leitung TS1021 hat dies nur einen geringen Einfluss.

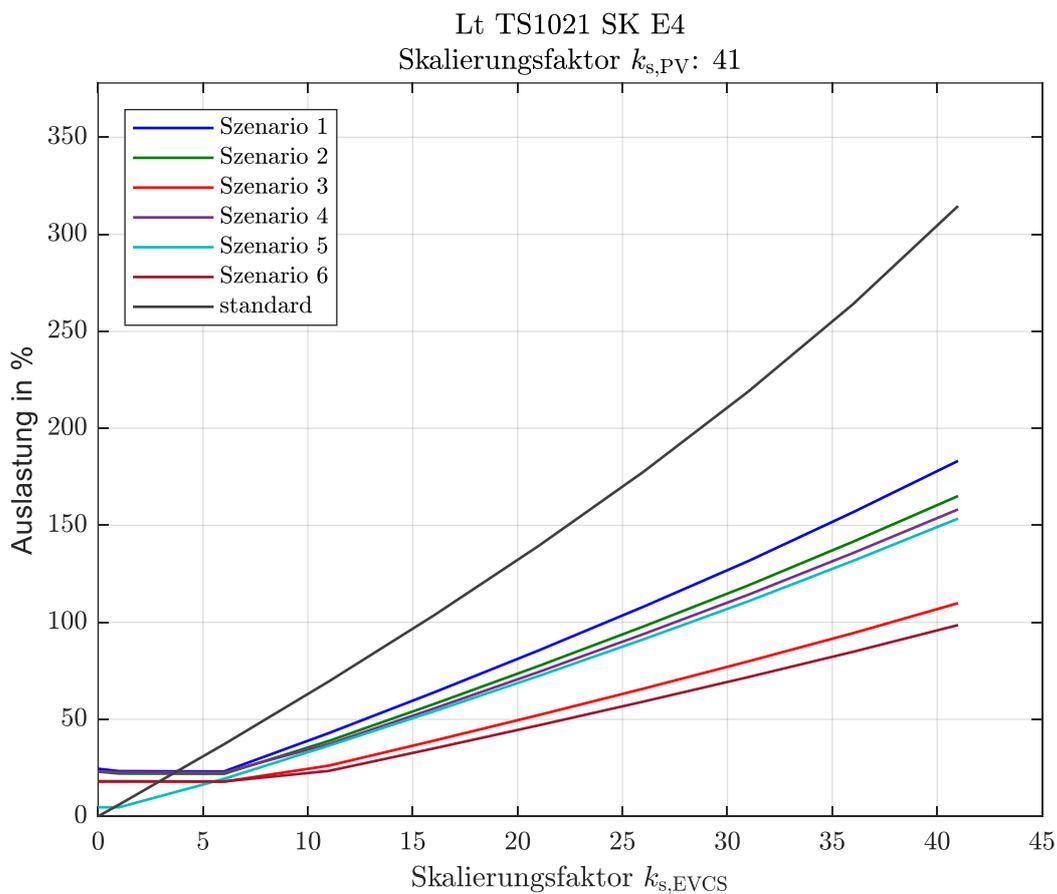


Abbildung 5.2: Auslastung der Leitung TS1021 zu SK E4 bei $k_{s,PV} = 41$

Abbildung 5.2 zeigt nun die Auslastung der Leitung TS1021 zum Schleifenkasten bei einem Skalierungsfaktor $k_{s,PV} = 41$. Der Unterschied zur vorherigen Simulation bei $k_{s,PV} = 0$ ist nur minimal. Einzig im Szenario 6 kann eine kleine Verminderung der Auslastung erzielt werden.

5.1.1.1 Diskussion

Bereits das erste Szenario kann, im Falle eines übermäßig starken Leistungsbedarfs der EVCS das überlastete Betriebsmittel mit nur einer Schalthandlung stark entlasten. Das entstehende Ringnetz, welches über die beiden Transformatoren versorgt wird, besitzt zudem eine erhöhte Versorgungssicherheit. Der Nachteil dieser Variante ist, dass Schutzeinrichtungen auf einen bidirektionalen Lastfluss automatisiert eingestellt werden und eine adaptive Auslösekennlinie aufweisen müssten.

Im zweiten Szenario wird der Effekt des ersten verstärkt. Durch die Vermaschung aller Schleifenkästen miteinander wird die zuvor belastete Leitung weiter entlastet. Der Effekt ist nicht so stark ausgeprägt wie im ersten Szenario. Dennoch hat die Vermaschung aller Schleifenkästen den weiteren Vorteil, dass der Lastfluss im Netz gleichmäßiger aufgeteilt wird. Wie auch im ersten Szenario müssen auch hier alle Schutzeinrichtungen mit jeder Schalthandlung neu konfiguriert werden.

Die zusätzliche Vermaschung des dritten Szenarios, hat neben der völligen Vermaschung, die besten Eigenschaften, um die Zuleitung der EVCS zu entlasten. Vor allem bei einer hohen Belastung des Netzes durch die EVCS kann mit dieser Vermaschung eine Überlastung der Zuleitung verhindert werden. Dies liegt daran, dass die EVCS über drei Zuleitungen versorgt wird und der Leistungsbedarf entsprechend auf diesen Leitungen aufgeteilt wird. Die Nachteile dieses Szenarios sind neben der Rekonfiguration des Schutzes, die erhöhten Kurzschlussströme sowie die erschwerte Kurzschlussortung.

Das vierte Szenario verhält sich, bezüglich der Entlastung der Zuleitung der EVCS, ähnlich wie das zweite. Auf die Besonderheiten dieses Szenarios soll in Abschnitt 5.1.2 eingegangen werden.

Mit Hilfe des fünften Szenarios kann nahezu das Maximum einer temporären Vermaschung erzielt werden. Durch die Vermaschung kann die Auslastung an Leitung TS1021 beinahe halbiert werden. Vor allem in Hinblick auf die Auslegung der Schutzeinrichtungen hat dieses Szenario den Vorteil, dass keine Verbindung zwischen den beiden Transformatoren hergestellt wird und man bei einer Vermaschung die Konfiguration einfacher realisiert werden könnte. Ein Nachteil dieser Variante ist jedoch, dass es zu einer Überlastung des Transformators kommen kann.

Das letzte Szenario stellt eine völlige Vermaschung dar. Hier wurde aus den offenen Ringnetzen ein Maschennetz geschaffen. Hier kann die höchste Entlastung für die belastete Leitung erzielt werden kann. Jedoch kann es in dieser Netzkonfiguration zu höheren Kurzschlussströmen kommen und die Fehlerortung erweist sich als am schwersten.

Wie zu erwarten war, kann als zusammenfassende Erkenntnis festgehalten werden, dass mit zunehmendem Vermaschungsgrad des Netzes, die Auslastung der belasteten Leitung sinkt. Der Lastfluss wird gleichmäßig auf alle Leitungen aufgeteilt. Jedoch kann im Falle eines Kurzschlusses ein erhöhter Kurzschlussstrom auftreten. Eine Kurzschlussanalyse in DigSILENT hat dabei ergeben, dass schon bei einem niedrigen Vermaschungsgrad es zu einer deutlichen Erhöhung der Kurzschlussleistung an der Leitung Lt TS1021 kommt. Erhöht sich der Vermaschungsgrad so steigt auch die Kurzschlussleistung stark an.

Die Tatsache, dass eine PV-Anlage an der Auslastung der Betriebsmittel wenig ändern würde kann damit begründet werden, dass einerseits der Leistungsbedarf der EVCS um ein Vielfaches höher ist als die PV-Anlagennennleistung und der Worst-Case Fall im Winter zur Abendzeit eintritt, wo die Energieerzeugung einer PV-Anlage gering ist.

5.1.2 Einfluss einer PV Anlage

Im folgenden Fall werden die Auswirkungen einer PV-Anlage im Netz analysiert. Im Speziellen wird untersucht, ob die Installation einer PV zu einer Entlastung des Netzes führen kann. Eine PV Anlage wirkt als volatile und dezentrale Energiequelle im Netz. Anders als bei einer EVCS kann hier nicht pauschal gesagt werden, dass die Erhöhung des Skalierungsfaktors (siehe 4.3.2.1) $k_{s,PV}$ die Belastung der Leitungen erhöht oder verringert.

Im vorherigen Fall hat der Ausbau der PV-Anlage nur eine minimale bis keine Auswirkung auf die Leitung TS1021. Auf anderen Leitungen kann der Einfluss einer PV-Anlage wesentlich höher sein. Dies ist in Abbildung 5.3 am Beispiel der Leitung TS1009 zum Schleifenkasten SK E4 2, welche in weiterer Folge als Leitung TS1009 bezeichnet wird, dargestellt.

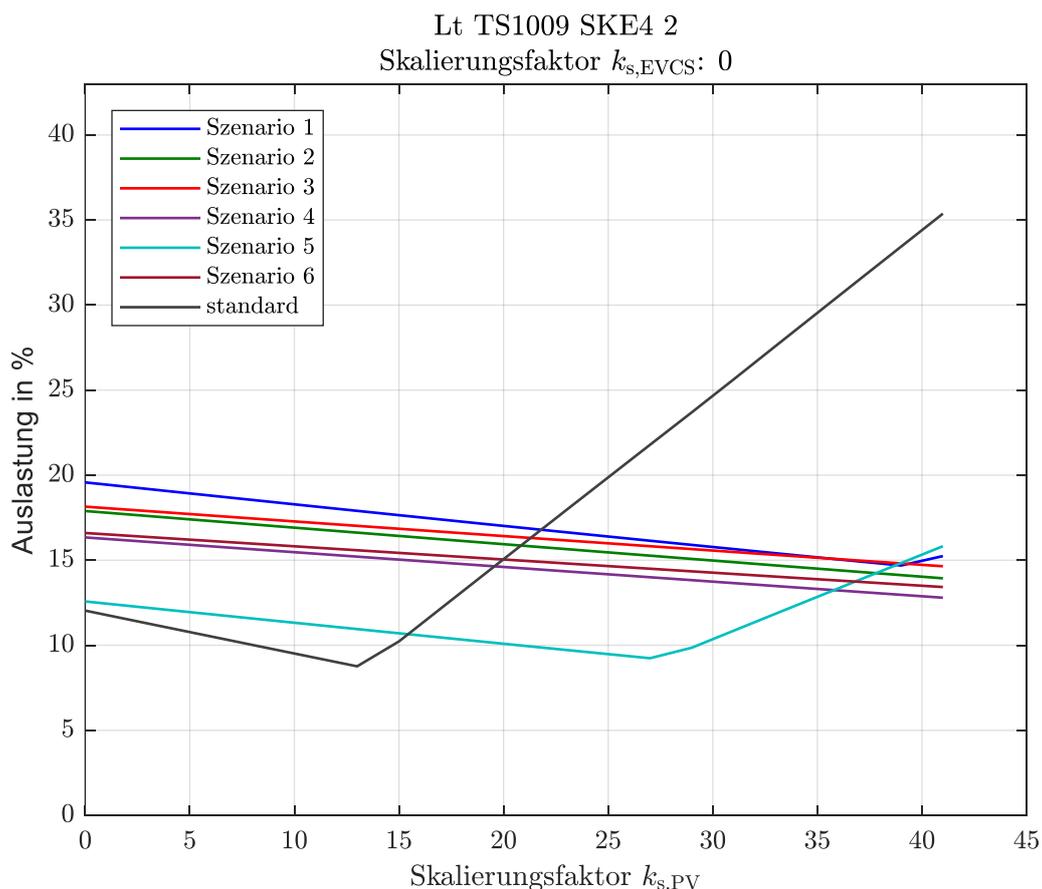


Abbildung 5.3: Auslastung der Leitung TS1009 zu SK E4 2 bei $k_{s,EVCS} = 0$

Befindet sich das Netz in der Standardkonfiguration (Szenarien siehe wieder Tabelle 2) sorgt die PV-Anlage bis zu einem Skalierungsfaktor $k_{s,PV} = 14$ (etwa 33 kW) für eine Entlastung der Leitung TS1009.

Wird der Faktor weiter erhöht so steigt die Belastung der Leitung wieder an und übersteigt in weiterer Folge auch den Wert der Grundauslastung des Netzes. Aufgrund der durch die PV-Anlage ins Netz eingespeisten Leistung tritt eine erhöhte Auslastung des Betriebsmittels auf.

Ähnlich verhalten sich die Szenarien 1 und 5. Zu Beginn bewirkt eine Erhöhung des Skalierungsfaktors der PV-Anlage eine Entlastung des Netzes. Die optimale Netzbelastung für das Szenario 5 ergibt sich bei einem Skalierungsfaktor von $k_{s,PV} = 27$ (etwa 64 kW) beziehungsweise für das Szenario 1 bei 39 (etwa 93 kW). Bis zu diesen Faktoren sorgt die PV-Anlage für eine entsprechende Entlastung des Netzes. Wird der Faktor weiter erhöht so steigt die Auslastung der Leitung TS1009 wieder an.

Die Szenarien 2, 3, 4 und 6 verhalten sich sehr ähnlich. In diesen Szenarien hat eine Erhöhung des Skalierungsfaktors immer einen positiven Effekt auf die Auslastung der Leitung TS1009, da die Auslastungskennlinien streng monoton fallend sind.

Diese Simulation wurde bewusst bei einem Skalierungsfaktor der EVCS von $k_{s,EVCS} = 0$ durchgeführt, um das Ergebnis nicht zu verzerren. Bei einer Änderung des Skalierungsfaktors der EVCS von $k_{s,EVCS} = 0$ auf $k_{s,EVCS} = 41$ ändert sich die maximale Auslastung bei den Szenarien 1, 2, 3, 4 und 6 enorm da der Leistungsbedarf durch die elektrische Ladestation im Netz überwiegt. Die PV-Anlage besitzt bezüglich der Leitung TS1009 auf das Netz noch dieselben Auswirkungen. In der Standardkonfiguration sowie im Szenario 5 sind die Ergebnisse ident. Die Ergebnisse der Leitung TS1009 können auch auf andere Leitungen projiziert werden. So besitzen alle Leitungen, die eine Zuleitung zur PV-Anlage sind, ähnliche Eigenschaften wie die oben beschriebene Leitung TS1009.

5.1.2.1 Diskussion

Die aus 5.1.2 gewonnen Ergebnisse sollen nun weiter analysiert werden und auf etwaige Besonderheiten eingegangen werden. Grundsätzlich lässt sich aus den Ergebnissen schließen, dass eine PV-Anlage zur Entlastung einzelner Leitungen führen kann. Die genauen Auswirkungen der Entlastung sind abhängig von der jeweiligen Netzkonfiguration sowie Lastsituation.

Die Standardkonfiguration sowie die Szenarien 1 und 5 sind im Hinblick auf die Auslastung der Leitung TS1009 besonders zu erwähnen, da hier die PV-Anlage zuerst eine positive und im Anschluss durch die zu hohe Einspeisung negative Auswirkung auf die Leitungsauslastung hat. Grund dafür ist, dass in diesen Szenarien der Vermaschungsgrad noch sehr niedrig ist und dadurch die Anzahl an unmittelbaren Lasten in Nähe der PV-Anlage gering ist. Die überschüssige Energie muss über die Leitungen in das übergeordnete Netz transportiert werden, was zu einer Überlastung der Leitung führen kann. In weiterer Folge ist anzumerken, dass sobald das Auslastungsminimum erreicht wird die Auslastung stärker ansteigt als sie zuvor gesunken ist. Dies bedeutet, dass die negativen Effekte auf die Auslastung der Leitung schneller bemerkbar werden als zuvor die positiven. Wie stark die Auslastung sinkt bzw. im Nachhinein wieder ansteigt ist vom Vermaschungsgrad sowie dem aktuellen Lastzustand abhängig. Weiters verschiebt sich der Zeitpunkt, an dem die Leitung ihre maximale Auslastung erreicht. Sie tritt nicht mehr an einem Werktag im Winter auf, sondern an einem Sonntag im Sommer. Die Begründung dafür ist, dass die Grundlast an Sonntagen niedriger ist und durch höhere Sonneneinstrahlung im

Sommer wird mehr Energie durch die PV erzeugt als benötigt wird. Durch die Lastflussumkehr bei einer hohen PV Einspeisung muss der Netzschutz auf dies ausgelegt werden. Der Einbau eines gestaffelten UMZ ist nicht möglich, da durch die Umkehr des Lastflusses keine Staffelung erreichbar ist.

Bei den restlichen Szenarien hat die Implementierung der PV-Anlage bezüglich der Auslastung der Leitung TS1009 ausschließlich positive Auswirkungen. Durch den hohen Vermaschungsgrad dieser Szenarien ist die Grundlast im Netz stets höher als die durch die PV erzeugte elektrische Energie. Je höher der Vermaschungsgrad, desto höher kann die installierte Leistung einer PV-Anlage sein. Da in diesen Szenarien noch keine Lastflussumkehr geschieht, kommt es in diesen Szenarien zu keiner Verschiebung des Zeitpunktes, an dem die maximale Belastung im Netz auftritt. Sie ist - wie zu erwarten - an einem Werktag im Winter. Würde man den Skalierungsfaktor weiter erhöhen so würden dieselben Effekte wie im Standardszenario auftreten.

Grundsätzlich lässt sich erkennen, dass alle Szenarien für eine Entlastung des Netzes sorgen. Dennoch ist eine PV-Anlage nicht zur Grundversorgung eines Wohngebietes gedacht, da aufgrund der Volatilität die installierte Leistung um ein Vielfaches höher sein muss als die tatsächlich im Netz benötigte Leistung unterstützt durch eine entsprechend hohe Kapazität an Speichermöglichkeiten. Weiters kann es durch die hohe Nennleistung der PV-Anlage regelmäßig zu Leitungsüberlastungen in den Sommermonaten kommen.

5.2 Statische Spannungsstabilität

Im folgenden Kapitel wird nun auf die Auswirkungen einer Vermaschung auf die statische Spannungsstabilität im Netz eingegangen. Mittels QDS erhält man neben der Auslastung der Betriebsmittel die minimale sowie maximale Spannung an Klemmleisten (zB Schleifenkästen). Zur Analyse der Spannungsstabilität wird die minimale Spannung am Schleifenkasten SK E4 1 analysiert, da hier mit der elektrischen Ladestation ein sehr leistungsintensiver (bis zu 451 kW) Verbraucher versorgt wird. Aufgrund dieser Last kann die Spannung am Schleifenkasten absinken. Gemäß der in Kapitel 3.2.1 erwähnten ÖVE/ÖNORM EN 50160 i.d.g.F. [13] darf dabei die Spannung nicht unter 0,9 p.u. sinken. Zur weiteren Analyse werden etwaige positive oder negative Auswirkungen der PV-Anlage auf die Spannungsqualität untersucht.

5.2.1 Einfluss der EVCS

Durch den hohen Leistungsbedarf der elektrischen Ladestation kann an einigen Klemmleisten oder Schleifenkästen eine zu geringe Spannung anliegen. In Abbildung 5.4 wird die Spannung in Abhängigkeit des EVCS Skalierungsfaktors (siehe 4.3.2.1) dargestellt. Damit ausschließlich die Auswirkungen der Ladestation zur Geltung kommen wurde die Simulation mit geringer Einspeisung der PV-Anlage durchgeführt ($k_{s,PV} = 1$).

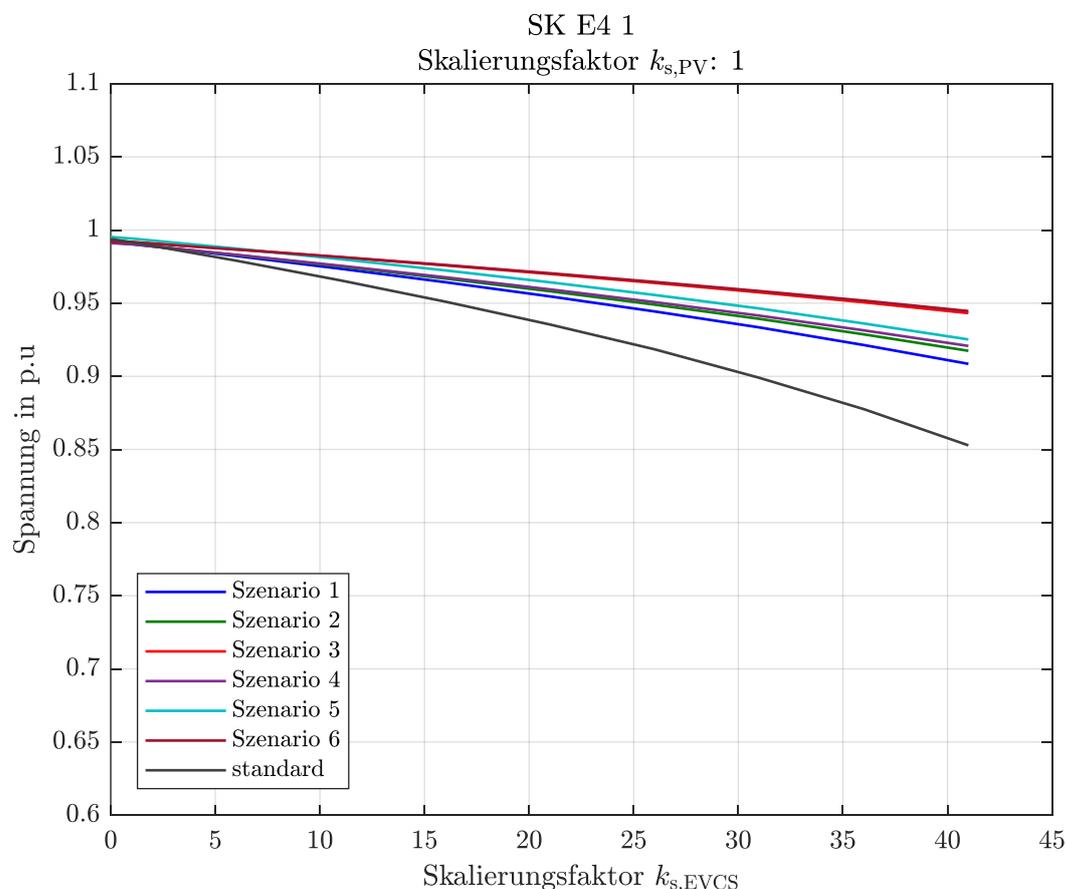
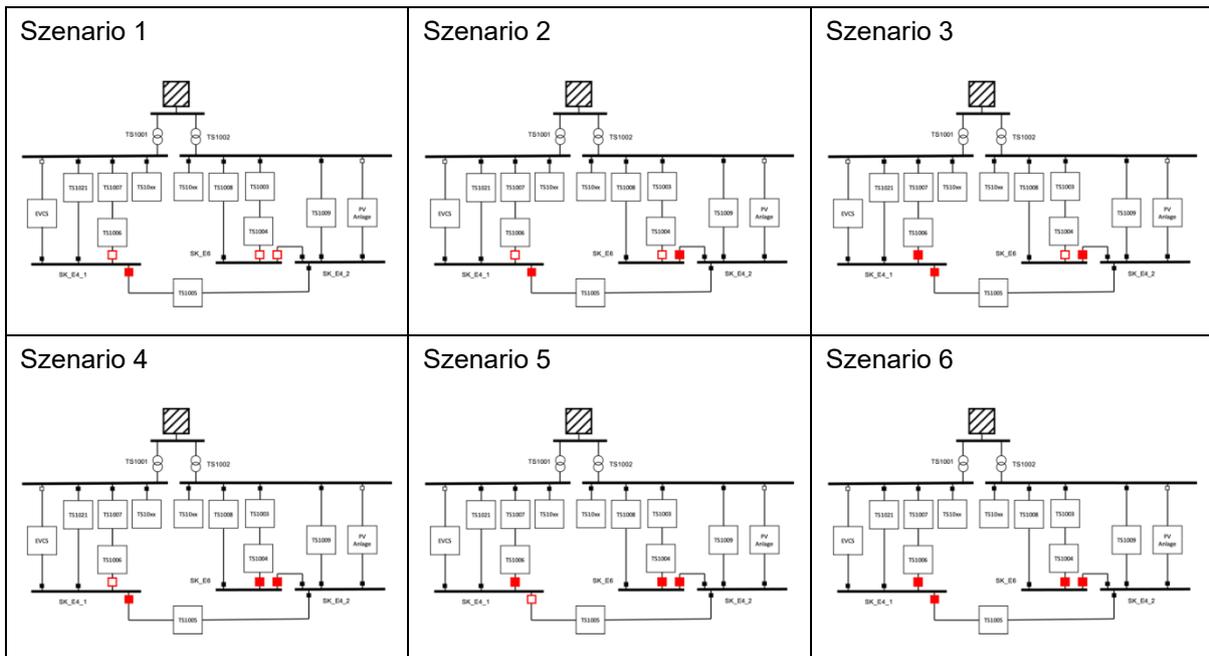


Abbildung 5.4: minimale Spannung am Schleifenkasten SK E4 1 bei $k_{s,PV} = 1$

Es ist eindeutig ersichtlich, dass durch eine Erhöhung des Leistungsbedarfs durch die EVCS das Spannungsniveau am Schleifenkasten absinkt. Im Falle des Standardszenarios (Szenarien siehe Tabelle 3) sinkt die Spannung ab einem Skalierungsfaktor von $k_{s,EVCS} = 31$ unter die 0,9-p.u.-Grenze. Ein Absinken unter diese Schranke verletzt den erwähnten Grenzwert gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 i.d.g.F. [13] Bereits das erste Vermaschungsszenario kann die Spannung wieder auf über die 0,9 p.u. Grenze anheben. Werden zusätzliche Vermaschungen getätigt so steigt auch die Spannung weiter an. Dabei ist besonders das Szenario 5 anzumerken, da in diesem auch ohne eine Ringstruktur der beiden Transformatoren die Spannungsstabilität verbessert werden kann. Die Spannung kann durch die Ringstruktur, welche durch Schließen der Leistungsschalter LS L1, 3 und 4 entsteht und dadurch eine Vermaschung der Netzteilnehmer TS1021, TS1006 und TS1007 bildet, soweit verbessert werden, dass auch eine Erhöhung des EVCS Skalierungsfaktors bis $k_{s,EVCS} = 41$ zu keinem Unterschreiten der 0,9-p.u.-Grenze kommt.

An allen weiteren Schleifenkästen kann die Spannung im erlaubten Bereich gehalten werden und es ist keine Vermaschung nötig. An den Klemmen der Transformatorsekundärseite sinkt die Spannung auf 0,98 p.u. was für den Netzbetrieb völlig unbedenklich ist.

Tabelle 3: Szenarien Übersichtsmatrix



5.2.1.1 Diskussion

Aufgrund der in 5.2.1 dargestellten Ergebnisse kommt man erwartungsgemäß zum Schluss, dass durch die Erhöhung des EVCS Skalierungsfaktors $k_{s,EVCS}$ die Spannung am jeweiligen Schleifenkasten absinkt. Durch den hohen Leistungsbedarf fernab der stabilen, übergeordneten Netzspannung kommt es zu einer entsprechenden Spannungsreduktion. Im Falle des Standardszenarios kann dieser Einbruch die 0,9-p.u.-Grenze unterschreiten. Dieser Zustand soll gemäß ÖVE/ÖNORM EN 50160 i.d.g.F. [13] im Normalbetrieb des Netzes nicht vorkommen. Im derzeitigen Netz kann dieser Zustand nicht auftreten, da bei dem zugehörigen Skalierungsfaktor $k_{s,EVCS} = 31$ (etwa 341 kW), ab dem eine Unterschreitung der Spannung auftritt, die Auslastung der Leitung bereits über 100 % liegen würde und die Schutzeinrichtung der Leitung abschalten würde. Verstärkt man das überlastete Kabel, so würde es zu diesem Einbruch der Spannung kommen und man müsste eine temporäre Vermaschung durchführen.

Durch eine entsprechende Vermaschung könnte man hingegen ein Absinken der Spannung verhindern. Hier gilt ähnlich wie bei der Auslastung zuvor, dass je höher der Vermaschungsgrad desto besser ist die Spannungsqualität. Dies liegt daran, dass die Spannung am betroffenen Schleifenkasten durch die Zuleitungen von unterschiedlichen Punkten gestützt wird.

5.2.2 Einfluss einer PV Anlage

Im folgenden Abschnitt soll nun der Einfluss einer PV-Anlage auf das Spannungsniveau analysiert werden. Dazu soll (wie im vorherigen Fall) die Spannung am Schleifenkasten SK E4 1 untersucht werden, mit dem Unterschied, dass nun die PV-Anlage aktiv ist ($k_{s,PV} > 0$). Die PV-Anlage soll als eine zusätzliche Energiequelle zur Spannungsstabilisierung im Netz beitragen. Dazu wird in Abbildung 5.5 die Spannung in p.u. in Abhängigkeit der PV Ausbaustufe bei einem EVCS Skalierungsfaktor (siehe 4.3.2.1) von $k_{s,EVCS} = 41$ dargestellt.

Dabei ist klar ersichtlich, dass die Implementierung einer PV-Anlage zu keiner Verbesserung des Spannungsniveaus führt. Wie im vorherigen Abschnitt erläutert, führt nur die jeweilige Vermaschung zu einer Erhöhung der Spannung. Alle Kennlinien verlaufen parallel zur Abszisse, die PV-Anlage kann folglich ein Absinken der Spannung im Worst Case Fall nicht verhindern.

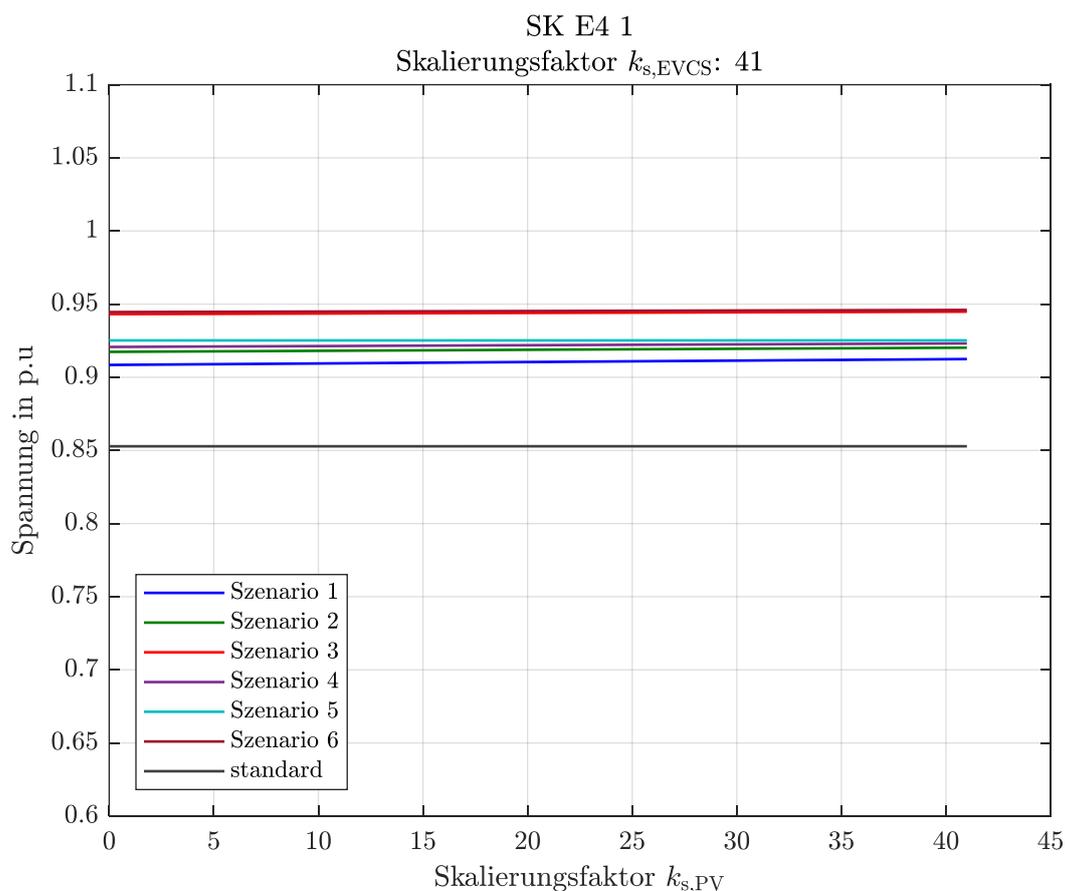


Abbildung 5.5: minimale Spannung am Schleifenkasten SK E4 1 bei $k_{s,EVCS} = 41$

5.2.2.1 Diskussion

Aufgrund des in Abbildung 5.5 dargestellten Ergebnisses der Simulation kommt man zum Schluss, dass eine PV-Anlage nicht zur Verbesserung des Spannungsniveaus beiträgt. Der Ausbau der PV Anlage hat keinen Einfluss auf die minimale Spannung, die im Netz auftritt. Jedoch ist dieses Ergebnis trügerisch, da die QDS den Worst-Case Fall der minimalen Spannung findet. Dieser ist bei allen Szenarien, bezogen auf das Spannungsminimum, in den Abendstunden im Winter. Zu dieser Zeit ist die Einspeisung der PV derart gering, sodass diese praktisch nicht vorhanden ist und aus diesem Grund auch nicht zur Verbesserung der Höhe der Spannung im Netz beitragen kann. Die Volatilität dieser Energiequelle und die damit einhergehende niedrige Einspeisung in den winterlichen Abendstunden sowie der hohe Leistungsbedarf führen zu einem Absinken der Spannung. Um diese Spannungsverminderung zu verhindern muss entweder eine Vermaschung durchgeführt werden oder in der Netzplanung entsprechende Vorkehrungen getroffen werden. Eine Möglichkeit, in der Netzplanung auf das Spannungsniveau einzuwirken, ist neben dem Aufbau des Netzes als Ring- oder Maschennetz (wie es auch beim temporären Vermaschen der Fall ist) große Lasten in der Nähe des stabilen, übergeordneten Netzes zu installieren bzw. die entsprechenden Übergabepunkte (zB Ortsnetzstationen) dahingehend zu positionieren.

6 Fazit

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Herausforderungen an Niederspannungsnetze im Kontext von Smart Grids werden künftig die gesamte Energieversorgung beschäftigen. Im folgenden Kapitel werden abschließend die dahingehend wesentlichsten Erkenntnisse der vorliegenden Arbeit zusammengefasst. Dabei wird auf potentielle Realisierungsmöglichkeiten eingegangen, wie ein bestehendes Niederspannungsnetz entsprechend erweitert werden kann sowie auf den technischen Nutzen einer solchen Implementierung.

6.1 Netzanalyse

Die Analyse der Messdaten des urbanen Netzes zeigt, dass sich die Belastung des elektrischen Netzes von einer ohmsch-induktiven hin zu einer ohmsch-kapazitiven Last geändert hat. Dies liegt einerseits daran, dass im analysierten Netz ausschließlich Kabel verlegt sind und in einem Wohngebiet erfahrungsgemäß wenig bis keine großen elektrischen Maschinen, welche eine hohe induktive Last darstellen, betrieben werden. Hinzu kommt der immer höher werdende Anteil an Schaltnetzteilen, die eine kapazitive Last darstellen. Weiters bestätigt die Netzanalyse, dass sich das H0 Standardlastprofil über die Jahre verändert hat. Die Lastspitzen in der Früh sowie zu Mittag sind nicht mehr so ausgeprägt, die Abendspitze jedoch umso mehr. Der grundlegende Verlauf des H0 Profil ist jedoch noch immer erkennbar. Als letzte Erkenntnis aus der Netzanalyse ist anzumerken, dass - entgegen den Erwartungen - der maximale Energiebedarf nicht im Winter sondern in der Übergangszeit auftritt.

6.2 Vermaschung im Niederspannungsnetz

Die technische Realisierung einer temporären Vermaschung im Niederspannungsnetz ist vor allem eine Herausforderung an die Informations- und Kommunikationstechnik. Jederzeit müssen der aktuelle Schaltzustand und Lastfluss im Niederspannungsnetz erfasst werden. Weiters sollen alle Schalter sowie Schutzeinrichtungen automatisiert steuerbar sein was zurzeit im Niederspannungsnetz nicht möglich ist. Zur exakten Ermittlung des aktuellen Lastflusses im Netz müsste eine entsprechende Vielzahl an Messeinrichtungen dezentral im Niederspannungsnetz installiert werden. Der Ausbau von Smart Metern und GMDs kann hier Abhilfe schaffen, da man dadurch den Leistungsbedarf vieler Netzkunden (kumuliert) erfassen und auf den Lastfluss rückschließen kann. Die Automatisierung der Schalter im Niederspannungsnetz kann mit derselben Technik realisiert werden, wie sie schon im Mittel- und Hochspannungsnetz verwendet wird. Zuletzt muss noch eine Möglichkeit geschaffen werden, Schutzeinrichtungen entsprechend den unterschiedlichen Vermaschungsszenarien neu zu konfigurieren bzw. zu parametrieren. Erst nachdem diese infrastrukturellen Bedingungen erfüllt sind, ist eine temporäre Vermaschung - und somit ein weiterer Schritt in Richtung Transformation in ein Smart Grid - realisierbar.

Sind diese Vorkehrungen getroffen, so kann bei bestehenden offenen Ringnetzen eine temporäre Vermaschung implementiert werden. Wird in einem bestehenden Netz eine temporäre Vermaschung durchgeführt, so muss die gesamte Schutzeinrichtung neu konfiguriert werden. Je höher der Vermaschungsgrad, desto mehr Schutzelemente sind involviert und der Vorgang wird dementsprechend komplex. Eine denkbare Alternative dazu ist eine temporäre Rekonfiguration eines Teilnetzes zB im Hinblick auf Jahreszeiten. Nach entsprechenden Vorabanalysen basierend auf historischen bzw. aktuellen Messdaten könnten solche zeitlich beschränkten Änderungen der Netzkonfiguration beispielsweise 2- bis 4-mal pro Jahr in den Übergangszeiten manuell durchgeführt werden, um dadurch temporäre Überlastsituationen präventiv zu vermeiden zu versuchen.

Im ländlichen Bereich mit langen Sticleitungen wird die Realisierung einer temporären Vermaschung erschwert, da hier die Entfernung zwischen den einzelnen Sticleitungen oftmals sehr weit ist und man entsprechende Kupplungsleitungen erst errichten müsste. Hier würde es womöglich mehr Sinn machen, entsprechende Leitungen, die überlastet sind, zu verbessern und leistungsintensive Verbraucher am Ende einer Sticleitung durch gezielte Planung zu verhindern.

6.3 Technischer Nutzen

Der technische Nutzen der Implementierung entsprechender Konzepte wie jenes der temporären Vermaschung kann beispielsweise die effizientere bzw. schonendere Nutzung von Betriebsmitteln darstellen. Überlastete Betriebsmittel können beschädigt oder zerstört werden und verursachen demnach zB einen Leitungsausfall. Weiters kann durch Vermaschung eine Verbesserung der Spannungsstabilität gewährleistet und die Verlustleistung im gesamten betroffenen Netzabschnitt verringert werden.

6.3.1 Auswirkung auf die Auslastung

Aus den in 5.1 präsentierten Simulationsergebnissen lässt sich ableiten, dass eine Vermaschung zur gezielten Entlastung von Leitungen eingesetzt werden kann. Folgende Aussagen können bezüglich der Betriebsmittelauslastung getroffen werden:

- Der gesamte Leistungsbedarf im Netz bleibt gleich, jedoch wird die Last auf mehrere Betriebsmittel aufgeteilt was wiederum dafür sorgt, dass eine potentiell überlastete Leitung entlastet wird. Die Entlastung eines Betriebsmittels ist immer mit der Belastung eines anderen verbunden. Es kann jedoch prinzipiell nicht zu dem Fall kommen, dass durch die Vermaschung und der Entlastung eines Betriebsmittels ein anderes überlastet wird (sofern gleicher Typ).
- Je deutlicher der Belastungsunterschied zwischen den beiden Betriebsmitteln ist, desto höher ist die Auswirkung einer etwaigen Vermaschung. Die einzelnen Szenarien haben dabei ihre

jeweiligen Vor- und Nachteile. Pauschal kann man sagen: je höher der Vermaschungsgrad ist, desto höher ist der Grad der Entlastung. Dennoch ist es möglich, durch gezielte Vermaschungen bessere Ergebnisse zu erzielen.

- Vergleicht man die unterschiedlichen Szenarien miteinander, so kommt man zum Schluss, dass die beispielhaften Szenarien 1 und 5 die besten Eigenschaften bezüglich einer Entlastung der Betriebsmittel und Anzahl der Schaltheftungen haben. Mit nur wenigen Schaltheftungen im Netz kann die Auslastung der überlasteten Leitung enorm verringert werden. Wird das Netz komplett vermascht, so kann eine Vervierfachung der übertragbaren Leistung über diese Leitung erreicht werden.
- Ein hoher Vermaschungsgrad hat einen größeren Einfluss auf die gesamte Netzstruktur und die Funktionalität des Schutzes sowie auf dessen dadurch komplexer werdende Parametrierung.

Neben dem Einfluss einer EVCS wird auch das Verhalten einer PV-Anlage auf die Auslastung von Betriebsmitteln analysiert. Hier kommt man zu folgender Erkenntnis:

- Leitungen, die aufgrund einer EVCS sehr stark belastet sind, erfahren durch die PV-Anlage keine Besserung in Bezug auf die maximale Auslastung. Bei einem Hochskalieren der EVCS sowie PV wird der Zeitpunkt der maximalen Belastung auf die Abendstunden im Winter verschoben. Zu diesem Zeitpunkt liefert die PV wenig bis keine elektrische Energie ins Netz, weshalb ihr Einfluss sehr gering ausfällt.

Bei der weiteren Untersuchung von Leitungen in der Nähe einer PV-Anlage kommen andere Effekte zum Vorschein:

- Eine Erhöhung des Skalierungsfaktors der PV-Anlage führt hierbei zur Entlastung der Leitungen. Der Grad der Entlastung ist dabei abhängig vom Vermaschungsgrad des Netzes, denn je höher dieser, desto niedriger der entlastende Effekt auf eine einzelne Leitung. Dafür ist allerdings die Entlastung auf mehreren Leitungen bemerkbar.
- Bei niedrigen Vermaschungsgraden kann ein Minimum der maximalen Auslastung erreicht werden. Wird der Skalierungsfaktor weiter erhöht, so steigt auch die Auslastung wieder an. Die PV-Anlage versorgt das unmittelbare Gebiet mit mehr elektrischer Energie als es benötigt weshalb die überschüssige Energie in das übergeordnete Netz gespeist wird. Der Zeitpunkt der maximalen Belastung für das Netz verschiebt sich vom Winter in den Sommer.

6.3.2 Auswirkung auf die Spannung

Eine Skalierung der PV-Anlage oder EVCS sowie die Vermaschung des Netzes hat einen Einfluss auf die statische Spannungsstabilität. Die Implementierung einer EVCS führt ab einem gewissen Ausbaugrad zu einem Einsinken der Spannung wobei dahingehend mittels temporärer Vermaschung entsprechend entgegenwirkt werden kann. Folgende Aussagen können bezüglich der statischen Spannungsstabilität getroffen werden:

- Durch die Vermaschung wird die belastete Klemmleiste mehrfach versorgt. Dies kann zu einer Stützung der Spannung führen bzw. ein Absinken der Spannung verhindern. Der Versuch, den Effekt mit Hilfe einer PV-Anlage zu verstärken, hat nicht das gewünschte Resultat herbeigeführt. Der Ausbau einer PV-Anlage hat einen minimalen bis keinen Einfluss auf die minimale Spannung. Aufgrund der Verwendung einer QDS, welche immer den Worst-Case Fall der minimalen Spannung berechnet, wird aufgrund der Volatilität der PV-Anlage immer ein Spannungsminimum am Abend im Winter auftreten. Zu diesem Zeitpunkt ist die erzeugte Energie einer solchen Anlage sehr gering, weshalb der spannungsstützende Effekt nicht vorhanden ist.
- Eine PV-Anlage kann zu einer Steigerung des Spannungsniveaus führen. Wählt man als Simulationszeitpunkt die Mittagszeit im Sommer, so kann man eine entsprechende Erhöhung der Spannung durch die PV-Anlage erkennen. Jedoch fällt dieser Effekt sehr gering aus, da sich die EVCS und die PV-Anlage im verwendeten Netzmodell örtlich nicht direkt nebeneinander befinden. Eine räumliche Näherung dieser beiden Elemente bzw. eine kürzere elektrische Verbindung dazwischen würde den Effekt entsprechend erhöhen.

7 Verzeichnisse

7.1 Literaturverzeichnis

- [1] Smart Grid Austria, "Technologieroadmap Smart Grids Austria," Wien, 2015.
- [2] E. Schmautzer, "Schutzmassnahmen in elektrischen Anlagen," Graz, 2014.
- [3] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, 5th ed. Karlsruhe: Springer Vieweg, 2017.
- [4] D. Herbst *et al.*, "Zukünftige Anforderungen an Niederspannungsnetze und deren Lösungsansätze am Beispiel des Projekts PoSyCo," Graz, 2020.
- [5] Austrian Power Grid, "Netzentwicklungsplan 2020," Wien, 2020.
- [6] R. Marenbach, D. Nelles, and J. Jäger, *Elektrische Energietechnik*, 3rd ed. Erlangen und Kronberg im Taunus: Springer Vieweg, 2020.
- [7] L. Fickert, "Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme," Graz, 2008.
- [8] R. Schmaranz, *Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze Technische und organisatorische Maßnahmen unter*, 1st ed. Graz: Verlag der technischen Universität Graz, 2014.
- [9] D. Herbst, "Ein Beitrag zu neuen Ansätzen im Niederspannungsschutz (Arbeitstitel)," Technische Universität Graz.
- [10] A. P. Grid, "APG Infobroschüre," 2013.
- [11] E.-C. Energie-Control, "APG_Übertragungsnetz_2019." [Online]. Available: <https://www.apg.at/de/Media-Center/Download-Bereich>. [Accessed: 03-Feb-2021].
- [12] K. Panos, *Praxisbuch Energiewirtschaft*, 3rd ed., vol. 3. Burgstetten: Springer Vieweg, 2013.
- [13] OVE/Austrian Standards, "ÖVE / ÖNORM EN50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen," Wien, 2011.
- [14] T. Werth, *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen*, 1st ed. Hungen: Springer Vieweg, 2016.
- [15] K. Heuck, K.-D. Dettmann, and D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*, 9th ed. Hamburg: Springer Vieweg, 2013.
- [16] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2nd ed. Dortmund: VDE Verlag, 2008.
- [17] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*, 4th ed. Evillard: Springer Vieweg, 2015.
- [18] H. Renner, "Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme," Graz, 2013.
- [19] M. Hermann, F. Christian, A. Thomas, and S. Bernd, *Repräsentative VDEW-Lastprofile*. Frankfurt

- am Main: VDEW, 1999.
- [20] E.-C. Energie-Control, "Sonstige Marktregeln Strom," Wien, 2012.
- [21] M. Hinterstocker, M. Rau, and S. Von Roon, "Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt," München, 2014.
- [22] E.-C. Energie-Control, "APSC_Standardlastprofil2021." [Online]. Available: <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>. [Accessed: 31-Jan-2021].
- [23] K. Mehlhorn and J. Kliemt, "Bestimmung der elektrischen Verluste im Netz eines städtischen Netzbetreibers," *Ew*, pp. 20–23, 2004.
- [24] W. Brandauer, "Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten," Technische Universität Graz, 2014.
- [25] D. Oeding and B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 8th ed. Hannover: Springer Vieweg, 2016.
- [26] T. K. Schuster, "Auswirkungen der unsymmetrischen Belastung im Niederspannungsnetz für dezentrale Einspeiser," Wiener Netze, Wien, 2018.
- [27] Siemens AG, "Netzschutz und Schutzkoordination," *Siemens AG*.
- [28] U. Schichler, "Hochspannungstechnik und Systemtechnik Laborskriptum," Graz, 2018.
- [29] OVE/Austrian Standards, "ÖVE / ÖNORM EN8101:2019:01-01 Elektrische Niederspannungsanlagen," Wien, 2019.

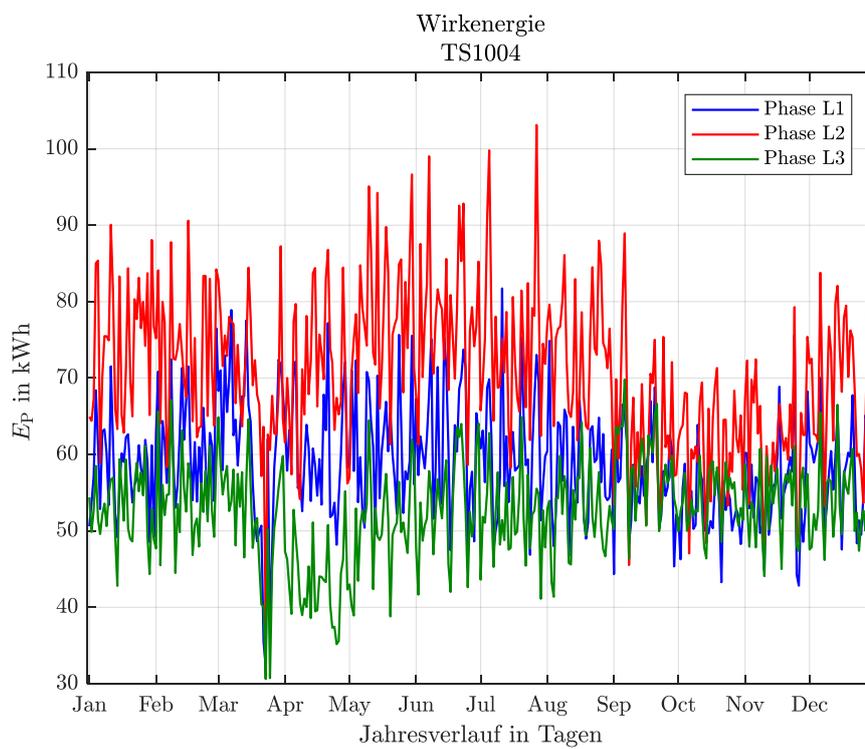
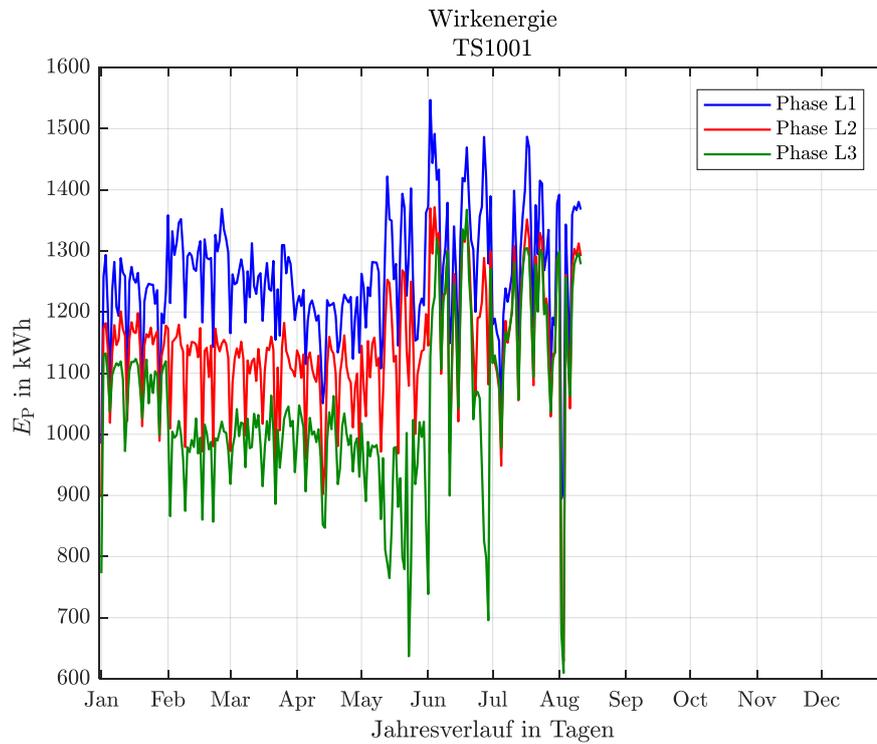
7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3.1: Übertragungsnetz Österreichs [11]	5
Abbildung 3.2: Schematischer Aufbau eines Strahlennetzes	8
Abbildung 3.3: Schematischer Aufbau eines Ringnetzes	9
Abbildung 3.4: Schematischer Aufbau eines Maschennetzes	10
Abbildung 3.5: Unterschiedliche Lastprofile im Vergleich [22]	14
Abbildung 3.6: Haushaltsprofil H0 im Tagesvergleich [22].....	15
Abbildung 3.7: Lastprofile im Jahresvergleich [22].....	16
Abbildung 4.1: Vereinfachtes Netzmodell	27
Abbildung 4.2: Messwerte der Wirkenergie an Station TS1002 im Jahr 2019.....	29
Abbildung 4.3: Messwerte der Blindenergie an Station TS1002 im Jahr 2019	30
Abbildung 4.4: $\cos(\varphi)$ an Station TS1002 im Jahr 2019	31
Abbildung 4.5: Wirkleistungsverlauf an TS1002 am 18.04.2019	32
Abbildung 4.6: Blindleistungsverlauf an TS1002 am 18.04.2019.....	33
Abbildung 4.7: Tagesverlauf des $\cos(\varphi)$ an TS1002 am 18.04.2019.....	34
Abbildung 4.8: erweitertes Netzmodell	37
Abbildung 4.9: Kennlinie Einspeiseleistung der PV-Anlage	39
Abbildung 4.10: Lastgang der EVCS.....	40
Abbildung 5.1: Auslastung der Leitung TS1021 zu SK E4 bei $k_{s,PV} = 0$	44
Abbildung 5.2: Auslastung der Leitung TS1021 zu SK E4 bei $k_{s,PV} = 41$	46
Abbildung 5.3: Auslastung der Leitung TS1009 zu SK E4 2 bei $k_{s,EVCS} = 0$	48
Abbildung 5.4: minimale Spannung am Schleifenkasten SK E4 1 bei $k_{s,PV} = 1$	51
Abbildung 5.5: minimale Spannung am Schleifenkasten SK E4 1 bei $k_{s,EVCS} = 41$	54

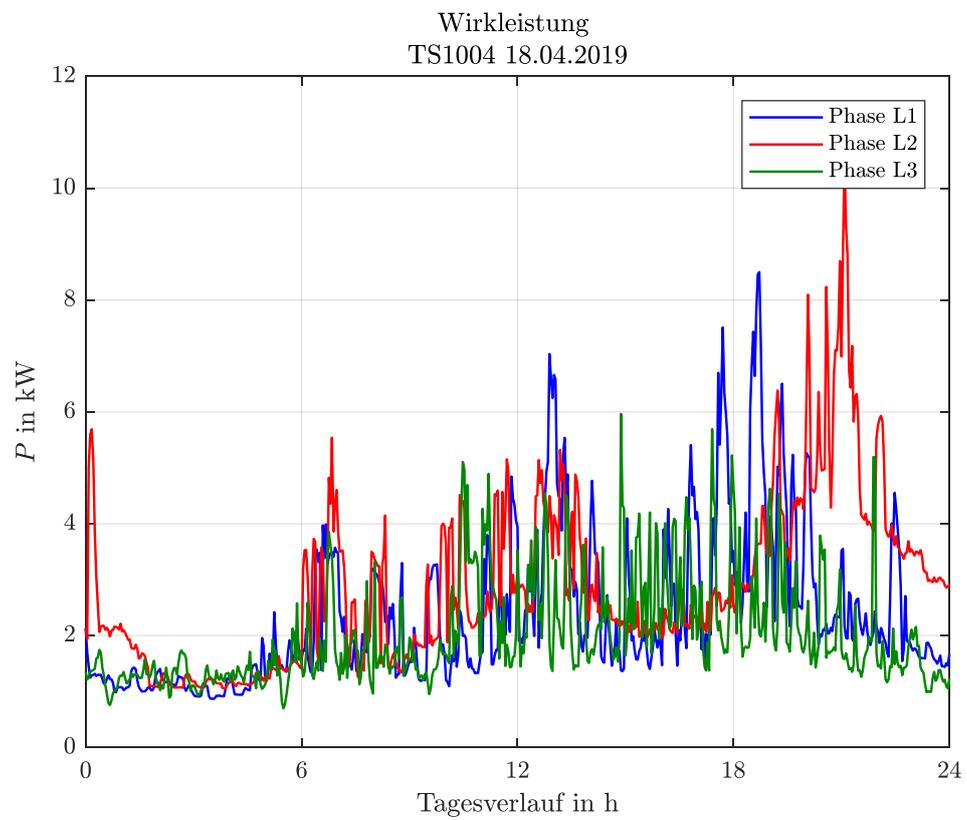
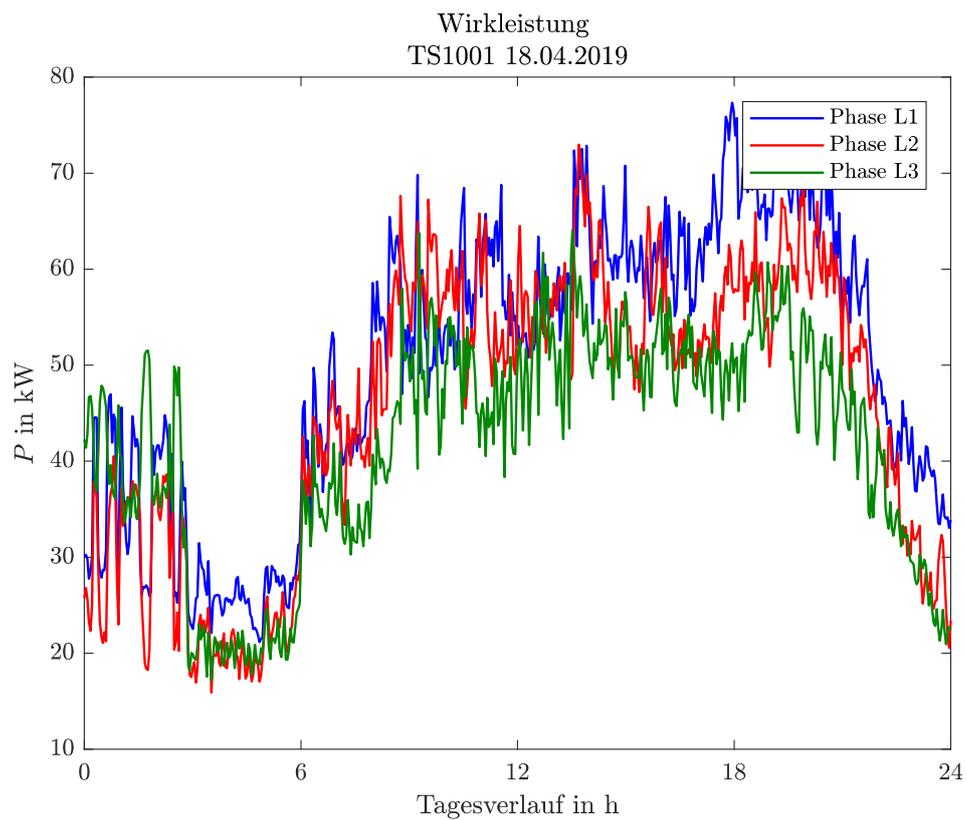
8 Anhang

8.1 Weitere Ergebnisse der Netzanalyse

Wirkenergie weiterer Messstationen TS1001 (Daten nur bis Mitte August vorhanden) und TS1004.

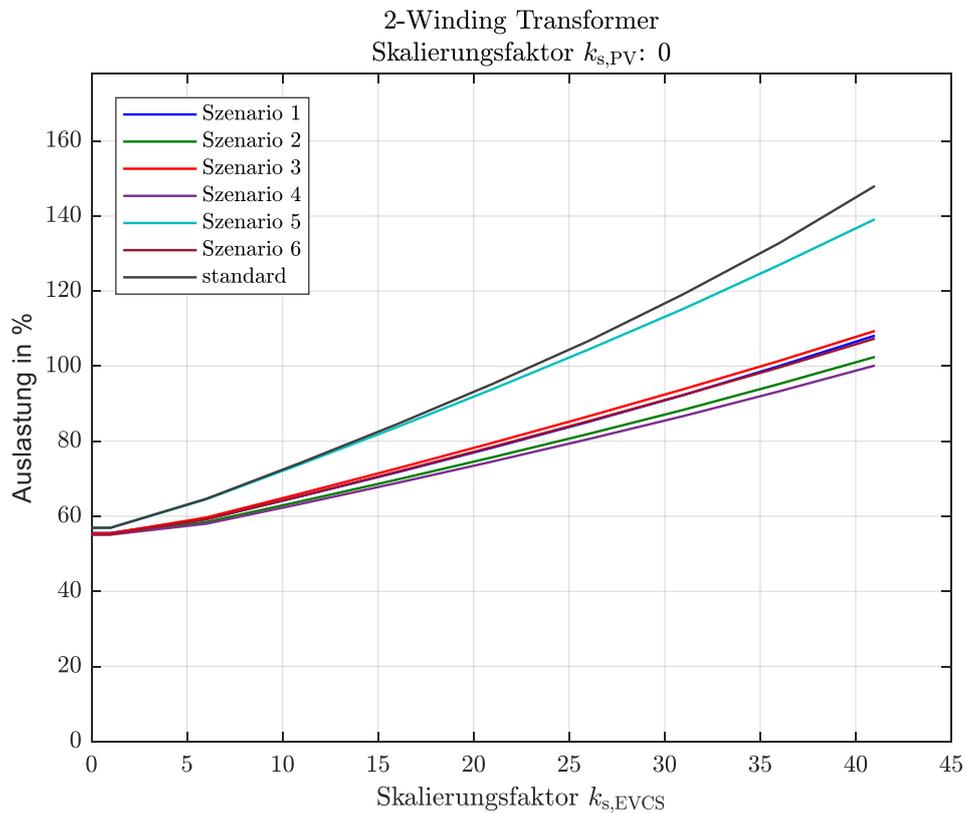
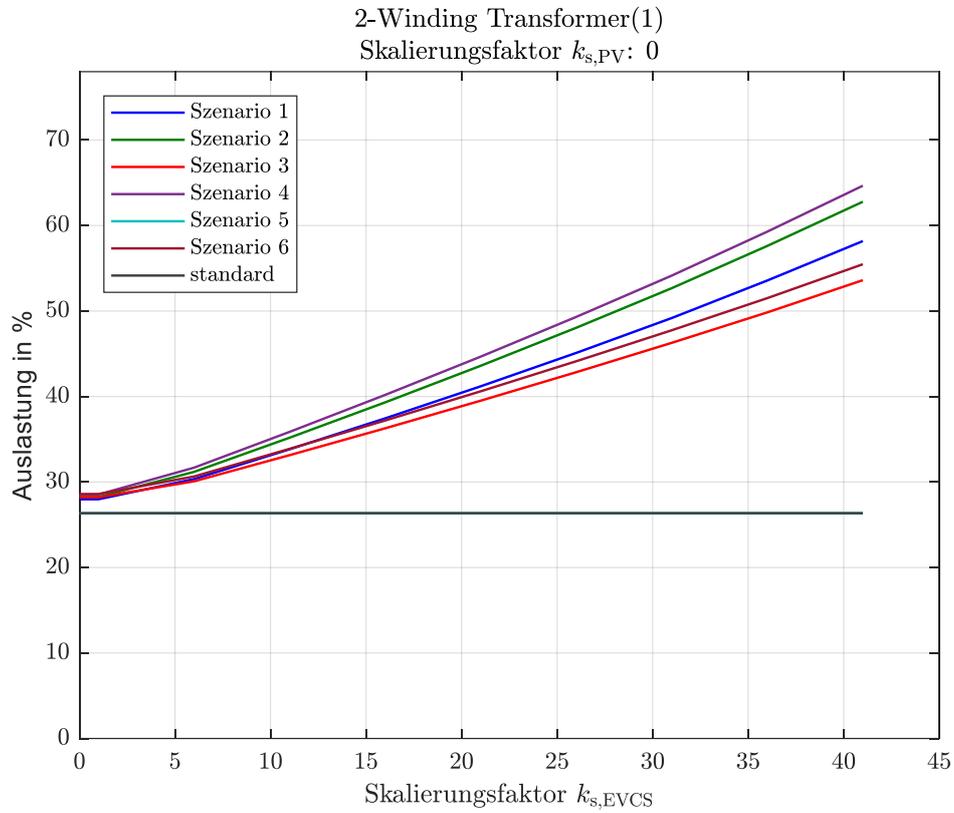


Wirkleistung weiterer Messstationen TS1001 und TS1004 am 18.04.2019.

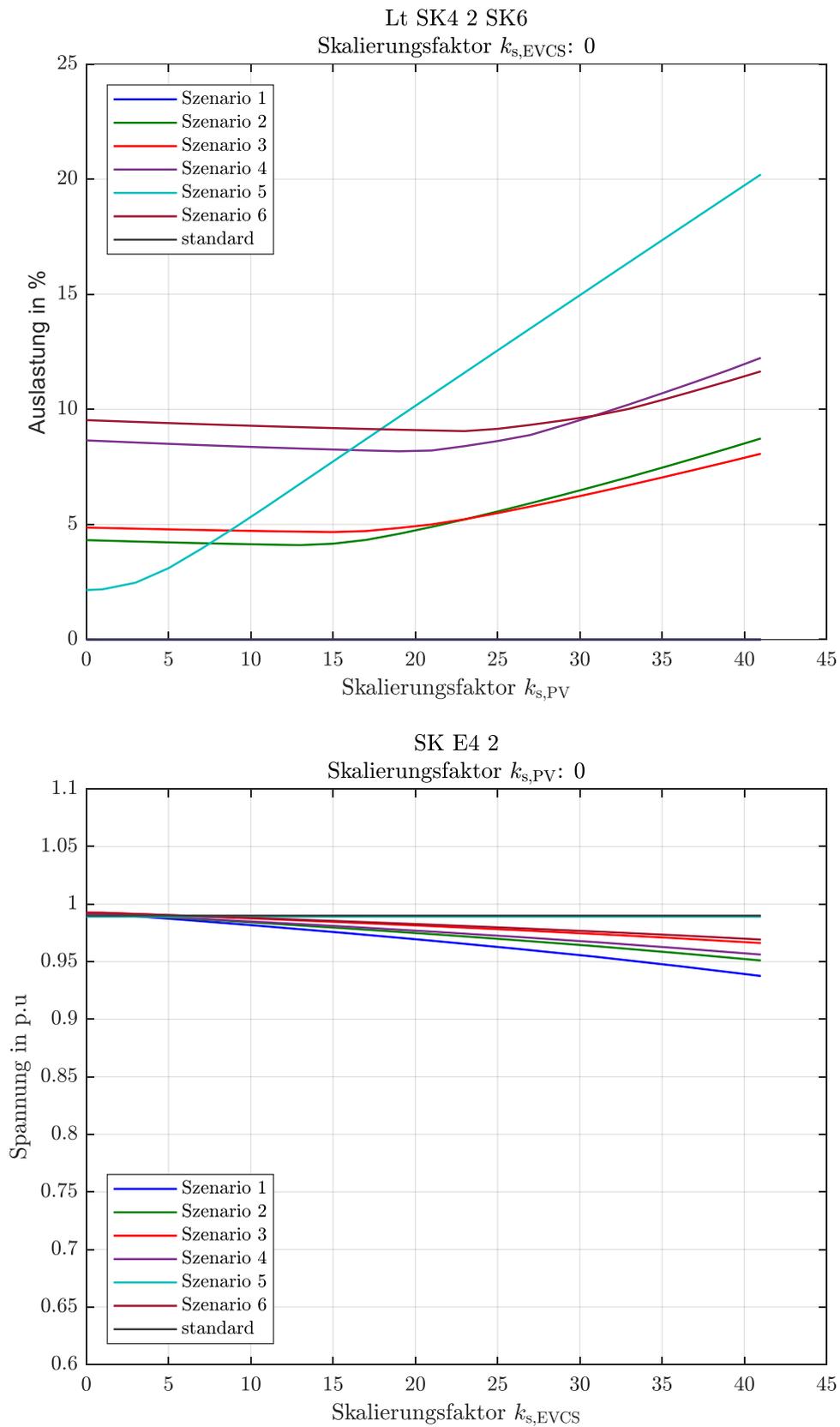


8.2 Weitere Simulations Ergebnisse

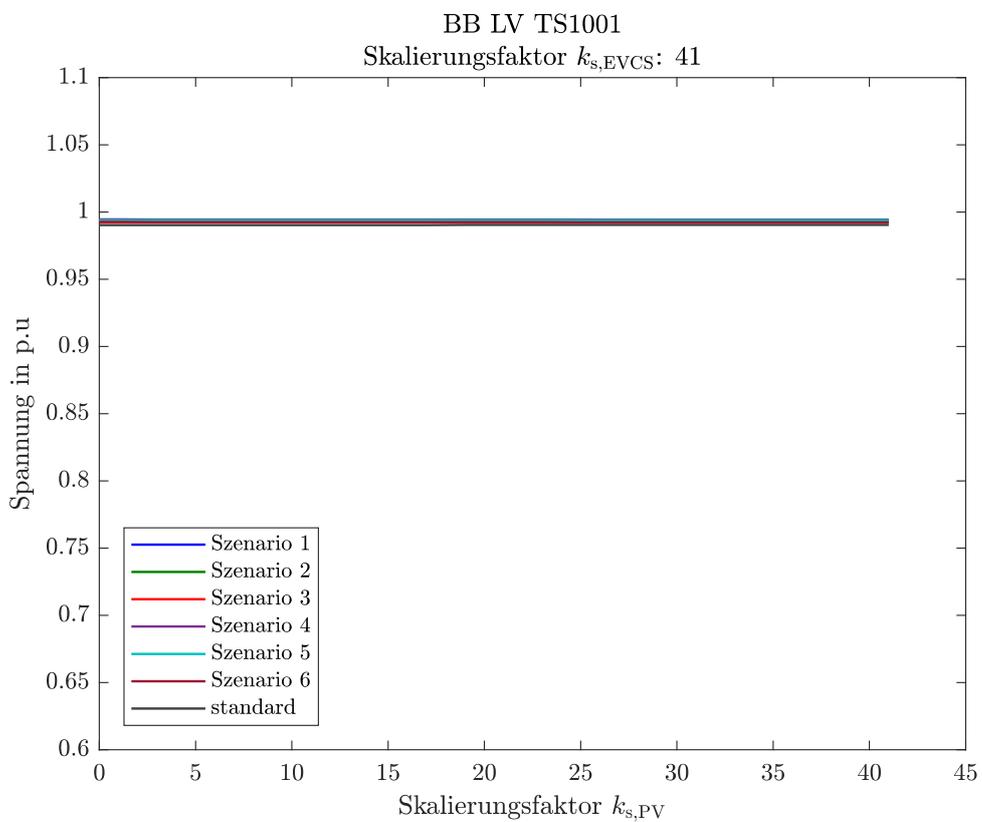
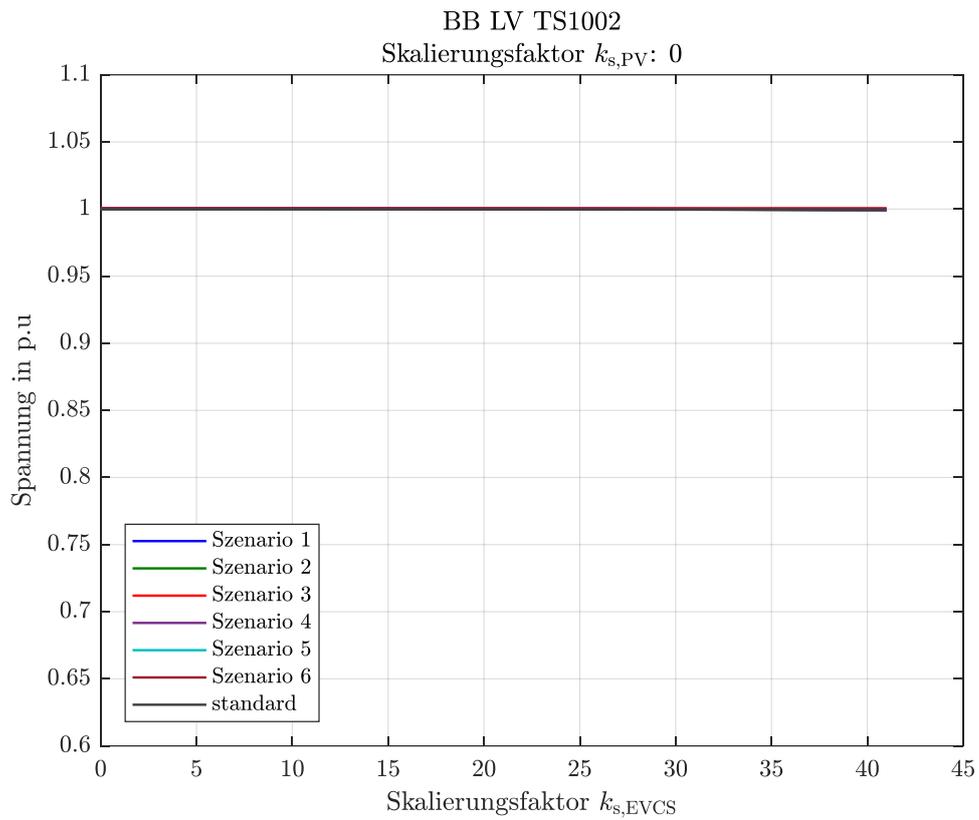
Auslastung beider Transformatoren Messstationen TS1001(2-Winding Transformer) und TS1002 (2-Winding Transformer(1)).



Auslastung an der Leitung SK4 2 und SK6 sowie minimale Spannung an SK E4 2

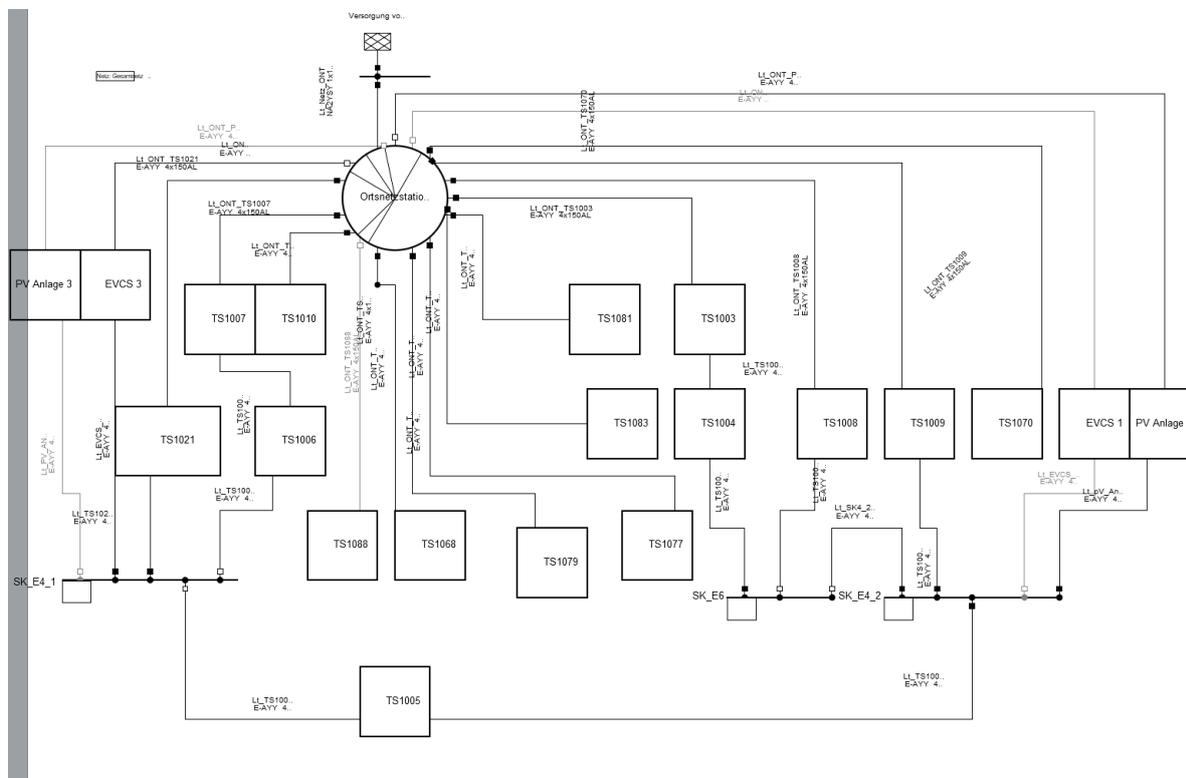


Spannung an den Transformator-Sekundärseiten. Einmal in Abhängigkeit der PV-Anlage und einmal abhängig von der EVCS.



8.3 DlgSILENT Power Factory Netzmodell

Ansicht des Netzmodells in DlgSILENT Power Factory.



8.4 DlgSILENT PowerFactory Skript (DPL)

Skript zur automatischen Durchführung aller Simulationen. Nachdem das gewünschte Vermaschungsszenario gewählt wurde berechnet dieses Skript die Quasi-Dynamische Simulation aller unterschiedlichen Skalierungsfaktoren.

```
int error;
string sRowId;
double loading,spannungmax,spannungmin,indexAuslast;
int countEVCS,countPV,
countTerms,countLeit,countTrafo,indexSpannung,EVCS3scaleStart,mode,schrittweitePV,schrittweiteEVCS;
object oSim,oResult,oinit,oTerm, oReport;
set sTerms,sLeit,sTrafo;
!Buchstabe vor Variable : s = String o = Object s = Set

! Set der Verschiedenen Elemente erstellen /sTerms = Klemmleisten sLeit = Leitungen sTrafo = Trafos

!sTerms = AllRelevant('*.ElmTerm');
!sTerms =AllRelevant('*.ElmTerm');

! Alle Leitungen und Trafos in Sets abgespeichert
sLeit = AllRelevant('*.ElmLne');
sTrafo = AllRelevant('*.ElmTr2');

! Für Klemmleitsten AllRelevant nicht möglich da Fehlermeldung bei weiterer Verwendung
sTerms.Add(SK_E4_1);
sTerms.Add(SK_E4_2);
sTerms.Add(SK_E6);
sTerms.Add(BB_HV_ONT);
```

```
sTerms.Add(BB_LV_TS1001);
sTerms.Add(BB_LV_TS1002);

!Mode = 1 => Auslastung
!Mode = 0 => Spannungen
mode = 1;
error = 0;
!Abzählen der Elemente
countTerms = sTerms.Count();
countLeit = sLeit.Count();
countTrafo = sTrafo.Count();
!printf('Num Count = %i %i %i', countTerms, countLeit, countTrafo);

!initialisieren des Skallierungsfaktors EVCS und anzahl der Parallelen Wechselrichter bei PV (bei PV
mind. 1)

indexAuslast = 1;
indexSpannung = 1;
schrittweitePV = 2;
schrittweiteEVCS = 5;

EVCS3scaleStart = 0;
pv:ngnum = 1;

!Objekt für Quasidynamische Simulation erstellen
oSim = GetCaseObject('ComStatSim');

!Objekt für Ergebnistabelle erstellen
oReport = GetCaseObject('ComTableReport');

! Tabelle erstellen Auslastung
if(mode=1)
{
oReport.AddTable('Table Auslastung');
oReport.SetTitle('Result');
! Welche Tabelle wie auf Spalte zugegriffen wird Name der Spalte
!.AddColumn('Table AuslastungLine', 'Column 1 ID', 'ID');
oReport.AddColumn('Table Auslastung', 'Betriebsmittel', 'Betriebsmittel');
oReport.AddColumn('Table Auslastung', 'Auslastung', 'max. Auslastung in %');
oReport.AddColumn('Table Auslastung', 'EVCS', 'Skallierungsfaktor EVCS');
oReport.AddColumn('Table Auslastung', 'PV', 'Skallierungsfaktor PV');
oReport.AddColumn('Table Auslastung', 'Verluste', 'Verluste');
}
else ! für "mode=0"
{

! Tabelle erstellen Spannung
oReport.AddTable('Table Spannung');
oReport.SetTitle('Result');
! Welche Tabelle wie auf Spalte zugegriffen wird Name der Spalte
!oReport.AddColumn('Table AuslastungLine', 'Column 1 ID', 'ID');

oReport.AddColumn('Table Spannung', 'Betriebsmittel', 'Betriebsmittel');
oReport.AddColumn('Table Spannung', 'min', 'min. Spannung in p.u');
oReport.AddColumn('Table Spannung', 'max', 'max. Spannung in p.u');

oReport.AddColumn('Table Spannung', 'EVCS', 'Skallierungsfaktor EVCS');
oReport.AddColumn('Table Spannung', 'PV', 'Skallierungsfaktor PV');
}

!Lpd:iopt_net = 0; ! symmetrische Lastflussberechnung
!error = Lpd.Execute(); ! Führe Lastflussberechnung aus

while(pv:ngnum <= 41)
{
printf('Num PV : %f ',pv:ngnum);
EVCS3:scale0 = EVCS3scaleStart;
while(EVCS3:scale0 <= 41 )
{
!Quasidynamische Simulation starten
error = oSim.Execute();

if (error)
{
exit();
}
else
{
if (mode = 0)
{
for (oTerm=sTerms.First(); oTerm; oTerm=sTerms.Next()) ! Schleife über alle Busbars
{
```

```

printf('S %s',oTerm);
spannungmin = oTerm:m:u:min;
spannungmax = oTerm:m:u:max;
!printf('Spannung %s max = %f min = %f',oTerm, spannungmax,spannungmin); ! Ausgabe Spannungmaximum
sRowId = sprintf('S %d',indexSpannung);
oReport.AddRow('Table Spannung',sRowId);
oReport.SetCellValueToInt('Table Auslastung', 'Column 1 ID',sRowId,indexAuslast);
oReport.SetCellValueToObject('Table Spannung', 'Betriebsmittel',sRowId,oTerm);
oReport.SetCellValueToDouble('Table Spannung', 'min',sRowId,spannungmin);
oReport.SetCellValueToDouble('Table Spannung', 'max',sRowId,spannungmax);
oReport.SetCellValueToInt('Table Spannung', 'EVCS',sRowId,EVCS3:scale0);
oReport.SetCellValueToInt('Table Spannung', 'PV',sRowId,pv:ngnum);
indexSpannung += 1;
}
}
else
{
for (oTerm=sLeit.First(); oTerm; oTerm=sLeit.Next()) ! Schleife über alle Leitungen
{
if(oTerm:c:loading:max>0)
{
loading = oTerm:c:loading:max; ! Auslastung des Leitungsobjekt
!printf('Auslastung %s = %f',oTerm, loading ); ! Ausgabe Auslastung
sRowId = sprintf('A %d',indexAuslast);
oReport.AddRow('Table Auslastung',sRowId);
oReport.SetCellValueToInt('Table Auslastung', 'Column 1 ID',sRowId,indexAuslast);
oReport.SetCellValueToObject('Table Auslastung', 'Betriebsmittel',sRowId,oTerm);
oReport.SetCellValueToDouble('Table Auslastung', 'Auslastung',sRowId,oTerm:c:loading:max);
oReport.SetCellValueToInt('Table Auslastung', 'EVCS',sRowId,EVCS3:scale0);
oReport.SetCellValueToInt('Table Spannung', 'PV',sRowId,pv:ngnum);
indexAuslast += 1;
}
}
for (oTerm=sTrafo.First(); oTerm; oTerm=sTrafo.Next()) ! Schleife über alle Trafos
{
loading = oTerm:c:loading:max; ! Auslastung des Trafo
!printf('Auslastung %s = %f',oTerm, loading); ! Ausgabe Auslastung
sRowId = sprintf('A %d',indexAuslast);
oReport.AddRow('Table Auslastung',sRowId);
oReport.SetCellValueToInt('Table Auslastung', 'Column 1 ID',sRowId,indexAuslast);
oReport.SetCellValueToObject('Table Auslastung', 'Betriebsmittel',sRowId,oTerm);
oReport.SetCellValueToDouble('Table Auslastung', 'Auslastung',sRowId,oTerm:c:loading:max);
oReport.SetCellValueToInt('Table Auslastung', 'EVCS',sRowId,EVCS3:scale0);
oReport.SetCellValueToInt('Table Spannung', 'PV',sRowId,pv:ngnum);
oReport.SetCellValueToDouble('Table Spannung', 'Verluste',sRowId,oTerm:c:Ploss);
indexAuslast += 1;
}
}
}
if(EVCS3:scale0 = 0)
{
EVCS3:scale0 = 1;
}
else
{
EVCS3:scale0 += schrittweiteEVCS;
}
}

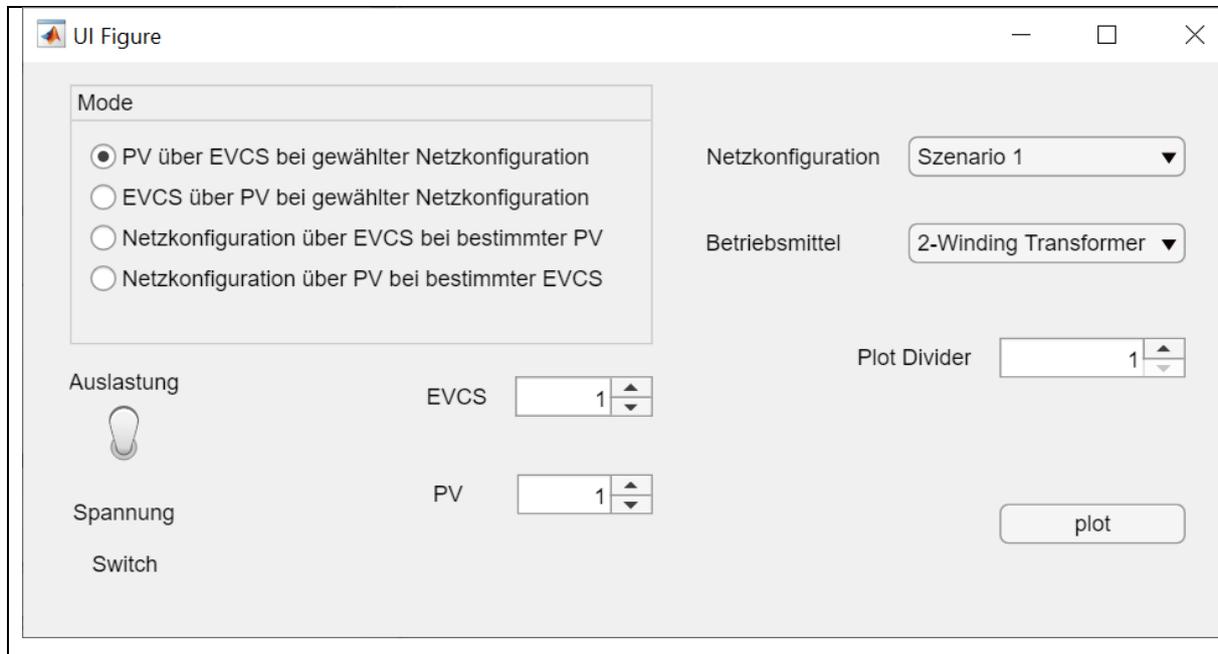
pv:ngnum += schrittweitePV;
}

! Ergebnis Tabelle erstellen
oReport.Execute();

```

8.5 MATLAB Skript

Skript für die automatische Erstellung der Auslastungs- und Spannungsdiagramme. Alle Ergebnisse der Simulation werden in diesem Skript verarbeitet.



```

classdef Masterarbeit_Datenverarbeitungsprogramm < matlab.apps.AppBase
    % Properties that correspond to app components
    properties (Access = public)
        UIFigure                matlab.ui.Figure
        BetriebsmittelDropDownLabel  matlab.ui.control.Label
        BetriebsmittelDropDown    matlab.ui.control.DropDown
        ModeButtonGroup          matlab.ui.container.ButtonGroup
        PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton  matlab.ui.control.RadioButton
        EVCSberPVbeigewhlterNetzkonfigurationButton  matlab.ui.control.RadioButton
        NetzkonfigurationberEVCSbeibestimmterPVButton  matlab.ui.control.RadioButton
        NetzkonfigurationberPVbeibestimmterEVCSButton  matlab.ui.control.RadioButton
        plotButton                matlab.ui.control.Button
        PlotDividerSpinnerLabel    matlab.ui.control.Label
        PlotDividerSpinner        matlab.ui.control.Spinner
        NetzkonfigurationDropDownLabel  matlab.ui.control.Label
        NetzkonfigurationDropDown    matlab.ui.control.DropDown
        PVSpinnerLabel            matlab.ui.control.Label
        PVSpinner                  matlab.ui.control.Spinner
        EVCSSpinnerLabel          matlab.ui.control.Label
        EVCSSpinner                matlab.ui.control.Spinner
        SwitchLabel                matlab.ui.control.Label
        Switch                      matlab.ui.control.ToggleSwitch
    end
    properties (Access = private)
        % Anlegen der Datensätze aus den Excel Tabellen als Properties damit Programmübergreifend
        darauf zugegriffen werden kann
        dataTableAuslastung = table;
    end
end

```

```

        dataTableSpannung = table;
    end
    methods (Access = private)
        % Code that executes after component creation
        function startupFcn(app)
%%Programmstart

%.....
.....
    % Pfad zu Auslastungsexceltabelle
    filenameAuslastung = 'C:\Users\Martin
Ruhhuettl\Documents\MasterarbeitDoku_final_Automatisiert_Auslastungen_Szenario.xlsx';
    [~,~,dataAuslastung] = xlsread(filenameAuslastung);

    % Pfad zu Spannungsexceltabelle
    filenameSpannung = 'C:\Users\Martin
Ruhhuettl\Documents\MasterarbeitDoku_final_Automatisiert_Spannungen_Szenario.xlsx';
    [~,~,dataSpannung] = xlsread(filenameSpannung);

    % Exceltabelle in Matlab Table umformen
    app.dataTableAuslastung = cell2table(dataAuslastung(2:end,:), 'VariableNames', {'ID'
'Betriebsmittel' 'Auslastung' 'SkalierungsfaktorEVCS' 'SkalierungsfaktorPV' 'Verluste'
'Netzkonfiguration'});
    app.dataTableSpannung = cell2table(dataSpannung(2:end,:), 'VariableNames', {'ID' 'Betriebsmittel'
'minSpannung' 'maxSpannung' 'SkalierungsfaktorEVCS' 'SkalierungsfaktorPV' 'Netzkonfiguration'});

    %Betriebsmittel und Netzkonfig anhand der Schalterstellung einstellen
    if(strcmp(app.Switch.Value, 'Auslastung'))
        Betriebsmittel = unique(app.dataTableAuslastung.Betriebsmittel);
        Netzkonfiguration = unique(app.dataTableAuslastung.Netzkonfiguration);
    else
        Betriebsmittel = unique(app.dataTableSpannung.Betriebsmittel);
        Netzkonfiguration = unique(app.dataTableSpannung.Netzkonfiguration);
    end

    %Dropdown Menüs mit richtigen inhalt befüllen
    app.BetriebsmittelDropDown.Items = Betriebsmittel;
    app.NetzkonfigurationDropDown.Items = Netzkonfiguration;
    end
    % Button pushed function: plotButton
    function plotButtonPushed(app, event)
%% Plot button gedrückt

%.....
.....

    clearvars ydata xdata;
    sel_Betriebsmittel = app.BetriebsmittelDropDown.Value;
    BetriebsmittelName = app.BetriebsmittelDropDown.Value;
    sel_Netzkonfiguration = app.NetzkonfigurationDropDown.Value;
    sel_PV = app.PVSpinner.Value;
    sel_EVCS = app.EVCSSpinner.Value;
    plotdivider = app.PlotDividerSpinner.Value;

    %Unterscheiden ob Auslastung oder Spannungen mit dazugehörigen Betriebsmittel

```

```

if(strcmp(app.Switch.Value, 'Auslastung'))
    L1 = strcmp(app.dataTableAuslastung.Betriebsmittel, sel_Betriebsmittel);
    sel_data = app.dataTableAuslastung(L1, :);
else
    L1 = strcmp(app.dataTableSpannung.Betriebsmittel, sel_Betriebsmittel);
    sel_data = app.dataTableSpannung(L1, :);
end

% Modi auswahl
switch(app.ModeButtonGroup.SelectedObject)

case app.PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton
    %Case 1
    %Maske Erstellen für gewünschte Netzkonfiguration
    L1 = strcmp(sel_data.Netzkonfiguration, sel_Netzkonfiguration);
    plot_data = sel_data(L1, :);

    %alle PV und EVCS Skalierungsfaktoren abspeichern EVCS werden als x-Achse verwendet
    uniquePV = unique(plot_data.SkalierungsfaktorPV);
    xdata = unique(plot_data.SkalierungsfaktorEVCS);

    %anzahl an Daten
    numx = numel(uniquePV);
    ydata = zeros(numx, numel(xdata));
    %Daten in die PlotMatri xeintragen
    for i= 1:numx
        L1 = plot_data.SkalierungsfaktorPV == uniquePV(i);
        if(strcmp(app.Switch.Value, 'Auslastung'))
            ydata(i, :) = plot_data(L1, :).Auslastung;
            Location = 'northeast';
        else
            ydata(i, :) = plot_data(L1, :).minSpannung;
            Location = 'northeast';
        end
    end

    labelXAxis = 'Skalierungsfaktor EVCS';
    legendnamesRaw = num2str(uniquePV);
    plotdivider = app.PlotDividerSpinner.Value;

    [lenLegend, ~] = size(legendnamesRaw);
    id = 1;

    for i=1:plotdivider:lenLegend
        legendnames{id, :} = strrep(legendnamesRaw(i, :), '_', ' ');
        id = id+1;
    end

    plottext = ['Netzkonfiguration: ', strrep(sel_Netzkonfiguration, '_', '\_')];

case app.EVCSberPVbeigewhlterNetzkonfigurationButton
    L1 = strcmp(sel_data.Netzkonfiguration, sel_Netzkonfiguration);
    plot_data = sel_data(L1, :);

```

```

uniqueEVCS = unique(plot_data.SkalierungsfaktorEVCS);
xdata = unique(plot_data.SkalierungsfaktorPV);

numx = numel(uniqueEVCS);
ydata = zeros(numx,numel(xdata));

for i= 1:numx
    L1 = plot_data.SkalierungsfaktorEVCS == uniqueEVCS(i);
    if(strcmp(app.Switch.Value,'Auslastung'))
        ydata(i,:) = plot_data(L1,:).Auslastung;
        Location = 'northeast';
    else
        ydata(i,:) = plot_data(L1,:).minSpannung;
        Location = 'northeast';
    end
end

labelXAxis = 'Skalierungsfaktor PV';
legendnamesRaw = num2str(uniqueEVCS);
plotdivider = app.PlotDividerSpinner.Value;
[lenLegend,~] = size(legendnamesRaw);
id = 1;

for i=1:plotdivider:lenLegend
    legendnames(id,:) = strrep(legendnamesRaw(i,:), '_',' ');
    id = id+1;
end

plottext = ['Netzkonfiguration: ', strrep(sel_Netzkonfiguration, '_','\ ')];

case app.NetzkonfigurationberEVCSbeibestimmterPVButton
    L1 = sel_data.SkalierungsfaktorPV==sel_PV;
    plot_data = sel_data(L1,:);

    xdata = unique(plot_data.SkalierungsfaktorEVCS);
    uniqueNetzkonfig = unique(plot_data.Netzkonfiguration);
    plotdivider = 1;

    numx = numel(uniqueNetzkonfig);
    ydata = zeros(numx,numel(xdata));

    for i= 1:numx
        L1 = strcmp(plot_data.Netzkonfiguration,uniqueNetzkonfig(i));
        if(strcmp(app.Switch.Value,'Auslastung'))
            ydata(i,:) = plot_data(L1,:).Auslastung;
            Location = 'northwest';
        else
            ydata(i,:) = plot_data(L1,:).minSpannung;
            Location = 'southwest';
        end
    end

    labelXAxis = 'Skalierungsfaktor EVCS';
    legendnames = strrep(uniqueNetzkonfig, '_',' ');

```

```
legendnames = strrep(legendnames, 'SK E4 1 und SK E4 2 über TS1005', 'Szenario 2');
legendnames = strrep(legendnames, 'Alle SK und TS1006', 'Szenario 5');
legendnames = strrep(legendnames, 'Alle SK und TS1004', 'Szenario 4');
legendnames = strrep(legendnames, 'Alle SK', 'Szenario 6');
legendnames = strrep(legendnames, 'SK E4 1 mit TS1006 und SK E6 mit SK E4 2 TS1004', 'Szenario
3');
legendnames = strrep(legendnames, 'Voll vermascht', 'Szenario 1');

plottext = ['Skalierungsfaktor PV: ', num2str(sel_PV)];

case app.NetzkonfigurationberPVbeibestimmterEVCSButton
    L1 = sel_data.SkalierungsfaktorEVCS==sel_EVCS;
    plot_data = sel_data(L1,:);

    xdata = unique(plot_data.SkalierungsfaktorPV);
    uniqueNetzkonfig = unique(plot_data.Netzkonfiguration);
    plotdivider = 1;

    numx = numel(uniqueNetzkonfig);
    ydata = zeros(numx, numel(xdata));

    for i= 1:numx
        L1 = strcmp(plot_data.Netzkonfiguration, uniqueNetzkonfig(i));
        if(strcmp(app.Switch.Value, 'Auslastung'))
            ydata(i,:) = plot_data(L1,:).Auslastung;
            Location = 'northwest';

        else
            ydata(i,:) = plot_data(L1,:).minSpannung;
            Location = 'southwest';
        end
    end

    labelXAxis = 'Skalierungsfaktor PV';
    legendnames = strrep(uniqueNetzkonfig, '_', ' ');

    plottext = ['Skalierungsfaktor EVCS: ', num2str(sel_EVCS)];

    legendnames = strrep(legendnames, 'SK E4 1 und SK E4 2 über TS1005', 'Szenario 2');
    legendnames = strrep(legendnames, 'Alle SK und TS1006', 'Szenario 5');
    legendnames = strrep(legendnames, 'Alle SK und TS1004', 'Szenario 4');
    legendnames = strrep(legendnames, 'Alle SK', 'Szenario 6');
    legendnames = strrep(legendnames, 'SK E4 1 mit TS1006 und SK E6 mit SK E4 2 TS1004', 'Szenario
3');
    legendnames = strrep(legendnames, 'Voll vermascht', 'Szenario 1');

%noch nicht fertig

case app.Button

SkalierungsfaktorEVCS = unique(sel_data.SkalierungsfaktorEVCS);
SfEVCS = numel(SkalierungsfaktorEVCS);
```

```

L1 = strcmp(sel_data.Netzkonfiguration,sel_Netzkonfiguration);
sel_data1 = sel_data(L1,:);

for n=1:numel(SkalierungsfaktorEVCS)

    L1 = sel_data.SkalierungsfaktorEVCS==SkalierungsfaktorEVCS(n);
    plot_data = sel_data1(L1,:);

    xdata = unique(plot_data.SkalierungsfaktorPV);
    plotdivider = 1;

    ydata = zeros(SfEVCS,numel(xdata),10000);

    for i= 1:numx
        L1 = strcmp(plot_data.SkalierungsfaktorPV,xdata(i));

        if(strcmp(app.Switch.Value,'Auslastung'))
            ydata(n,i,:) = plot_data(L1,:).Auslastung;
        end
    end

end

end

%abfrage ob surface oder nicht
if get(app.Button,'Value') == 1

    size(ydata)

    surf(ydata(:,:,3))
    xlabel('EVCS')
    ylabel('PV')
    zlabel('Auslastung')

else

    figure
    max_val = max(ydata);

    for i= 1:plotdivider:numx

        if(max_val < max(ydata(i)))
            max_val = max(ydata(i));
        end

        plot(xdata,ydata(i,:));
        if(i==1)
            hold on
        end
    end

    max_val = ceil(max(max_val).*1.2);
    BetriebsmittelName = strrep(BetriebsmittelName,' ',' ');

    title([BetriebsmittelName] [plottext])
    xlabel(labelXAxis);

```

```

if(strcmp(app.Switch.Value, 'Auslastung'))
    ylabel('Auslastung in %');
    ylim([0,max_val]);
else
    ylabel('Spannung in p.u');
    ylim([0.6,1.1]);
end
grid on;

legend(legendnames, 'Location', Location);

hold off
%disp(legendnames);
end

end

% Value changed function: Switch
function SwitchValueChanged(app, event)
    value = app.Switch.Value;
    if(strcmp(value, 'Auslastung'))
        Betriebsmittel = unique(app.dataTableAuslastung.Betriebsmittel);
        Netzkonfiguration = unique(app.dataTableAuslastung.Netzkonfiguration);
    else
        Betriebsmittel = unique(app.dataTableSpannung.Betriebsmittel);
        Netzkonfiguration = unique(app.dataTableSpannung.Netzkonfiguration);
    end
    app.BetriebsmittelDropDown.Items = Betriebsmittel;
    app.NetzkonfigurationDropDown.Items = Netzkonfiguration;
end

end

% App initialization and construction
methods (Access = private)
    % Create UIFigure and components
    function createComponents(app)
        % Create UIFigure
        app.UIFigure = uifigure;
        app.UIFigure.Position = [100 100 652 311];
        app.UIFigure.Name = 'UI Figure';
        % Create BetriebsmittelDropDownLabel
        app.BetriebsmittelDropDownLabel = uilabel(app.UIFigure);
        app.BetriebsmittelDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
        app.BetriebsmittelDropDownLabel.Position = [362 207 78 15];
        app.BetriebsmittelDropDownLabel.Text = 'Betriebsmittel';
        % Create BetriebsmittelDropDown
        app.BetriebsmittelDropDown = uidropdown(app.UIFigure);
        app.BetriebsmittelDropDown.Items = {'Option 1', 'Option 5', 'Option 2', 'Option 3',
'Option 4'};
        app.BetriebsmittelDropDown.Position = [476 203 149 22];
        % Create ModeButtonGroup
        app.ModeButtonGroup = uibuttongroup(app.UIFigure);
        app.ModeButtonGroup.Title = 'Mode';
        app.ModeButtonGroup.Position = [26 159 313 141];
        % Create PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton
        app.PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton = uiradiobutton(app.ModeButtonGroup);
        app.PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton.Text = 'PV über EVCS bei gewählter
Netzkonfiguration';

```

```

app.PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton.Position = [11 95 276 15];
app.PVberEVCSbeigewhlterNetzkonfigurationButton.Value = true;
% Create EVCSberPVbeigewhlterNetzkonfigurationButton
app.EVCSberPVbeigewhlterNetzkonfigurationButton = uiradiobutton(app.ModeButtonGroup);
app.EVCSberPVbeigewhlterNetzkonfigurationButton.Text = 'EVCS über PV bei gewählter
Netzkonfiguration';
app.EVCSberPVbeigewhlterNetzkonfigurationButton.Position = [11 73 276 15];
% Create NetzkonfigurationberEVCSbeibestimmterPVButton
app.NetzkonfigurationberEVCSbeibestimmterPVButton = uiradiobutton(app.ModeButtonGroup);
app.NetzkonfigurationberEVCSbeibestimmterPVButton.Text = 'Netzkonfiguration über EVCS
bei bestimmter PV';
app.NetzkonfigurationberEVCSbeibestimmterPVButton.Position = [11 51 283 15];
% Create NetzkonfigurationberPVbeibestimmterEVCSButton
app.NetzkonfigurationberPVbeibestimmterEVCSButton = uiradiobutton(app.ModeButtonGroup);
app.NetzkonfigurationberPVbeibestimmterEVCSButton.Text = 'Netzkonfiguration über PV bei
bestimmter EVCS';
app.NetzkonfigurationberPVbeibestimmterEVCSButton.Position = [11 29 283 15];
% Create plotButton
app.plotButton = uibutton(app.UIFigure, 'push');
app.plotButton.ButtonPushedFcn = createCallbackFcn(app, @plotButtonPushed, true);
app.plotButton.Position = [525 51 100 22];
app.plotButton.Text = 'plot';
% Create PlotDividerSpinnerLabel
app.PlotDividerSpinnerLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.PlotDividerSpinnerLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.PlotDividerSpinnerLabel.Position = [443 145 67 15];
app.PlotDividerSpinnerLabel.Text = 'Plot Divider';
% Create PlotDividerSpinner
app.PlotDividerSpinner = uispinner(app.UIFigure);
app.PlotDividerSpinner.Limits = [1 41];
app.PlotDividerSpinner.Position = [525 141 100 22];
app.PlotDividerSpinner.Value = 1;
% Create NetzkonfigurationDropDownLabel
app.NetzkonfigurationDropDownLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.NetzkonfigurationDropDownLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.NetzkonfigurationDropDownLabel.Position = [362 254 99 15];
app.NetzkonfigurationDropDownLabel.Text = 'Netzkonfiguration';
% Create NetzkonfigurationDropDown
app.NetzkonfigurationDropDown = uidropdown(app.UIFigure);
app.NetzkonfigurationDropDown.Position = [476 250 149 22];
% Create PVSpinnerLabel
app.PVSpinnerLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.PVSpinnerLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.PVSpinnerLabel.Position = [212 71 25 15];
app.PVSpinnerLabel.Text = 'PV';
% Create PVSpinner
app.PVSpinner = uispinner(app.UIFigure);
app.PVSpinner.Step = 2;
app.PVSpinner.Limits = [0 41];
app.PVSpinner.Position = [266 67 73 22];
app.PVSpinner.Value = 1;
% Create EVCSSpinnerLabel
app.EVCSSpinnerLabel = uilabel(app.UIFigure);
app.EVCSSpinnerLabel.HorizontalAlignment = 'right';
app.EVCSSpinnerLabel.Position = [212 124 38 15];

```

```
    app.EVCSSpinnerLabel.Text = 'EVCS';
    % Create EVCSSpinner
    app.EVCSSpinner = uispinner(app.UIFigure);
    app.EVCSSpinner.Step = 5;
    app.EVCSSpinner.Limits = [0 41];
    app.EVCSSpinner.Position = [265 120 74 22];
    app.EVCSSpinner.Value = 1;
    % Create SwitchLabel
    app.SwitchLabel = uilabel(app.UIFigure);
    app.SwitchLabel.HorizontalAlignment = 'center';
    app.SwitchLabel.Position = [35 33 41 15];
    app.SwitchLabel.Text = 'Switch';
    % Create Switch
    app.Switch = uiswitch(app.UIFigure, 'toggle');
    app.Switch.Items = {'Spannung', 'Auslastung'};
    app.Switch.ValueChangedFcn = createCallbackFcn(app, @SwitchValueChanged, true);
    app.Switch.Position = [45 81 20 45];
    app.Switch.Value = 'Auslastung';
end
end
methods (Access = public)
    % Construct app
    function app = Masterarbeit_Datenverarbeitungsprogramm
        % Create and configure components
        createComponents(app)
        % Register the app with App Designer
        registerApp(app, app.UIFigure)
        % Execute the startup function
        runStartupFcn(app, @startupFcn)
        if nargin == 0
            clear app
        end
    end
end
% Code that executes before app deletion
function delete(app)
    % Delete UIFigure when app is deleted
    delete(app.UIFigure)
end
end
end
```