



Richard Winter, BSc

Rechnergestützte Analyse eines industriellen 20-kV-Mittelspannungsnetzes

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik-Wirtschaft

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

DI Dr.techn. Ernst Schmutzner

DI Mike Alexander Lagler

Institut für Elektrische Anlagen und Netze

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei Herrn Dipl.-Ing. Dr. techn. Ernst Schmutzner und dem gesamten Team des Institutes für Elektrische Anlagen und Netze für die Möglichkeit bedanken, dass ich meine Masterarbeit zu diesem Thema verfassen konnte. Des Weiteren möchte ich mich herzlich bei Herrn Dipl.-Ing. Mike Alexander Lagler bedanken, der immer ein offenes Ohr für meine Fragestellungen hatte und maßgeblich zum Gelingen dieser Masterarbeit beigetragen hat.

Ein ganz besonderer Dank geht an meine Eltern, die mir dieses Studium ermöglicht und mich in allen Lebenslagen unterstützt haben. Auch bei meiner Freundin möchte ich mich für ihren Rückhalt über die Jahre hinweg, vor allem auch während des Verfassens meiner Masterarbeit, bedanken.

Auf diesem Wege möchte ich mich außerdem bei meinen Studienkollegen für den Zusammenhalt und die lustigen gemeinsamen Stunden während der Studienzeit bedanken.

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

Kurzfassung

Im Rahmen dieser Masterarbeit wird ein industrielles Mittelspannungsnetz mit Hilfe der Netzberechnungssoftware NEPLAN rechnergestützt nachgebildet und mittels Lastfluss- und Zuverlässigkeitsberechnungen analysiert. Ausgehend von aktuellen Lastsituationen (Ausgangszustand, Jahr 2018) werden definierte Ausbau- bzw. Zukunftsszenarien (Jahre 2020 und 2040) des Industriebetriebes und dessen Auswirkungen auf das übergeordnete urbane Mittelspannungsnetz in den Berechnungen analysiert, wobei je definiertem Szenario relevante Belastungs- (Stark- und Schwachlastfälle) und Netzzustände (Ausfallsszenarien) ausgewertet werden. Aufgrund dieser mittel- und langfristigen Ausbauprojekte wird ein Konzept zur netztechnischen Erweiterung und Versorgung des industriellen Mittelspannungsnetzes unter Berücksichtigung der Versorgungssicherheit erarbeitet.

Ziel der Analysen ist es, im industriellen sowie im übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetz, etwaige Schwachstellen, z.B. zu hohe Betriebsmittelauslastungen, frühzeitig zu erkennen und entsprechende Lösungsansätze zu erarbeiten.

Schlüsselwörter: Lastflussberechnung, Netznachbildung, Netzausbau, Netzausbau-szenarien, Lastprofile, Zuverlässigkeitsberechnung

Abstract

In this master's thesis a computer-based simulation model of an industrial medium-voltage network is created using the network calculation software NEPLAN and is analysed by means of load flow and network reliability calculations. Based on current load situations (initial condition, year 2018), specific future expansion scenarios (years 2020 and 2040) of the industrial plant and its effects on the superordinate urban medium-voltage network are taken into account in the analyses. Each thereby evaluated scenario includes relevant load scenarios (high and low load cases) and network states (fault scenarios). Based on the medium and long-term expansion projects of the industrial plant, a technical design is developed, which comprises the expansion of the network as well as the supply to said medium-voltage industrial grid when taking security of supply into account.

The aim of these analyses is to identify weaknesses (e.g. too high equipment utilization) in the industrial as well as in the superordinate urban medium-voltage network at an early stage and to develop and analyse appropriate solutions.

Keywords: load flow calculation, network reproduction, network expansion, network expansion scenarios, load profiles, reliability analysis

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Aufgabenstellung und Ziele	6
1.1 Aufgabenstellung.....	6
1.2 Ziele.....	6
1.3 Methode.....	7
2 Allgemeines / Einleitung	8
2.1 Mittelspannungsnetze in Österreich.....	8
2.1.1 (n-1)-Kriterium	9
2.1.2 Netztopologien.....	9
2.1.3 Zulässige Beanspruchung von Betriebsmitteln im MS-Netz	13
2.1.4 Arten von Mittelspannungsnetzen.....	13
2.2 Netzplanung	15
2.2.1 Zeithorizonte der Netzplanung.....	15
2.2.2 Technische Analyse im Rahmen einer Netzplanung	17
2.2.3 Zuverlässigkeitskennzahlen gemäß dem IEEE-Standard.....	21
2.3 Spannungsgrenzen laut EN 50160	23
2.3.1 Prüfverfahren in Niederspannungsnetzen.....	23
2.3.2 Prüfverfahren in Mittelspannungsnetzen.....	24
3 Methodische Vorgehensweise	25
3.1 Modellbildung des industriellen Mittelspannungsnetzes	25
3.2 Vorhandenes Modell des urbanen Mittelspannungsnetzes	28
3.2.1 Kenngrößen des urbanen Mittelspannungsnetzes	28
3.2.2 Aufbereitung der Daten.....	28
3.2.3 Einbettung des betrachteten Industrienetzes in das urbane Mittelspannungsnetz.....	29
3.3 Aufbereitung der Lastdaten des Industrienetzes	30
3.3.1 Lastdaten – Ausgangszustand.....	33

3.3.2	Zukünftige Lastdaten	37
3.3.3	Ermittlung der Belastungsfälle	44
3.4	Analyse des industriellen Mittelspannungsnetzes	45
3.4.1	Ausgangszustand	47
3.4.2	Ausbaustufe 2020	55
3.4.3	Ausbaustufe 2040	59
3.4.4	Netzzuverlässigkeitsberechnungen	67
3.5	Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes	71
3.5.1	Ausgangszustand des Industrienetzes	71
3.5.2	Ausbaustufe 2020 des Industrienetzes	73
3.5.3	Ausbaustufe 2040 des Industrienetzes	74
4	Fazit	79
5	Literatur	82
6	Anhang	84

Abkürzungsverzeichnis

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
AZR	Ausfallszeitraum
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
EN	Europäische Norm
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GIS	Geoinformationssystem
IEAN	Institut für elektrische Anlagen und Netze
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PE	Polyethylen
PVC	Polyvinylchlorid
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SHSP	Stromhaupteinspeisung
SQL	Structured Query Language
SS	Sammelschiene
SST	Schaltstelle
T	Transformator
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik, Deutschland
VPE	Vernetztes Polyethylen
VZR	Vergleichszeitraum

1 Aufgabenstellung und Ziele

1.1 Aufgabenstellung

Im Rahmen dieser Masterarbeit soll die rechnergestützte Modellbildung und die Analyse von einem industriellen Mittelspannungsnetz mittels der Netzberechnungssoftware NEPLAN erfolgen. Mit Hilfe des Netzmodells und repräsentativer Lastszenarien bzw. mit Zuverlässigkeitsberechnungen werden etwaige Schwachstellen, im Industrienetz und auch im damit verbundenen städtischen Mittelspannungsnetz, aufgezeigt und durch geeignete Maßnahmen, wie z.B. Netzausbau oder Umstrukturierungsmaßnahmen, behoben. Dies soll für den Ausgangszustand und auch für den zukünftigen Ausbau des Industrienetzes durchgeführt werden.

1.2 Ziele

Die Ziele dieser Masterarbeit werden wie folgt festgelegt:

- Rechnergestützte Nachbildung des Industrienetzes mittels der Netzberechnungssoftware NEPLAN
- Analyse des industriellen Mittelspannungsnetzes im Ausgangszustand und in definierten Ausbaustufen mit Lastfluss- und Zuverlässigkeitsberechnungen, wobei verschiedene Belastungs- und Netzzustände betrachtet werden
- Evaluierung der Auswirkungen auf das urbane Mittelspannungsnetz durch Lastflussberechnungen
- Definition und Bewertung geeigneter Maßnahmen (Ausbau- und Umstrukturierungsmaßnahmen) zur Beseitigung etwaiger Schwachstellen

Die Anführung von Nicht-Zielen soll die definierten Ziele eindeutig von ähnlichen Themengebieten und eventuell vermuteten Zusatzzielen abgrenzen. Als Nicht-Ziele werden folgende Punkte definiert:

- Nachbildung und Zuverlässigkeitsanalyse des städtischen Mittelspannungsnetzes
- Oberschwingungsanalysen im industriellen Mittelspannungsnetz
- Analyse von transienten Vorgängen im Industrienetz
- Kabelerwärmung aufgrund ausgewählter Lastprofile
- Bewertung und Anpassung des Schutzkonzeptes je Ausbaustufe
- Kurzschlussberechnungen im Industrienetz

1.3 Methode

Als Basis dienen die stündlichen Messwerte der einzelnen Lasten im Industrienetz, auf die über das Energieinformations- und Abrechnungssystem ENerGO+ zugegriffen werden kann. Diese Lastdaten werden mittels des numerischen Rechenprogramms MATLAB dementsprechend aufbereitet und automatisierte Belastungszustände erzeugt. Nach Implementierung der Belastungszustände in das erstellte NEPLAN-Modell werden bei unterschiedlichen Schaltzuständen die generierten Daten mit MATLAB ausgewertet.

Zusätzlich zum Ausgangszustand werden Ausbaustufen des industriellen Mittelspannungsnetzes festgelegt und analysiert. Die generierten Lastdaten werden außerdem in das schon vorhandene Modell des gesamten urbanen Mittelspannungsnetzes eingebettet und deren Auswirkungen für dieses Netz betrachtet.

2 Allgemeines / Einleitung

Dieses Kapitel soll Charakteristika typischer Mittelspannungsnetze aufzeigen und Elemente der Netzplanung für dieses erläutern. Dabei werden sowohl typische Netztopologien als auch Prozesse, welche in der Planung von industriellen Stromnetzen Anwendung finden, aufgezeigt.

2.1 Mittelspannungsnetze in Österreich

Drehstromsysteme, die der Versorgung von unterschiedlichen Verbrauchern mit elektrischer Energie dienen, bestehen aus miteinander verbundenen Teilnetzen unterschiedlicher Spannungsniveaus. Die Kopplung der einzelnen Teilnetze unterschiedlicher Spannungsebenen erfolgt über Drehstromtransformatoren. [1]

In diesem Kapitel werden die österreichischen Netzebenen, das (n-1)-Kriterium für Verteilnetze, die Grenzen der Kabelauslastungen sowie die Strukturen von Mittelspannungsnetzen näher erläutert.

In der Tabelle 1 sind die Netzebenen in Österreich, wie im Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) 2010 definiert, aufgelistet. [2]

Tabelle 1: Netzebenen in Österreich [2]

Netzebene	Nennspannung
1	Höchstspannung (380 kV und 220 kV, einschließlich 380/220-kV-Umspannung)
2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3	Hochspannung (110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und 220 kV);
4	Umspannung von Hoch- zu Mittelspannung
5	Mittelspannung (mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen)
6	Umspannung von Mittel- zu Niederspannung;
7	Niederspannung (1 kV und darunter)

Der Zweck der in der Tabelle 1 beispielhaft für Österreich angeführten unterschiedlichen Spannungsebenen liegt darin, die Verluste bei großen übertragenen Energiemengen möglichst klein zu halten. Wird das Spannungsniveau verdoppelt, werden die auftretenden ohmschen Leitungsverluste um den Faktor 4 verringert. [3]

In der vorliegenden Masterarbeit wird hauptsächlich die Netzebene 5, also das Mittelspannungsnetz betrachtet. Das EIWOG geht allgemein von einem Energietransport von der Höchstspannungsebene über die einzelnen Netzebenen hin zu der Niederspannungsebene aus.

Je nach Netzebene, an der ein Verbraucher angeschlossen ist, wird ein anteiliger Netznutzungstarif berechnet. Dieser nimmt zu den höheren Netzebenen hin ab. [3]

2.1.1 (n-1)-Kriterium

Allgemein erfüllt ein Netz das (n-1)-Kriterium, wenn es für einen zufälligen, technisch möglichen und bezüglich des Betriebes sinnvollen Ausgangszustand des Netzes, den Ausfall eines Betriebsmittels ohne unzulässige Einschränkung seiner Funktion (in Bezug auf Versorgung und Übertragung) aushaltet. [4]

Folgende Punkte müssen, während des Ausfalls eines Betriebsmittels, für eine zulässige Versorgungs- und Übertragungsfunktion eingehalten werden:

- Betriebsmittel, die im Betrieb verbleiben, werden in den zulässig festgelegten Grenzen betrieben. Es kommt weder zu einer Zerstörung noch zu einem unzulässigen Lebensdauerverbrauch von Betriebsmitteln.
- Es darf aufgrund des Ausfalls zu keiner Störungsausweitung kommen.
- Der sichere Systembetrieb muss durch Einhaltung von System-Grenzwerten gewährleistet werden (Betriebsspannung, Spannungsbänder, Kurzschlussleistung).
- Die vereinbarte Transportleistung darf weder geändert noch unzulässig unterbrochen werden.

Bei Verteilnetzen gilt das (n-1)-Kriterium als erfüllt, wenn nach einem störungsbedingtem Ausfall eines Betriebsmittels die eingetretene Versorgungsunterbrechung durch Umschalten und ohne dass es zu einem unzulässigen Systemzustand kommt, beendet werden kann. Somit genügt es in Verteilnetzen eine Umschaltmöglichkeit bereitzustellen. Solche Netze werden auch als (n-1)-strukturiert bezeichnet. Im Gegensatz dazu darf bei Ausfall eines Betriebsmittels in einem (n-1)-sicheren Netz keine Versorgungsunterbrechung auftreten. So genannte Common-Mode-Fehler (Mehrfachausfälle, hervorgerufen durch eine gemeinsame Ursache) werden bei dem (n-1)-Kriterium nicht berücksichtigt. [4]

Die (n-1)-Sicherheit eines Netzes kann meist automatisiert mit einem Netzberechnungsprogramm überprüft werden. Die Durchführung dieser Überprüfung kann aber unter Umständen zeitintensiv sein, da für jedes Netzelement eine Lastflussrechnung durchgeführt werden muss. [5] Aus diesem Grund besteht eine zweckmäßige Strategie darin, dass man das am stärksten belastete Betriebsmittel ausfallen lässt und daraufhin mittels Lastflussrechnung überprüft, ob die Betriebsmittel im Netz noch eine zulässige thermische Dauerbelastung und eine zulässige Spannungshaltung aufweisen. Im nächsten Schritt wird der Rechengang mit dem am zweitstärksten ausgelasteten Betriebsmittel durchgeführt und die Ergebnisse überprüft. Dieses Szenario wird so lange weitergeführt, wie es die Rechenzeit erlaubt. [6]

2.1.2 Netztopologien

Netze können abhängig von Parametern, wie Spannungsebene, landschaftlichen Gegebenheiten, Versorgungssicherheit etc., eine sehr unterschiedliche Struktur aufweisen. Aufbauend auf die Grundformen Strahlen- oder Radialnetz, Ringnetz und Maschennetz, gibt es somit verschiedenste Varianten Netze aufzubauen und zu betreiben. [7]

Mittelspannungsnetze haben grundsätzlich die Aufgabe Verteilungsstationen und kundeneigene Stationen zu versorgen. Man kann Mittelspannungsnetze in zwei Kategorien, die polaren und die unpolaren Mittelspannungsnetze, unterteilen. Bei den polaren Mittelspannungsnetzen sind der Beginn und das Ende einer Leitung jeweils in derselben Umspannstation (siehe Abbildung 2.1). Im Gegensatz dazu, beginnen Leitungen bei einem unpolaren Mittelspannungsnetz in einer Umspannstation und enden in einer anderen (siehe Abbildung 2.3). [8]

Im Folgenden werden das Strahlen- oder Radialnetz, als Grundlage für das für die Mittelspannung bedeutende Ringnetz, das Ringnetz selbst und das Liniennetz beschrieben. Das Strahlen- oder Radialnetz und das Ringnetz gehören zu der Kategorie der polaren Mittelspannungsnetze, wohingegen das Liniennetz zu den unpolaren Mittelspannungsnetzen gehört.

2.1.2.1 Strahlen- oder Radialnetz

Die einfachste Form stellt das Strahlen- oder Radialnetz dar. Die Verbraucher werden über Stichleitungen an Transformatoren angeschlossen und werden somit nur einseitig mit elektrischer Energie versorgt (siehe Abbildung 2.1). [9]

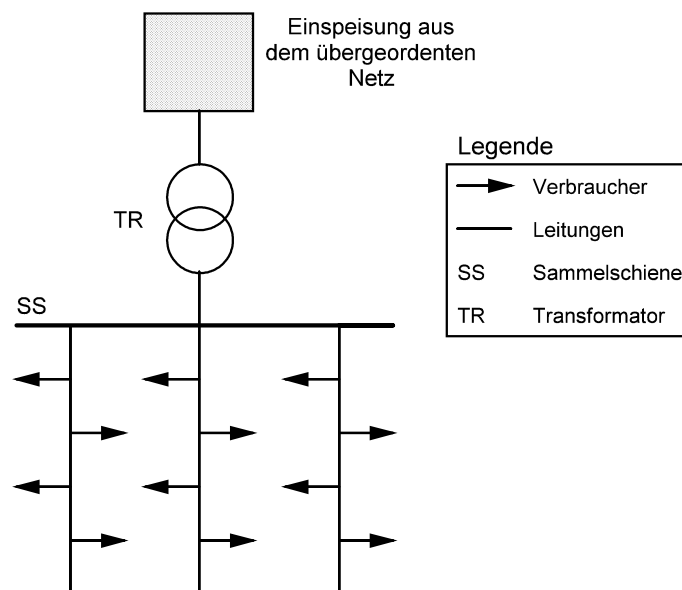


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung eines Strahlen- oder Radialnetzes (eigene Darstellung) [8]

Die Stichleitungen oder Strahlen haben, wie in der Abbildung 2.1 zu sehen, keine Verbindungen untereinander und werden auch nicht auf die Umspannstation zurückgeführt. Sie können mit Bemessungsstrom belastet werden, da sie aufgrund des Aufbaus sich gegenseitig keine Reserve stellen. Einzig eine Einschränkung bezüglich der Belastbarkeit kann bei Kabelnetzen durch Kabelhäufung, speziell am sammelschienenennahen Anfang einer Kabeltrasse, vorkommen. [8] Geringen Anforderungen an den Netzschutz durch die simple Netzstruktur stehen die Grenzen der Strombelastbarkeit, geringere Betriebssicherheit (Leitungsausfall betrifft alle nachfolgenden Verbraucher) und eventuelle

Spannungshaltungsprobleme mit zunehmenden Abstand zur Einspeisung gegenüber. Typisches Anwendungsgebiet von Strahlen- und Radialnetzen sind Niederspannungsnetze. [9]

2.1.2.2 Ringnetz

Beim Ringnetz, das wiederum aus einzelnen Strahlen aufgebaut ist und aus Gründen der vereinfachten Betriebsführung und der Reduktion der Kurzschlussströme meist mit offener Trennstelle betrieben wird (also wie ein Strahlen- oder Radialnetz), besteht die Möglichkeit alle Stationen von zwei Seiten zu versorgen. Der offene Leistungsschalter oder Lasttrenner (in der Abbildung 2.2 als Trennstelle dargestellt) kann bei einer Unterbrechung geschlossen werden und die sonst dauerhaft stromlosen Verbraucher können durch Umschaltung nach einem Fehler wieder mit Spannung versorgt werden. Dies erhöht die Betriebssicherheit (Versorgungssicherheit) immens, denn obwohl ein Fehler an einem Strahl aufgetreten ist, kann durch Heraustrennen des betroffenen Leitungsteilstückes und Schließen der sonst offenen Trennstelle die Versorgung eines Großteils der angeschlossenen Verbraucher über den anderen Strahl wieder aufgenommen werden. [3]

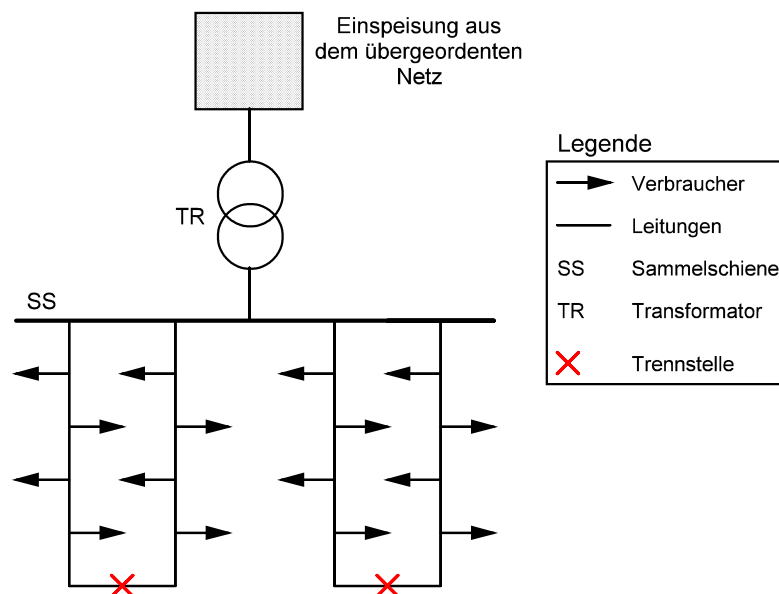


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung eines Ringnetzes (eigene Darstellung) [8]

Somit übernimmt beim Ringnetz bei Ausfall eines Strahles jeweils der andere Strahl die Versorgung der sonst stromlosen Verbraucher (siehe Abbildung 2.2). Wegen dieser Reservehaltung können die einzelnen Leitungen nicht mit dem vollen Bemessungsstrom belastet werden. Die zulässige Höchstlast der Leitungen wird üblicherweise, wie in der Tabelle 2 ersichtlich, je nach Isolation des Kabels auf bis zu 60 % des Bemessungsstromes festgelegt. [8]

Anwendung findet das Ringnetz vor allem in Mittelspannungsverteilernetzen, aber auch bei höheren Lastdichten in Niederspannungsverteilernetzen sowie in Industrienetzen. [9]

2.1.2.3 Liniennetz

Liniennetze gehören zu der Kategorie der unpolaren Netze und werden in der Regel ebenfalls mit offener Trennstelle betrieben. In der Abbildung 2.3 ist ein Liniennetz schematisch dargestellt. Es entsteht durch Verbindung zweier Strahlenenden, die von unterschiedlichen Umspannstationen ausgehen. [8]

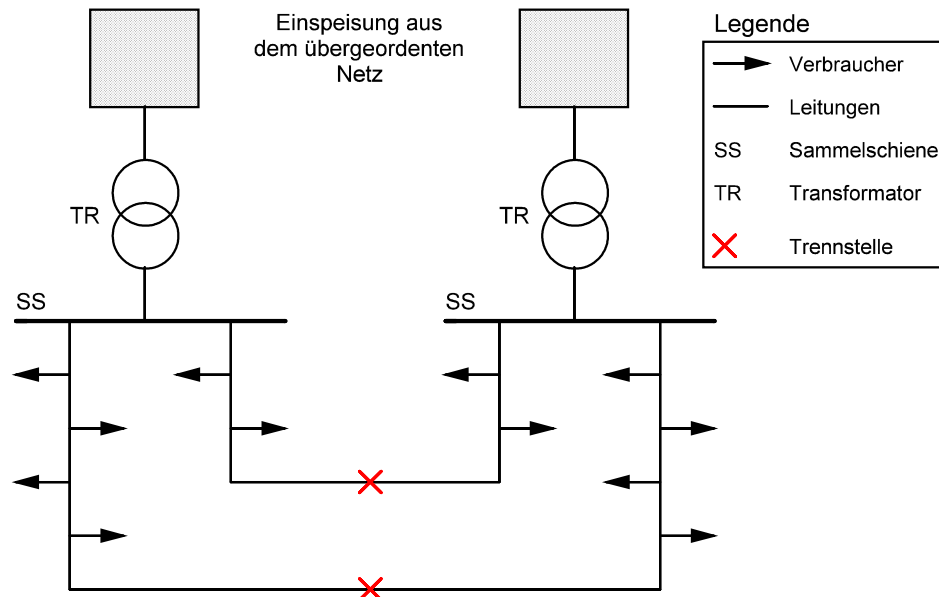


Abbildung 2.3: Schematische Darstellung eines Liniennetzes (eigene Darstellung) [8]

Liniennetze sind den Ringnetzen (siehe Kapitel 2.1.2.2) hinsichtlich Aufwand, Netzschutz und Verfügbarkeit ähnlich. Auch die zulässige Höchstlast der Leitungsauslastung im Normalbetrieb liegt bei 60 %. Das Ringnetz unterscheidet sich jedoch vom Liniennetz dadurch, dass es beim Liniennetz zu Ausgleichsströmen aufgrund unterschiedlicher Spannungsvektoren hinsichtlich Betrag und Phasenlage auf beiden Seiten der Trennstelle beim Schließen der Trennstelle kommen kann. Daher sind in der Betriebsführung Liniennetze etwas schwieriger zu betreiben als Ringnetze. Ein weiterer Unterschied liegt in der größeren Unempfindlichkeit der Liniennetze gegenüber Störungen in einer Umspannstation. Diese Störungen können z.B. durch den Brand einer Umspannstation oder durch Ausfall der gesamten Steuerungs- und Überwachungsanlage hervorgerufen werden. Die Last kann bei solchen Störungen bei einem Liniennetz auf die zweite Umspannstation verlagert und somit eine Umspannstation freigeschaltet werden. Dies ist bei einem Ringnetz aufgrund nur einer Umspannstation nicht möglich. [8]

2.1.3 Zulässige Beanspruchung von Betriebsmitteln im MS-Netz

Im Allgemeinen muss bei der Beanspruchung (Belastung) von Betriebsmitteln zwischen dem Normalbetrieb und dem Betrieb nach Eintritt einer Störung unterschieden werden. In der Tabelle 2 sind die zulässigen Beanspruchungen von verschiedenen Mittelspannungskabeln in Prozent des Nennstromes angegeben. Des Weiteren sind Transformatoren der Netzebene 6 (Umspannung von Mittel- auf Niederspannung), nach verwendeter Isolation unterschieden, angeführt. Sowohl bei den Mittelspannungskabeln als auch bei den Transformatoren wird zwischen Normalbetrieb und Betrieb im Störfall differenziert. [8]

Tabelle 2: Zulässige Beanspruchung von Betriebsmitteln in Prozent des Nennstroms [8]

Betriebsmittel	Isolation	im Normalbetrieb	Betrieb im Störfall ¹
Mittelspannung-Kabel	Papier	60 %	120 %
	VPE	60 %	120 %
	PVC	50 %	100 %
Transformatoren von MS auf NS	Öl	130 % ¹	175 %
	Gießharz	100 %	110 %

In der Tabelle 2 geht man bei der Belastung im Normalbetrieb von Mittelspannungskabeln aus, die eine Reservehaltung für etwaige Störungen im Netz berücksichtigen. Als Ausnahme ist hier das Strahlen- und Radialnetz anzuführen. Bei einem Strahlen- oder Radialnetz (siehe Kapitel 2.1.2.1) kann die Beanspruchung der Kabel, die in diesem Fall keine Reserve berücksichtigen müssen, im Normalbetrieb mit Nennbelastung erfolgen.

Im Störfall kann ein Betriebsmittel mit höherer Belastung als die Nennbelastung beansprucht werden, wenn man einen geringen Lebensdauer-Mehrverzehr in Anspruch nimmt. Dies kann der Fall sein, wenn eine Störung zur Spitzenlastzeit auftritt und ein Betriebsmittel zur gesamten oder teilweisen Deckung der Last des ausgefallenen Betriebsmittels eingesetzt werden muss. Hierbei handelt es sich meist um sehr kurze Zeitspannen bis die Störung behoben wird. [8]

2.1.4 Arten von Mittelspannungsnetzen

In diesem Kapitel wird das öffentliche Mittelspannungsnetz und im Vergleich dazu das industrielle Mittelspannungsnetz näher betrachtet, wobei auf die Unterschiede der beiden Mittelspannungsnetze eingegangen wird. Auf Mittelspannungs-Gebäudeanlagen und Eigenbedarfsanlagen soll in der vorliegenden Arbeit nicht Rücksicht genommen werden. [7]

2.1.4.1 Öffentliche Mittelspannungsnetze

Öffentliche Mittelspannungsnetze oder auch Mittelspannungs-Ortsnetze versorgen Ortsnetztransformatoren, die in das Niederspannungsnetz einspeisen, aber auch Transformatorstationen von Großabnehmern. Ausgehend von der Umspannstation von

¹ Es gelten jedoch die Herstellerangaben.

Hoch- auf Mittelspannung (Netzebene 4) werden je nach Netztopologie die angeschlossenen Ortsnetzstationen versorgt. Die verschiedenen Netztopologien sind in Kapitel 2.1.2 beschrieben. Da hier unabhängig von der Netztopologie von einer Betriebsweise mit offener Trennstelle ausgegangen wird, gelten folgende Aussagen sowohl für Strahlen- oder Radialnetze als auch für Ring- und Liniennetze. Ausgehend von den Umspannstationen versorgen Stickleitungen die einzelnen Ortsnetzstationen, wobei jeder Strahl mehrere Ortsnetzstationen versorgt. Durch diese Betriebsweise wird der Netzschutz wesentlich vereinfacht. Handelt es sich um ein Ring- oder ein Liniennetz, wird bei einer Störung das fehlerhafte Betriebsmittel vom Netz getrennt und die vorgesehene Trennstelle geschlossen. Alle nicht von der Störung betroffenen Ortsnetzstationen können dadurch weiter versorgt werden. Jede Ortsnetzstation versorgt Verbraucher in einem Radius von ca. 250 bis 500 Meter um die Ortsnetzstation. Abhängig von der Transformatorleistung, die im Bereich von 100 kVA bis 630 kVA liegt, und dem Verbrauch der angeschlossenen Kunden, werden zwischen 30 und 500 Wohneinheiten versorgt. [7]

2.1.4.2 Industrielle Mittelspannungsnetze

Die industriellen Mittelspannungsnetze unterscheiden sich im Vergleich zu öffentlichen Mittelspannungsnetzen durch eine kleinere räumliche Ausdehnung und eine hohe Lastdichte. Meist besitzt ein industrielles Mittelspannungsnetz auch einen sehr hohen Anteil an motorischen Verbrauchern. [7]

Die Struktur und die Auslegung des Industrienetzes sind von der benötigten Leistung, den Fertigungsvorgängen selbst und der geforderten Versorgungssicherheit (Gefährdung von Menschen, Produktionsstörungen und Schäden an den betriebenen Anlagen) abhängig. Des Weiteren können zu den angeführten Punkten noch spezifische Anforderungen, die vom jeweiligen Industriebetrieb abhängen, dazukommen. [1]

Je nach Industriebetrieb können folgende Sonderprobleme auftreten: [1]

- Durch die hohe Anzahl an motorischen Verbrauchern auf engen Raum, können diese einen nicht zu vernachlässigenden Anteil zum Kurzschlussstrom liefern. Des Weiteren können Spannungsprobleme bzw. große Spannungseinbrüche beim Direkteinschalten der motorischen Verbraucher auftreten.
- Unruhige Verbraucher, mit speziellen Lastgängen, können periodische oder stochastische Blindlaststöße hervorrufen und stellen somit ein Problem für die Spannung im Werksnetz dar. Diese Blindlaststöße können zu Spannungsschwankungen im Industrienetz und natürlich auch im damit verbundenen öffentlichen Mittelspannungsnetz führen. Die Frequenz der Spannungsschwankungen, die üblicherweise im Bereich 1 Hz - 100 Hz auftritt, liegt in einem Bereich, in dem das menschliche Auge besonders empfindlich ist.
- Auch hinsichtlich Oberschwingungen kann es z.B. durch große Stromrichterantriebe und durch Elektrolyseanlagen zu Problemen kommen.

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal sind die Volllaststunden, im Vergleich zum öffentlichen Mittelspannungsnetz. In der öffentlichen Versorgung treten zwischen 3000 h/a - 5000 h/a auf. In der Industrie befindet man sich im Bereich 4000 h/a - 7000 h/a, wobei in

Raffinerien bis zu 8000 h/a auftreten können. Durch die angeführten hohen Benutzungsdauern dieser Anlagen sollte ein besonderes Augenmerk auf die Herabsetzung der Verluste durch eine Leistungsfaktorverbesserung und auf vorhandene Umschaltmöglichkeiten für Revisionen, Um- und Ausbauten gelegt werden. [1]

In der Netzplanung muss man, je nach Industriezweig und den damit verbundenen spezifischen Anforderungen, ein geeignetes Netzkonzept erstellen.

2.2 Netzplanung

Elektrische Energieversorgungsnetze sind das Bindeglied zwischen Energieerzeugern und Energieverbrauchern. Eine sorgfältige Planung dieser Netze ist aufgrund der hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit unverzichtbar. Versorgungsunterbrechungen können alleine vom wirtschaftlichen Standpunkt aus betrachtet hohe Folgekosten mit sich bringen. Die „Strategische Planung“ umfasst einen Zeithorizont von bis zu 20 Jahren in denen grundsätzlich die erforderlichen kostenintensiven Investitionen und Maßnahmen für diesen Zeitraum zu ermitteln sind. [10]

In der heutigen Zeit sehen sich Netzbetreiber zunehmend mit neuen Herausforderungen konfrontiert. Die vermehrte Einspeisung von elektrischer Energie aus stark fluktuierenden erneuerbaren dezentralen und zentralen Energieträgern [10] und die steigende Anzahl elektrifizierter Fahrzeuge (Elektromobilität) sind, um nur einige zu nennen, Beispiele von der geänderten Verbraucher- und Erzeugerstruktur. In vielen Fällen können die aktuellen Anforderungen an diese geänderte Struktur nur durch Neuinvestitionen, die langfristig Kapital binden, bewältigt werden. Um die Energieversorgung in Zukunft weiterhin zuverlässig, sicher und wirtschaftlich zu erhalten, ist somit eine systematische, gesamtheitlich betrachtende Planung unabdingbar. [10]

2.2.1 Zeithorizonte der Netzplanung

Planung stellt eine bewusste geistige Vorbereitung von Entscheidungen dar, die der Zielerreichung dienen sollen. Die Planung kann als Verbindungsglied zwischen dem gesetzten Ziel und dem kalkulierten Handeln gesehen werden. Sie wird meist durch eine zeitliche Aufteilung strukturiert. Wobei hier angeführt werden muss, dass die zeitliche Reichweite eng mit dem Unsicherheits- und Komplexitätsgrad der Planungsaufgabe und der hierarchischen Zuordnung zusammenhängt. [11] Hinsichtlich der betrachteten Zeitspanne werden in der Planung von Energienetzen die drei nachfolgend angeführten Bereiche unterschieden.

2.2.1.1 Strategische Netzplanung

Die strategische Netzplanung umfasst einen Zeithorizont von 10 bis 20 Jahren. Aufgrund dieser langen Zeitdauer ist ein stetiges Anpassen an die sich ändernden Rahmenbedingungen enorm wichtig. Ausgehend von einem festgelegten Fernziel, das es zu erreichen gilt, wird die Ausgangssituation analysiert und Prognosen für die Zukunft aufgestellt. Darauf aufbauend werden verschiedene Varianten für grundsätzliche

Lösungsansätze bezüglich des technischen Gesamtkonzeptes ausgearbeitet. Das technische Gesamtkonzept beinhaltet unter anderem die Spannungsebene, die Sternpunktbehandlung, Netzschutz und Schutzmaßnahmen oder auch Grundsatzfragen der Netzführung. Die Handlungsalternativen werden hinsichtlich strategischer, technischer, wirtschaftlicher, rechtlicher und organisatorischer Rahmenbedingungen bewertet. Die Entscheidungsträger treffen ausgehend von den bewerteten Handlungsalternativen eine Entscheidung für eine Variante. Die strategische Netzplanung bildet durch Treffen von Grundsatzentscheidungen somit den Rahmen für die operative Netzplanung und die Betriebsplanung. [4]

Der mit bis zu 20 Jahren sehr lange Planungshorizont für die strategische Planung, im Vergleich zu anderen Wirtschaftszweigen, liegt an einigen Besonderheiten, die die elektrische Energiewirtschaft deutlich von anderen abgrenzen. Die hohe Kapitalintensität und auch die Langlebigkeit der Übertragungs- und Verteilrichtungen erfordert eine vorausschauende Planung und dementsprechende Planungsmethoden, um Fehlinvestitionen zu vermeiden. Diese Kapitalintensität und auch die Langlebigkeit der einzelnen Netzkomponenten führen häufig dazu, dass sich die Strukturen der Netze nur langsam ändern und somit Anpassungen an neue Anforderungen nur mit einer gewissen Verzögerung umgesetzt werden können. Zusätzlich verlangsamt wird eine möglicherweise dringend nötige Umstrukturierung durch hohe Zeitdauern für Planung, Genehmigung und Errichtung. [12] Die lange Zeitdauer der strategischen Planung von 10 bis 20 Jahren unterstützt durch stetige Anpassungen an die sich verändernde Umwelt, soll helfen, das zeitlich gesehen träge Gesamtsystem rechtzeitig in die gewünschte Richtung zu lenken.

2.2.1.2 Operative Netzplanung

In der operativen Netzplanung wird ein mittelfristiger Planungshorizont von ca. 3 bis 8 Jahren betrachtet. In diese Ebene der Netzplanung fallen die Prognose des zukünftigen Bedarfs und darauf aufbauend die Koordination der zeitlich gestaffelten Zubauten. Es werden Grundsatzentscheidungen bezüglich Trassenwahl, Umspannwerke, Kraftwerke und auch Standortwahl der Anlagen sowie die Wahl der Betriebsmittel getroffen. Des Weiteren werden die wirtschaftlichsten Ausbauvarianten unter Berücksichtigung von gewissen Rahmenbedingungen ermittelt, dann erfolgt eine konkrete Umsetzung der in der strategischen Netzplanung festgelegten Projekte. Sämtliche Schritte, die in der operativen Netzplanung beschlossen werden, sollen sich nur im von der strategischen Netzplanung festgelegten Rahmen bewegen. [4]

2.2.1.3 Betriebsplanung

Die Betriebsplanung befasst sich mit dem kurzfristigen Planungszeitraum von Tagen bis Monaten. Hauptaufgabe der Betriebsplanung ist es, das Netz hinsichtlich tagesaktueller Aufgabenstellungen zu analysieren. Der betrachtete Bereich der Betriebsplanung umfasst Normalschaltzustände, eventuell auftretende Sonderschaltzustände aber auch Vorsorgemaßnahmen für unerwartet auftretende Störungen. [4]

2.2.2 Technische Analyse im Rahmen einer Netzplanung

Zwei für die strategische Netzplanung sehr wesentliche Zwischenschritte, nämlich die Analyse des Ausgangszustandes und die technische Bewertung der Varianten, sollen in diesem Kapitel näher erläutert werden.

2.2.2.1 Datenbeschaffung zur Nachbildung des Ausgangszustandes

Die Analyse des Ausgangszustandes stellt eine gewisse Herausforderung hinsichtlich der Datenbeschaffung dar, da selten die Planungen von Grund auf beginnen, sondern meist ein vorhandenes Netz den Ausgangspunkt bildet. Die angesprochene Langlebigkeit der Betriebsmittel im vorhandenen Netz erschwert die Datenbeschaffung dahingehend, dass zu den seit Jahren und Jahrzehnten im Betrieb befindlichen Betriebsmitteln Daten beschafft werden müssen, wobei sich die Beschaffung als sehr schwierig herausstellen kann. Sollten keine Aufzeichnungen mehr vorhanden sein, müssen Betriebsmitteldaten durch Expertenwissen angenommen werden. [10]

2.2.2.2 Berechnungen für die technische Analyse

Nach Beschaffung oder, wenn nötig, Annahme der benötigten Betriebsmitteldaten, wird zur Netzplanung meist ein Netzberechnungsprogramm verwendet. Die Analyse des Ausgangszustandes und darauf aufbauend die Analyse der einzelnen Varianten sollen die Grenzen des vorhandenen und des zukünftigen Systems aufzeigen. Die Bewertung der einzelnen Varianten hinsichtlich verschiedener Kriterien (siehe Kapitel 2.2.1.1) macht nur Sinn, wenn jede der Varianten die definierten technischen Voraussetzungen erfüllt. [10]

In diesem Unterkapitel sind ausgewählte Berechnungen, die im Rahmen einer Netzplanung durchgeführt werden können, kurz angeführt. Es ist zu erwähnen, dass nicht jede hier aufgelistete Berechnung für eine Planungsaufgabe relevant sein muss. Je nach Planungsaufgabe können Berechnungen hinzukommen bzw. vernachlässigt werden.

Lastflussberechnungen: Die stationäre Lastflussberechnung ist für die Planung von elektrischen Netzen, nicht nur beim Betrieb sondern auch hinsichtlich Planung von Ausbauten oder Änderungen im bestehenden Netz, unerlässlich. Grundsätzlich geht man bei den Berechnungen von einem symmetrischen Aufbau des Netzes aus, damit man eine einphasige Nachbildung des Netzes verwenden kann (nur das Mitsystem wird betrachtet). [10] Die Schiefast ist in der Praxis meist kleiner als 2 %, somit ist diese Annahme gerechtfertigt. Bei Lastflussberechnungen kann unter anderem auf die Spannungshaltung in den einzelnen Knoten, die auftretenden Verluste im Netz, die Lastflüsse und die Auslastungen der einzelnen Betriebsmitteln geschlossen werden. [5] Die Ergebnisse gelten für einen bestimmten vorgegebenen Betriebszustand/Zeitpunkt des betrachteten Netzes. Bei Lastflussberechnungen werden meist neben dem Normalbetrieb Ausfallsszenarien analysiert, wobei allgemein immer Schwachlast- und Starklastszenarien betrachtet werden müssen. [10]

Kurzschlussstromberechnungen: Mittels Kurzschlussstromberechnungen werden die Beanspruchungen auf die einzelnen Betriebsmittel bestimmt. Die verwendeten Betriebsmittel müssen so dimensioniert sein, dass sie diesen Beanspruchungen (mechanisch, dynamisch und thermisch) bei einem Kurzschluss standhalten. Die Ergebnisse für den minimalen und den maximalen Kurzschlussstrom werden des Weiteren für die Auslegung des Netzschutzes benötigt. Hierbei ist darauf zu achten, dass alle relevanten Betriebspunkte berücksichtigt werden. [10] Auch für das Kurzschluss-Ausschaltvermögen von Schaltgeräten wird diese Berechnung benötigt. Kurzschlussberechnungen sind sowohl für bestehende Netze als auch für spätere Netzausbauten durchzuführen. [5]

Schutzkonzept: Das Schutzkonzept hat einerseits die Aufgabe Störungen schnell und zuverlässig abzuschalten, um die Schadensauswirkungen zu begrenzen, und andererseits durch entsprechende Selektivität die Störung auf kleine Netzteile zu begrenzen. Die sogenannte Selektivität einer Schutzeinrichtung ist ihre Fähigkeit, Fehlerort und Fehlerart zu erkennen und nur den fehlerbehafteten Teil vom betrachteten Netz zu trennen. Die Wirtschaftlichkeit darf bei einem Schutzkonzept jedoch nicht aus den Augen verloren werden. Die einzelnen Schutzeinrichtungen müssen noch in Relation zum schützenden Betriebsmittel und der Kosten der Störungsfolgen stehen. [13] In weit ausgedehnten Netzen gibt es verschiedenste Lösungsmöglichkeiten, die mit Hilfe von spezieller Software schnell überprüft werden können. [10]

Thermische Belastbarkeit von Kabeln: Die thermische Belastbarkeit von Kabeln hängt von vielen verschiedenen Parametern, wie z.B. Verlegeart, Häufung oder Belastungsgrad ab. Aufgrund dieser vielen Einflussgrößen werden auch in bestehenden Vorschriften nur die häufigsten Anwendungsfälle angeführt. Sollten die Bedingungen in den Vorschriften abweichend zu der Realität sein, sind entsprechende Umrechnungsfaktoren zu berücksichtigen. Unabhängig von etwaigen Einschränkungen muss das Kabel aber immer in der Lage sein den Betriebsstrom zu führen. Die verlegten Kabel müssen dementsprechend gegen zu hohe Erwärmung auf Grund von Kurzschlüssen oder Überlast geschützt werden. [10]

Die Zuverlässigkeitsbetrachtungen werden gesondert, aufgrund der Relevanz in der vorliegenden Masterarbeit, im nächsten Unterkapitel angeführt (siehe Kapitel 2.2.2.3). Weitere wichtige Punkte, die im Rahmen der Netzplanung beachtet werden müssen, sind die angewandten Schutzmassnahmen, die Sternpunktsbehandlung im Netz, die Betrachtung der Oberschwingungen, Stabilitätsbetrachtungen (sowohl statisch als auch dynamisch) oder auch Überspannungen, um nur Einige zu nennen. [10]

Dieser Überblick über potentiell wichtige Bereiche bei der Netzplanung zeigt, dass je nach Planungsaufgabe das Thema Netzplanung sehr viele Bereiche umfassen kann, wobei hier nur die technische Komponente gestreift wird ohne auf weitere wichtige Bereiche wie wirtschaftliche, rechtliche oder organisatorische Rahmenbedingungen, die in der Netzplanung beachtet werden müssen, einzugehen.

2.2.2.3 Zuverlässigkeitsberechnung

Bei der Planung und dem Betrieb des elektrischen Netzes ist die Zuverlässigkeit eine wesentliche Anforderung an die elektrische Energieversorgung. [14] Man spricht von geeigneter Versorgungszuverlässigkeit, wenn ein elektrisches System in der Lage ist, die an das System gestellten Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen in einer gewissen Zeitspanne, zu erfüllen. [4]

Eine Möglichkeit die Zuverlässigkeit in der Planung mit zu berücksichtigen ist das (n-1)-Kriterium. Das (n-1)-Kriterium gehört zu der Gruppe der deterministischen Verfahren. Das heißt, dass ein bestimmter Netzzustand vorgegeben wird (Ausfall eines Betriebsmittels) und bezüglich dieses Zustandes darf es zu keinen Versorgungsunterbrechungen von Kunden kommen. [15] Bei Verteilnetzen ist das (n-1)-Kriterium bereits erfüllt, wenn nach dem Ausfall eines Betriebsmittels, die eingetretene Versorgungsunterbrechung durch Umschalten beendet werden kann. Solche Netze werden auch als (n-1)-strukturiert bezeichnet. [4]

Die Wahrscheinlichkeit des vorgegebenen Netzzustandes wird in diesem Verfahren nicht mitberücksichtigt. Aber es besteht ein gewisser Ermessensspielraum bei der Anwendung des (n-1)-Kriteriums dadurch, dass aufgrund der geringen Wahrscheinlichkeit des Ausfalls mancher Betriebsmittel diese oft nicht im Kriterium mitbetrachtet werden (z.B. Sammelschienen). Ein weiterer nicht genau definierter Punkt, welcher abhängig vom jeweiligen Energieversorgungsunternehmen ist, liegt in der als zulässig betrachteten Dauer einer Versorgungsunterbrechung. [15] Für weitere Informationen zum (n-1)-Kriterium und den Unterschied zwischen einem (n-1)-sicheren und einem (n-1)-strukturierten Netz sei an dieser Stelle auf das Kapitel 2.1.1 verwiesen, in welchem dieses Kriterium ausführlich beschrieben wird.

Aufgrund dieses meist großen Ermessensspielraumes des qualitativen (n-1)-Kriteriums wurden Verfahren zur quantitativen Zuverlässigkeitsanalyse, die auf probabilistischen Methoden aufbauen, forciert. [14] Der Grundgedanke der so genannten probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung, dass Betriebsmittelausfälle und deren Auswirkungen auf die Versorgung von Kunden untersucht werden, bleibt der Gleiche, jedoch gibt es folgende Unterschiede: [15]

- Es können nicht nur Einfachausfälle untersucht werden, sondern systematisch alle Ausfälle, die eine statistische Relevanz besitzen.
- Die Analyse der Auswirkungen jedes Ausfalls erfolgt automatisiert, wobei die Netzmodellierung auch den Netzschutz und etwaige Umschaltmöglichkeiten im Fehlerfall umfassen muss.
- Jede einzelne Störung, die bei Kunden zu einem Versorgungsausfall führt, wird für diese Kunden in einer zu erwarteten Häufigkeit und Dauer der Unterbrechung mitberücksichtigt. Nach Fertigstellung aller Berechnungen ergibt sich ein realistischer Überblick der Netzstörungen, die auf die jeweiligen Kunden einwirken.

In weiterer Folge werden in diesem Kapitel die theoretischen Grundlagen für die Durchführung einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung mittels NEPLAN betrachtet. Die benötigten Eingangsdaten in NEPLAN, die das Ausfallsverhalten der

Betriebsmittel im Netz beschreiben, werden als Zuverlässigkeitskennndaten bezeichnet. Die für diese Masterarbeit relevanten Zuverlässigkeitskennndaten beziehen sich auf die Literaturquelle [16] und werden nach Ausfallsarten eingeteilt. Diese Zuverlässigkeitskennndaten werden unter Berücksichtigung der Ausfallsart aus Fehlerstatistiken abgeleitet. Hierbei kann es sich um Ausfallshäufigkeiten (H), Ausfallsdauern (T) oder (bedingte) Wahrscheinlichkeiten (p) handeln. [15]

In der Abbildung 2.4 ist ein Ausschnitt dieser Literaturquelle zu sehen. Für den betrachteten Ausfall „Unabhängiger Einfachausfall (UNE)“ sind die Zuverlässigkeitskennndaten für Freileitung und verschiedene Kabeltypen angeführt. Es wird zwischen zwei betrachteten Zeiträumen differenziert.

Ausfallmodell	Komponente	20 kV kompensiert							
		N		H [1/a] ¹⁾		T [h]	p ¹⁾		
		2004-2011	1994-2001	2004-2011	1994-2001	2004-2011	2004-2011	1994-2001	
UNE	Freileitung	17999	16919	0,02777	0,02926	10,72			
	Kabel	Alle	6732	6228	0,00666	0,01195	28,33		
		Papier/Masse	1666	2242	0,01073	0,01491	45,95		
		Öl	86	52	0,01185	0,12573	19,74		
		PE	1375	1240	0,01549	0,03113	30,46		
		PVC/Kunststoff sonst	120	104	0,03286	0,29967	51,15		
		VPE	1819	1130	0,00293	0,00553	24,24		
		sonst	1665		0,01225		12,55		

Abbildung 2.4: Ausschnitt aus der FNN-Störungsstatistik [16]

Die Variable N, in der Abbildung 2.4, beschreibt die aufgetretene Anzahl der Ausfälle für diese Ausfallsart und dieses Betriebsmittel im betrachteten Zeitraum. Mittels der Zuverlässigkeitskennndaten, dem Netzmodell (NEPLAN) inklusive des Netzschutzes und möglicher Umschaltzeiten bei einer Störung werden die Zuverlässigkeitskenngrößen berechnet. An dieser Stelle sei nochmals auf den Unterschied zwischen Zuverlässigkeitskennndaten, welche die benötigten Eingangsdaten darstellen und den Zuverlässigkeitskenngrößen, welche das Ergebnis der Berechnung in NEPLAN darstellen, hingewiesen. In der Tabelle 3 sind ein Teil der von NEPLAN berechneten Zuverlässigkeitskenngrößen aufgelistet. [15]

Tabelle 3: Berechnete Zuverlässigkeitskenngrößen in NEPLAN [15]

Zuverlässigkeitskenngröße	Beschreibung
H	Erwartungswert Defizithäufigkeit: Häufigkeit der zu erwartenden Versorgungsunterbrechungen in einem Jahr Angabe in 1/a
Q	Defizitwahrscheinlichkeit/Nichtverfügbarkeit: Wahrscheinlichkeit der erwarteten Versorgungsunterbrechungen Angabe in min/a oder h/a
T	Erwartungswert Defizitdauer: Erwartete Dauer der Versorgungsunterbrechungen Angabe in min oder h

Die in der Tabelle 7 angeführten von NEPLAN berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen werden im nächsten Schritt in die international angewendeten Zuverlässigkeitskennzahlen des IEEE-Standards umgerechnet. Hinsichtlich der Definition der einzelnen Standards sei auf das Kapitel 2.2.3 verwiesen. Da in der hier vorliegenden Masterarbeit ein Industrienetz

betrachtet wird und die Kundenanzahl nicht bekannt bzw. relevant ist, werden nur die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit (ASIFI) und die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungsdauer (ASIDI) näher betrachtet. Die nachfolgende Formel (1) ermöglicht die Berechnung des ASIDI.

$$ASIDI = \frac{\sum_j Q_j \cdot S_j}{L_T} \quad (1)$$

ASIDI Average System Interruption Duration Index in min
Q_j Defizitwahrscheinlichkeit/Nichtverfügbarkeit in min/a oder h/a
S_j Installierte Transformatorleistung in kVA
L_T Gesamte installierte Scheinleistung im Teilnetz in kVA

Die Formel (2) zeigt die Umrechnungsvorschrift, um von den Zuverlässigkeitskenngrößen von NEPLAN auf die des IEEE-Standards zu kommen, für den ASIFI.

$$ASIFI = \frac{\sum_j H_j \cdot S_j}{L_T} \quad (2)$$

ASIFI Average System Interruption Duration Index (dimensionslos)
H_j Häufigkeit der zu erwartenden Unterbrechungen in einem Jahr [1/a]

2.2.3 Zuverlässigkeitskennzahlen gemäß dem IEEE-Standard

Die Analyse von Zuverlässigkeitsberechnungen erfolgt meist nach dem international angewendeten IEEE-Standard. [17] Im Folgenden werden die wichtigsten Zuverlässigkeitskennzahlen angeführt, wobei die angeführten Legenden jeweils für das ganze Unterkapitel Gültigkeit besitzen. Der nachfolgenden Beschreibung der einzelnen Zuverlässigkeitskennzahlen liegt folgende Literaturquelle zugrunde. [18]

System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

Der SAIDI gibt die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit an und wird wie in der Formel (3) dargestellt berechnet. Der SAIDI wird in Minuten angegeben und als Bezugsgröße dient die gesamte Anzahl der Netznutzer N.

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N} \quad (3)$$

n_j Anzahl der vom Anlassfall betroffenen Netzbenutzer
t_j Unterbrechungsdauer je Anlassfall angegeben in Minuten
N Gesamte Anzahl der Netzbenutzer

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Die kundenbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit wird mittels der Kennzahl SAIFI angegeben. Die nachfolgende Formel (4) stellt die Berechnungsvorschrift für den dimensionslosen Index dar.

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_j n_j}{N} \quad (4)$$

Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI)

Die Kennzahl CAIDI gibt die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung an und berechnet sich, wie in der Formel (5) dargestellt, aus dem Quotienten von SAIDI und SAIFI. Der CAIDI bezieht sich meist auf die Zeitspanne von einem Jahr und wird in Minuten angegeben.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} \quad (5)$$

Average System Interruption Duration Index (ASIDI)

Der ASIDI beschreibt die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit und wird in Minuten angegeben. Bezugsgröße in der Formel (6) ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren.

$$\text{ASIDI} = \frac{\sum_j l_j \cdot t_j}{L_S} \quad (6)$$

l_j unterbrochene Scheinleistung je auftretenden Anlassfall in kVA angegeben
 L_S Gesamte installierte Scheinleistung im Netz in kVA

Average System Interruption Frequency Index (ASIFI)

Die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit wird mit dem ASIFI ausgedrückt, welcher dimensionslos ist (siehe Formel (7)).

$$\text{ASIFI} = \frac{\sum_j l_j}{L_S} \quad (7)$$

Die Kenngröße ASIFI wird auch zur Bewertung der Qualität der Energieverteilung in Gebieten mit wenigen Kunden und einer hohen Lastkonzentration benutzt. Diese Merkmale sind typisch für Gewerbe- und Industriekunden. [17]

2.3 Spannungsgrenzen laut EN 50160

In diesem Kapitel werden die, für diese Masterarbeit relevanten, Spannungsgrenzen laut der Europäischen Norm EN 50160:2010 beschrieben. Dieses Kapitel bezieht sich auf diese Norm mit dem Ausgabedatum vom 01.03.2011. [19]

In dieser Norm werden die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer hinsichtlich Frequenz, Höhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen definiert, beschrieben und spezifiziert. Es werden die Übergabestellen der öffentlichen Wechselstrom-Versorgungsnetze von Hoch- bis zur Niederspannung betrachtet. Diese Spannungsmerkmale gelten für normale Betriebsbedingungen. Für abweichende Betriebsbedingungen gilt die EN 50160 nicht. Diese abweichenden Betriebsbedingungen umfassen unter anderem vorübergehende Versorgungsmaßnahmen aufgrund von Störungen, Wartungs- und/oder Baumaßnahmen oder aufgrund von Minimierung der Auswirkungen und der Dauer von Versorgungsunterbrechungen. Die vollständige Liste der abweichenden Betriebsbedingungen kann in der Literaturquelle [13] eingesehen werden.

Die Betrachtungen in diesem Kapitel beschränken sich auf andauernde Phänomene. Damit gemeint sind Abweichungen von der Nennspannung, die dauerhaft auftreten. Ursachen dafür sind primär Lastmuster, Laständerungen oder nichtlineare Lasten.

Die Anforderung an die Spannungsänderung ist für normale Betriebsbedingungen festgelegt. Die Änderung der Versorgungsspannung darf weder im Mittel- noch im Niederspannungsnetz $\pm 10\%$ der Nennspannung über- bzw. unterschreiten.

Die zugelassene Abweichung bei Netzen, die keine Verbindung zu Übertragungsnetzen besitzen oder wo besonders entlegene Kunden versorgt werden, von $+10\%$ / -15% wird mit der Änderung der Norm EN 50160 A1 (Ausgabe 01.03.2016) für Niederspannungsnetze entfernt. Für Mittelspannungsnetze bleibt das ausgeweitete Spannungsband für die oben genannten Fälle bestehen.

2.3.1 Prüfverfahren in Niederspannungsnetzen

Die Prüfverfahren in Niederspannungsnetzen werden im Gegensatz zum Ausgangsdokument in der Änderung A1 der Norm EN 50160 (Ausgabe 01.03.2016) abgeändert. Folgender Fall muss zur Einhaltung der Vorgabe erfüllt werden:

- Alle 1-Minuten-Mittelwerte der Versorgungsspannung müssen an jeder Übergabestelle im Bereich von $\pm 10\%$ der Nennspannung liegen.

Hier anzumerken ist, dass Geräte und Einrichtungen, die unter den relevanten Produkt- und Installationsnormen und der IEC 60038 entworfen werden, Änderungen von $\pm 10\%$ bezogen auf die Nennspannung tolerieren.

2.3.2 Prüfverfahren in Mittelspannungsnetzen

Sollten Spannungsmessungen im Mittelspannungsnetz notwendig sein, werden die Messwerte über ein Messintervall von mindestens einer Woche betrachtet. Die Prüfung, ob die angeführten Grenzen eingehalten werden, wird anhand der 10-Minuten-Mittelwerte der Effektivwerte der Versorgungsspannung durchgeführt. In der Mittelspannung müssen folgende drei Fälle zur Einhaltung der Vorgabe erfüllt werden:

- Mindestens 99 % der Messwerte müssen unter dem oberen Grenzwert von +10 % liegen.
- Mindestens 99 % der Messwerte müssen ober dem unterem Grenzwert von -10 % liegen.
- Kein Messwert darf außerhalb der Grenzwerte von ± 15 % liegen.

Auf die Normenentwürfe EN 50160 A2 und A3 wird in diesem Kapitel nicht näher eingegangen.

3 Methodische Vorgehensweise

Dieses Kapitel dient der detaillierten Beschreibung der einzelnen Schritte in chronologischer Reihenfolge, von der Modellbildung des industriellen Mittelspannungsnetzes bis hin zur Analyse der einzelnen Lastszenarien.

3.1 Modellbildung des industriellen Mittelspannungsnetzes

Das Industrienetz wird im Netzberechnungsprogramm NEPLAN nachgebildet. Zur Nachbildung des Netzes stehen folgende Daten zu Verfügung:

- Kabelbezeichnungen inklusive Querschnitt
- Transformatorkenndaten
- Anlagenplan inklusive Umschaltmöglichkeiten, Schaltelemente (Lasttrenner, Leistungsschalter) sowie verbaute Muffen

Die Kabelparameter werden aus der IEAN-Bibliothek (in NEPLAN importierbare Bibliothek mit Betriebsmittelparametern vom „Institut für Elektrische Anlagen und Netze“ der Technischen Universität Graz) laut Kabelbezeichnungen und Querschnitt entnommen. Bei der IEAN-Bibliothek handelt es sich um eine speziell für das Programm NEPLAN angelegte Bibliotheksdatei im Dateiformat *.neplib. Informationen zur Erstellung, Bearbeitung und Einbindung von Bibliotheken sind in der Literaturquelle [15] nachzulesen. Die Kabellängen werden anhand des vermuteten Verlaufes inklusive eines 40%igen Aufschlages, aufgrund fehlender Daten, geschätzt. Ein Auszug aus der IEAN-Bibliothek mit einigen Kabelparametern ist in der Abbildung 3.1 zu sehen.

Typ	Kabel	R(1)	X(1)	C(1)	G(1)	R(0)	X(0)	C(0)	Längeneinh.	I _{rmax} (hoch)
		Ohm/...	Ohm/...	uF/...	uS/...	Ohm/...	Ohm/...	uF/...		A
N2YSY 1X 50 20kV DE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,382	0,145	0,175	0	1	1	0,175	km	208
N2YSY 1X 70 20kV DE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,265	0,137	0,196	0	1	1	0,196	km	254
N2YSY 1X 95 20kV DE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,193	0,13	0,216	0	1	1	0,216	km	302
N2YSY 1X120 20kV DE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,153	0,125	0,235	0	1	1	0,235	km	343
N2YSY 1X150 20kV DE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,127	0,121	0,254	0	1	1	0,254	km	381
N2YSY 1X185 20kV DE	<input checked="" type="checkbox"/>	0,103	0,117	0,273	0	1	1	0,273	km	430

Abbildung 3.1: Auszug aus der IEAN – Bibliothek (NEPLAN)

Der Eintrag „I_{rmax}(hoch)“ in der Abbildung 3.1, welcher die maximale thermische Strombelastbarkeit angibt, wird zur Bestimmung der Kabelauslastung in Prozent herangezogen. Fehlende Transformatorparameter werden aufgrund von Erfahrungswerten und ähnlichen Baugruppen abgeschätzt. In der Abbildung 3.2 ist ein schematischer Aufbau des betrachteten industriellen Mittelspannungsnetzes dargestellt.

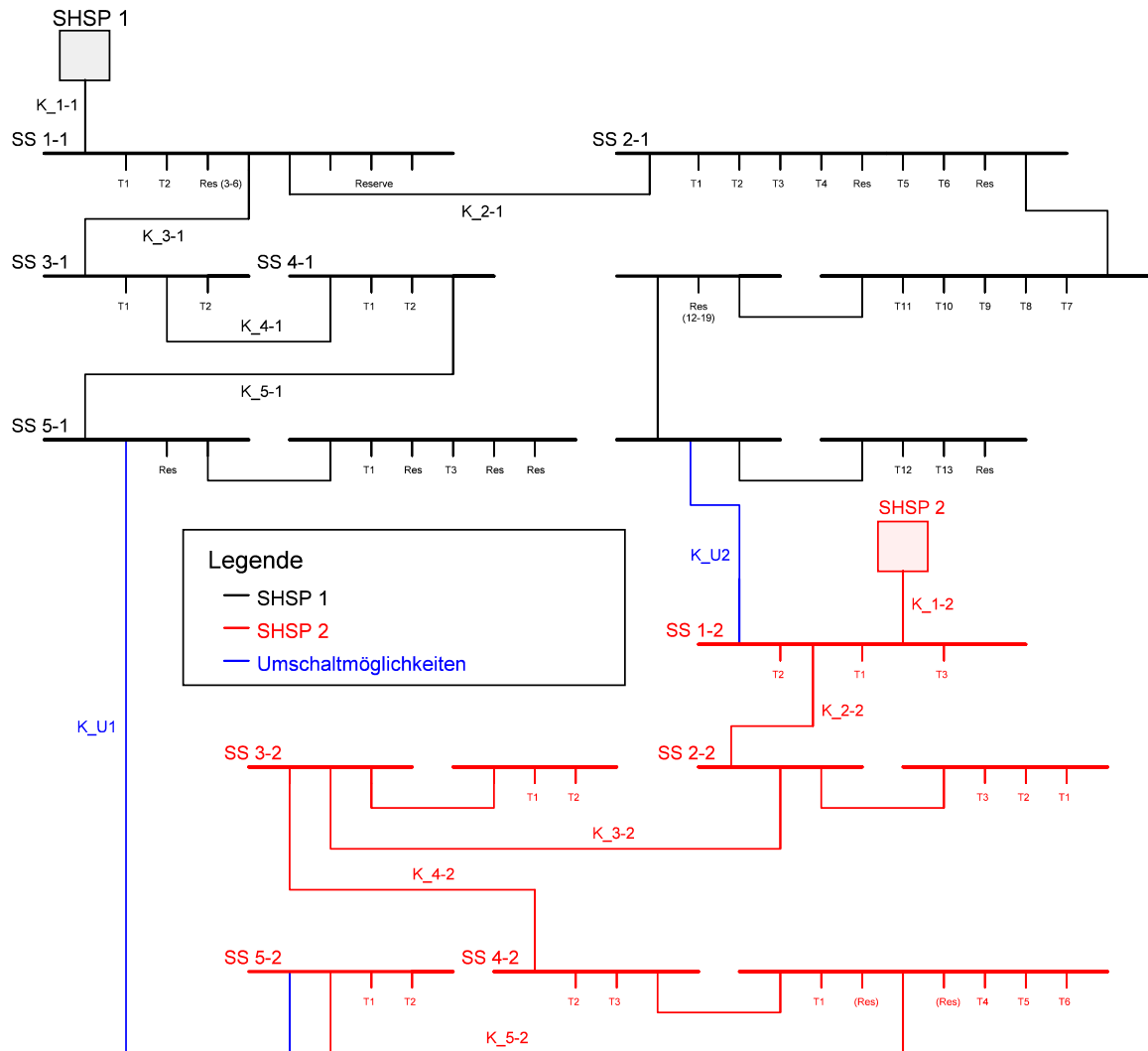


Abbildung 3.2: Schematischer Aufbau des betrachteten industriellen Mittelspannungsnetzes

In der obigen Abbildung ist zu erkennen, dass das betrachtete Industrienetz über zwei Einspeisungen aus dem übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetz versorgt wird, Stromhaupteinspeisung 1 (SHSP 1) bzw. Stromhaupteinspeisung 2 (SHSP 2). Die SHSP 1 versorgt die in Schwarz dargestellten Sammelschienen (SS) bzw. Lasten und SHSP 2 versorgt die in Rot dargestellten SS bzw. Lasten (Ausgangsschaltzustand). Die Verbindungskabel zwischen den beiden Teilnetzen (Rot und Schwarz) des Industrienetzes sind in Blau dargestellt (KU_1 und KU_2), wobei diese Verbindungen einseitig geöffnet sind. Sollte eine SHSP ausfallen, kann die Versorgung der daran angeschlossenen Verbraucher durch Schließen der Verbindung entweder bei Kabel KU_1 oder KU_2 oder durch Beide wieder aufgenommen werden. Somit muss die gesamte benötigte Leistung über jede einzelne der beiden Einspeisungen zu Verfügung gestellt werden können.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit bzw. um ein allgemeines Verständnis für die Struktur des Industrienetzes zu bekommen, sind Einzelheiten bzw. genaue Daten zu den Betriebsmitteln in der gezeigten Abbildung vernachlässigt worden. Die in der Abbildung 3.2 verwendeten Abkürzungen sind in der Tabelle 4 erläutert.

Tabelle 4: Erklärung der verwendeten Notation in Abbildung 3.2

Abkürzung	Zeichenerklärung
K_X-Y SS_X-Y	X ... Nummerierung der verwendeten Elemente je SHSP
	Y ... Zuordnung der Kabel bzw. SS zu SHSP Y
K_UZ	U ... Umschaltmöglichkeit bei Fehlerfall
	Z ... Nummerierung der Verbindungskabel

Die in der Tabelle 4 beschriebenen Abkürzungen sind derart gewählt, dass eine schnelle Zuordenbarkeit der Kabel und SS zu der versorgenden SHSP im ursprünglichen Schaltzustand (Ausgangsschaltzustand) möglich ist.

In der Abbildung 3.3 wird das industrielle Mittelspannungsnetz im Vergleich zu der Abbildung 3.2 noch weiter vereinfacht. Das dargestellte Industrienetz ist auf SS und Verbindungskabel reduziert. Wird diese Abbildung mit dem Kapitel der Netztopologien verglichen (siehe Kapitel 2.1.2), sieht man, dass es sich bei dem betrachteten industriellen Mittelspannungsnetz um ein Liniennetz handelt.

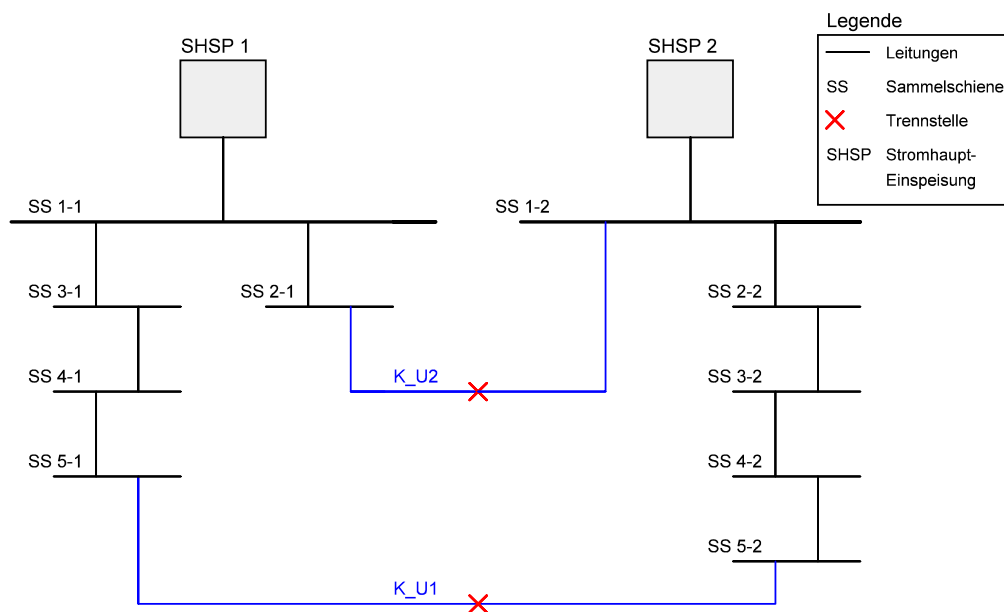


Abbildung 3.3: Netztopologie des industriellen Mittelspannungsnetzes

Sämtliche Charakteristiken des in der Abbildung 3.3 dargestellten Liniennetzes bzw. die erlaubte Kabelauslastung je nach Betriebsfall können aus dem Kapitel 2.1.2.3 bzw. dem Kapitel 2.1.3 entnommen werden. Die verwendete Notation ist in der Tabelle 4 angeführt. Die Anbindung des industriellen Mittelspannungsnetzes bzw. der SHSP an das urbane Mittelspannungsnetz wird im nachfolgenden Kapitel erläutert.

3.2 Vorhandenes Modell des urbanen Mittelspannungsnetzes

In einer vorangegangenen Masterarbeit wurde bereits ein rechnergestütztes Netzmodell des, für diese Masterarbeit relevanten, vorgelagerten urbanen 20-kV-Mittelspannungsnetzes erstellt. Das gesamte Unterkapitel 3.2 bezieht sich auf diese Arbeit bzw. auf diese Quelle. [20]

Das Netzmodell wurde anhand von GIS-Daten (Daten des Geoinformationssystems) und Betriebsmittelparametern angelegt. Mittels des Netzberechnungsprogramms NEPLAN wurden verschiedene Lastflussberechnungen, denen unterschiedliche Szenarien (Stark- und Schwachlast) zu Grunde liegen, durchgeführt.

3.2.1 Kenngrößen des urbanen Mittelspannungsnetzes

Das städtische Mittelspannungsnetz, welches in sechs Netzzonen unterteilt ist, umfasst insgesamt über 700 Ortsnetzstationen sowie 1000 Kabel und Freileitungen. Der Energiebedarf der angeschlossenen Kunden beträgt rund 1,6 TWh pro Jahr (Stand 2015). Zehn Regeltransformatoren versorgen das Netz aus der übergeordneten 110 kV-Ebene.

3.2.2 Aufbereitung der Daten

Anhand folgender zugrundeliegender Daten wurde das Netzmodell erarbeitet:

- Betriebsmittelparameter (Leitungen und Regeltransformatoren)
- Daten aus dem Geoinformationssystem (GIS)

Bei GIS-Daten handelt es sich um Daten aus einem Datenbanksystem, welches Informationen bezüglich geografischer Lage und Spezifikation der Leitungen sowie der Ortsnetzstationen beinhaltet. Ortsnetzstationen werden im Netzmodell als Knoten dargestellt. Diese Daten werden mit Hilfe der Software MATLAB erfasst, kontrolliert und gegebenenfalls korrigiert.

Die aufbereiteten Daten können nicht direkt in NEPLAN importiert werden, da kein direkter Datenaustausch zwischen den zwei Programmen möglich ist. Die Schnittstelle zwischen den beiden Programmen bildet der Datenbanksystem-Server SQL von Microsoft (siehe Abbildung 3.4).

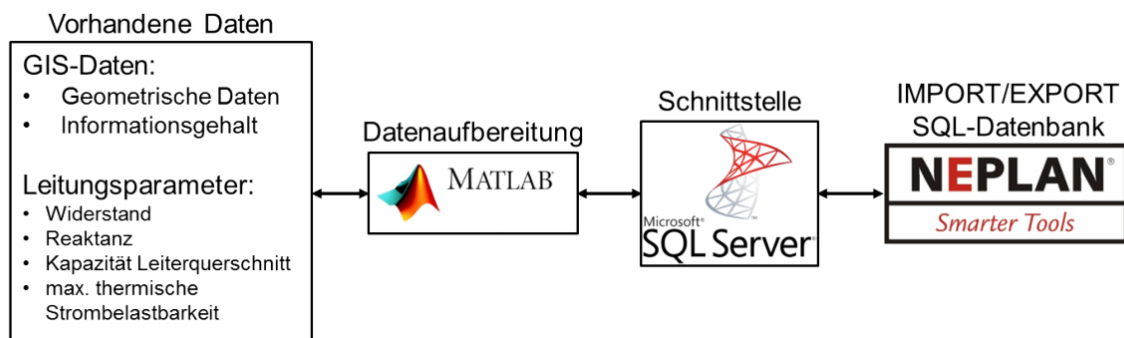


Abbildung 3.4: Verarbeitung der vorhandenen Daten [20]

In der Abbildung 3.4 ist der schematische Verarbeitungsprozess von den Ausgangsdaten über die benötigte Schnittstellenverbindung bis hin zum Netzberechnungsprogramm NEPLAN dargestellt. Die generierten Daten wurden auf Richtigkeit kontrolliert und Umspannwerke und Schaltstellen händisch in NEPLAN nachgebildet. Die Abbildung 3.5 zeigt die Nachbildung des urbanen Mittelspannungsnetzes in NEPLAN.

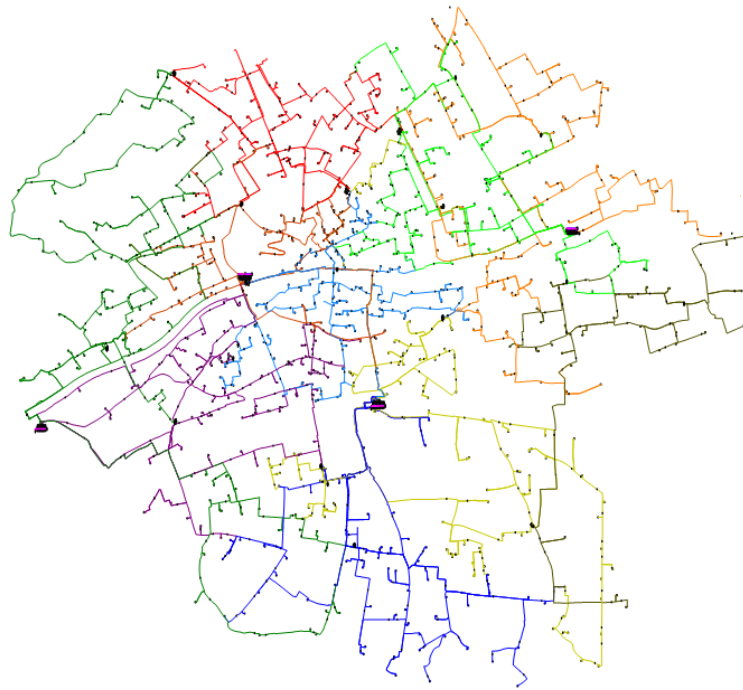


Abbildung 3.5: Nachbildung des urbanen MS-Netzes in NEPLAN [20]

Den einzelnen Knoten, im nachgebildeten urbanen Mittelspannungsnetz in NEPLAN (siehe Abbildung 3.5), werden Lastdaten zugewiesen. Ausgehend von lastprofilgezählten Lastdaten und rollierend abgelesenen Momentan- und Maximalwerten von Schleppeizern einzelner Ortsnetzstationen erfolgt eine prozentuale Lastverteilung bzw. werden daraus Lastszenarien gebildet. Analysiert werden das 95%-Quantil (Starklastfall) und das 5%-Quantil (Schwachlastfall) der gemessenen Leistung der Jahresdauerlinie.

Die Lastdaten werden bei der Untersuchung der Auswirkungen des Industrienetzes auf das urbane Mittelspannungsnetz dahingehend angepasst, dass eine Laststeigerung von 2 %/a angenommen wird. [8]

3.2.3 Einbettung des betrachteten Industrienetzes in das urbane Mittelspannungsnetz

In der Abbildung 3.6 ist die Anbindung des Industrienetzes mit den zwei Stromhaupteinspeisungen (SHSP) an das urbane Mittelspannungsnetz zu sehen. Beide SHSP werden vom Umspannwerk (UW) aus versorgt. Zwischen dem UW und den SHSP liegen Schaltstellen (SST), wobei in dieser Abbildung aus Übersichtsgründen auf die Darstellung weiterer Kabel an den SST verzichtet wird. Die zwei SHSP liegen dort jedoch an unterschiedlichen Sammelschienen, da sonst der Vorteil des Liniennetzes mit

unterschiedlichen Einspeisungen (siehe Kapitel 2.1.2.3) verloren ginge. Ein Umschalten bei Ausfall einer SHSP wäre ansonsten zwecklos.

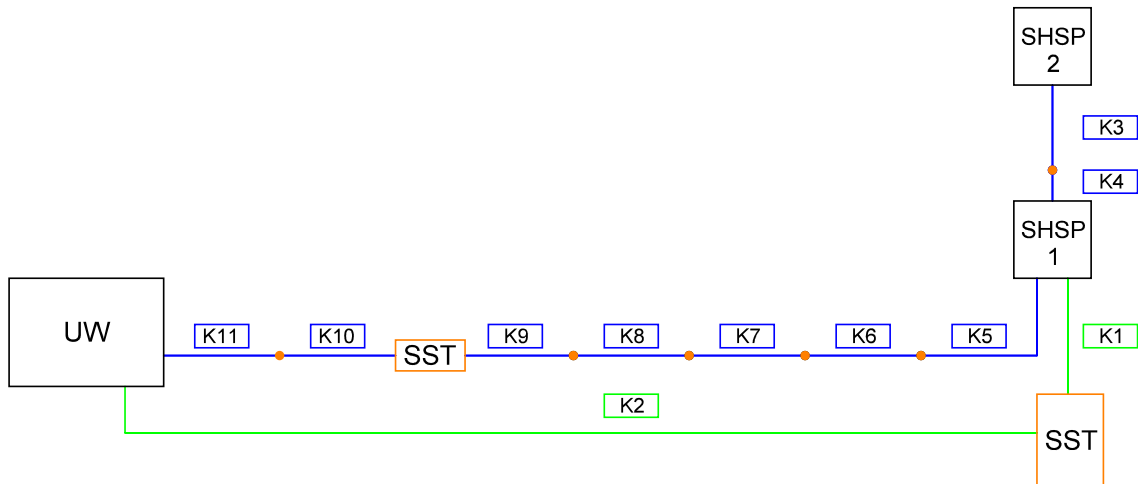


Abbildung 3.6: Integration des Industrienetzes in das urbane Mittelspannungsnetz

Das in der Abbildung 3.6 abgebildete UW wird von zwei 110-kV-Transformatoren, mit einer Nennleistung von jeweils 32 MVA, aus dem Hochspannungsnetz versorgt. Die beiden SHSP werden, wie die Ortsnetzstationen, im NEPLAN Modell des urbanen Mittelspannungsnetzes als Knoten dargestellt. Die Ergebnisse der verschiedenen Lastszenarien des Industrienetzes, genauer gesagt die berechneten Wirk- und Blindleistungen der SHSP, werden in die dafür vorgesehenen Knoten eingetragen und die Auswirkungen auf das urbane Mittelspannungsnetz werden analysiert. Die SHSP 2 ist über die Kabel 3 bis 11 (K3 – K11) mit dem Umspannwerk verbunden (Blauer Pfad). Die SHSP 1 ist über die Kabel 1 und 2 (K1 und K2) mit dem Umspannwerk verbunden (Grüner Pfad).

3.3 Aufbereitung der Lastdaten des Industrienetzes

Die Lastdaten der an das Industrienetz angeschlossenen Lasten sind via dem dort eingerichteten Intranet zugänglich. Auf die Daten wird über die Software ENerGO+, einem Energieinformations- und Abrechnungssystem, zugegriffen. In der Abbildung 3.7 ist die im Intranet zugängliche Anmeldeoberfläche zu sehen,

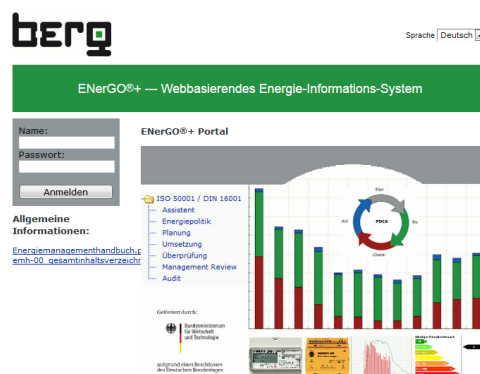


Abbildung 3.7: Anmeldeoberfläche für ENerGO+ im Intranet (Screenshot)

Nach erfolgter Anmeldung kann auf die Daten der einzelnen Messstellen zugegriffen werden. Für die einzelnen Messstellen liegen Messdaten mit einer zeitlichen Auflösung im Stundenbereich vor. Insgesamt werden Daten von 37 Messstellen aufbereitet, wobei 20 Messstellen auf die SHSP 1 und 17 Messstellen auf die SHSP 2 entfallen. Zusätzlich sind Messdaten für beide SHSP im Viertelstundenbereich vorhanden, welche aufgrund der Stundenwerte der Lastdaten aus Konformität auf Stundenwerte umgerechnet werden (arithmetisches Mittel der vier Viertelstundenwerte). Diese werden zur Kontrolle der aufbereiteten Daten und zur Berechnung der benötigten Quantile verwendet.

In der ENerGO+ Software gibt es die Möglichkeit, die einzelnen Lastgänge im VIEW-Modul graphisch darstellen zu lassen, wobei Zeitraum, dargestellte Daten und Zeitraster je nach vorhandenen Daten, eingestellt werden können. Des Weiteren können die angezeigten Daten im VIEW-Modul in verschiedenen Dateiformaten heruntergeladen werden (siehe Abbildung 3.8).

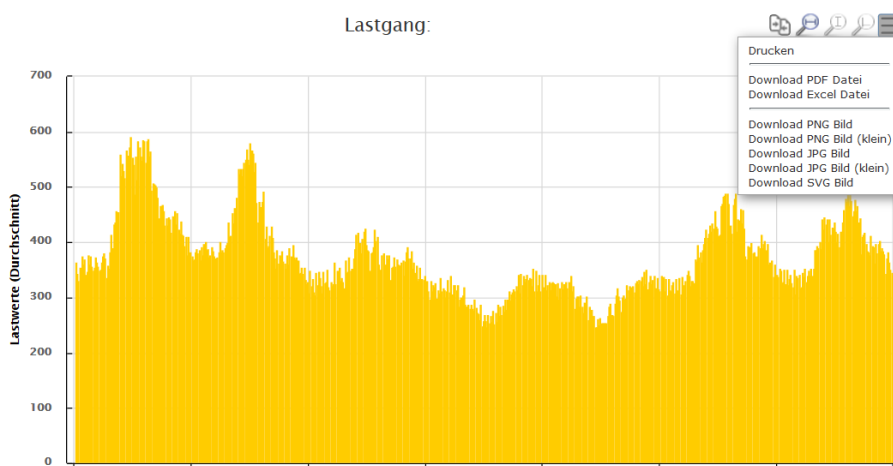


Abbildung 3.8: Download-Möglichkeiten im VIEW-Modul der ENerGO+ Software (Screenshot)

Die Lastdaten werden, wie in der Abbildung 3.8 erkennbar, von der ENerGO+-Software im Excel-Dateiformat heruntergeladen. Ein Ausschnitt einer heruntergeladenen Datei ist in der Abbildung 3.9 ersichtlich.

Dateiname: Online_SS 2-2 T1_20180808.xls			
Datum: 08.08.2018			
Messstelle : SS 2-2 T1			
Datum	Zeit	Wert	Einheit
01.02.2016	01:00:00	82,8	kW
01.02.2016	02:00:00	80,4	kW
01.02.2016	03:00:00	80,4	kW
01.02.2016	04:00:00	80,4	kW
01.02.2016	05:00:00	80	kW
01.02.2016	06:00:00	84	kW
01.02.2016	07:00:00	89,6	kW

Abbildung 3.9: Ausschnitt der heruntergeladenen Excel-Datei aus ENerGO+

Diese, in der Abbildung 3.9 beispielhaft dargestellten Daten werden auf Messausfälle überprüft und bei Bedarf korrigiert, wobei hier auf Wochentage, Wochenende, Feiertage und Zeitpunkt des Ausfalls Rücksicht genommen wird. Zusätzlich gibt es monatlich per Hand abgelesene und in Zählerblätter eingetragene Zählerstände der einzelnen Messstellen oder die nach einem Ausfall kumulierte Energiemenge (Lastspitze nach Ausfall, siehe Abbildung 3.10), mit denen die Korrekturen auf ihre Richtigkeit überprüft werden können.

In der Abbildung 3.10 erkennt man in roter Farbe dargestellt den ursprünglichen Verlauf der von der ENerGO+-Software heruntergeladenen Daten. Dieser beinhaltet einen typisch vorkommenden Messausfall, der dem wirklichen Verlauf der Last am Transformator 1 (T1) der Sammelschiene 2-2 (SS 2-2) nicht entspricht.

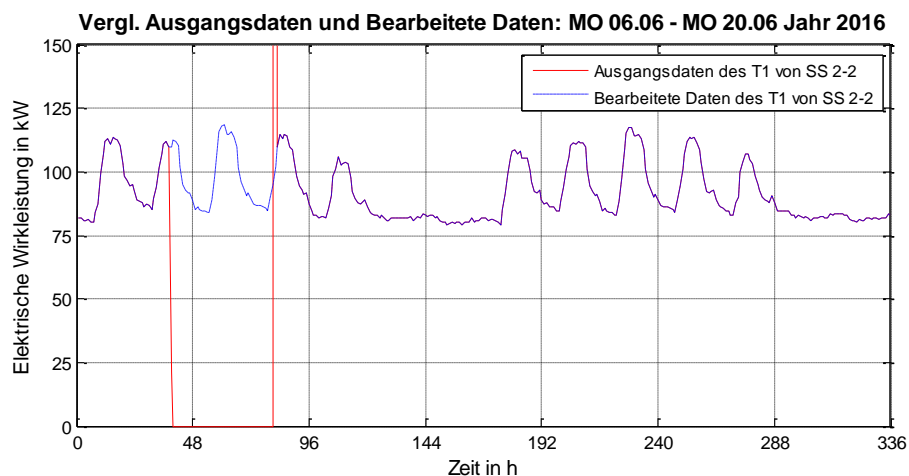


Abbildung 3.10: Datenaufbereitung am Beispiel des Transformators 1 (T1) der SS 2-2

Die Monatsenergiemenge des Monats Juni der aufsummierten stündlichen Messdaten des T1 stimmt jedoch mit den per Hand monatlich abgelesenen Zählerständen überein, da vor dem Übergang hin zum typischen Verlauf der Last am Transformator eine Lastspitze auftritt (siehe Abbildung 3.10). Diese entspricht dem Wert der kumulierten Energiemenge über den gesamten Zeitraum des Ausfalls. Der Ausfallszeitraum wird mit dem gleichen Zeitraum der darauffolgenden Woche verglichen. In der Tabelle 5 sind die genauen Daten bezüglich des dargestellten Ausfalls in der Abbildung 3.10 zu sehen.

Tabelle 5: Detaillierte Angaben zum dargestellten Ausfall in Abbildung 3.10

	Ausfallszeitraum	Vergleichszeitraum
Zeitraum	Di. 07.06.2016 15:00 Uhr bis Do. 09.06.2016 09:00 Uhr	Di. 14.06.2016 15:00 Uhr bis Do. 16.06.2016 09:00 Uhr
Anzahl der Messpunkte	43 Werte	43 Werte
Kumulierte Energiemenge	4162 kWh	4132 kWh

Da sich die kumulierten Energiemengen der beiden Zeiträume unterscheiden (siehe Tabelle 5), wird die Summe des Vergleichszeitraumes (VZR) und somit deren Stundenwerte an die Summe des Ausfallszeitraumes (AZR) angepasst. In der Gleichung (8) werden die einzelnen

Stundenwerte des VZR durch die Summe der Stundenwerte des VZR (in der Tabelle 5 wäre diese Summe 4132 kWh) dividiert und mit der Summe der Stundenwerte des AZR (in der Tabelle 5 entspricht dies dem Wert 4162 kWh) multipliziert. Die Summe der Stundenwerte des Ausfallszeitraumes entspricht dem letzten Wert des Ausfallszeitraumes, da alle anderen Werte aufgrund des Ausfalls gleich null sind. Die Konstante T gibt die Anzahl der Stundenwerte im Ausfallszeitraum an (in der Tabelle 5 entspricht T der Anzahl der Messpunkte und ist gleich 43). Die Variable t gibt einen Stundenwert im betrachteten Zeitraum an. In der Gleichung (8) werden mit Hilfe der Stundenwerte des VZR die Stundenwerte des AZR gebildet (AZR_Korr(t)).

$$AZR_Korr(t) = \frac{VZR(t)}{\sum_{i=1}^T VZR(i)} \cdot \sum_{i=1}^T AZR(i) = \frac{VZR(t)}{\sum_{i=1}^T VZR(i)} \cdot AZR(T) \quad 0 < t \leq T \quad (8)$$

<i>AZR_Korr</i>	<i>Korrigierter Wert des Ausfallszeitraumes in Stunden</i>
<i>AZR</i>	<i>Ausfallszeitraums in Stunden</i>
<i>VZR</i>	<i>Vergleichszeitraum in Stunden</i>
<i>t</i>	<i>Zeit in Stunden</i>
<i>T</i>	<i>Anzahl der Stundenwerte im betrachteten Zeitraum</i>
<i>i</i>	<i>Laufindex</i>

Durch die Gleichung (8) ändert sich die kumulierte Energiemenge im Ausfallszeitraum nicht, da das Verhältnis von Stundenwert zur kumulierten Energiemenge gleich bleibt.

3.3.1 Lastdaten – Ausgangszustand

Für die Erstellung der Lastszenarien bzw. der verschiedenen Lastfälle werden die Messdaten der einzelnen Messstellen im Zeitraum vom 01.01.2016 bis zum 30.10.2016 aufbereitet. Der Grund, dass kein ganzes Jahr gewählt wird, liegt an einem Messausfall aller Lasten zu diesem Zeitpunkt und der hohen Anzahl an bereits aufbereiteten Daten. Die Daten aus dem Jahr 2016 werden den Daten aus dem Jahr 2017 aufgrund der geringeren Anzahl an Messfehlern vorgezogen. Somit gibt es im bearbeiteten Zeitraum zu jeder Stunde den Wert der jeweiligen Haupteinspeisung und die dazugehörige Aufteilung auf die einzelnen Lasten. Für drei aufeinanderfolgende Stunden ist dieser Zusammenhang beispielhaft in der Tabelle 6 dargestellt.

Die allgemeine Definitionen der in grün umrahmten Begriffe aus der Tabelle 6, sind in den Formeln (9) und (10) beschrieben. Die Bilanz in der Formel (9) gibt die Abweichung der eingespeisten von den verbrauchten Kilowattstunden an.

$$Bilanz [kW] = SHSP + \sum \text{Einspeisungen im Industrienetz} - \sum \text{Lasten im Industrienetz} \quad (9)$$

$$Bilanz [\%] = \frac{Bilanz [kW]}{SHSP + \sum \text{Einspeisungen im Industrienetz}} \cdot 100 \% \quad (10)$$

In der Formel (10) wird die in der Formel (9) berechnete Abweichung der Kilowattstunden auf die gesamte Einspeisung bezogen und somit die Abweichung der Kilowattstunden in Prozent angegeben.

In der Tabelle 6 sind keine Einspeisungen im Industrienetz angeführt, weil diese allgemein vernachlässigt werden. In Gelb ist die SHSP 1 dargestellt und in Blau sämtliche Lasten, die von der SHSP 1 versorgt werden.

Tabelle 6: Beispiel aufbereiteter Daten für die SHSP 1 vom 22.02.2016 zwischen 06:00 – 08:00 Uhr

	22.02.2016		
	06:00:00	07:00:00	08:00:00
SHSP 1	588	644	748
SS 1-1 T1	24	27	31
SS 1-1 T2	25	24	27
SS 2-1 T1	5	5	6
SS 2-1 T2	0	0	0
SS 2-1 T3	1	1	1
SS 2-1 T4	43	45	51
SS 2-1 T5	24	35	37
SS 2-1 T6	32	29	31
SS 2-1 T7	43	53	78
SS 2-1 T8	78	92	95
SS 2-1 T9	47	55	71
SS 2-1 T10	11	12	20
SS 2-1 T11	0	0	3
SS 2-1 T12	0	0	0
SS 2-1 T13	0	0	0
SS 3-1 T1	49	49	49
SS 3-1 T2	66	71	69
SS 4-1 T1	20	24	34
SS 4-1 T2	69	75	76
SS 5-1 T1	45	53	60
SS 5-1 T2	13	15	25
Bilanz [kW]	-7	-21	-16
Bilanz [%]	-1,19	-3,26	-2,14

Aufgrund von Messungenauigkeiten und weiteren nicht berücksichtigten Einspeisungen im Industrienetz, ergibt sich ein, wie in der Tabelle 6 ersichtlich, leicht negativer Wert der Bilanz. Bei den Transformatoren die im betrachteten Zeitraum in der Tabelle 6 keine Wirkleistung beziehen, handelt es sich um Versuchstransformatoren, die in diesem Zeitraum nicht in Betrieb waren.

In der Abbildung 3.11 ist der Vergleich der SHSP 1 mit den aufsummierten Lasten des Monats März 2016, die von der SHSP 1 versorgt werden, ersichtlich.

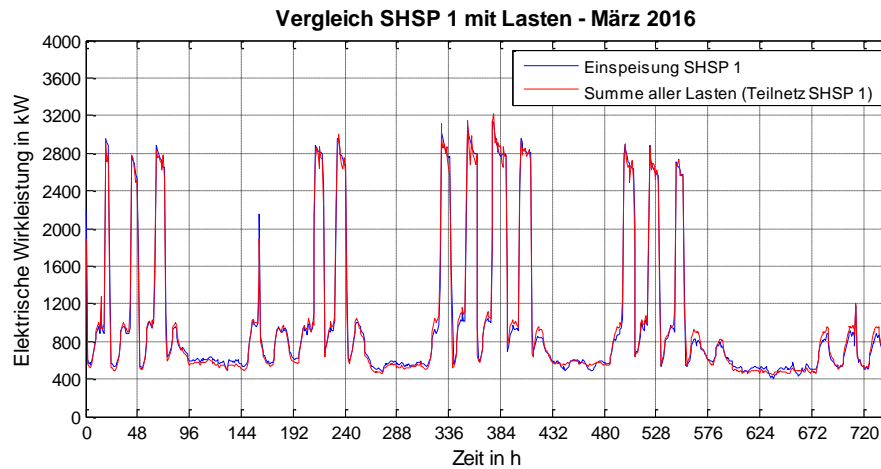


Abbildung 3.11: Vergleich der SHSP 1 mit den aufsummierten Lasten

Wie in der Abbildung 3.11 zu sehen ist, folgt die Summe der aufbereiteten Lasten für die SHSP 1 sehr genau den Werten der SHSP 1. In der Abbildung 3.12 erfolgt die gleiche Gegenüberstellung wie in der Abbildung 3.11, allerdings für die SHSP 2 und den aufsummierten, von der SHSP 2 versorgten, Lasten.

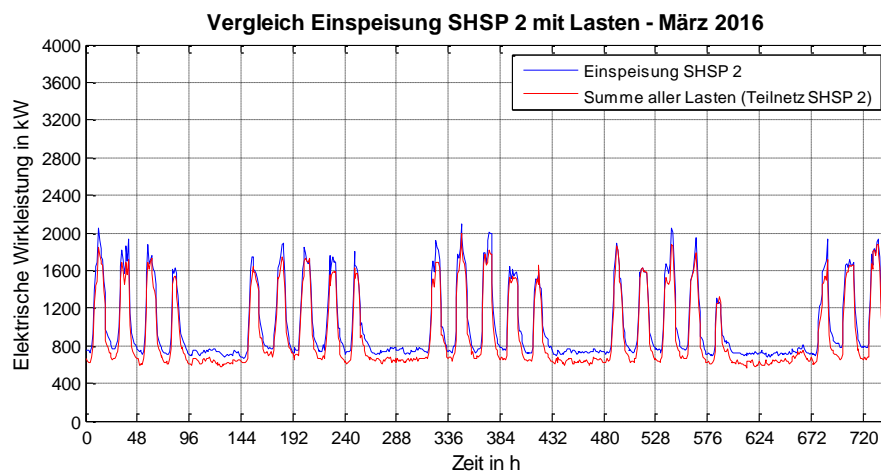


Abbildung 3.12: Vergleich der SHSP 2 mit den aufsummierten Lasten

In der Abbildung 3.12 lässt sich ein Offset zwischen der Einspeisung SHSP 2 und der Summe der über die SHSP 2 versorgten Lasten erkennen. Dieser Fehler zieht sich jedoch durch die gesamten aufgenommenen Daten in Verbindung mit der SHSP 2 im ENerGO+. Auch die per Hand abgelesenen Zählerstände ergeben den gleichen Offset zwischen SHSP 2 und den dazugehörigen Lasten. Bei einer Begehung der Anlage konnte kein offensichtlicher Fehler gefunden werden, wobei jedoch nicht alle Schaltanlagen besichtigt werden konnten. Da hier mehr eingespeist wird als offensichtlich von den Lasten verbraucht wird, könnte eine nicht gemessene Anlage der Grund für die Abweichung sein. Zu dieser Vermutung würde auch die Abbildung 3.13 passen, welche die Differenz zwischen der Einspeisung SHSP 2 und den aufsummierten Lasten dieser Einspeisung zeigt.

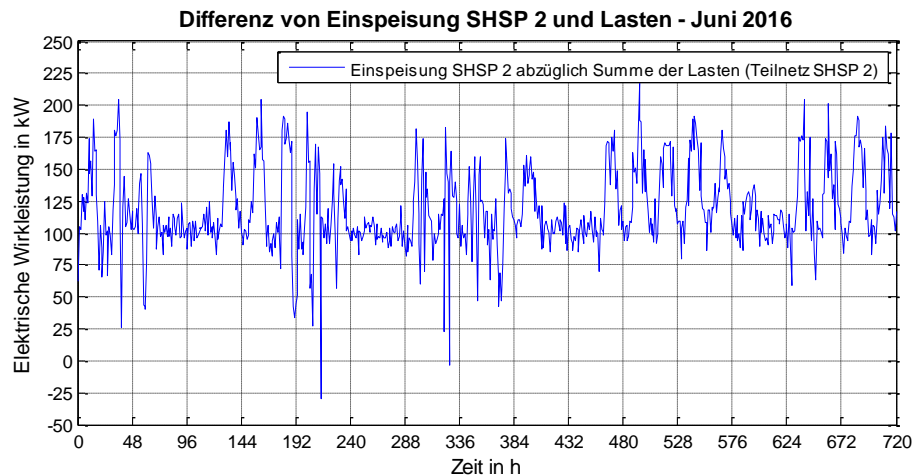


Abbildung 3.13: Differenz von Einspeisung SHSP 2 und Lasten

In der Abbildung 3.13 ist ein leicht verzerrtes Lastprofil zu sehen, wobei Wochentage und Wochenende erkennbar sind und welches eine Grundlast von ca. 90 kW hat. Bei der SHSP 2 ergibt sich, durch den oben dargestellten Fehler, eine durchschnittliche prozentuelle Bilanz über die gesamten aufbereiteten Daten von 10,69 %.

Diese Abweichung zwischen der Einspeisung SHSP 2 und der Summe der über die SHSP 2 versorgten Lasten wirkt sich auf die betrachteten Fälle des Versorgungsgebietes der SHSP 2 (Starklastfall und Schwachlastfall) kaum aus, da der bei den Berechnungen gewählte Wert des Starklastfalles eine bilanzielle Abweichung von nur 4 % aufweist und somit die Abweichung deutlich geringer ist. Die Auswirkungen der Abweichung auf den Schwachlastfall des Versorgungsgebietes der SHSP 2 sind zu vernachlässigen, da so ein noch kleinerer Leistungswert, als es ursprünglich der Fall ist, genommen wird und die obere Spannungsgrenze laut EN 50160 (siehe Kapitel 2.3), aufgrund der hohen Grundlast der SHSP 2, immer noch eingehalten wird.

Zusätzlich zu den Lasten/Lastdaten von 2016 werden Lasten/Lastdaten die Anfang 2018 an das Netz gehen nachgebildet und somit in weiterer Folge berücksichtigt. Diese werden anhand der bisher gesammelten Daten für dieselbe Zeitdauer nachgebildet. Hierbei handelt es sich um die Messstellen SS 2-1 T12, SS 5-2 T1. Die Messstelle SS 2-1 T13 wird aufgrund des geringen Beitrages zur Gesamtenergiemenge und des sprunghaften Verlaufes nicht nachgebildet. Kleine Rückeinspeisungen werden aufgrund ihrer Relevanz bzw. weil keine stündlichen Messwerte vorliegen vernachlässigt. Im Teilnetz der SHSP 1 befindet sich eine Photovoltaikanlage mit einer Leistung von 145 kWp. Diese wird mangels stündlicher Messdaten und aufgrund der hohen Grundlast der SHSP 1 (siehe Dauerlinie Abbildung 3.21) für den Schwachlastfall und aufgrund der Fluktuation der Energiebereitstellung für den Starklastfall nicht berücksichtigt.

Durch die aufbereiteten Daten entsteht somit der Zusammenhang zwischen beliebigen Quantilen der Jahresdauerlinie einer SHSP und die Aufteilung dieses Wertes der SHSP auf die einzelnen Lasten. Somit ist die Berechnung verschiedener Belastungszustände bzw. Quantile für das industrielle Mittelspannungsnetz möglich.

3.3.2 Zukünftige Lastdaten

Aufbauend auf die aufbereiteten Lastdaten vom Jahr 2016, werden zwei zukünftige Ausbaustufen – Ausbaustufe 2020 und Ausbaustufe 2040 – des Industriebetriebes berücksichtigt. Jede dieser Ausbaustufen im Industrienetz wird mittels Lastfluss- und Zuverlässigkeitsberechnungen analysiert, wobei verschiedene Belastungs- und Netzzustände betrachtet werden. Zusätzlich werden bei jeder dieser Ausbaustufen die Auswirkungen auf das übergeordnete urbane Mittelspannungsnetz durch Lastflussberechnungen ermittelt.

Sämtliche angenommene Lastdaten inklusive Reserven werden unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren vom Auftraggeber dieser Arbeit vorgegeben.

3.3.2.1 Ausbaustufe 2020

In der Tabelle 7 sind die wichtigsten Angaben zu den zusätzlich zu berücksichtigenden Lasten im Rahmen der Ausbaustufe 2020 angegeben. Die Lasten in dieser Ausbaustufe werden dauerhaft oder vorläufig, weil die genauen Anschlüsse an der Sammelschiene noch nicht festgelegt wurden, an bestehende Messstellen bzw. Transformatoren angeschlossen.

Tabelle 7: Zusätzliche Lasten-Ausbaustufe 2020

	Zusätzliche Last	Zeitlicher Verlauf	Anschluss
ZL1	630 kW	24/7	SS 2-1 T6
ZL2	438 kW	24/7	SS 2-1 T6 (vorläufig)
ZL3	400 kW	Mo – Fr 08:00 – 16:00 Uhr nur, wenn keine Last an SS 2-1 T2	SS 2-1 T3
ZL4	957 kW	24/7	SS 2-1 T10
ZL5	500 kW	nur, wenn Last an SS 2-1 T2	SS 2-1 T2
ZL6	Lastprofil	Lastprofil	SS 2-1 T13 (vorläufig)
ZL7	500 kW	Mo – Fr 07:00 – 17:00 Uhr	SS 2-1 T4

Die Abkürzung 24/7 in der Tabelle 7 bedeutet 24 Stunden und 7 Tage die Woche, also eine dauernd auftretende Last. Die Last ZL3 darf aufgrund von betrieblichen Bestimmungen nur zugeschaltet werden, wenn die Lasten an SS 2-1 T2 abgeschaltet sind. Dies dient dazu, dass die Lastspitze nicht noch zusätzlich erhöht wird und noch Reserven zur maximal zulässigen Last seitens des Netzbetreibers bestehen. Sämtliche neue Lasten befinden sich an der Sammelschiene 2-1. Das in der Tabelle 7 erwähnte Lastprofil der zukünftigen Last ZL6, ist in der Abbildung 3.14 zu sehen.

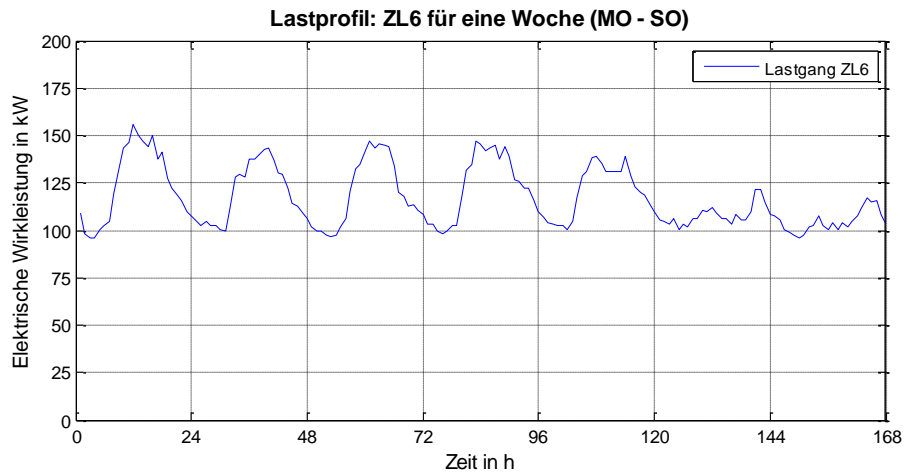


Abbildung 3.14: Lastprofil ZL6

Das Lastprofil der Last ZL6 in der Abbildung 3.14 wird auch verwendet, um die zusätzlichen Lasten der Ausbaustufe 2040 abzuschätzen (siehe Kapitel 3.3.2.2)

In der Abbildung 3.15 bis zur Abbildung 3.17 wird der Zeitraum von Montag den 26.02.2018 bis Sonntag den 04.03.2018 betrachtet. In der Abbildung 3.15 sieht man die SHSP 1 bzw. alle Lasten, die an der SHSP 1 angeschlossen sind inklusive der Lasten der Ausbaustufe von 2020 (ZL1 bis ZL7).

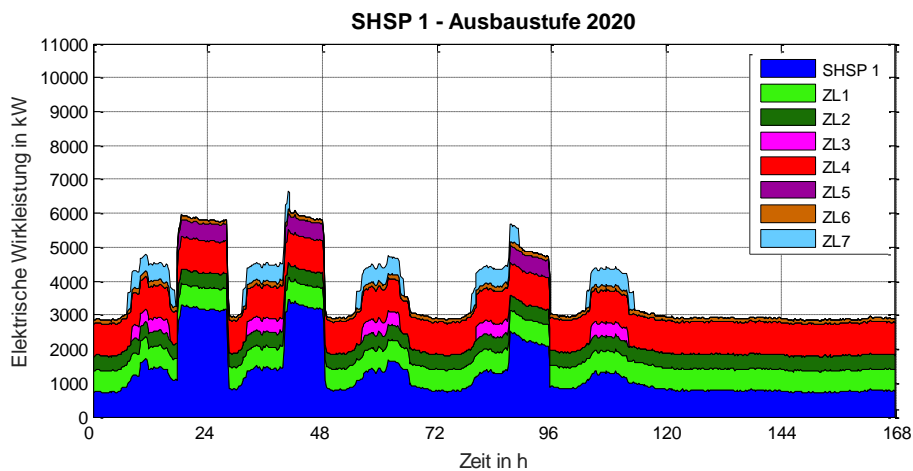


Abbildung 3.15: SHSP 1 inklusive Lasten der Ausbaustufe 2020

Die Lastspitze aus der Abbildung 3.15 ist größtenteils auf die angeschlossene Last an SS 2-1 T2 zurückzuführen (siehe Abbildung 3.16). In der Ausbaustufe 2020 wird diese Last am Transformator T2 der SS 2-1 um zusätzliche 500 kW erhöht (siehe Last ZL5 Tabelle 7).

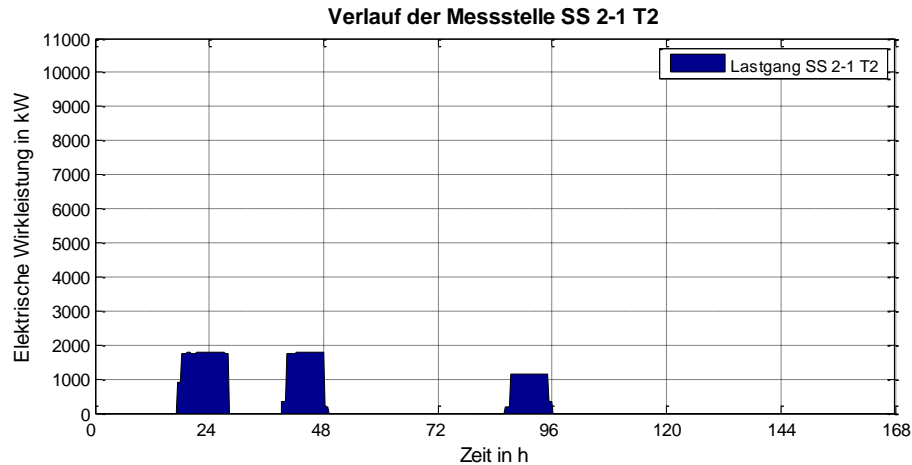


Abbildung 3.16: Verlauf der Messstelle SS 2-1 T2

Es ergibt sich in der betrachteten Woche eine Last an SS 2-1 T2 von ca. 2,4 MW (Maximalwert der Abbildung 3.16 inkl. Last ZL5). Diese Last liefert einen beträchtlichen Anteil an der benötigten Gesamtleistung des Industriebetriebes.

Addiert man die zusätzlichen Lasten der Ausbaustufe 2020 mit dem Lastgang beider Einspeisungen (SHSP 1 und SHSP 2), kann man abschätzen in welche Richtung sich die maximal benötigte Leistung einer Einspeisung des industriellen Mittelspannungsnetzes hinbewegt, da bei Ausfall einer Einspeisung die gesamte benötigte Leistung über die andere Einspeisung möglich sein muss (siehe Abbildung 3.17). Des Weiteren kann man die Verhältnisse der einzelnen zusätzlichen Lasten untereinander und auch zur bisherigen Last besser abschätzen.

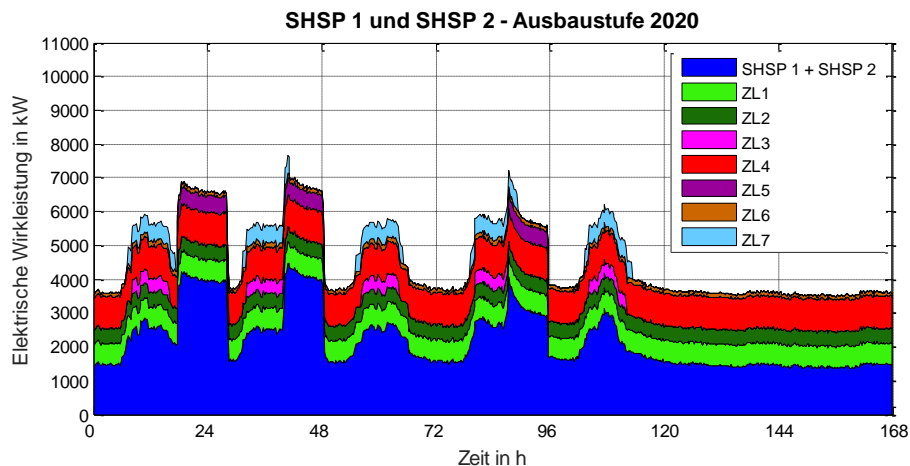


Abbildung 3.17: SHSP 1 und SHSP 2 inklusive Lasten der Ausbaustufe 2020

Bei den Abbildungen Abbildung 3.15 bis zur Abbildung 3.17 wird eine für eine starke Auslastung repräsentative Woche herangezogen. Der Maximalwert in den Abbildungen bildet nicht den Starklastfall des Jahres 2020. Sinn dieser Abbildungen ist es, die zukünftigen Lasten der Ausbaustufe 2020 in Relation zu der bisherigen Last zu setzen, um daraus etwaige Rückschlüsse zu ziehen.

3.3.2.2 Ausbaustufe 2040

Das Bestandsnetz des industriellen Mittelspannungsnetzes, wie in der Abbildung 3.2 dargestellt, wird im nachfolgenden Szenario „Ausbaustufe 2040“ um mehrere Gebäude erweitert, wobei dieser Ausbau sowie die Verbindungen der SS aus dem Bestandsnetz und des neuen Netztes nach geografischen Gesichtspunkten erfolgt.

Da der Ausblick auf das Jahr 2040 bezüglich Anzahl der Einspeisungen und Schaltzustand noch nicht klar definiert ist, werden verschiedene Ausbauvarianten betrachtet. Es werden die Hauptvarianten Variante 1 (2 Einspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz) und Variante 2 (3 Einspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz) unterschieden. Die Beschreibungen zu den einzelnen Varianten und deren Unteraufteilung befinden sich in der Tabelle 8 und der Tabelle 9.

Variante 1: Ausbaustufe 2040 - 2 Einspeisungen:

Tabelle 8: Aufteilung 1-3 der Variante 1: Ausbaustufe 2040 - 2 Einspeisungen

	SHSP 1	SHSP 2	SHSP 3
Aufteilung 1	SS 1-1 bis SS 5-1 SS A bis SS E	SS 1-2 bis SS 5-2 SS F bis SS L	Nicht vorhanden
Aufteilung 2	SS 1-1 bis SS 5-1	SS 1-2 bis SS 5-2 SS A bis SS L	Nicht vorhanden
Aufteilung 3	SS 1-1 bis SS 2-1	SS 3-1 bis SS 5-1 SS 1-2 bis SS 5-2 SS A bis SS L	Nicht vorhanden

Da die SHSP 1 bereits im Ausgangszustand sehr stark ausgelastet ist, wird in den beiden gewählten Varianten (Variante 1 und 2) darauf geachtet, diese kontinuierlich zu entlasten, wobei entweder die SHSP 2 stärker belastet wird (Variante 1) oder die Last auf beide SHSP besser verteilt wird (Variante 2).

Variante 2: Ausbaustufe 2040 - 3 Einspeisungen

Tabelle 9: Aufteilung A-C der Variante 2: Ausbaustufe 2040 - 3 Einspeisungen

	SHSP 1	SHSP 2	SHSP 3
Aufteilung A (siehe Abbildung 3.18)	SS 1-1 bis SS 5-1 SS A bis SS E	SS 1-2 bis SS 5-2 SS L	SS F bis SS K
Aufteilung B	SS 1-1 bis SS 5-1	SS 1-2 bis SS 5-2 SS L	SS A bis SS K
Aufteilung C	SS 1-1 bis SS 2-1	SS 3-1 bis SS 5-1 SS 1-2 bis SS 5-2 SS L	SS A bis SS K

Bei der Variante 2 sei darauf hingewiesen, dass hier von einer dritten Einspeisung ausgegangen wird, ohne für diese dritte Einspeisung bereits einen fixen Anschlusspunkt im urbanen Mittelspannungsnetz zu verorten. In der Abbildung 3.18 ist eines von mehreren möglichen Zukunftsszenarien, mit der neuen Einspeisung SHSP 3 (Aufteilung A), zu sehen.

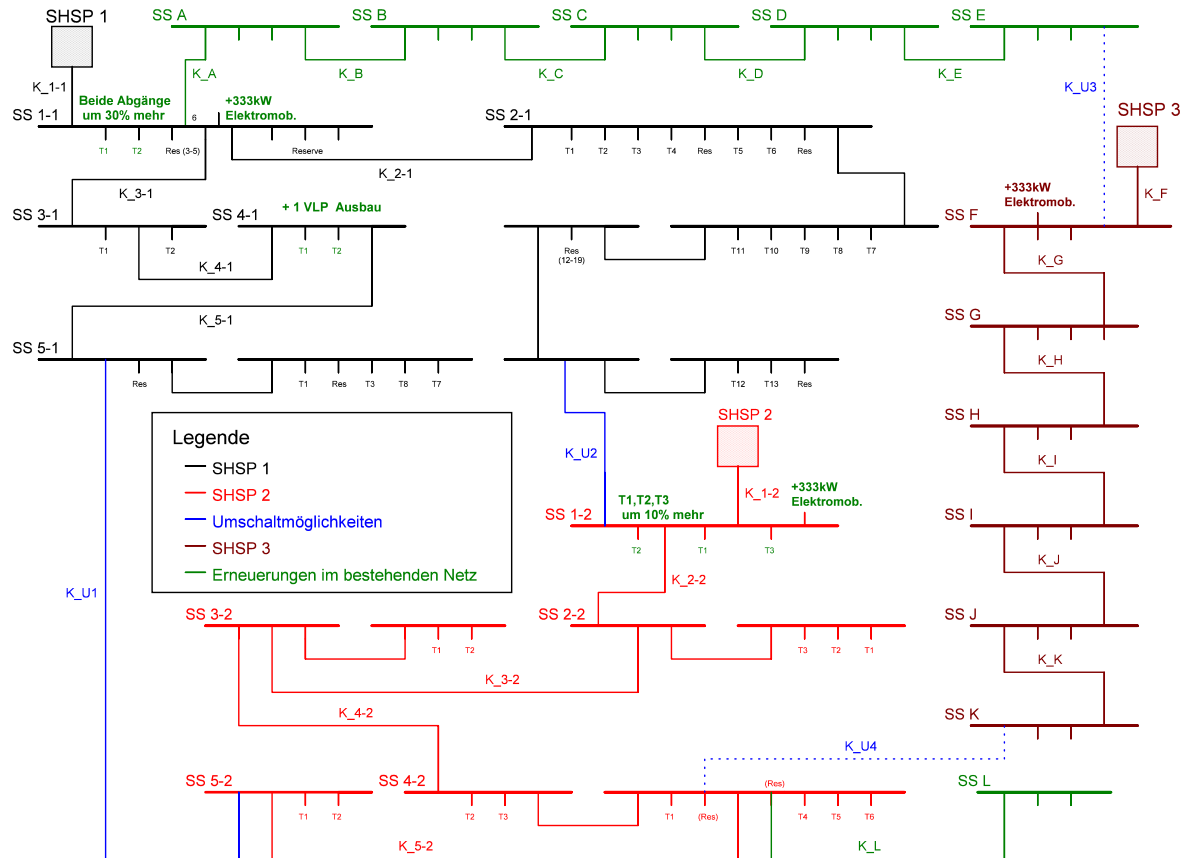


Abbildung 3.18: Aufbau des Industrienetzes in der Ausbaustufe 2040 (Variante 2 – Aufteilung A)

Die in der Abbildung 3.18 neu betrachteten Gebäude, also die Lasten an den neuen Sammelschienen (SS A bis L), werden mit dem Lastprofil ZL6 (siehe Abbildung 3.14) abgeschätzt. Diese Last wird auf 2 Transformatoren mit je 630 kVA aufgeteilt. Die Transformatoren sind aus Übersichtsgründen nicht in der Abbildung 3.18 eingezeichnet. Sämtliche Verbindungskabel zwischen den neuen SS und den neuen SS und dem Bestandsnetz werden als Aluminiumleiter mit einem Querschnitt von 240 mm² angenommen. Kabel von der Sammelschiene zu den Transformatoren werden als Kupferkabel mit einem Leiter-Querschnitt von 50 mm² ausgeführt. In der Ausbaustufe 2040 wird 1 MW für die Elektromobilität reserviert. Da die genaue Aufteilung der Stromtankstellen noch nicht bekannt ist, werden jeweils 333 kW zu den Sammelschienen der Stromhaupt-einspeisungen zugewiesen (siehe Abbildung 3.18). Bei der Variante mit nur 2 Einspeisungen bleibt die Aufteilung der Last für Elektromobilität die Gleiche. Sämtliche Erneuerungen der Ausbaustufe 2040 sind in der Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Zusammenfassung der zusätzlichen Lasten, der Ausbaustufe 2040

Anschluss	Zusätzliche Last
SS 1-1 T1 und T2	Aktueller Lastgang + 30 %
SS 1-1, SS 1-2 und SS F	Zusätzlich je 333 kW für Elektromobilität
SS 4-1 T1 und T2	Lastprofil ZL6, zusätzlich zu aktuellem Lastgang, gleichmäßig auf T1 und T2 aufgeteilt
SS 1-2 T1, T2 und T3	Aktueller Lastgang + 10 %
Sammelschienen A bis L	Lastprofil ZL6 je Sammelschiene
SS 2-1 T2	+100 kW zusätzlich

Die Änderungen in der Tabelle 10, die sich auf das Bestandsnetz beziehen, sind auf Ausbauten bzw. Aufstockungen von bestehenden Gebäuden zurückzuführen. In der Abbildung 3.19 und der Abbildung 3.20 wird der Zeitraum von Montag, den 21.05.2018, bis Sonntag, den 27.05.2018, betrachtet. In der Ausbaustufe 2040 werden zwei Szenarien bezüglich der auftretenden Leistung unterschieden.

Szenario 1: Die Leistung der Ausbaustufe 2020 und 2040 wird wie folgt abgeschätzt: Verdoppelung der Fläche und auch der Leistung analog zu dem bestehenden Flächenmix. Zusätzlich 400 kW für überproportionales Wachstum. Die Ausbaustufen 2020 und 2040 sind Teil der Verdoppelung. Die neuen Lasten an den Sammelschienen der Ausbaustufe 2040 werden mit dem Lastprofil der Last ZL6 abgeschätzt. Auf die Ausbaustufe 2020 wird die „restliche Leistung“ aufgeteilt.

Szenario 2: Die Leistung der Ausbaustufe 2020 und 2040 wird wie folgt abgeschätzt: Die neuen Lasten an den Sammelschienen der Ausbaustufe 2040 werden mit dem Lastprofil der Last ZL6 abgeschätzt. Die Ausbaustufe 2020 wird mit den Leistungswerten, wie in Kapitel 3.3.2.1 beschrieben, eingebunden.

In der Abbildung 3.19 sieht man die Summe von SHSP 1 und SHSP 2 und die zusätzlichen Lasten der beiden Ausbaustufen, wobei hier das Szenario 1 Anwendung findet.

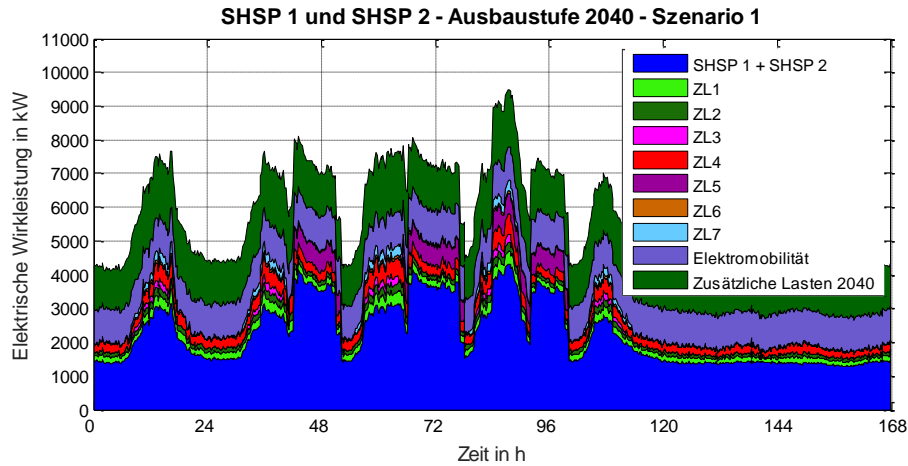


Abbildung 3.19: SHSP 1 und SHSP 2 und die zusätzlichen Lasten der beiden Ausbaustufen - Szenario 1

Wie in der Abbildung 3.19 dargestellt, werden die Lasten der Ausbaustufe 2020 (ZL1 bis ZL6), auf denen in Szenario 1 die restliche Leistung prozentuell auf ihren ursprünglichen Wert aufgeteilt wird, stark verkleinert. In der Abbildung 3.20 ist die Summe der beiden SHSP und zusätzlich die Lasten der beiden Ausbaustufen abgebildet, wobei hier das Szenario 2 Anwendung findet. Hier werden die Lasten der Ausbaustufe 2020 so übernommen, wie im Kapitel 3.3.2 beschrieben.

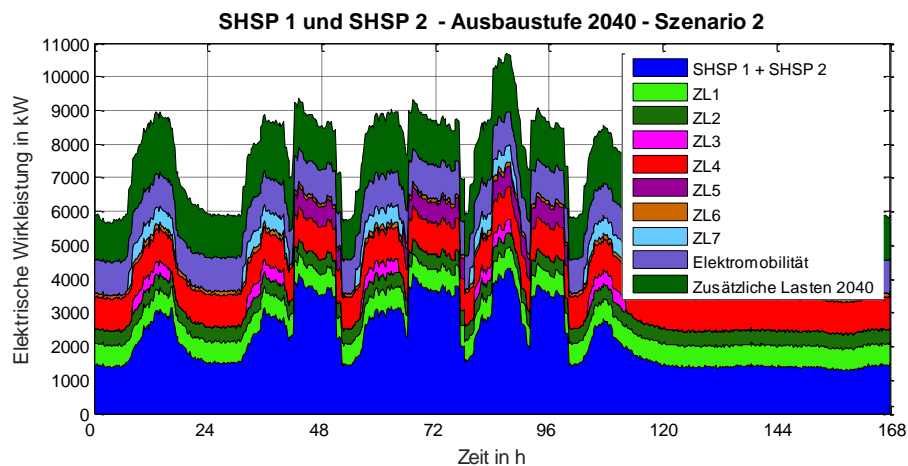


Abbildung 3.20: SHSP 1 und SHSP 2 und die zusätzlichen Lasten der beiden Ausbaustufen - Szenario 2

Sollten beide Ausbaustufen so auftreten wie prognostiziert, kann man im gegenständlichen Industriebetrieb mit einem maximalen Verbrauch von ca. 11 MW rechnen. Bei der Abbildung 3.19 und der Abbildung 3.20 wird, wie bei der Ausbaustufe 2020, eine beliebige Woche herangezogen. Diese Abbildungen dienen dazu, die Ausbaustufe 2020 und 2040 in Verhältnis zur bisherigen Last zu setzen, um daraus etwaige Erkenntnisse zu ziehen.

3.3.3 Ermittlung der Belastungsfälle

Für die Analysen des industriellen Mittelspannungsnetzes werden der Starklastfall (99%-Quantil) und der Schwachlastfall (5%-Quantil) des Jahres 2017 betrachtet, wobei die Lastverteilung jener Lastfälle innerhalb des Industrienetzes aus den Daten des Jahres 2016 bei gleicher Leistung ermittelt wird. In der Abbildung 3.21 und der Abbildung 3.22 sind die Dauerlinien (Sortierung der Lastdaten nach ihrer Größe) der beiden SHSP für diesen Zeitraum dargestellt.

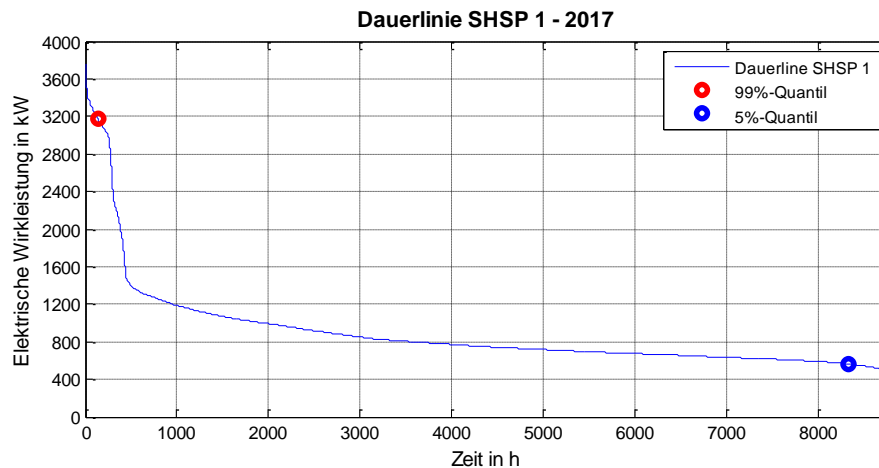


Abbildung 3.21: Dauerlinie der SHSP 1 - Jahr 2017

In der Abbildung 3.21 sind sehr hohe Leistungswerte für weniger als 500 Stunden im Jahr erkennbar. Dieser starke Anstieg in der Dauerlinie ist größtenteils auf die Last an SS 2-1 T2 zurückzuführen (siehe Abbildung 3.16 – Wochenprofil der Last an SS 2-1 T2). Die Vernachlässigung der 145 kWp Photovoltaikanlage für den Schwachlastfall ist, wie in der obigen Abbildung ersichtlich, aufgrund der hohen Grundlast von über 400 kW berechtigt.

Die Dauerlinie der SHSP 2 ist in der Abbildung 3.22 dargestellt. Der Stark- und Schwachlastfall sind wiederum farblich hervorgehoben.

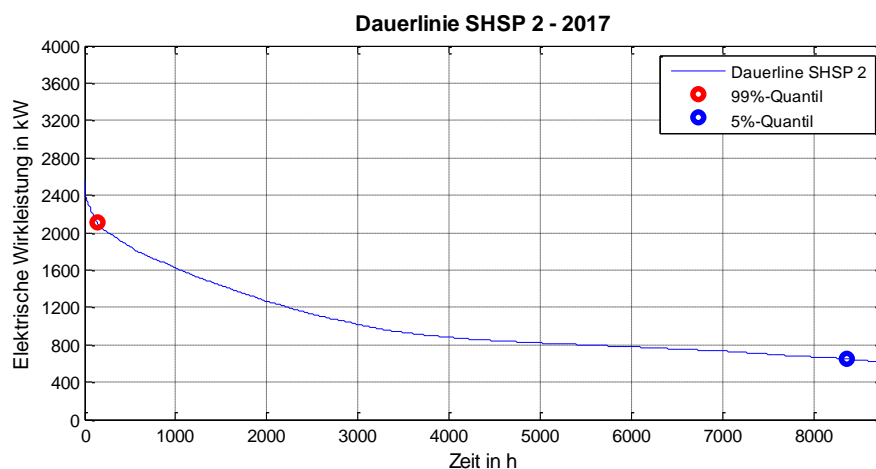


Abbildung 3.22: Dauerlinie der SHSP 2 - Jahr 2017

Vergleicht man die Abbildung 3.22 mit der Abbildung 3.21 erkennt man, dass im Vergleich zur SHSP 1 die SHSP 2 einen niedrigeren Spitzenwert, jedoch eine höhere Grundlast aufweist.

In der Tabelle 11 sind die für die Berechnung verwendeten Werte aufgrund des gewählten Starklast-Quantils (99%-Quantil) eingetragen. Leichte Abweichungen zwischen den Quantilen und den verwendeten Werten liegen daran, dass nur bestimmte Werte in den aufbereiteten Daten verfügbar sind.

Tabelle 11: Verwendete Daten für das 99%-Quantil - Jahr 2017

	Netzgebiet SHSP 1	Netzgebiet SHSP 2
99%-Quantil (2017)	3170 kW	2112 kW
Wert in den aufbereiteten Daten	3172 kW Datum: 25.05.2016 16:00	2112 kW Datum: 20.07.2016 12:00
Bezogene Leistung des jeweils anderen Netzgebietes zu diesem Zeitpunkt	Netzgebiet SHSP 2 1857 kW	Netzgebiet SHSP 1 854 kW

Wie in der Tabelle 11 ersichtlich, wird für jede der SHSP der Starklast- und Schwachlastfall separat berechnet, da diese Fälle je nach SHSP zu unterschiedlichen Zeitpunkten auftreten. Für die jeweils andere SHSP wird der Wert beim gleichen Datum bzw. bei der gleichen Uhrzeit genommen.

Die Software MATLAB wird verwendet, um aus den aufbereiteten Daten automatisiert Belastungs-Daten für NEPLAN zu erzeugen. Für den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ wird aufgrund der höheren Anzahl an induktiven Lasten im betrachteten Industrienetz 0,9 induktiv angenommen. Bei den betrachteten Ausbaustufen werden die zusätzlichen Lasten händisch in die Belastungs-Daten eingetragen bzw. die betroffenen Lasten angepasst.

3.4 Analyse des industriellen Mittelspannungsnetzes

Nachfolgend wird das industrielle Mittelspannungsnetz mittels definierten Belastungs- und Schaltzuständen analysiert. Hierbei wird besonderes Augenmerk auf die Kabelauslastungen der Verbindungskabel zwischen den Sammelschienen, die Transformatorauslastungen (Ausgangszustand) und die Spannungsverhältnisse im industriellen Mittelspannungsnetz gelegt. Da die genaue Aufteilung der Lasten für die zukünftigen Ausbaustufen noch nicht festgelegt ist, werden die MS/NS-Transformatorauslastungen nur für den Ausgangszustand betrachtet. Des Weiteren wird durch Zuverlässigkeitsanalysen die zu erwartende leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit und die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit ermittelt.

Im weiteren Verlauf wird in den Analysen zwischen dem Ausgangszustand (2018) und den beiden Ausbaustufen (2020 und 2040) unterschieden.

Es werden folgende grundlegende Szenarien betrachtet:

Stark- und Schwachlastberechnungen beider Einspeisungen (SHSP 1 und SHSP 2):

- Jahr 2018 (Ausgangszustand)
- Jahr 2018 + Ausbaustufe 2020
- Jahr 2018 + Ausbaustufe 2040

Bei den Starklastberechnungen werden für den **Ausgangszustand** und der **Ausbaustufe 2020** des Weiteren folgende Fälle unterschieden:

- Ursprünglicher Schaltzustand
- Ausfall einer Netzeinspeisung SHSP 1 bzw. SHSP 2
 - Verbindung über die Kabel K_U1 und/oder K_U2

Bei der Starklastberechnung werden für die **Ausbaustufe 2040** folgende Fälle unterschieden:

- Versorgung durch zwei Einspeisungen (SHSP 1 und SHSP 2)
- Versorgung durch drei Einspeisungen (SHSP 1, SHSP 2 und SHSP 3)
- Durchführung verschiedener Ausfallsszenarien

Bei den angeführten Szenarien wird ein Worst-Case-Szenario dahingehend betrachtet, dass die vereinbarte Versorgungsspannung im betrachteten industriellen Mittelspannungsnetz 21 kV beträgt, die Berechnungen jedoch mit der Nennspannung von 20 kV durchgeführt werden, wodurch höhere Kabelauslastungen auftreten. Die maximale Abweichung der Kabelauslastungen tritt bei Nennspannung im Vergleich zur Versorgungsspannung im Szenario „Ausbaustufe 2040“ während des Starklastfalles des Versorgungsgebietes der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) und bei Ausfall der SHSP 1 auf. Dies bedeutet, dass die betroffenen Lasten des Versorgungsgebietes der SHSP 1 aufgrund des Ausfalles durch Umschaltmaßnahmen über die SHSP 2 versorgt werden (99%-Quantil SHSP 1 - Ausfall der SHSP 1). Dieses Szenario ist in der Abbildung 3.23 angeführt.

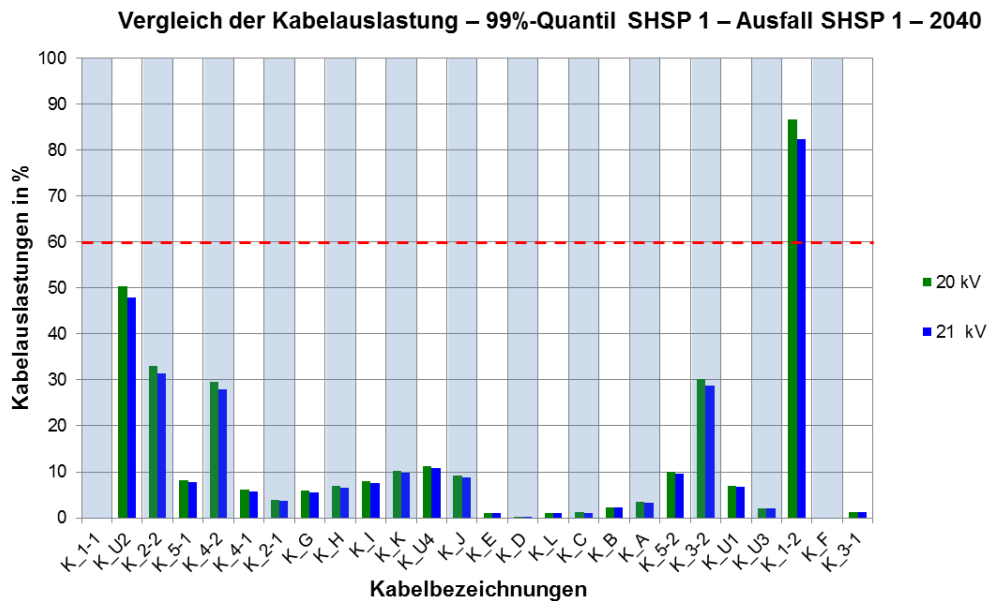


Abbildung 3.23: Vergleich der Kabelauslastung in einem ausgewählten Szenario bei 20 kV und bei 21 kV

Die größte Differenz der Kabelauslastungen zwischen den beiden Szenarien 20 kV und 21 kV tritt bei Kabel K_1-2 auf und beträgt 4 % (siehe Abbildung 3.23). Jenes Kabel K_1-2 ist das Verbindungskabel zwischen der SHSP 2 und dem Industrienetz (von SHSP 2 zu SS 1-2), welches in dem betrachteten Szenario (Starklast SHSP 1 und Ausfall SHSP 1) die gesamte Last für den Industriebetrieb überträgt. Da über alle betrachteten Fälle des industriellen Mittelspannungsnetzes die Abweichung der Kabelauslastung bei Nennspannung um maximal 4 % höher als bei Versorgungsspannung ist, ist diese Betrachtung einerseits auch aussagekräftig für das mit Versorgungsspannung betriebene Industrienetz und andererseits eine sehr gute Worst-Case-Abschätzung.

Bei der Schwachlastberechnung werden keine weiteren Unterteilungen getroffen, da bei sämtlichen Ausfalls- bzw. Umschalt Szenarien die Last in einzelnen Bereichen größer wird. Der Sinn der Schwachlastberechnung ist es jedoch, mögliche Spannungserhöhungen aufgrund von niedriger Last im Netz zu erkennen.

Der Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 1 geht immer mit hohen Leistungswerten an den Lasten des Transformators 2 (T2) und des Transformators 3 (T3), die sich an der SS 2-1 befinden, einher. Diese zwei Lasten werden in den Abbildungen im Kapitel 3.4 gesondert hervorgehoben und gemeinsam als Großmotor-Lasten (GL) bezeichnet. Dies dient dazu, um die nicht unwesentlichen Auswirkungen dieser Großmotor-Lasten besser abschätzen zu können.

3.4.1 Ausgangszustand

Für den Ausgangszustand wird der Starklast- (99%-Quantil) und der Schwachlastfall (5%-Quantil) des Jahres 2017 betrachtet. Zusätzlich werden zwei Lasten (SS 2-1 T12, SS 5-2 T1), die im Jahr 2018 neu im industriellen Mittelspannungsnetz installiert wurden, mitberücksichtigt. In der Tabelle 12 sind die höchsten Kabelauslastungen im Schwachlastfall des Versorgungsgebietes der SHSP 1 (5%-Quantil SHSP 1) eingetragen.

**Tabelle 12: Höchste Kabelauslastung im Industrienetz -
5%-Quantil SHSP 1 - 2018**

Leitungsname	Auslastung [%]
K_1-2	4,67
K_1-1	4,52
K_2-2	4,32
K_2-1	3,22
⋮	⋮

Wie in der Tabelle 12 ersichtlich, haben in diesem Fall die Kabelauslastungen beim betrachteten Schwachlastfall im Netzgebiet keine Relevanz. In der Tabelle 13 sind für den gleichen Belastungsfall die Spannungen der Sammelschienen des Versorgungsgebietes der SHSP 1 angegeben.

Tabelle 13: Spannungen an den Sammelschienen der SHSP 1 – 5%-Quantil SHSP 1 - 2018

Knotenname	U [kV]	u [%]
SS 1-1	20	100
SS 3-1	19,999	99,99
SS 2-1	19,998	99,99
SS 4-1	19,998	99,99
SS 5-1	19,998	99,99

Wie in der Tabelle 13 aufgelistet, kommt es an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1, aufgrund der hohen Grundlast im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (siehe Abbildung 3.21) zu keinen Spannungsüberhöhungen.

In der Abbildung 3.24 sind die Kabelauslastungen der Verbindungskabel bei Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP1 (99%-Quantil SHSP 1) und Ausfall der SHSP 1 abgebildet. Dies bedeutet wiederum, dass die betroffenen Lasten aufgrund des Ausfalls durch Umschaltmaßnahmen zusätzlich über die SHSP 2 versorgt werden müssen. Im Vergleich zum ursprünglichen Schaltzustand (in der Farbe Blau dargestellt) ergeben sich bei Ausfall der SHSP 1 je nach Schaltzustand erhöhte Kabelbelastungen im gesamten Netzgebiet.

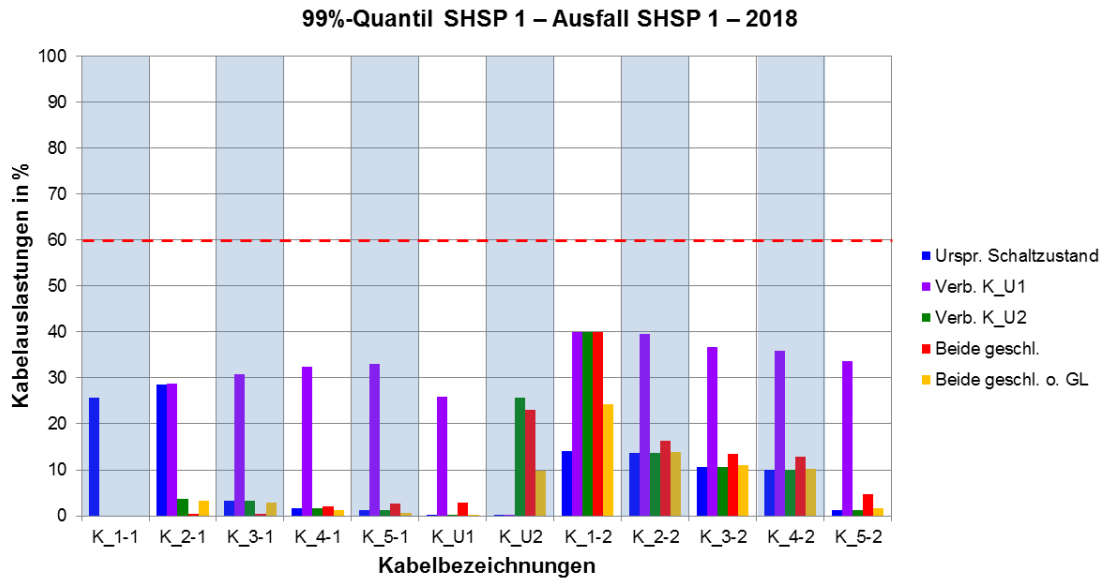


Abbildung 3.24: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 – 2018

Die Kabelauslastungen sind in den beiden Abbildungen für unterschiedliche Umschaltmöglichkeiten farblich getrennt dargestellt. Wie in der Abbildung 3.24 ersichtlich, ist bei Ausfall der SHSP 1 die Wiederversorgung der Lasten im Netzgebiet der SHSP 1 über das Verbindungskabel K_U1 nicht zu empfehlen. Zwar befinden sich die Kabelbelastungen im Rahmen des Erlaubten, jedoch entstehen aufgrund der nicht optimalen Umschaltung unnötig hohe Kabelverluste. Hier empfiehlt sich die Versorgung des Netzgebietes der SHSP 1 über das Verbindungskabel K_U2 oder über beide Verbindungskabel.

In der Abbildung 3.25 ist die Kabelauslastung der Verbindungskabel bei Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) und Ausfall der SHSP 2 zu sehen. Durch den Ausfall der SHSP 2 muss die SHSP 1 neben der benötigten Leistung im eigenen Versorgungsgebiet auch die Leistung für die Lasten im Netzgebiet der SHSP 2 bereitstellen. Der Ausfall der SHSP 2 führt je nach Umschaltmaßnahme zu einer erhöhten Kabelauslastung der Kabel im Teilnetz der SHSP 1 und der Verbindungskabel (K_U1 und K_U2).

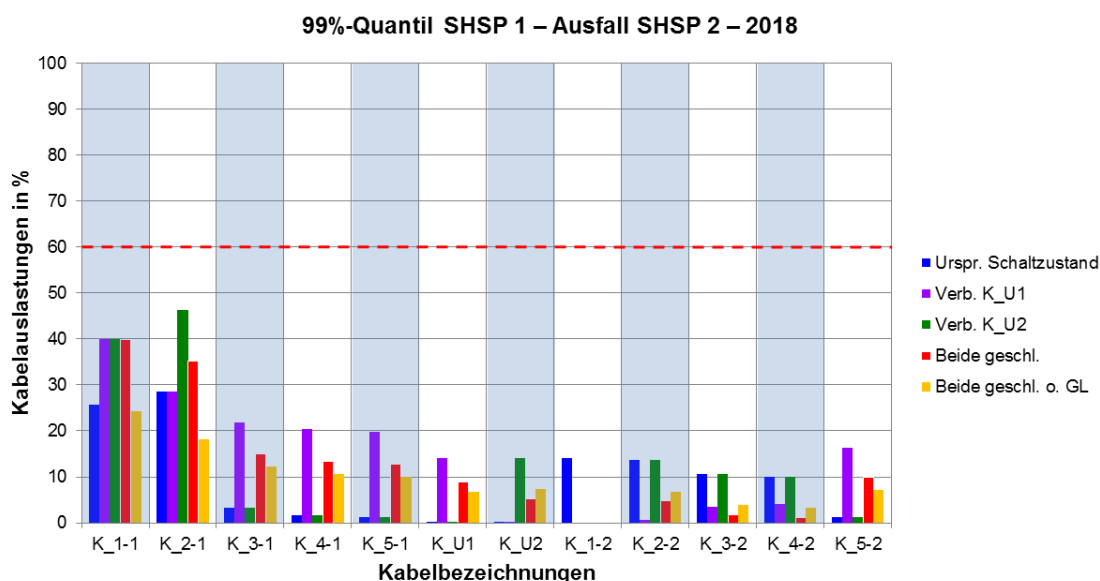


Abbildung 3.25: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 2 – 2018

In der Abbildung 3.24 sowie der Abbildung 3.25 kann man je nach Umschaltung zur Wiederversorgung des ausgefallenen Teilnetzes, den Unterschied auf die Kabelauslastung erkennen. Die in der Farbe Gelb dargestellte Umschaltmaßnahme, bei welcher beide Verbindungskabel geschlossen sind, unterscheidet sich von der in der Farbe Rot dargestellten Umschaltmaßnahme durch ein Zuschaltverbot der Großmotor-Lasten (T2 und T3 an SS 2-1) nach einer Versorgungsunterbrechung. Dies führt zu einer teils erheblichen Kabelbelastungsreduktion.

In der Tabelle 14 sind die höchsten Kabelauslastungen für den Schwachlastfall des Versorgungsgebietes der SHSP 2 (5%-Quantil SHSP 2) eingetragen.

Tabelle 14: Höchste Kabelauslastung im Industrienetz - 5%-Quantil SHSP 2 - 2018

Leitungsname	Auslastung [%]
K_1-2	4,39
K_2-2	4,01
K_1-1	3,4
K_3-2	2,23
⋮	⋮

Wiederum spielen die Kabelauslastungen für den betrachteten Schwachlastfall im Netzgebiet keine Rolle. In der Tabelle 15 sind die Spannungen der Sammelschienen des Versorgungsgebietes der SHSP 2 für den betrachteten Schwachlastfall angegeben. Aufgrund der hohen Grundlast im Versorgungsgebiet der SHSP 2 kommt es auch an den Sammelschienen SS 1-2 bis SS 5-2 zu keinen Spannungsüberhöhungen (siehe Abbildung 3.22).

Tabelle 15: Spannungen an den Sammelschienen der SHSP 2 - 5%-Quantil SHSP 2 - 2018

Knotenname	U [kV]	u [%]
SS 1-2	20	100
SS 2-2	19,999	99,99
SS 3-2	19,998	99,99
SS 4-2	19,998	99,99
SS 5-2	19,998	99,99

Somit treten weder beim Schwachlastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 noch im Schwachlastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 2 Spannungsüberhöhungen auf.

In der Abbildung 3.25 ist der Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2) bei Ausfall der SHSP 1 dargestellt. Somit muss die SHSP 2 zusätzlich zum Starklastfall im versorgten Netzgebiet die Lasten der ausgefallenen SHSP 1 (nach erfolgten Umschaltmaßnahmen) mitversorgen. Es ergeben sich in diesem Szenario, je nach Umschaltmaßnahme, folgende Kabelauslastungen:

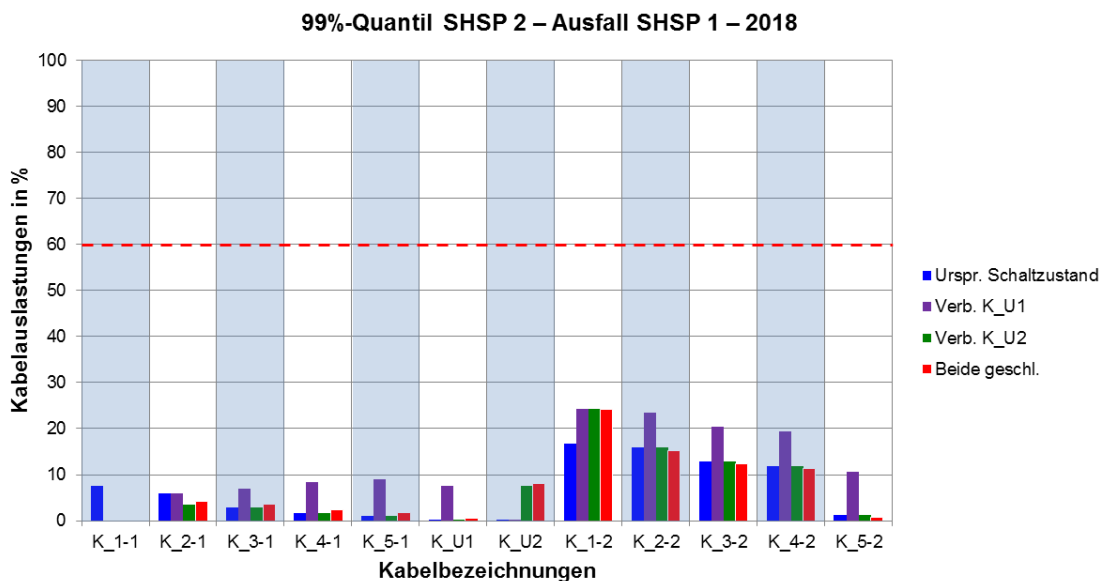


Abbildung 3.26: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 1 – 2018

Wie in der Abbildung 3.25 ersichtlich, werden die Kabel der SHSP 2 (Kabel K_1-2 bis Kabel K_5-2) aufgrund des Ausfalls der SHSP 1 bzw. aufgrund der Mitversorgung des Netzgebietes der SHSP 1 deutlich mehr belastet. Die Auslastungen der einzelnen Kabel im gesamten Netzgebiet sind wiederum für unterschiedliche Schaltzustände dargestellt.

In der Abbildung 3.27 ist der Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2) bei Ausfall der SHSP 2 abgebildet. Die gesamte benötigte Leistung des Industriebetriebes muss somit nach der Versorgungsunterbrechung und erfolgten Umschaltmaßnahmen über die Einspeisung SHSP 1 bereitgestellt werden.

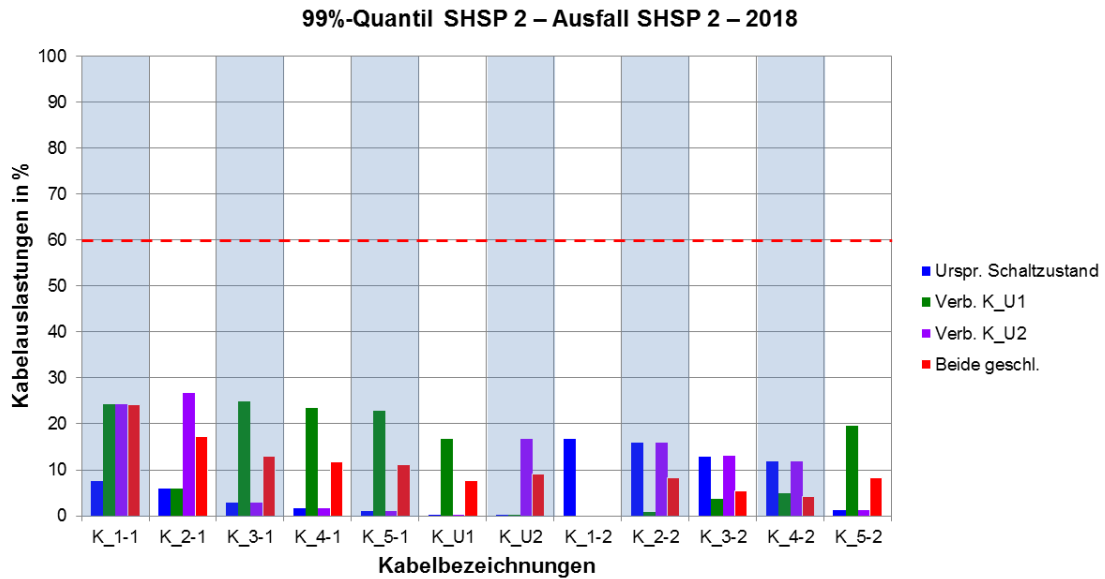


Abbildung 3.27: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 2 – 2018

Es lässt sich wiederum in den beiden obigen dargestellten Abbildungen der Zusammenhang zwischen verwendeter Umschaltmöglichkeit und auftretender Kabelauslastung erkennen. Der Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2) ist im Gegensatz zum Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) bezüglich der benötigten Leistungen der einzelnen Lasten (siehe Tabelle 11) und daher auch bezüglich der auftretenden Kabelauslastungen im Industrienetz um einiges geringer. In den weiteren Unterkapiteln des Kapitels 3.4 wird aufgrund der höheren Kabelauslastungen bei Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) nur mehr dieser Fall betrachtet. Die Abbildungen für den Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2) befinden sich im Anhang.

Da es im Ausgangszustand weder im Schwachlastfall der Lasten im Netzgebiet der SHSP 1 (5%-Quantil SHSP 1) noch im Schwachlastfall der Lasten im Netzgebiet der SHSP 2 (5%-Quantil SHSP 2) eine Verletzung der erlaubten oberen Spannungsgrenze laut EN 50160 (siehe Kapitel 2.3) gibt und in den weiteren Betrachtungen, Ausbaustufe 2020 und Ausbaustufe 2040, nur mehr Leistungserhöhungen stattfinden, werden die Schwachlastfälle in den weiterführenden Kapiteln nicht mehr dargestellt bzw. beschrieben.

Die Spannungen der Sammelschienen im Netzgebiet sind im Ausgangszustand in der Tabelle 16 für den Starklastfall der Lasten im Netzgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) bei Ausfall der SHSP 1 dargestellt. Die gesamte Last des Industriebetriebes muss somit über die SHSP 2 gedeckt werden. Im betrachteten Fall werden nach der Versorgungsunterbrechung im Netzgebiet der SHSP 1 die dort befindlichen Lasten durch die Verbindung des Netzgebietes über das Kabel K_U1 von der SHSP 2 mitversorgt. Dieser beschriebene Fall ruft die höchsten Spannungsänderungen an den Sammelschienen im Netzgebiet im betrachteten Ausgangszustand hervor.

Tabelle 16: Spannungsverhältnisse an den Sammelschienen der SHSP 1 und SHSP 2 - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 - Verbindung über K_U1 - 2018

SHSP 1			SHSP 2		
Knotenname	U [kV]	u [%]	Knotenname	U [kV]	u [%]
SS 1-1	19,902	99,51	SS 1-2	19,999	99,99
SS 2-1	19,888	99,44	SS 2-2	19,99	99,95
SS 3-1	19,916	99,58	SS 3-2	19,979	99,89
SS 4-1	19,928	99,64	SS 4-2	19,967	99,84
SS 5-1	19,937	99,69	SS 5-2	19,947	99,73

Wie in der Tabelle 16 zu sehen ist, sind diese Spannungsänderungen im obigen beschriebenen Fall trotzdem vernachlässigbar klein. In der Abbildung 3.28 sind die vom übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetz bezogenen Wirkleistungen der einzelnen SHSP bei den verschiedenen Schalt- und Belastungszuständen abgebildet.

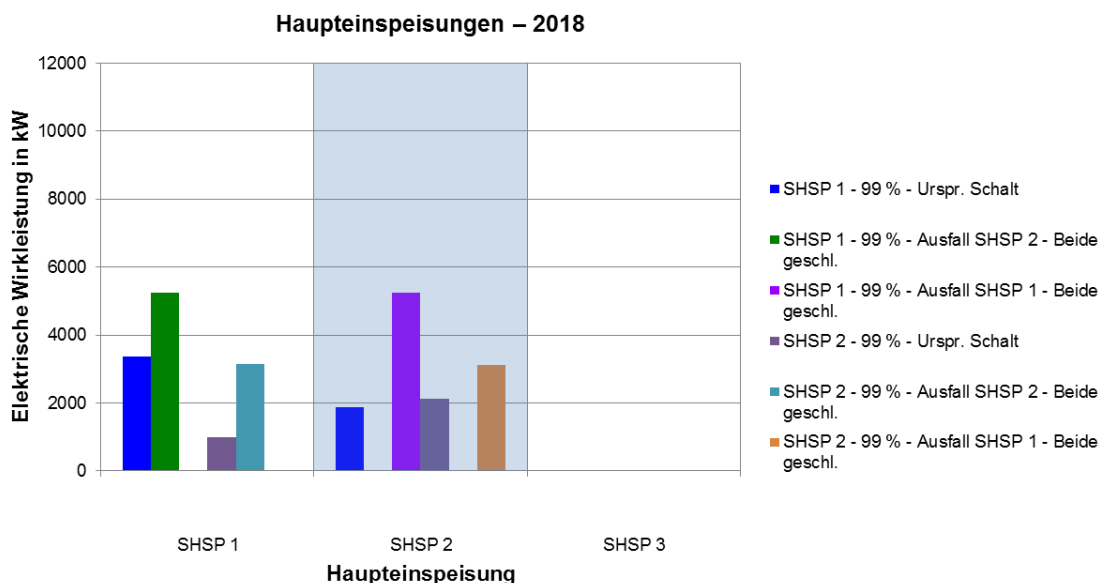


Abbildung 3.28: Bezogete Wirkleistungen der Haupteinspeisungen – 2018

In der Abbildung 3.28 tritt bei Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) und Ausfall einer SHSP (SHSP 1 oder SHSP 2 fällt aus) eine maximale Leistung von 5,2 MW auf. Die angeführte SHSP 3 ist im betrachteten Ausgangszustand noch nicht vorhanden.

Für die Berechnung der einzelnen Transformatorauslastungen im Ausgangszustand wird der Zeitraum, in dem die Daten der einzelnen Messstellen aufbereitet werden, verwendet (vom 01.01.2016 bis zum 30.10.2016). Von jedem Transformator wird das 99 %- (Starklast) und das 5%-Quantil (Schwachlast) für diesen Zeitraum berechnet. In der Abbildung 3.29 sind die Transformatorauslastungen des Versorgungsgebietes der SHSP 1 dargestellt.

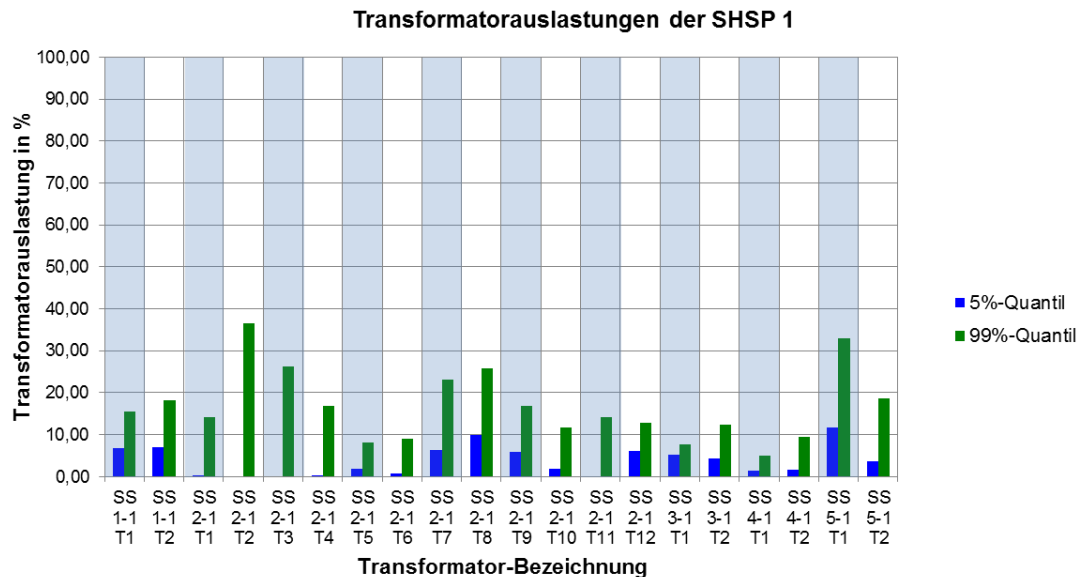


Abbildung 3.29: Transformatorauslastungen der SHSP 1 im Ausgangszustand

Bei den Transformatoren, die im Schwachlastfall (5%-Quantil) keine prozentuelle Auslastung haben (siehe Abbildung 3.29 und Abbildung 3.30) handelt es sich um Transformatoren für Versuchszwecke, die nur sporadisch im Betrieb sind. Wie in der Abbildung 3.29 zu sehen, sind die im Teilnetz der SHSP 1 befindlichen Transformatoren bei Betrachtung des Starklastfalles (99%-Quantil) nicht einmal zu 40 % ausgelastet. Der Transformator 10 (T10) an der SS 2-1 wird in der Ausbaustufe 2020 trotzdem gegen einen leistungsstärkeren Transformator mit 1600 kVA ersetzt, da dort zukünftig neue Lasten installiert werden und die aktuelle Nennleistung mit 250 kVA zu gering ist. In der Abbildung 3.30 sind die Auslastungen der Transformatoren im Versorgungsgebiet der SHSP 2 zu sehen.

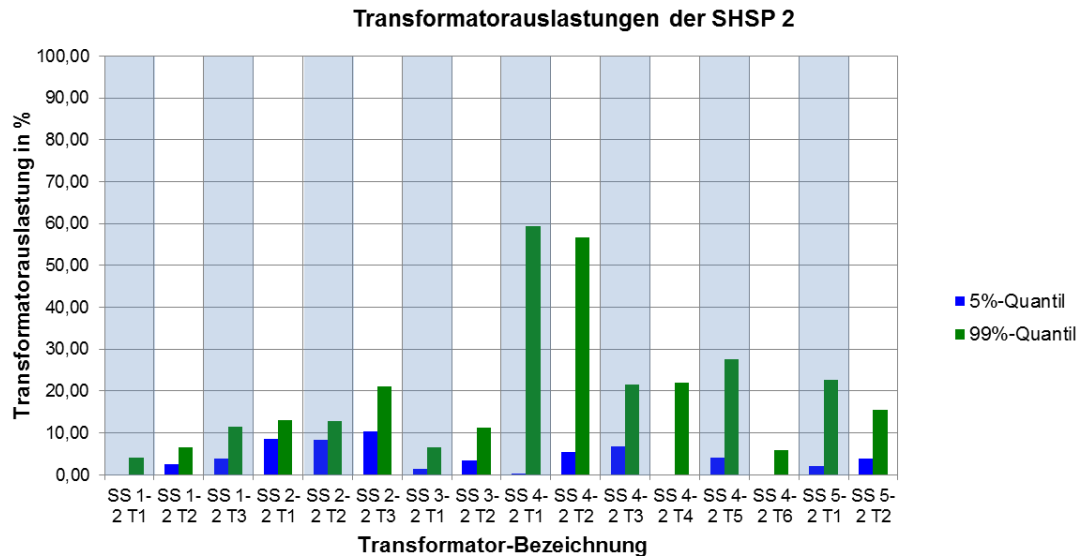


Abbildung 3.30: Transformatorauslastungen der SHSP 2 im Ausgangszustand

Wie in der Abbildung 3.30 dargestellt, ist die höchste Transformatorauslastung im Starklastfall (99%-Quantil) unter 60 %. Das bedeutet, dass im Ausgangszustand weder im Teilnetz der SHSP 1 noch im Teilnetz der SHSP 2 eine höhere Transformatorauslastung als 60 % auftritt. Im Vergleich mit der zulässigen Beanspruchung von Transformatoren der Netzebene 5 (siehe Tabelle 2) sind die vorherrschenden Transformatorauslastungen im Ausgangszustand somit als unproblematisch einzustufen.

3.4.2 Ausbaustufe 2020

Ausgehend vom Ausgangszustand (siehe Kapitel 3.3.1) werden neue Lasten (Ausbaustufe 2020) in den Lastflussberechnungen berücksichtigt, wobei diese zusätzlichen Lasten aufgrund des lokal begrenzten Ausbaus des industriellen Betriebes ausschließlich über die SHSP 1 versorgt werden. Im Fehlerfall muss jedoch die Versorgung des gesamten Netzes auch von Seiten der SHSP 2 gewährleistet werden. Die Auswirkungen der Ausbaustufe auf das urbane Mittelspannungsnetz sind in dem Kapitel 3.5.2 beschrieben.

Die nachfolgende Abbildung 3.31 stellt die Netzsituation bei Ausfall der SHSP 1 im Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) dar. Das heißt, über die SHSP 2 muss nach der getätigten Umschaltmaßnahme die gesamte benötigte Leistung des Industriebetriebes bereitgestellt werden. Im ursprünglichen Schaltzustand (noch kein Ausfall der SHSP 1 berücksichtigt) wird durch die neuen Lasten eine erhöhte Auslastung des Kabels K_1-1, welches das Industrienetz mit der SHSP 1 verbindet (Verbindung mit SS 1-1), sichtbar.

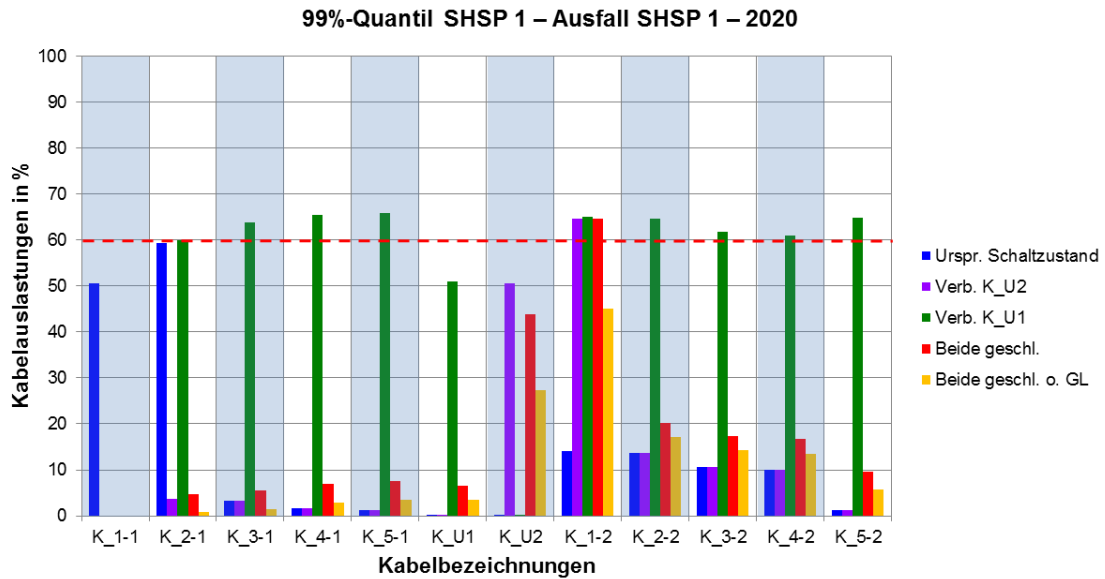


Abbildung 3.31: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 – 2020

Da die gesamten neuen Lasten auf der SS 2-1 im Netzgebiet der SHSP 1 angeschlossen sind, wird auch das Verbindungskabel von SS 1-1 zu SS 2-1 (K_2-1) stärker ausgelastet (siehe Abbildung 3.31). Zur Entlastung des Kabels K_2-1 könnte die Sammelschiene SS 2-1 aufgetrennt werden. Ein Teil der Lasten würde dadurch von SS 1-2 bzw. der SHSP 2 versorgt werden (siehe grundlegender Plan - Abbildung 3.2). Bei einem Ausfall der SHSP 1 ist von einer Verbindung des Netzgebietes der SHSP 1 mit dem Netzgebiet der SHSP 2 nur über das Verbindungskabel K_U1 abzurufen (bei Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 1). Bei Starklast im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) und gleichzeitigem Ausfall derselben SHSP wäre die Verbindung über K_U2 oder das Schließen beider Verbindungskabel (K_U1 und K_U2) die sinnvollere Umschaltmaßnahme. Somit kann die Versorgungsunterbrechung im Netzgebiet der SHSP 1, ohne unnötig hohe Kabelverluste hervorzurufen, beendet werden.

Die Abbildung 3.32 stellt die umgekehrte Situation zu Abbildung 3.28 dar, in welcher nun bei Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) die SHSP 2 ausfällt. Zur Wiederversorgung des Versorgungsgebietes der SHSP 2 über die SHSP 1 gibt es wiederum verschiedene Umschaltmöglichkeiten im Industrienetz. Die Verbindung über das Verbindungskabel K_U2 ist in diesem Szenario nicht mehr die optimale Lösung, da die Leitungsauslastungen der Kabel K_1-1 und K_2-1 wesentlich höher sind als bei einer Verbindung der beiden Teilnetze durch Schließen der Verbindung K_U1 oder durch Schließen beider Verbindungsmöglichkeiten (K_U1 und K_U2). Bei diesen zwei Umschaltmöglichkeiten verteilt sich der Lastfluss über die Verbindungskabel derart, dass sogar bei einem Ausfall keine wesentlichen Überschreitungen der Kabelauslastungen im Vergleich zum Ausgangszustand mehr auftreten.

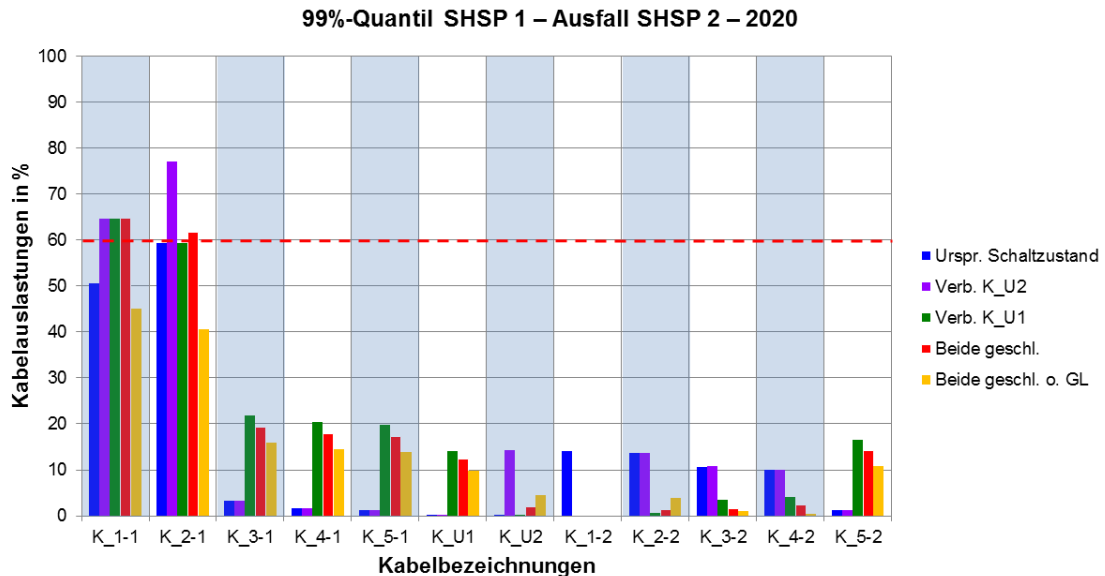


Abbildung 3.32: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 2 – 2020

Wie in der Abbildung 3.32 und der Abbildung 3.33 zu sehen, stellt die Umschaltmöglichkeit, bei der beide Verbindungskabel geschlossen werden, um die Versorgungsunterbrechung des jeweiligen Versorgungsgebietes zu beenden sowohl bei Ausfall der SHSP 1 als auch bei Ausfall der SHSP 2, eine bezüglich der Kabelauslastungen sehr gute Variante dar. Im Gegensatz dazu, führt die Umschaltung nur über je ein Verbindungskabel, abhängig davon welche SHSP ausfällt, zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen.

Die Umschaltmöglichkeit, bei der beide Verbindungskabel geschlossen werden, ist auch im Ausgangszustand eine sehr gute Lösung, da man unabhängig vom Belastungszustand des Industrienetzes und ohne die Kabelauslastung unnötig zu erhöhen, sicher umschalten kann. Für die Ausbaustufe 2040 wird somit bei Ausfall von SHSP 1 bzw. 2 und bei Versorgung über SHSP 2 bzw. 1 davon ausgegangen, dass beide Verbindungskabel (K_U1 und K_U2) geschlossen sind. Umso besser ist das Ergebnis, wenn nach einem Ausfall die Großmotorlasten (GL) bei der Wiederversorgung eines ausgefallenen Versorgungsgebietes nicht dazu geschaltet werden dürfen, solange das Mittelspannungsnetz nur über eine Einspeisung versorgt wird.

Die Abbildungen des Starklastfalles der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2), in der Ausbaustufe 2020, befinden sich im Anhang. Der Schwachlastfall der Ausbaustufe 2020 (5%-Quantil) wird, da er leistungsmäßig betrachtet größer als der Schwachlastfall des Ausgangszustandes ist und somit keine weiteren Informationen liefert, nicht abgebildet.

Wie auch im Kapitel 3.4.1, werden die Spannungen der Sammelschienen im gesamten Industrienetz bei Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) im ungünstigsten Schaltzustand betrachtet. Dies ist der Fall, wenn SHSP 1 ausfällt und somit die SHSP 2 die gesamte benötigte Leistung des Industriebetriebes nach erfolgter Umschaltung bereitstellen muss und die Verbindung der beiden Teilnetze über das

Verbindungskabel K_U1 geschlossen wird. In der Tabelle 17 sind die Spannungen der Sammelschienen nach Versorgungsgebieten getrennt aufgelistet.

Tabelle 17: Spannungsverhältnisse an den Sammelschienen SHSP 1 und SHSP 2 - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 - Verbindung über K_U1 - 2020

SHSP 1			SHSP 2		
Knotenname	U [kV]	u [%]	Knotenname	U [kV]	u [%]
SS 1-1	19,816	99,08	SS 1-2	19,998	99,99
SS 2-1	19,785	98,93	SS 2-2	19,984	99,92
SS 3-1	19,844	99,22	SS 3-2	19,964	99,82
SS 4-1	19,868	99,34	SS 4-2	19,945	99,73
SS 5-1	19,887	99,44	SS 5-2	19,906	99,53

Auch im ungünstigsten Schaltzustand kommt es, wie in der Tabelle 17 zu sehen, zu keinen merklichen Spannungseinsenkungen. Die höchste prozentuelle Abweichung tritt an der SS 2-1 auf, mit ca. 1 % Abnahme im Vergleich zur Nennspannung.

In der Abbildung 3.33 sind die vom übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetz bezogenen Wirkleistungen der einzelnen SHSP dargestellt. Die Wirkleistungen werden abhängig von Schalt- und Belastungszuständen, nach den Stromhauptspeisungen geordnet, in einem Balkendiagramm visualisiert.

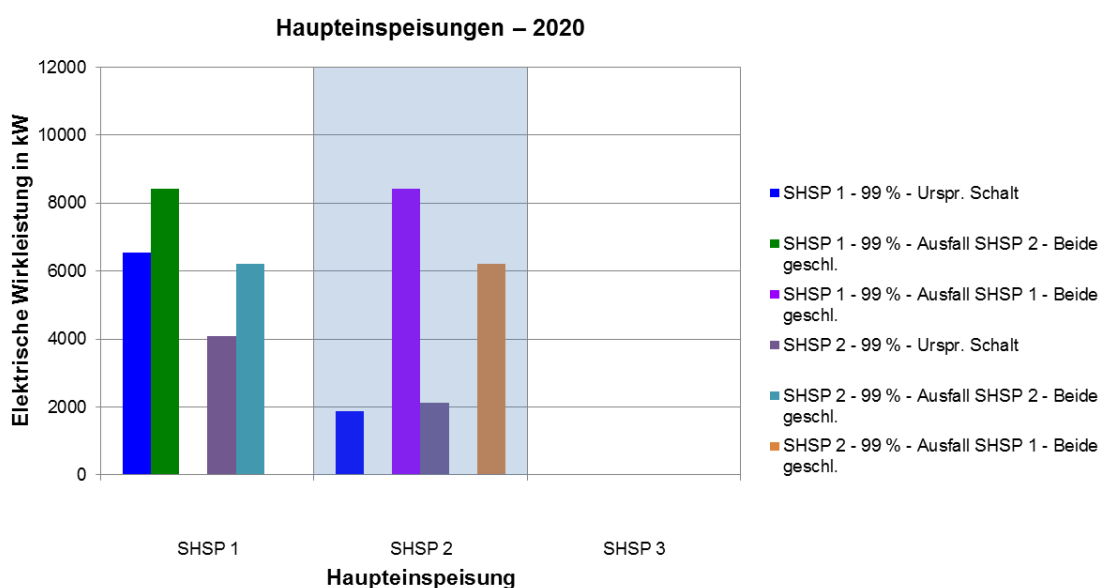


Abbildung 3.33: Bezogene Wirkleistungen der Hauptspeisungen - 2020

In der Abbildung 3.33 tritt, wie beim Ausgangszustand, die höchste vom urbanen Mittelspannungsnetz bezogene Wirkleistung bei Starklast der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) und Ausfall einer Einspeisung des Industrienetzes auf. In diesem Fall bezieht die noch intakte Einspeisung ca. 8,4 MW aus dem urbanen Mittelspannungsnetz. Die Ausbaustufe 2020 mit ihren neuen Lasten wird hier vor allem bei der SHSP 1, aber auch bei Ausfall der SHSP 1 an der SHSP 2 sichtbar.

3.4.3 Ausbaustufe 2040

In der Ausbaustufe 2040 wird das Bestandsnetz aufgrund neuer Gebäude um mehrere Sammelschienen, Leitungen und Lasten erweitert. Da aber eine endgültige Aufteilung in der Ausbaustufe 2040, bezogen auf die Anzahl der Einspeisungen und dem Schaltzustand, noch nicht klar definiert ist, werden verschiedene Ausbauvarianten untersucht. Es werden die Hauptvarianten Variante 1 (2 Einspeisungen aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz) und Variante 2 (3 Einspeisungen aus dem übergeordneten Mittelspannungsnetz) unterschieden. Die genaue Unterteilung ist in der Tabelle 8 (Variante 1) und der Tabelle 9 (Variante 2) zu finden. Des Weiteren werden für die voraussichtliche Leistung im Jahr 2040 zwei Szenarien unterschieden (siehe Kapitel 3.3.2.2). In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des leistungsintensiveren Szenarios, Szenario 2, dargestellt. Im Szenario 2 wird die gesamte Leistung der Ausbaustufe 2020, wie in dem Kapitel 3.3.2.1 beschrieben, abgeschätzt. Die neuen Sammelschienen bzw. Lasten der Ausbaustufe 2040 werden mit dem Lastprofil der Last ZL6 (siehe Tabelle 10) angenommen. Wiederum aufbauend auf den Ausgangszustand (siehe Kapitel 3.3.1) wird, unter Berücksichtigung des Zeitpunktes, das Szenario 2 in den Belastungs-Daten berücksichtigt. Die Auswirkungen des Szenarios 2 der Ausbaustufe 2040 auf das urbane Mittelspannungsnetz sind in dem Kapitel 3.5.3 beschrieben.

3.4.3.1 Variante 1: 2 Einspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz

In der Variante 1 bleibt die Versorgung des industriellen Mittelspannungsnetzes mit den zwei Einspeisungen (SHSP 1 und SHSP 2) wie in den Szenarien Ausgangssituation und Ausbaustufe 2020 gleich.

In der Abbildung 3.34 sind die Kabelauslastungen zu den in der Tabelle 8 definierten Aufteilungen bei Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1 (99%-Quantil SHSP 1), zu sehen. Bei den definierten Aufteilungen 1 bis 3 (Auft. 1 bis Auft. 3) werden sukzessiv Lasten von der bereits stark ausgelasteten SHSP 1 genommen und zur SHSP 2 verlagert.

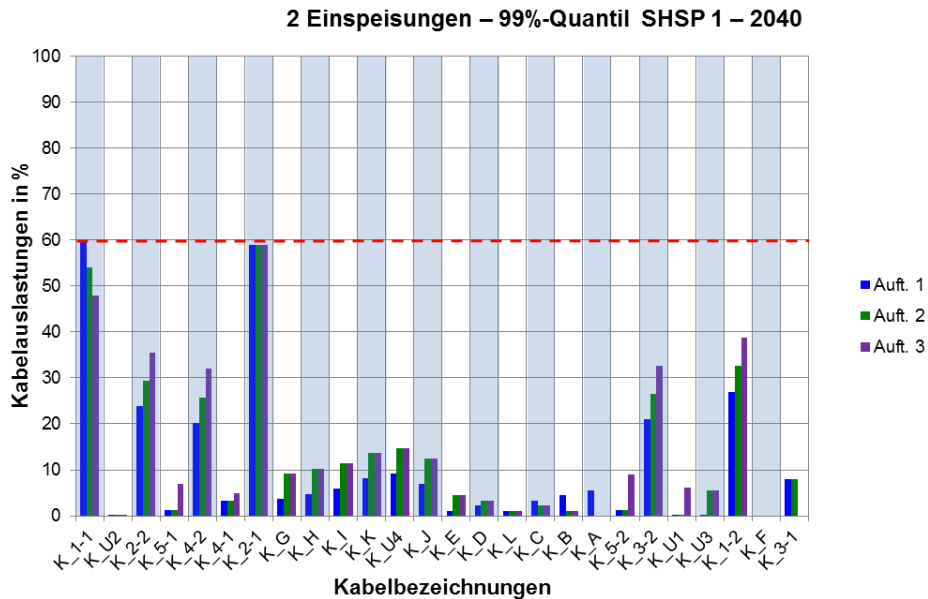


Abbildung 3.34: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 2 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 –2040

Die Entlastung des Verbindungskabels der SHSP 1 mit dem Industrienetz (K_1-1) ist ausgehend von der Aufteilung 1 bis hin zur Aufteilung 3 in der Abbildung 3.34 deutlich zu sehen. Somit kann dieses bereits stärker ausgelastete Kabel durch Umschaltmaßnahmen entlastet und die weniger ausgelasteten Kabel mehr belastet werden. Das Kabel K_2-1 kann durch die getroffenen Aufteilungen nicht entlastet werden. Hier kann man jedoch die SS 2-1 aufteilen und einen Teil der Lasten an der SS 2-1 direkt über die SHSP 2 (Verbindungskabel K_U2 zwischen SS 1-2 und SS 2-1) versorgen und somit dieses Kabel (K_2-1) entlasten. Eine weitere, jedoch kostenintensivere, Lösung wäre die Verstärkung des Kabels K_2-1, wobei erstere Lösung aus Kostengründen vorgezogen werden sollte.

In der Abbildung 3.35 ist der Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1), bei Ausfall der SHSP 1, zu sehen. Die gesamte Leistung muss somit für den Industriebetrieb nach erfolgter Umschaltung über die SHSP 2 bereitgestellt werden. Diese Tatsache schlägt sich in einer sehr hohen Auslastung des Verbindungskabels K_1-2, das die SHSP 2 mit dem Industrienetz verbindet, nieder. Durch ein Verbot, die Großmotor-Lasten (GL) nach Ausfall einer Einspeisung, der auftretenden Versorgungsunterbrechung und erfolgten Umschaltmaßnahmen zuschalten zu lassen, kann dieses Kabel K_1-2 entlastet werden. Auch die meisten anderen Kabel werden dadurch entlastet bzw. steigt die Auslastung bei manchen Kabeln nur geringfügig an. Das Verbot, die Großmotor-Lasten (GL) nach Ausfall einer Einspeisung nicht mehr zuschalten zu lassen, wäre somit sinnvoll.

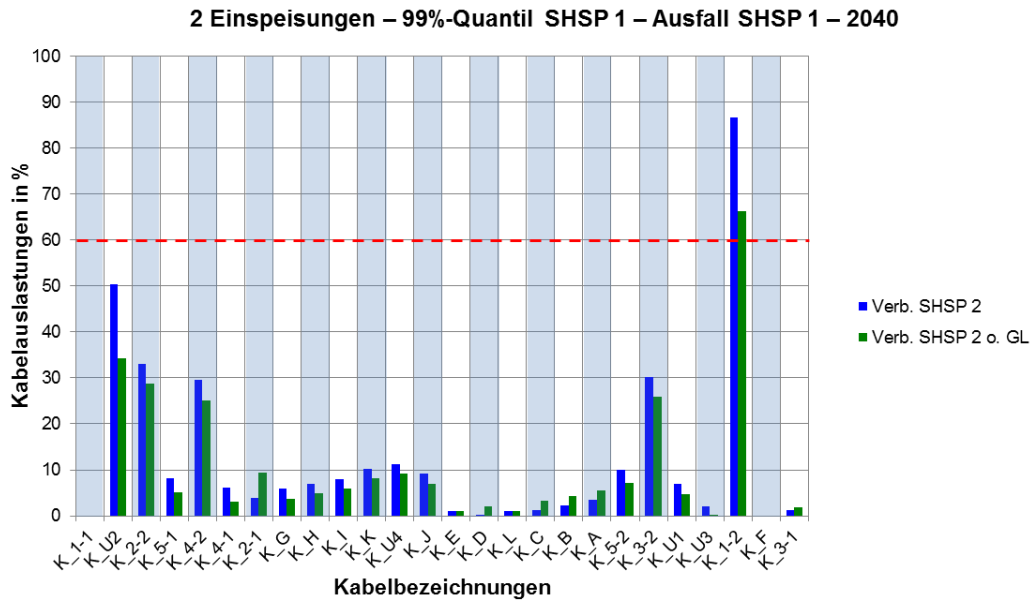


Abbildung 3.35: Kabelaustattung der Verbindungskabel – 2 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 – 2040

Die in der Abbildung 3.35 veränderten Kabelbelastungen sind auf das veränderte Netz und die neuen Lasten zurückzuführen. Bei einem Fehler stehen in dieser Variante drei Verbindungskabel zwischen dem ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1 und dem ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 2 zu Verfügung. Die Abbildung für die Variante, bei der SHSP 2 ausfällt (bei Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet (Ausgangszustand) der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1)), ist im Anhang abgebildet.

Die größte absolute Abweichung der Spannung an einer Sammelschiene im Industrienetz gegenüber der Nennspannung des industriellen Mittelspannungsnetzes, tritt im Starklastastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet (Ausgangszustand) der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) im Schaltzustand Aufteilung 3 (Aufst. 3) auf. In der Tabelle 18 sind die Spannungen an den Sammelschienen nach versorgender Stromhaupt einspeisung getrennt, im Schaltzustand Aufst. 3, aufgelistet.

Tabelle 18: Spannungsverhältnisse an den Sammelschienen SHSP 1 und SHSP 2 - 99%-Quantil SHSP 1 – Aufteilung 3 - 2040

SHSP 1			SHSP 2					
Knotenname	U [kV]	u [%]	Knotenname	U [kV]	u [%]	Knotenname	U [kV]	u [%]
SS 1-1	19,995	99,98	SS 3-1	19,959	99,79	SS C	19,948	99,74
SS 2-1	19,965	99,82	SS 4-1	19,96	99,80	SS D	19,948	99,74
-	-	-	SS 5-1	19,962	99,81	SS E	19,95	99,75
-	-	-	SS 1-2	19,999	99,99	SS F	19,951	99,76
-	-	-	SS 2-2	19,991	99,96	SS G	19,953	99,77
-	-	-	SS 3-2	19,981	99,90	SS H	19,956	99,78
-	-	-	SS 4-2	19,971	99,85	SS I	19,959	99,79
-	-	-	SS 5-2	19,965	99,82	SS J	19,962	99,81
-	-	-	SS A	19,947	99,74	SS K	19,965	99,83
-	-	-	SS B	19,947	99,74	SS L	19,97	99,85

Die größte prozentuelle Spannungsabweichung in der Tabelle 18, mit ca. 0.5 %, tritt an der Sammelschiene A (SS A) und an der SS B auf. Diese, im Vergleich zum ungünstigsten Schaltzustand in der Ausbaustufe 2020 (siehe Tabelle 17) geringere prozentuelle Spannungsabweichung, ist auf die erweiterte Netzstruktur des industriellen Mittelspannungsnetzes zurückzuführen.

Die von dem übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetz bezogene Wirkleistung der einzelnen SHSP ist in der Abbildung 3.36 dargestellt, wobei der Bezug nach Belastungs- und Schaltzuständen unterteilt ist.

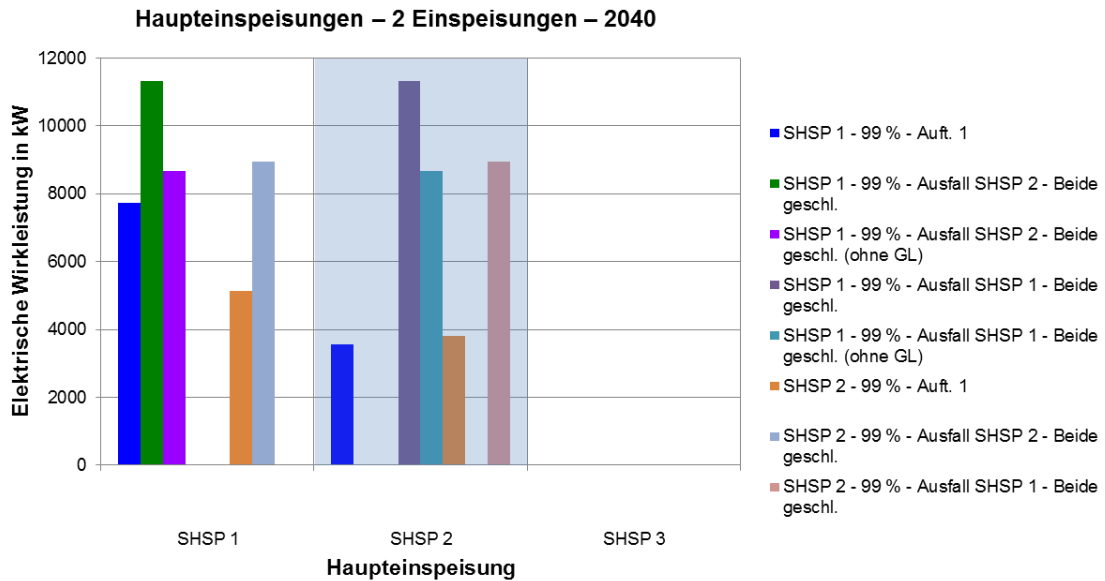


Abbildung 3.36: Bezogene Wirkleistungen der Haupteinspeisungen – 2 Einspeisungen – 2040

Im Ausgangszustand inklusive der beiden Ausbaustufen wird im höchsten Fall ca. 11,3 MW bezogen. Dies tritt beim Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet (Ausgangszustand) der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) und Ausfall einer SHSP (SHSP 1 oder SHSP 2) auf. Dieser Extremfall kann durch ein Einschaltverbot der Großmotor-Lasten (GL) nach einer Versorgungsunterbrechung und bei Versorgung des Industrienetzes über nur eine Einspeisung, die Last auf ca. 8,7 MW verringern. In dieser Variante wird das Industrienetz für die Ausbaustufe 2040 mittels 2 Einspeisungen (SHSP 1 und SHSP 2) versorgt. Somit scheinen in der Abbildung 3.36 keine Werte für die SHSP 3 auf.

3.4.3.2 Variante 2: 3 Einspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz

Die Variante 2 geht davon aus, dass das industrielle Mittelspannungsnetz zusätzlich über eine dritte Haupteinspeisung (SHSP 3) versorgt wird. Diese Annahme ist unabhängig davon, von wo aus das Industrienetz die dritte Einspeisung bezieht.

In der Abbildung 3.37 sieht man die Kabelauslastungen zu den in der Tabelle 9 definierten Aufteilungen. In dieser Abbildung wird der Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet (Ausgangszustand) der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1 (99%-Quantil SHSP 1), betrachtet. Hier wird, wie bei den Aufteilungen mit zwei Einspeisungen, bei jeder Aufteilung (Aufteilung A bis Aufteilung C) sukzessiv Last von der bereits stark ausgelasteten SHSP 1 auf die anderen SHSP verteilt.

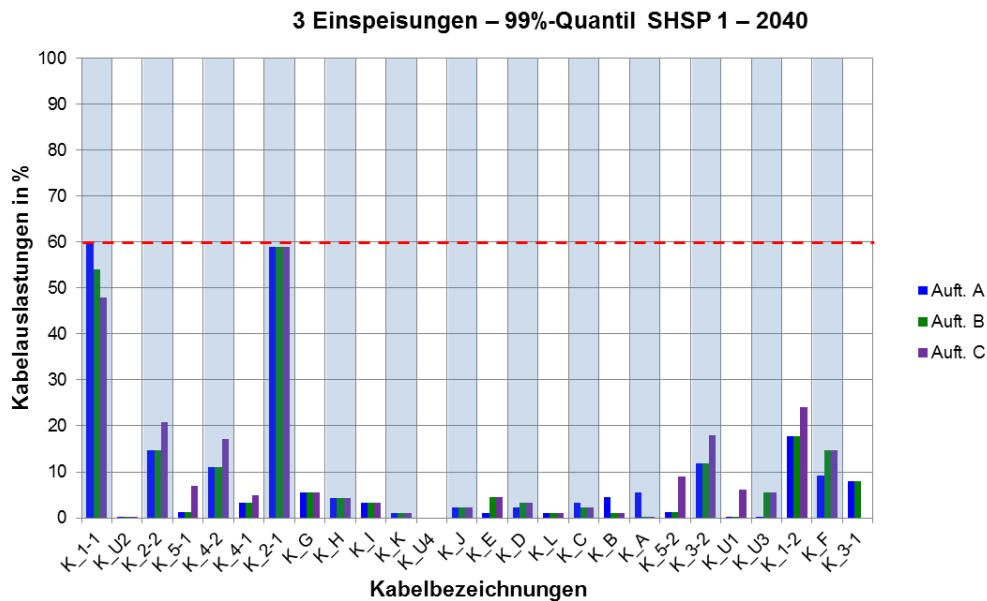


Abbildung 3.37: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 – 2040

Die Auslastung der Kabel K_1-1 und K_2-1 sind in der Abbildung 3.37 gleich groß wie bei der Abbildung 3.34 (2 Einspeisungen), da ähnliche Unterteilungen des industriellen Mittelspannungsnetzes gewählt werden. Die Kabelauslastungen sämtlicher anderer Kabel sinken mit Hilfe der dritten Einspeisung im Vergleich zur Versorgung über 2 Einspeisungen. Das Kabel K_2-1 kann wiederum durch die getroffenen Aufteilungen nicht entlastet werden. Wird die SS 2-1 aufgeteilt und ein Teil der Lasten von SHSP 2 direkt versorgt (Verbindungskabel K_U2 zwischen SS 1-2 und SS 2-1), kann auch dieses Kabel entlastet werden.

Bei Ausfall einer Einspeisung wird vom Grundschtzuzustand „Aufteilung B“ ausgegangen (siehe Tabelle 9). Durch eine dritte Haupteinspeisung in das industrielle Mittelspannungsnetz kann die Versorgungszuverlässigkeit bei Ausfall eines Einspeisepunktes erhöht werden (siehe Kapitel 3.4.4). Es wird definiert, dass bei einem Ausfall von SHSP 1 bzw. 2 und Versorgung über die SHSP 2 bzw. 1, die Verbindungskabel K_U1 und KU_2 geschlossen werden. Diese Annahme wird aufgrund der Ergebnisse der Kapitel 3.4.1 und 0 getroffen, da man ohne dass der Belastungszustand des industriellen Mittelspannungsnetzes bekannt ist, eine unnötig hohe Kabelbelastung vermeidet. Des Weiteren wird bei der Variante 2 davon ausgegangen, dass bei einem Ausfall einer der drei SHSP die ausgefallene SHSP immer nur von einer anderen SHSP ersetzt wird. Dies wird so gehandhabt, da bei Liniennetzen (siehe Kapitel 2.1.2.3) durch Zusammenschaltung zweier Einspeisungen Ausgleichsströme fließen können. Der Grund hierfür liegt daran, dass die Einspeisungen von verschiedenen Sammelschienen des Umspannwerks versorgt werden und die Spannungen der Einspeisepunkte betrags- oder richtungsmäßig voneinander abweichen können.

Somit ergeben sich sechs zu unterscheidende Fälle, wobei die zwei wichtigsten in diesem Kapitel betrachtet werden (Fälle 3-6 siehe Anhang). In der Abbildung 3.38 erkennt man den Ausfall der SHSP 1 bei Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet (Ausgangszustand) der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1

(99%-Quantil SHSP 1). Fällt die SHSP 1 aus, können die betroffenen Lasten durch Umschaltmaßnahmen über die SHSP 2 oder die SHSP 3 versorgt werden. Wiederum könnte durch Verhinderung der Zuschaltung der Großmotor-Lasten (GL), nach einem Ausfall, eine weitere Reduktion der prozentuellen Kabelauslastung erreicht werden (in Abbildung 3.38 nicht dargestellt).

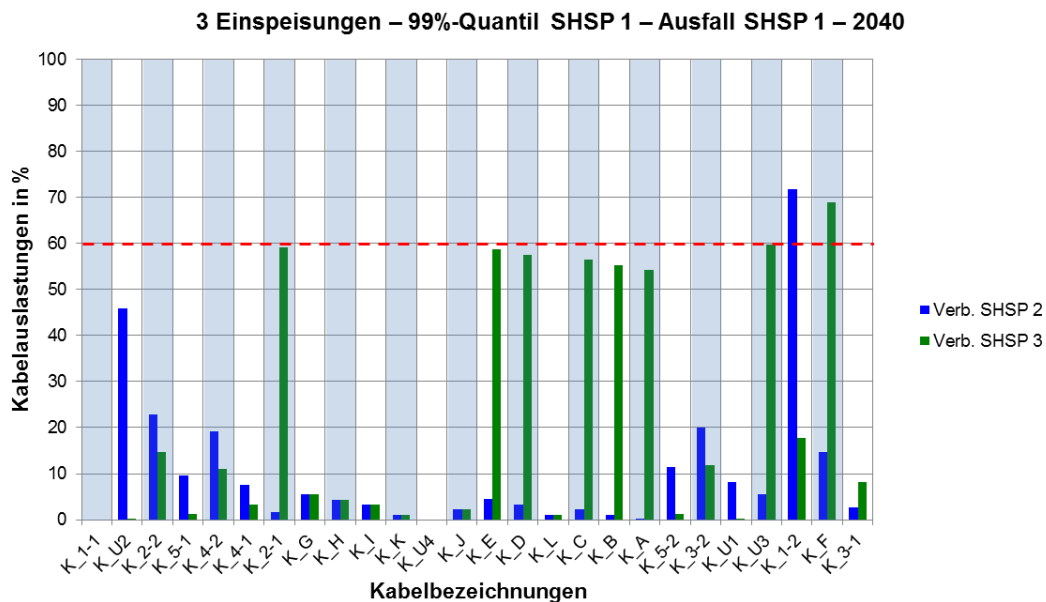


Abbildung 3.38: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 – 2040

In der Abbildung 3.38 erkennt man, dass bei Ausfall der SHSP 1 eine Versorgung der betroffenen Lasten über die SHSP 2 sinnvoller wäre. Die Versorgung dieser Lasten über SHSP 3 würde zu unnötigen Kabelverlusten aufgrund der im Durchschnitt viel höheren Kabelauslastungen führen (im Vergleich zur Versorgung der betroffenen Lasten über die SHSP 2).

Die Spannungen an den Sammelschienen im Netzgebiet werden bei Starklast der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) im ungünstigsten Schaltzustand betrachtet. Dies ist der Fall, wenn die SHSP 1 ausfällt und die betroffenen Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 nach erfolgter Umschaltung über die SHSP 3 versorgt werden. In der Tabelle 19 sind die Spannungen an den einzelnen Sammelschienen im Netzgebiet aufgelistet, wobei diese nach Aufteilung B auf die SHSP aufgeteilt sind.

**Tabelle 19: Spannungsverhältnisse an den Sammelschienen SHSP 1, SHSP 2 und SHSP 3 - 99%-Quantil
SHSP 1 – Ausfall SHSP 1 – Versorgung SHSP 3 - 2040**

SHSP 1			SHSP 2			SHSP 3		
Knotenname	U [kV]	u [%]	Knotenname	U [kV]	u [%]	Knotenname	U [kV]	u [%]
SS 1-1	19,929	99,64	SS 1-2	19,999	100	SS A	19,939	99,69
SS 2-1	19,898	99,49	SS 2-2	19,996	99,98	SS B	19,943	99,71
SS 3-1	19,925	99,63	SS 3-2	19,993	99,96	SS C	19,951	99,76
SS 4-1	19,924	99,62	SS 4-2	19,989	99,95	SS D	19,962	99,81
SS 5-1	19,924	99,62	SS 5-2	19,988	99,94	SS E	19,983	99,91
-	-	-	SS L	19,989	99,94	SS F	19,998	99,99
-	-	-	-	-	-	SS G	19,996	99,98
-	-	-	-	-	-	SS H	19,995	99,98
-	-	-	-	-	-	SS I	19,994	99,97
-	-	-	-	-	-	SS J	19,994	99,97
-	-	-	-	-	-	SS K	19,994	99,97

Wie auch in der Tabelle 19 zu sehen ist, treten in den betrachteten Starklastfällen, über die gesamten Ausbaustufen und Schaltzustände hinweg, keine nennenswerten Spannungseinsenkungen an den einzelnen Sammelschienen innerhalb des Industrienetzes auf. Die Kabelauslastungen innerhalb des industriellen Mittelspannungsnetzes sind für den ursprünglichen Schaltzustand (Ausgangsschaltzustand) immer im Bereich des erlaubten Spannungsbandes. Auch in den verschiedenen Ausfallsszenarien und den dadurch benötigten Sonderschaltzuständen befinden sich die erreichten prozentuellen Kabelauslastungen im zulässigen Bereich (siehe Kapitel 2.1.3).

Die bezogenen Wirkleistungen der einzelnen SHSP vom übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetz sind in der Abbildung 3.39 für den Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1 (99%-Quantil SHSP 1), zu sehen. Die Ergebnisse für den Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 2, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-2 bis SS 5-2 (99%-Quantil SHSP 2) sind im Anhang angeführt. In der folgenden Abbildung sind die benötigten Wirkleistungen der einzelnen SHSP bei den Schaltzuständen Aufteilung A und C und bei verschiedenen Ausfällen dargestellt.

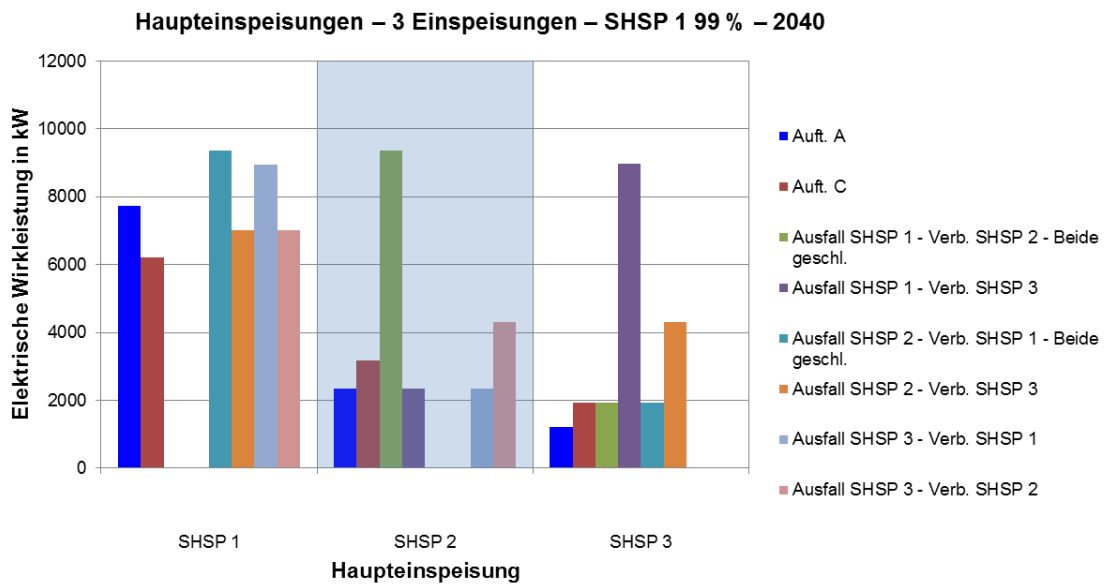


Abbildung 3.39: Bezogene Wirkleistungen der Haupteinspeisungen – 3 Einspeisungen – SHSP 1 99 % - 2040

Die vom übergeordneten Verteilernetz bezogene Leistung teilt sich in der Abbildung 3.39 auf drei Einspeisungen auf. An der benötigten Gesamtleistung von ca. 11,3 MW ändert sich im Vergleich zu zwei Einspeisungen jedoch nichts (Ausbaustufe 2040), lässt man die vernachlässigbar kleine Differenz bei den Leitungsverlusten außer Acht. Diesen Leistungswert kann man auch als groben Richtwert, wie sich die Leistung hinsichtlich des Jahres 2040 entwickelt, betrachten.

3.4.4 Netzuverlässigkeitsberechnungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Netzuverlässigkeitsberechnungen der einzelnen Ausbaustufen dargestellt und mit relevanten Werten verglichen. Die Zuverlässigkeitskennzahlen, welche für diese Arbeit aus der FNN-Störstatistik entnommen werden, berücksichtigen nur stochastische Störungen. Das heißt, in dieser Störstatistik werden instandhaltungsbedingte Freischaltungen als potentielle Ursache von Versorgungsunterbrechungen nicht berücksichtigt. Begründet wird dieser Schritt damit, dass die Instandhaltungsstrategie vom jeweiligen Netzbetreiber abhängt und Kunden auf angekündigte Versorgungsunterbrechungen reagieren können. Somit beziehen sich die im vorliegenden Kapitel ermittelten Kennzahlen nur auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen. [16]

In NEPLAN kann bei der Berechnung der Zuverlässigkeit zwischen Einfach- und Mehrfachausfällen differenziert werden. Folgende Einfachausfälle werden in NEPLAN in der vorliegenden Masterarbeit berücksichtigt. [16]

- Unabhängiger Einfachausfall (kurz/lang)
Eine Komponente fällt unabhängig von anderen Störungen oder Ausfällen aus. Bezüglich der Zeitdauer wird zwischen kurzen und langen Ausfallsdauern differenziert.

- **Handausschaltung (verzögert/unverzögert)**
Der Einfachausfall wird per Hand abgeschaltet. Die unverzögerte Handausschaltung muss, um Gefährdungen, Schäden oder eine Störausweitung zu vermeiden, unverzüglich stattfinden. Der verzögerten Handausschaltung steht dagegen eine befristete Zeitspanne zur Verfügung, um versorgungssichernde Maßnahmen zu ergreifen.
- **Stehender Erdschluss**
Ein stehender Erdschluss, der alleine aber nicht zu einer Unterbrechung der Versorgung führt, tritt im betrachteten Netz auf. Dieser Fall betrifft Netze mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlusskompensation.
- **Ungeplantes Schalteröffnen**
Darunter wird das versehentliche Öffnen von einem Trenner/Leistungsschalter (z.B. aufgrund von menschlichem Versagen) oder eine spontane Schutzauslösung verstanden.

Common-Mode-Ausfälle, also mehrere Komponenten, die aufgrund einer gemeinsamen Ursache ausfallen, werden aufgrund fehlender Ausfallsdaten im industriellen Mittelspannungsnetz nicht mitberücksichtigt. [15]

Um die Zuverlässigkeitsberechnung in NEPLAN mit Einfachausfällen durchzuführen, werden die Zuverlässigkeitsdaten aus der FNN-Störstatistik den, für die einzelnen Betriebsmittel angelegten, Zuverlässigkeitsdatentypen zugeordnet. Zuverlässigkeitsdatentypen werden für folgende Betriebsmittel angelegt:

- Kabel (unterschieden nach VPE- und PE-Isolierung)
- Trenner (abgangsseitig und sammelschienenseitig)
- Leistungsschalter
- Sammelschiene
- Transformator

Beispielhaft ist der angelegte Zuverlässigkeitsdatentyp für ein VPE-Kabel in der Tabelle 20 dargestellt. Sämtliche andere erstellte Datentypen befinden sich in den Tabellen im Anhang.

Tabelle 20: Zuverlässigkeitsdatentyp - Kabel mit VPE-Isolierung [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a \text{ km}}$	$\frac{1}{\text{km}}$	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,0014	-	3,72
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,00154	-	42,91
Verzögerte Handabschaltung	0,0006	-	8,57
Unverzögerte Handabschaltung	0,00023	-	7,98
Stehender Erdschluss	0,00266	0,0009	28,55

Den Betriebsmitteln in NEPLAN werden die entsprechenden Zuverlässigkeitsdatentypen zugeordnet und mittels vorhandenen Netzmodell inklusive Netzschutz und definierter Umschaltzeiten kann die Zuverlässigkeitsberechnung durchgeführt werden. Die definierte Umschaltzeit für manuelle Schalthandlungen im industriellen Mittelspannungsnetz wird auf 30 Minuten festgelegt, da sich das Industrienetz in einem urbanen Mittelspannungsnetz befindet und die Standardeinstellung von NEPLAN (60 Minuten) für diese Verhältnisse als zu hoch eingestuft wird. Die in NEPLAN berechneten Zuverlässigkeitskennzahlen werden wie in der Formel (1) und der Formel (2) beschrieben in die international angewendeten und für ein Industrienetz interessanten Kennzahlen ASIDI und ASIFI umgerechnet. Die Tabelle 21 zeigt diese Kennzahlen für das industrielle Mittelspannungsnetz bei Berücksichtigung von Einfachausfällen, wobei nach der Ausbaustufe unterschieden wird.

Tabelle 21: ASIDI und ASIFI für das Industrienetz unterteilt nach Ausbaustufen - Betrachtung von Einfachausfällen in NEPLAN

	Ausgangszustand 2018	Ausbaustufe 2020	Ausbaustufe 2040 – 2 Einsp.	Ausbaustufe 2040 – 3 Einsp.
ASIDI in min/a	5,400	5,444	4,201	4,045
ASIFI	0,035	0,035	0,040	0,035

In der Tabelle 21 werden für die Zuverlässigkeitsberechnung in NEPLAN nur Einfachausfälle berücksichtigt. Zusätzlich zu den Einfachausfällen, können in NEPLAN Mehrfachausfälle betrachtet werden. Hierbei handelt es sich um Kombinationen von Einfachausfällen, bei denen keine weiteren Informationen dem Netzmodell bereitgestellt werden müssen. Der Rechenaufwand erhöht sich jedoch bei Berücksichtigung von Mehrfachausfällen signifikant. In der Tabelle 22 sind die Ergebnisse für den ASIDI und den ASIFI bei Berücksichtigung der Mehrfachausfälle dargestellt.

Tabelle 22: ASIDI und ASIFI für das Industrienetz unterteilt nach Ausbaustufen - Betrachtung von Einfach- und Mehrfachausfällen in NEPLAN

	Ausgangszustand 2018	Ausbaustufe 2020	Ausbaustufe 2040 – 2 Einsp.	Ausbaustufe 2040 – 3 Einsp.
ASIDI in min/a	5,409	5,453	4,209	4,051
ASIFI	0,035	0,035	0,04	0,035

Wie in der Tabelle 22 ersichtlich, weichen die berechneten Kennzahlen unter Berücksichtigung von Mehrfachausfällen unwesentlich von den berechneten Kennzahlen anhand von Einfachausfällen ab (siehe Tabelle 21).

Aufgrund eines leistungsbedingten Transformatortausches des Transformators 10 (T10) an der Sammelschiene 2-1 (von 250 kVA auf 1600 kVA) in der Ausbaustufe 2020 verändert sich der Wert der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI), bei sonst gleichbleibender Netzstruktur, vom Ausgangszustand zu der Ausbaustufe 2020 leicht. Die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI) sinkt aufgrund des gewählten Konzeptes der netztechnischen Erweiterung in der Ausbaustufe 2040. Eine dritte Einspeisung, im Sinne der weiteren

Erhöhung der Versorgungssicherheit, lässt diesen Wert noch weiter sinken. Die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit (ASIFI) bleibt über alle Ausbaustufen hinweg ziemlich konstant.

Die Tabelle 23 zeigt die Durchschnittswerte der betrachteten Zuverlässigkeitskennzahlen des übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetzes für die Jahre 2012 bis 2014, wobei auch hier nur ungeplante Störungen betrachtet werden. [20]

Tabelle 23: Durchschnittswerte der betrachteten IEEE-Zuverlässigkeitskennzahlen für das urbane Mittelspannungsnetz - ungeplante Ausfälle für die Jahre 2012 bis 2014 [20]

Durchschnittswerte des urbanen Mittelspannungsnetzes (2012-2014)	
ASIDI in min/a	5,87
ASIFI	0,127

Wie in der Tabelle 23 ersichtlich, stimmt der Durchschnittswert der leistungsbezogenen Nichtverfügbarkeit (ASIDI) gut mit dem berechneten Wert des Industrienetzes überein. Die Abweichung der leistungsbezogenen mittleren Unterbrechungsdauer (ASIFI) dürfte mit der viel größeren Anzahl an Betriebsmitteln im urbanen Mittelspannungsnetz und der damit verbundenen größeren Ausfallshäufigkeit der einzelnen Transformatoren in Zusammenhang stehen.

In der Tabelle 24 sind die Werte dieser beiden Kennzahlen für das gesamte österreichische Netzgebiet im Jahr 2017 angeführt.

Tabelle 24: IEEE-Zuverlässigkeitskennzahlen für das Land Österreich - ungeplante Ausfälle im Jahr 2017 [18]

IEEE-Kennzahlen für Österreich im Jahr 2017	
ASIDI in min/a	30,33
ASIFI	0,7

Die IEEE-Zuverlässigkeitskennzahlen von Österreich (siehe Tabelle 24) sind erwartungsgemäß viel höher. Ursache dafür ist vor allem die Netzstruktur in ländlichen Gebieten hinsichtlich Vermaschungsgrad des Netzes und verwendete Leitungen. Beispielhaft seien hier die atmosphärischen Einwirkungen, die im Jahr 2017 einen Anteil von 25 % an den ungeplanten Ausfällen hatten, angeführt. Diese betreffen urbane Netze, die größtenteils verkabelt sind, viel weniger als typische Netze bzw. Netzstrukturen in ländlichen Gebieten mit einem großen Anteil an Freileitungen. [18]

3.5 Analyse des urbanen Mittelspannungsnetzes

In diesem Kapitel werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Ausbaustufen und Schaltzustände des industriellen Mittelspannungsnetzes auf das übergeordnete urbane Mittelspannungsnetz analysiert. Hauptaugenmerk liegt dabei auf den Versorgungskabeln des industriellen Mittelspannungsnetzes ausgehend vom Umspannwerk bis zu den SHSP des Industriebetriebes. Das Industrienetz ist mit seinen zwei SHSP, wie in der Abbildung 3.6 zu sehen, im urbanen Mittelspannungsnetz integriert. Über die Kabel 1 und 2 (K1 und K2) ist die SHSP 1 und über die Kabel 3 bis 11 (K3 bis K11) ist die SHSP 2 mit dem Umspannwerk verbunden. Es wird von einer 2%igen Laststeigerung pro Jahr ausgegangen. [8] Die Lasten im urbanen Mittelspannungsnetz werden mit der Formel (11) auf das jeweilige Jahr angepasst:

$$\text{Lastwert}(2014 + n) = \text{Lastwert}(2014) \cdot 1,02^n \quad (11)$$

Die Skalierung der y-Achse nachfolgender Abbildungen ist aufgrund auftretender Kabelüberlastung auf 160 % festgelegt. Betrachtet wird in den anschließenden Unterkapiteln folgendes Worst-Case-Szenario:

- Starklastfall im urbanen Mittelspannungsnetz (95%-Quantil)
- Starklastfall (99%-Quantil) des Industrienetzes inkl. Ausfallsszenarien
- 2 % Laststeigerung pro Jahr bezogen auf die Ausgangssituation des urbanen Mittelspannungsnetzes (Jahr 2014)

3.5.1 Ausgangszustand des Industrienetzes

Die Auswirkungen des industriellen Mittelspannungsnetzes im Ausgangszustand auf die Kabelstrecken von den SHSP Richtung Umspannwerk (UW) werden in den nachfolgenden Abbildungen bei verschiedenen Belastungs- und Ausfallsszenarien dargestellt. In den einzelnen Abbildungen werden sowohl der Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) als auch der Starklastfall im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2) betrachtet. Zusätzlich werden die Auswirkungen der Großmotor-Lasten (GL) auf die Kabelauslastung im urbanen Mittelspannungsnetz veranschaulicht.

In der Abbildung 3.40 ist die Auslastung der Verbindungskabel K1 und K2 zwischen SHSP 1 und dem UW dargestellt. Das Kabel K2 ist im ursprünglichen Schaltzustand bei Starklast der SHSP 1 schon über 60 % ausgelastet.

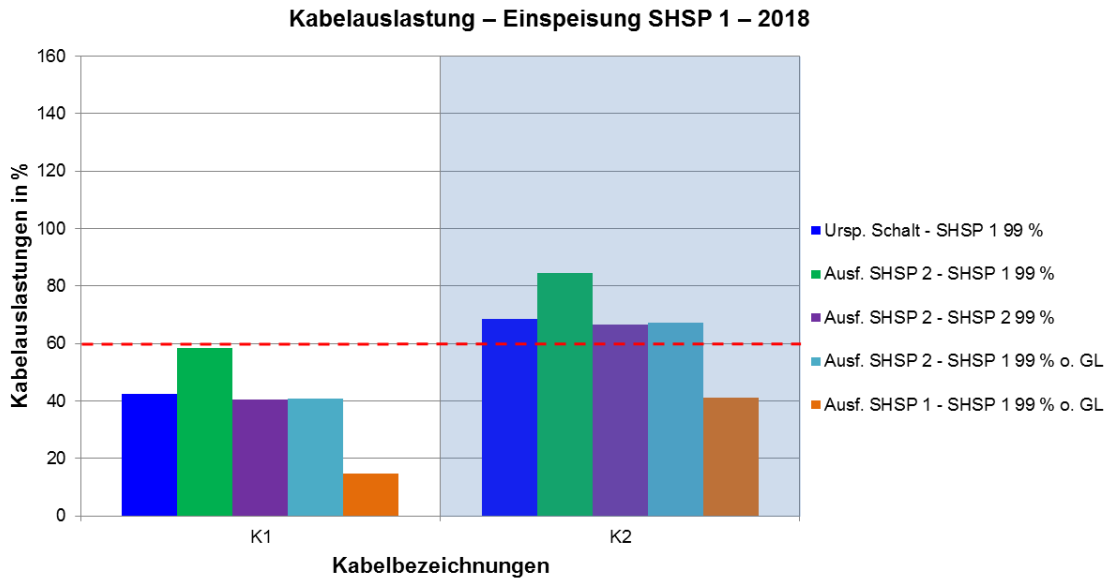


Abbildung 3.40: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – SHSP 1 Richtung UW – 2018

Aus der obigen Abbildung kann man anhand des orangenen Balkens auf die Auslastung der beiden Kabel K1 und K2 ohne Belastung durch die daran angeschlossene SHSP 1 schließen, da in diesem Fall die SHSP 1 ausgefallen ist. Die betroffenen Lasten der SHSP 1 werden nach erfolgten Umschaltmaßnahmen über die SHSP 2 und somit über die Kabel K3 bis K11 vom urbanen Mittelspannungsnetz mitversorgt. In der Abbildung 3.41 sind die Kabelauslastungen der Verbindungskabel von SHSP 2 Richtung UW dargestellt.

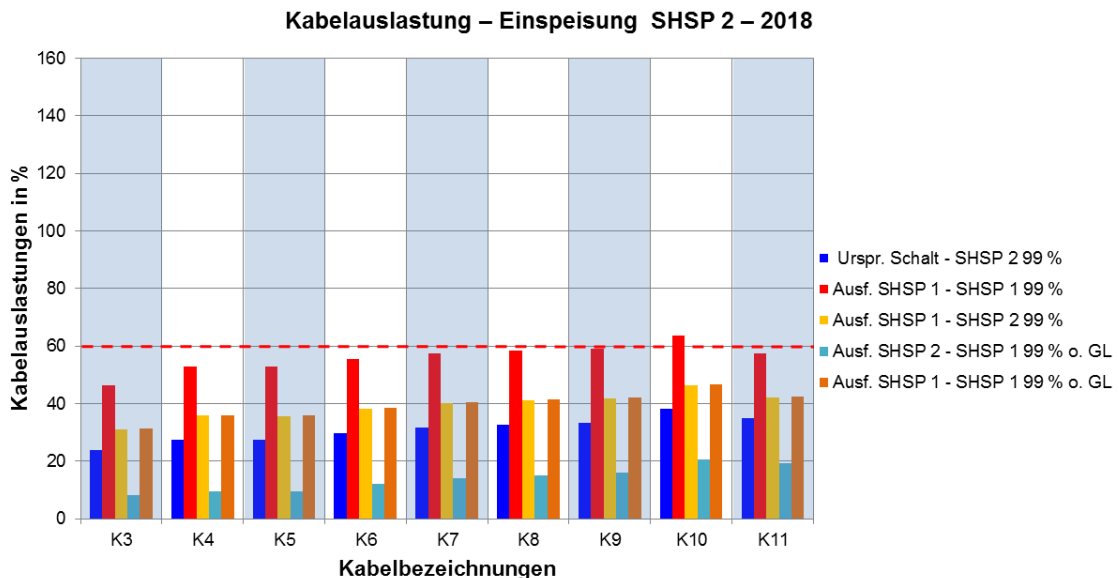


Abbildung 3.41: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – SHSP 2 Richtung UW – 2018

Die insgesamt sieben Kabel in der Abbildung 3.41, welche unter anderem die SHSP 2 vom UW aus versorgen, haben sowohl im ursprünglichen Schaltzustand als auch bei verschiedenen Ausfallsszenarien keine besorgniserregende Kabelauslastung. Wenn die Großmotor-Lasten (GL) nach Ausfall der SHSP 1, bei Starklast der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1, nicht mehr zugeschaltet werden, befinden sich sogar für die

Ausfallsszenarien sämtliche Kabelauslastungen unter der maximal erlaubten Kabelauslastung für den Normalbetrieb (60 % von der maximalen thermischen Strombelastbarkeit, siehe Kapitel 2.1.3).

3.5.2 Ausbaustufe 2020 des Industrienetzes

Die Auswirkungen des Ausgangszustandes inklusive der Ausbaustufe 2020 des Industriebetriebes auf das übergeordnete urbane Mittelspannungsnetz werden in diesem Unterkapitel erläutert. In den einzelnen Abbildungen werden wiederum sowohl der Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 (99%-Quantil SHSP 1) als auch der Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 2 (99%-Quantil SHSP 2) kombiniert mit verschiedenen Ausfallsszenarien dargestellt. Die Auswirkungen der Großmotor-Lasten (GL) auf die Kabelauslastung im urbanen Mittelspannungsnetz werden in einzelnen Abbildungen wieder gesondert hervorgehoben.

In der Abbildung 3.42 sind die Kabelauslastungen für die Kabel K1 und K2, welche die SHSP 1 mit dem Umspannwerk verbinden, dargestellt. Es ist zu sehen, dass aufgrund der Ausbaustufe 2020 die Kabelauslastung beider Verbindungskabel (K1 und K2) auch im ursprünglichen Schaltzustand des Industrienetzes schon über 60 % liegt.

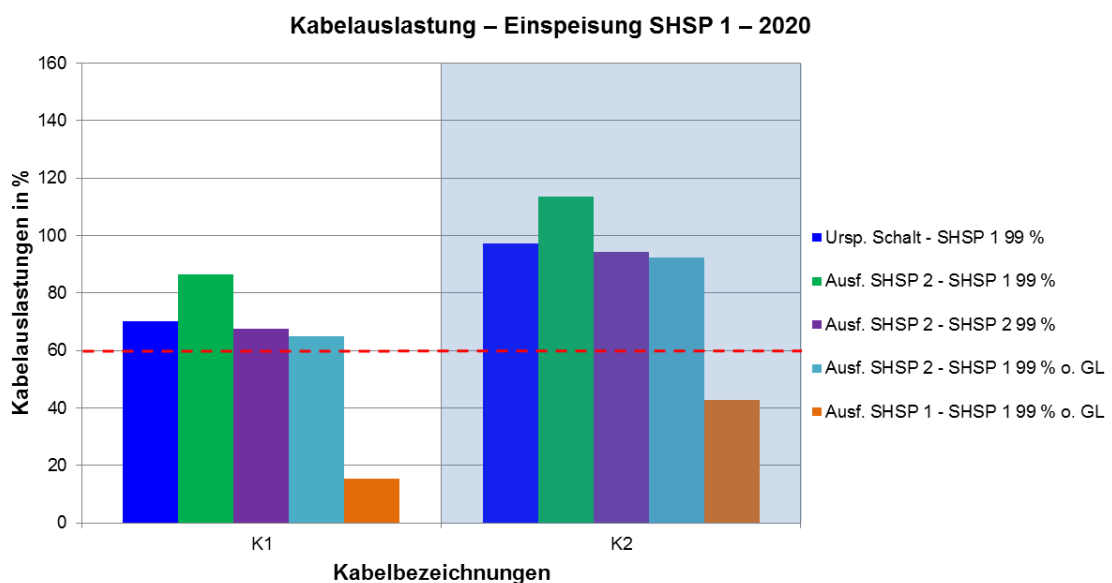


Abbildung 3.42: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – SHSP 1 Richtung UW – 2020

Der stärkere Anstieg der Kabelauslastung in der Abbildung 3.42 im Vergleich zum Ausgangszustand der selben Kabelstrecke (siehe Abbildung 3.40) ist der Ausbaustufe 2020 geschuldet. Die zusätzlichen Lasten dieser Ausbaustufe werden aufgrund des lokal begrenzten Ausbaus des Industrienetzes allesamt von der SHSP 1 versorgt.

In der Abbildung 3.43 ist die Auswirkung der Ausbaustufe 2020 des Industriebetriebes auf die Verbindung der SHSP 2 mit dem UW (K3 bis K11) zu sehen. Aufgrund der neu hinzukommenden Lasten in der Ausbaustufe 2020, die im ursprünglichen Schaltzustand (Ausgangsschaltzustand) von der SHSP 1 aus versorgt werden, kommt es bei Ausfall der SHSP 1 auch auf diesen Pfad zu höheren Kabelauslastungen. Da in diesem Fall die SHSP 2

die Lasten, welche normalerweise von der SHSP 1 versorgt werden, mitversorgen muss, werden somit auch die Verbindungen Richtung Umspannwerk stärker belastet.

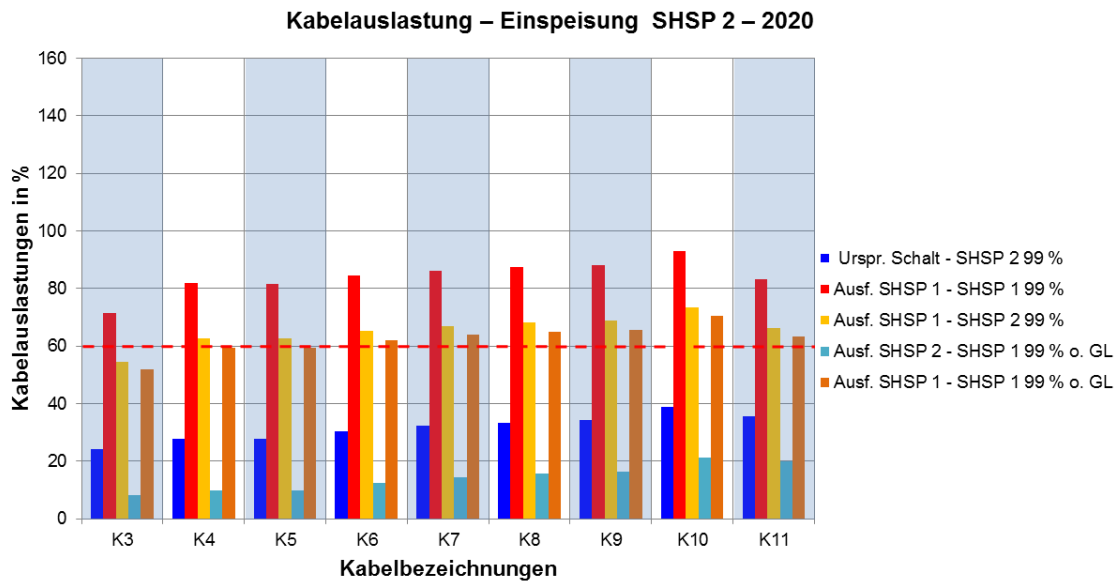


Abbildung 3.43: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – SHSP 2 Richtung UW – 2020

Sollte eine Störung von einer der beiden SHSP auftreten, könnte wiederum durch ein Zuschaltverbot der Großmotor-Lasten (GL), bei Versorgung des gesamten Industriebetriebes über eine Einspeisung, eine Kabelauslastungs-Reduktion erreicht werden. Wie in der Abbildung 3.43 dargestellt, können dadurch die Kabelauslastungen der Kabel K3 bis K11, auch in den Ausfallsszenarien, mit maximal ca. 70 % begrenzt werden.

3.5.3 Ausbaustufe 2040 des Industrienetzes

In der Ausbaustufe 2040 können nur die Auswirkungen der Variante 1 (2 Einspeisungen – siehe Tabelle 8) auf das urbane Mittelspannungsnetz betrachtet werden. Auswirkungen der Variante 2 können aufgrund der aktuell fehlenden Festlegung, wie die dritte SHSP (SHSP 3) an das urbane Mittelspannungsnetz angebunden ist, nicht analysiert werden. Aufgrund der definierten, unterschiedlichen Schaltzustände im normalen Betriebsfall (siehe Tabelle 8), werden die Ergebnisse aus Übersichtsgründen auf jeweils zwei Abbildungen pro Starklastfall aufgeteilt. Die 2%ige Laststeigerung pro Jahr ergibt auf das Jahr 2040 gerechnet (siehe Formel (11)) eine Laststeigerung, der Lasten im urbanen Mittelspannungsnetz, von ca. 67 % gegenüber der Auslastung von 2014. [20]

In der Abbildung 3.44 sind die Kabelauslastungen bei Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1 (99%-Quantil SHSP 1), für die Verbindung der SHSP 1 mit dem Umspannwerk (Kabel K1 und K2) dargestellt. Die Auswirkung der 67%igen Laststeigerung ist hier anhand des roten Balkens sichtbar. Dieser zeigt an, wie die Kabel K1 und K2 ausgelastet sind, ohne dass über die Kabel die SHSP 1 versorgt wird. Die Lasten der SHSP 1 werden in diesem Fall (Ausfall der SHSP 1) über die SHSP 2 mitversorgt. Diese ist mit dem UW über die Kabel K3 bis K11 verbunden.

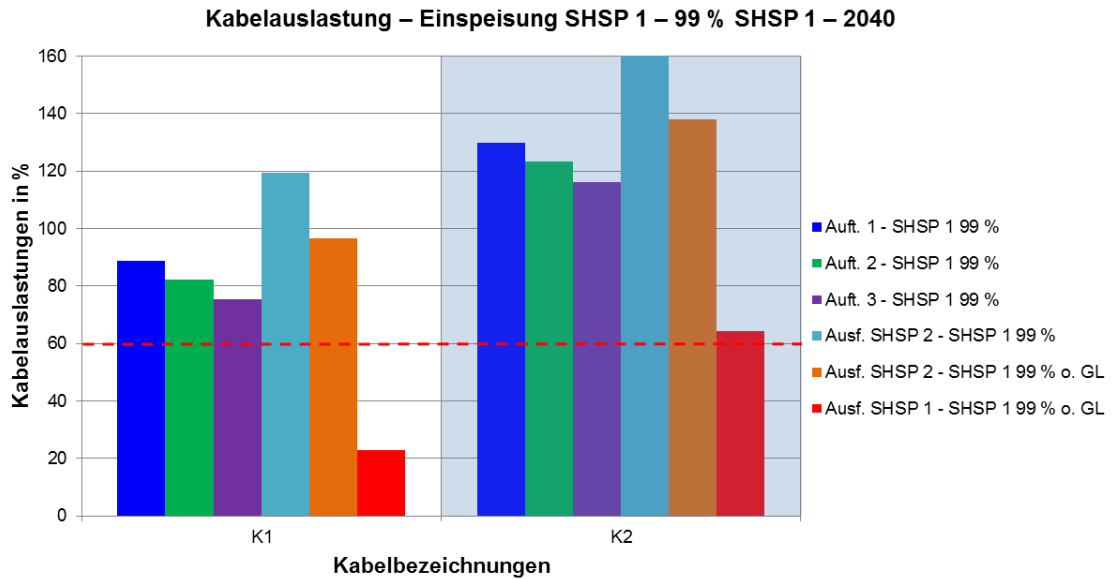


Abbildung 3.44: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – 99 % SHSP 1 - SHSP 1 Richtung UW – 2040

Wie in der Abbildung 3.44 dargestellt, ist das mit dem Umspannwerk verbundene Kabel K2 schon ohne Belastung durch die SHSP 1 über 60 % (rote Balken) ausgelastet. Bei den betrachteten Aufteilungen 1 bis 3 sieht man die sukzessive Lastreduktion an der SHSP 1 und Erhöhung der Last an SHSP 2 (siehe auch Abbildung 3.46). Im normalen Schaltzustand (Auftr. 1 bis Auftr. 3) befinden sich beide Kabel der Verbindung der SHSP 1 mit dem UW (K1 und K2) über 70 % und bis hin zu ca. 130 % Kabelauslastung. Das Worst-Case-Szenario ist bei Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1 (99%-Quantil SHSP 1), und Ausfall von der SHSP 2 mit einer Kabelauslastung von bis zu 160 %. In diesem Fall muss die gesamte benötigte Leistung des Industriebetriebes von der bereits stark ausgelasteten SHSP 1 bereitgestellt werden. Dies kann durch Verbot des Wiedereinschaltens der Großmotorlasten (GL) im Industrienetz reduziert werden, jedoch befindet sich die Kabelauslastung des Kabels K2 noch immer über 130 %.

In der Abbildung 3.45 ist der Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 2, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-2 bis SS 5-2 (99%-Quantil SHSP 2), zu sehen. Obwohl dieser betrachtete Starklastfall deutlich geringer als der dargestellte Fall in der Abbildung 3.44 ist, kommt es auch hier bereits zu sehr hohen Kabelauslastungen.

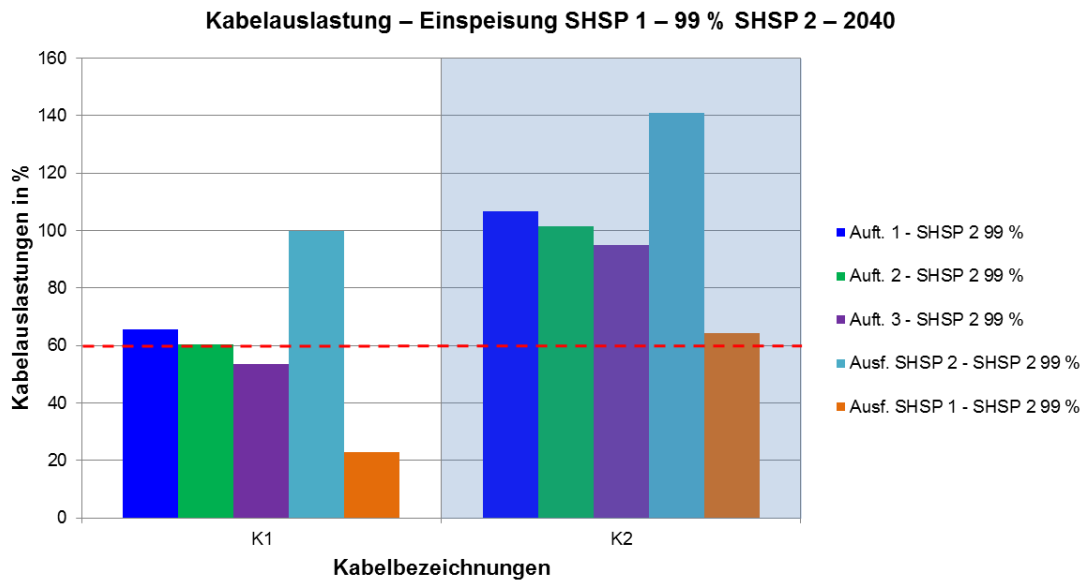


Abbildung 3.45: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – 99 % SHSP 2 - SHSP 1 Richtung UW – 2040

Der Extremfall in der Abbildung 3.45 ist bei Ausfall der SHSP 2. In diesem Fall muss die SHSP 1, welche über die Kabel K1 und K2 mit dem UW verbunden ist, die gesamte benötigte Leistung des Industriebetriebes bereitstellen. Mit einer Kabelauslastung des Kabels K2 von ca. 140 % ist die Kabelauslastung über der maximal erlaubten Auslastung in einem Sonderschaltzustand (siehe Kapitel 2.1.3).

In der Abbildung 3.46 sind die Kabelauslastungen der Verbindungskabel der SHSP 2 mit dem Umspannwerk, für den Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 1, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-1 bis SS 5-1 (99%-Quantil SHSP 1), abgebildet. In dieser Abbildung kann man von der Aufteilung 1 ausgehend die Steigerung der Kabelauslastung bis hin zur Aufteilung 3 erkennen. Diese Steigerung der Kabelauslastungen hat mit den gewählten Aufteilungen, in denen sukzessiv Last von der bereits stark ausgelasteten SHSP 1 genommen und auf die SHSP 2 gegeben wird, zu tun.

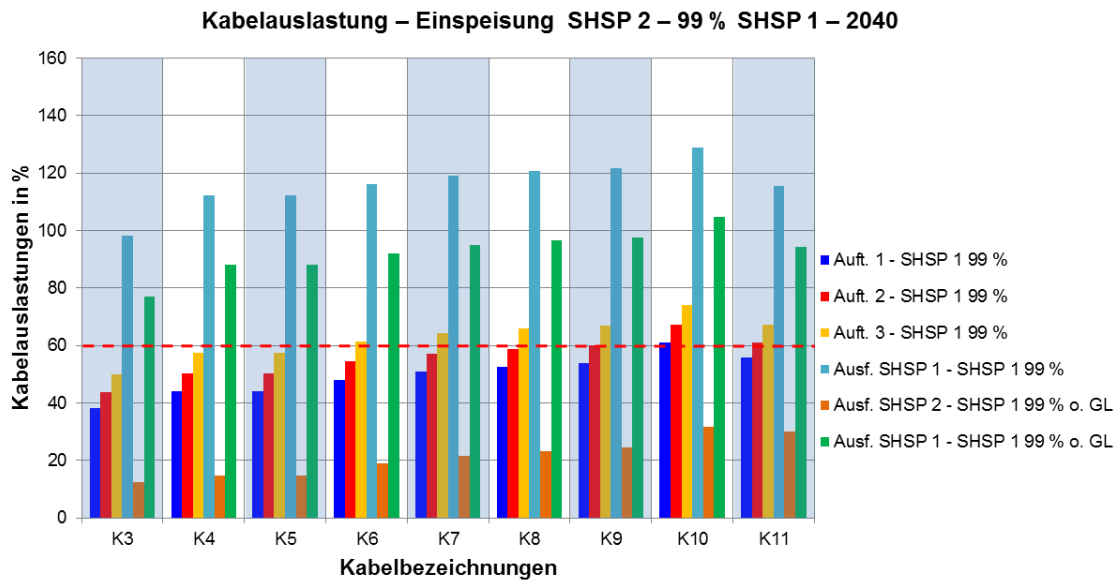


Abbildung 3.46: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – 99 % SHSP 1 - SHSP 2 Richtung UW – 2020

Werden wiederum die Großmotor-Lasten (GL) nach einer Versorgungsunterbrechung nicht mehr zugeschalten, bleiben die Kabelauslastungen (siehe Abbildung 3.46) für einen Sonderschaltzustand im Rahmen des Erlaubten (siehe Kapitel 2.1.3).

In der Abbildung 3.47 ist die Kabelauslastung der Verbindungskabel der SHSP 2 mit dem Umspannwerk für Starklastfall der Lasten im ehemaligen Versorgungsgebiet der SHSP 2, also der Lasten an den Sammelschienen SS 1-2 bis SS 5-2 (99%-Quantil SHSP 2), veranschaulicht. Die Aussagen bezüglich der Abbildung 3.46 stimmen unter Berücksichtigung der allgemein geringeren Kabelauslastung bei Starklastfall der SHSP 2 auch für die Abbildung 3.47.

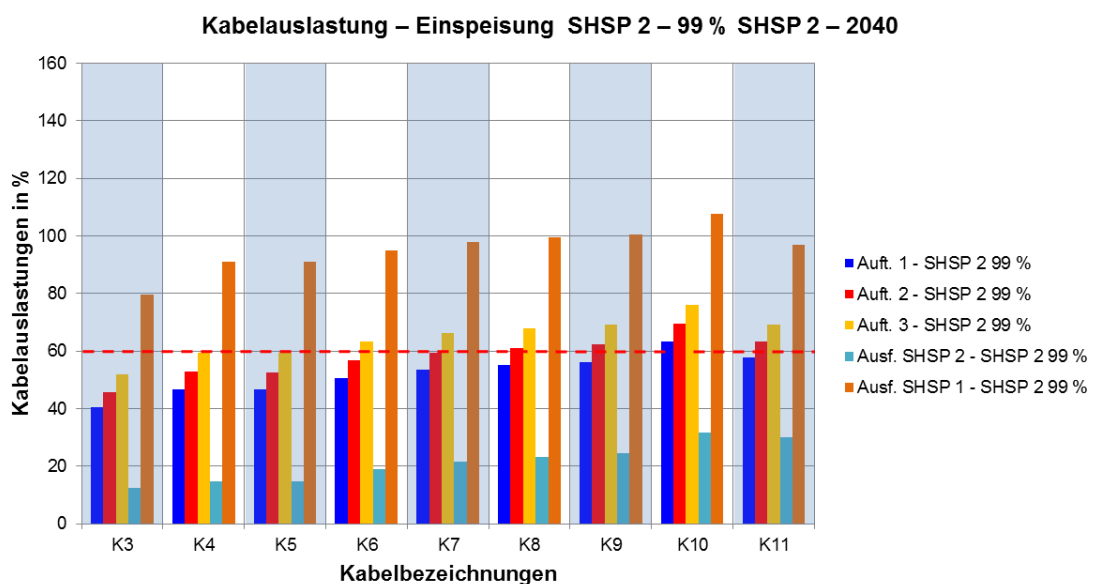


Abbildung 3.47: Kabelauslastung urbanes Mittelspannungsnetz – 99 % SHSP 2 - SHSP 2 Richtung UW – 2020

Somit ist in der Abbildung 3.47 auch der Lastanstieg der Kabel aufgrund der gewählten Aufteilungen, in denen sukzessiv Last von der bereits stark ausgelasteten SHSP 1 genommen und auf die SHSP 2 gegeben wird, ersichtlich. Die prozentuelle Kabelauslastung der Kabel K3 bis K11 kann ohne Belastung durch die SHSP 2 am hellblauen Balken abgelesen werden. In diesem Fall werden die Lasten der SHSP 2, weil diese ausgefallen ist, über die SHSP 1, welche über die Kabel K1 und K2 mit dem UW verbunden ist, mitversorgt.

4 Fazit

Durch die rechnergestützte Nachbildung des industriellen Mittelspannungsnetzes und die Analyse der einzelnen Ausbaustufen mittels Lastfluss- und Zuverlässigkeitsberechnungen, konnten die nachfolgenden Erkenntnisse gewonnen werden. Nach einem grundlegenden Teil, der sämtliche Ausbaustufen betrifft, erfolgt die Unterteilung nach den definierten Ausbaustufen. Die Auswirkungen der Ausbaustufen auf das urbane Mittelspannungsnetz werden abschließend beschrieben.

Die Annahme der Nennspannung von 20 kV bei den Berechnungen gegenüber der Versorgungsspannung von 21 kV (Trafoeinstellung des Verteilernetzbetreibers in der Praxis) ist eine Worst-Case-Abschätzung der Kabelauslastung. Diese lässt somit aufgrund der maximalen Abweichung der Kabelauslastung von ca. 4 % zwischen den beiden Fällen (siehe Abbildung 3.23) Rückschlüsse auf die Kabelbelastungen bei Versorgungsspannung zu (siehe Kapitel 3.3.2).

Spannungsüberhöhungen bei Schwachlast treten im gesamten Industrienetz in sämtlichen Ausbaustufen nicht auf. Der Grund dafür ist die hohe Grundlast des betrachteten Industriebetriebes. Auch der untere Grenzwert des erlaubten Spannungsbandes wird in sämtlichen berechneten Szenarien im Industrienetz eingehalten (siehe Kapitel 2.3).

Das industrielle Mittelspannungsnetz ist hinsichtlich des Ausfalls einer Stromhaupteinspeisung (SHSP) gut abgesichert, da beide SHSP von verschiedenen Sammelschienen des Umspannwerkes versorgt werden. Sollte eine SHSP ausfallen, kann durch ein Zuschaltverbot der Großmotor-Lasten nach einer Versorgungsunterbrechung eine deutliche Reduktion der Kabelauslastung sowohl intern als auch im urbanen Mittelspannungsnetz erreicht werden.

Bei Ausfall einer SHSP erweist sich die interne Umschaltung im industriellen Mittelspannungsnetz, bei welcher beide Verbindungskabel (K_U1 und K_U2) geschlossen werden, als die beste Variante. Unabhängig vom vorherrschenden Belastungszustand des Netzes und ohne die Kabelverluste unnötig zu erhöhen, können so nach einer Versorgungsunterbrechung die Lasten der ausgefallenen SHSP wieder sicher versorgt werden. Diese Aussage trifft sowohl für den Ausgangszustand als auch für die Ausbaustufe 2020 zu. In der Ausbaustufe 2040 wird dies bereits als Standardumschaltmaßnahme in den betrachteten Szenarien verwendet.

Ausgangszustand

Im Ausgangszustand treten weder im Normalschaltzustand noch in Sonderschaltzuständen Kabelauslastungen größer 50 % auf. Auch die Auslastungen der einzelnen Transformatoren befinden sich innerhalb der erlaubten Grenzwerte.

Ausbaustufe 2020

Aufbauend auf die aufbereiteten Lastdaten für den Ausgangszustand werden in der Ausbaustufe 2020 neue Lasten, die vom Auftraggeber dieser Arbeit vorgegeben werden, hinzugefügt. Folgende Punkte sind diesbezüglich hervorzuheben:

- Die Großmotor-Lasten (GL), diese umfassen den Transformator 2 (T2) und den Transformator 3 (T3) an der SS 2-1, dürfen im IST-Zustand, um die Lastspitze nicht weiter zu erhöhen, nur in der Zeit von 16:00 – 05:00 Uhr betrieben werden. Wäre es möglich, diese Betriebszeit mit der Zeitvorgabe der Last ZL7 abzustimmen, könnte zusätzlich die Lastspitze um 500 kW verringert werden (siehe Abbildung 3.17 und Tabelle 7). Ein möglicher Lösungsansatz wäre die GL erst ab 17:00 Uhr zu betreiben.
- Der zeitliche Verlauf bzw. die Bedingung, dass die Last ZL3 nicht zugeschaltet wird, wenn eine Last an dem T2 der SS 2-1 liegt, wird in den Berechnungen berücksichtigt. Diese Vorgaben müssen eingehalten werden, um die Lastspitze nicht um 400 kW zu erhöhen (siehe Tabelle 7).

Sämtliche neu installierte Lasten in der Ausbaustufe 2020 werden aufgrund des lokal begrenzten Ausbaus allesamt von der SHSP 1 versorgt und befinden sich an der SS 2-1. Die Kabelauslastung des Kabels K_2-1, welche die SS 2-1 versorgt, ist bei Starklastfall der Lasten im Versorgungsgebiet der SHSP 1 mit nicht ganz 60 % an der Grenze der üblichen Auslastung von Kabeln bei Normalbetrieb. Dieses Kabel könnte durch Aufteilung der Lasten der SS 2-1 entlastet werden, indem der Normalschaltzustand verändert wird. Ein Teil der Lasten könnte dadurch von der SHSP 2 über das Kabel K_U2 versorgt werden (siehe Abbildung 3.3). Die Kabelauslastungen aller anderen Kabel im industriellen Mittelspannungsnetz befinden sich unabhängig vom betrachteten Szenario in den erlaubten Grenzwerten.

Ausbaustufe 2040

Da hinsichtlich des Jahres 2040 weder die Anzahl der Einspeisungen noch der Schaltzustand genau definiert sind, werden zwei Hauptvarianten, Variante 1 (2 Einspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz) und Variante 2 (3 Einspeisungen aus dem Mittelspannungsnetz), analysiert. Einzelne Unteraufteilungen innerhalb der Varianten untersuchen die Auswirkungen unterschiedlicher Schaltzustände auf die Kabelbelastungen. Die neu installierten Lasten in der Ausbaustufe 2040 werden wiederum vom Auftraggeber dieser Arbeit vorgegeben. Erkennbar ist, dass eine Entlastung der SHSP 1 durch interne Schaltmaßnahmen auch im urbanen Mittelspannungsnetz eine gleichmäßigere Kabelauslastung hervorruft. Eine dieser Maßnahmen wäre die zuvor bereits erwähnte Auftrennung der Sammelschiene 2-1, welche auch sehr vorteilhaft für die interne Kabelauslastung wäre.

Allgemein soll im Rahmen einer rationellen strategischen Planung die betrachtete Ausbaustufe 2040, bei sich ändernden Rahmenbedingungen, überarbeitet werden, um die Auswirkungen der Änderungen für das industrielle Mittelspannungsnetz frühzeitig erkennen zu können und wenn nötig, entsprechende Maßnahmen zu ergreifen.

Auswirkungen auf das urbane Mittelspannungsnetz

Im urbanen Mittelspannungsnetz treten Probleme bei der Versorgung des Industrienetzes auf. Vor allem die Kabelstrecke von SHSP 1 zum Umspannwerk ist schon im Ausgangszustand stark ausgelastet. Das Kabel 2 (K2) der besagten Kabelstrecke befindet sich bereits im Ausgangszustand bei einer Kabelauslastung von ca. 65 %. Die Verbindung der SHSP 2 mit dem Umspannwerk ist im Vergleich dazu nicht so stark ausgelastet (siehe Abbildung 3.41). Hier würde die erwähnte interne Lastumverteilung auch hinsichtlich des urbanen Mittelspannungsnetzes einen Nutzen bringen.

In der Ausbaustufe 2020 werden die Verbindungskabel der SHSP 1 mit dem UW im Normalbetrieb schon über den Belastungsgrenzwert von ca. 60 % ausgelastet. Diese Auslastung verstärkt sich noch zusätzlich in der Ausbaustufe 2040 mit einer angenommenen Laststeigerung im urbanen Mittelspannungsnetz von 2 %/a. Natürlich ist eine Berechnung des Jahres 2040 mit Berücksichtigung einer 2%igen Laststeigerung, ohne Änderungen an der Netzstruktur im urbanen Mittelspannungsnetz durchzuführen, ein Szenario, das so nicht auftreten wird. Es zeigt sich aber, dass im urbanen Mittelspannungsnetz auch hinsichtlich der Ausbaustufe 2020 entsprechende Umschaltungen oder Verstärkungen des Netzes nötig sind, um die sichere Versorgung des industriellen Mittelspannungsnetzes auch in Zukunft zu gewährleisten.

Netzzuverlässigkeitsberechnungen

Die durchgeführten Zuverlässigkeitsberechnungen im industriellen Mittelspannungsnetz stimmen bezüglich der leistungsbezogenen mittleren Unterbrechungsdauer (ASIDI) gut mit den Durchschnittswerten des übergeordneten urbanen Mittelspannungsnetzes überein. Die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit (ASIFI) des Industrienetzes weist bei der Gegenüberstellung der Kennzahl mit der Kennzahl des urbanen Mittelspannungsnetzes allerdings einen viel kleineren Wert auf. Dies ist auf die viel größere Anzahl an eingesetzten Betriebsmitteln und der dadurch steigenden Ausfallshäufigkeit pro Transformator im urbanen Mittelspannungsnetz zurückzuführen. Allgemein liegen aber sowohl das Industrienetz als auch das übergeordnete urbane Mittelspannungsnetz deutlich unter dem österreichischen Schnitt der IEEE-Kennzahlen (ASIDI und ASIFI). Der hohe Wert der Kennzahlen für ganz Österreich ist primär auf die Netzstruktur im ländlichen Gebiet geschuldet.

Die Netzstruktur der Ausbaustufe 2020 ändert sich nur minimal von der Struktur des Ausgangszustandes. Hinsichtlich der Ausbaustufe 2040 sinkt aber aufgrund des gewählten Konzeptes der netztechnischen Erweiterung die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit (ASIDI). Eine dritte Einspeisung, im Sinne der weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit, lässt diesen Wert noch weiter sinken. Die leistungsbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit (ASIFI) hingegen, bleibt über alle Ausbaustufen hinweg weitestgehend konstant.

5 Literatur

- [1] D. Oeding, B. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, 2. Auflage. Wiesbaden: Springer, 2013
- [2] Rechtsinformationssystem des Bundes, *Gesamte Rechtsvorschrift für Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010*, <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> (Stand: 01.09.2018)
- [3] L. Fickert, *Grundlagen der elektrischen Energiesysteme*, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung am Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz, Graz, 2010
- [4] L. Fickert, *Planung und Betrieb von Energiesystemen*, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz, Graz, 2007
- [5] L. Fickert, H. Renner, *Elektrische Energiesysteme 1*, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz, Graz, 2008
- [6] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz, *Elektrische Energieversorgung*, 9. Auflage. Wiesbaden: Springer, 2013
- [7] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*, 4. Auflage. Heidelberg: Springer, 2015
- [8] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, 2. Auflage. Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag, 2008
- [9] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*, 2. Auflage. Heidelberg: Springer, 2007
- [10] V. Crastan, D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3*, 3. Auflage. Berlin Heidelberg: Springer, 2012
- [11] G. Wöhe, *Einführung in die allgemeine Betriebswirtschaftslehre*, 24. Auflage. München: Vahlen, 2010
- [12] H. Stigler, *Energieplanung in Theorie und Praxis*, Vorlesungsunterlagen zur Vorlesung Energieplanungsmethoden, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Graz, 2002
- [13] L. Fickert, *Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme*, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz, Graz, 2008
- [14] H. Renner, M. Sakulin, *Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit*, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Institut für Elektrische Anlagen und Netze der Technischen Universität Graz, Graz, 2008
- [15] Busarello + Cott + Partner Inc., *NEPLAN User's Guide*, V5

- [16] H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, D. Quadflieg, A. Moser, *Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik*, http://www.fgh.rwth-aachen.de/verein/publikat/veroeff/FGH_IAEW_Eingangsdaten_Zuverlaessigkeitsberechnung_2013.pdf (Stand: 01.09.2018)
- [17] IEEE Standards Association, *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*, IEEE Std. 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003). New York: IEEE, 2012
- [18] e-control, *Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2018*, https://www.e-control.at/documents/20903/388512/AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung+2018+f%C3%BCr+Berichtsjahr+2017.pdf/49999e1d-6b0d-a9d0-885b-e44fd553d62c (Stand: 06.09.2018)
- [19] Österreichischer Verband für Elektrotechnik, *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, Ausgabe: 2011-03-01. Wien: OVE, 2011
- [20] M. A. Lagler, *Rechnergestützte Analyse eines urbanen 20-kV-Mittelspannungsnetzes*, Diplomarbeit, Institut für elektrische Anlagen und Netze, Technische Universität Graz, Graz, 2013

6 Anhang

Im Anhang befinden sich sämtliche Inhalte und Abbildungen, die für die Interpretation der Messdaten und Schlussfolgerungen allgemeiner Natur im Hauptteil der Arbeit nicht unmittelbar notwendig sind.

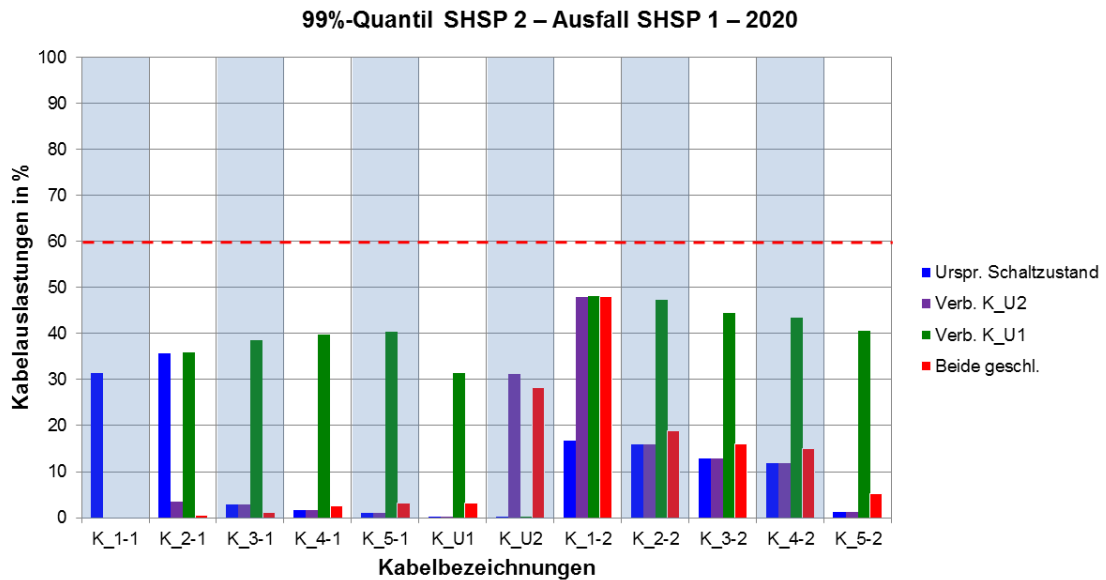


Abbildung 6.1: Kabelaustlastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 1 – 2020

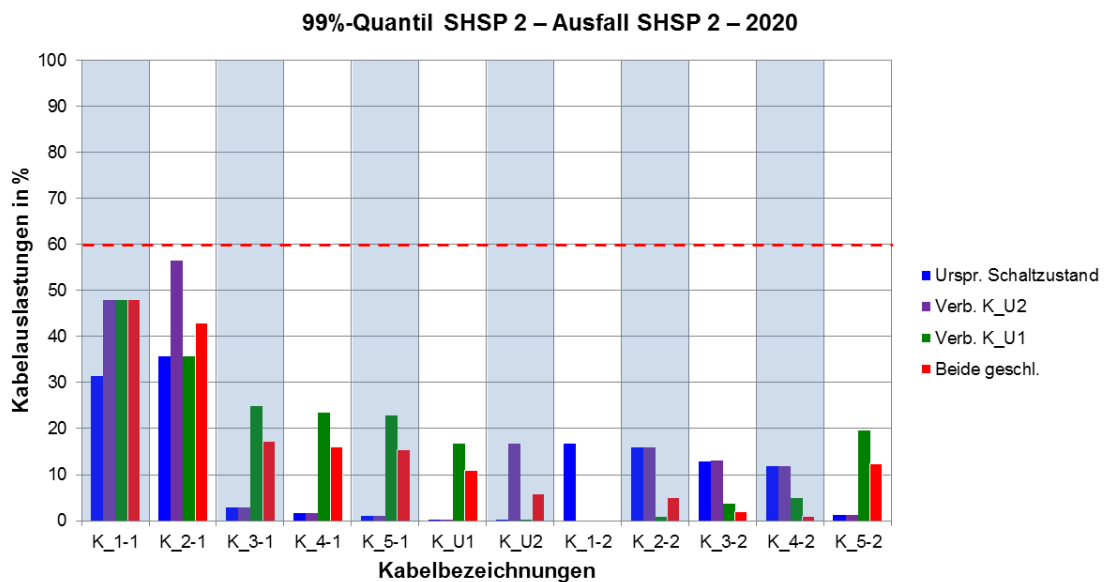


Abbildung 6.2: Kabelaustlastung der Verbindungskabel – 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 2 – 2020

Tabelle 25: Zuverlässigkeitsdatentyp - Kabel mit PE-Isolierung [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a \text{ km}}$	$\frac{1}{\text{km}}$	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,00528	-	3,38
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,01021	-	44,48
Verzögerte Handabschaltung	0,00152	-	12,11
Unverzögerte Handabschaltung	0,00074	-	19,69
Stehender Erdschluss	0,01675	0,0045	35,22

Tabelle 26: Zuverlässigkeitsdatentyp – Lastschalter (abgangsseitig) [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a}$	-	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,00017	-	1,38
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,00005	-	35,31
Verzögerte Handabschaltung	0,00007	-	2,17
Unverzögerte Handabschaltung	0,00007	-	2,04
Stehender Erdschluss	0,00002	0	4,01
Versehentliches/ Spontanes Öffnen	0,00057	-	-
Schutzversager	-	0,0015	-
Schutzüberfunktion	-	0,00198	-

Tabelle 27: Zuverlässigkeitsdatentyp – Lastschalter (sammelschieneneseitig) [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a}$	-	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,00005	-	2,7
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,00002	-	68,15
Verzögerte Handabschaltung	0,00006	-	4,21
Unverzögerte Handabschaltung	0,00001	-	2,2
Stehender Erdschluss	0,00001	0	9,93
Versehentliches/ Spontanes Öffnen	0,00057	-	-
Schutzversager	-	0,0015	-
Schutzüberfunktion	-	0,00198	-

Tabelle 28: Zuverlässigkeitsdatentyp – Leistungsschalter [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a}$	-	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,00036	-	1,08
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,00018	-	39,7
Verzögerte Handabschaltung	0,00014	-	2,83
Unverzögerte Handabschaltung	0,00017	-	2,1
Stehender Erdschluss	0,00006	0	23,59
Versehentliches/ Spontanes Öffnen	0,00057	-	-
Schutzversager	-	0,00088	-
Schutzüberfunktion	-	0,00198	-

Tabelle 29: Zuverlässigkeitsdatentyp – Sammelschiene [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a}$	-	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,00006	-	1,94
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,00004	-	34,60
Verzögerte Handabschaltung	0,00002	-	2,81
Unverzögerte Handabschaltung	0,00001	-	4,70
Stehender Erdschluss	0,00001	0	8,54

Tabelle 30: Zuverlässigkeitsdatentyp – Transformator [16]

Ausfallsmodell	H	p	T
	$\frac{1}{a}$	-	h
Unabhängiger Einfachausfall, kurz	0,00094	-	2,07000
Unabhängiger Einfachausfall, lang	0,00032	-	16,87000
Verzögerte Handabschaltung	0,00013	-	3,73000
Unverzögerte Handabschaltung	0,00010	-	2,78000
Stehender Erdschluss	0,00005	0	7,00000

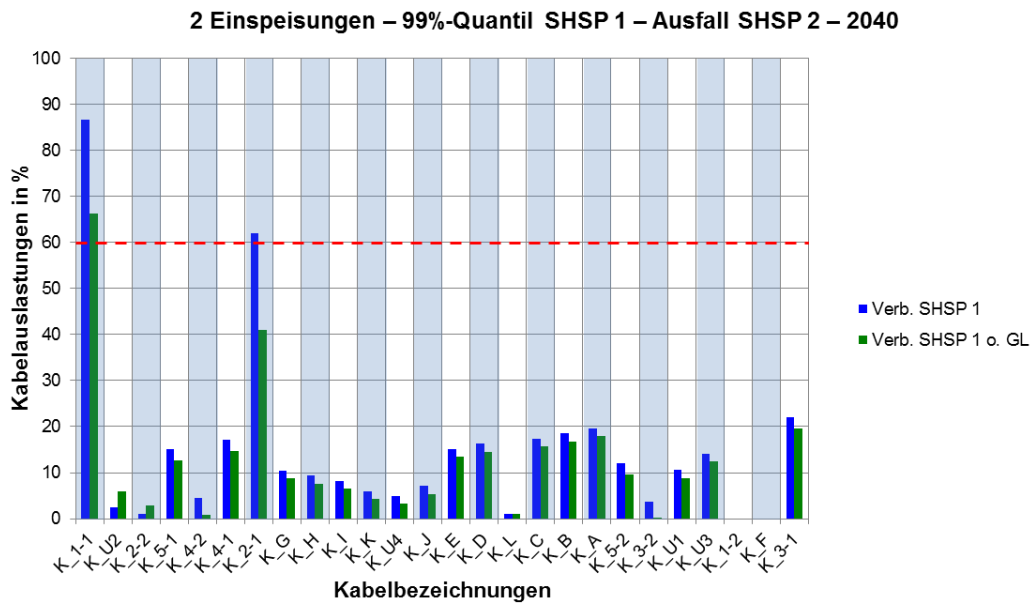


Abbildung 6.3: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 2 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 2 – 2040

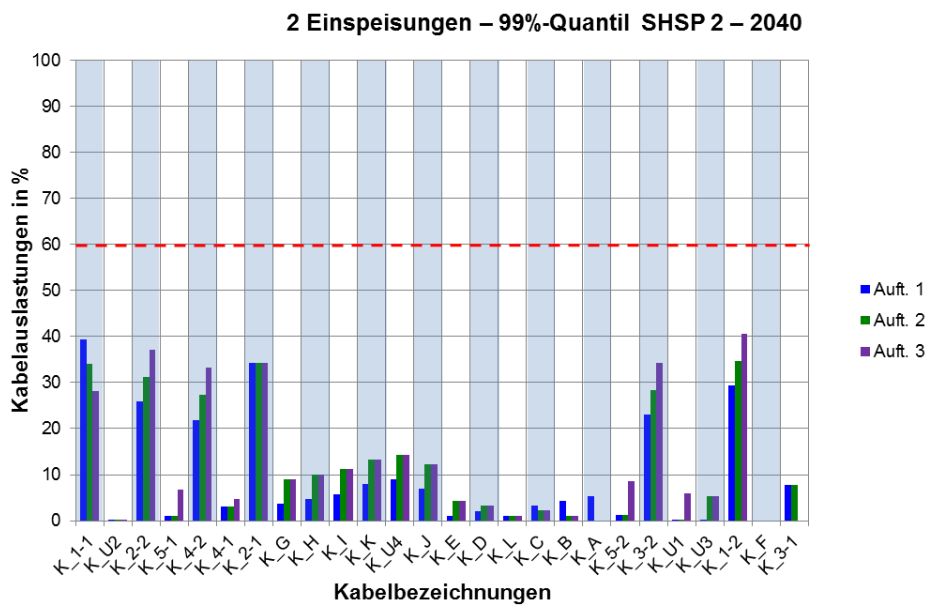


Abbildung 6.4: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 2 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 2 – 2040

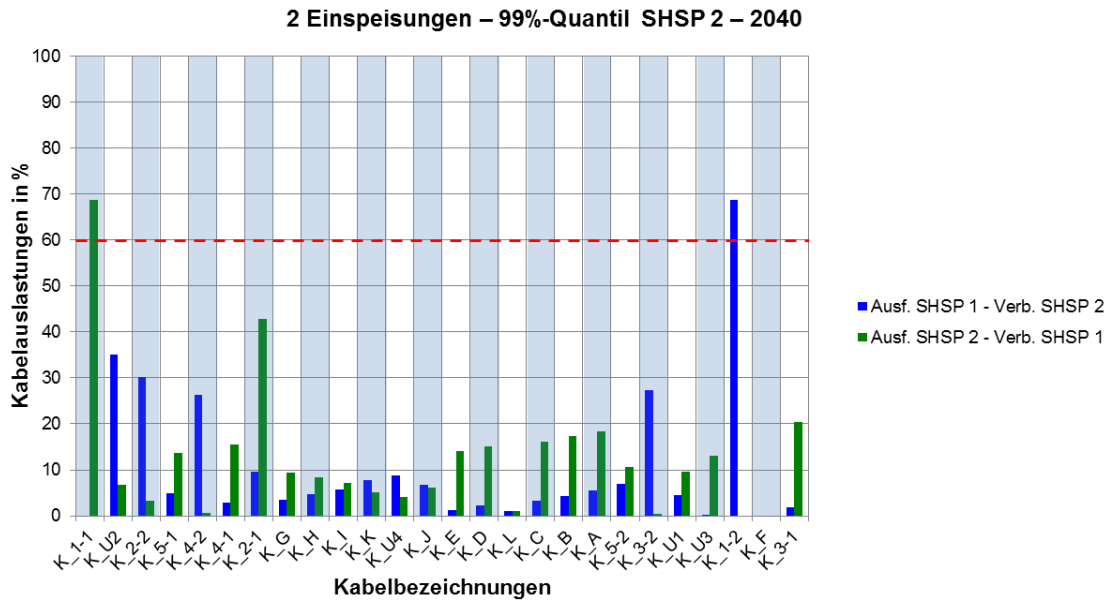


Abbildung 6.5: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 2 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfallsverhalten – 2040

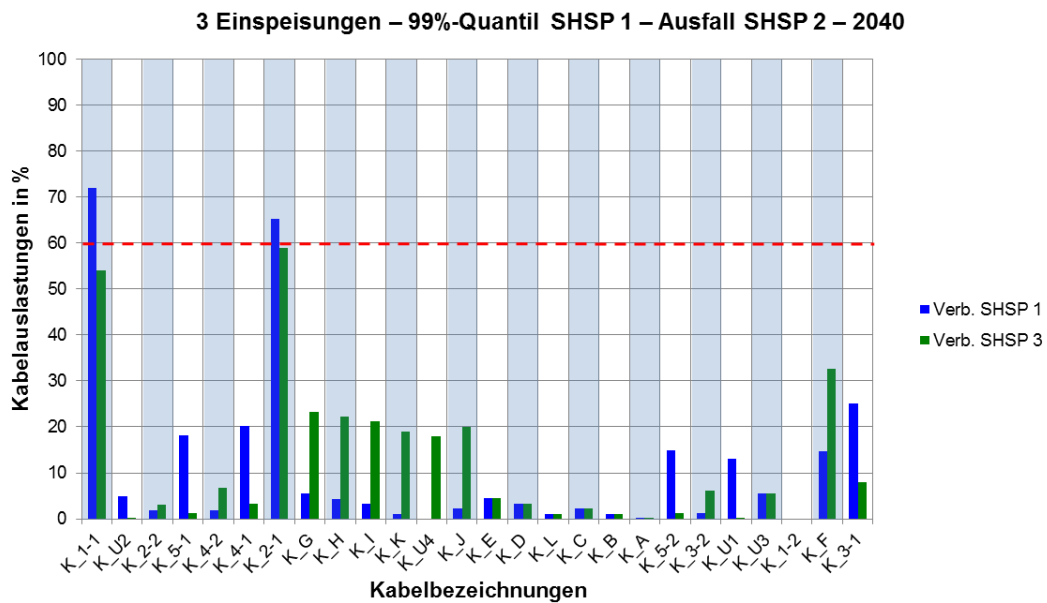


Abbildung 6.6: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 2 – 2040

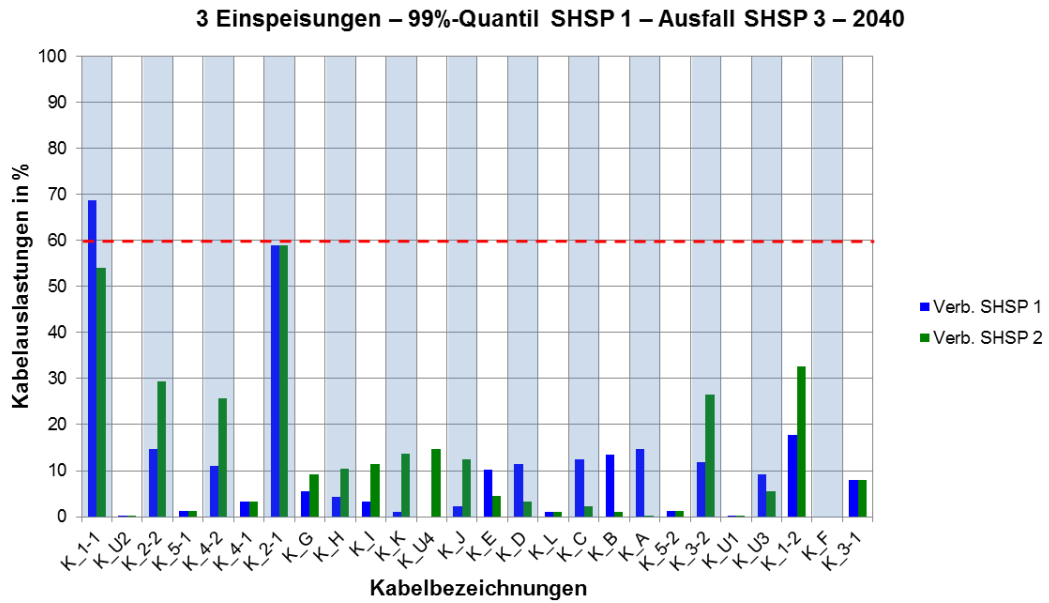


Abbildung 6.7: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 1 – Ausfall SHSP 3 – 2040

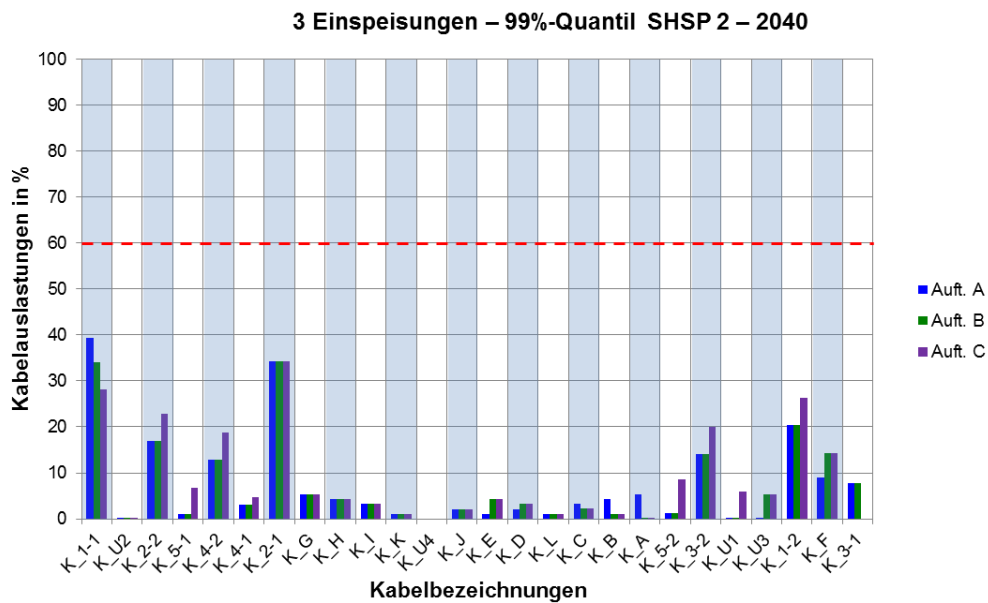


Abbildung 6.8: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 2 – 2040

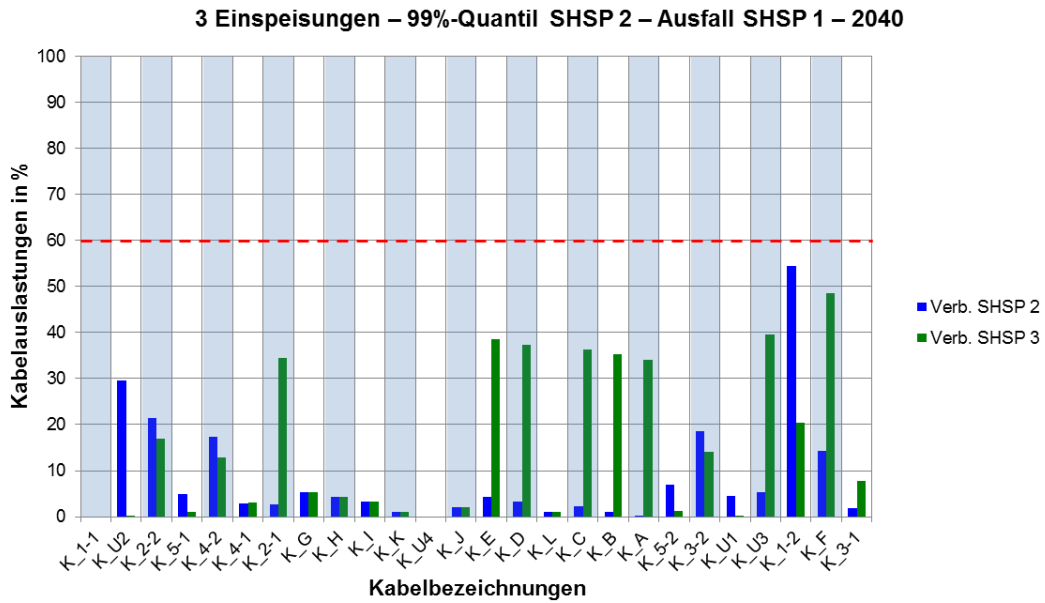


Abbildung 6.9: Kabelaustlastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 1 – 2040

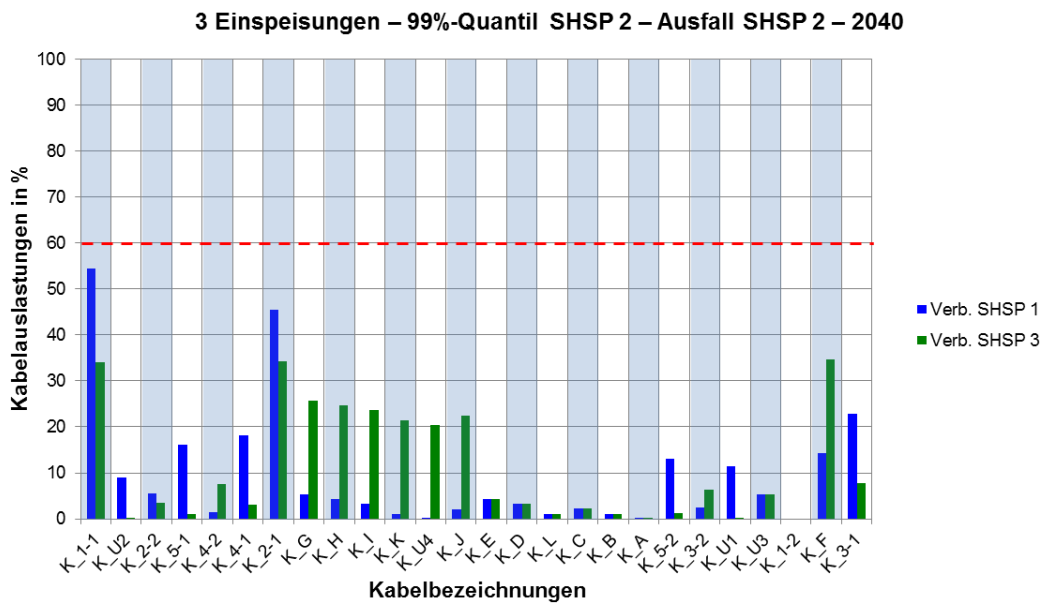


Abbildung 6.10: Kabelaustlastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 2 – 2040

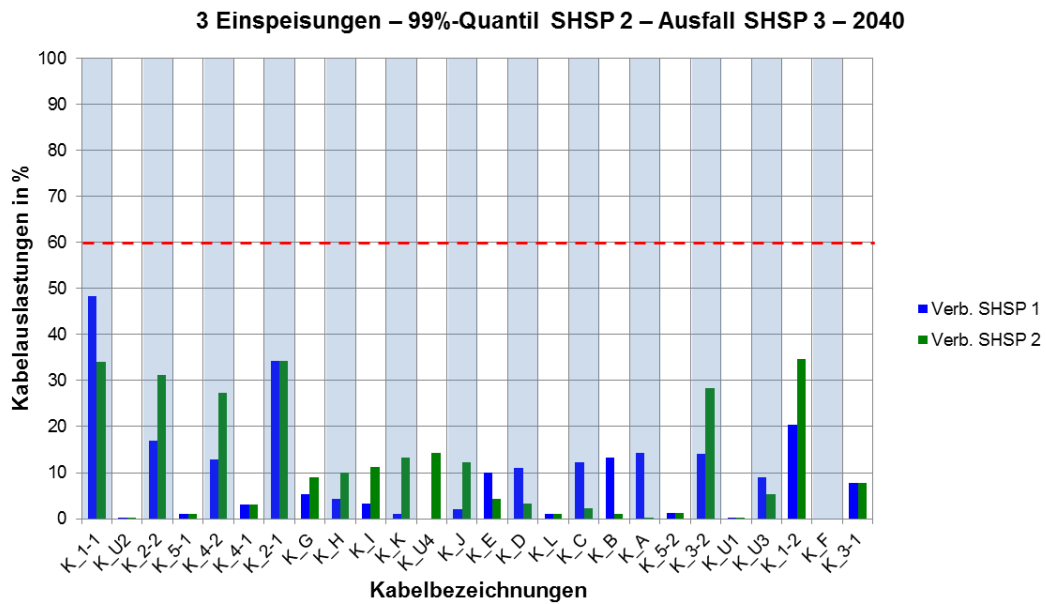


Abbildung 6.11: Kabelauslastung der Verbindungskabel – 3 Einspeisungen - 99%-Quantil SHSP 2 – Ausfall SHSP 3 – 2040

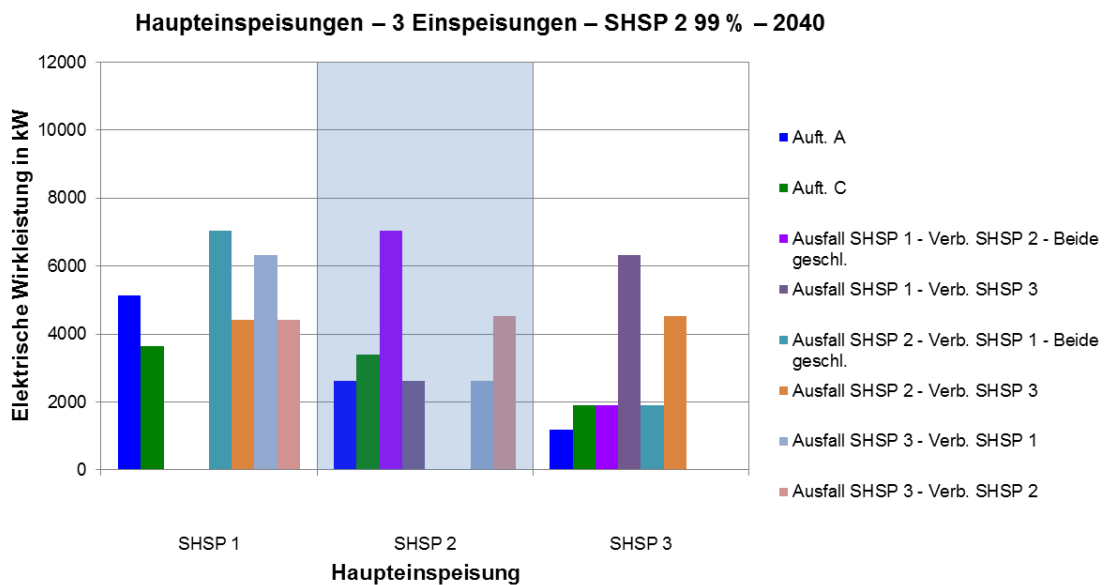


Abbildung 6.12: Bezogene Wirkleistungen der Haupteinspeisungen – 3 Einspeisungen – SHSP 2 99 % - 2040