

D I P L O M A R B E I T

Planung der Versorgungszuverlässigkeit im Mittelspannungsnetz

mit zunehmender Mess- und Fernsteuerbarkeit

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

im Rahmen des Masterstudiums

**Elektrische Energietechnik
und nachhaltige Energiesysteme**

eingereicht von

Laurenz Thöni

Matrikelnummer: 11779607

am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
im Forschungsbereich Energiesysteme und Netze (E370-01)
der TU Wien

Betreuung: Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl

Mitwirkung: Dipl.-Ing. Tobias Gasteiger BSc

Wien, am 3. September 2025



D I P L O M A T H E S I S

Planning of supply reliability in the medium-voltage grid

with increasing measurement and remote control
capability

for the attainment of the degree

Master of Science

as part of the master studies

**Electrical Power Engineering
and Sustainable Energy Systems**

submitted by

Laurenz Thöni

matriculation number: 11779607

at the Institute of Energy Systems and Electrical Drives
in the research area Energy Systems and Networks (E370-01)
at the TU Wien

Advisor: **Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.sc.techn. Bernd Klöckl**

Assistance: Dipl.-Ing. Tobias Gasteiger BSc

Vienna, on September 3, 2025

Kurzfassung

Die Möglichkeit der erneuerbaren Stromerzeugung und deren Potential zur Minderung der CO₂-Emissionen vieler Verbrauchssektoren, führt zum einen zu einer Zunahme des Stromverbrauchs und zum anderen zu vermehrten Netzeinspeisungen in die Verteilnetze der Netzbetreiber. Um die Versorgungszuverlässigkeit in Anbetracht dieser Entwicklungen in Zukunft weiterhin gewährleisten zu können, wird ein Netzausbau erforderlich sein. Die Grundlage der Netzausbauplanung des österreichischen Übertragungsnetzes stellt das (N-1)-Kriterium dar, in der Mittelspannung ist jedoch dessen Anwendung unter anderem aufgrund der Netztopologie mit einem hohen Aufwand verbunden. Daher sind für eine effiziente Netzentwicklung der Mittelspannung, Kriterien notwendig die die gezielte Netzausbauplanung erleichtern. Messinstrumente und Fernsteuerungen könnten in Hinblick auf den Netzausbau Schlüsseltechnologien darstellen.

In dieser Arbeit wird dargelegt wie eine gezielte Netzausbauplanung auf Basis verschiedener Kriterien möglich sein kann. Dafür wurden vier Kriterien an zwei Teilnetzen des Kooperationspartner TINETZ-Tiroler Netze GmbH auf deren Anwendbarkeit und Aussagekraft analysiert. Hierbei konnte festgestellt werden, dass die unterschiedlichen Herangehensweisen der vier Kriterien auch zu unterschiedlichen Ergebnissen führen. Zusätzlich hat sich gezeigt, dass die zukünftigen Lastflüsse in den Kriterien berücksichtigt werden können und somit auch die Aspekte der erhöhten Einspeisung und Verbrauch in der Netzausbauplanung. In weiteren Untersuchungen wurde deutlich, dass in Netzen mit einer geringen Anzahl an ferngesteuerten Elementen ein hohes Potential in der Umstellung auf eine Fernsteuerung zur Verminderung der Ausfallenergie liegt. Mit der in dieser Arbeit entwickelten Berechnungsmethode ist diese Verminderung beim Einsatz von ferngesteuerten Trennschaltern an Strahlen- und Ringnetzen ermittelbar.

Diese Arbeit soll es dem Kooperationspartner ermöglichen, auf Basis der erarbeiteten Erkenntnisse und Tools zur Umsetzung der Kriterien, einen kosteneffizienten und zukunftsgerichteten Netzausbau voranzutreiben.

Abstract

The possibility of renewable power generation and its potential to reduce CO₂ emissions in many consumption sectors is leading to an increase in power consumption on the one hand and to increased feed-in into the distribution networks of network operators on the other. In order to continue to guarantee supply reliability in the future in view of these developments, network expansion will be necessary. The basis for planning the expansion of the Austrian transmission grid is the (N-1) criterion, but its application in medium-voltage grids is associated with high efforts, partly due to the grid topology. Therefore, criteria that facilitate targeted grid expansion planning are necessary in order to efficiently develop the medium-voltage grid. Measuring instruments and remote controls could be key technologies for grid expansion.

This master thesis shows how targeted grid expansion planning based on different criteria could be possible. To do this, four criteria were analyzed for their applicability and significance on two subgrids of the cooperation partner TINETZ-Tiroler Netze GmbH. It was found that the different approaches of the four criteria can also lead to different results. In addition, it was shown that future load flows can be taken into account in the criteria and thus also the aspects of increased feed-in and consumption in grid expansion planning. Further investigations revealed that in networks with a small number of remote-controlled elements, there is great potential for reducing the energy not supplied by switching to remote control. Using the calculation method developed in this thesis, this reduction can be determined when remote-controlled disconnectors are used in radial and ring networks.

This work should enable the cooperation partner to drive forward cost-efficient and future-oriented network expansion based on the findings and tools developed for implementing the criteria.

Danksagung

Ich möchte diesen Abschnitt nutzen, um all jenen, die mich während den letzten Monaten bei der Verfassung dieser Diplomarbeit unterstützt haben, zu danken.

Zuallererst möchte ich mich bei Herrn Prof. Bernd Klöckl für die ausgezeichnete Betreuung und das konstruktive Feedback bedanken; für die zahlreichen Anregungen und Denkanstöße, die mir geholfen haben, diese Arbeit zu verfassen.

Ein großer Dank gilt der TINETZ-Tiroler Netze GmbH, die mir im Rahmen dieser Arbeit substanzielle Ressourcen zur Verfügung gestellt haben. Hervorheben möchte ich Tobias Gasteiger, Hannes Knoll und Markus Laubegger, die mir bei der Beantwortung jeglicher Fragen zur Seite standen.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Familie und meinen Eltern bedanken, die mich während meines Studiums tatkräftig unterstützt haben und mir diesen Erfolg erst ermöglichten.

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Diplomarbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt bzw. die wörtlich oder sinngemäß entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Wien, am 3. September 2025

Laurenz Thöni

Inhaltsverzeichnis

Nomenklatur	iii
Abkürzungsverzeichnis	v
Einleitung	1
1. Grundlagen	5
1.1. Netztopologie	5
1.1.1. Strahlennetz	5
1.1.2. Ringnetz	6
1.1.3. Maschennetz	7
1.2. Ursachen von Versorgungsunterbrechungen	7
1.2.1. Ausfallmodelle	7
1.3. Versorgungszuverlässigkeit	9
1.3.1. Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit	9
1.3.2. Berücksichtigung von Spannungs- und Belastungsgrenzen	13
1.4. Bewertungskriterien zur Netzausbauplanung	13
1.4.1. Zuverlässigkeitskennzahlen	13
1.4.2. (N-1)-Kriterium	14
1.4.3. Zollenkopfkriterium	15
1.4.4. Kosten-Nutzen-Analyse	16
2. Methode	19
2.1. Vorbereitung	19
2.1.1. Rahmenbedingungen	19
2.1.2. Auswahl der Teilnetze	21
2.1.3. Daten	23
2.1.4. Modifikation der Netzmodelle	25
2.2. Zuverlässigkeitsberechnung	25
2.2.1. Einstellungen der Zuverlässigkeitsberechnung	25
2.2.2. Untersuchte Lastfälle	26
2.3. Vorgehensweise bei der Analyse & Auswertung	28
2.3.1. Erweitertes Zollenkopfkriterium	28
2.3.2. Auswertung der Zuverlässigkeitskennzahlen	28
2.3.3. (N-1)-sicher mit Umschaltreserve	29
2.3.4. Kosten-Nutzen-Analyse	29
2.4. Bewertung von ferngesteuerten Trennelementen	31
3. Ergebnisse	35
3.1. Überblick über die Zuverlässigkeit der beiden Teilnetze	35
3.2. Erweitertes Zollenkopfkriterium	36
3.3. Zuverlässigkeitskennzahlen	39
3.4. (N-1)-sicher mit Umschaltreserve	44

Inhaltsverzeichnis

3.5. Kosten-Nutzen-Analyse	49
3.6. Einfluss der Spannungs- und Belastungsgrenzen	52
3.7. Zukunftsbetrachtung 2040	55
3.8. Beurteilung der Bewertungskriterien	57
3.9. Fernsteuerung	60
4. Schlussfolgerung und Ausblick	65
Literaturverzeichnis	69
Abbildungsverzeichnis	73
Tabellenverzeichnis	75
A. Anhang	77

Nomenklatur

CF_t	Kapitalfluss des Jahres t
$EENS$	Erwartete nicht gelieferte Energiemenge
H'	spezifische Ausfallhäufigkeit pro Kilometer
H	Ausfallhäufigkeit
I	Investitionskosten zu Beginn des Betrachtungszeitraumes
j	Kalkulationszinssatz
L	Resterlös am Ende des Betrachtungszeitraumes
l	Leitungslänge
N	Kundenanzahl
N_{ges}	Gesamtanzahl der Netzkunden
P	Wirkleistung
Q	Durchschnittliche jährliche Unterbrechungsdauer
S	Scheinleistung
S_{Tr}	Installierte Transformatorscheinleistung
t	Zeitpunkt
T_B	Betrachtungszeitraum der Investition
T_i	Ausfalldauer
T_{Um}	Dauer der Umschaltung
W	Elektrische Ausfallenergie
$WACC$	Weighted Average Cost of Capital
WTP	Zahlungsbereitschaft

Abkürzungsverzeichnis

ASIDI Average System Interruption Duration Index

EAS Einfachausfall mit Schutzauslösung

EV Elektrofahrzeugen

HP Wärmepumpen

HS Hochspannung

KS Kurzschluss

LS Leistungsschalter

LT Leitung

MS Mittelspannung

NIS Netz- und Informationssicherheitssystem

NPV Kapitalwert

NS Niederspannung

PV Photovoltaik

SAIDI System Average Interruption Duration Index

SAIFI System Average Interruption Frequency Index

TINETZ TINETZ-Tiroler Netze GmbH

TR Trennschalter

UHA Unverzögerte Handausschaltung

UNE Unabhängiger Einfachausfall

UW Umspannwerk

VHA Verzögerte Handausschaltung

VNB Verteilnetzbetreiber

VOLL Value of Lost Load

VU Versorgungsunterbrechung

Einleitung und Motivation

Hervorgerufen durch die Klimakrise und dessen verheerende Folgen unterliegen die Energiesektoren einem Wandel; so auch die Energieerzeugung. Windkraft, Photovoltaik (PV) und Wasserkraft erfahren etwa zunehmende Popularität, um die Dekarbonisierung der Stromerzeugung voranzutreiben. Dadurch kommt es unweigerlich zu neuen Herausforderungen im Bereich der Energieverteilung [22].

Mit konventionellen Kraftwerken, wie Kohle- und Gaskraftwerken, wird eine erhebliche Energiemenge punktuell erzeugt und verteilt. Diese speisen die erzeugte Energie in der Hochspannung (HS) ein, in der diese anschließend über weite Strecken transportiert wird. Von hier aus erfolgt schlussendlich die Verteilung der Energie über die Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) etwa zu den einzelnen Haushalten oder Industriebetrieben, die den Strom nutzen. Das bedeutet, dass der Energietransfer traditionell nur in eine Richtung stattfindet; von den Kraftwerken in der Hochspannung zu den Abnehmer:innen in der MS und NS. Im Kontrast dazu werden die Abnehmer:innen durch erneuerbare Energien, wie die eigene Photovoltaikanlage am Dach, immer mehr auch zu Produzenten. In diesem Zusammenhang wird häufig der Begriff der Prosumer verwendet. Aber auch kleinere Wind- und Wasserkraftanlagen sind an der Mittelspannungsebene angeschlossen. Die Folge ist ein vermehrt auftretender bidirektionaler Energiefluss innerhalb des Stromnetzes, in Abhängigkeit von der aktuellen Erzeugung und dem entsprechenden Verbrauch [30].

Hinzu kommt die Elektrifizierung anderer Energiesektoren, wodurch sich laut der Studie der Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft [22] der Stromverbrauch in Österreich von 73 TWh im Jahre 2020 auf 138,5 TWh in 2040 nahezu verdoppeln wird. Die bestehenden Stromnetze sind aber aufgrund der zuvor erwähnten historischen Entwicklung der Stromerzeugung dafür nicht ausgelegt. Dies führt unweigerlich zu Problemen im gesamten Stromnetz, wodurch Investitionen notwendig sind.

Aus einer Studie des Austrian Institute of Technology geht etwa hervor, dass in Österreich bis 2040 Investitionen in das Stromnetz in der Höhe von 44,4 Mrd. € nötig werden können. Allein davon zeigt die Studie einen Investitionsbedarf von 21 Mrd. € in der MS und NS aufgrund von PV-Anlagen, Windkraft sowie privaten E-PKW-Ladungen und Wärmepumpen auf [32].

Diese Entwicklung stellen Verteilnetzbetreiber (VNB) vor große Herausforderungen, um das Stromnetz robust gegenüber den zukünftigen technischen Anforderungen auszulegen. Eine komplette Neugestaltung des Verteilnetzes ist jedoch aber speziell angesichts der Höhe der notwendigen Investitionen im relevanten Zeitraum der Dekarbonisierung nicht realistisch. Daher werden neue Lösungen gesucht, um das optimale Gleichgewicht zwischen dem Ressourcenaufwand und Nutzen zu finden.

Um Entscheidungen bezüglich des Netzausbaues zu treffen, ist eine Kriterien-basierte Entscheidungsfindung essenziell, die speziell der Versorgungszuverlässigkeit eine wichtige Rolle einräumt. Ausbaumaßnahmen können neue Leitungen, Transformatoren, Verstärkungen der

bestehenden Infrastruktur und darüber hinausgehende Maßnahmen sein. Eine vielversprechende Maßnahme ist es, die Mess- und Fernsteuerbarkeit im Netz zu erhöhen, um möglichst schnell und flexibel auf Änderungen des Lastflusses reagieren zu können, ohne die Netzinfrastuktur mit großem finanziellen Aufwand aus- und umzubauen zu müssen. Diese findet heutzutage in Österreich bereits in der HS Anwendung, wie aus Abbildung 1 hervorgeht. Demgegenüber steht die MS, in der dies nur in begrenztem Ausmaß zum Einsatz kommt. Daher liegt der Fokus dieser Arbeit auf dem Mittelspannungsnetz.

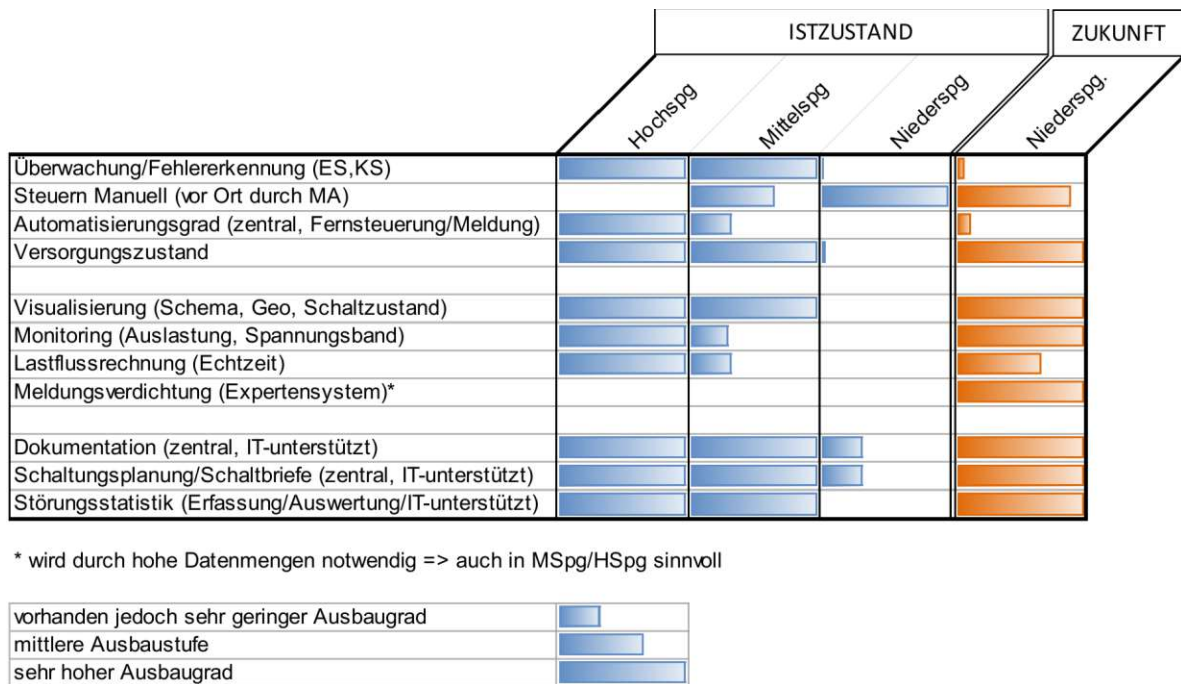


Abbildung 1.: Digitalisierungsgrade der Spannungsebenen in Österreich [7]

Kooperation mit TINETZ-Tiroler Netze GmbH

Die vorliegende Arbeit wurde in Zusammenarbeit mit dem größten VNB Tirols [27], der TINETZ-Tiroler Netze GmbH (TINETZ), durchgeführt. Die TINETZ ist einer der 27 tätigen Verteilnetzbetreiber Tirols, dessen Versorgungsgebiet in Abbildung 2 grau hinterlegt ist. Der VNB verfügt über 4.348 Netzanlagen zur Umspannung von Mittel- auf Mittel- bzw. Niederspannung. In der MS wird eine Gesamtleitungslänge von 4181,11 km mit einem Verkabelungsgrad von 75% betrieben, der Großteil davon mit einer Nennspannung von 25 kV. Diese 25-kV-Netze sind mit einer Erdschlusskompensation ausgestattet. Vereinzelt sind kleinere 10-kV-Netze isoliert ausgeführt. Neben der MS beinhaltet die Netzinfrastuktur der TINETZ auch 220-kV, 110-kV und 400-V-Leitungen [28].

Für diese Arbeit speziell relevant ist, dass derzeit in der TINETZ für die Netzausbauplanung bereits ein eigens entwickeltes Bewertungskriterium zum Einsatz kommt. Dieses Bewertungskriterium ist so konzipiert, dass bei einer Ausfalleistung ab 6-7 MW an einem beliebigen Punkt im Mittelspannungsnetz ein Netzausbau erforderlich ist. Die Verwendung eines Kriteriums, welches nur auf einer Leistung beruht, bringt Probleme mit sich. Der zeitliche Aspekt eines Ausfalles wird nicht berücksichtigt, wodurch nicht unterschieden wird, ob eine hohe Leistung für wenige Sekunden oder für mehrere Stunden ausfällt.

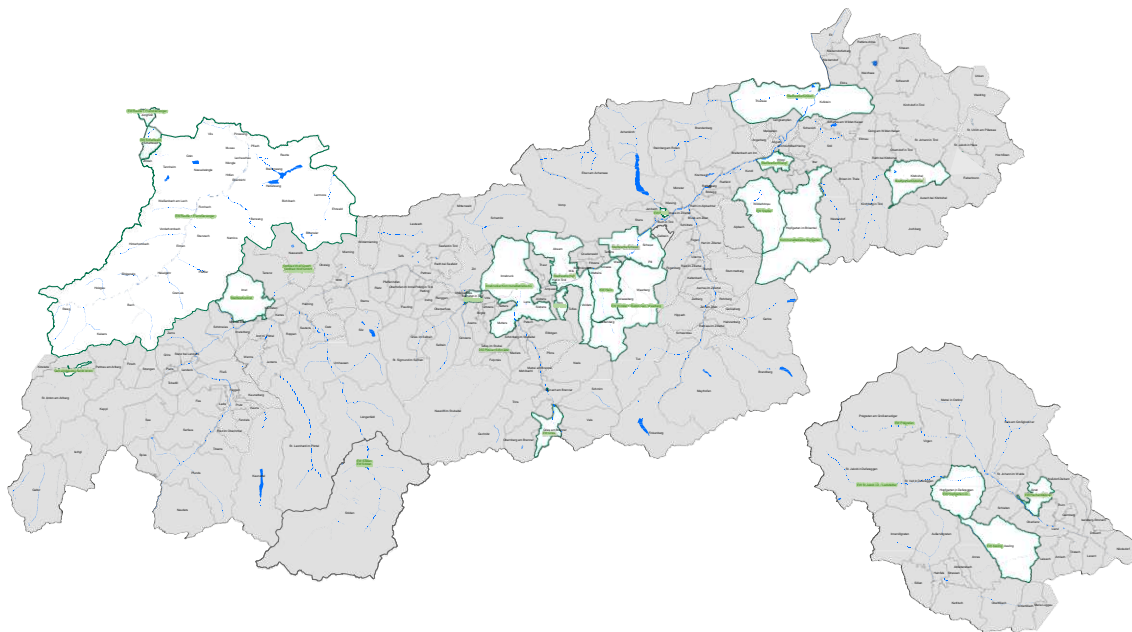


Abbildung 2.: Übersicht des Versorgungsgebietes der TINETZ [27]

Ziel der Arbeit

Aufgrund der zuvor erwähnten Sachverhalte, befasst sich diese Arbeit mit zwei zentralen Forschungsfragen. Zum einen mit der Frage: „Mit welchem Bewertungskriterium, basierend auf der Zuverlässigkeit, kann der Verteilnetzbetreiber Entscheidungen bezüglich des Netzausbaues treffen?“ und zum anderen: „Welche Auswirkungen kann die Mess- und Fernsteuerbarkeit auf die Versorgungszuverlässigkeit haben?“ Um diese Fragen beantworten zu können, wurden die folgenden Ziele definiert:

- Literaturüberblick über bereits bestehende Bewertungskriterien für die Netzausbauplanung.
- Erhebung und Aufbereitung der Daten, die für die Zuverlässigkeit relevant sind.
- Durchführung der Zuverlässigkeitsberechnungen für zwei ausgewählte Teilnetze.
- Anwendung der Kriterien aus der Literatur mittels eigen-programmierter Softwaretools.
- Vergleich der Kriterien untereinander sowie mit dem bereits verwendeten Kriterium der TINETZ.
- Betrachtung der Kriterien unter Berücksichtigung zukünftiger Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen.
- Simulation von ferngesteuerten Trennelementen im Netzgebiet.
- Entwicklung einer Formel zur Überprüfung der Rentabilität von ferngesteuerten Trennelementen anhand der Kosten und Position im Netz.

Gliederung der Arbeit

Kapitel 1 beschäftigt sich mit den Grundlagen der Zuverlässigkeit, sowie mit den Bewertungsmetriken der bestehenden Literatur. Die Berechnungsunterschiede der Versorgungszuverlässigkeit für verschiedene Netztopologien bis zur Versorgungsunterbrechung (VU) und deren Unterteilung.

Im darauffolgenden Abschnitt 2 wird die verwendete Methode und die Vorgehensweise Schritt für Schritt erläutert. Von der Festlegung der Rahmenbedingungen, über die Datenerhebung und Aufbereitung, bis hin zur Analyse und Auswertung der Ergebnisse mittels der Kriterien aus Abschnitt 1.

In Kapitel 3 werden die Ergebnisse der durchgeführten Analysen dokumentiert und diskutiert. Zusätzlich wird ein Überblick über die verschiedenen Kriterien und deren Vor- und Nachteile präsentiert.

Das Kapitel 4 beinhaltet die Schlussfolgerung zum Ergebnis dieser Arbeit, sowie einen Ausblick über die zukünftige Anwendung und Verbesserungsmöglichkeiten, um die Versorgungszuverlässigkeit und somit auch die Netzausbauplanung noch präziser gestalten zu können.

1. Grundlagen

1.1. Netztopologie

In Österreich ist das elektrische Stromnetz in sieben Netzebenen unterteilt. Die einzelnen Netzebenen sind in Tabelle 1.1 aufgelistet. Die Übertragung von Energie über weite Strecken erfolgt auf Netzebene 1 bis 3 und wird daher als Übertragungsnetz bezeichnet. Das Verteilnetz ist für die regionale Verteilung der Energie zuständig und besteht aus Ebene 5 bis 7. Netzebene 4 stellt die Verbindung zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz dar. Unabhängig von der Netzebene können Stromnetze drei topologische Grundformen annehmen, nämlich Strahlen-, Ringnetz sowie Maschennetz. In weiterer Folge sind diese auf Basis des Buches [30, Kapitel-2] näher beschrieben.

Netzebene	Beschreibung
1	Höchstspannung (380 kV & 220 kV, inklusive 380/220-kV-Umspanner)
2	Umspannung von Höchst- zu Hochspannung
3	Hochspannung (110 kV, inklusive der 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)

Tabelle 1.1.: Einteilung der Netzebenen in Österreich gemäß ElWOG 2010 § 63 [23]

1.1.1. Strahlennetz

Beim Strahlennetz, oft auch Radialnetz genannt, handelt es sich um die einfachste Form eines Stromnetzes. Dieses ist dadurch charakterisiert, dass die Versorgung des Netzes von einem Punkt aus, der Netzstation, erfolgt. Dabei wird zwischen einem unverzweigten und einem verzweigten Strahlennetz unterschieden. Beim unverzweigten Strahlennetz wird jeder Verbraucher über eine Leitung (LT) versorgt, wie in Abbildung 1.1 ersichtlich ist. Oft wird eine derartige Leitung auch als Stichleitung bezeichnet. Wie aus dem Namen des verzweigten Strahlennetzes bereits hervorgeht, verzweigen sich hier die Leitungen. Die Verbraucher:innen werden über eine oder mehrere Leitungen versorgt. Diese Netztopologie bringt einige Vorteile mit sich. Der Planungs- und Materialaufwand, sowie die Anforderungen des Netzschutzes sind im Vergleich zu anderen Topologien geringer.

Hinsichtlich der Zuverlässigkeit weist diese Ausführungsform jedoch Schwachstellen auf. Kommt es zu einem Fehler an einer beliebigen Stelle im Strahlennetz, so ist eine VU aller an diesem Netz angeschlossenen Verbraucher:innen unausweichlich. Durch den Einsatz von

1. Grundlagen

Schutzeinrichtungen kann in den meisten Fällen jedoch der Ausfall des gesamten Strahlennetzes verhindert werden, etwa wenn die Fehlerstelle durch eine Trennstelle isoliert werden kann. In diesem Fall fällt nur die Versorgung aller nachgelagerten Verbraucher:innen aus. Jene Verbraucher:innen, die zwischen der Netzstation und der Trennstelle liegen, können weiterhin versorgt werden.

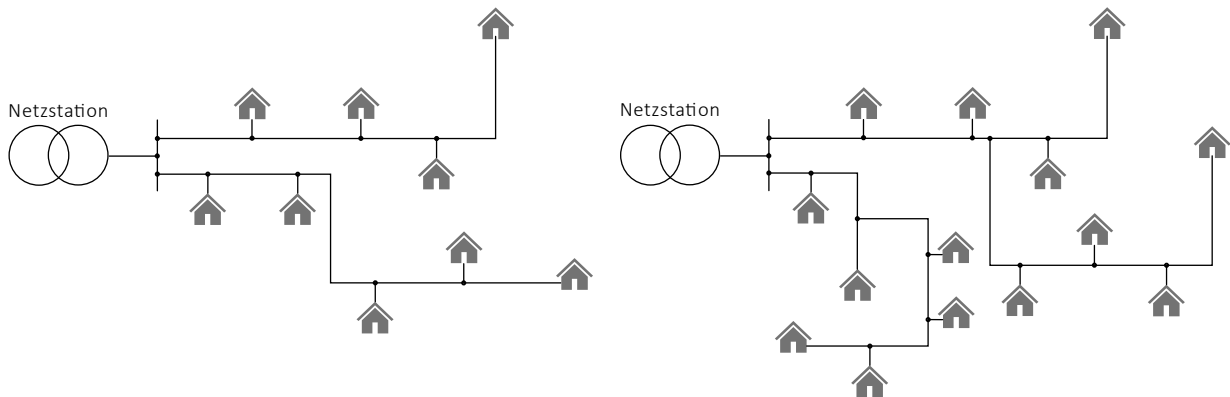


Abbildung 1.1.: Beispiel eines unverzweigten (l.) und verzweigten (r.) Strahlennetzes

1.1.2. Ringnetz

Ein Ringnetz definiert sich durch die markante Topologie einer ringförmigen Anordnung der Leitungsabschnitte. „In den Ringnetzen können die Enden zweier Strahlen betriebsmäßig verbunden werden“ [30, S.108]. Diese Verbindung erfolgt über das Schließen der Trennstelle in Abbildung 1.2. Gegenüber dem Strahlennetz weist diese Topologie eine höhere Versorgungszuverlässigkeit auf, da etwa bei einem Fehler auf einem der beiden Strahlen die Trennstelle geöffnet werden kann. Dadurch können die Verbraucher:innen auf dem fehlerfreien Strahl weiterhin versorgt werden. Beim Auftreten des Fehlers liegt jedoch kurzzeitig im gesamten Ringnetz eine VU vor. Dafür ist die Funktionsfähigkeit von Trennschaltern, kurz Trenner, verantwortlich. Trenner dürfen erst geöffnet werden, wenn der vorliegende Strom gegen die Betriebsspannung unterbrochen ist [12]. Erst nach der Öffnung des Trenners kann der Betrieb wieder aufgenommen werden und das fehlerfreie Strahlennetz wieder versorgt werden.

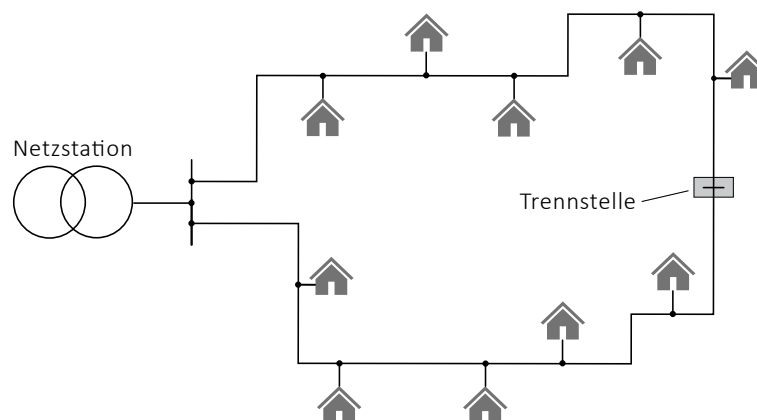


Abbildung 1.2.: Beispiel eines Ringnetzes

1.1.3. Maschennetz

Abbildung 1.3 stellt ein Beispiel eines Maschennetzes dar. Im Vergleich zum Ringnetz sind weitere Leitungen vorhanden, wodurch neue kleinere Ringe entstehen. Dabei können Leitungsabschnitte eines Ringes Teil eines anderen Ringes sein. Aufgrund der Vermaschung ist es möglich, Verbraucher:innen über verschiedene, unabhängige Leitungen zu versorgen. Dies führt zu einer deutlichen Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit. Weiters sind die Netzverluste und Spannungsabfälle geringer; im Gegenzug steigt jedoch der Materialaufwand. Außerdem kann es unter Umständen beim Ausfall des gesamten Netzes bei der Wiederinbetriebnahme zu Schwierigkeiten kommen [10]. Diese Form der Netztopologie findet in der Niederspannung hauptsächlich ihren Einsatz bei hoher Lastdichte, wie z. B. in Städten.

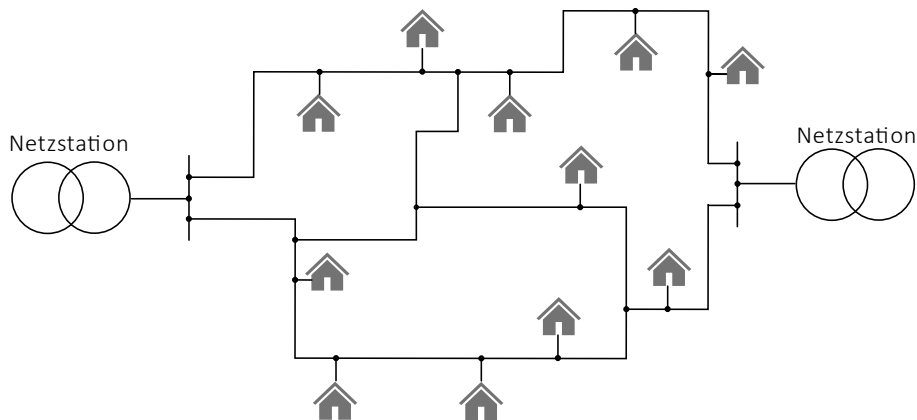


Abbildung 1.3.: Beispiel eines vermaschten Netzes

1.2. Ursachen von Versorgungsunterbrechungen

Versorgungsunterbrechungen werden in zwei Hauptkategorien unterteilt. Zum einen in die geplante und zum anderen in die ungeplante VU. Eine geplante VU, sowie ein regional außergewöhnliches Ereignis fließt nicht in die Ermittlung der Zuverlässigkeitskennzahlen ein [19]. Aufgrund dieser Tatsache werden diese im weiteren Verlauf der Arbeit nicht näher betrachtet, da sie außerhalb des Untersuchungsrahmens liegen. In Tabelle 1.2 sind mögliche Ursachen einer ungeplanten Versorgungsunterbrechung erläutert.

Sowohl Fehler als auch Störungen resultieren meist in einem Ausfall der Versorgung von Teilen oder des gesamten Netzes. Um deren Auswirkungen auf die Funktion der Betriebsmittel und des Systems zu minimieren, muss die Anlagenauslegung und Konzeption der Schutz Einrichtungen entsprechend angepasst sein [30]. Es gibt jedoch auch Ausnahmen in denen ein Fehler nicht sofort zu einer Versorgungsunterbrechung führt. Beispielsweise ermöglichen es Netze mit Erdschlusskompensation, beim Auftreten eines Erdschlusses, das Netz für eine Zeit lang trotz der bestehenden Fehlersituation weiter betreiben zu können [30]. Für weiterführende Informationen bezüglich der Schutztechnik von Stromnetzen wird auf die Quellen [30] und [10] verwiesen.

1.2.1. Ausfallmodelle

Ausfälle, die durch Störungen und Fehler im Stromnetz verursacht werden, können über Ausfallmodelle beschrieben werden. Zur Ermittlung der Ausfalldauer und -häufigkeit eines Aus-

1. Grundlagen

fallmodells werden sämtliche im Modell erfassten Ausfallarten berücksichtigt. Die einzelnen Ausfallmodelle sind in der Studie [4] ausführlich beschreiben. Im Weiteren sind die für diese Arbeit relevanten Ausfallmodelle auf Basis der oben genannten Quelle erläutert.

- **Unabhängiger Einfachausfall (UNE)-kurz/lang:** Dieser setzt sich aus den beiden Ausfallmodellen Einfachausfall mit Schutzauslösung (EAS) und Unverzögerte Handausschaltung (UHA) zusammen. Hierbei handelt es sich um den Ausfall eines Betriebsmittels, welcher nicht durch den Ausfall eines anderen Betriebsmittels verursacht wurde. Durch große Unterschiede in der Ausfalldauer von wenigen Minuten bei Störungen bis zur Dauer von Reparaturen werden diese in kurz und lang unterteilt.
- **Einfachausfall mit Schutzauslösung-kurz/lang:** Sind jene Einfachausfälle, die durch den Schutz ausgeschaltet werden. Wie zuvor, wird auch hier zwischen kurz und lang unterschieden.
- **Unverzögerte Handausschaltung:** Ist die Ausschaltung per Hand eines Einfachausfalls zur Verhinderung von Schäden, Gefährdungen und Störungsausweitungen, die sofort erfolgen muss. Maßnahmen, die der Versorgungssicherstellung von Verbraucher:innen dienen, dürfen vor der Ausschaltung nicht erfolgen. Ausgenommen davon sind fernbediente Maßnahmen.
- **Verzögerte Handausschaltung (VHA):** Umgekehrt zu der unverzögerten Handausschaltung dürfen innerhalb eines beschränkten Zeitraumes vor der Ausschaltung Maßnahmen getroffen werden.

Ursache	Beschreibung
Atmosphärische Einwirkung	Darunter fallen naturbedingte Ursachen, wie Hagel, Regen, Erdbeben, Lawinen, Hitze usw.
Fremdeinwirkung	Sind jene Ursachen, die durch Tiere, Brände, Fahrzeuge, Baggerarbeiten, Baumfällung und Dritte, um einige zu nennen, verursacht werden.
Netzbetreiberintern	Diese sind auf den Netzbetreiber zurückzuführen, sowie Störungen unbekannter Ursache. Dabei kann z. B. eine Fehlbedienung durch das Personal, Betriebsmittel oder Überlastung zu einer Störung oder im schlimmsten Fall zum Ausfall führen.
Versorgungsausfall/Rückwirkungsstörung	Ausfälle/Störungen im Übertragungsnetz, Verteilnetz oder in Erzeugungsanlagen die sich auf das betrachtete Netz auswirken können. Gesondert zu erfassen sind dabei Ausfälle in höheren Spannungsebenen, durch die die Netzbutzer:innen nicht weiter beliefert werden können.
Regional außergewöhnliches Ereignis	Diese sind in der END-VO 2012 unter § 2 Abs. 1 Z 6 wie folgt definiert: „Ereignisse, mit denen erfahrungsgemäß in einer bestimmten Region nicht zu rechnen ist und denen auch mit hinreichender Sorgfalt errichtete und betriebene Anlagen nicht störungsfrei standhalten würden“ [24].

Tabelle 1.2.: Erläuterung der ungeplanten Unterbrechungsursachen [19]

1.3. Versorgungszuverlässigkeit

„Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt das störungsfreie Funktionieren von einzelnen Netzelementen und Gesamtnetzen“ [19, S. 7]. Deren Beschreibung erfolgt meist über die Dauer und mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen.

Im Nachfolgenden werden die Grundlagen zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit, von der Durchführung für verschiedene Netztopologien bis hin zu den Auswirkungen von Schutzelementen, dargestellt. Zur besseren Verständlichkeit wird das gleichzeitige Auftreten mehrerer Ausfälle vernachlässigt. Die Erläuterungen des nachfolgenden Abschnitts beruhen auf dem Buch [9, Kapitel-7 & 8]

1.3.1. Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit

Für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit sind einige Parameter nötig. Die Zuverlässigkeit des Betriebsmittels i wird durch dessen durchschnittliche Ausfallhäufigkeit H_i pro Jahr und durchschnittlichen Ausfalldauer T_i in Stunden beschrieben. Bei diesen beiden Parametern handelt es sich jedoch, um die Erwartungswerte einer zugrunde liegenden Wahrscheinlichkeitsverteilung, wobei umgangssprachlich häufig der Begriff durchschnittliche Ausfallhäufigkeit und durchschnittliche Ausfalldauer verwendet wird. So ergibt sich etwa der Erwartungswert von H_i aus dem Kehrwert der Addition der Erwartungswerte der Zeitspanne zwischen zwei Ausfällen und der Aus-Dauer [21]. Deren Notation kann je nach Literatur variieren. So verwendet Billinton et al. in seinem Buch [9] für die Häufigkeit λ_i und r_i für die Dauer. Aufgrund der für diese Arbeit verwendeten Netzberechnungssoftware Neplan, welche H_i und T_i verwendet, wird diese im Folgenden angewendet. Aus dem Produkt von H_i und T_i ergibt sich die durchschnittliche jährliche Unterbrechungsdauer wie folgt

$$Q_i = H_i \cdot T_i \quad (1.1)$$

Häufig wird auch der Begriff der mittleren Nichtverfügbarkeit als Synonym für die Unterbrechungsdauer verwendet. Im Weiteren werden verkürzt lediglich die Begriffe Ausfallhäufigkeit, Ausfalldauer und Unterbrechungsdauer verwendet, wobei damit immer die Erwartungs- oder Durchschnittswerte gemeint sind.

Wird nun eine Last über eine einzelne Leitung versorgt, so kann die durchschnittliche jährliche Dauer der Versorgungsunterbrechung mit dieser Formel bereits berechnet werden. Sind für die Versorgung einer Last mehrere Betriebsmittel nötig, so müssen die Unterbrechungsdauern aller Betriebsmittel aufsummiert werden. Das wird anhand des Strahlennetzes in Abbildung 1.4 näher erläutert.

Strahlennetz

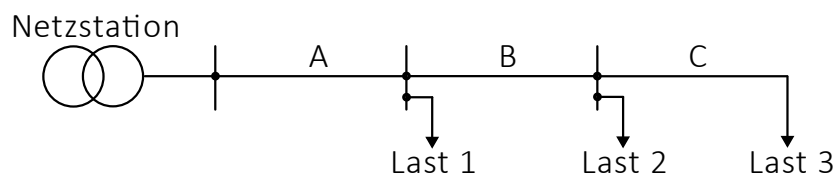


Abbildung 1.4.: Strahlennetz mit drei Lasten

1. Grundlagen

Dieses Beispielnetz besteht aus drei Sammelschienen sowie drei Lasten, deren Versorgung von der Netzstation aus, je nach Last, über eine oder mehrere der drei Leitungsabschnitte A bis C erfolgt.

In der ersten Annahme werden nur Ausfälle der Leitungen berücksichtigt. Um Last 3 versorgen zu können, müssen alle drei Leitungsabschnitte in Betrieb sein. Leitung A fällt einmal im Jahr mit einer Wahrscheinlichkeit von 30% aus, wie aus Tabelle 1.3 hervorgeht. Wenn es zu einem Ausfall kommt, dann ist diese Leitung für 1 h außer Betrieb.

Leitung	$H/(1/a)$	T/h
A	0,3	1
B	0,1	4
C	0,2	3

Tabelle 1.3.: Zuverlässigkeitszahlen der Leitungen aus Abb. 1.4

Somit ergibt sich mit der Gleichung (1.1) eine Unterbrechungsdauer von 0,3 h/a. Wiederholt man diese Berechnung für die Leitungen B und C, auf Basis der in Tabelle 1.3 angegebenen Werte, so ergibt sich die Unterbrechungsdauer äquivalent zu 0,4 h/a bzw. 0,6 h/a. Die gesamte Dauer von Last 3 beläuft sich daher auf 1,3 h/a. Dies kann mit der Formel

$$Q_{Last} = \sum_{i=1} H_i \cdot T_i \quad (1.2)$$

für jede beliebige Last durchgeführt werden. Für die beiden anderen Lasten ergibt sich, durch die fehlenden Schutz- bzw. Trennelemente, die idente Unterbrechungsdauer. Ein Fehler, etwa ein Kurzschluss (KS) auf Leitung B, würde zur Auslösung der Schutzeinrichtung an der Netzstation führen, wodurch keine der drei Lasten versorgt wäre. Erweitert man das Netz aus Abbildung 1.4 um drei Sicherungen, so verändert sich die Versorgungszuverlässigkeit. Abbildung 1.5 zeigt das modifizierte Strahlennetz.

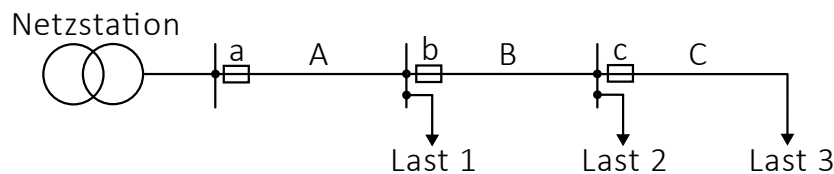


Abbildung 1.5.: Modifiziertes Strahlennetz mit Sicherungen

Ein Fehler auf Leitung B würde zur Auslösung der Sicherung b führen. Dadurch würde es zwar zu einer Versorgungsunterbrechung von Last 2 und 3 kommen, aber Last 1 hingegen wäre weiterhin versorgt. Äquivalent dazu würde ein Fehler auf Leitung C nur die Versorgung von Last 3 beeinflussen. Daher ist ersichtlich, dass die Unterbrechungsdauer von Last 1 nur von Leitung A abhängt und 0,3 h/a entspricht. Für die Nichtversorgung von Last 2 muss entweder Leitung A oder B ausfallen. Dies spiegelt sich in der Addition der beiden Ausfallhäufigkeiten wider. Im Gegensatz dazu dürfen die Ausfalldauern nicht einfach addiert werden. Diese kann durch

$$T_{Last} = \frac{Q_{Last}}{H_{Last}} = \frac{\sum_{i=1} H_i \cdot T_i}{\sum_{i=1} H_i} \quad (1.3)$$

berechnet werden. Im Vergleich zum Netz aus Abbildung 1.4 wirken sich die Sicherungen nicht auf die Zuverlässigkeitszahlen der Last 3 aus. Das markante Merkmal dieser Netztopologie ist, dass tendenziell Kund:innen, die von der Netzstation am weitesten entfernt sind, die meisten Ausfälle und die größte Nichtverfügbarkeit erleiden [9]. Diese ist auch anhand der berechneten Zuverlässigkeitszahlen in Tabelle 1.4 ersichtlich.

Last	$H_{Last}/(1/a)$	T_{Last}/h	$Q_{Last}/(h/a)$
1	0,3	1	0,3
2	0,4	1,75	0,7
3	0,6	2,17	1,3

Tabelle 1.4.: Zuverlässigkeitszahlen der Lasten aus Abb. 1.5

Die Sicherungen selbst haben wiederum eine Ausfallhäufigkeit sowie eine Ausfalldauer, die jener Zeit entspricht, die benötigt wird, um die Sicherung nach einer Auslösung auszutauschen. Dasselbe gilt für andere Schutz- und Trennelemente. Diese Aspekte werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit jedoch nicht beachtet.

Die Zuverlässigkeit bei Strahlennetzen ist, wie gezeigt, mit geringem Aufwand berechenbar. Bei den anderen beiden Netztopologien steigt die Komplexität der Berechnung mit dem Grad der Vermaschung an.

Ringnetz

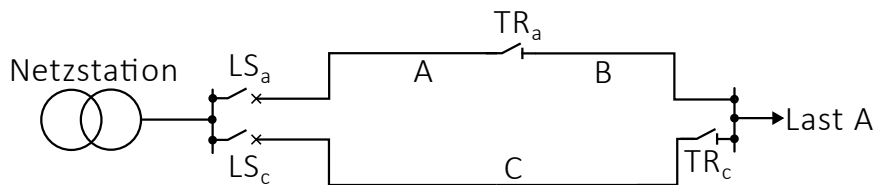


Abbildung 1.6.: Zuverlässigkeit eines Ringnetzes

Im Normalbetrieb wird das Ringnetz meist offen betrieben. Das geschlossene Ringnetz hingegen stellt einen besonderen Betriebsfall dar [30]. Abbildung 1.6 veranschaulicht ein minimalistisches Ringnetz, welches aus Leitungen, Trennschalter (TR) und Leistungsschalter (LS) sowie einer Last besteht. Dafür werden die gleichen Zuverlässigkeitszahlen aus Tabelle 1.3 angenommen.

Wird der Ring offen betrieben, so ist der Trenner a geschlossen und TR_c offen. Die Last wird über das Strahlennetz bestehend aus Leitung A und B versorgt. Ein Ausfall einer der beiden Leitungen würde zu einer Versorgungsunterbrechung führen. Nimmt man einen Kurzschluss auf Leitung A an, so würde der zugehörige Leistungsschalter LS_a auslösen. Somit wäre Last A nicht versorgt und das Ringnetz verhält sich gleich zum Strahlennetz aus Abbildung 1.4. Durch das Öffnen von TR_a kann die fehlerbehaftete Leitung vom restlichen Netz isoliert werden. Schließt man nun TR_c und LS_c , so kann die Last A über die Leitung C weiter versorgt werden, unter der Annahme, dass die Schalthandlungen unverzüglich durchgeführt werden. Ein Ausfall der Leitung B hingegen würde unweigerlich zu einer Versorgungsunterbrechung führen. Dies liegt an der Tatsache, dass die Last über die rechte Sammelschiene direkt mit

1. Grundlagen

Leitung B verbunden ist. Ein Ausfall von Leitung A oder C würde sich hingegen nicht auf die Versorgung der Last auswirken. Daher ergibt sich die Unterbrechungsdauer wie folgt:

$$Q_{LastA} = H_B \cdot T_B = 0,1 \text{ 1/a} \cdot 4 \text{ h} = 0,4 \text{ h/a}$$

In der Praxis müssen jedoch weitere Rahmenbedingungen berücksichtigt werden, die zu einer kurzzeitigen Versorgungsunterbrechung der Last führen würde. Aus der Auslösung des Leistungsschalters LS_a kann nur gefolgert werden, dass der KS entweder auf Leitung A oder B aufgetreten ist. Ein Fehler auf B führt wie zuvor erwähnt zu einer Versorgungsunterbrechung, aber nicht ein Fehler auf A. Daher muss der genaue Ort des Kurzschlusses lokalisiert werden. Diese Ortung bzw. Eingrenzung des möglichen Fehlerortes kann meist von der Netzwerke aus durch die Verwendung von Messgeräten erfolgen. Wird der Fehler auf A lokalisiert, so kann im zweiten Schritt TR_a geöffnet und TR_c sowie LS_c geschlossen werden. Dies kann je nach Ausführungsform des Trenners sofort über die Fernsteuerung oder manuell durch das Personal vor Ort erfolgen. Dadurch entspricht die tatsächliche Ausfalldauer $T_{Tat.}$ nicht mehr der Ausfalldauer der Leitung, sondern der Umschaltzeit $T_{Um.}$. Beim Ausfall von Leitung A ergibt sich somit unter der Annahme einer ferngesteuerten Umschaltzeit von 1 min der folgende Ablauf.

1. $t = 0^-$: Ausfall von Leitung A
2. $t = 0^+$: LS_a löst aus und Last A ist nicht versorgt
3. $t = 1 \text{ min}$: TR_a öffnet und TR_c sowie LS_c schließt
4. $t \geq 1 \text{ min}$: Last A ist wieder versorgt

Daraus ergibt sich die Unterbrechungsdauer für diesen Ausfall in Tabelle 1.5. Durch Einfügen der Werte aus der Tabelle in Formel (1.2) ergibt sich die gesamte Unterbrechungsdauer der Last zu 0,405 h/a. Bei manueller Betätigung der Trenner und einer angenommenen Umschaltzeit von 30 min ergibt sich ein Wert von 0,55 h/a. Im Vergleich dazu würde die Last bei einem Strahlennetz bestehend aus A und B für eine Dauer von 0,7 h/a nicht versorgt werden.

Ausfall von	$H_{LT}/(1/a)$	T_{LT}/h	$T_{Tat.}/h$	$Q_{Last}/(h/a)$
A	0,3	1	0,0167	0,005
B	0,1	4	4	0,4
C	0,2	3	0	0

Tabelle 1.5.: Auswirkung der Fernsteuerung auf die Zuverlässigkeitszahlen der Last A

Der wesentliche Unterschied besteht daher in der Verwendung von Trennschaltern, die es ermöglichen fehlerbehaftete Leitungen zu isolieren und einen Großteil der Verbraucher:innen nach einer kurzen Umschaltzeit wieder versorgen zu können.

Ausfallenergie

Nachdem für jede Last die Unterbrechungsdauer ermittelt werden kann, muss diese noch mit der Wirkleistung der Last in Verbindung gebracht werden. Dadurch ergibt sich mit

$$W = P \cdot Q \quad (1.4)$$

die jährliche Ausfallenergie. Angewendet auf das Ergebnis aus Tabelle 1.5 der drei möglichen Ausfälle, die zu einer VU der Last führen, ergibt sich somit eine Ausfallenergie von

$$W_{Last} = P_{Last} \cdot \sum_{i=1}^3 Q_i = 2 \text{ MW} \cdot 0,405 \text{ h/a} = 0,81 \text{ MWh/a}$$

unter der Annahme einer Wirkleistung der Last von 2 MW.

1.3.2. Berücksichtigung von Spannungs- und Belastungsgrenzen

Die in Abschnitt 1.3.1 erläuterte Vorgehensweise zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit berücksichtigt keine betrieblichen Vorgaben. Diese müssen aber auch bei Ausfällen eingehalten werden. Eine Änderung der Topologie durch eine Umschaltmaßnahme, wie oben dargestellt, kann zu Spannungsbandverletzungen führen, die nicht den betrieblichen Vorgaben entsprechen [30]. Es kann aber auch zu Überschreitungen der Belastungsgrenzen von einzelnen Betriebsmitteln kommen. Betrachtet man das in Abbildung 1.6 dargestellte Ringnetz, so kann die Umschaltung der Versorgung auf Leitung C zur Nichteinhaltung deren Grenzwertes führen. In beiden Fällen wäre die Umschaltung daher unzulässig.

Bei Betriebsmitteln besteht allerdings die Möglichkeit, diese im Einzelfall für kurze Zeit höher auszulasten, sofern dies die Spezifikationen der Betriebsmittel und die Umgebungsbedingungen zulassen [30].

1.4. Bewertungskriterien zur Netzausbauplanung

In der einschlägigen Literatur finden sich verschiedene Kriterien mit unterschiedlichen Herangehensweisen. Das Ziel des Ausbaus ist es das Stromnetz für die zukünftigen Aufgaben zu ertüchtigen [30]. Detaillierte Ausführungen zu diesem Thema finden sich in dem Buch [30] unter Kapitel 1 von Karl Friedrich Schäfer. Ein Ansatz ist es die Versorgungszuverlässigkeit zu bewerten, um daraus Schlüsse für die Netzausbauplanung ziehen zu können. Ein anderer Ansatz basiert wiederum auf einer rein wirtschaftlichen Betrachtung. Im Folgenden werden verschiedene Bewertungskriterien vorgestellt.

1.4.1. Zuverlässigkeitskennzahlen

Die Herausforderung der in Kapitel 1.3.1 eingeführten Kennzahlen liegt darin, dass diese nicht immer das Verhalten des Systems vollständig abbilden können. Diese werden ausgewertet, unabhängig davon, ob durch den Ausfall ein:e Netzbenutzer:in oder 100 Netzbenutzer:innen betroffen sind. Dasselbe gilt für die Leistung der einzelnen Lasten. Dieser Aspekt wird durch die Zuverlässigkeitskennzahlen erfasst [9]. Die nachfolgende Erläuterung der Zuverlässigkeitskennzahlen basiert auf der jährlich veröffentlichten Ausfall- und Störungsstatistik der Regulierungsbehörde E-Control [19].

System Average Interruption Duration Index (SAIDI)

SAIDI verwendet als Bezugsgröße die Anzahl der Netzbenutzer:innen bzw. Kund:innen und bildet die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit in min/a ab. Mathematisch wird der SAIDI

1. Grundlagen

durch Formel (1.5) berechnet.

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum \text{Kumulierte Unterbrechungsdauer der pro Anlassfall betroffenen Kunden}}{\text{Gesamtanzahl der Netzkunden}} = \frac{\sum_{i=1} Q_i \cdot N_i}{N_{ges}} \quad (1.5)$$

System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)

Dieser Index, sowie der SAIDI fällt unter die Kategorie der kundenbezogenen Kennzahlen. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Indizes ist anhand der beiden Formeln (1.5) und (1.6) ersichtlich. SAIFI berücksichtigt nur die Anzahl der Kunden, bei welchen eine Versorgungsunterbrechung vorliegt, unabhängig von deren Dauer. Somit spiegelt dieser die kundenbezogene mittlere Unterbrechungshäufigkeit in 1/a wider.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Gesamtanzahl der unterbrochenen Kunden}}{\text{Gesamtanzahl der Netzkunden}} = \frac{\sum_{i=1} H_i \cdot N_i}{N_{ges}} \quad (1.6)$$

Average System Interruption Duration Index (ASIDI)

Im Vergleich zu den vorherigen beiden, ist der ASIDI leistungsbezogen. Dieser wird auf Basis aller leistungsgewichteten Versorgungsunterbrechungen berechnet und ergibt sich wie folgt:

$$\text{ASIDI} = \frac{\sum \text{Scheinleistung} \cdot \text{Unterbrechungsdauer je Anlassfall}}{\text{Gesamte installierte Transformator Nennscheinleistung}} = \frac{\sum_{i=1} S_i \cdot Q_i}{S_{Tr-ges}} \quad (1.7)$$

Eine niedrige Zuverlässigkeitskennzahl ist dabei ein Indikator für eine entsprechend hohe Versorgungssicherheit. In Österreich sind die beiden Kennzahlen SAIDI und ASIDI in der END-VO 2012 verankert. Dabei haben die Verteilnetzbetreiber gemäß § 7 Abs. 4 & 5 sicherzustellen, dass der SAIDI und ASIDI Wert jährlich unterhalb von 170 bzw. 150 Minuten liegt, basierend auf einem gleitenden 3-Jahres-Durchschnitt [24]. Für deren Ermittlung werden nur die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen unabhängig von regionalen außergewöhnlichen Ereignissen herangezogen, siehe Abschnitt 1.2. Mithilfe dieser Bewertung der Versorgungssicherheit kann im Anschluss eine Entscheidung bezüglich des Netzausbaus getroffen werden.

1.4.2. (N-1)-Kriterium

Die Ausbauplanung des österreichischen Übertragungsnetzes wird dabei auf Grundlage des (N-1)-Kriteriums durchgeführt [16]. In Art. 3 Absatz 2 Ziffer 14 der *Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb* lautet der Wortlaut in Bezug auf das Kriterium wie folgt: „(N-1)-Kriterium“ bezeichnet die Regel, wonach die nach dem Auftreten eines Ausfalls weiter in Betrieb befindlichen Betriebsmittel innerhalb der Regelzone eines Übertragungsnetzbetreibers in der Lage sind, sich an die neue Betriebssituation anzupassen, ohne betriebliche Sicherheitsgrenzwerte zu überschreiten“ [20]. Wie aus dem Satz erkennbar ist, wird diese Regel für die Beurteilung von Übertragungsnetzen herangezogen, jedoch nicht für Verteilnetze.

Schäfer führt daher in seinem Buch [30] den Begriff „(N-1)-sicher mit Umschaltreserve“ ein. Dabei werden kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen toleriert, sofern die Versorgung nach erforderlicher Umschaltmaßnahmen fortgesetzt werden kann. Unter dem Begriff kurzzeitig kann in Bezug auf das Mittelspannungsnetz eine Dauer von bis zu zwei Stunden verstanden werden.

Diese Bedingung ist bei Maschennetzen und Ringnetzen, wie in Abschnitt 1.3.1 dargestellt, erfüllt, sofern die Umschaltzeit innerhalb dieser Dauer liegt. Bei Strahlennetzen hingegen liegt keine weitere Versorgungsmöglichkeit vor. In diesem Fall greift das Kriterium und ein Netzausbau ist erforderlich.

1.4.3. Zollenkopfkriterium

Die Grenzkurve des Zollenkopfkriteriums ist ein Maßstab für die Qualitätsaspekte in Stromversorgungsnetzen ([35], zit. n. [8, S. 114]). Das einfache Zollenkopfkriterium vereint die Ausfalldauer und ausgefallene Leistung einer Last. Dabei wird die Ausfalldauer auf der y-Achse und die ausgefallene Leistung auf der x-Achse einer doppelt logarithmischen Skala aufgetragen. Weiters muss die maximal zulässige Ausfalldauer und Menge der nicht gelieferten Energie definiert werden. Dadurch entsteht die vorhin erwähnte Grenzkurve, die für die Netzausbauplanung herangezogen werden kann. Die konkrete Auslegung des Zollenkopfkriteriums obliegt dabei im Regelfall dem Netzbetreiber [1].

Durch diese Definition der Grenzkurve ergibt sich allerdings der Nachteil [8], dass die Häufigkeit von Ausfällen, die zu einer Versorgungsunterbrechung führen, nicht berücksichtigt werden. Dies wird durch das erweiterte Zollenkopfkriterium gelöst. Es wird nicht mit der Ausfalldauer T in Stunden, sondern mit der durchschnittlichen jährlichen Unterbrechungsdauer Q in Stunden pro Jahr gerechnet. Dieser Unterschied wird anhand des Strahlennetzes mit Sicherungen aus Abbildung 1.5 sichtbar.

Durch das Einsetzen der Ergebnisse aus Tabelle 1.4 und einer angenommenen Wirkleistung jeder Last in Formel (1.4), ergeben sich die Ausfallenergien in Tabelle 1.6. Wobei für das einfache Zollenkopfkriterium, wie zuvor erwähnt, die Ausfalldauer T und für das erweiterte Q herangezogen wird. Diese können nun in das Zollenkopfdiagramm 1.7 eingetragen werden.

Last	P/MW	einfaches Zollenkopfkriterium		erweitertes Zollenkopfkriterium	
		T/h	W/MWh	$Q/(\text{h/a})$	$W/(\text{MWh/a})$
1	0,5	1	0,5	0,3	0,15
2	0,3	1,75	0,53	0,7	0,21
3	0,7	2,17	1,52	1,3	0,91

Tabelle 1.6.: Vergleich des einfachen und erweiterten Zollenkopfkriteriums

Unter der Annahme einer maximal zulässigen Ausfalldauer von 10 h für Ausfallleistungen unter 0,1 MW und einer maximalen Ausfallenergie von 1 MWh für $P > 0,1$ MW bzw. für das erweiterte Kriterium 10 h/a und 1 MWh/a ergibt sich die eingezeichnete Grenzkurve im Diagramm 1.7. In diesem kann sofort die Notwendigkeit eines Netzausbaues eruiert werden. Liegt eine Last oberhalb der Grenzkurve, so ist die Notwendigkeit eines Ausbaus gegeben. Hier ist auch der zuvor angesprochene Nachteil ersichtlich. Beim einfachen Kriterium überschreitet Last 3 den Grenzwert. Somit wäre ein Netzausbau notwendig auch wenn die Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall in einem Jahr nur bei 60% liegt. Wird diese aber berücksichtigt, wie beim erweiterten Zollenkopfkriterium, so ist kein Ausbau erforderlich. Dasselbe gilt für Last eins und zwei, wobei dies bei beiden Kriterien der Fall ist. In der *Branchenempfehlung Distribution Code Schweiz* [5] sind beide Varianten in den Planungsgrundsätzen als mögliche ergänzende Metriken für die Ausbauplanung angegeben.

1. Grundlagen

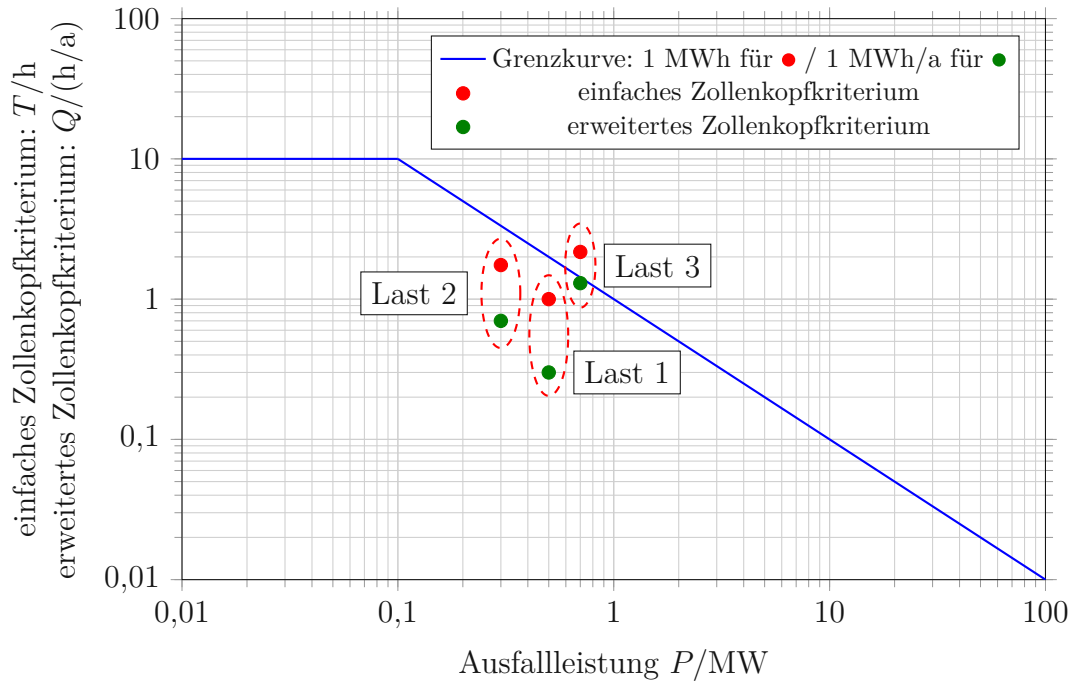


Abbildung 1.7.: Zollkopfdiagramm für das Strahlennetz aus Abbildung 1.5

1.4.4. Kosten-Nutzen-Analyse

Der Zweck der Kosten-Nutzen-Analyse ist es Entscheidungen in Bezug auf deren Nutzen zu bewerten. Im Gegensatz zu anderen Methoden ermöglicht diese den quantitativen Vergleich von verschiedener Investitionsoptionen [13]. So können Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit aus ökonomischer Sicht gegenübergestellt werden. Zu Beginn müssen dafür einige Parameter festgelegt werden, nämlich der Betrachtungszeitraum T_B , Kalkulationszinssatz j , Investitionssumme I und der Value of Lost Load (VOLL). Letztere ist ein ökonomischer Wert, der sich aus der Zahlungsbereitschaft WTP eines Endverbrauchers zur Vermeidung von Versorgungsunterbrechungen und der erwarteten nicht gelieferten Energiemenge $EENS$ zusammensetzt [33] und wird mit

$$VOLL = \frac{\sum WTP}{\sum EENS} \quad (1.8)$$

berechnet.

Wird eine Maßnahme korrekt umgesetzt, führt dies in der Regel zu einer Reduktion der Ausfallenergie. Deren Multiplikation mit dem VOLL ergibt die finanziellen Einsparungen und durch Subtraktion der Betriebskosten erhält man schließlich den jährlichen Kapitalfluss CF_t . Abbildung 1.8 zeigt den VOLL in Österreich basierend auf einer Umfrage [33] der E-Control mit der Verbraucheraggregation und Fallzahlen aus Tabelle 1.7.

Verbrauchssektor	Haushalt	Produzierender Bereich	Öffentliche und Private Dienstleistungen & Transportwesen
N	1002	205	230

Tabelle 1.7.: Verbraucheraggregation und Fallzahlen der Umfrage [33]

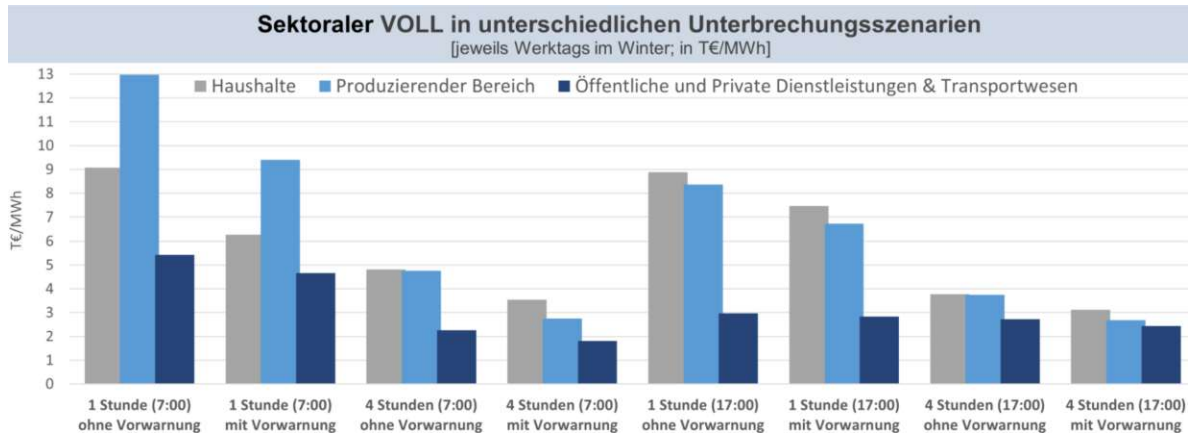


Abbildung 1.8.: VOLL nach Verbrauchssektor und Unterbrechungsszenario [33]

Mit all diesen Parametern sowie eines gegebenenfalls vorhandenen Restwert L der Investition am Ende des Betrachtungszeitraumes, kann der Kapitalwert (NPV) der Investition mit

$$NPV = -I + \sum_{t=1}^{T_B} \frac{CF_t}{(1+j)^t} + L \cdot (1+j)^{-T_B} \quad (1.9)$$

berechnet werden. Je höher dieser Wert ausfällt, desto rentabler ist die Maßnahme.

2. Methode

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise der Analyse dieser Arbeit in chronologischer Reihenfolge erläutert. Die Methode ist in drei Hauptabschnitte gegliedert: die Vorbereitung, die Berechnung der Zuverlässigkeit und abschließend die Analyse und Auswertung der Ergebnisse. Der Ablauf ist als Flussdiagramm in Abbildung 2.1 dargestellt.

2.1. Vorbereitung

2.1.1. Rahmenbedingungen

Um eine gezielte und detaillierte Analyse durchführen zu können, müssen für die hier vorliegende Analyse gewisse Rahmenbedingungen bzw. Fokusbereiche dieser Arbeit definiert werden. Die Rahmenbedingungen wurden auf Basis der verfügbaren Daten und in Absprache mit der TINETZ erarbeitet. Diese sind nachfolgend aufgelistet und im Weiteren näher erläutert.

- Es werden nur Ausfälle des betrachteten Netzes berücksichtigt. Ausfälle in Nachbarnetzen sowie des vor- bzw. nachgelagerten Hoch- und Niederspannungsnetzes werden nicht berücksichtigt.
- Es werden nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen betrachtet
- Alle Schutz- und Trennelemente werden als ideal betrachtet
- Es werden nur Ausfälle von Kabel und Freileitungen in Betracht gezogen
- Betrachtung einzelner Zeitpunkte bzw. Lastfälle
- Keine Inselbetriebsfähigkeit

Die hier vorliegende Methode bezieht sich im Rahmen dieser Arbeit alleine auf das Mittelspannungsnetz der TINETZ. Ausfälle, die im vor- bzw. nachgelagerten Hoch- und Niederspannungsnetz, sowie in Nachbarnetzen auftreten, können sich auf die Zuverlässigkeit des Mittelspannungsnetzes auswirken. Ein Fehler auf der 110-kV-Seite eines 110kV-/25-kV-Umspannwerkes kann unter Umständen zu einer VU des gesamten Mittelspannungsnetzes führen, sofern keine anderwärtige Versorgungsmöglichkeit besteht. Für die alleinige Betrachtung der Mittelspannung wurden solche Fehlerursachen vernachlässigt.

Wie in Kapitel 1.2 bereits erläutert, können auch geplante Versorgungsunterbrechungen auftreten. In solchen Fällen werden vom Netzbetreiber im Voraus Maßnahmen getroffen, um das Versorgungsgebiet trotzdem bestmöglich zu versorgen. Daher wurden nur die ungeplanten Versorgungsunterbrechungen betrachtet.

Grundsätzlich besitzen Elemente der Schutztechnik in der Praxis eine Wahrscheinlichkeit, mit der ein Fehler nicht richtig erkannt oder nicht zur Auslösung des Schutzes führt. Für die hier vorliegende Analyse wurde angenommen, dass die einzelnen Schutzelemente ideal funktionieren.

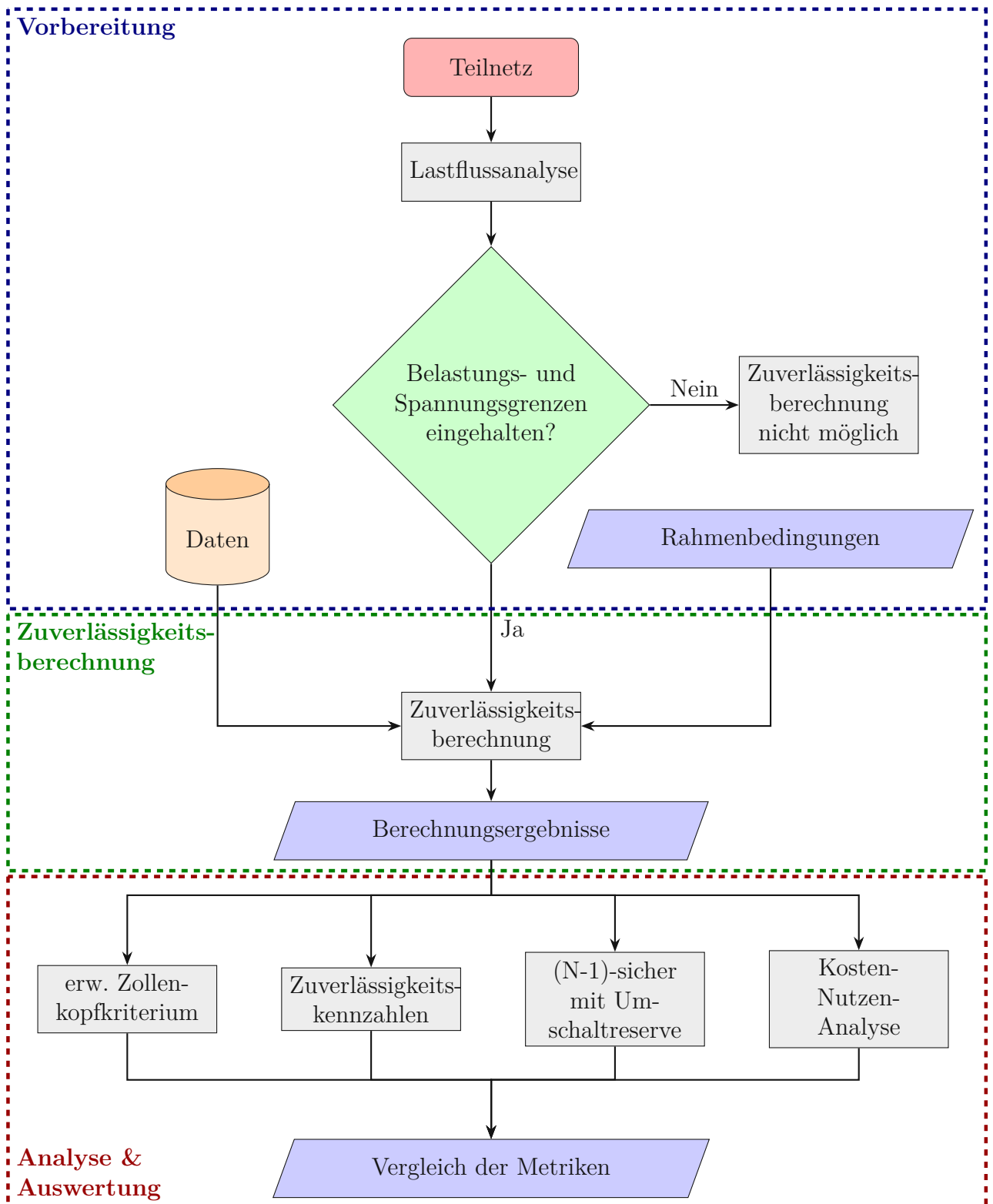


Abbildung 2.1.: Flussdiagramm der Methode

Der Ausfall jedes Betriebsmittels kann zu einer Versorgungsunterbrechung führen, wodurch jedes Betriebsmittel eine Ausfallhäufigkeit aufweist [9]. Die für diese Arbeit bereitgestellten Netzmodelle in Neplan, werden vom Netzbetreiber hauptsächlich für die Lastfluss- und Kurzschlussanalyse verwendet. Aufgrund dieser Tatsache sind häufig Schaltanlagen in vereinfachter Form abgebildet. In der Praxis besteht ein typischer Abgang einer Einfachsammschiene aus Trenner, Leistungsschalter und einem zweiten Trenner [10]. Fällt nun der Leistungsschalter aus, so würde die Fehlerstelle durch Öffnung beider Trenner vom restlichen Netz isoliert werden. In den besagten Netzmodellen ist meist nur ein Trenner vorhanden, wodurch der Ausfall des LS auch den Ausfall des gesamten Abgangs oder der Sammschiene zur Folge hätte. Auf Grund dieser zum Teil unvollständigen Netzmodelle konnten in dieser Arbeit nur Ausfälle von Kabel und Freileitungen berücksichtigt werden.

Die Zuverlässigkeit variiert je nachdem, welcher Betriebszustand zum Zeitpunkt eines Fehlers vorliegt. Bei einer hohen Stromnachfrage kann es aufgrund von Umschaltmaßnahmen, hervorgerufen durch einen Ausfall, zu Überlastungen oder Verletzungen des Spannungsbandes kommen. Für eine detaillierte Zuverlässigkeitsberechnung müsste man diese für jeden Zeitpunkt des Jahres durchführen. Dies würde einen erheblichen Rechenaufwand erfordern, weshalb für die Berechnung einzelne Zeitpunkte ausgewählt wurden. Da die jeweilige Zuverlässigkeitsberechnung Ausgangslage für die Netzausbauplanung ist, wurden jene Lastfälle ausgewählt, die bereits von der TINETZ für diesen Zweck herangezogen werden.

Bei einem Ausfall eines Betriebsmittels wodurch ein Netzabschnitt vollständig vom Stromnetz getrennt ist, ist bei einem Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch in diesem Abschnitt ein Inselbetrieb unter bestimmten Voraussetzungen theoretisch möglich. Diese Möglichkeit wurde jedoch in der Analyse nicht berücksichtigt.

2.1.2. Auswahl der Teilnetze

Wie in der Einleitung bereits erwähnt, betreibt die TINETZ ein geografisch ausgedehntes Mittelspannungsnetz. Die Betrachtung des gesamten Netzes würde den Rahmen dieser Arbeit überschreiten. Daher wurden zwei Teilnetze unterschiedlicher Merkmale ausgewählt, die das gesamte Mittelspannungsnetz bestmöglich abbilden. Die Auswahl erfolgte anhand geografischer Gegebenheiten, Netztopologie, Freileitungsanteil und Lastdichte.

Die grobe Abgrenzung der Teilnetze wurde so gewählt, dass die Umspannwerke die Netzgrenzen darstellen. Je nach Teilnetz handelt es sich dabei um ein Umspannwerk (UW) oder mehrere. In Tabelle 2.1 sind die Eckdaten der Teilnetze ersichtlich und im Weiteren kurz beschrieben.

Beschreibung	Teilnetz 1		Teilnetz 2		
	10 kV	25 kV	3-6 kV	10 kV	25 kV
ges. Kabellänge in km	4,94	89,05	13,97	21,74	125,85
ges. Freileitungslänge in km	2,52	43,55	0,34	5,26	33,55
Verkabelungsgrad in %	66,22	67,16	97,62	80,52	78,95
Anzahl der Stationen	10	156	19	55	178
Kundenanzahl	580	6071	923	5037	7295
ges. installierte Scheinleistung Last in MVA	1,62	63,31	3,17	12,07	62,95
ges. installierte Erzeugungsleistung S_r in MVA	0,55	170,77	1,09	0,24	1,63
ges. installierte Trafoscheinleistung in MVA	3,21	100,30	6,82	22,58	115,20

Tabelle 2.1.: Detailinformationen der beiden Teilnetze [29]

Teilnetz 1

Hierbei handelt es sich um ein verzweigtes Strahlennetz, siehe Abbildung 2.2. Dieses ist charakteristisch für viele Netzgebiete der TINETZ mit einer Besonderheit: die Energieeinspeisung des Strahlennetzes erfolgt über jeweils zwei Umspannwerke von beiden Seiten. Darüber hinaus befindet sich in der Mitte des Netzes eine offene Trennstelle. Das Strahlennetz rechts von der Trennstelle weist im Gegensatz zur linken Seite einen hohen Freileitungsanteil auf. Der Großteil der eingezeichneten Stationen sind Ortsnetzstationen mit Ausnahme weniger Übergabepunkte zu großen Verbrauchern und Umspannstationen von 25 kV auf 10 kV. Ortsnetzstationen und Übergabepunkte sind in den Netzmodellen als Last hinterlegt. Wenn daher im weiteren Verlauf der Diplomarbeit von Lasten gesprochen wird, sind hierbei immer diese Stationen gemeint. Das zugehörige Blockschema ist im Anhang in Abbildung A.1 zu sehen.

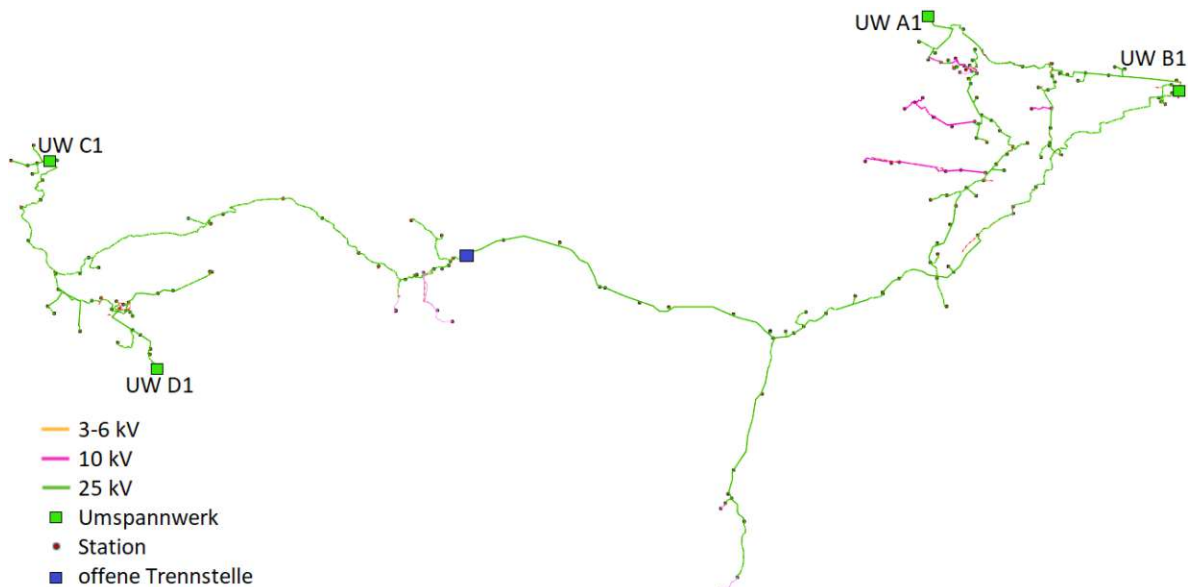


Abbildung 2.2.: Geoschema Teilnetz 1 [29]

Teilnetz 2

Das Geoschema von Teilnetz 2 ist in Abbildung 2.3 dargestellt. Dieses besteht im Normalbetrieb aus zwei Strahlennetzen mit einer offenen Trennstelle, die über deren Schließung im oberen Bereich des Netzes zu einem Ringnetz zusammen geschaltet werden können. Die beiden Strahlennetze werden von den Umspannwerken UW A2 bzw. UW B2 versorgt, welche über eine weitere Leitung untereinander verbunden sind. UW A2 befindet sich außerhalb einer Ortschaft, deren Versorgung über ein 10-kV-Netz erfolgt. Entlang der Strahlennetze befinden sich weitere kleinere Ortschaften mit geringer Lastdichte. In Abbildung A.2 ist das Blockschema veranschaulicht.

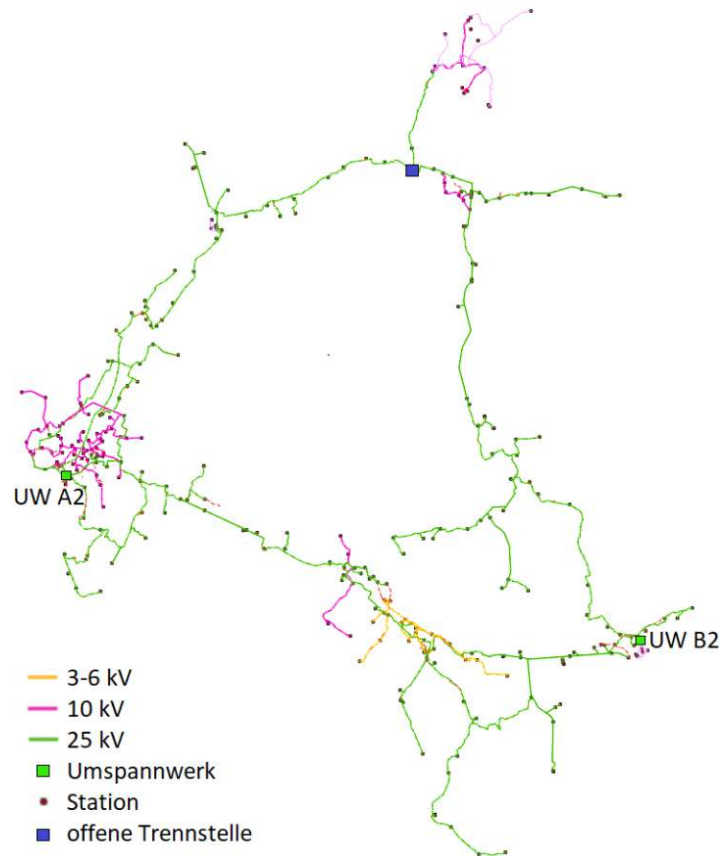


Abbildung 2.3.: Geoschema Teilnetz 2 [29]

2.1.3. Daten

Ausgangslage der Methode ist die Erhebung und Aufbereitung der Daten die für eine Zuverlässigkeitsberechnung benötigt werden. Inkonsistente Daten oder eine geringe Datenqualität wirken sich selbst bei einer methodisch korrekten Durchführung der Berechnung negativ auf die Aussagekraft der Ergebnisse aus. Daher sind für die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit des Mittelspannungsnetzes Daten nötig, die die oben angesprochenen Kriterien erfüllen.

Um die einfache Replizierbarkeit der Zuverlässigkeitsberechnung für weitere Teilnetze gewährleisten zu können, wurden Excel-Tools programmiert. Diese automatisieren die Implementierung der verschiedenen Daten in die Netzmodelle der TINETZ.

Zuverlässigkeitskenndaten

Verteilnetze in flachen Regionen sind anderen äußerlichen Einwirkungen ausgesetzt als jene in gebirgigem Gebiet. Lawinen, Steinschläge oder dergleichen wirken sich direkt auf die Zuverlässigkeitsparameter der Betriebsmittel aus. Die Verwendung der Parameter anderer Verteilnetzbetreiber oder aus Statistiken ist zwar möglich, würde aber die Gegebenheiten des in den Alpen befindlichen Stromnetzes der TINETZ nicht widerspiegeln. Aufgrund der vorangegangenen Begründungen wurden ausschließlich Daten der TINETZ verwendet.

Störungen, Schäden oder Versorgungsunterbrechungen jeglicher Art werden von der TINETZ protokolliert. Dafür wird die Software InterAss eingesetzt. Hierbei werden auch jene

2. Methode

erfasst, die, wie in Kapitel 1.2 erläutert, nicht in die Ermittlung der Zuverlässigkeitskennzahlen einfließen. Mithilfe der Auswertungsmöglichkeiten innerhalb InterAss konnten diese für die Analyse ausgeschlossen werden. Hierfür wurde die InterAss-Auswertung „Zuverlässigkeits-Kennzahlen“ verwendet, welche die Zuverlässigkeitskennzahlen für die Netzberechnung ermittelt. Die genaue Ermittlung und Liste der berücksichtigten Störungen und Fehler sind in [2] beschrieben.

Für die Auswertung wurde der Betrachtungszeitraum von Anfang 2004 bis Ende 2024 gewählt. Entsprechend der in Abschnitt 1.2.1 beschriebenen Ausfallmodelle und unter Berücksichtigung der Nennspannung ergaben sich die Daten in Tabelle 2.2. Eine weitere Differenzierung hinsichtlich der verschiedenen Kabel- und Freileitungstypen wurde im Rahmen der Analyse nicht vorgenommen.

		UNE kurz		UNE lang		Handabschaltung verzögert	
		$H'/(1/(a \text{ km}))$	T/h	$H'/(1/(a \text{ km}))$	T/h	$H'/(1/(a \text{ km}))$	T/h
Kabel	10kV	0,00694	4,46	0,005629	71,62	0,007676	9,55
	25kV	0,001934	2,90	0,003014	23,72	0,002884	5,20
Freileitung	10kV	0,064169	1,79	0,012389	24,57	0,02051	1,31
	25kV	0,051423	2,05	0,016261	21,77	0,015239	1,68

Tabelle 2.2.: Zuverlässigkeitskennzahlen der verschiedenen Leitungstypen [29]

Anhand der Werte aus Tabelle 2.2 wurden Zuverlässigkeitsdatentypen in der Software Neplan angelegt und anschließend entsprechend der Nennspannung und Leitungstyp jeder Leitung in den Netzmodellen zugeordnet.

Weitere Daten

Wie im Punkt Rahmenbedingung bereits erläutert, werden die Neplan-Netzmodelle hauptsächlich für die Lastfluss- und Kurzschlussanalyse verwendet. Aus diesem Grund sind für die Zuverlässigkeitsberechnung wichtige Daten nicht implementiert. Diese Daten wurden aus dem Netz- und Informationssicherheitssystem (NIS) ausgelesen und den Elementen im Netzmodell zugeordnet. Die untenstehende Auflistung gibt über die relevanten Daten einen Überblick.

- **Kundenanzahl:** Die Kundenanzahl wird für die Berechnung des SAIDI benötigt. Diese ergibt sich für jede Last aus der Summe aller Endverbraucher:innen, die von dieser Station aus versorgt werden. Der Abgleich für die Zuordnung der Anzahl erfolgte dabei über die Anschlussnummern. Konnte keine Übereinstimmung gefunden werden, so wurde die Anzahl mit eins festgelegt.
- **Installierte Transformatorscheinleistung:** Weiters wurde zeitgleich die installierte Transformatorscheinleistung S_{Tr} zugeordnet. Bei keiner Übereinstimmung wurde die Scheinleistung mit dem Wert aus den Lastflussparametern der Last festgelegt. Diese Scheinleistung wird, wie in Formel (1.7) ersichtlich, für den ASIDI benötigt.

- **Schaltelemente:** Ein wichtiger Aspekt ist die Antriebs- und Steuerungsart der Schaltelemente. Diese sind entscheidend für die Dauer der Umschaltmaßnahmen. Hierbei sind vier verschiedene Arten im Verteilnetz verbaut [29].
 - Motorantrieb ferngesteuert
 - Handantrieb ferngesteuert
 - Handantrieb manuell
 - Handantrieb rückgemeldet

Mit den ersten beiden ist eine Fernsteuerung des Öffnungs- und Schließvorgangs möglich. Der wesentliche Unterschied zwischen diesen beiden liegt in der Anzahl der Schaltvorgänge. Jener mit Motorantrieb kann beliebig oft geschaltet werden. Im Gegensatz dazu ist der handbetriebene Mechanismus auf maximal drei Fernschaltungen begrenzt. Dafür wird durch das manuelle Spannen einer Feder potenzielle Energie gespeichert, die anschließend für die Schaltvorgänge zur Verfügung steht. Somit kann aufgrund eines Ausfalles der Schalter ferngesteuert geöffnet und nach der Behebung des Fehlers wieder geschlossen werden. Bei wiederholtem Auftreten eines Fehlers, kann dieser ein weiteres Mal geöffnet werden. Anschließend ist ein erneutes Spannen der Feder notwendig. In diesem Zusammenhang wurde die Annahme getroffen, dass zwischen dem zweiten Öffnen und dem erneuten Spannen der Feder keine weiteren Schalthandlungen nötig sind. Deshalb wurde diese Art der Schaltelemente in der Berechnung wie ein motorbetriebener ferngesteuerter Schalter berücksichtigt. Die beiden andere Arten können nur durch Beschäftigte der TINETZ vor Ort betätigt werden. Diese unterscheiden sich nur dahingegen, dass jener mit Rückmeldung seine Schalterposition an die Netzwarte meldet. Dies ist aber für die Umschaltzeit irrelevant.

2.1.4. Modifikation der Netzmodelle

Um die Zuverlässigkeit der gegebenen Netzmodelle berechnen zu können, mussten einige Modifikationen durchgeführt werden. Einspeisende Netzbenutzer:innen müssen explizit durch Netzelemente vom Typ „Erzeugungsanlage“ implementiert werden. Ist dies nicht der Fall, so erkennt, laut Aussagen des technischen Supports der Firma PSI Neplan AG, der Algorithmus diese nicht korrekt und liefert falsche Ergebnisse [Schriftverkehr, März 2025].

Nachbarnetze, die mit dem betrachteten Teilnetz elektrisch verbunden sind, wurden durch das Netzelement Last simuliert. Dabei spiegeln die Parameter der Last die Leistungsflüsse zwischen den zwei Netzen wider.

2.2. Zuverlässigkeitsberechnung

Für die Berechnung der Zuverlässigkeit wurde die Version 5.5.8..R2 der Netzberechnungssoftware Neplan verwendet. Liegt eine Verletzung der Spannungs- und/oder Belastungsgrenzen vor, so wird die Zuverlässigkeitsberechnung innerhalb von Neplan abgebrochen. Daher muss zuvor eine Lastflussanalyse erfolgen, um etwaige Verletzungen im Normalbetrieb lokalisieren und beheben zu können.

2.2.1. Einstellungen der Zuverlässigkeitsberechnung

In diesem Unterkapitel werden die verwendeten Parameter der Zuverlässigkeitsberechnung erläutert. Die erste Einstellung betrifft die Ausfallmodelle. In der Berechnung wurden die

2. Methode

folgenden Modelle berücksichtigt:

- UNE-kurz/lang
- Verzögerte Handausschaltung
- Mehrfachausfall
- Handabschaltung + UNE
- Mehrfachhandabschaltung

Letzteren drei sind Kombinationen der Ausfallmodelle aus Abschnitt 1.2.1.

In Neplan kann zwischen der Netzzustandsanalyse, „Verbindungskontrolle“ und „AC-Lastfluss“ ausgewählt werden. Diese unterscheiden sich dahingegen, dass bei Verwendung von „AC-Lastfluss“ für jede Ausfallkombination eine Lastflussanalyse durchgeführt wird. Somit kann in diesem Fall die Einhaltung der Spannungs- und Belastungsgrenzen der Betriebsmittel berücksichtigt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Rechenzeiten wurde die Berechnung mittels der „Verbindungskontrolle“ durchgeführt. Durch diese Netzzustandsanalyse erhält man tendenziell optimistischere Ergebnisse [Schriftverkehr mit Neplan, Mai 2025]. Daher wurde im zweiten Schritt der Einfluss der Spannungs- und Belastungsgrenzen auf die Zuverlässigkeit untersucht.

Die Spannungs- und Belastungsgrenzen der Betriebsmittel für die Zuverlässigkeitsberechnung mittel „AC-Lastfluss“ wurden wie folgt festgelegt. Für Freileitungen ist eine Auslastung im Winter von 120% für eine Dauer von einer Stunde zulässig. Aufgrund der höheren Temperaturen im Sommer wurde eine maximale Auslastung von 100% des Nennstroms angenommen. Kabel sowie Transformatoren dürfen hingegen ganzjährig maximal 100% erreichen. Bezüglich der Spannung wurde die untere Spannungsgrenze mit 92% festgelegt.

Die Dauer jeder Umschaltmaßnahme kann nicht mit einem einzelnen Wert beziffert werden. Diese hängt von vielen Faktoren ab, unter anderem von der Art des Fehlers, der Zugänglichkeit und der Anfahrsdauer zur Schaltanlage bei manueller Betätigung – zusätzlich aber auch von der Abdeckung des Netzgebietes durch Messgeräte. Bei einem Kurzschluss auf einem Strahlennetz löst der LS beispielsweise im UW aus. Daraus kann aber nicht der genaue Ort des Kurzschlusses bestimmt werden. Sind nun Messgeräte in Form von Kurzschlussanzeigern vorhanden, so kann der Ort bereits eingegrenzt werden. Andernfalls müsste eine deutlich langsamere Ortung vor Ort durchgeführt werden.

Daher wurde für die eingestellte Dauer zwischen der Erkennung eines Fehlers und der Schalthandlung Durchschnittswerte gewählt. Diese beruhen auf Erfahrungswerten der TINETZ. Für die ferngesteuerte Schaltung wurde eine Dauer von 2,5 min und für die manuelle Schaltung 45 min festgelegt [29].

2.2.2. Untersuchte Lastfälle

Für die beiden Teilnetze aus Abschnitt 2.1.2 wurde die Zuverlässigkeitsberechnung für verschiedene Lastfälle durchgeführt und anschließend analysiert. Wie bereits in den Rahmenbedingungen erläutert, handelt es sich dabei um jene Zeitpunkte, die für die Netzausbauplanung herangezogen werden. Diese sind in den Netzmodellen über Skalierungsfaktoren abgebildet. Dabei wird die Spitzenleistung der Lasten je nach Betrachtungszeitpunkt und Region skaliert, um die aktuelle Leistung bestmöglich abzubilden.

Für Teilnetz 2 wurde die Analyse für zwei Lastfälle durchgeführt. Beim ersten Lastfall handelt es sich um einen Zeitpunkt im Winter. Charakteristisch dafür ist ein erhöhtes Lastaufkommen bei geringer Erzeugung. Im Sommer liegt genau das Gegenteil vor und bildet somit den zweiten Lastfall ab. Die Lastfälle von Teilnetz 1 unterscheiden sich von Teilnetz 2 nur im Lastfall Sommer. Der Sommerlastfall ist in zwei Lastfälle unterteilt und zwar in den Lastfall „Sommer_{min} (G_{max} ; L_{min})“ und „Sommer_{max} (G_{min} ; L_{max})“. Ersterer spiegelt einen Zeitpunkt im Sommer mit geringer Last und hoher Einspeisung wider und zweiterer das Gegenteil.

Für die Netzausbauplanung ist aber nicht nur die Betrachtung des derzeitigen Netzzustandes relevant, sondern auch die zukünftigen Gegebenheiten in Form der steigenden Anzahl an Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen (HP) und Elektrofahrzeugen (EV) [6] [17]. Dafür wurden Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen für das Jahr 2040 in den Netzmodellen implementiert. Diese Prognosen beruhen auf den Studien des AIT in Zusammenarbeit mit der TINETZ und zwei weiteren Verteilnetzbetreibern und werden im nächsten Abschnitt kurz erläutert.

- PV-Prognose [34]: Die PV-Prognose berücksichtigt mehrere georeferenzierte Datensätze und das PV-Ausbauziel für ein gegebenes Jahr und Region. Dabei wurden Parameter wie verfügbare Gebäude, offene Flächen sowie der maximale Abstand zum Stromnetz herangezogen.
- EV-Prognose [3]: Die EV-Prognose basiert auf dem EV Outlook 2022 der Internationalen Energieagentur (IEA) und wurde für Österreich adaptiert. Zur Regionalisierung wurden unter anderem Motorisierungsdaten, Bevölkerungsdaten und aktuelle EV-Daten herangezogen. Daraus wurden mögliche Ladestationen und deren Leistung im Niederspannungsnetz entsprechend der Nutzung in Privat, Öffentlich und Supermarkt unterteilt.
- HP-Prognose [11]: Ausgangslage ist die gesamt benötigte Energie zum Heizen und für die Warmwasseraufbereitung in Österreich. Aus dieser wurde mithilfe einer gewichteten Verteilung die gesamte Energie der Gemeinden berechnet und anschließend auf Basis dieser die Anzahl der Wärmepumpen. Letztlich wurden sie den Haushalten im Versorgungsgebiet des VNB zugeordnet.

Für jede der drei Prognosen existiert ein entsprechender Datensatz [29]. In den Datensätzen sind die prognostizierten Leistungszunahmen beginnend mit dem Jahr 2025 in Fünfjahresintervallen enthalten. Weiters liegen diese Daten für die einzelnen Anschlusspunkte der Netzebene 7 vor.

Zur Implementierung der prognostizierten Wirkleistungen in die Netzmodelle wurde wie folgt vorgegangen. Alle prognostizierten Wirkleistungen der Anschlusspunkte, die von einer Netzstation gespeist werden, wurden aufsummiert. Um die Wirkleistung für das Jahr 2040 zu erhalten, wurden die Zunahmen zu der aktuellen Leistung addiert und schlussendlich der entsprechenden Netzstation zugeordnet. Zur Berechnung der Schein- und Blindleistung wurde der derzeitige Leistungsfaktor verwendet. Dadurch überstieg die prognostizierte Scheinleistung vereinzelt die installierte Transformatorscheinleistung. In diesen Fällen wurde die installierte Transformatorscheinleistung anhand der Tabelle A.1 angenommen, sodass entsprechend der prognostizierten Scheinleistung der Transformator mit der nächstgrößeren Scheinleistung ausgewählt wurde. Dies verändert die Zuverlässigkeitsberechnung nicht, lediglich der ASIDI wird beeinträchtigt.

2.3. Vorgehensweise bei der Analyse & Auswertung

Nach der erfolgreichen Berechnung kann das Ergebnis innerhalb Neplans ausgewertet werden. Somit ist es möglich, eine Auswertung über das gesamte Netz zu erhalten. In diesem sind verschiedene Zuverlässigkeitskennzahlen wie SAIDI, ASIDI oder auch die gesamte Ausfallenergie enthalten. Lasten die den Lastfluss zu Nachbarnetzen simulieren, sind in der Auswertung von Neplan enthalten. Daher wurde eine neue Auswertung angelegt, die diese exkludiert. Weiters liefert Neplan Detailergebnisse (siehe Abbildung 2.4) jeder einzelnen Last und Erzeugungseinheit. Diese dienen als Grundlage für die verschiedenen Kriterien.

	Elementname	ID	H (1/a)	T (h)	Q (min/a)	P (MW/a)	W (MWh/a)	W (%)	C (WE/a)	Beschr.	Zone	Area
1	*** Gesamt ***		5,000	5,000	1500,000	88,000	292,000		0,000			
2	Last 10	208	2,500	1,400	210,000	10,000	14,000	0,040	0,000		Zone 1	Area 1
3	Last 7	227	3,000	4,917	885,000	15,000	73,750	0,168	0,000		Zone 1	Area 1
4	Last2	198	2,500	1,400	210,000	22,500	31,500	0,040	0,000		Zone 1	Area 1
5	Last3	248	3,000	4,917	885,000	15,000	73,750	0,168	0,000		Zone 1	Area 1
6	Last4	243	3,000	4,917	885,000	9,000	44,250	0,168	0,000		Zone 1	Area 1
7	Last6	219	3,000	1,917	345,000	9,000	17,250	0,066	0,000		Zone 1	Area 1
8	Last8	232	2,500	5,000	750,000	7,500	37,500	0,143	0,000		Zone 1	Area 1

Abbildung 2.4.: Beispiel der Detailergebnisse von Neplan

2.3.1. Erweitertes Zollenkopfkriterium

Das einfache Zollenkopfkriterium weist, wie bereits in Abschnitt 1.4.3 erläutert, einen Nachteil auf. Aus diesem Grund wurde in weiterer Folge ausschließlich das erweiterte Zollenkopfkriterium angewendet. Die automatische Erstellung des Zollenkopfdiagramms anhand der Ergebnisliste von Neplan erfolgte dabei mittels Excel. Basierend auf dem Excel-Tool in [31], stehen dem Nutzer dabei mehrere Diagrammoptionen zur Verfügung. Einerseits kann die Grenzkurve individuell angepasst werden, andererseits ist es möglich eine kritische Ausfallenergie zu definieren. Liegt die Ausfallenergie einer Last zwischen der kritischen und maximal zulässigen Energie, so wird diese durch einen orangefarbenen Punkt dargestellt. Lasten oberhalb der Grenzkurve bzw. unterhalb der kritischen Ausfallenergie erscheinen entsprechend in Rot bzw. Grün.

2.3.2. Auswertung der Zuverlässigkeitskennzahlen

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit der Anwendung der Zuverlässigkeitskennzahlen. Mit diesen wird üblicherweise die Versorgungszuverlässigkeit des gesamten Netzes beschrieben [9]. Durch die Unterteilung des Netzes in Zonen können für die jeweiligen Zonen die Kennzahlen ermittelt werden. Dadurch können Bereiche des Netzes mit schlechter Versorgungssicherheit, anhand der Zuverlässigkeitskennzahlen der Zonen, identifiziert werden. Die Netzmodelle der Teilnetze sind bereits in Zonen aufgegliedert. Die Berechnung der Zuverlässigkeitskennzahlen dieser Zonen erfolgte über ein weiteres Excel-Tool. In diesem werden alle, in dem Netzmodell enthaltenen Zonen, anhand der Ergebnisliste von Neplan ausgelesen. Anschließend werden die Kennzahlen der Zonen mit den Formeln (1.5) bis (1.7) ermittelt.

Das Excel-Tool beinhaltet eine weitere Funktion mit der es möglich ist, die Beiträge jeder einzelnen Last zu den Zuverlässigkeitskennzahlen zu berechnen. Damit kann der Einfluss einer

Last auf die jeweilige Kennzahl bestimmt werden. Beträgt der SAIDI eines Netzes beispielsweise 40 min/a und eine der 25 Lasten im Netz weist einen Wert von 5 min/a auf, so trägt diese Last $5/40 = 12,5\%$ zu dem Gesamtwert bei. Der Durchschnitt hingegen liegt bei $40/25 = 1,6$ min/a, welcher 4% entspricht. Dadurch können Lasten identifiziert werden, die eine geringe Versorgungszuverlässigkeit aufweisen und somit die Kennzahlen verschlechtern.

2.3.3. (N-1)-sicher mit Umschaltreserve

Die Anwendbarkeit und Aussagekraft der Methode (N-1)-sicher mit Umschaltreserve zur Netzausbauplanung wurde wie folgt überprüft. Zuerst wurden Lasten ausgewählt, bei denen es durch Umschaltmaßnahmen keine Möglichkeit gibt, diese anderweitig zu versorgen. Das sind jene Lasten, die sich an Stichleitungen befinden. Im zweiten Schritt wurde eine Leitung hinzugefügt, mit der eine zusätzliche Versorgungsmöglichkeit gegeben ist. In Abbildung 2.5 sind beide Möglichkeiten dargestellt. Dies kann zum einen eine Leitung parallel zur bestehenden sein (Variante A) mit denselben Parametern oder eine Leitung, die das Ende der Stichleitung mit einem beliebigen Punkt im Netz verbindet (Variante B). Dafür wurden anhand des Geoschemas mögliche Punkte eruiert. Zusätzlich wurde mithilfe von Satellitenbildern geprüft, ob eine Leitung technisch möglich ist. Sollte sich zwischen dem Endpunkt der Stichleitung und dem vorgesehenen Punkt ein Gebirge oder unwegsames Gelände befinden, so wurde die Umsetzung der Leitungsverbindung als nicht möglich angenommen.

Anschließend wurden die Auswirkungen einer zusätzlichen Leitung untersucht. Dafür wurden die Ausfallenergien der Lasten mit und ohne der Leitung verglichen. Zuerst wurden nur jene Lasten betrachtet, welche sich an der Stichleitung befinden. Im Weiteren wurde der Betrachtungsbereich auf alle Lasten ausgeweitet, die indirekt von einem Ausfall der zusätzlichen Leitung betroffen wären.

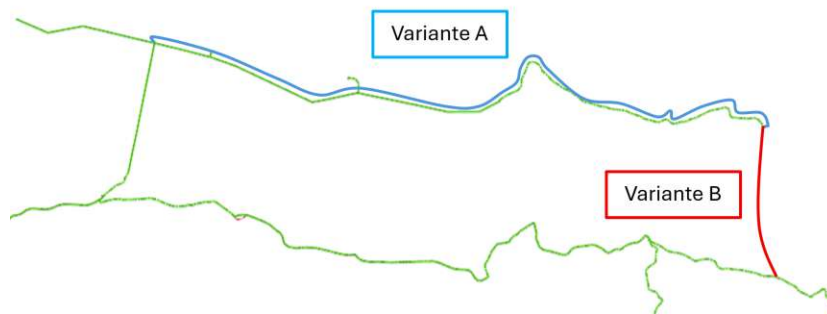


Abbildung 2.5.: Varianten um die (N-1)-Sicherheit mit Umschaltreserve der Lasten zu gewährleisten

2.3.4. Kosten-Nutzen-Analyse

Die Vorgehensweise der Kosten-Nutzen-Analyse ähnelt jener Analyse des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve und wurde für zusätzliche Leitungen durchgeführt. Außerdem wurde auch der Einbau von fernbedienbaren Trennschaltern analysiert. Der Nutzen wurde hierbei durch die geringere Ausfallenergie aufgrund einer der beiden Maßnahmen gemessen. Dafür wurde die Zuverlässigkeit vor und nach der Maßnahme berechnet und in Kombination mit dem Value of Lost Load die jeweiligen Unterbrechungskosten. Über die Differenzbildung konnte anschließend die jährliche Einsparung ermittelt werden.

2. Methode

Von den Ortsnetzstationen werden im Allgemeinen verschiedene Verbrauchssektoren versorgt. Daher war eine verbrauchssektorale Differenzierung des VOLL nicht möglich. Beim Großteil der Verbraucher:innen handelt es sich um Haushalte, wodurch diese für einen einheitlichen Wert herangezogen wurden. Diese spiegeln aber nur den VOLL für eine exakte Ausfalldauer von einer bzw. vier Stunden wieder. Liegt beispielsweise eine Ausfalldauer von zwei Stunden vor, so wäre es nicht möglich die entstandenen Kosten zu berechnen. Mehrere Studien unter anderem [18] und [15] weisen darauf hin, dass sich mit zunehmender Dauer der Unterbrechung die Zahlungsbereitschaft erhöht. Durch eine länger andauernde Unterbrechung steigt gleichzeitig auch die erwartete nicht gelieferte Energiemenge an. Der aus den beiden über Formel (1.8) gebildete VOLL sowie auch die marginale Zahlungsbereitschaft hingegen nimmt mit der Dauer ab [18] [15]. Daher wurde ein linear abfallender Verlauf des VOLL angenommen. In Kombination mit den Werten „7:00 ohne Vorwarnung“ aus Abbildung 1.8 ergab sich die Unterbrechungskostenkurve (Abb. 2.6) mit den Punkten (1 h; 9000 €/MWh) und (4 h; 4900 €/MWh). Es sei hierbei nochmals erwähnt, dass es sich bei dem Verlauf der Kurve um eine eigene Annahme basierend auf den zuvor beschriebenen Erkenntnissen handelt.

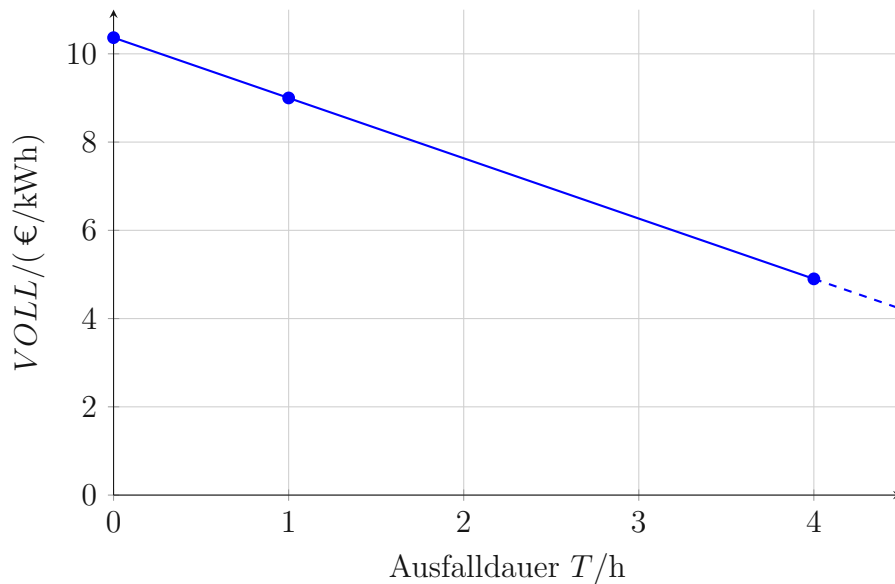


Abbildung 2.6.: Angenommene Unterbrechungskostenkurve

Mithilfe der Kurve konnte somit über die Ausfalldauer einer Last der entsprechende VOLL ermittelt werden. Durch die Multiplikation des VOLL mit der Ausfallenergie der Last konnten anschließend die anfallenden Kosten innerhalb eines Jahres berechnet werden. Dieser Ablauf wurde für alle Lasten wiederholt, wodurch sich die Unterbrechungskosten des gesamten Netzes ergaben. Mit diesen Kosten konnten die potenziellen Einsparungen ermittelt werden, die dem Kapitalfluss entsprechen, da die Betriebskosten in der Analyse vernachlässigt wurden. In der Literatur finden sich viele Ansätze zur Bestimmung des Kalkulationszinssatzes. In dieser Arbeit wurde für den Zinssatz vereinfacht der Weighted Average Cost of Capital *WACC* von 4,81% aus der Publikation *Aktualisierung des WACC für Neuinvestitionen der Gasverteiler-, Stromverteiler- und Stromübertragungsnetzbetreiber mit Datenbasis 31. August 2024* angenommen, welche den aktuellen Regulierungssystematiken der E-Control folgt [14]. Weiters wurde die Annahme getroffen, dass der Restwert am Ende des Betrachtungszeitraumes null beträgt. Zuletzt wurden die Investitionskosten anhand der Werte aus Tabelle 2.3 und 2.4 errechnet.

2.4. Bewertung von ferngesteuerten Trennelementen

Bei der Errichtung einer Freileitung fallen neben den Material- und Arbeitskosten zusätzliche Kosten für die Dienstbarkeit an. Dafür muss der Netzbetreiber in Tirol 25% des Grundstückspreises an den Eigentümer entrichten. Dies muss entlang der Trasse für einen 14 m breiten Korridor erfolgen [29]. Um die Anzahl der nötigen Freileitungsmasten bestimmen zu können, wurde eine Vielzahl an Freileitungsabschnitten analysiert. Diese Analyse ergab einen durchschnittlichen Abstand zwischen zwei Masten von ca. 96 m. Über die Länge der zu errichteten Freileitung konnte somit die Anzahl der Freileitungsmasten bestimmt werden. Die Anzahl der nötigen Abspannmasten hängt von dem Verlauf der Freileitung ab, wobei üblicherweise an jeder vierten bis fünften Mastposition, sowie am Beginn und Ende einer Freileitung ein Abspannmast zu finden ist. [12].

All diese Parameter und Kosten der jeweiligen Maßnahme wurden anschließend in Formel (1.9) eingesetzt. Zuletzt wurden die Kapitalwerte am Ende des Betrachtungszeitraumes der Maßnahmen verglichen.

Kabel		Freileitung		Quelle
Grünland	240 €/m	3× Leiterseil AL 350	18 €/m	[29]
Asphalt	360 €/m	Tragmast	10.700 €/Stück	
		Abspannmast	21.400 €/Stück	
		Kabelhochführung	3.000 €/Stück	
		Ackerland	9,5 €/m ² (2023)	[26]
		Baugrundstück	365,5 €/m ² (2023)	[25]

Tabelle 2.3.: Kosten von Mittelspannungsleitungen

Position	Luftisoliert	SF6
Trenner + Schaltfeld	7.200 €/Stück	4.000 €/Stück
Motorantrieb	3.000 €/Stück	-
Montage + Fernwirkgerät	10.000 €/Stück	10.000 €/Stück

Tabelle 2.4.: Kosten eines ferngesteuerten Trennschalters [29]

2.4. Bewertung von ferngesteuerten Trennelementen

Mit Softwarelösungen wie Neplan oder PowerFactory kann der Einfluss eines ferngesteuerten Trenners mittels einer Zuverlässigkeitsberechnung eruiert werden. Hierzu sind Berechnungen sowohl mit als auch ohne den ferngesteuerten Trenner durchzuführen. Über die daraus resultierende Differenz der Ausfallenergie kann dessen Auswirkung auf die Zuverlässigkeit ermittelt werden. Um solch eine Auswirkung schnell und ohne Hinzunahme einer Software untersuchen zu können, wurde eine eigene Methode entwickelt. Das Prinzip ist in Abbildung 2.7 dargestellt.

2. Methode

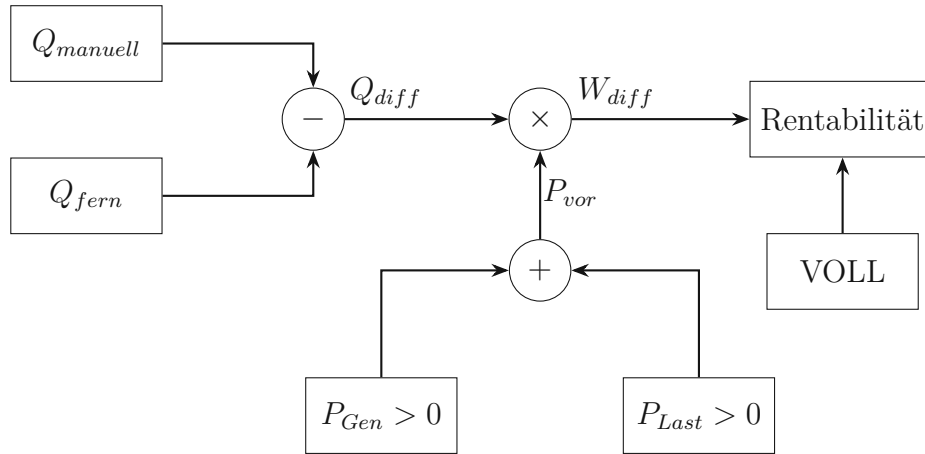
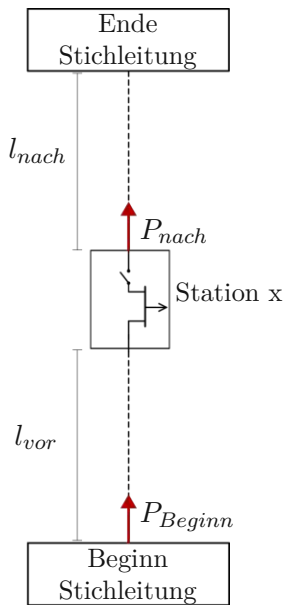


Abbildung 2.7.: Prinzip der Bewertung von ferngesteuerten Trennelementen

Zu Beginn muss die Ausfalldauer an der Station x mit dem betrachteten Trenner mit Formel (1.3) für die manuelle bzw. ferngesteuerte Betätigung berechnet werden. Diese ergibt sich aus

$$T_{man/fern} = \frac{\sum H'_{vor} \cdot l_{vor} \cdot T_{vor} + \sum H'_{nach} \cdot l_{nach} \cdot T_{Um-man/fern}}{\sum H'_{vor} \cdot l_{vor} + \sum H'_{nach} \cdot l_{nach}} \quad (2.1)$$

mit



- H'_{vor} - Ausfallhäufigkeit pro Kilometer der Leitungen zwischen dem Beginn der Stichleitung und der betrachteten Station x
- H'_{nach} - Ausfallhäufigkeit pro Kilometer der Leitungen zwischen dem Ende der Stichleitung und der betrachteten Station x
- l_{vor} - Länge der Leitungen zwischen dem Beginn der Stichleitung und der betrachteten Station x
- l_{nach} - Länge der Leitungen zwischen dem Ende der Stichleitung und der betrachteten Station x
- T_{vor} - Ausfalldauer der Leitungen zwischen dem Beginn der Stichleitung und der betrachteten Station x
- $T_{Um-man/fern}$ - Dauer der manuellen/ferngesteuerten Umschaltung

Durch Einsetzen dieser Formel in (1.2) erhält man

$$Q_{man/fern} = 60 \text{ min/h} \cdot (\sum H'_{vor} \cdot l_{vor} \cdot T_{vor} + \sum H'_{nach} \cdot l_{nach} \cdot T_{Um-man/fern}) \quad (2.2)$$

für die Unterbrechungsdauer an der Station x. Bildet man die Differenz $Q_{man} - Q_{fern}$, verbleibt lediglich die Gleichung (2.3).

$$Q_{diff} = 60 \text{ min/h} \cdot (T_{Um-man} - T_{Um-fern}) \cdot \sum H'_{nach} \cdot l_{nach} \quad (2.3)$$

Wie für das Strahlennetz aus Abbildung 1.5 bereits erläutert, wirken sich die Sicherungen nur auf die Versorgungszuverlässigkeit der Lasten vor der Sicherung aus. Dasselbe gilt für Trennschalter, da sie die Unterbrechungsdauer der Lasten durch Isolation der Fehlerstelle reduzieren.

Tritt ein Fehler nach dem Trennschalter auf, so muss nicht die Dauer der Fehlerbehebung abgewartet werden, sondern nur die Umschaltdauer. Daher ist lediglich die Wirkleistung der Lasten zwischen dem Beginn der Stichleitung und der untersuchten Station x relevant. Diese ergibt sich aus der Differenz der Messwerte des Wirklastflusses am Beginn der Stichleitung und nach der Station x mit

$$P_{Last} = P_{Beginn} - P_{nach}$$

Sind keine Messwerte vorhanden, so ist auch die Verwendung der Ergebnisse der Lastflussanalyse aus Neplan möglich, die auch im Rahmen dieser Arbeit für die Berechnungen verwendet wurden.

Eine entsprechende Betrachtung birgt jedoch weitere Herausforderungen, ergibt sich doch bei einer hohen Einspeisung an der Stichleitung ein reduzierter Lastfluss. Diese Reduktion kann soweit gehen, dass bei gleichem Verbrauch und Einspeisung zwischen dem Beginn der Stichleitung und der Station x dieselben Messwert angezeigt werden. In diesem Fall würde die Multiplikation der Differenz P_{Last} mit Q_{diff} null ergeben, wodurch auch die Rentabilität der Umrüstung ebenfalls null wäre. Durch Addition von $P_{Gen} > 0$ mit der Differenz des Lastflusses ergibt sich schlussendlich die tatsächliche gesamte Wirkleistung der Lasten P_{vor} vor der Station. Durch Einsetzen in Gleichung (1.4) folgt die Formel

$$W_{diff} = P_{vor} \cdot \frac{Q_{diff}}{60 \text{ min/h}} = P_{vor} \cdot (T_{Um-man} - T_{Um-fern}) \cdot \sum H'_{nach} \cdot l_{nach} \quad (2.4)$$

zur Berechnung der Differenz der Ausfallenergie der gesamten Stichleitung. Bei einem Ausfall, bei dem ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Netzbereich nach dem Ausfallort vorliegt, wäre es theoretisch möglich diesen Bereich als Inselnetz zu betreiben. Dadurch wären die Lasten in diesem Bereich weiterhin versorgt im Gegensatz zu der Annahme in dieser Berechnungslogik, weshalb diese nicht bei einer vollständigen Inselbetriebsfähigkeit gilt.

Befindet sich bereits ein ferngesteuerter Trenner an der Stichleitung, so muss l_{nach} angepasst werden. Liegt der zu untersuchende Trenner vor diesem, dann entspricht l_{nach} der Länge der Leitungen zwischen den beiden Trennern, liegt er nach dem bereits ferngesteuerten Trenner, dann ist l_{nach} die Länge bis zum Ende der Stichleitung.

Dasselbe Prinzip funktioniert auch bei Ringnetzen mit einer offenen Trennstelle. Dafür wird die Berechnung von W_{diff} zweimal durchgeführt. Für die erste Berechnung wird das Ringnetz wie ein Strahlennetz betrachtet, bei dem die offene Trennstelle das Ende darstellt. Im zweiten Schritt wird die offene Trennstelle als Beginn des Strahlennetzes betrachtet und von dieser Seite aus berechnet. Die gesamte Differenz der Ausfallenergie ergibt sich schließlich aus der Addition der beiden Ergebnisse.

Wendet man diese Methode an mehreren Trennern an, so ist es möglich anhand des Vergleiches der Differenzen der Ausfallenergie jenen Trenner mit dem höchsten Kapitalwert am Ende des Betrachtungszeitraumes zu identifizieren. Für diesen kann schlussendlich eine Berechnung mittels Neplan durchgeführt werden, um mithilfe der Kosten-Nutzen-Analyse und unter Einbeziehung des VOLL eine detaillierte Aussage über dessen Rentabilität zu treffen.

3. Ergebnisse

Zu Beginn dieses Kapitels werden die Ergebnisse der Anwendung der vier Kriterien auf einzelne Beispiele für verschiedene Lastfälle aus Abschnitt 2.2.2 der beiden Teilnetze präsentiert, sowie unter Berücksichtigung der zukünftigen Erzeugung und Verbrauch. Im Weiteren werden die Ergebnisse der einzelnen Kriterien und die daraus gezogenen Erkenntnisse dargestellt. Abschließend erfolgt die Erläuterung der Auswirkungen der Mess- und Fernsteuerbarkeit auf die Versorgungszuverlässigkeit.

3.1. Überblick über die Zuverlässigkeit der beiden Teilnetze

Tabelle 3.1 zeigt die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnung des Winterlastfalles für das gesamte Teilnetz 1. Die Ausfallenergie beläuft sich in diesem Fall auf 18,7 MWh/a. Anhand dieses Wertes kann keine Aussage bezüglich der Versorgungszuverlässigkeit getroffen werden. Vergleicht man dies allerdings mit der Wirkleistung aller Lasten von 41,97 MW zu diesem Zeitpunkt, so entspricht die Ausfallenergie pro Jahr einem Ausfall des gesamten Netzes für eine Dauer von ca. 27 min. Dies spiegelt sich auch in der mittleren Verfügbarkeit pro Kunde von 99,99% wider.

Index	Wert	Beschreibung
N	6651	Kundenanzahl
$SAIFI/(1/a)$	0,64	Mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen pro Kunde
$SAIDI/(min/a)$	54,69	Mittlere Nichtverfügbarkeit pro Kunde
$ASIDI/(min/a)$	34,81	Average System Interruption Duration Index
$CAIDI/h$	1,42	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro Kunde
$ASAI/\%$	99,99	Mittlere Verfügbarkeit pro Kunde
$H/(1/a)$	4,45	Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last
T/h	6,09	Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen der gesamten Last
$Q/(min/a)$	1625	Nichtverfügbarkeit der gesamten Last
$P/(MW/a)$	11,47	Gesamte unterbrochene Leistung
$W/(MWh/a)$	18,70	Gesamte Ausfallenergie

Tabelle 3.1.: Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 1 im Winter

Für die beiden in Abschnitt 2.2.2 angesprochenen Lastfälle im Sommer ergeben sich dieselben Werte mit Ausnahme der gesamten unterbrochenen Leistung und Ausfallenergie. Die Ergebnisse sind im Anhang in Tabelle A.2 aufgelistet. Die Ausfallenergie liegt bei hoher Last und niedriger Einspeisung bei 12,9 MWh/a und im entgegengesetzten Fall bei 4,34 MWh/a. Der Grund für die unveränderten Werte liegt in der verwendeten Berechnungsmethode. Bei einem hohen Verbrauch bzw. Einspeisung, können Umschaltungen zu Überlastungen von Betriebsmittel oder aber zu Spannungsbandverletzungen führen. In solch einem Fall ist die Umschaltung nicht möglich. Dies führt zu einem Anstieg der Dauer der Versorgungsunterbrechung

3. Ergebnisse

und schlägt sich in einer Änderung der Zuverlässigkeitskennzahlen nieder. Aufgrund der verwendeten Methode „Verbindungskontrolle“ für diese Berechnung, ist dieser Aspekt allerdings nicht berücksichtigt.

Index	Winter	Sommer
N	13255	13255
SAIFI/(1/a)	0,37	0,37
SAIDI/(min/a)	26,39	26,39
ASIDI/(min/a)	23,22	23,22
CAIDI/h	1,18	1,18
ASAI/%	99,99	99,99
$H/(1/a)$	4,56	4,56
T/h	6,26	6,26
$Q/(\text{min/a})$	1712,38	1712,38
$P/(\text{MW/a})$	16,35	8,95
$W/(\text{MWh/a})$	18,39	10,15

Tabelle 3.2.: Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 2

Beim Vergleich zu Teilnetz 2 für denselben Lastfall fällt auf, dass die Zuverlässigkeitskennzahlen aus Tabelle 3.2 für Teilnetz 2 deutlich geringer sind, trotz der insgesamt höheren Last, die aus dem Ergebnis der Lastflussanalyse hervorgeht (siehe Tabelle A.4). Dies kann unter anderem auf die Netztopologie zurückgeführt werden. Teilnetz 2 weist einen höheren Vermaschungsgrad auf, welcher beim Vergleich der beiden Blockschemas A.1 und A.2 ersichtlich ist.

Ausfallmodell	Teilnetz 1		Teilnetz 2	
	$H/(1/a)$	T/h	$H/(1/a)$	T/h
UNE-kurz	2,6030	1,9541	2,5654	1,8589
UNE-lang	1,0247	19,4463	1,1753	17,9777
VHA	0,8142	2,5221	0,8144	3,2218
Unabhängige Mehrfachausfälle	0,0035	4,0264	0,0031	4,4071
UNE + VHA	0,0011	1,8700	0,0009	2,1671
Mehrfach-Handabschaltungen	0,0003	1,3919	0,0006	1,9505

Tabelle 3.3.: Aufschlüsselung von H und T entsprechend der Ausfallmodelle

Durch die Berücksichtigung der in Kapitel 2.2 aufgelisteten Ausfallmodelle ergeben sich bei Teilnetz 2 über 750.000 Ausfallkombinationen. Diese hohe Anzahl resultiert in einer entsprechend langen Berechnungszeit. Aus Tabelle 3.3 geht allerdings hervor, dass die letzten drei Modelle in Relation zu den ersten drei (UNE-kurz/lang,VHA) eine sehr geringe Ausfallhäufigkeit aufwiesen. Daher sind deren Auswirkungen auf das Ergebnis sehr gering, aber für einen Großteil der Berechnungszeit verantwortlich. Deshalb wurden die weiteren Analysen nur mit den Modellen UNE und VHA durchgeführt. Die Ergebnisse unter Berücksichtigung dieser Ausfallmodelle beider Teilnetze sind in Tabelle A.3 im Anhang aufgelistet.

3.2. Erweitertes Zollenkopfkriterium

Die Detailergebnisse der beiden Teilnetze für jede einzelne Last wurden anschließend in das Excel-Tool eingefügt. Daraus ergab sich für den Winterlastfall von Teilnetz 1 das Diagramm

3.1. Für eine Grenzkurve von 1 MWh/a ist ersichtlich, dass zwei Lasten über dieser liegen und somit gemäß dem erweiterten Zollenkopfkriterium die Notwendigkeit eines Netzausbaues für diese Lasten gegeben ist.

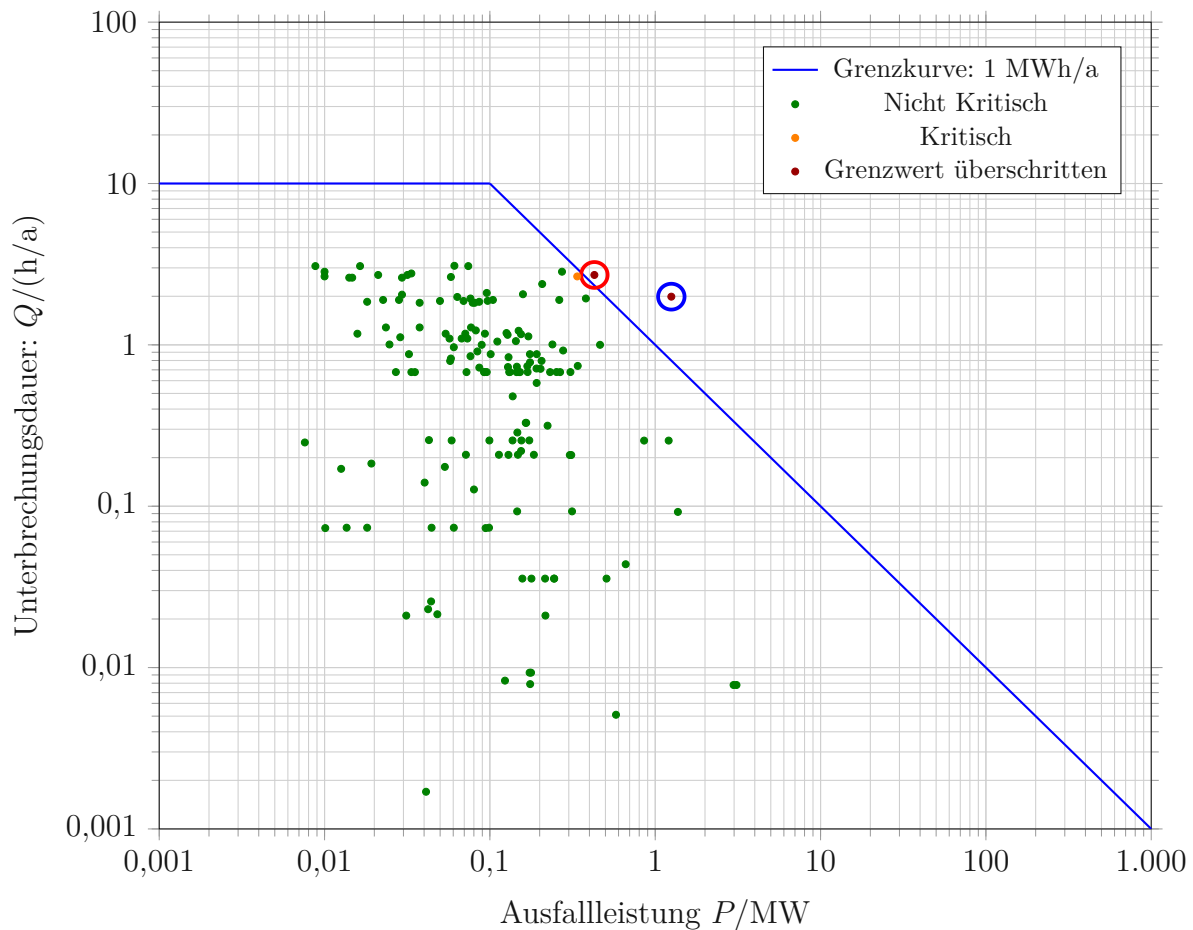


Abbildung 3.1.: Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Winter

Der Grund für die hohe Ausfallenergie kann in der Lage der Lasten (Abb. 3.2) gefunden werden. Die rot markierte Last liegt nicht in unmittelbarer Nähe eines Umspannwerkes. Das heißt, die Wahrscheinlichkeit für eine Versorgungsunterbrechung ist aufgrund der hohen Anzahl an Leitungsabschnitten, die nötig sind um die Last zu versorgen, hoch. Die zweite Last liegt im Vergleich zur vorherigen nahe am UW. Diese bezieht jedoch eine deutlich höhere Leistung, wodurch die Ausfallenergie auch bei einer geringeren Ausfallwahrscheinlichkeit hoch ist.

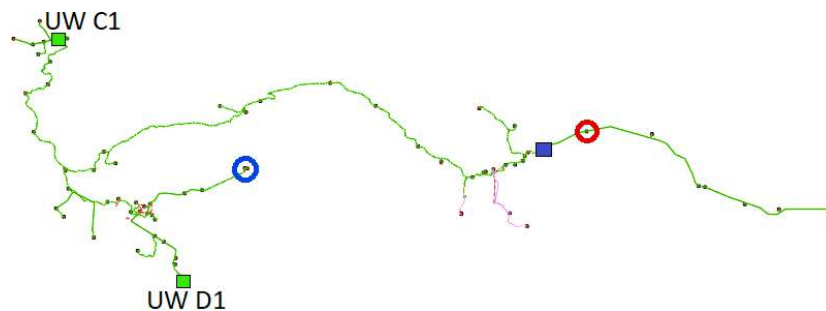


Abbildung 3.2.: Lage der Lasten von Teilnetz 1, deren Ausfallenergie > 1 MWh/a

3. Ergebnisse

Die Diagramme der beiden anderen Lastfälle sind in Abbildung A.3 und A.4 im Anhang ersichtlich. Durch das geringe Lastaufkommen im Lastfall Sommer_{min} liegen nun alle Lasten unterhalb des Grenzwertes. Bei einer genauen Betrachtung der Diagramme ist zu erkennen, dass sich die Unterbrechungsdauer jeder einzelnen Last nicht ändert. Lediglich die Ausfalleistung verändert sich entsprechend der im vorherigen Kapitel 3.1 beschriebenen Berechnungsmethode.

Abbildung 3.3 zeigt das Zollenkopfdiagramm für den Winterlastfall von Teilnetz 2. Aufgrund der höheren Versorgungszuverlässigkeit, welche sich anhand der Werte aus Tabelle 3.2 ableiten lässt, liegt keine einzige Last oberhalb des Grenzwertes von 1 MWh/a. Selbst innerhalb des kritischen Bereiches ab 80% des Grenzwertes gibt es keine Last. Dementsprechend ist auch im Lastfall Sommer, wie anhand der Abbildung A.5 zu sehen ist, kein Netzausbau erforderlich.

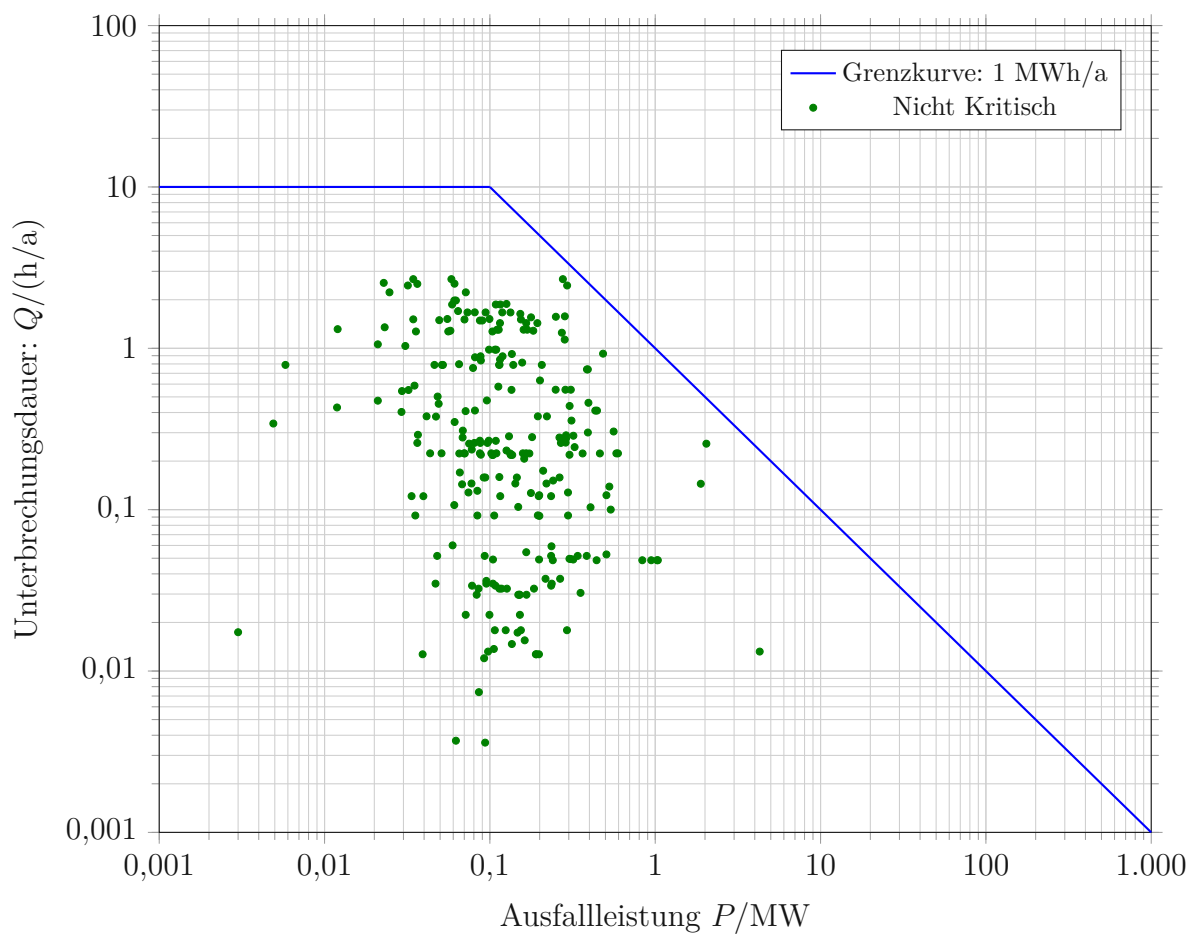


Abbildung 3.3.: Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 2 im Winter

Das erweiterte Zollenkopfkriterium weist allerdings auch Nachteile auf, da in diesem nur die Leistungen der Netzstationen bzw. Lasten berücksichtigt werden, jedoch nicht die Anzahl der Kunden, die über diese versorgt werden. Somit kann keine Differenzierung zwischen einer hohen Anzahl an Kunden oder eines einzelnen Unternehmens erfolgen. Beispielhaft dafür sind die beiden Lasten aus Abbildung 3.1. Bei der rot markierten Last handelt es sich um eine Netzstation mit mehreren Kunden. Die blau markierte Last ist hingegen ein einzelner Kunde mit einer höheren Leistung und somit auch mit einer höheren Ausfalleistung.

3.3. Zuverlässigkeitskennzahlen

Bei den Zuverlässigkeitskennzahlen der verschiedenen Zonen können signifikante Unterschiede beobachtet werden. Die einzelnen Zonen der beiden Teilnetze sind in den Blockschemas A.1 und A.2 einsehbar. In den beiden Teilnetzen befinden sich noch weitere Zonen, welche jedoch aufgrund ihrer Kundenanzahl < 10 und der dadurch einhergehenden geringen Relevanz nicht berücksichtigt wurden.

Wie zu sehen ist, ist das Teilnetz 1 in sieben Zonen unterteilt. Dabei variiert der SAIDI zwischen 73,86 min/a der Zone 4 und 0,48 min/a der Zone 6. Die erheblichen Unterschiede zwischen den Zonen lassen sich unter anderem auf deren Kundenanzahl, deren geografische Lage sowie Ausdehnung zurückführen. Zone 6 befindet sich direkt am UW B1 mit lediglich 29 Kunden. Infolgedessen weisen die Zuverlässigkeitskennzahlen entsprechend niedrige Werte auf. Im Vergleich dazu beginnt Zone 4 am selben UW, erstreckt sich jedoch über eine deutlich größere Entfernung. Daher sind für die Versorgung der Kunden in dieser Zone im Durchschnitt längere Leitungen notwendig, wodurch wiederum die Ausfallwahrscheinlichkeit höher ist. Aufgrund dessen kommt es zu der großen Bandbreite der Kennzahlen in Tabelle 3.4.

Zone	SAIDI/(min/a)	ASIDI/(min/a)	SAIFI/(1/a)	N
Zone 1	33,90	27,86	0,27	1784
Zone 2	52,59	53,39	0,15	313
Zone 3	1,71	4,58	0,01	23
Zone 4	73,68	104,98	0,61	921
Zone 5	24,02	34,43	0,35	245
Zone 6	0,48	0,47	0,01	29
Zone 7	63,93	56,34	0,93	3332

Tabelle 3.4.: Zuverlässigkeitskennzahlen der Zonen von Teilnetz 1

Wie in Teilnetz 1 zeigen auch die Ergebnisse von Teilnetz 2 in Tabelle 3.5 ein vergleichbares Muster auf, wobei dieses Netz in 14 Zonen unterteilt ist. Die Zonen 1 bis 5 sowie 10 und 11 liegen innerhalb eines Radius von ca. 3,5 km um das UW A2. Dementsprechend sind die Zuverlässigkeitskennzahlen vergleichsweise niedrig. Bei der alleinigen Betrachtung dieser sieben Zonen fällt auf, dass die Kennzahlen von Zone 3 und 11 mehr als doppelt so hoch wie die der restlichen fünf Zonen sind. Das liegt daran, dass diese beiden Zonen größer und weiter von dem Umspannwerk entfernt sind, wie auch eine höhere Kundenanzahl und einen höheren Freileitungsanteil aufweisen. Eine Freileitung hat, wie aus Tabelle 2.2 hervorgeht, eine höhere Ausfallhäufigkeit als ein Kabel. Genau umgekehrt verhält sich die Ausfalldauer, da unter anderem für Freileitungen keine Grabarbeiten nötig sind, um im Fall einer Beschädigung an die Leitung zu gelangen. Weiters ist die Bestimmung des Fehlerortes bei Freileitungen aufgrund des Verlaufes an der Oberfläche in der Regel einfacher. In diesem Zusammenhang überwiegt jedoch die Ausfallhäufigkeit, wodurch die durchschnittliche jährliche Unterbrechung einer Freileitung länger andauert.

Mit der Betrachtung der Kennzahlen ist es möglich eine allgemeine Aussage über die Zuverlässigkeit einzelner Zonen zu treffen. So kann anhand der Ergebnisse in Tabelle 3.4 gefolgert werden, dass die Versorgungsunterbrechungen der Kunden in Zone 4 tendenziell am längsten andauern. Jedoch können bei der Analyse große Unterschiede innerhalb der Zonen festgestellt werden. So weist beispielsweise die Last mit der geringsten Unterbrechungsdauer in Zone 4 einen Wert von 29 min/a auf und die mit dem längsten Q eine Dauer von 185 min/a. Die-

3. Ergebnisse

se Differenzen gehen bei einer einheitlichen Kennzahl der Zonen verloren. Daher ist deren Betrachtung zur Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit nur eingeschränkt aussagekräftig, weshalb es nötig ist jede Last einzeln zu betrachten.

Zone	SAIDI/(min/a)	ASIDI/(min/a)	SAIFI/(1/a)	N
Zone 1	7,70	5,95	0,07	59
Zone 2	0,63	0,52	0,07	202
Zone 3	15,18	16,80	0,18	2157
Zone 4	5,30	4,86	0,07	903
Zone 5	1,99	4,80	0,03	888
Zone 6	31,29	32,13	0,32	71
Zone 7	19,61	18,01	0,37	927
Zone 8	11,36	19,20	0,51	923
Zone 9	41,01	24,87	0,47	1240
Zone 10	7,23	5,50	0,04	416
Zone 11	17,28	13,49	0,11	1574
Zone 12	18,04	13,85	0,32	1755
Zone 13	5,02	9,74	0,02	19
Zone 14	78,41	87,64	1,07	2119

Tabelle 3.5.: Zuverlässigkeitskennzahlen der Zonen von Teilnetz 2

In Tabelle 3.6 und 3.7 sind jene Lasten mit den Extremwerten der Beiträge zu den Zuverlässigkeitskennzahlen der beiden Teilnetze aufgelistet.

SAIDI		ASIDI		SAIFI	
Last ID	SAIDI/(min/a)	Last ID	ASIDI/(min/a)	Last ID	SAIFI/(1/a)
827322	3,753	825854	3,118	827644	0,037
827358	2,123	827226	1,305	827358	0,030
827292	2,113	827544	1,030	827322	0,029
827288	2,007	827548	0,934	827354	0,029
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
898160	$2,79 \cdot 10^{-7}$	898152	$2,75 \cdot 10^{-5}$	898160	$1,12 \cdot 10^{-7}$
898168	$2,79 \cdot 10^{-7}$	898160	$2,20 \cdot 10^{-5}$	898168	$1,12 \cdot 10^{-7}$
Mittelwert:	0,346		0,220		0,004

Tabelle 3.6.: Auszug der Anteile jeder Last an den Zuverlässigkeitskennzahlen von Teilnetz 1

Last 827322 aus Teilnetz 1 trägt mit 3,753 min/a am meisten zum gesamten SAIDI bei. Dies entspricht etwa dem zehnfachen des Durchschnittswertes und ist für 6,86% des gesamten SAIDI verantwortlich. Der hohe Prozentsatz ist, wie anhand der Formel (1.5) ersichtlich, auf eine große Kundenanzahl, auf die Unterbrechungsdauer oder aber auf ein hohes Resultat deren Multiplikation zurückzuführen. In diesem Fall beläuft sich die Kundenanzahl auf 202 und die Unterbrechungsdauer auf 124 min/a. Im Vergleich dazu weisen nur vier der 158 Lasten eine höhere Kundenanzahl auf, sowie 18 eine höhere Unterbrechungsdauer. Konträr dazu ist die Last mit dem fünftgrößten Beitrag zum SAIDI, bei welcher es sich um lediglich 70 Kund:innen handelt, aber deren Unterbrechungsdauer mit 186 min/a deutlich länger ist. Die selben Zusammenhänge treffen auch auf die beiden anderen Kennzahlen zu, wobei beim

ASIDI anstatt der Kundenanzahl die installierte Transformatorscheinleistung und beim SAIFI H anstatt Q verwendet wird.

Abbildung 3.4 zeigt die Lage der Lasten von Teilnetz 1 mit den höchsten Werten aus Tabelle 3.6. Auffällig ist die verstreute Lage der Lasten. Eine detaillierte Analyse der Last rot (827322), grau (827292) und violett (827358) gibt darüber Aufschluss. Deren Nähe zu den Umspannwerken und die dadurch vermeintlich geringe Unterbrechungsdauer würde bedeuten, dass die Kundenanzahl dieser Lasten sehr hoch sein muss, damit deren Beitrag zum SAIDI ebenfalls hoch ist. Dies trifft allerdings nur auf Last violett zu. Die beiden anderen Lasten hingegen werden über ein 10-kV-Netz versorgt, deren Betriebsmittel im Durchschnitt über die Ausfallmodelle eine deutlich höhere Ausfallhäufigkeit und Dauer im Vergleich zu den 25-kV-Komponenten, entsprechend Tabelle 2.2, aufweisen. Daraus folgt wiederum eine längere Unterbrechungsdauer. Obwohl die grau und rot markierten Lasten aufgrund ihrer direkt nebeneinander liegenden Lage eine annähernd gleiche Unterbrechungsdauer aufweisen, unterschieden sich deren Beiträge zum SAIDI deutlich. Dies liegt alleine an der unterschiedlichen Kundenanzahl von 125 der grau markierten Last und 202 der rot markierten Last. Demgegenüber ist die Unterbrechungsdauer der Last violett kürzer, wobei die Kundenanzahl mit 204 deutlich über der der grauen Last liegt und somit sind deren Anteile am SAIDI annähernd gleich.

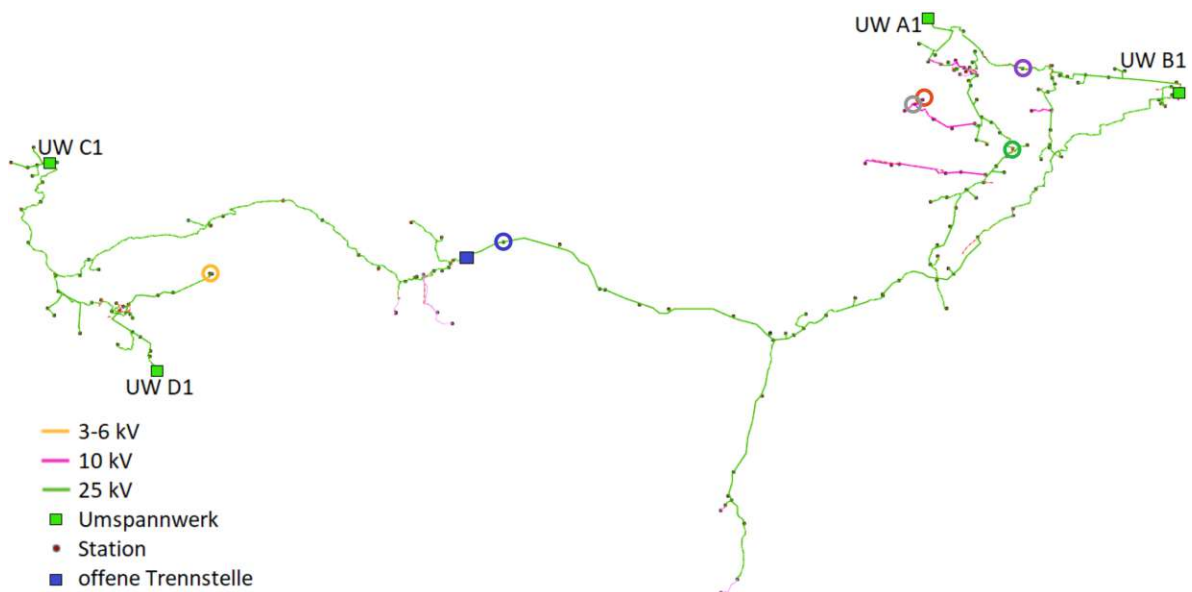


Abbildung 3.4.: Geografische Lage der Lasten entsprechend der Anteile aus Tabelle 3.6

Bei den beiden Lasten gelb (825854) und blau (827226) mit den höchsten Beiträgen zu dem ASIDI können dieselbe Abhängigkeiten beobachtet werden. Die Unterbrechungsdauer der Last gelb ist vergleichsweise zu blau infolge der Nähe zum UW D1 kürzer. Für den hohen Beitrag zum ASIDI ist allerdings die installierte Transformatorscheinleistung von 2,67 MVA verantwortlich und nicht die Kundenanzahl wie beim SAIDI. Demgegenüber ist die Scheinleistung von 0,82 MVA der Last blau vergleichsweise niedrig. Die Detailergebnisse, wie Unterbrechungsdauer, Kundenanzahl, installierte Scheinleistung usw. dieser Analyse sind im Anhang in Tabelle A.5 zusammengefasst.

In Teilnetz 2 können die gleichen Zusammenhänge festgestellt werden. In Tabelle 3.7 ist ebenfalls ein Auszug der Ergebnisse ersichtlich, sowie deren Lage in Abbildung 3.5.

3. Ergebnisse

SAIDI		ASIDI		SAIFI	
Last ID	SAIDI/(min/a)	Last ID	ASIDI/(min/a)	Last ID	SAIFI/(1/a)
1154475	1,13	1154444	1,02	1154473	0,015
1154328	0,96	1154351	0,70	1154328	0,013
1039615	0,93	1039461	0,49	1154303	0,012
1154527	0,93	1040003	0,44	1154374	0,012
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
1039567	$6,64 \cdot 10^{-5}$	1039903	$2,44 \cdot 10^{-4}$	1040301	$1,52 \cdot 10^{-6}$
4254623	$5,99 \cdot 10^{-5}$	1039829	$5,80 \cdot 10^{-5}$	1137737	$1,37 \cdot 10^{-6}$
Mittelwert:	0,105		0,092		0,001

Tabelle 3.7.: Auszug der Anteile jeder Last an den Zuverlässigkeitskennzahlen von Teilnetz 2

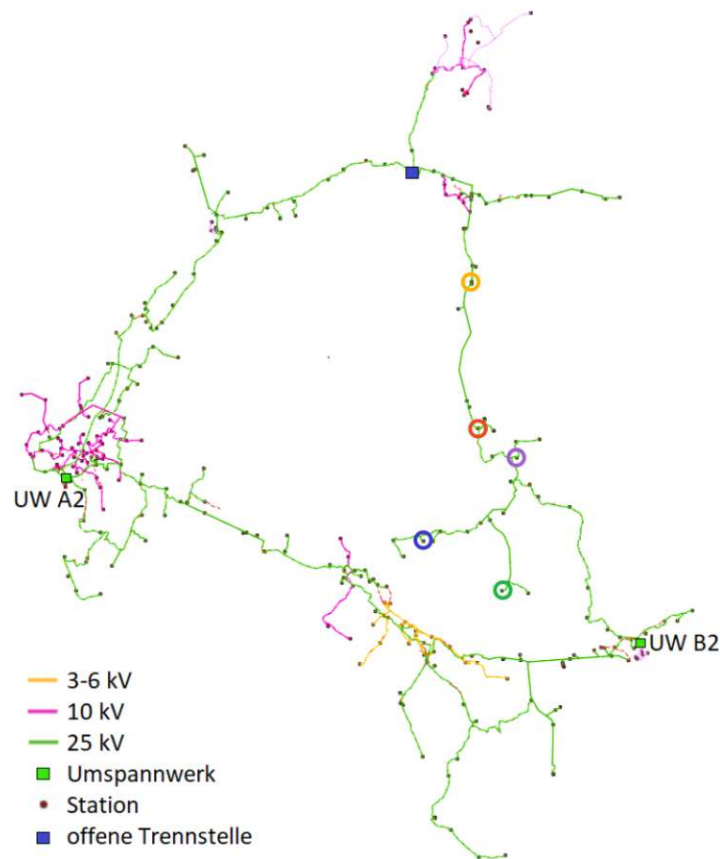


Abbildung 3.5.: Geografische Lage der Lasten entsprechend der Anteile aus Tabelle 3.7

Signifikant ist, dass sich die markierten Lasten mit den höchsten Anteilen an den Zuverlässigkeitskennzahlen innerhalb der Zone 14 befinden. Der Grund dafür ist der niedrige Verkabelungsgrad, wodurch in dieser Zone ein hoher Anteil an Freileitungen verbaut ist. Zusätzlich ist die gesamte Zone über einen einzigen Leistungsschalter am Abgang von UW B2 abgesichert. Kommt es daher zu einem Ausfall einer beliebigen Komponente innerhalb der Zone, so löst der LS aus und alle Lasten der Zone werden nicht weiter versorgt. Dadurch ist die Nichtverfügbarkeit der gesamten Last dieser Zone mit 495 min/a für einen großen Anteil der 1713 min/a des gesamten Teilnetzes verantwortlich.

Beim Vergleich der Lage der Lasten, die am stärksten zu den Zuverlässigkeitskennzahlen beitragen, und jenen, die eine hohe Ausfallenergie im Zollenkopfdiagramm aufweisen, können Ähnlichkeiten festgestellt werden. Dieser Zusammenhang ist anhand des Winterlastfalles von Teilnetz 1 in Abbildung 3.6 dargestellt. Die blau markierten Punkte stellen die sechs Lasten dar, die den größten Beitrag zum ASIDI leisten. Die orange markierten Punkte sind jene mit dem größten Beitrag zum SAIDI. Hierbei ist im Speziellen eine starke Korrelation zwischen dem ASIDI und dem Zollenkopfdiagramm zu sehen. Es ist darauf zurückzuführen, dass dieser eine leistungsbezogene Kenngröße darstellt und im Diagramm ebenfalls auf der x-Achse eine Leistung aufgetragen ist.

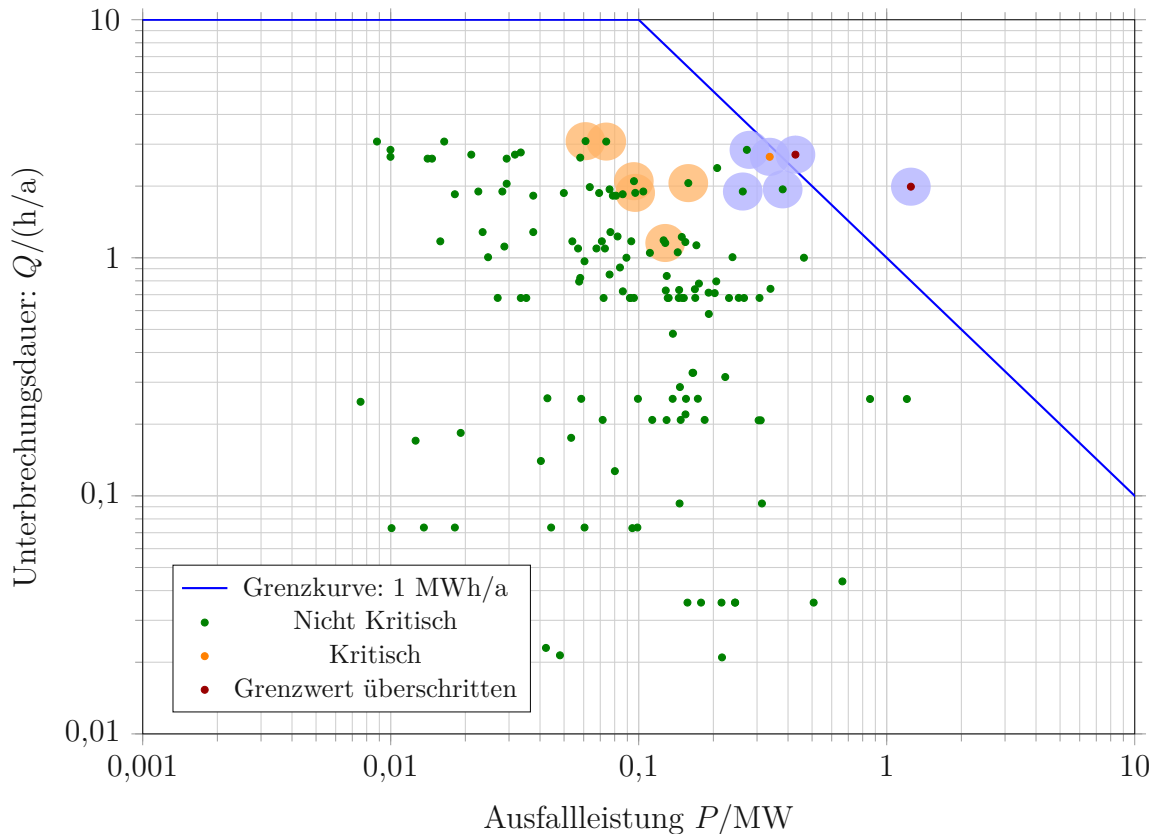


Abbildung 3.6.: Zusammenhang zwischen dem Zollenkopfdiagramm und ASIDI bzw. SAIDI für das Teilnetz 1 im Winter

Wie bereits erörtert, ist die Kundenanzahl neben der Unterbrechungsdauer ein ausschlaggebender Parameter des SAIDI. Je mehr Kunden von einer Station versorgt werden, desto höher ist tendenziell die bezogene Wirkleistung der Station. Daher befinden sich auch die Lasten mit dem höchsten Beitrag zum SAIDI ebenfalls im Bereich mit hoher Ausfallenergie. Aus einer geringen Kundenanzahl folgt aber nicht automatisch eine geringe Wirkleistung. Die blau markierten Lasten weisen eine hohe Wirkleistung mit einer Kundenanzahl im einstelligen Bereich auf, weshalb diese einen großen Beitrag zum ASIDI aber nicht zum SAIDI leisten. Wäre die Kundenanzahl der blau markierten Lasten deutlich höher, so würden es zu einer Überdeckung der orangen und blauen Markierungen kommen.

Abbildung A.6 zeigt denselben Zusammenhang für Teilnetz 2 auf. Die ersten beiden Lasten mit dem höchsten Beitrag zum ASIDI sind wie bei Teilnetz 1 im Winter jene Lasten mit

3. Ergebnisse

der höchsten Ausfallenergie. Die nächsten vier Lasten sind im Diagramm im Vergleich zu Teilnetz 1 deutlich verteilt. Dies liegt daran, dass beim ASIDI die installierte Transformatorscheinleistung ein entscheidender Parameter ist. Beispielsweise bezieht Last 1039461 im Winterlastfall eine Scheinleistung von 0,4 MVA. Die installierte Transformatorscheinleistung ist hingegen mit 1,6 MVA deutlich höher. Daher ist bei der geringen Unterbrechungsdauer von 44 min/a die Ausfallenergie klein, aber trägt aufgrund der hohen Transformatorscheinleistung einen hohen Beitrag zum ASIDI bei. Diese Verbindung ist ebenfalls anhand der Werte aus Tabelle A.5 erkennbar.

3.4. (N-1)-sicher mit Umschaltreserve

Das Kriterium (N-1)-sicher mit Umschaltreserve greift in den beiden Teilnetzen in jenen Fällen, in denen es keine zusätzliche Versorgungsmöglichkeit gibt. Ist eine weitere Versorgungsmöglichkeit gegeben, so ist eine kurzzeitige VU aufgrund der eingestellten Umschaltdauern (ferngesteuert 2,5 min/manuell 45 min) innerhalb der maximal zulässigen Dauer von 2 h aus Abschnitt 1.4.2 gegeben. In solch einem Fall ist kein Netzausbau erforderlich. Bei der Analyse des Kriteriums wurden die selben Erkenntnisse in den Winter und Sommer Lastfällen beobachtet, weshalb sich die nachfolgenden Ergebnisse ausschließlich auf den Winterlastfall beziehen.

Abbildung 3.7 zeigt einen Ausschnitt von Teilnetz 1, in dem jene Netzabschnitte markiert sind, für die das Kriterium nicht erfüllt ist. Daraus lässt sich ableiten, dass für diese Netzabschnitte ein Netzausbau erforderlich ist, um eine zweite Versorgungsmöglichkeit zu gewährleisten. Um die Auswirkungen eines Netzausbaus auf Basis des Kriteriums untersuchen zu können, wurde beispielhaft für einen der Netzabschnitte ein zusätzliches Kabel simuliert, welches in der Abbildung rechts in Rot eingezeichnet ist. Das simulierte Kabel hat eine Länge von 795 m und wird über jeweils einen manuellen Trenner an die Stationen A und B angebunden. Das zugehörige Blockschema, inklusive der angenommenen Leitung, ist in Abbildung 3.8 abgebildet. Vor dem Netzausbau beläuft sich die Unterbrechungsdauer der Last an Station B für den Lastfall Winter am Ende der Stichleitung auf 123 min/a, die zu einer Ausfallenergie von 60 kWh/a führt. Durch den simulierten Netzausbau reduziert sich die Unterbrechungsdauer um 10% auf 110 min/a. Kommt es auf der bestehenden Stichleitung zu einem Fehler, so muss nicht wie zuvor die Reparatur bzw. die Behebung des Fehlers auf der Leitung abgewartet werden, sondern die Versorgung kann nach der Umschaltung über das simulierte Kabel erfolgen. Dies trifft aber nur auf einen Teil der Stichleitung zu.

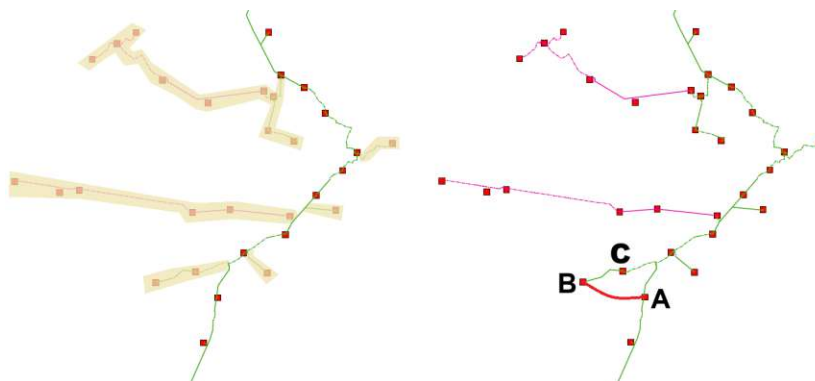


Abbildung 3.7.: Anwendung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve

Wie aus dem Blockschema hervorgeht, setzt sich die bestehende Stichleitung aus einem Kabel bis zur Station C und einer Freileitung von Station C nach B zusammen. Am Beginn und Ende der Freileitung befindet sich jeweils ein Trennschalter. Fällt die Freileitung aus, so kann diese über die Trenner in den Stationen B und C isoliert werden. Bei einem potenziellen Ausfall des bestehenden Kabels hingegen gibt es keine Möglichkeit dieses zu isolieren, ohne auch die Versorgung von Station A zu unterbrechen. Ist Station A nicht versorgt, kann auch Station B nicht über das neue Kabel versorgt werden. Dies liegt daran, dass sich in der Verbindung zwischen Station A und C keine Trennmöglichkeit befindet. Umgekehrt führt somit auch ein Ausfall der Verbindung zu einer VU von Station A und B. Daraus resultiert auch der geringe Unterschied der Unterbrechungsdauern von 123 min/a vor dem Netzausbau und jener mit Netzausbau von 110 min/a.

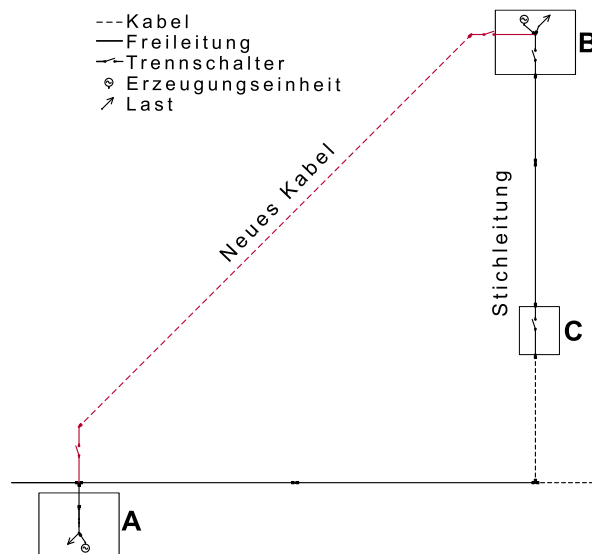


Abbildung 3.8.: Neu verlegtes Kabel zur Erfüllung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve

Durch das neue Kabel ist allerdings das Kriterium weithin nicht vollständig erfüllt, wie bereits zuvor anhand des Ausfalles der Verbindung zwischen Station A und C dargelegt wurde. Zur Erfüllung ist ein zusätzlicher Trenner am Abgang von Station A zu C notwendig. Durch den Einbau dieses Trenners in Kombination mit dem neuen Kabel reduziert sich die Unterbrechungsdauer von 123 min/a auf 41 min/a, sowie die Ausfallenergie von 60 kWh/a auf 20 kWh/a. Wie anhand dieses Beispiels veranschaulicht wird, kann die Anwendung des Kriteriums zu einem sehr hohen Aufwand im Verhältnis zum Nutzen in Form der reduzierten Ausfallenergie, in diesem Beispiel von 40 kWh/a, führen.

Ein vom vorherigen Beispiel abweichendes Ergebnis ergibt sich für eine längere Stichleitung mit mehreren Lasten, für welche das Blockschema in 3.9 abgebildet ist. Die Stichleitung besteht aus 3633 m Kabel und 1411 m Freileitung. Über ein zusätzliches simuliertes Kabel mit einer Länge von 4690 m ergibt sich eine Ringstruktur, die an Station 11 über eine offene Trennstelle verfügt. Die Ergebnisse der Berechnung des Winterlastfalles sind in Tabelle 3.8 enthalten. Durch die zweite Versorgungsmöglichkeit verringert sich die Unterbrechungsdauern an den Stationen/Lasten deutlich. Dadurch beläuft sich die gesamte Reduktion der Ausfallenergie aller Lasten an der Stichleitung auf 3,17 MWh/a. Auffällig ist die hohe Unterbrechungsdauer von 56,12 min/a an Station 7 im Vergleich zu den restlichen Stationen. Das liegt daran, dass streng genommen für die Last das Kriterium nicht erfüllt ist.

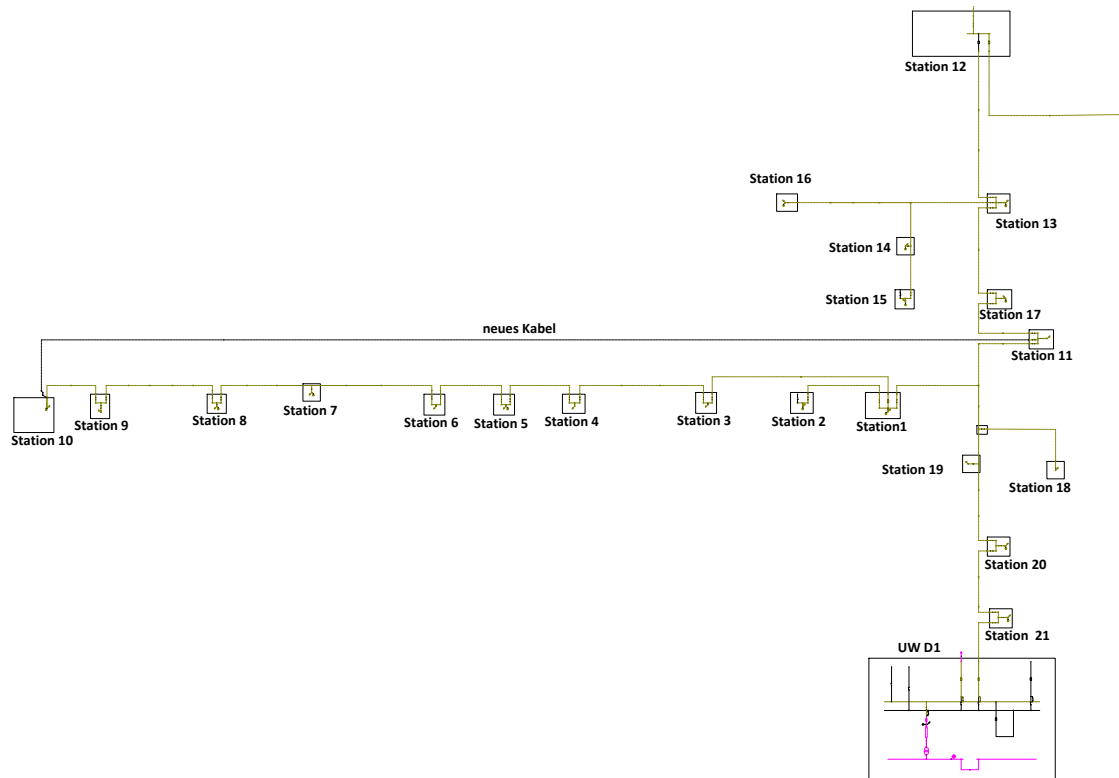


Abbildung 3.9.: Anwendung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve bei einer längeren Stickleitung und mehreren Lasten

Kommt es beispielsweise zu einem Ausfall zwischen Station 8 und 9, so öffnen sich die Trenner der beiden Stationen und die Versorgung der Station 7 erfolgt über Station 6. Liegt aber ein Ausfall zwischen Station 6 und 8 vor, so kann die Fehlerstelle nur durch die Trenner dieser beiden Stationen isoliert werden. Dadurch wird aber auch gleichzeitig die Versorgung von Station 7 unterbrochen. Dies kann nur verhindert werden, indem an den beiden Abgängen der Station 7 jeweils ein Trennschalter eingebaut wird, wodurch sich Q auf 18,55 min/a reduziert und somit auch die Ausfallenergie dieser Last.

Last	Ohne zusätzliche LT		Mit zusätzlicher LT	
	$Q/(min/a)$	$W/(MWh/a)$	$Q/(min/a)$	$W/(MWh/a)$
Station 1	60,35	0,24	12,50	0,05
Station 2	63,29	0,15	15,44	0,04
Station 3	67,71	0,19	18,55	0,05
Station 4	69,87	0,18	18,57	0,05
Station 5	71,04	0,15	18,55	0,04
Station 6	73,37	0,18	18,55	0,05
Station 7	110,95	0,03	56,12	0,02
Station 8	110,95	0,16	18,55	0,03
Station 9	118,87	0,13	18,57	0,02
Station 10	119,37	2,49	19,07	0,38
		3,90		0,73

Tabelle 3.8.: Veränderung von Q und W bei Anwendung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve auf das Blockschema 3.9

Eine zusätzliche Leitung kann sich allerdings auch negativ auf die Zuverlässigkeit auswirken. Im Beispiel des vorherigen Absatzes ist die Stichleitung am Anfang über einen Leistungsschalter in Station 1 abgesichert. Somit wirkt sich der Ausfall der neuen Leitung nicht auf das Netz vor der Stichleitung, bestehend aus Station 11 bis 21, aus. Ist die Stichleitung jedoch über einen Trennschalter anstatt eines Leistungsschalter an das Netz vor der Stichleitung angebunden, so wirkt sich der Ausfall der neuen Leitung negativ auf die Stationen vor der Stichleitung aus. Dieser Sachverhalt wird anhand des nächsten Beispiels ersichtlich.

Abbildung 3.10 zeigt das Blockschema einer Stichleitung aus Teilnetz 2. Diese ist nicht über einen Leistungsschalter, sondern über einen Trennschalter in Station 1 an das restliche Netz angebunden. Der abgebildete Netzabschnitt wird von dem UW B2 unterhalb von Station 16 versorgt und ist über einen Leistungsschalter abgesichert. Zwischen Station 16 und dem UW befinden sich weitere Stationen bis hin zur Station 39, siehe Blockschema A.2. Die Leitung oberhalb von Station 1 führt zu einer offenen Trennstelle.

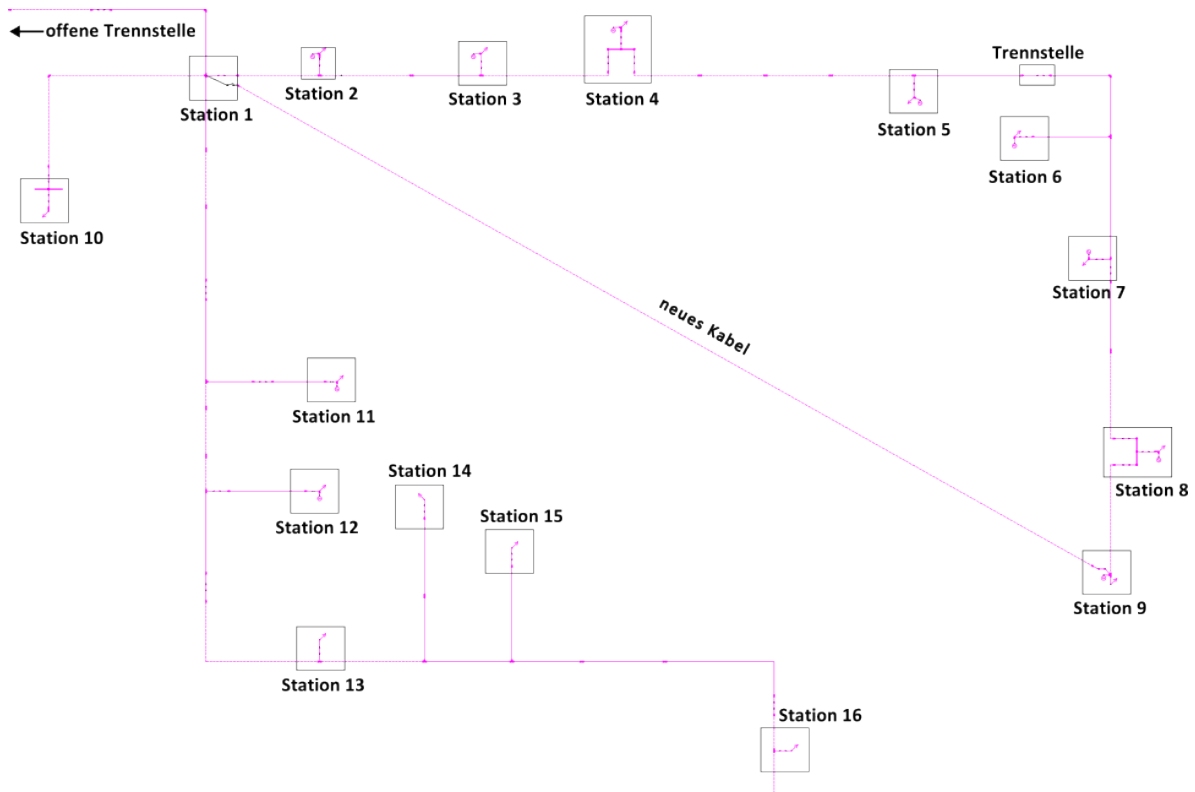


Abbildung 3.10.: Anwendung des Kriteriums an einer Stichleitung von Teilnetz 2

Die gesamte Ausfallenergie der Lasten an der Stichleitung (2 bis 9) ist in Tabelle 3.9 ersichtlich. Durch den simulierten Netzausbau in Form eines zusätzlichen Kabels mit einer Länge von 4786 m nimmt die gesamte Ausfallenergie der Stichleitung um 0,17 MWh/a ab. Hierbei spielt es im Gegensatz zu vorhin keine Rolle, ob sich die offene Trennstelle der neuen Leitung an Station 1 oder 9 befindet. Ein möglicher Kurzschluss auf der neuen Leitung ruft in beiden Fällen nicht nur eine Versorgungsunterbrechung der Lasten an der Stichleitung hervor, sondern auch an den Stationen 10 bis 39. Hierin liegt der Unterschied zu dem vorherigen Beispiel, in dem der LS die Auswirkungen des Ausfalles der neuen Leitung auf das restliche Netz verhindert. Dieser Sachverhalt ist auch in der Ausfallenergie erkennbar. Die gesamte Ausfallenergie der Lasten, bestehend aus Station 2 bis 39 (Station 1 bezieht keine Leistung), reduziert sich nur

3. Ergebnisse

um 0,09 MWh/a von gesamt 7,76 MWh/a auf 7,67 MWh/a, obwohl die Ausfallenergie der Lasten an der Stichleitung um 0,17 MWh/a zurückgeht. Dasselbe Erkenntnis kann auch im Lastfall Sommer beobachtet werden, wobei die Ausfallenergie entsprechend dem niedrigeren Verbrauch geringer ist.

Die Problematik kann verhindert werden, indem das Kabel im Normalbetrieb durch offene Trenner in Station 1 und 9 an das Netz angebunden wird. Somit ist ein Fehler auf dem Kabel automatisch isoliert und kann zu keiner VU der Lasten führen. Dies bringt allerdings einige Nachteile mit sich. So erhöht sich zum Beispiel die Umschaltdauer für die Versorgung über das neue Kabel, da nicht ein, sondern zwei Trenner an unterschiedlichen Orten betätigt werden müssen. So muss zuerst der Trenner in der einen Station und anschließend in der anderen Station geschlossen werden, was zu einer erhöhten Umschaltdauer durch die zusätzliche Fahrtzeit zur Folge hat. Ein weiteres Problem ist, dass ein möglicher Fehler auf dem Kabel unentdeckt bleibt. Erst nach der Zuschaltung ist dieser Fehler erkennbar und das Kabel könnte somit nicht genützt werden.

Auf Basis der Analysen im Zusammenhang mit dem Kriterium (N-1)-sicher mit Umschaltreserve lässt sich folgern, dass neben der Anbindung der Stichleitung noch weitere Faktoren für den aus der zusätzlichen Leitung erhofften Nutzen maßgeblich sind. Ist das neue Kabel von Abbildung 3.10 anstatt 4786 m nun 9572 m und somit doppelt so lang, so ist auch die Ausfallhäufigkeit des Kabels doppelt so hoch. Durch diese Verdoppelung der Ausfallwahrscheinlichkeit reduziert sich die gesamte Ausfallenergie der Lasten an der Stichleitung von 1,49 MWh/a ohne Netzausbau auf 1,33 MWh/a. Die gesamte Ausfallenergien der Stationen 10 bis 39 erhöht sich hingegen von 6,27 MWh/a auf 6,43 MWh/a. Der Grund dafür liegt in dem Verhältnis der gesamten bezogenen Wirkleistungen der Stationen 2 bis 9 zu 10 bis 39. Das Verhältnis im gegenständlichen Fall liegt bei ca. 1/13, wodurch sich eine Erhöhung der Ausfallhäufigkeit auf die Ausfallenergie der Stationen 10 bis 39 deutlich mehr auswirkt. Somit beeinflusst das Kabel die Versorgungszuverlässigkeit der Lasten an der Stichleitung positiv, jedoch hebt sich dieser Vorteil bei der Erweiterung des Betrachtungsraumes auf die Stationen 2 bis 39 auf. Eine Zusammenfassung der Ausfallenergien, sowie deren Änderungen durch das simulierte Kabel, ist in Tabelle 3.9 ersichtlich.

		Station 2-9	Station 10-39	Station 2-39
Kein Netzausbau	$W_{ges}/(\text{MWh/a})$	1,49	6,27	7,76
	$W_{diff}/(\text{MWh/a})$	-0,17	0,08	-0,09
Kabel $l=4786$ m	$W_{ges}/(\text{MWh/a})$	1,32	6,35	7,67
	$W_{diff}/(\text{MWh/a})$	-0,17	0,08	-0,09
Kabel $l=9572$ m	$W_{ges}/(\text{MWh/a})$	1,33	6,43	7,76
	$W_{diff}/(\text{MWh/a})$	-0,16	0,16	0,00

Tabelle 3.9.: Veränderung von W bei Anwendung des Kriteriums auf das Blockschema 3.10

Neben der Länge des Kabels hat auch das zuvor angesprochene Verhältnis der bezogenen Wirkleistungen eine Auswirkung auf die Zuverlässigkeit. Verringert sich die bezogene Wirkleistung der Lasten an der Stichleitung um 50%, so beläuft sich die gesamte Ausfallenergie der Stationen 2 bis 39 mit dem simulierten Kabel auf 7,01 MWh/a und ohne das Kabel auf

7,02 MWh/a. Wie an diesem Beispiel ersichtlich, verbessert die Erfüllung des Kriteriums in diesem Fall die Versorgungszuverlässigkeit nur marginal. Bei einem Anstieg der Wirkleistungen der Stationen vor der Stichleitung kann dasselbe Verhalten wie zuvor beobachtet werden bis hin zu einer höheren Ausfallenergie trotz dem neuen Kabel.

3.5. Kosten-Nutzen-Analyse

Abbildung 3.11 zeigt einen Ausschnitt von Teilnetz 2, in welcher die rot eingezeichnete Leitung simuliert und auf deren Wirtschaftlichkeit untersucht wurde.

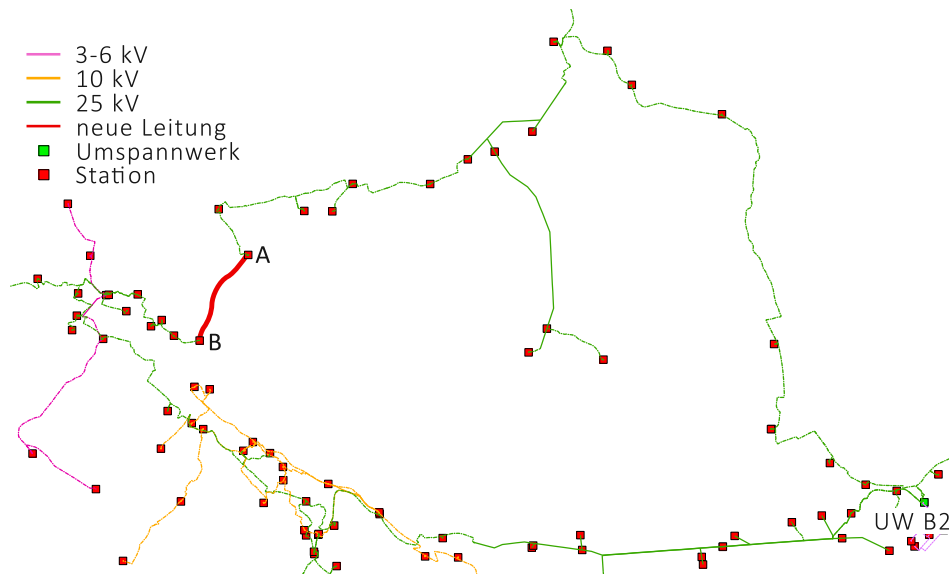


Abbildung 3.11.: Übersicht der neu verlegten Leitung

Durch diese angenommene Leitung entsteht eine Verbindung zwischen dem Ende der Stichleitung an Station A und der Station B. Dadurch ergibt sich eine Ringstruktur, mit der die Versorgungszuverlässigkeit erhöht werden kann. Unter der Berücksichtigung der geografischen Gegebenheiten ergibt sich eine Kabellänge von 1210 m, wovon ca. 750 m unter Asphalt und die restliche Länge im Grünland verläuft. Dies führt zu Investitionskosten in der Höhe von

$$I_{Kabel} = (750 \cdot 360 + 460 \cdot 240) \text{ €} = 380.400 \text{ €}$$

Die Berechnung der Zuverlässigkeit für den Winterlastfall ergibt, dass sich die Ausfallenergie um 0,71 MWh/a reduziert, dies unter der Annahme, dass der Lastfall Winter repräsentativ für das ganze Jahr ist. Für den Lastfall Sommer hingegen beträgt die Differenz der Ausfallenergie W_{diff} lediglich 0,44 MWh/a. Unter Berücksichtigung der Annahme, dass die beide Lastfälle jeweils ein Halbjahr repräsentieren, ergibt sich ein gewichteter W_{diff} von 0,575 MWh/a. Die daraus entstehenden jährlichen Einsparungen bzw. der Kapitalfluss durch das angenommene Kabel liegen bei 4.200 €/a. In Anbetracht dieser Einsparungen und dem angenommenen Kalkulationszinssatzes von 4,81% liegt der Kapitalwert des neuen Kabels nach einem Betrachtungszeitraum von 50 Jahren bei einer Investitionssumme von 380.400 € bei -301.418 €. Die Entwicklung des Kapitalwertes innerhalb des Betrachtungszeitraumes ist in Abbildung 3.12 dargestellt.

3. Ergebnisse

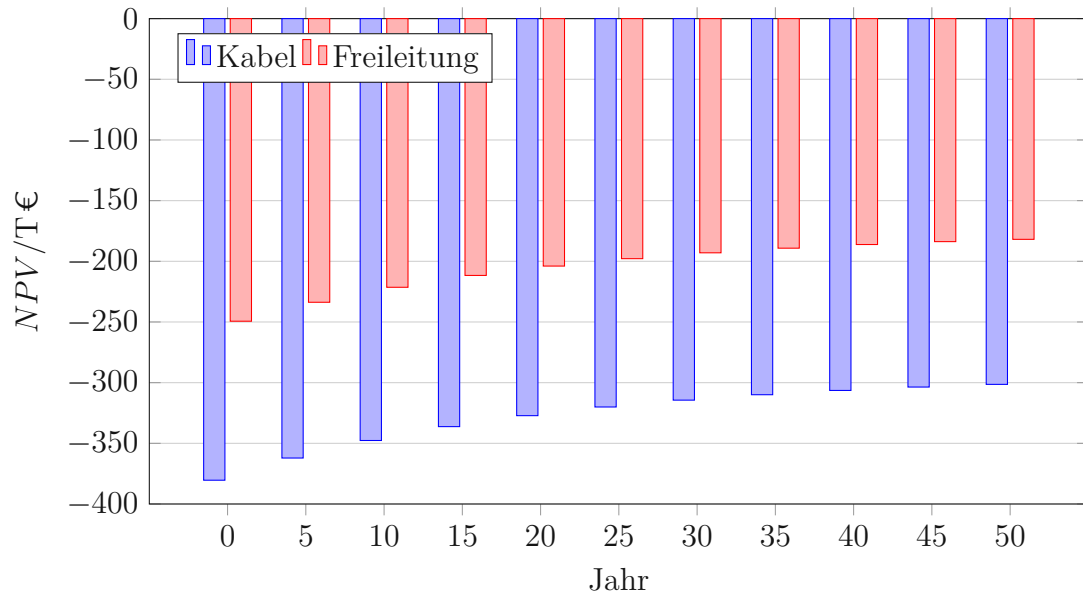


Abbildung 3.12.: Kapitalwertentwicklung der Leitung aus Abbildung 3.11 anhand der gewichteten Einsparungen

Die Simulation einer Freileitung führt zu einem abweichenden Kapitalwert am Ende des Betrachtungszeitraumes. Die Gegebenheiten in der unmittelbaren Nähe der beiden Stationen A und B lässt keine direkte Verbindung zwischen den Stationen mittels einer Freileitung zu. Daher sind zwei kurze Kabelabschnitte mit insgesamt 151 m nötig, deren Kosten sich auf $240 \text{ €/m} \cdot 79 \text{ m} + 360 \text{ €/m} \cdot 72 \text{ m} = 44.880 \text{ €}$ belaufen. Die Freileitungstrasse mit einer Länge von 950 m verläuft dabei nur über Ackerland, weshalb die Kosten der Dienstbarkeit mit 31.588 € anfallen. Über die Länge von 950 m und der durchschnittlichen Mastabstände von 96 m aus Abschnitt 2.3.4 sind insgesamt elf Masten notwendig. Davon sind der Start- und Endmast, sowie ein weiterer als Abspannmast auszuführen. Die restlichen Investitionskosten der Kabelhochführungen, Leiterseile, sowie der zuvor erwähnten Abspann- und Tragmasten belaufen sich auf 172.900 €. Die gesamten Investitionskosten liegen daher mit 249.368 € unter jener der reinen Kabelverlegung. Durch diese Kosten und den jährlichen Einsparungen von 3.588 €/a, sowie dem Zinssatz von 4,81%, beträgt der Kapitalwert nach 50 Jahren -181.895 €. Die Entwicklung des Kapitalwertes ist ebenfalls in Abbildung 3.12 veranschaulicht.

Wie anhand der Werte aus Tabelle 3.10 ersichtlich ist, ist die Differenz der Ausfallenergie bei der Verwendung einer Freileitung geringer als jene der Verkabelung. Dies ist wie bereits im Abschnitt 3.3 erläutert auf die Zuverlässigkeit von Freileitungen zurückzuführen. Daher sind auch die Einsparungen bei einer Kabelverlegung höher, wenngleich die Investitionskosten dieser ebenfalls höher sind.

Bei der Betrachtung der Kapitalwerte je Jahr der beiden Maßnahmen in Abbildung 3.12 ist feststellbar, dass in diesem Fall aus rein wirtschaftlicher Sicht der Einsatz einer Freileitung sinnvoller ist. In beiden Fällen übertrifft jedoch aufgrund der negativen Kapitalwerte auch nach 50 Jahren der finanzielle Aufwand den Nutzen.

	Winter		Sommer		Winter/Sommer gewichtet	
	$W_{diff}/(\text{MWh/a})$	$CF_t/(\text{€/a})$	$W_{diff}/(\text{MWh/a})$	$CF_t/(\text{€/a})$	$W_{diff}/(\text{MWh/a})$	$CF_t/(\text{€/a})$
Kabel	0,71	5.199	0,44	3.201	0,58	4.200
Freileitung	0,67	4.419	0,41	2.756	0,54	3.588

Tabelle 3.10.: Zusammenfassung der Differenz der Ausfallenergie und Kapitalfluss/Einsparung der Maßnahmen in Abb. 3.11

Die Kosten-Nutzen-Analyse der Leitung aus Abbildung 3.9 von Teilnetz 1 des vorherigen Kriteriums ergibt ein konsistentes Bild zu der Analyse der vorhin beschriebenen Leitung aus Abbildung 3.11 von Teilnetz 2. Bei dieser angenommenen Leitung ist allerdings nur die Verlegung eines Kabels möglich. Eine Freileitung zwischen Station 10 und 11 ist aufgrund der geografischen Gegebenheiten nicht umsetzbar. Die für das angenommene Kabel zwischen den beiden Stationen berechneten Investitionskosten belaufen sich aufgrund der Länge von 4690 m auf 1,22 Mio €.

Für Teilnetz 1 liegen drei Lastfälle vor. Dabei wurde für diese Kosten-Nutzen-Analyse der Lastfall Winter mit 50% sowie die beiden Sommerlastfälle mit jeweils 25% gewichtet. Auf Basis dieser Gewichtung und des angenommenen Kabels verringert sich die Ausfallenergie um 2,38 MWh/a. Die dadurch möglichen Einsparungen in der Höhe von 9170 €/a führen unter Berücksichtigung der Investitionskosten von 1,22 Mio € zu dem in Abbildung 3.13 dargestellten Verlauf des Kapitalwertes.

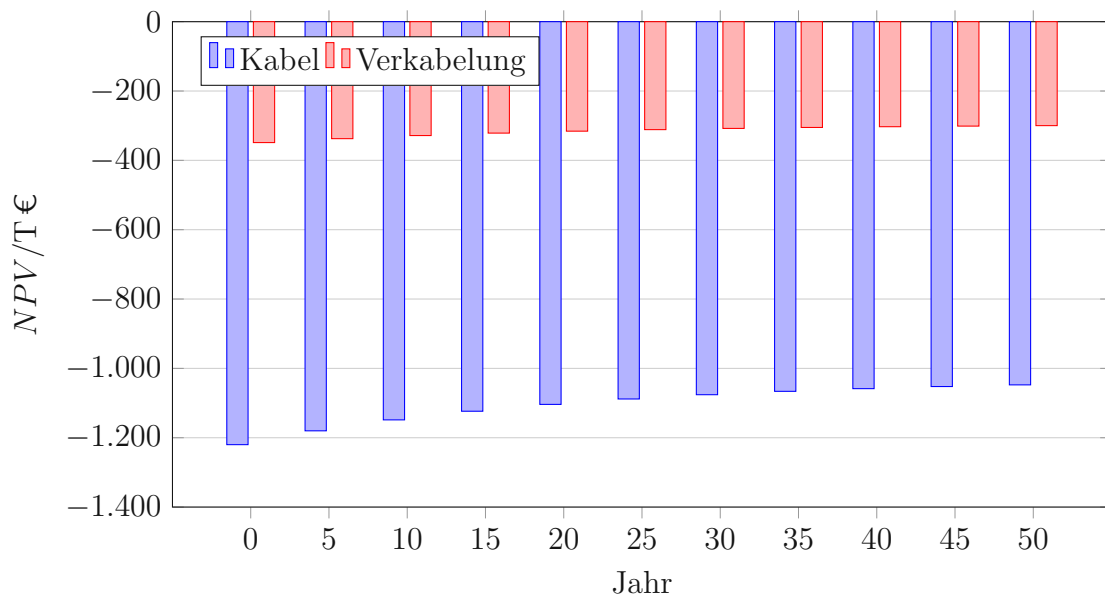


Abbildung 3.13.: Kapitalwertentwicklung der Leitung aus Abbildung 3.9 anhand der gewichteten Einsparungen

Da wie zuvor beschrieben die Zuverlässigkeit von Freileitungen geringer ist als jene eines Kabels, wurde zusätzlich die Möglichkeit die bestehenden Freileitungsabschnitte zwischen Station 6 und 8 zu verkabeln untersucht. Die Ergebnisse dieser Verkabelung sind im Anhang in Tabelle A.6 zusammengefasst und der Kapitalwert ist ebenfalls im Diagramm 3.13 abgebildet. Der Kapitalwert der Verkabelung der Freileitungsabschnitte nach 50 Jahren liegt mit -299.833 € bei einer Investition von 348.720 € deutlich unter jenem des neuen Kabels von

3. Ergebnisse

-1,05 Mio €. Im Gegenzug sind die Einsparungen der Verkabelung geringer, weshalb sich der Kapitalwert von Jahr zu Jahr nur marginal erhöht.

Wie auf Basis der vorhergehenden Analysen ersichtlich, sind Ausbaumaßnahmen in Form von Leitungen mit sehr hohen Investitionssummen verbunden, die Umrüstung auf ferngesteuerte Trennschalter benötigen im Vergleich dazu nur einen Bruchteil dieser Investitionskosten. Um die Wirtschaftlichkeit von ferngesteuerten Trennschaltern zu untersuchen, wurde die Kosten-Nutzen-Analyse für mehrere Trennschalter in den beiden Teilnetzen durchgeführt und deren Ergebnisse sind in Abschnitt 3.9 aufgezeigt.

3.6. Einfluss der Spannungs- und Belastungsgrenzen

Die bis zu diesem Zeitpunkt präsentierten Ergebnisse berücksichtigen keine Verletzungen der Spannungs- und Belastungsgrenzen infolge von Umschaltmaßnahmen. Diese können jedoch einen großen Einfluss auf die Zuverlässigkeit haben. Die Zuverlässigkeitsberechnung ergibt, dass sich die Einhaltung der Belastungsgrenzen in beiden Teilnetzen nur marginal auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirkt. Ursächlich hierfür ist die bestehende Netzinfrastruktur der beiden Teilnetze.

Aus Tabelle A.4 geht für den Winterlastfall von Teilnetz 1 hervor, dass im Normalbetrieb die Belastung jener Leitung mit der höchsten Auslastung bei 62% liegt, sowie für die Transformatoren bei 56%. Durch den geringeren Energiebedarf im Sommer ist die Auslastung in den beiden Sommerlastfällen ebenfalls geringer als im Winterlastfall. Führt ein Fehler zu einem Ausfall, der eine Umschaltmaßnahme zur Folge hat, so besteht bei einer niedrigen Auslastung genügend Spielraum bevor es zur Überschreitung von Belastungsgrenzen kommt. Aufgrund der zuvor erwähnten Auslastungen kommt es trotz Umschaltungen sowohl im Winter also auch im Sommer_{max} zu keinen Überschreitungen in Teilnetz 1.

Im Lastfall Sommer_{min} hingegen führen Umschaltungen aufgrund der hohen Einspeisung von 25,8 MW zu einzelnen Überlastungen. Im Normalbetrieb wird die in Zone 4 erzeugte Energie auch über die Leitungen dieser Zone zum UW B1 abtransportiert. Bei Ausfällen der Leitungen direkt am UW B1 erfolgt die Rückspeisung nun über die Leitungen von Zone 5. Dies führt wiederum bei zwei Kabeln der Zone 5 zu einer Auslastung von 112%. Daher darf die Umschaltung nicht durchgeführt werden, weshalb vereinzelte Lasten nicht nur für die Umschaltdauer sondern für die gesamte Dauer des Ausfalles unversorgt bleiben. Da der beschriebene Fall jedoch nur bei drei Kabelabschnitten auftritt und somit der Eintritt dieses Falles sehr unwahrscheinlich ist, erhöht sich die Ausfallenergie um lediglich 8 kWh/a.

Für Teilnetz 2 und deren höheren maximalen Auslastungen der Betriebsmittel aus Tabelle A.4 zeigt sich, dass es im Winterlastfall durch Umschaltungen zu vereinzelten Verletzungen der Belastungsgrenzen kommt. Dadurch erhöht sich die Ausfallenergie und der SAIDI um jeweils 3,4%, sowie der ASIDI um 2,8%. Im Lastfall Sommer kommt es jedoch nicht wie in Teilnetz 1 für den Fall Sommer_{min} zu Überlastungen, da die Einspeisung mit lediglich 2 MW eine wesentlich kleinere Rolle spielt.

Im Vergleich zu den Belastungsgrenzen führt die Einhaltung der Spannungsgrenzen zu einer deutlichen Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit. Die Ergebnisse von Teilnetz 1 sind in Tabelle 3.11 aufgelistet. Im Winterlastfall kommt es zu Unterspannungen, wenn Zone 1 nicht mehr über UW C1 und D1, sondern über Zone 4 versorgt wird. Dies ist beispielhaft anhand eines Ausschnittes beider Zonen in Abbildung 3.14 ersichtlich. Fällt eine Leitung vor

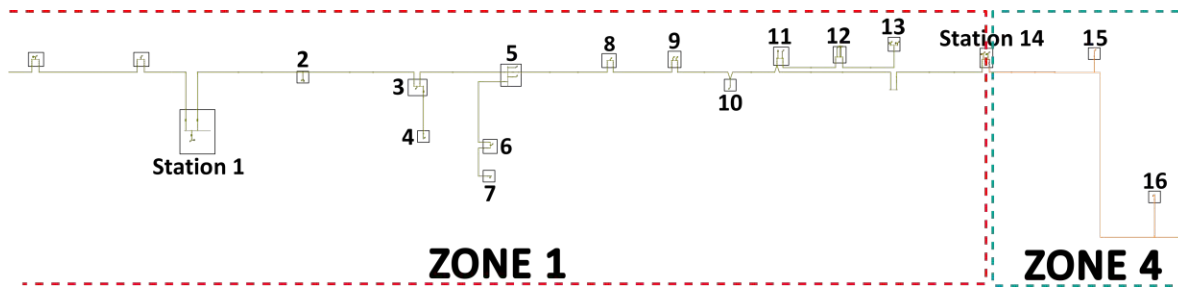


Abbildung 3.14.: Ausschnitt des Netzbereichs von Teilnetz 1 in dem es zu Spannungsbandverletzungen aufgrund von Umschaltmaßnahmen kommt

Station 1 aus, so sind die Stationen 1 bis 14 aufgrund der offenen Trennstelle in Station 14 nicht versorgt. Durch das Schließen der Trennstelle und dem gleichzeitigen Öffnen des Trenners in Station 1 werden die Stationen wieder versorgt. Aufgrund der hohen Leistung im Winter sinkt jedoch die Spannung an den Stationen unter die erlaubten 92%, weshalb die Umschaltung nicht durchgeführt werden darf. Die Software Neplan führt jedoch die Umschaltung durch, wirft aber im Nachhinein jene Lasten ab, deren Spannung unter der Grenze liegt. Dies kommt der nicht Umschaltung gleich, wobei in diesem Fall zusätzlich noch die beiden Lasten 15 und 16 in Zone 4 abgeworfen werden, da auch an diesen die Spannung unter 92% liegt. In der Praxis würde die Umschaltung nicht erfolgen, wodurch die Stationen 1 bis 14 nicht versorgt werden, jedoch die beiden Stationen in Zone 4. Dieser Sachverhalt zeigt exemplarisch, dass die Zuverlässigkeit bei der Berechnung mittels Neplan tendenziell schlechter ausfällt als sie tatsächlich ist.

Index	Teilnetz 1		
	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}
SAIFI/(1/a)	0,64	0,64	0,64
SAIDI/(min/a)	60,90	54,69	54,71
ASIDI/(min/a)	53,46	34,80	34,98
CAIDI/h	1,58	1,42	1,42
ASAI/%	99,99	99,99	99,99
$H/(1/a)$	4,50	4,45	4,47
T/h	6,33	6,09	6,18
$Q/(min/a)$	1706,55	1625,71	1655,57
$P/(MW/a)$	11,77	7,80	2,35
$W/(MWh/a)$	26,45	12,90	4,35

Tabelle 3.11.: Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 1 unter Berücksichtigung der Spannungs-/Belastungsgrenzen

Das aus der Anwendung des Zollenkopfkriteriums resultierende Diagramm für den Lastfall Winter von Teilnetz 1 ist in Abbildung 3.15 dargestellt. Die schwarzen Punkte sind jene Lasten, bei denen die Ausfallenergie auch bei der Einhaltung der Grenzen im Vergleich zu Abschnitt 3.2 unverändert bleiben. Die roten und grünen Punkte mit derselben Ausfalleistung repräsentieren jeweils dieselbe Last, wie exemplarisch anhand Last 7 im Diagramm gezeigt wird. Der rote Punkt entspricht dabei der Ausfallenergie der Last unter Einhaltung der Spannungs- und Belastungsgrenzen, grün bei Vernachlässigung dieser Grenzen, wodurch jegliche Umschaltungen uneingeschränkt möglich sind. Anhand dem Vergleich des roten und grünen Punktes einer Last ist zu sehen, dass sich die Unterbrechungsdauer bei der Berücksichtigung der Grenzen

3. Ergebnisse

erhöht. Der Grund hierfür ist, dass die Last nicht nach der Umschaltdauer wieder versorgt wird, sondern erst nach der Behebung des Fehlers, was wiederum deutlich länger dauert. Alle Lasten, auf die dies zutrifft, befinden sich in Zone 1 mit Ausnahme der beiden Lasten 15 und 16. Diese beiden sind im Diagramm rot umrandet und deren tatsächliche Ausfallenergie entspricht dem grünen Punkt, während das Ergebnis von Neplan die vermeintliche Ausfallenergie mit dem roten Punkt angibt.

Im Lastfall Sommer_{min} kommt es zwar zu keiner Unterspannung aber aufgrund der hohen Einspeisung zu deutlichen Spannungsüberhöhungen. Bei einzelnen Ausfällen erreicht die Spannung Werte von bis zu 125% der Nennspannung infolge von Umschaltungen. Wie auch bei der Unterspannung darf die Umschaltung nicht erfolgen. In der für diese Arbeit verwendeten Version von Neplan gibt es allerdings keine Berechnungseinstellung, bei der bei einer möglichen Überspannung die Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit berücksichtigt werden. Daraus kann abgeleitet werden, dass bei der Berechnung mittels Neplan nicht nur das Ergebnis sondern auch die Ereignisliste beachtet werden muss. Diese enthält sowohl die Auslastungen wie auch die Spannungen nach einer Umschaltung. Dadurch können Fälle von Überspannung sowie Unterspannung identifiziert und korrigiert werden. In Teilnetz 2 hingegen kommt es bei Umschaltungen in beiden Lastfällen zu keiner Verletzung der Spannungsgrenzen.

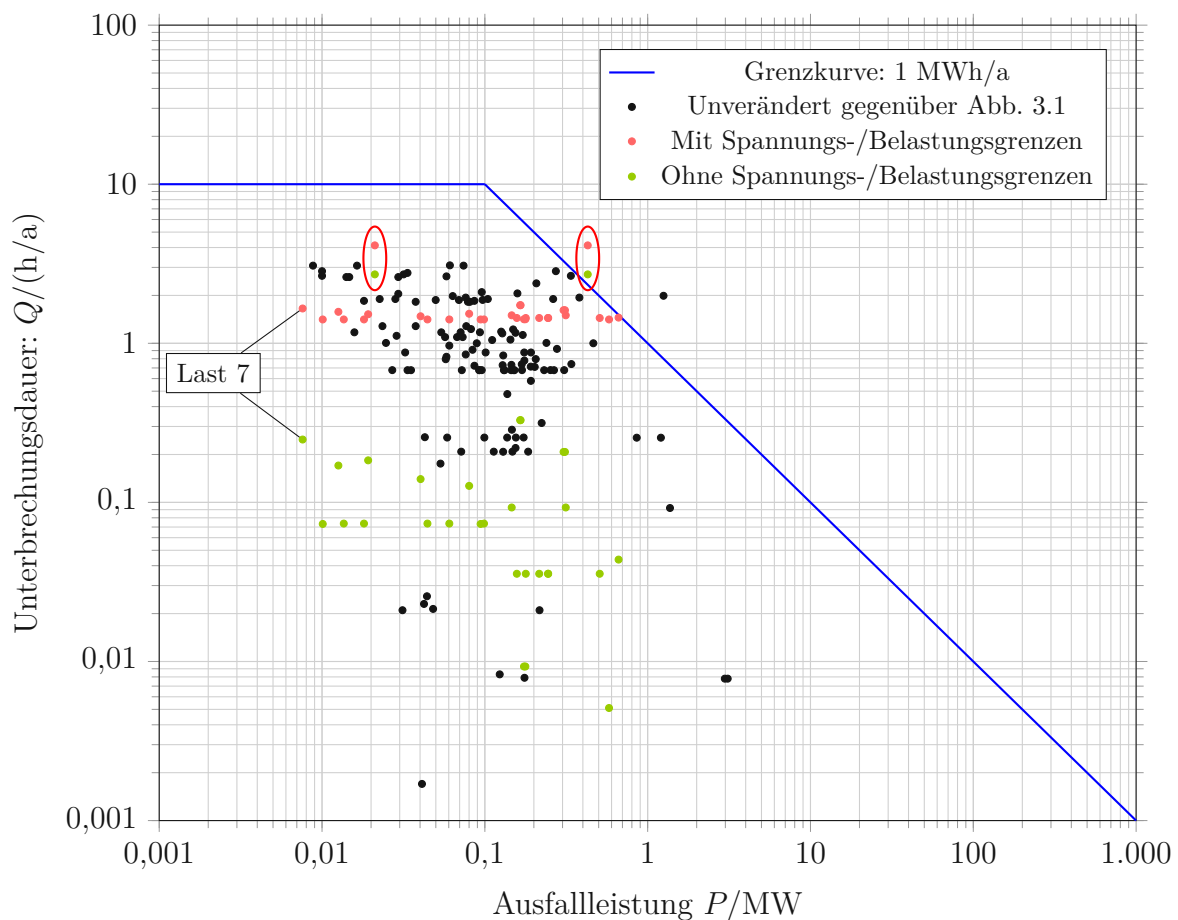


Abbildung 3.15.: Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Winter unter Berücksichtigung der Belastungs- und Spannungsgrenzen

3.7. Zukunftsbetrachtung 2040

Die in diesem Abschnitt vorgestellten Ergebnisse beziehen sich auf die Analyse hinsichtlich der Zuverlässigkeit unter Berücksichtigung des prognostizierten Stromverbrauchs sowie der Stromerzeugung im Jahr 2040.

Bei der Lastflussanalyse von Teilnetz 1 für 2040 kommt es im Normalbetrieb zu Überlastungen der Freileitung am Abgang des UW A1 und des Transformators in Zone 7. Diese beiden sind in Abbildung A.7 markiert und wurden im Netzmodell dahingehend verstärkt, sodass sowohl im Normalbetrieb als auch im Störfall keine Grenzen dieser Betriebsmittel verletzt werden.

Aufgrund der Einbindung der Prognosen in die Analyse von Teilnetz 1, erhöht sich die gesamte Wirkleistung aller Lasten, sowie die Leistung der Erzeuger in allen drei Lastfällen. Anhand der Werte aus Tabelle A.7 ist zu sehen, dass die gesamte Wirkleistung der Lasten über alle drei Lastfälle hinweg im Durchschnitt um 33% bzw. die Erzeugungsleistung um 31% ansteigt. Durch diese Zunahme kann ebenfalls ein Anstieg der Ausfallenergie verzeichnet werden. Die Ausfallenergie im Winterlastfall erhöht sich um 92% und im Vergleich dazu steigt die Wirkleistung der Lasten um lediglich 41% an. In den beiden anderen Lastfällen ergeben sich ähnliche Verhältnisse von 93% für die Ausfallenergie zu 34% der Wirkleistung für Sommer_{max} sowie 88% zu 23% für den Lastfall Sommer_{min}. Dabei ist festzuhalten, dass sich diese Ergebnisse allerdings auf die Verwendung der Netzzustandsanalyse „Verbindungskontrolle“ beziehen, in der keine Verletzungen der Spannungs- und Belastungsgrenzen berücksichtigt werden.

Wie bereits im vorherigen Abschnitt 3.6 erläutert, kann sich die Einhaltung dieser Grenzen jedoch wesentlich auf die Versorgungszuverlässigkeit auswirken. Dies bestätigt sich ebenfalls bei der Analyse für 2040. Anhand Abbildung 3.16 ist ersichtlich, dass sich aufgrund von Verletzungen des Spannungsbandes sowie der Belastungsgrenzen infolge von Umschaltmaßnahmen die Ausfallenergie im Winterlastfall von 35,88 MWh/a auf 74,47 MWh/a mehr als verdoppelt. Das ist darauf zurückzuführen, dass jene Umschaltungen, die zu einer Verletzung der Grenzen führen, nicht möglich sind, wodurch sich die Dauer der Versorgungsunterbrechung in diesen Fällen verlängert. Dadurch erhöhen sich wiederum die Zuverlässigkeitskennzahlen erheblich, wie zum Beispiel die mittlere Nichtverfügbarkeit pro Kunde von 54,69 min/a auf 103,93 min/a. In Tabelle 3.12 sind die Ergebnisse der weiteren Kennzahlen sowie für alle drei Lastfälle angeführt.

3. Ergebnisse

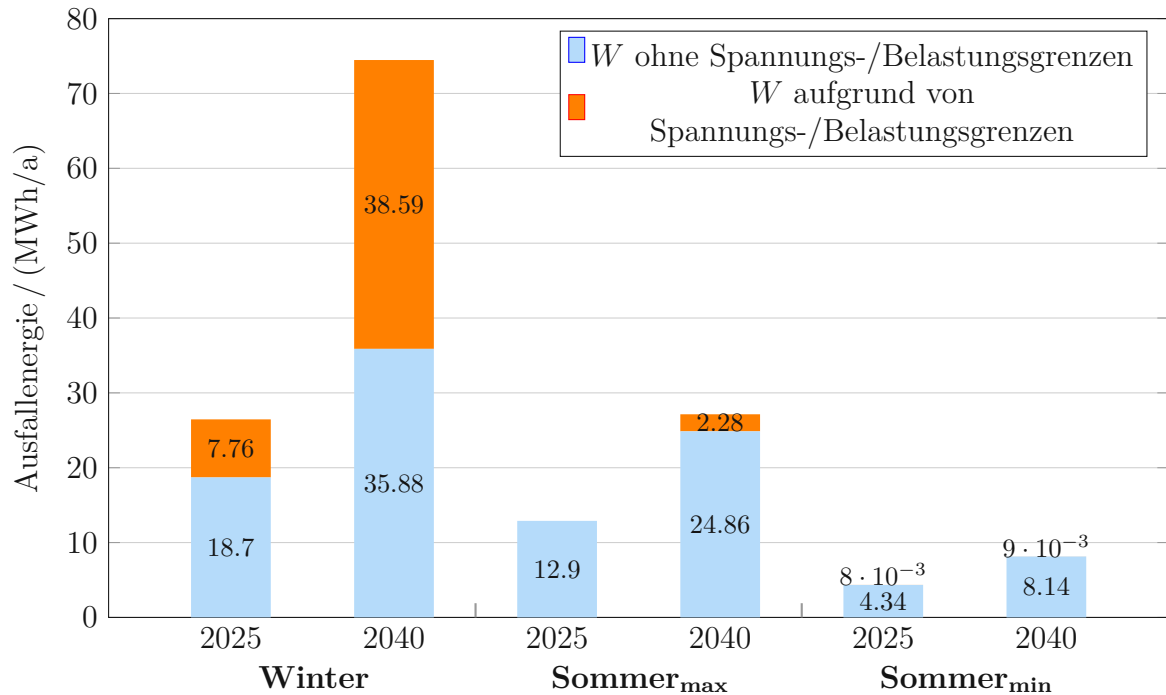


Abbildung 3.16.: Vergleich der Ausfallenergie von Teilnetz 1 (aktuell vs. 2040) inkl. Anteil durch Spannungs- und Belastungsgrenzverletzungen

Diese Auswirkungen sind auch im Zollenkopfdiagramm 3.17 zu sehen, indem eine Vielzahl an Lasten im Winterlastfall infolge der Prognosen über dem Grenzwert von 1 MWh/a liegen. Bei einem Großteil dieser handelte es sich um Lasten der Zone 7. Ursächlich dafür ist die in Tabelle 3.4 ersichtliche Anzahl der Kund:innen jeder Zone. Die Hälfte aller Kund:innen des Teilnetz 1 befinden sich in dieser Zone, wodurch vor allem der Verbrauch aufgrund der Prognose im Vergleich zu den restlichen sechs Zonen stärker ansteigt.

Index	Ohne Spannungs-/Belastungsgrenzen			Mit Spannungs-/Belastungsgrenzen		
	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}
SAIFI/(1/a)	0,64	0,64	0,64	0,68	0,64	0,64
SAIDI/(min/a)	54,69	54,69	54,69	103,93	61,65	54,71
ASIDI/(min/a)	39,74	39,74	39,74	89,31	42,79	39,90
CAIDI/h	1,42	1,42	1,42	2,56	1,60	1,42
ASAI/%	99,99	99,99	99,99	99,98	99,99	99,99
H/(1/a)	4,45	4,45	4,45	4,54	4,49	4,47
T/h	6,09	6,09	6,09	6,57	6,29	6,18
Q/(min/a)	1625,71	1625,71	1625,71	1791,84	1694,35	1656,1
P/(MW/a)	22,57	15,39	4,58	24,30	15,46	4,58
W/(MWh/a)	35,88	24,86	8,14	74,47	27,14	8,14

Tabelle 3.12.: Zuverlässigkeitsergebnisse Teilnetz 1 - 2040

Die jeweils sechs Lasten mit den höchsten Beiträgen zu den Zuverlässigkeitskennzahlen stimmen dabei mit jenen Lasten aus dem Zollenkopfdiagramm überein, deren Ausfallenergie über 1 MWh/a liegt. Diese Lasten sind wie in Abschnitt 3.3 mit orange für den SAIDI und blau für den ASIDI markiert, wobei die drei türkis markierten Lasten sowohl zum SAIDI als auch zum ASIDI einen hohen Beitrag leisten.

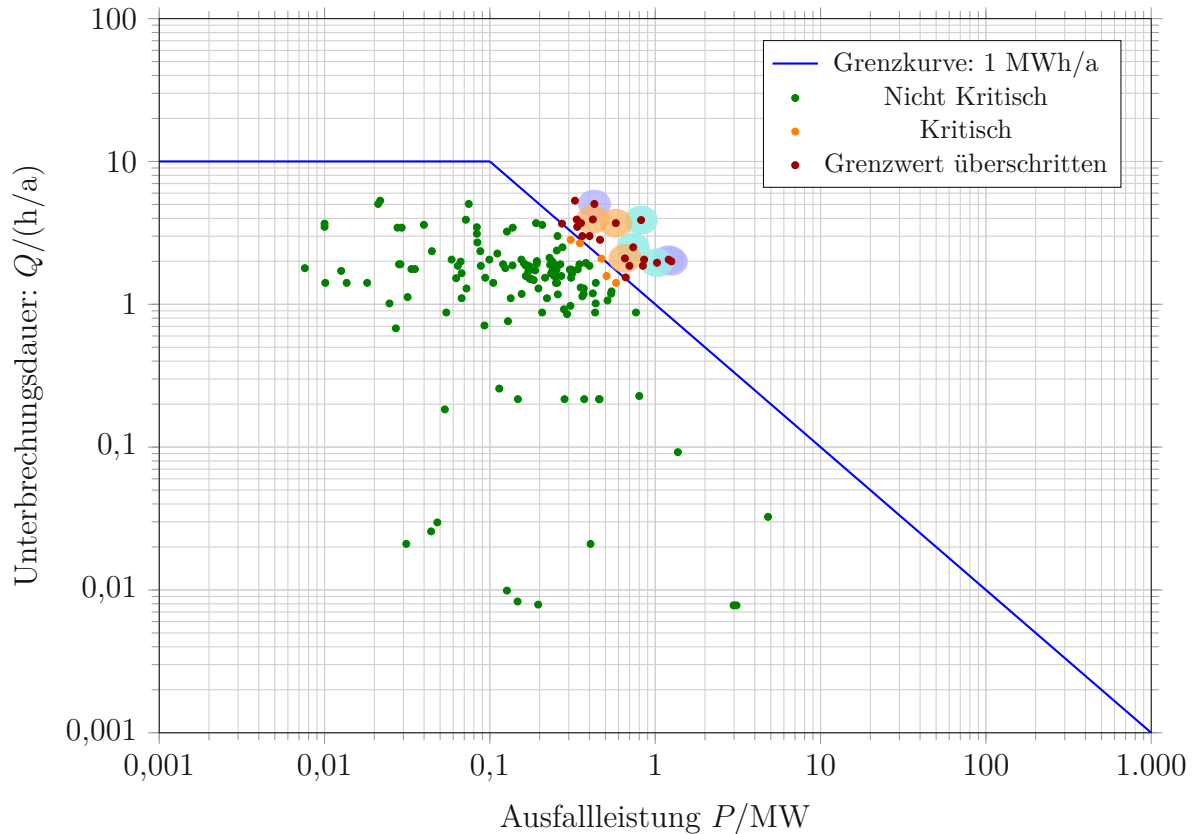


Abbildung 3.17.: Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 Winterlastfall für 2040 mit Spannungs- und Belastungsgrenzen

In den Sommerlastfällen wirken sich die Spannungs- und Belastungsgrenzen nur geringfügig auf die Zuverlässigkeit aus. Dies sieht man unter anderem an den geringfügigen Unterschieden der Werte in Tabelle 3.12. Das Ergebnis von Sommer_{min} ist jedoch mit Vorsicht zu betrachten, da wie zuvor erwähnt mögliche Überspannungen unberücksichtigt bleiben.

Auch in Teilnetz 2 mussten einige Betriebsmittel verstärkt werden, um eine Überlastung im Normalbetrieb zu verhindern. Wie auch in Teilnetz 1 kann für diese Netzkonfiguration ein starker Anstieg der Ausfallenergie infolge der prognostizierten Wirkleistungen verzeichnet werden. Die Ergebnisse von Teilnetz 2 sind im Anhang in Abbildung A.8, sowie in Tabelle A.9 ersichtlich.

3.8. Beurteilung der Bewertungskriterien

In diesem Abschnitt werden die auf Basis der Anwendung der Kriterien gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst.

Das Kriterium (N-1)-sicher mit Umschaltreserve folgt einem einfachen Ansatz. Kann eine Versorgungsunterbrechung, die länger als zwei Stunden andauert nicht verhindert werden, so sind Maßnahmen zu ergreifen. Liegt daher für eine Last nur eine Versorgungsmöglichkeit vor, so ist die Einhaltung der maximalen Dauer nicht möglich und somit ist laut dem Kriterium

3. Ergebnisse

ein Netzausbau erforderlich. Aufgrund der geografisch ausgedehnten Versorgungsgebiete vieler Verteilnetzbetreiber, wie auch der TINETZ, ist die Verwendung verzweigter Strahlennetze notwendig. Dadurch verfügen eine große Anzahl an Stationen im Mittelspannungsnetz nur über einen Versorgungspunkt. Die Anwendung des Kriteriums führt daher zu einer hohen Anzahl an notwendigen Netzausbaumaßnahmen, wie bereits anhand des kleinen Ausschnittes von Teilnetz 1 in Abbildung 3.7 dargelegt wurde.

Weiters zeigt sich, dass das Kriterium auch bei einzelnen Lasten mit zwei Versorgungsmöglichkeiten nicht erfüllt ist. Hierbei handelt es sich um jene Lasten, deren Station über keine Trennelemente an den Abgängen verfügt, wie anhand der Station 7 in Abbildung 3.9 gezeigt wurde. Für diese Lasten bestehen zwei unterschiedliche Versorgungsleitungen, allerdings können diese beim Ausfall einer dieser beiden nicht voneinander isoliert werden, sodass etwa ein Kurzschluss auf der ersten Versorgungsleitung auch die Versorgung über die zweite Leitung unmöglich macht. Ein weiterer Aspekt kann bei der Erfüllung des Kriteriums mittels einer neuen Leitung beobachtet werden. Der Betrachtungsbereich spielt eine zentrale Rolle bei der Beurteilung der Verbesserung der Versorgungssicherheit durch den Netzausbau. Führt man beispielsweise wie anhand der Abbildung 3.10 gezeigt einen Netzausbau in Form eines neuen Kabels durch, so ist das Kriterium für die Lasten an der Stichleitung erfüllt. Die neue Leitung wirkt sich allerdings negativ auf die Versorgungszuverlässigkeit der restlichen Lasten vor der Stichleitung aus. Im Gegensatz dazu hat die neue Leitung des Beispiels in Abbildung 3.9 aufgrund des Leistungsschalters keinen Einfluss auf deren Zuverlässigkeit. Diese Auswirkungen hängen neben der Schutzeinrichtung am Beginn der Stichleitung noch von weiteren Faktoren, wie dem Verhältnis der bezogenen Wirkleistungen der Lasten vor und an der Stichleitung sowie der Unterbrechungsdauer der neuen Leitung, ab.

Die Zuverlässigkeitskennzahlen basieren auf der Kombination verschiedener Parameter. So fließen unter anderem die Ausfallhäufigkeit, Ausfalldauer sowie etwa die Kundenanzahl oder installierte Transformatorscheinleistung mit ein. Dadurch ergeben sich einzelne unterschiedliche Kennzahlen, mit denen die Versorgungssicherheit des Netzes bewertet werden kann. Durch die Aufteilung der Teilnetze in Zonen und die Berechnung deren Zuverlässigkeitskennzahlen ist es möglich, einzelne Teile der Teilnetze mit geringer Versorgungssicherheit zu identifizieren. Es stellt sich jedoch heraus, dass die Kennzahlen der einzelnen Zonen über deren Versorgungssicherheit nur bedingt aussagekräftig sind. Dabei ist die Anzahl der Lasten in einer Zone ausschlaggebend. Je weniger Lasten sich in einer Zone befinden, desto größer wird der Einfluss einer einzelnen Last auf die Kennzahlen. Sind in einer Zone beispielsweise 100 Lasten mit einer Unterbrechungsdauer von 60 min/a und mit jeweils 20 Kund:innen, so beläuft sich der SAIDI auf 60 min/a. Weist eine der Lasten eine Kundenanzahl von 100 sowie ein Q von 120 min/a auf, so erhöht sich der SAIDI auf 62,88 min/a. Befinden sich jedoch in der Zone nur 10 Lasten, so erhöht sich die Kennzahl von 60 min/a auf 81,43 min/a. Hierbei wird deutlich, dass die Kennzahl den Schein einer geringen Versorgungssicherheit in der Zone erwecken kann, obwohl dies nur auf eine Last zutrifft.

Dieser Aspekt entfällt bei der Betrachtung der Beiträge jeder einzelnen Last zu den Zuverlässigkeitskennzahlen. Je höher der Beitrag einer Last ist, desto größer ist die Wirkung, um die Kennzahl des gesamten Netzes durch einen Netzausbau an dieser Last zu reduzieren. Die Liste dieser Beiträge in Tabelle A.5 kann somit als Ranking interpretiert werden. Dabei kann in beiden Teilnetzen eine große Spanne der Beiträge beobachtet werden. Da es sich beim SAIDI sowie SAIFI um eine kundenbezogene und bei ASIDI um eine leistungsbezogene Kennzahl handelt und deren einzelne Gemeinsamkeit die Unterbrechungsdauer ist, sind die Beiträge einer Last zu den drei Kennzahlen unterschiedlich. Allerdings kann festgestellt werden, je höher

das Ranking einer Last ist, desto höher ist tendenziell auch deren jährliche Ausfallenergie. Dies kann sowohl für die aktuellen Lastfälle als auch bei der Betrachtung der zukünftigen Einspeisung und dem Verbrauch beobachtet werden, wie aus Abbildung 3.17 hervorgeht.

Ein Sachverhalt, der im Zuge der Analyse der Ergebnisse deutlich wird, ist dass sowohl die Kundenanzahl als auch die installierte Transformatorscheinleistung eine wesentlichen Rolle in Bezug auf die Kennzahlen spielen. Je höher der Wert dieser Faktoren, desto weniger ist die Unterbrechungsdauer von Bedeutung, wie anhand der Formeln (1.5) - (1.7) ersichtlich ist. Dies kann dazu führen, dass eine Last trotz einer niedrigen Unterbrechungsdauer für einen hohen Anteil der Kennzahl verantwortlich ist und daraus fälschlicherweise abgeleitet werden könnte, dass ein Netzausbau erforderlich ist.

Bei der Anwendung des erweiterten Zollenkopfkriteriums kann dies nicht beobachtet werden. Das liegt daran, dass in diesem Kriterium für alle Lasten der selbe Grenzwert gilt. Dieser wird anschließend mit dem Produkt der Unterbrechungsdauer und Ausfalleistung jeder Last verglichen. Wie anhand der Grenzkurve der Diagramme aus Abschnitt 3.2 erkennbar, sind bei einer kurzen Unterbrechungsdauer auch deutlich höhere Ausfalleistungen zulässig. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass aufgrund der zur Hochspannung vergleichsweise niedrigen Leistungen in der Mittelspannung keine Lasten mit einer niedrigen Unterbrechungsdauer nahe oder über dem Grenzwert liegen. Es werden lediglich Lasten mit einer langen Unterbrechungsdauer und hohen Leistung identifiziert, für die ein Netzausbau erforderlich wäre. Ein Nachteil des Zollenkopfkriteriums, wie bereits bei der Darstellung der Ergebnisse erwähnt, ist, dass die Kundenanzahl nicht berücksichtigt wird. Die Analysen zeigen jedoch, dass tendenziell auch jene Lasten mit einem hohen Beitrag zum SAIDI sowie ASIDI ebenfalls im Diagramm nahe der Grenzkurve liegen. Da die Kundenanzahl nicht berücksichtigt wird, würde der Netzausbau unabhängig davon erfolgen, ob dadurch die durchschnittliche jährliche Unterbrechungsdauer eines einzelnen Kunden oder einer Vielzahl an Kund:innen verkürzt wird.

Die Kosten-Nutzen-Analyse verfolgt im Gegensatz zu den anderen Kriterien einen wirtschaftlichen Ansatz. Die Ergebnisse zeigen, dass mit dieser Analyse eine Entscheidung über die einzelnen Netzausbaumöglichkeiten getroffen werden kann. So kann im Beispiel von Abbildung 3.12 festgestellt werden, dass der Kapitalwert der beiden Investitionen am Ende des Betrachtungszeitraumes zwar negativ ist, jedoch bietet diese Analyse die Möglichkeit verschiedene Maßnahmen zu vergleichen. Basierend darauf kann festgestellt werden, dass aus wirtschaftlicher Sicht die Freileitung im Vergleich zum Kabel sinnvoller ist. Dabei spielt jedoch der Verlauf der Freileitung aufgrund der zu entrichteten Dienstbarkeit von 25% des Grundstückpreises eine wesentliche Rolle. Schon bei kurzen Abschnitten der Freileitung über ein Bauland können die Investitionskosten infolge der hohen Kosten der Baugründe in Tirol diejenigen der Kabelverlegung überschreiten. Weiters stellt sich heraus, dass eine Verkabelung von Freileitungsabschnitten einer Stickleitung aufgrund der höheren Zuverlässigkeit von Kabeln eine gute Alternative darstellt.

Eine wesentliche Schwachstelle der angewandten Kosten-Nutzen-Analyse stellt dabei die Verwendung einzelner Lastfälle dar. Die berechnete jährliche Ausfallenergie entspricht dabei jener Energie, die ausfallen würde, wenn die einzelnen Lastfälle über ein Jahr hinweg durchgehend vorliegen würden. Dies entspricht allerdings nicht der Realität, in der zu jedem Zeitpunkt ein unterschiedlicher Lastfall vorliegt. Da für diese Analysen die Ausfallenergie auf Basis der betrachteten Lastfälle hochgerechnet wurde, erfolgte die Berechnung der Einsparungen ebenfalls auf Basis dieser Hochrechnung. Weiters wurde eine unveränderte Ausfallenergie innerhalb des Betrachtungszeitraumes der Investition angenommen, trotz der prognostizierten Entwick-

3. Ergebnisse

lung des Verbrauches und Einspeisung. Um diese Entwicklung in der Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigen zu können, müssten die jährlichen prognostizierten Leistungen miteinbezogen werden, jedoch hängt dabei das Ergebnis unter anderem von der Genauigkeit der Prognosen ab. Dadurch ist die alleinige Betrachtung des Ergebnisses einer Kosten-Nutzen-Analyse für eine einzelne Maßnahme eines Netzausbaues nur begrenzt aussagekräftig, kann jedoch zum Vergleich verschiedener Netzausbaumaßnahmen aus wirtschaftlicher Sicht herangezogen werden.

Das von der TINETZ verwendete Kriterium entspricht grundsätzlich dem (N-1)-Kriterium allerdings mit einem Zusatz. Kommt es zu einem Ausfall durch den eine Leistung von 6-7 MW trotz Umschaltmaßnahmen ausfällt, so ist ein Netzausbau erforderlich. Bei der Anwendung dieses Kriteriums, stellte sich heraus, dass in beiden Teilnetzen kein Netzausbau notwendig wäre. Auch unter Berücksichtigung des Verbrauchs und Einspeisung im Jahre 2040, ergab die Analyse, dass die höchste Ausfalleistung bei 5,53 MW liegen würde. Wie anhand dieses Ergebnisses ersichtlich, ergibt sich durch den Zusatz der Ausfalleistung genau das Gegenbild zu dem Kriterium (N-1)-sicher mit Umschaltreserve, indem eine hohe Anzahl an Netzausbaumaßnahmen notwendig wären.

In Tabelle 3.13 ist ein Vergleich der unterschiedlichen Kriterien dargestellt, basierend auf deren Vor- und Nachteile.

Kriterium	Eigenständiges Kriterium Ausfalleistung Ausfalldauer Ausfallenergie				Kundenanzahl	
Erweitertes Zollneupfokriterium	●	●	●	●	-	●
Zuverlässigkeitskennzahlen	-	●	●	-	●	●
(N-1)-sicher mit Umschaltreserve	-	●	-	-	-	●
Kosten-Nutzen-Analyse	●	●	●	●	-	-
TINETZ-Kriterium	●	-	-	-	-	●

● = Vorteil; ● = Neutral; - = Nachteil

Tabelle 3.13.: Vor- und Nachteile der analysierten Kriterien

3.9. Fernsteuerung

In diesem Abschnitt wird der Einfluss der Fernsteuerung auf die Versorgungszuverlässigkeit präsentiert. Die Berechnungen erfolgten anhand der beschriebenen Methode aus Abschnitt 2.4 und wurde anschließend mit der Berechnung mittels Neplan verglichen.

Im ersten Beispiel wurde in jeder Station entlang der Stichleitung aus Abbildung 3.18 schrittweise die Umrüstung auf einen ferngesteuerten Trenner simuliert und die resultierende Veränderung der Ausfallenergie W_{diff} analysiert. Ausgenommen davon sind Station 6 und 9, da in diesen keine Trenner vorhanden sind und somit auch keine Simulation einer Umrüstung möglich war.



Abbildung 3.18.: Fernsteuerung entlang einer Stichleitung von Teilnetz 1

Abbildung 3.19 zeigt die Ausfallenergie im Winterlastfall in Abhängigkeit der Position des ferngesteuerten Trenners. Es ist zu sehen, dass bei einer Positionierung in Station 5 die Differenz der Ausfallenergie am höchsten ist. Dieses Resultat hängt direkt mit der Ausfallhäufigkeit zusammen, die ebenfalls in der Grafik veranschaulicht ist. Von Station 1 bis 5 besteht die Stichleitung ausschließlich aus Kabeln, weshalb die kumulierte Ausfallhäufigkeit bis zu Station 5 nur geringfügig zunimmt. Zwischen Station 5 und 7 befindet sich ein Freileitungsabschnitt, wodurch die Ausfallhäufigkeit bis Station 7 stark ansteigt. Daher ist die Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall der Leitungen nach Station 5 deutlich höher. Liegt nun ein Fehler auf einer dieser Leitungen vor, so löst der LS am Beginn der Stichleitung aus. Durch das Öffnen des Trenners in Station 5 innerhalb von 2,5 min kann die Fehlerstelle isoliert werden und die Stationen 1 bis 5 werden nach Ablauf dieser Zeit wieder vollständig versorgt. Bei einem manuell betätigten Trenner erfolgt die Wiederversorgung erst nach 45 min. Weiters ist ersichtlich, dass je näher man am Beginn oder Ende der Stichleitung ist, desto geringer ist die Auswirkung des ferngesteuerten Trenners.

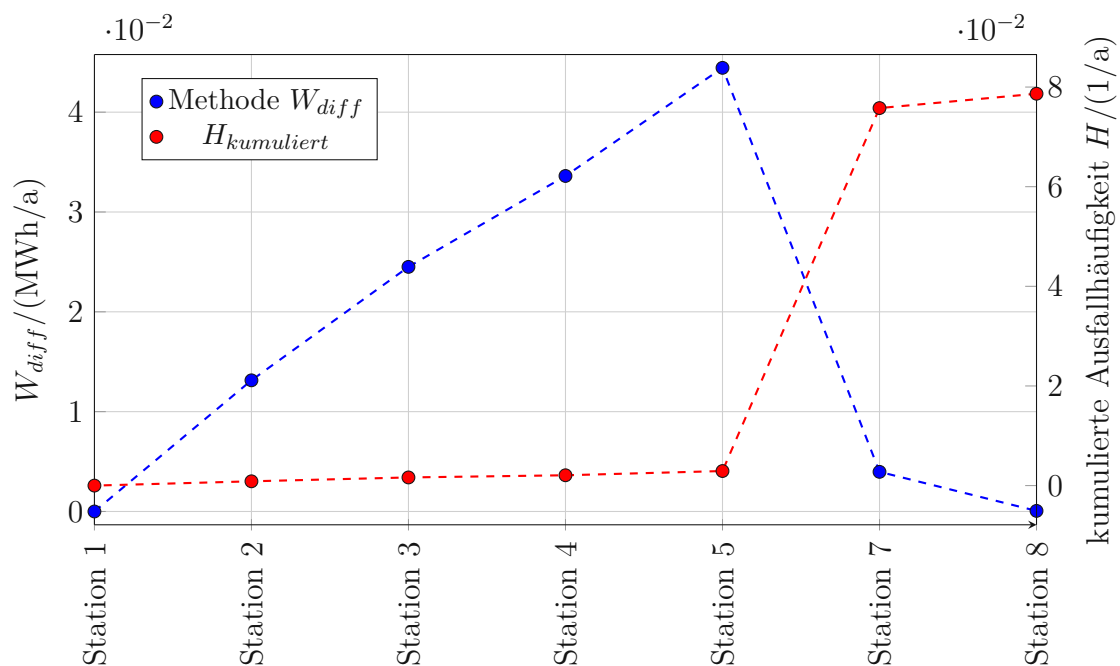


Abbildung 3.19.: Änderung der Ausfallenergie in Abhängigkeit der Position eines ferngesteuerten Trenners im Winterlastfall - Stichleitung

Ein Blick auf die Differenz der Ausfallenergie und deren Größenordnung gibt Aufschluss über die Rentabilität der Umrüstung in Station 5. Aufgrund dieser geringen Differenz beläuft sich die gewichtete Einsparung über die drei Lastfälle lediglich auf 131 €/a, wodurch sich mit einer Investitionssumme von 20.200 € und dem selben Kalkulationszinssatz wie bei der Kosten-Nutzen-Analyse aus Abschnitt 3.5 die Umrüstung auch nach 25 Jahren aus wirtschaftlicher Sicht nicht rentieren würde. Die Entwicklung des Kapitalwertes in den ersten Jahren ist im Anhang in Abbildung A.10 dargestellt.

3. Ergebnisse

In dem nachfolgenden Beispiel wurde die Berechnungsmethode an dem Netzabschnitt in Abbildung A.9 mit zwei Versorgungspunkten angewandt. Wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, wurde daher die Berechnung von beiden Versorgungspunkten aus durchgeführt und deren Ergebnisse addiert. Im Normalbetrieb wird das Netzgebiet über Station 0 versorgt, während im Störungs- oder Fehlerfall die Versorgung über die offene Trennstelle erfolgen kann. Abbildung 3.20 zeigt wieder die Differenz der Ausfallenergie für den Winterlastfall in Abhängigkeit der Position des ferngesteuerten Trenners. Es zeigt sich, dass neben der Ausfallhäufigkeit auch die bezogene Wirkleistung der Stationen eine Rolle spielt. Es ist dabei zu sehen, dass die kumulierte Wirkleistung von Station 1 bis 7 nur leicht zunimmt, wodurch sich W_{diff} ebenfalls in diesem Bereich nur gering ändert. Durch die hohe Wirkleistung von Station 8 steigt die kumulierte Wirkleistung stark an. Bei einer Umrüstung in Station 8 beträgt deren Ausfalldauer sowie die der Stationen 1 bis 7 bei einem Ausfall im Bereich von Station 8 bis 13 lediglich 2,5 min anstatt der 45 min bei manueller Betätigung. Dadurch ist das Potential zur Verringerung der Ausfallenergie aufgrund der kumulierten Wirkleistung von 4,3 MW am größten. Rüstet man nämlich eine der Stationen 9 bis 13 um, so ist die Ausfalldauer der noch höheren kumulierten Leistung reduziert, jedoch nimmt gleichzeitig die Wahrscheinlichkeit für einen Ausfall nach der Station, je näher man sich Station 13 nähert, ab.

Die Analyse der Rentabilität zeigt, dass sich die Fernsteuerung an Station 8 schon nach wenigen Jahren rentiert. Dies liegt an den geringen Investitionskosten von 14.000 € für den SF₆ isolierten ferngesteuerten Trenner, sowie an der hohen gewichteten Einsparung von 5247 €/a infolge der großen Differenz der Ausfallenergie von 0,82 MWh/a im Winter und 0,38 MWh/a im Sommerlastfall. Die Entwicklung des Kapitalwertes in den ersten Jahren dieser Investition ist in Abbildung A.10 ersichtlich.

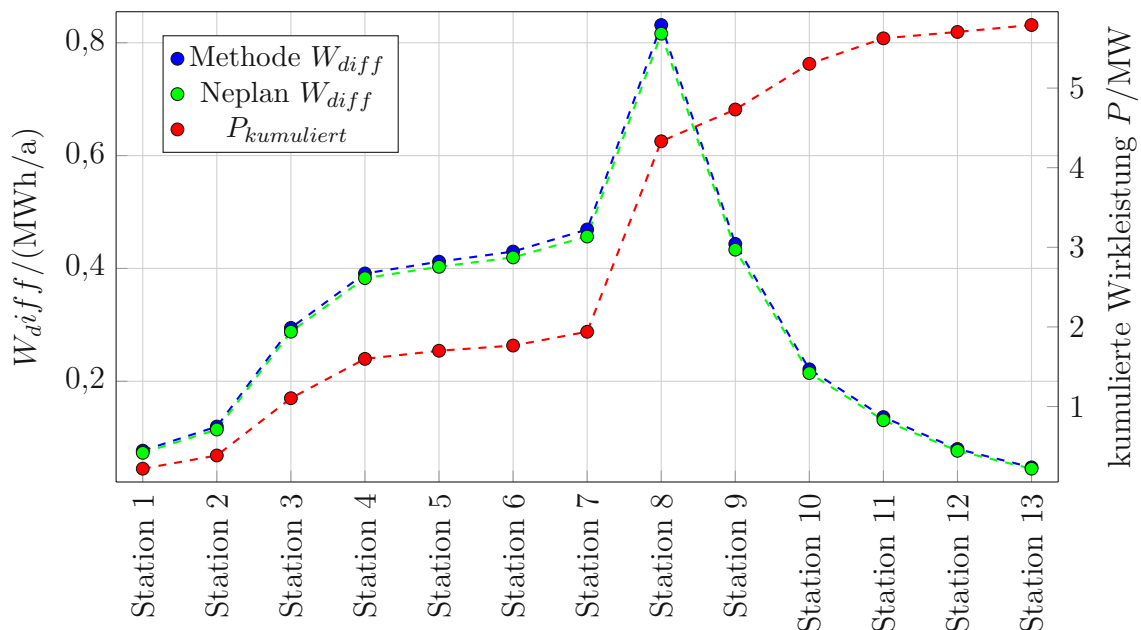


Abbildung 3.20.: Änderung der Ausfallenergie in Abhängigkeit der Position eines ferngesteuerten Trenners im Winterlastfall - Ringnetz

Ist bereits ein ferngesteuerter Trenner in dem Netzabschnitt vorhanden, so ergibt sich bei einer weiteren Umrüstung auf eine Fernsteuerung ein neues W_{diff} für jede Station. Abbildung 3.21 zeigt die Änderung der Ausfallenergie in Abhängigkeit der Positionierung eines ferne-

steuerten Trenners für den Fall, dass in Station 5 bereits eine Fernsteuerung installiert ist. W_{diff} für Station 5 ist hierbei null aufgrund der bereits vorhandenen Fernsteuerung. Bei einer Umrüstung einer der Stationen 1 bis 4 ändert sich die Ausfallenergie nur mehr geringfügig. Ein ferngesteuerter Trenner in Station 8 reduziert trotz der bereits vorhandenen Fernsteuerung in Station 5 die Ausfallenergie am stärksten. Allerdings beläuft sich in diesem Fall W_{diff} nicht wie in Abbildung 3.20 auf 0,82 MWh/a, sondern auf 0,49 MWh/a.

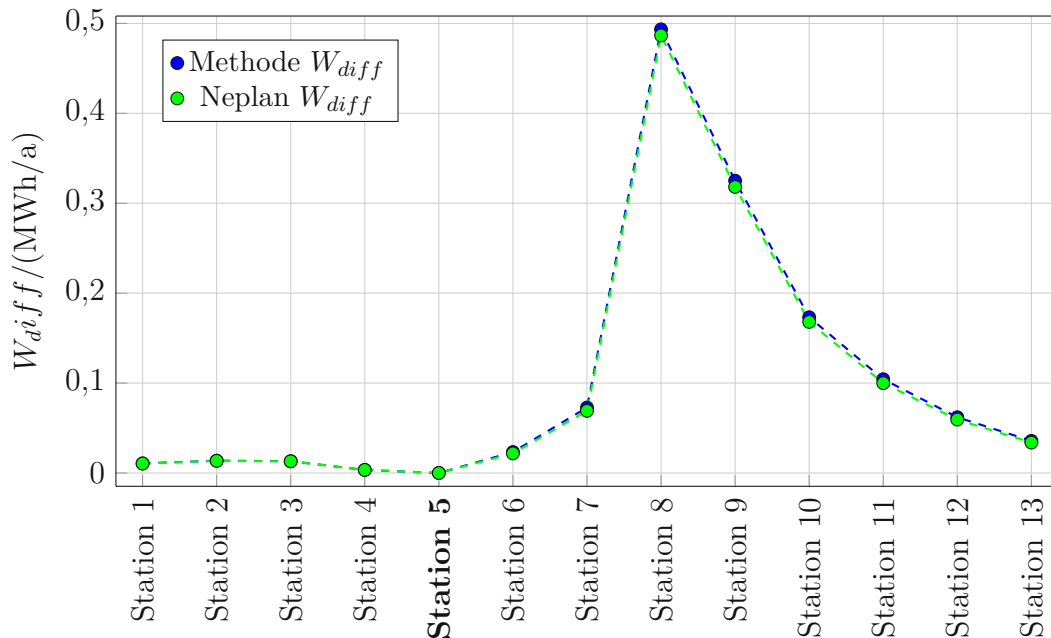


Abbildung 3.21.: W_{diff} in Abhängigkeit der Position eines ferngesteuerten Trenners bei einer in Station 5 bereits verbauten Fernsteuerung im Winterlastfall

Bei der Anwendung dieser Methode kommt es jedoch zu kleinen Abweichungen im Vergleich zur berechneten Ausfallenergie von Neplan. Durch die Verwendung des Lastflusses sind in diesem neben den Leistungen der Stationen auch die Verluste der Leitungen enthalten, wodurch es zu den in Abbildung 3.20 ersichtlichen Unterschieden kommt. Die grüne Kurve stellt dabei die Differenz der Ausfallenergie bei der Berechnung mittels Neplan dar. Diese liegt etwas unter der blauen Kurve, da Neplan mit den tatsächlichen Leistungen der Stationen rechnet. Die prozentuale Abweichung liegt dabei aber im Durchschnitt lediglich bei ca. 3%, weshalb die entwickelte Methode eine gute Näherung darstellt.

Anhand des Ergebnisses in Abbildung 3.21 kann eine Tendenz erkannt werden, bei der mit einer steigenden Anzahl an ferngesteuerten Trennern die Reduktion der Ausfallenergie mit jeder zusätzlichen Umrüstung abnimmt. Diese Tendenz kann auch in weiteren Netzabschnitten der beiden Teilnetze beobachtet werden und wird daher exemplarisch anhand eines Abschnittes der Zone 7 von Teilnetz 1 dargestellt.

In Abbildung 3.22 ist das betrachtete Gebiet dargestellt, welches nur durch einen Leistungsschalter im UW A1 abgesichert ist. Daher führt ein Fehler wie z. B. ein Kurzschluss unweigerlich zum Ausfall des gesamten Gebietes, bestehend aus den drei Bereichen. Zudem sind alle Trenner manuell zu betätigen, weshalb sich die Umschaltzeit auf 45 min beläuft. Durch eine Umrüstung in Station 1 kann ein Ausfall der Bereiche zwar nicht verhindert werden, die Dauer einer Versorgungsunterbrechung kann jedoch reduziert werden. Der Trenner

3. Ergebnisse

ermöglicht es bei einem Fehler in Bereich 2 oder 3 den Bereich 1 von der Fehlerstelle zu isolieren, sodass dessen Wiederversorgung nach 2,5 min erfolgen kann. Umgekehrt können bei einem Fehler in Bereich 1 die beiden anderen Bereiche über die Schließung der Trennstelle versorgt werden. In diesem Fall kann der Nutzen der kurzen Umschaltzeit nur realisiert werden, wenn auch die offene Trennstelle ferngesteuert ist. Andernfalls öffnet der Trenner in Station 1 nach 2,5 min, während die Versorgung über die offene Trennstelle aufgrund der manuellen Schließung erst nach 45 min möglich ist. Dies zeigt sich ebenfalls in der Änderung der Ausfallenergie. Bei der manuellen Ausführung der offenen Trennstelle reduziert sich die Ausfallenergie im Winterlastfall um 1,43 MWh/a und mit einer Fernsteuerung um 2,04 MWh/a.

Durch eine weitere Fernsteuerung eines Trenners in Station 2 nimmt die Ausfallenergie um weitere 0,68 MWh/a ab. Dadurch können im Vergleich zu vorhin alle drei Bereiche innerhalb weniger Minuten voneinander isoliert werden. Auffällig ist, dass die alleinige Fernsteuerung in Station 2 zu einer größeren Reduktion der Ausfallenergie führt als in Kombination mit dem ferngesteuerten Trenner in Station 1. Mit der Umrüstung weiterer Trenner können die Bereiche weiter verkleinert werden bis hin zu jenem Punkt, an dem alle Trenner über eine Fernsteuerung verfügen. Für diesen Fall reduziert sich die Ausfallenergie im Winterlastfall um lediglich 3,83 MWh/a. Dieses Ergebnis bestätigt den zuvor beschriebenen Zusammenhang, wonach der Nutzen zusätzlicher Fernsteuerungen mit zunehmender Anzahl abnimmt.

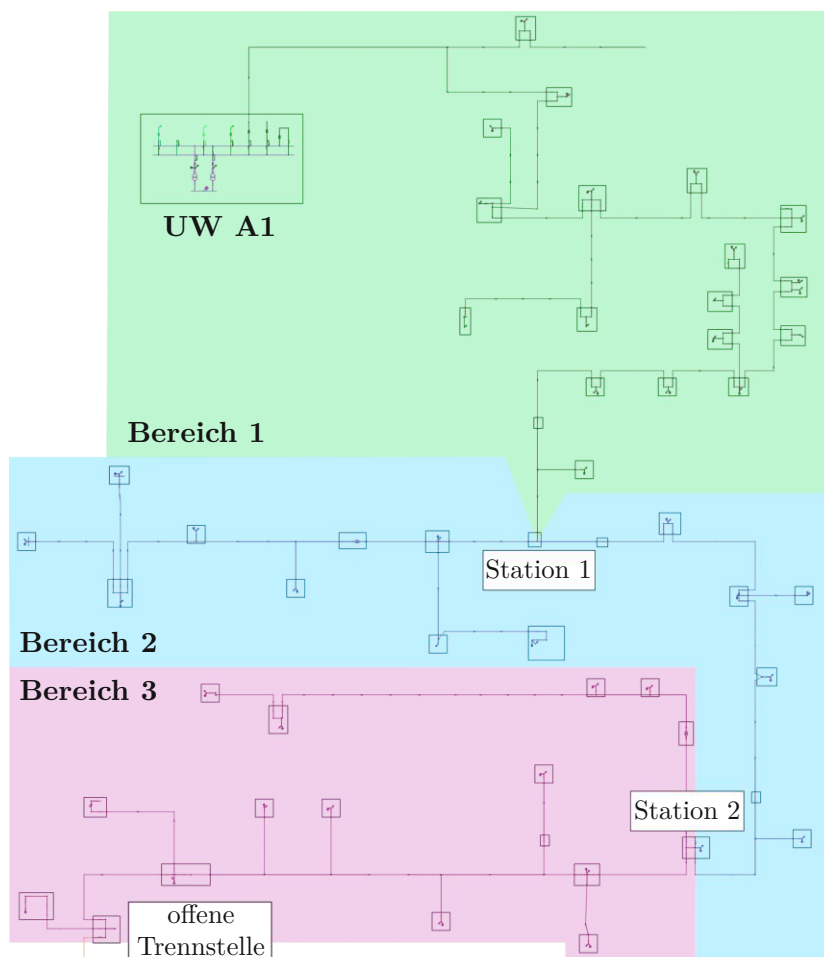


Abbildung 3.22.: Ausschnitt von Teilnetz 1 mit mehreren ferngesteuerten Trennern

4. Schlussfolgerung und Ausblick

Die Netzinfrastuktur nimmt eine zentrale Rolle im Zusammenhang mit der Energiewende ein. Um diese auch bewältigen zu können, ist eine Ertüchtigung des Stromnetzes erforderlich. Die TINETZ-Tiroler Netze GmbH verwendet für die Netzausbauplanung ein Kriterium basierend auf der Ausfalleistung, wodurch wesentliche Faktoren, wie etwa die Ausfallzeit, unberücksichtigt bleiben. Daher wurde in dieser Arbeit das Zollenkopfkriterium, das Kriterium (N-1)-sicher mit Umschaltreserve, die Zuverlässigkeitskennzahlen sowie die Kosten-Nutzen-Analyse untersucht, die den Verteilnetzbetreiber in Zukunft bei Entscheidungen bezüglich des Netzausbaues unterstützen könnten.

Die einzelnen untersuchten Kriterien weisen unterschiedliche Herangehensweisen bzw. Eingabeparameter auf, verfolgen jedoch dasselbe Ziel, nämlich die Versorgungssicherheit durch den gezielten Netzausbau zu erhöhen. Die verschiedenen Herangehensweisen führen aufgrund der unterschiedlichen Eingabeparameter teilweise auch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Durch die diversen Parameter ist es jedoch auch möglich bestimmte Aspekte, wie etwa die Kundenanzahl, mit bestimmten Kriterien besser zu berücksichtigen als mit anderen.

Das erweiterte Zollenkopfkriterium stellt ein nützliches Kriterium dar. Durch die Anpassung der Grenzkurve kann das Ausmaß des nötigen Netzausbaues reguliert werden. Wird die Kurve höher angesetzt, so ist ein geringer bis kein Netzausbau nötig, liegt sie tiefer, so ist ein großer Netzausbau nötig. Für Lasten, deren Ausfallenergie somit über dem verstellbaren Grenzwert liegt, sollte laut dem Kriterium ein Netzausbau erfolgen. Dabei ist allerdings nicht zu vernachlässigen, dass im Zollenkopfkriterium lediglich die Ausfallenergie betrachtet wird. Neben der Ausfallenergie können jedoch noch weitere Faktoren wie etwa die Kundenanzahl eine wesentliche Rolle einnehmen. Aufgrund dessen sollte sich auch die Frage gestellt werden: Ist ein Netzausbau auch dann gerechtfertigt, wenn dadurch nur ein Kunde aufgrund seiner hohen Ausfallenergie profitiert oder ist jener Ausbau zu priorisieren, von dem eine Vielzahl an Kund:innen profitieren, auch wenn die Ausfallenergie geringer ist? Dies stellt eine wesentliche Grundsatzfrage bezüglich der Gleichberechtigung von Netzbenutzer:innen dar, mit welcher die Netzbetreiber konfrontiert sind.

Die Bewertung der Erfordernis eines Netzausbaues mittels der Zuverlässigkeitskennzahlen wiederum berücksichtigt die Faktoren Kundenanzahl und installierte Transformatorscheinleistung, aber nicht die Ausfallenergie. Die Aufteilung des Netzes in Zonen und die Berechnung derer Kennzahlen ermöglicht es nicht, konkrete Punkte im Netz mit geringer Versorgungszuverlässigkeit zu identifizieren. Mit immer kleiner werdenden Zonen ist dies grundsätzlich möglich, wobei der Einfluss einzelner Lasten auf die Zuverlässigkeitskennzahlen der Zonen zunimmt. Diese Zunahme kann daher zu einem Netzausbau führen, welcher nicht in einer angemessenen Relation zum Nutzen steht. Die Betrachtung der Beiträge jeder einzelnen Last zu den Kennzahlen hingegen stellt eine gute Möglichkeit der Planung des Netzausbaues dar. Durch den Vergleich der Beiträge untereinander können Lasten mit überdurchschnittlich hohen Anteilen am SAIDI bzw. ASIDI erkannt werden. Durch einen Netzausbau einer dieser Lasten kann sich somit auch die Kennzahl des gesamten Netzes am meisten verringern, wobei dies wiederum vom Ausmaß des Netzausbaues abhängt.

4. Schlussfolgerung und Ausblick

Es kann festgestellt werden, dass zwischen dem Zollenkopfkriterium und den Zuverlässigkeitskennzahlen Verbindungen bestehen. Die Anwendung beider Kriterien auf dasselbe Netz führt meist zu ähnlichen Ergebnissen. Daher bietet es sich an, für die Netzausbauplanung eine zweistufige Validierung durchzuführen. Mit dem Zollenkopfdiagramm könnten im ersten Schritt jene Lasten mit einer hohen Ausfallenergie identifiziert werden und im zweiten Schritt weitere Faktoren, wie etwa die Kundenanzahl und installierte Transformatorscheinleistung, berücksichtigt werden. Dadurch wäre es auch möglich, gezielt den Fokus auf die reine Reduktion der Ausfallenergie oder der Verbesserung der Zuverlässigkeitskennzahlen zu richten.

Das Kriterium (N-1)-sicher mit Umschaltreserve führt trotz der kurzzeitigen erlaubten Versorgungsunterbrechung vor allem bei verzweigten Strahlennetzen zu einem hohen Ausmaß an nötigen Netzausbauten. Weiters kann die konsequente Ausführung des Kriteriums unter Umständen zu einem nicht vertretbaren Verhältnis zwischen dem Aufwand und Nutzen führen. Dies kann soweit gehen, dass sich durch den erforderlichen Netzausbau infolge des Kriteriums die lokale Versorgungszuverlässigkeit erhöht, jedoch bei einer regionalen Betrachtung sogar verschlechtert. In diesem Kriterium wird die aktuelle und zukünftige Leistung anhand einer Lastflussanalyse berücksichtigt, allerdings weitere Faktoren wie etwa die Ausfallhäufigkeit nicht. Diese sind jedoch mit ausschlaggebend für eine fundierte Entscheidung bezüglich des Netzausbaues. Für Netzbetreiber im urbanen Raum mit einem höheren Vermaschungsgrad hingegen kann dieses Kriterium eine Möglichkeit der Netzausbauplanung darstellen.

Mit der Kosten-Nutzen-Analyse ist es im Gegensatz zu den anderen Kriterien nicht möglich, Netzabschnitte oder einzelne Lasten mit geringer Versorgungssicherheit zu identifizieren. Diese Analyse berücksichtigt lediglich die Wirtschaftlichkeit einer Ausbaumaßnahme und ist daher nicht als eigenständiges Kriterium sinnvoll. Um es als eigenständiges Kriterium anwenden zu können, müsste die Analyse für jede erdenkliche Netzausbaukonfiguration durchgeführt werden. In Zukunft könnte dies mittels ausgeklügelter Algorithmen jedoch denkbar sein, indem unter Einhaltung verschiedener Randbedingungen wie Gelände, maximal zulässige Leitungslänge zwischen zwei Mittelspannungsstationen usw. alle möglichen Konfigurationen ermittelt werden. Für diese Konfigurationen könnte im Anschluss jeweils eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden. Das Resultat wäre eine Liste aller Konfigurationen und deren Wirtschaftlichkeit, anhand welcher der Netzausbau gesteuert werden könnte. Innerhalb des Betrachtungsrahmens dieser Arbeit stellte sich jedoch heraus, dass die Kosten-Nutzen-Analyse als zusätzliche Entscheidungshilfe dienen kann. So können mit den anderen drei Kriterien kritische Netzgebiete ausfindig gemacht werden und mithilfe der Kosten-Nutzen-Analyse eine Entscheidung bezüglich der Art der Maßnahme zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit getroffen werden.

Die Kosten-Nutzen-Analyse sowie die drei anderen untersuchten Kriterien sind auch unter Berücksichtigung der zukünftigen Anforderungen des Stromnetzes durch den prognostizierten Anstieg der Einspeisung und Verbrauch anwendbar. Die Ergebnisse hängen dabei zum einen von der Prognose ab und zum anderen vor allem von der Genauigkeit der Zuverlässigkeitsberechnung. Die für diese Analyse verwendete Version 5.5.8..R2 der Netzberechnungssoftware Neplan weist in diesem Zusammenhang Lücken auf. Eine Unterspannung aufgrund von Umschaltungen wird zwar erkannt, jedoch werden die dadurch entstehenden Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit nur teilweise korrekt berücksichtigt. Eine auftretende Überspannung wird hingegen vollständig außer Acht gelassen. Daher ist es notwendig, gerade bei Untersuchungen mit hoher Einspeisung, die Zuverlässigkeitsergebnisse von Neplan manuell zu überprüfen bevor diese als Eingangsdaten für die Kriterien verwendet werden.

Die Erhöhung der Fernsteuerung im Mittelspannungsnetz ermöglicht es mit vergleichsweise geringem Aufwand zu anderen Maßnahmen die Versorgungszuverlässigkeit zu erhöhen. Mit zunehmender Fernsteuerung allerdings reduziert sich mit jedem weiteren ferngesteuerten Trenner der Zugewinn an Versorgungssicherheit. Die vorgestellte Methode aus Abschnitt 2.4 erlaubt es den Netzplaner:innen den Nutzen eines ferngesteuerten Trenners in einem Strahlen- oder Ringnetz einfach ermitteln zu können. Dabei wird die Leistung, Umschaltdauer, Ausfallhäufigkeit und Länge der Leitungen berücksichtigt. Mit zunehmenden Messelementen wird es dadurch auch möglich, anstatt der Verwendung einzelner Lastfälle zur Bestimmung des Nutzen der Fernsteuerung, Messzeitreihen zu verwenden. Dadurch würde man noch präzisere Ergebnisse erhalten.

Im Zuge dieser Arbeit wurden lediglich einzelne Lastfälle in den Zuverlässigkeitsberechnungen berücksichtigt, wodurch die Ausfallenergie mittels der Hochrechnung dieser Lastfälle auf ein Jahr errechnet wurde. Die zeitlichen Änderungen des Lastflusses wurden daher außer Acht gelassen, weshalb die Verwendung von Last- und Einspeiseprofilen in den Berechnungen in Zukunft zu einer noch genaueren Netzausbauplanung beitragen könnten.

Die in dieser Arbeit entwickelten Tools ermöglichen die schnelle und einfache Anwendung der Kriterien, sowie die Bewertung der Umrüstung auf ferngesteuerte Trennelemente. Diese sind so konzipiert, dass eine Verwendung für weitere und größere Netze ohne großen Aufwand möglich ist. Neben der einfachen Handhabung ist der Einsatz der Tools nicht nur auf die Verwendung von Ergebnissen der Netzberechnungssoftware Neplan begrenzt, sondern mittels geringfügiger Anpassungen auch für die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsberechnungen anderer Programme verwendbar. Das Aufzeigen der Kriterien und deren Vor- und Nachteile soll es der TINETZ ermöglichen einen effizienten Netzausbau voranzutreiben, um das Tiroler Stromnetz für die zukünftigen technischen Anforderungen zu ertüchtigen.

Literaturverzeichnis

- [1] *Qualifizierung des Alternativenvergleichs als Mittel zur Beschleunigung und Akzeptanzsteigerung der Planung von Stromtrassen : Entwicklung von Ansätzen der Öffentlichkeitsbeteiligung und -arbeit beim Alternativenvergleich : Schlussbericht.* Forschungsgruppe Umweltpsychologie FG – UPSY an der Universität des Saarlandes mit Außenstelle an der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A849720079>, 2014. [Online; Zugriff am 04/2025].
- [2] *Auswertung Zuverlässigkeits-Kenndaten.* <https://www.fgh-gmbh.com/interass/auswertungen/zuber.html#zvken>, 2015. [Online; Zugriff am 04/2025].
- [3] B. Herndler et al.: *Impact of EV regionalisation on network reinforcement requirements.* In: *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Volume 2023, Seiten 3161–3165, 2023.
- [4] H. Vennegeerts et al.: *Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik - Neue Auswertung der Berichtsjahre 2012-2018.* <https://www.vde.com/resource/blob/2090188/ed0e1dc3b58ca10f769d03d4d4a6d310/ermittlung-eingangsdaten-zur-zuverlaessigkeitsberechnung-data.pdf>, 2020. [Online; Zugriff am 04/2025].
- [5] L. Küng et al.: *Branchenempfehlung Distribution Code Schweiz.* <https://www.strom.ch/de/media/11948/download>, 2020. [Online; Zugriff am 04/2025].
- [6] P. Biermayr et. al: *Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2024 — Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft.* Forschungsbericht 23/2025, Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI), 2025.
- [7] U. Tauschek et al.: *Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz „Netzführung 2025“.* https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Leitfaden/2018/OE_Netz%C3%BChrung_final.pdf, 2018. [Online; Zugriff am 02/2025].
- [8] G. Balzer und C. Schorn: *Aufgaben des Anlagenmanagements.* In: *Asset Management für Infrastrukturanlagen - Energie und Wasser*, Seiten 27–161. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 3 Auflage, 2020.
- [9] R. Billinton und R. N. Allan: *Reliability Evaluation of Power Systems*, Seiten 220–301. Springer New York, 2 Auflage, 1996.
- [10] W. Gawlik und G. Brauner: *Skriptum - Energieübertragung und Hochspannungstechnik.* Technische Universität Wien, 2019.
- [11] B. Herndler, R. Schwalbe, C. Korner, T. Wieland, S. Brandl und M. Ortner: *Regionalised approach to heat pump allocations and its impact on LV network reinforcement requirements.* In: *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Volume 2023, Seiten 3166–3170, 2023.

- [12] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Springer Vieweg Wiesbaden, Wiesbaden, 9 Auflage, 2013.
- [13] J. A. Leiva Vilaplana, G. Yang und E. Ackom: *From investment to net benefits: A review of guidelines and methodologies for cost-benefit analysis in the electricity sector*. Energy Research & Social Science, Volume 124:104052, 2025.
- [14] O. Randl und J. Zechner: *Aktualisierung des WACC für Neuinvestitionen der Gasverteiler-, Stromverteiler- und Stromübertragungsnetzbetreiber mit Datenbasis 31. August 2024*. https://www.e-control.at/documents/1785851/0/WACC_Neuinvestitionen_2025.pdf/8849f847-ca33-6622-7348-d80779b811cc?t=1732175305088, 2024. [Online; Zugriff am 08/2025].
- [15] J. Reichl und M. Schmidthaler: *Blackouts in Österreich (BlackÖ.1) - Teil I*. Forschungsbericht, 2011.
- [16] Austrian Power Grid AG: *Netzentwicklungsplan 2023 für das Übertragungsnetz von Austrian Power Grid AG (APG)*. https://pb1-medien.apg.at/im/dl/pboxx-pixelboxx-23545/APG_Netzentwicklungsplan_2023.pdf, 2023. [Online; Zugriff am 08/2025].
- [17] AustriaTech – Gesellschaft des Bundes für technologiepolitische Maßnahmen GmbH: *Elektromobilität in Österreich - Zahlen, Daten & Fakten / März 2025*. https://austriatech.at/assets/Uploads/Publikationen/PDF-Dateien/OLE_ZDF_2025_Maerz_DE.pdf, 2025. [Online; Zugriff am 08/2025].
- [18] Cambridge Economic Policy Associates Ltd: *Study on the estimation of the Value of Lost Load of electricity supply in Europe*. Technischer Bericht, Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2018.
- [19] E-Control: *Ausfalls- und Störungsstatistik Strom für Österreich 2024 - Berichtsjahr 2023*. <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-AuSD-Strom-2024-Berichtsjahr-2023.pdf/9a9872cd-d07d-9fdb-d7d7-e53476931e45?t=1723028375975>, 2024. [Online; Zugriff am 04/2025].
- [20] Europäische Kommission: *Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32017R1485>. ABl. L 220, [Online; Zugriff am 06/2025].
- [21] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Anleitung - Systematische Erfassung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen und deren statistische Auswertung*. <https://www.vde.com/resource/blob/2322552/dba700cccf3136c2dbdcc32b4ec4bfff0/vde-fnn-anleitung-zur-stoerdatenerfassung--erfassung-ab-2024--data.pdf>, 2024. [Online; Zugriff am 08/2025].
- [22] Oesterreichs Energie: *Österreichs Weg in eine klimaneutrale Energiezukunft*. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2022/Stromstrategie_2040_29092022.pdf, 2022. [Online; Zugriff am 03/2025].

- [23] Republik Österreich: *Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010)*. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>. BGBl. I Nr. 110/2010, [Online; Abrufbar über RIS, aktuelle konsolidierte Fassung vom 10.06.2025].
- [24] Republik Österreich: *Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012, END-VO 2012)*. <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008149>. BGBl. II Nr. 477/2012, [Online; Abrufbar über RIS, aktuelle konsolidierte Fassung vom 09.07.2025].
- [25] Statistik Austria: *Baugrundstückspreise - Datensatz 2023*. <https://www.statistik.at/fileadmin/pages/222/Baugrundstueckspreise2023.ods>, 2024. [Online; Zugriff am 06/2025].
- [26] Statistik Austria: *Landwirtschaftliche Bodenpreise*. <https://www.statistik.at/statistiken/land-und-forstwirtschaft/land-und-forstwirtschaftliche-oekonomie-und-preise/landwirtschaftliche-bodenpreise>, 2024. [Online; Zugriff am 06/2025].
- [27] TINETZ-Tiroler Netze GmbH: *Versorgungsgebiet*. <https://www.tinetz.at/unsere-leistungen/stromanschluss/versorgungsgebiet/>. [Online; Zugriff am 02/2025].
- [28] TINETZ-Tiroler Netze GmbH: *Netzkennzahlen - Geschäftsjahr 2024*. <https://www.tinetz.at/unternehmen/ueber-uns/netzkennzahlen/>, 2024. [Online; Zugriff am 03/2025].
- [29] TINETZ-Tiroler Netze GmbH: *Interne Daten und Erfahrungswerte*, 2025. unveröffentlicht.
- [30] K. F. Schafer: *Netzberechnung: Verfahren zur Berechnung Elektrischer Energieversorgungsnetze*. Springer Vieweg Wiesbaden, Wiesbaden, 2. Auflage, 2023.
- [31] S. Schori, M. Höckel, K. Imhof, A. Gut und M. Neuhaus: *Zielnetzplanung CH light: Schlussbericht*, Feb 2017.
- [32] R. Schwalbe und H. Brunner: *Aktualisierung der Netzberechnungen der Studie „Volkswirtschaftlicher Wert der Stromverteilernetze auf dem Weg zur Klimaneutralität in Österreich“*. https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2024/AIT-OE-Wert_der_Stromverteilernetze_Update_2024-01_Abschlussbericht_v1.1_2024-01-22_clean_version.pdf, 2024. [Online; Zugriff am 02/2025].
- [33] M. Würger, S. Nemec-Begluk, C. Materazzi-Wager und J. Mayer: *Value of Lost Load (VOLL) - Die Bewertung der unterbrechungsfreien Stromversorgung in Österreich*. Präsentation in der IEWT Wien, Österreich, Februar 2025. E-Control. https://iewt2025.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/presentation/144/144_presentation_20250227_092816.pdf, [Online; Zugriff am 06/2025].
- [34] P. Zehetbauer, C. Korner, T. Wieland, S. Brandl und M. Ortner: *Data driven photovoltaic regionalization approach for distribution system operator supply areas*. In: *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Volume 2023, Seiten 1653–1657, 2023.

Literaturverzeichnis

- [35] K. Zollenkopf: *Diskussionsbeitrag zur CIGRE-Tagung 1968*. Gruppe 32, CIGRE-Bericht 32-00, Paris, 1968.

Abbildungsverzeichnis

1.	Digitalisierungsgrade der Spannungsebenen in Österreich [7]	2
2.	Übersicht des Versorgungsgebietes der TINETZ [27]	3
1.1.	Beispiel eines unverzweigten (l.) und verzweigten (r.) Strahlennetzes	6
1.2.	Beispiel eines Ringnetzes	6
1.3.	Beispiel eines vermaschten Netzes	7
1.4.	Strahlennetz mit drei Lasten	9
1.5.	Modifiziertes Strahlennetz mit Sicherungen	10
1.6.	Zuverlässigkeit eines Ringnetzes	11
1.7.	Zollenkopfdiagramm für das Strahlennetz aus Abbildung 1.5	16
1.8.	VOLL nach Verbrauchssektor und Unterbrechungsszenario [33]	17
2.1.	Flussdiagramm der Methode	20
2.2.	Geoschema Teilnetz 1 [29]	22
2.3.	Geoschema Teilnetz 2 [29]	23
2.4.	Beispiel der Detailergebnisse von Neplan	28
2.5.	Varianten um die (N-1)-Sicherheit mit Umschaltreserve der Lasten zu gewähr- leisten	29
2.6.	Angenommene Unterbrechungskostenkurve	30
2.7.	Prinzip der Bewertung von ferngesteuerten Trennelementen	32
3.1.	Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Winter	37
3.2.	Lage der Lasten von Teilnetz 1, deren Ausfallenergie > 1 MWh/a	37
3.3.	Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 2 im Winter	38
3.4.	Geografische Lage der Lasten entsprechend der Anteile aus Tabelle 3.6	41
3.5.	Geografische Lage der Lasten entsprechend der Anteile aus Tabelle 3.7	42
3.6.	Zusammenhang zwischen dem Zollenkopfdiagramm und ASIDI bzw. SAIDI für das Teilnetz 1 im Winter	43
3.7.	Anwendung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve	44
3.8.	Neu verlegtes Kabel zur Erfüllung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschalt- reserve	45
3.9.	Anwendung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve bei einer längeren Stichleitung und mehreren Lasten	46
3.10.	Anwendung des Kriteriums an einer Stichleitung von Teilnetz 2	47
3.11.	Übersicht der neu verlegten Leitung	49
3.12.	Kapitalwertentwicklung der Leitung aus Abbildung 3.11 anhand der gewichte- ten Einsparungen	50
3.13.	Kapitalwertentwicklung der Leitung aus Abbildung 3.9 anhand der gewichteten Einsparungen	51
3.14.	Ausschnitt des Netzbereichs von Teilnetz 1 in dem es zu Spannungsbandverlet- zungen aufgrund von Umschaltmaßnahmen kommt	53
3.15.	Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Winter unter Berücksichtigung der Belastungs- und Spannungsgrenzen	54

3.16. Vergleich der Ausfallenergie von Teilnetz 1 (aktuell vs. 2040) inkl. Anteil durch Spannungs- und Belastungsgrenzverletzungen	56
3.17. Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 Winterlastfall für 2040 mit Spannungs- und Belastungsgrenzen	57
3.18. Fernsteuerung entlang einer Stichleitung von Teilnetz 1	61
3.19. Änderung der Ausfallenergie in Abhängigkeit der Position eines ferngesteuerten Trenners im Winterlastfall - Stichleitung	61
3.20. Änderung der Ausfallenergie in Abhängigkeit der Position eines ferngesteuerten Trenners im Winterlastfall - Ringnetz	62
3.21. W_{diff} in Abhängigkeit der Position eines ferngesteuerten Trenners bei einer in Station 5 bereits verbauten Fernsteuerung im Winterlastfall	63
3.22. Ausschnitt von Teilnetz 1 mit mehreren ferngesteuerten Trennern	64
A.1. Blockschema Teilnetz 1	78
A.2. Blockschema Teilnetz 2	79
A.3. Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Sommer _{max}	80
A.4. Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Sommer _{min}	81
A.5. Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 2 im Sommer	82
A.6. Zusammenhang zwischen dem Zollenkopfdiagramm und ASIDI bzw. SAIDI für das Teilnetz 2 im Winter	84
A.7. Überlastete Betriebsmittel im Normalbetrieb des Teilnetz 1 für 2040	84
A.8. Vergleich der Ausfallenergie von Teilnetz 2 (aktuell vs. 2040) inkl. Anteil durch Spannungs- und Belastungsgrenzverletzungen	85
A.10. Kapitalwertentwicklung von ferngesteuerten Trennern aus Abschnitt 3.9	86
A.9. Fernsteuerung entlang einer Ringstruktur von Teilnetz 2	87

Tabellenverzeichnis

1.1. Einteilung der Netzebenen in Österreich gemäß ElWOG 2010 § 63 [23]	5
1.2. Erläuterung der ungeplanten Unterbrechungsursachen [19]	8
1.3. Zuverlässigkeitszahlen der Leitungen aus Abb. 1.4	10
1.4. Zuverlässigkeitszahlen der Lasten aus Abb. 1.5	11
1.5. Auswirkung der Fernsteuerung auf die Zuverlässigkeitszahlen der Last A . . .	12
1.6. Vergleich des einfachen und erweiterten Zollenkopfkriteriums	15
1.7. Verbraucheraggregation und Fallzahlen der Umfrage [33]	16
2.1. Detailinformationen der beiden Teilnetze [29]	21
2.2. Zuverlässigkeitskenndaten der verschiedenen Leitungstypen [29]	24
2.3. Kosten von Mittelspannungsleitungen	31
2.4. Kosten eines ferngesteuerten Trennschalters [29]	31
3.1. Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 1 im Winter	35
3.2. Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 2	36
3.3. Aufschlüsselung von H und T entsprechend der Ausfallmodelle	36
3.4. Zuverlässigkeitskennzahlen der Zonen von Teilnetz 1	39
3.5. Zuverlässigkeitskennzahlen der Zonen von Teilnetz 2	40
3.6. Auszug der Anteile jeder Last an den Zuverlässigkeitskennzahlen von Teilnetz 1	40
3.7. Auszug der Anteile jeder Last an den Zuverlässigkeitskennzahlen von Teilnetz 2	42
3.8. Veränderung von Q und W bei Anwendung des Kriteriums (N-1)-sicher mit Umschaltreserve auf das Blockscheema 3.9	46
3.9. Veränderung von W bei Anwendung des Kriteriums auf das Blockscheema 3.10	48
3.10. Zusammenfassung der Differenz der Ausfallenergie und Kapitalfluss/Einsparung der Maßnahmen in Abb. 3.11	51
3.11. Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 1 unter Berücksichtigung der Spannungs- /Belastungsgrenzen	53
3.12. Zuverlässigkeitsergebnisse Teilnetz 1 - 2040	56
3.13. Vor- und Nachteile der analysierten Kriterien	60
A.1. Verwendete Transformatorgrößen der TINETZ in der MS [29]	77
A.2. Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 1 im Sommer	77
A.3. Zuverlässigkeitsergebnisse bei Verwendung von UNE und VHA	77
A.4. Lastflussergebnisse der beiden Teilnetze	80
A.5. Detailergebnisse der Lasten mit den höchsten Beiträgen zum SAIDI und ASIDI - Winterlastfall	83
A.6. Zusammenfassung der Differenz der Ausfallenergie und Kapitalfluss/Einsparung der Maßnahme in Abb. 3.9	84
A.7. Vergleich der Lastflussergebnisse von Teilnetz 1 - aktuell und 2040	85
A.8. Vergleich der Lastflussergebnisse von Teilnetz 2 - aktuell und 2040	85
A.9. Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 2 - 2040	86

A. Anhang

Trafogröße	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
S_N/kVA	100	250	400	630	800	1000	1250	1600

Tabelle A.1.: Verwendete Transformatorgrößen der TINETZ in der MS [29]

Index	Sommer _{min}	Sommer _{max}
N	6651	6651
SAIFI/(1/a)	0,64	0,64
SAIDI/(min/a)	54,69	54,69
ASIDI/(min/a)	34,81	34,81
CAIDI/h	1,42	1,42
ASAI/%	99,99	99,99
$H/(1/a)$	4,45	4,45
T/h	6,09	6,09
$Q/(\text{min/a})$	1625	1625
$P/(\text{MW/a})$	2,34	7,79
$W/(\text{MWh/a})$	4,34	12,90

Tabelle A.2.: Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 1 im Sommer

Index	Teilnetz 1			Teilnetz 2	
	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}	Winter	Sommer
N	6651	6651	6651	13255	13255
SAIFI/(1/a)	0,64	0,64	0,64	0,37	0,37
SAIDI/(min/a)	54,69	54,69	54,69	26,39	26,39
ASIDI/(min/a)	34,80	34,80	34,80	23,21	23,21
CAIDI/h	1,42	1,42	1,42	1,18	1,18
ASAI/%	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
$H/(1/a)$	4,45	4,45	4,45	4,56	4,56
T/h	6,09	6,09	6,09	6,26	6,26
$Q/(\text{min/a})$	1625,71	1625,71	1625,71	1713,01	1713,01
$P/(\text{MW/a})$	11,48	7,80	2,34	16,36	8,95
$W/(\text{MWh/a})$	18,69	12,90	4,34	18,38	10,15

Tabelle A.3.: Zuverlässigkeitsergebnisse bei Verwendung von UNE und VHA

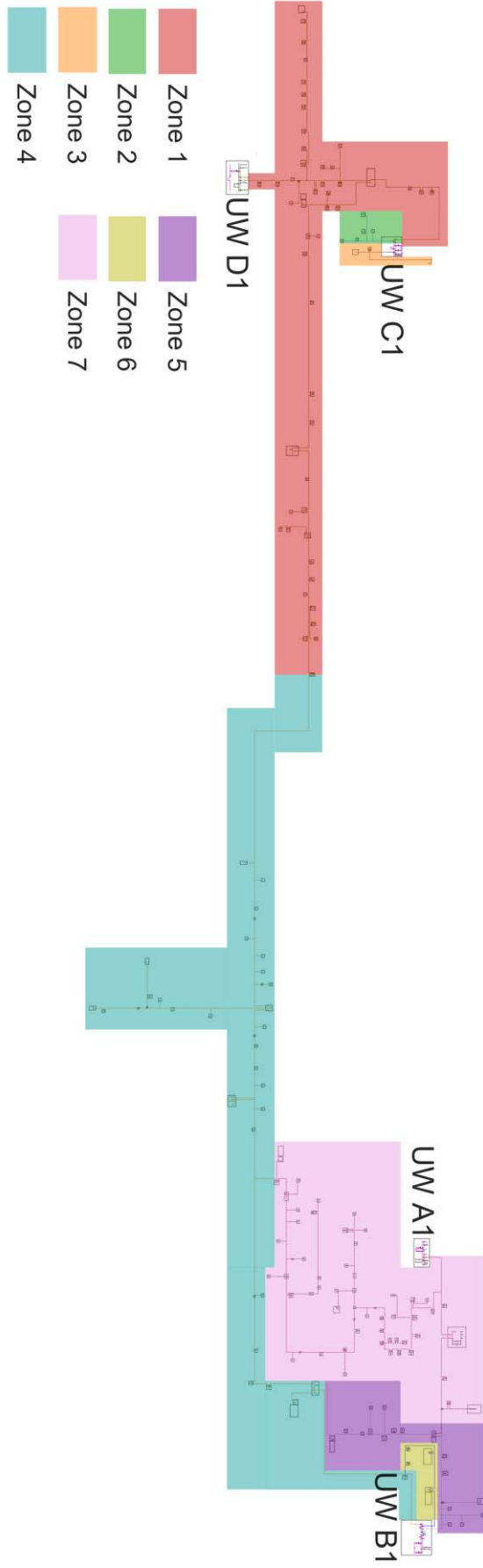


Abbildung A.1.: Blockschema Teilnetz 1

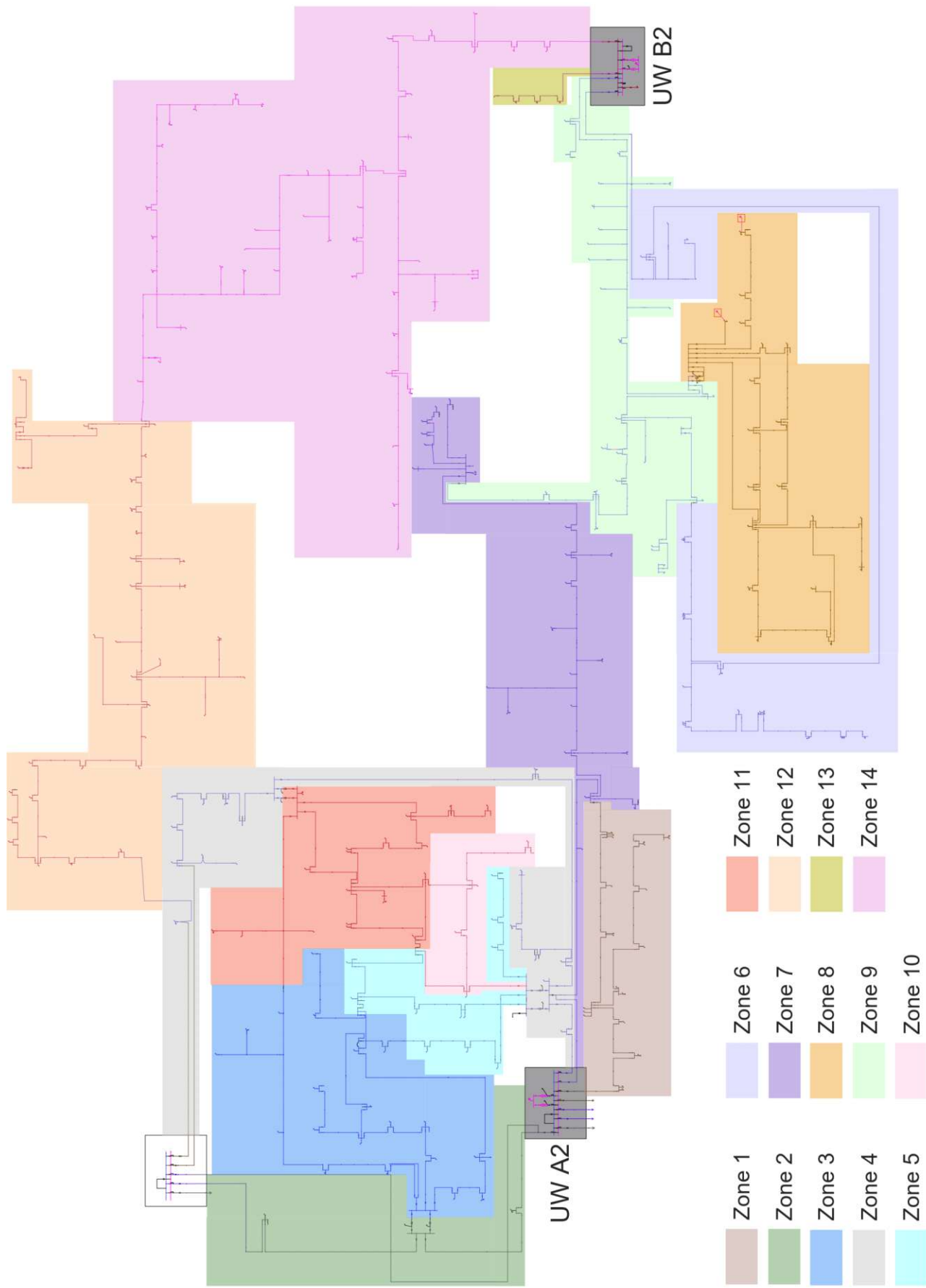
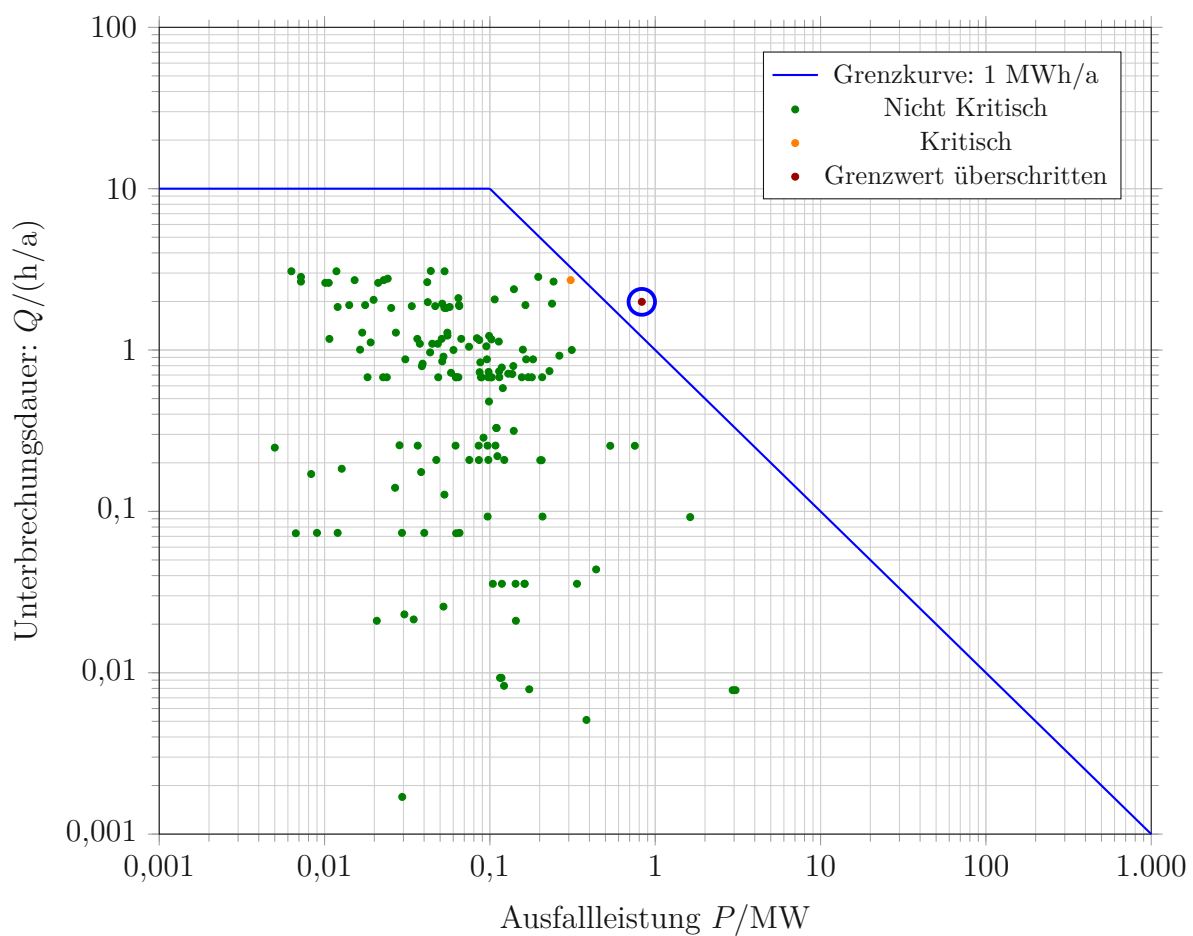


Abbildung A.2.: Blockschema Teilnetz 2

Parameter	Teilnetz 1			Teilnetz 2	
	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}	Winter	Sommer
$P_{\text{Last}}/\text{MW}$	41,97	34,97	17,02	53,57	28,04
$Q_{\text{Last}}/\text{MVar}$	9,97	8,18	5,32	16,78	7,89
P_{Gen}/MW	-5,15	-5,15	-25,76	-0,41	-2,02
$Q_{\text{Gen}}/\text{MVar}$	-0,59	-0,59	-2,90	-0,21	-1
Leitung max. Auslastung/%	61,56	45,8	55,96	79,14	49
Trafo max. Auslastung/%	56,17	53,64	40,29	62,59	40,8

Tabelle A.4.: Lastflussergebnisse der beiden Teilnetze

Abbildung A.3.: Zollenkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Sommer_{max}

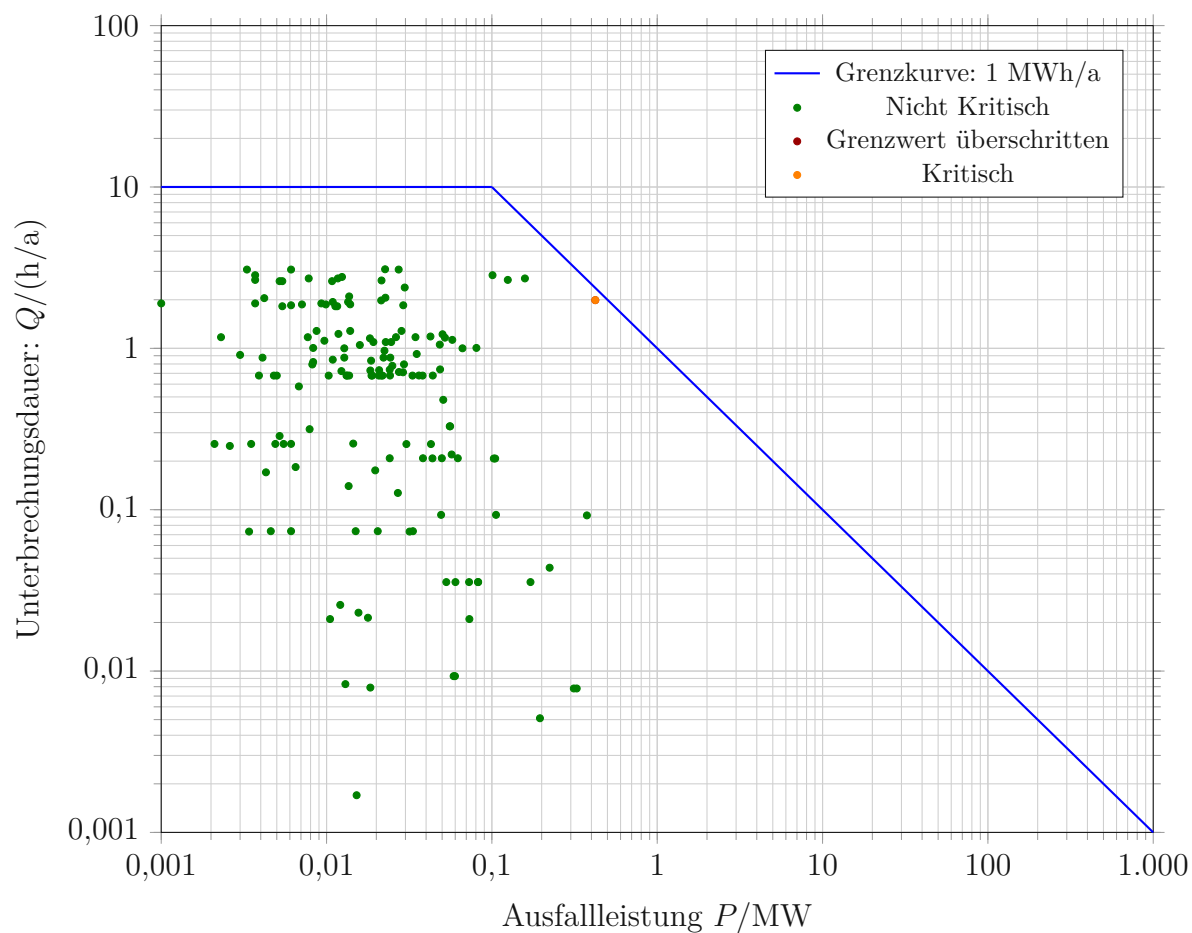


Abbildung A.4.: Zollkopfdiagramm für das Teilnetz 1 im Sommer_{min}

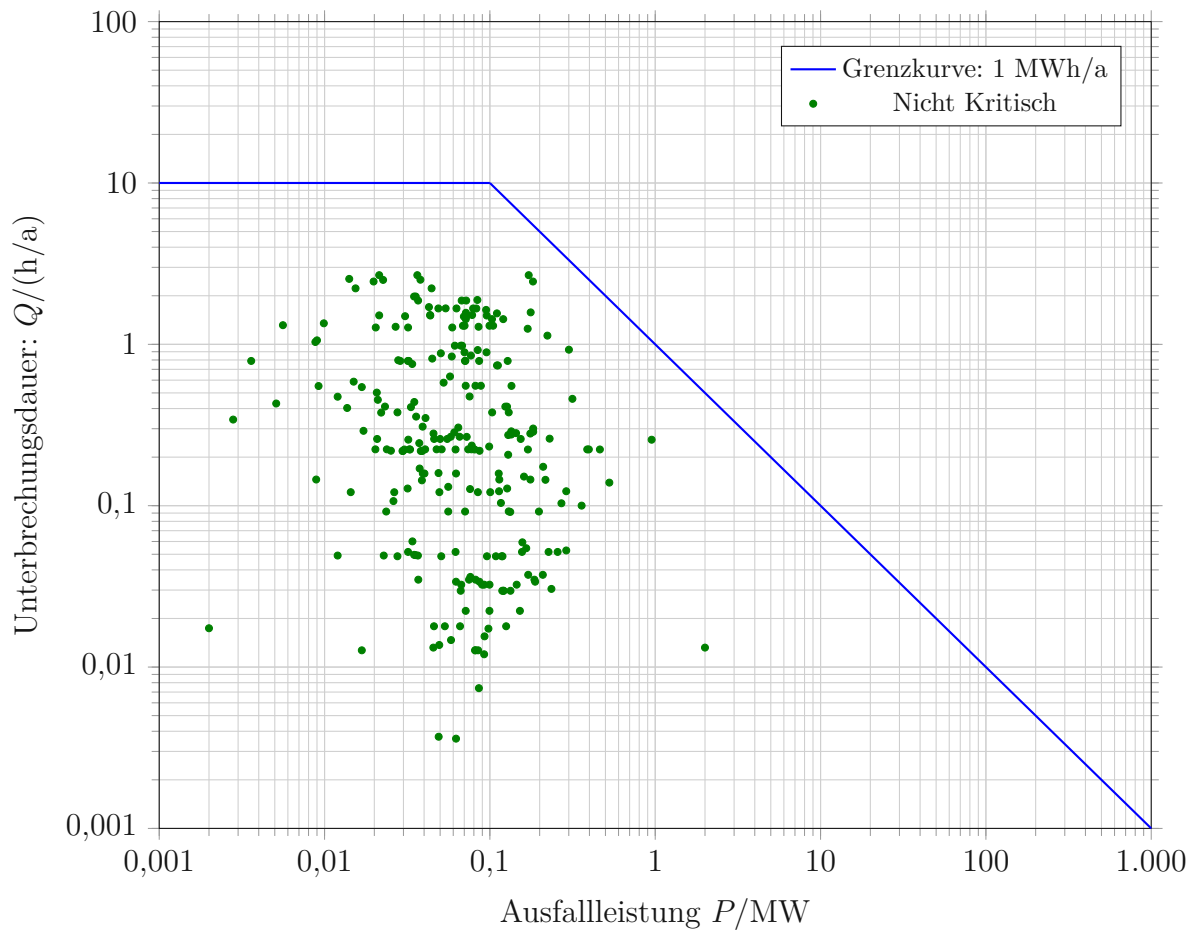


Abbildung A.5.: Zollkopfdiagramm für das Teilnetz 2 im Sommer

T e i l l e n z 1	Last ID	SAIDI/(min/a)	Anteil/%	P /MW	S /MVA	W /(MWh/a)	Q /(min/a)	N	S_{Tr} /MVA
	827322	3,75	6,86	0,16	0,16	0,33	123,57	202	0,40
	827358	2,12	3,88	0,13	0,13	0,15	69,22	204	0,40
	827292	2,11	3,86	0,10	0,10	0,18	112,43	125	0,63
	827288	2,01	3,67	0,10	0,10	0,20	125,90	106	0,25
	827564	1,95	3,57	0,06	0,06	0,19	185,45	70	0,16
	827244	1,80	3,30	0,07	0,08	0,23	184,67	65	0,16
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Gesamt	54,69	100						
	Last ID	ASIDI/(min/a)	Anteil/%	P /MW	S /MVA	W /(MWh/a)	Q /(min/a)	N	S_{Tr} /MVA
	825854	3,12	8,96	1,25	1,35	2,49	119,37	1	2,67
	827226	1,31	3,75	0,43	0,48	1,16	162,70	1	0,82
	827544	1,03	2,96	0,34	0,39	0,90	159,34	1	0,63
	827548	0,93	2,68	0,27	0,33	0,78	170,43	1	0,56
	827722	0,89	2,56	0,26	0,28	0,50	113,92	2	0,80
	827710	0,77	2,21	0,38	0,38	0,74	116,32	1	0,68
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Gesamt	34,80	100						

T e i l l e n z 2	Last ID	SAIDI/(min/a)	Anteil/%	P /MW	S /MVA	W /(MWh/a)	Q /(min/a)	N	S_{Tr} /MVA
	1154475	1,13	4,29	0,12	0,12	0,22	112,09	134	0,32
	1154328	0,96	3,62	0,17	0,17	0,22	78,26	162	0,63
	1039615	0,93	3,54	0,28	0,29	0,32	67,94	182	0,63
	1154527	0,93	3,53	0,15	0,15	0,25	98,11	126	0,40
	1154303	0,84	3,19	0,27	0,28	0,34	74,96	149	0,80
	1154384	0,67	2,56	0,19	0,20	0,28	85,97	104	0,40
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Gesamt	26,39	100						
	Last ID	ASIDI/(min/a)	Anteil/%	P /MW	S /MVA	W /(MWh/a)	Q /(min/a)	N	S_{Tr} /MVA
	1154444	1,02	4,38	0,29	0,04	0,72	147,04	1	1,00
	1154351	0,70	3,02	0,28	0,30	0,74	161,02	14	0,63
	1039461	0,49	2,12	0,39	0,40	0,29	44,42	12	1,60
	1040003	0,44	1,88	0,08	0,09	0,14	100,26	1	0,63
	1154442	0,44	1,88	0,13	0,18	0,22	100,09	1	0,63
	1039453	0,42	1,82	0,16	0,17	0,13	48,94	3	1,25
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	Gesamt	23,21	100						

Tabelle A.5.: Detailergebnisse der Lasten mit den höchsten Beiträgen zum SAIDI und ASIDI - Winterlastfall

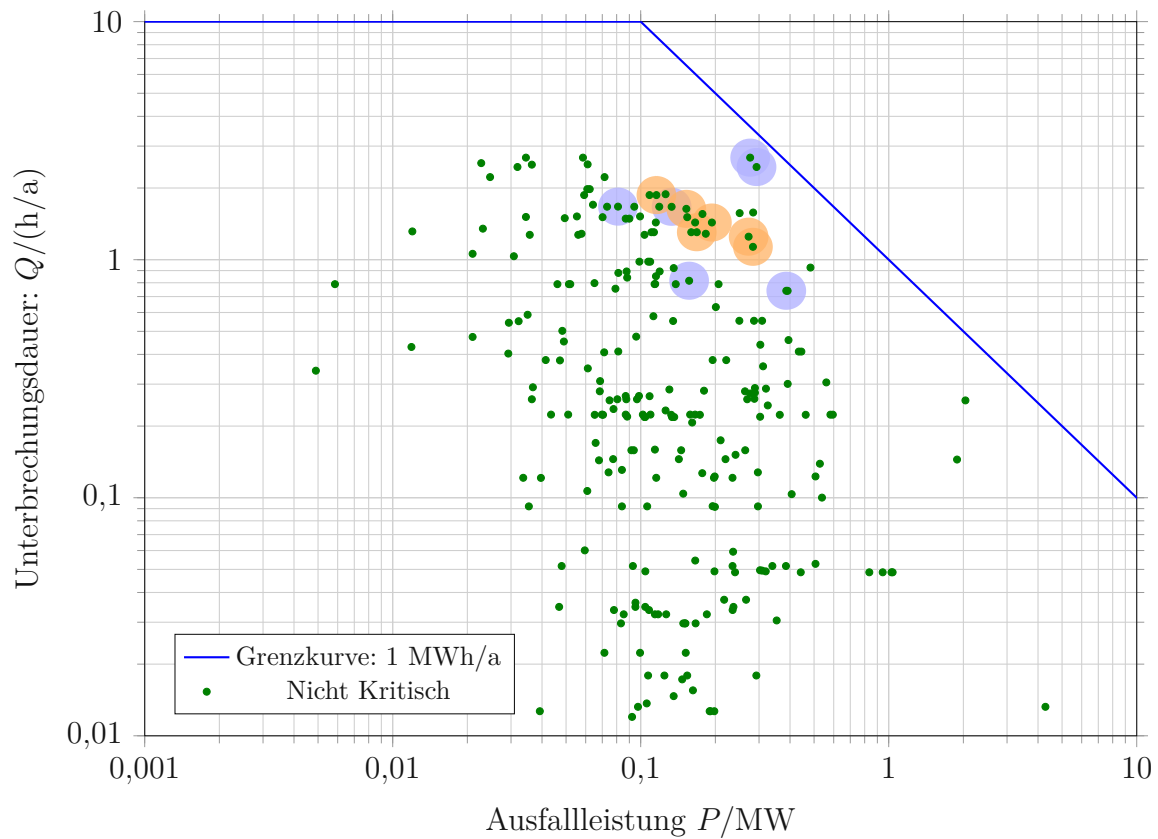


Abbildung A.6.: Zusammenhang zwischen dem Zollenkopfdiagramm und ASIDI bzw. SAIDI für das Teilnetz 2 im Winter

	Winter		Sommer _{max}		Sommer _{min}		Winter/Sommer gewichtet	
	$W_{diff}/(MWh/a)$	$CF_t/(\text{€}/a)$	$W_{diff}/(MWh/a)$	$CF_t/(\text{€}/a)$	$W_{diff}/(MWh/a)$	$CF_t/(\text{€}/a)$	$W_{diff}/(MWh/a)$	$CF_t/(\text{€}/a)$
Kabel	3,17	12.226	2,10	8.102	1,07	4.124	2,38	9.170
Verkabelung	0,83	3.466	0,55	2.297	0,28	1.169	0,62	2.600

Tabelle A.6.: Zusammenfassung der Differenz der Ausfallenergie und Kapitalfluss/Einsparung der Maßnahme in Abb. 3.9

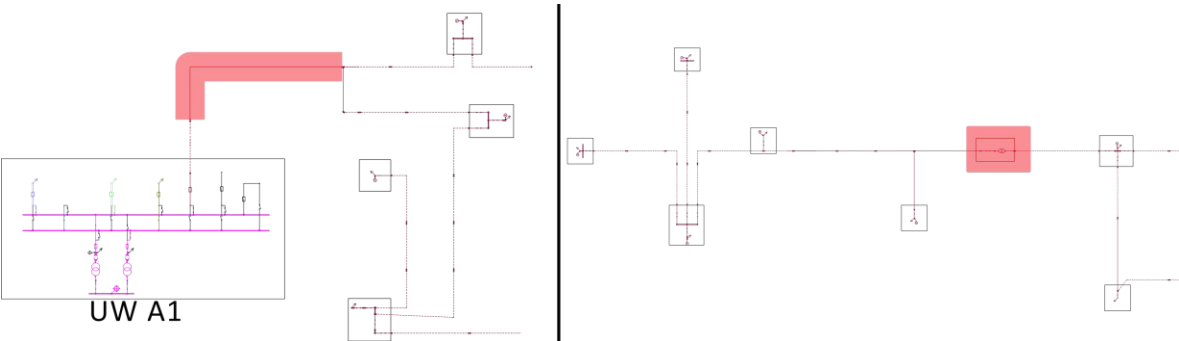


Abbildung A.7.: Überlastete Betriebsmittel im Normalbetrieb des Teilnetz 1 für 2040

	Aktuell			2040		
	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}	Winter	Sommer _{max}	Sommer _{min}
P_{Last}/MW	41,97	34,97	17,02	59,16	46,90	20,96
$Q_{Last}/MVar$	9,97	8,18	5,32	11,95	9,55	5,79
P_{Gen}/MW	-5,15	-5,15	-25,76	-6,77	-6,77	-33,84
$Q_{Gen}/MVar$	-0,59	-0,59	-2,90	-1,84	-1,84	-9,20
Leitung max. Auslastung/%	61,56	45,8	55,96	84,23	52,44	56,34
Trafo max. Auslastung/%	56,17	53,64	40,29	89,15	68,4	59,44

Tabelle A.7.: Vergleich der Lastflussergebnisse von Teilnetz 1 - aktuell und 2040

	Aktuell		2040	
	Winter	Sommer	Winter	Sommer
P_{Last}/MW	53,57	28,04	90,40	51,29
$Q_{Last}/MVar$	16,78	7,887	22,59	11,41
P_{Gen}/MW	-0,41	-2,016	-1,23	-5,57
$Q_{Gen}/MVar$	-0,21	-1,00	-1,30	-5,50
Leitung max. Auslastung/%	79,14	49	94,31	71,48
Trafo max. Auslastung/%	62,59	40,8	92,92	58,77

Tabelle A.8.: Vergleich der Lastflussergebnisse von Teilnetz 2 - aktuell und 2040

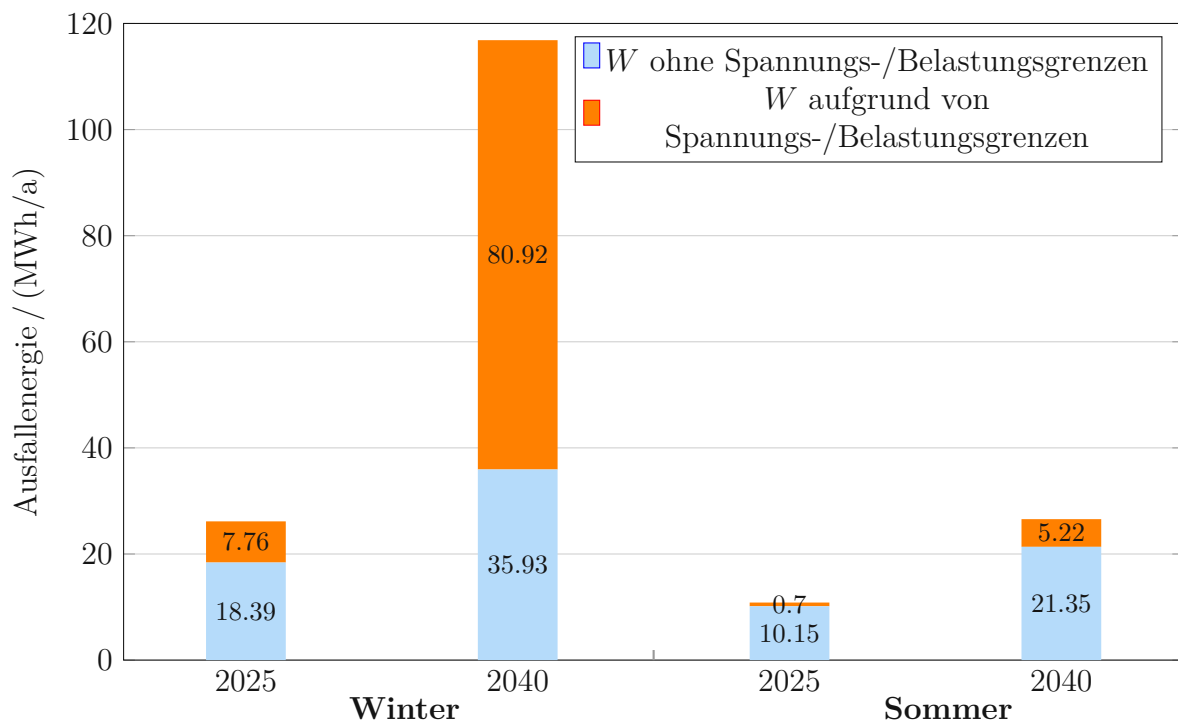


Abbildung A.8.: Vergleich der Ausfallenergie von Teilnetz 2 (aktuell vs. 2040) inkl. Anteil durch Spannungs- und Belastungsgrenzverletzungen

A. Anhang

Index	Ohne Spannungs-/Belastungsgrenzen		Mit Spannungs-/Belastungsgrenzen	
	Winter	Sommer	Winter	Sommer
SAIFI/(1/a)	0,35	0,35	0,54	0,37
SAIDI/(min/a)	26,33	26,33	82,77	33,23
ASIDI/(min/a)	25,36	25,36	78,11	30,04
CAIDI/h	1,25	1,25	2,57	1,50
ASAI/%	99,99	99,99	99,98	99,99
$H/(1/a)$	4,56	4,56	4,77	4,58
T/h	6,26	6,26	7,81	6,48
$Q/(\text{min/a})$	1713,01	1713,01	2236,07	1782,39
$P/(\text{MW/a})$	29,54	16,68	41,18	17,51
$W/(\text{MWh/a})$	35,93	21,35	116,85	26,57

Tabelle A.9.: Zuverlässigkeitsergebnisse von Teilnetz 2 - 2040

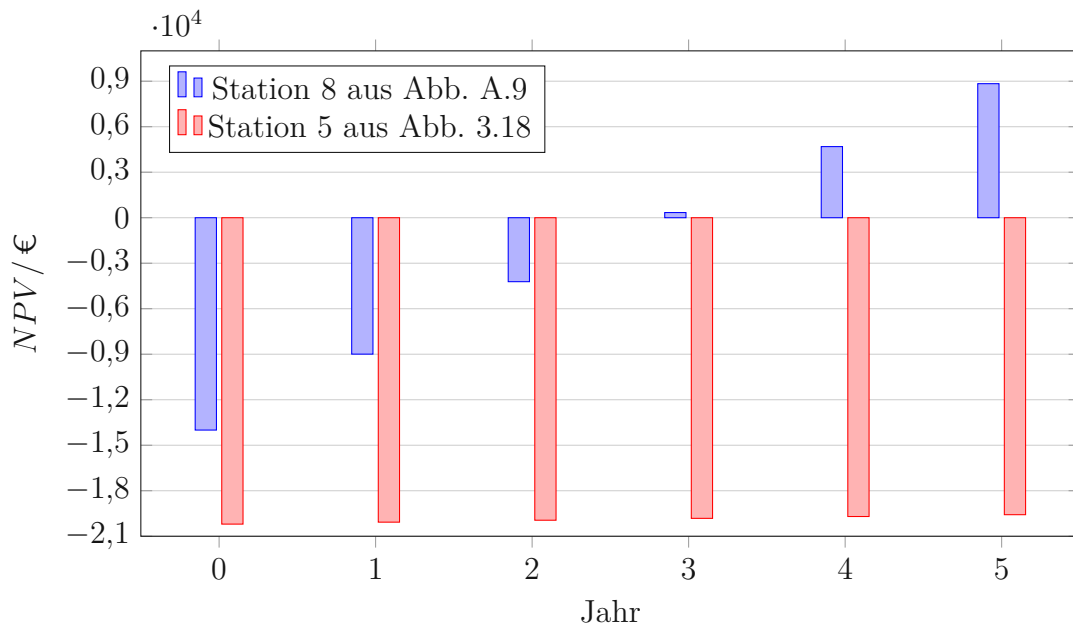


Abbildung A.10.: Kapitalwertentwicklung von ferngesteuerten Trennern aus Abschnitt 3.9

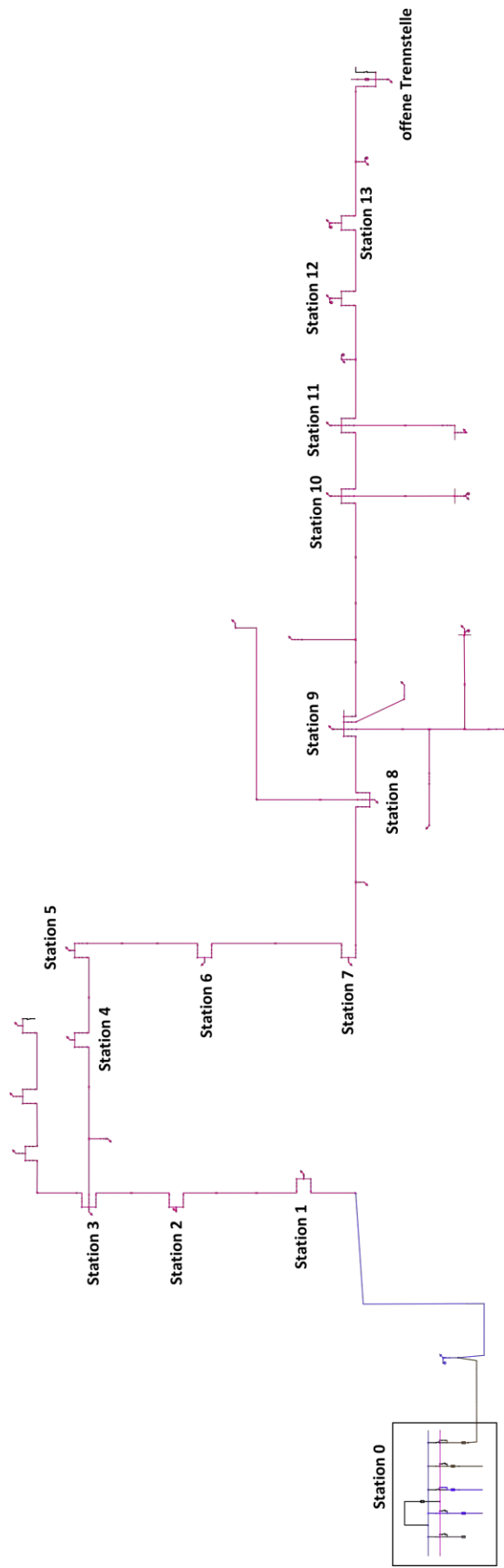


Abbildung A.9.: Fernsteuerung entlang einer Ringstruktur von Teilnetz 2