

Technischen Universität Graz
Erzherzog-Johann-Universität

ANALYSE VON SPANNUNGSEINBRÜCHEN UND MÖGLICHE ABHILFEMASSNAHMEN IN EINEM INDUSTRIEBETRIEB

DIPLOMARBEIT

Durchgeführt am

INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND HOCHSPANNUNGSTECHNIK

ABTEILUNG FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN



vorgelegt von

Alfons HABER

Begutachter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar FICKERT

Betreuer: Ass.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig RENNER

Graz, Juni 2001

Danksagung

Ich bedanke mich bei Univ.-Prof. Dr. Lothar Fickert für die Möglichkeit der Durchführung dieser Diplomarbeit sowie für seine Begutachtung.

Ein Dankeschön will ich Dr. Herwig Renner für die Unterstützung und die ausgezeichnete Betreuung aussprechen.

Mein Dank gilt auch Ao.Univ.-Prof. Dr. Stephan Pack. Er hat zur Vollständigkeit meiner Diplomarbeit im Bereich von Überspannungen maßgebend beigetragen.

Für die fortwährende Unterstützung meines Studiums bedanke ich mich ganz herzlich bei meinen Eltern und meinem Bruder Sigibert.

Kurzfassung

Die Spannungsqualität eines Industriebetriebes wird bezüglich der Spannungseinbrüche untersucht. Die Analyse der Störungen im 110-kV-Netz erfolgt nach der Häufigkeit und der Verteilung der Spannungseinbrüche gemäß Restspannung und Dauer.

Durch die Untersuchung des Übertragungsverhaltens von Transformatoren bezüglich der Spannungseinbrüche können die Auswirkungen von Fehlern im 110-kV-Netz auf das 20-kV-Netz und die 0,4-kV-Netze des Industriebetriebes beurteilt werden. Die Messungen auf der 110-kV-Ebene werden mit den Messungen auf der 0,4-kV-Ebene korreliert und kritische Fehlerarten und Fehlerorte des 110-kV-Netzes bestimmt.

Abhilfemaßnahmen gegen Spannungseinbrüche hinsichtlich der anlagentechnischen Möglichkeiten sowie der Netzankopplungs- und Energiespeichertechnologien werden diskutiert. Mittels der Untersuchungen der charakteristischen Störfalldaten werden technische Spezifikationen erarbeitet und einer wirtschaftlichen Bewertung unterzogen.

Abstract

Aim of this diploma thesis is to analyse the power quality of an industrial plant with respect to voltage dips. Basis of this analysis is the classification of faults in the network regarding their duration and amplitude of the retained voltage.

Knowing the transfer characteristics of the transformers regarding voltage dips, the effects of faults in the high voltage level down to the medium voltage level and the low voltage level of an industrial plant can be evaluated. The measurement results of the high voltage level will be correlated with the measurement results of the low voltage level and critical fault types and fault locations in the power supply network are determined.

Remedial measures with regard to industrial applications, supply connections and energy storage mechanisms are discussed and evaluated with respect to economical aspects.

1. EINLEITUNG	5
2. SPANNUNGSEINBRÜCHE UND SPANNUNGSUNTERBRECHUNGEN	7
2.1. Definitionen	7
2.1.1. Das Drehstromsystem und dessen Spannungen	7
2.1.2. Versorgungsunterbrechung.....	10
2.1.3. Spannungseinbruch	11
2.1.4. Dauer	12
2.2. Bewertung der Spannungseinbrüche nach der Restspannung und der Dauer des Spannungseinbruchs.....	13
2.3. VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation	15
3. EINTEILUNG DER SPANNUNGSEINBRÜCHE INFOLGE VON ERD- UND KURZSCHLÜSSEN	16
3.1. Fehlerarten.....	16
3.1.1. Dreipoliger Kurzschluss mit Erdberührung	18
3.1.2. Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung	18
3.1.3. Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung	19
3.1.4. Einpoliger Erdschluss.....	20
3.2. Störungen der Versorgung durch Erd- und Kurzschlüsse.....	21
4. ÜBERTRAGUNG VON SPANNUNGSEINBRÜCHEN BEI NETZFEHLERN	22
4.1. Fehler im Versorgungsnetz.....	22
4.2. Übertragung von Spannungseinbrüchen über Transformatoren	28
5. STÖRUNGSAUFZEICHNUNGEN	37

5.1. Erfassung von Spannungseinbrüchen.....	37
5.2. Ermittlung von Fehlern, Fehlerorten und Fehlerursachen	38
6. AUSWIRKUNGEN VON SPANNUNGSEINBRÜCHEN.....	40
6.1. Auswirkung auf Verbraucheranlagen.....	40
6.2. Ausfallkosten.....	43
7. MAßNAHMEN GEGEN SPANNUNGSEINBRÜCHE UND SPANNUNGSUNTERBRECHUNGEN	48
7.1. Maßnahmen im 110-kV-Netz.....	48
7.1.1. Schutztechnik	48
7.1.2. Überspannungsschutz gegen rückwärtige Überschläge.....	49
7.1.3. Netzteilung	52
7.2. Maßnahmen im 20-kV-Verteilernetz von Industriebetrieben	53
7.2.1. Schutztechnik	53
7.2.2. Spannungsstabilisatoren.....	53
7.3. Maßnahmen im 0,4-kV-Versorgungsnetz von Industriebetrieben.....	57
8. SPEZIELLE AUSWERTUNG DER STÖRUNGSDATEN FÜR EINEN INDUSTRIEBETRIEB	59
8.1. Netzbeschreibung	59
8.1.1. Untersuchtes 110-kV-Netz	59
8.1.2. Untersuchtes Industrienetz	60
8.2. Störungsaufzeichnungen für die Analyse von Spannungseinbrüchen	61
8.2.1. Parameter der Störungsaufzeichnungen	61
8.2.2. Auswertung der Messergebnisse.....	66

8.2.2.1. Zusammenhang zwischen Spannungseinbruch auf der 0,4-kV-Ebene und Fehler im 110-kV-Netz	79
8.2.3. Vergleich mit der VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation	82
8.3. Auswirkung von Spannungseinbrüchen im untersuchten 110-kV-Netz	83
9. ABHILFEMAßNAHMEN GEGEN SPANNUNGSEINBRÜCHE UND KURZE SPANNUNGSUNTERBRECHUNGEN IM UNTERSUCHTEN INDUSTRIEBETRIEB	86
10. KOSTENANALYSE	89
10.1. Betriebswirtschaftliche Begriffe	89
10.1.1. Abschreibung	89
10.1.2. Investitionsrechnung	90
10.1.2.1. Kostenvergleichsrechnung.....	91
10.1.2.2. Gewinnvergleichsrechnung.....	91
10.1.2.3. Amortisationsrechnung	91
10.1.2.4. Rentabilität	92
10.2. Betriebswirtschaftliche Beispielsberechnungen für Abhilfemaßnahmen.....	92
10.2.1. Berechnungen für eine supraleitende Spule als Energiespeicher	93
10.2.2. Berechnungen für einen Schwungradspeicher	95
10.2.3. Ergebnisgegenüberstellung	97
11. ZUSAMMENFASSUNG.....	98
12. LITERATUR.....	101

1. Einleitung

Die Elektrizität ist die höchstwertige den Menschen zur Verfügung stehende Energieform, die sowohl im täglichen Leben als auch in der gesamten Wirtschaft eine herausragende Stellung einnimmt und in entscheidenden Bereichen (EDV, Regelung, elektronische Geräte) unverzichtbar geworden ist. Aufgrund der Tatsache, dass diese Energieform leitungsgebunden ist und nur indirekt gespeichert werden kann, muss jederzeit soviel Elektrizität erzeugt bzw. zur Verfügung gestellt werden wie gerade verbraucht bzw. benötigt wird. Durch das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) ist der freie Netzzugang für sämtliche Endverbraucher, Erzeuger und Händler elektrischer Energie per 1.10.2001 geregelt. Hierdurch ist keine Versorgungs- sondern nur mehr eine Anschlusspflicht gegeben. Die Stromlieferanten sind frei wählbar. Der steigende Kostendruck stellt neue Anforderungen an die Anlagentechnik und die Qualität der elektrischen Spannungsversorgung (Power Quality).

Fabrikationsanlagen, z.B. Papierindustrie oder Halbleiterindustrie, sind heute durch den breiten Einsatz von mikroprozessorgestützten Regeleinrichtungen, Geräten der Informationsverarbeitung und Geräten der Leistungselektronik außerordentlich empfindlich gegen jede Art von Unterbrechungen in der Versorgung mit elektrischer Energie. Bereits kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen können zu hohen Kosten führen, die durch Beschädigungen von Werkstücken, Werkzeugen oder ganzer Anlagenteile, nicht qualitäts- oder zeitgerecht gelieferter Ware, Wiederauffahren von Anlagen und durch Störungen im Zusammenhang mit den komplexen Produktionsverfahren verursacht werden. Die vermehrt entstehenden Computerzentren und „Providerhäuser“ sind um die Versorgungssicherheit für ihre Anlagen ebenfalls bemüht, denn ein Spannungsausfall in solchen Unternehmen und Betriebsstätten hat gravierende Folgen.

Mittels Messungen und Bewertungen der Spannungen soll für ein konkretes Industrieunternehmen die Spannungsqualität bestimmt werden. Für diesen Industriebetrieb, der direkt von einem 110-kV-Netz versorgt wird, soll die kleinste Restspannung bestimmt werden, die während eines Fehlers im 110-kV-Netz zu keinen Produktionsausfällen oder Produktionsstörungen führt.

Daraus ergeben sich folgende Fragestellungen:

1. Welche Spannungseinbrüche, analysiert anhand von Restspannung und Dauer, verursachen einen Produktionsausfall bzw. eine Produktivitätseinbuße?
2. Welche Kosten entstehen durch einen Ausfall oder einer Störung von Anlagenteilen bzw. Geräten?
3. Wie groß ist die Wahrscheinlichkeit des Auftretens dieser kritischen Spannungseinbrüche bzw. Spannungsunterbrechungen?

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit der methodischen Beantwortung dieser Fragestellungen und untersucht auch die Möglichkeit der Vorhersagbarkeit und der Auftrittswahrscheinlichkeit von Spannungseinbrüchen in 110-kV-Netzen. Durch die genaue Analyse der Störungen soll die Übertragung der Spannungseinbrüche auf die Mittel- und Niederspannungsebene betrachtet werden. Hierdurch sollen Abhilfemaßnahmen gegen Spannungseinbrüche erarbeitet werden.

2. Spannungseinbrüche und Spannungsunterbrechungen

Die Merkmale der Spannung in Elektrizitätsversorgungsnetzen werden in der Vorschrift EN 50160 [1] beschrieben. Diese Europeanorm behandelt als Produktnorm die wichtigsten Elektroenergiequalitätsmerkmale in öffentlichen Nieder- und Mittelspannungsnetzen bei normalen Betriebsbedingungen. Sie definiert nicht den Grenzwert, sondern beschreibt lediglich den Istzustand und gilt nicht für den Betrieb nach einer Störung, für vorübergehende Versorgungsmaßnahmen oder bei Ausnahmesituationen, die sich dem Einfluss des Stromversorgers entziehen. Die Spannungseinbrüche finden ihre Ursache in einer Vielzahl von Einflüssen (hauptsächlich Störungen und Fehler), jedoch sind in Freileitungsnetzen etwa zwei Drittel davon natürliche Erscheinungen wie z.B. Blitzschlag. Weitere Ursachen von Spannungseinbrüchen sind Störungen im übergelagerten Netz bzw. im Industrienetz sowie rückwirkende Störungen aus dem Mittelspannungsnetz.

2.1. Definitionen

Durch die Vielzahl der in Europa verwendeten und übersetzten Normen bzw. Definitionen sollen Begriffe anhand der Europeanormen eingangs definiert und erklärt werden.

2.1.1. Das Drehstromsystem und dessen Spannungen

Ein Dreiphasen- oder Drehstromsystem entsteht in natürlicher Weise aus drei um je 120° phasenverschobenen Einphasensystemen. Als Phase versteht man den Phasenleiter.

Begriffe nach DIN 40 108 [2]:

Drehstromsystem ist die übliche Bezeichnung für ein dreiphasiges Wechselstromsystem.

Außenleiter ist ein Leiter, der an einem Außenpunkt angeschlossen ist, z.B. L1, L2 und L3.

Neutralleiter ist ein Leiter, der an einem Mittelpunkt oder Sternpunkt angeschlossen ist. Der Neutralleiter, der bei der Nullung sowohl für den Betriebsstrom als auch für die Schutzmaßnahme Nullung dient, wurde früher als Nullleiter bezeichnet.

Außenleiterspannung ist die Spannung zwischen zwei Außenleitern mit zeitlich aufeinanderfolgenden Phasen, z.B. U_{12} , U_{23} und U_{31} .

Außenleiter-Mittelleiterspannung ist die Spannung zwischen einem Außenleiter und dem Mittelleiter (Mittelpunkt), z.B. U_{1N} , U_{2N} und U_{3N} .

Mittelpunktspannung ist die Spannung zwischen einem Mittelpunkt (Mittelleiter) und einem Punkt mit festgelegtem Potential, z.B. Bezugserde.

Sternpunktspannung ist die Spannung zwischen einem Sternpunkt und einem Punkt mit festgelegtem Potential, z.B. Bezugserde. Sie wird auch als Verlagerungsspannung (Spannung Erde-Sternpunkt) oder Nullspannung z.B. U_{EN} bezeichnet.

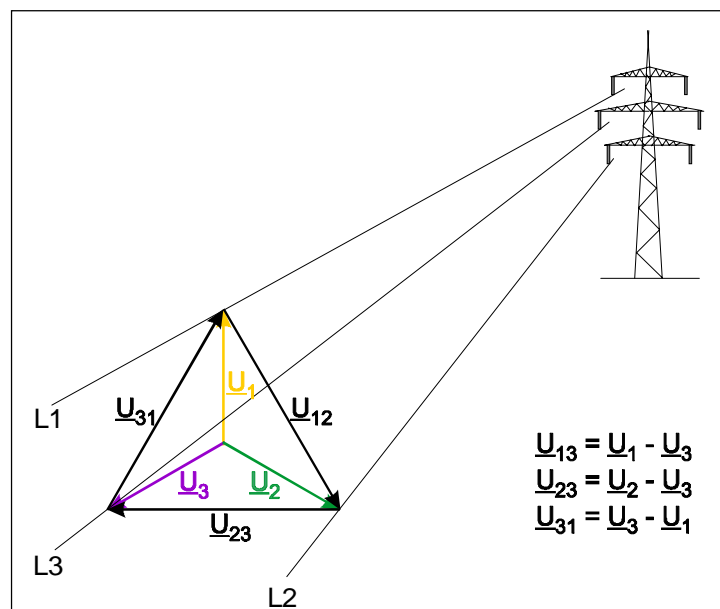


Abbildung 2-1: Spannungen des Dreiphasensystems

Definitionen zu Abbildung 2-1:

$\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3$ = Phasen-, Stern- oder Leiter-Spannungen gegen gemeinsamen Bezugspunkt, i.a. Erde

$\underline{U}_{13}, \underline{U}_{23}, \underline{U}_{31}$ = Außenleiterspannungen oder verkettete Spannungen

Durch die Vermischung der unterschiedlichen Normen in der Europäischen Union ist die Bezeichnung der *Phasenspannung* wieder üblich.

Wenn man von „*Spannung des Dreiphasensystems*“ spricht, meint man in der Praxis immer die Außenleiterspannung (verkettete Spannung). Sie ist die einzige in der Praxis direkt messbare Spannung des Dreiphasensystems.

Die *Nennspannung* U_N eines Netzes bezeichnet die Spannung, mit der ein Netz bezeichnet oder identifiziert wird und auf die bestimmte betriebliche Merkmale bezogen werden [1]. Die Nennspannung von Betriebsmitteln bezeichnet die Spannung, für die diese ausgelegt sind.

Die *Betriebsspannung* U_b eines Netzes ist die an einer bestimmten Stelle des Netzes und zu einer bestimmten Zeit im ungestörten Betrieb auftretende Spannung (entspricht in Drehstromnetzen dem Effektivwert der Außenleiterspannung) [3].

Die *vereinbarte Versorgungsspannung* U_c ($c \hat{=} contract$) ist die aufgrund einer Vereinbarung zwischen dem Stromversorger und dem Kunden herrschende Spannung an der Übergabestelle.

Die *Versorgungsspannung* gemäß EN 50160 [1] in Verteilernetzen bezeichnet den Effektivwert der Spannung an einer Übergabestelle, der zu einem bestimmten Zeitpunkt als arithmetischer Mittelwert über ein bestimmtes Zeitintervall gemessen wird.

Die *verbleibende Restspannung* U_{Rest} ist die Spannung mit dem Bezugswert der Spannung vor dem Fehlereintritt auf den jeweiligen Spannungswert zum Fehlerzeitpunkt. Sie ermittelt sich auch aus der Spannung vor Fehlereintritt minimiert um den Spannungseinbruch ΔU . Die verbleibende Restspannung ist die Spannung während einer Störung.

Jedem Betriebsmittel werden Nenngrößen (auch Bemessungsgrößen genannt) zugeordnet. Diese Nenngrößen bilden ein einheitliches, klar definiertes System. Die Nenngrößen werden als Bezugsgrößen für die Definition von dimensionslosen Parametern und Gleichungen verwendet (Normierung). Die Normierung liefert normierte oder relative oder prozentuale oder, nach amerikanischer Terminologie, die sich in der Praxis eingebürgert hat, per unit (p.u.) Größen. Die p.u. Größen sind also definiert als Verhältnis von effektiver Größe zu Bezugsgröße [4].

2.1.2. Versorgungsunterbrechung

Eine *Versorgungsunterbrechung* im Sinne der Vorschrift (EN 50160 [1]) liegt dann vor, wenn die Spannung an der Übergabestelle zum Kunden weniger als 1 % der vereinbarten Spannung U_c beträgt, wobei keine Aussage über die minimale Dauer einer Versorgungsunterbrechung gemacht wird.

Für den *Spannungseinbruch* wird jedoch eine Dauer von 10 ms bis 1 min bei einer Spannung zwischen 90 % und 1 % U_c genannt [1].

Kurzzeitunterbrechungen sind definiert als Unterbrechungen (vereinbarte Spannung U_c ist kleiner 1 %) mit einer Dauer zwischen 0,5 Perioden und 3 s, vorübergehende Unterbrechungen dauern zwischen 3 s und 60 s, und Langzeitunterbrechungen mehr als 60 s [1].

Die *Versorgungszuverlässigkeit* ist die Fähigkeit eines elektrischen Systems, seine Versorgungsaufgaben unter vorgegebenen Bedingungen während einer bestimmten Zeitspanne zu erfüllen [5].

Ein *Fehler* ist die ungewollte Änderung des normalen Betriebszustandes einer elektrischen Anlage oder eines elektrischen Anlagenteiles [6], bzw. eine ungewollte Änderung des normalen Spannungs-, Isolations-, Schalt- oder Betriebszustandes eines Netzes, die zu einer Störung führt [7]. Der normale Betriebszustand ist gekennzeichnet durch Spannung, Frequenz und Belastungszustand innerhalb zulässiger Grenzen, intakter Isolationszustand, von der Betriebsführung gewollter Schaltzustände und intakter elektrischer Betriebsmittel [6].

Eine *Störung* ist die Auswirkung des Fehlers auf den Betrieb elektrischer Anlagen oder elektrischer Anlagenteile [6] sowie auf den Netzbetrieb [7]. Eine Störung wird durch Störungsanlass, Störungsauswirkung, Fehlerart, Fehlerort und Schäden gekennzeichnet. Es gibt auch Störungen ohne erkennbaren Störungsanlass und ohne Schäden [6]. Schäden sind bleibende Änderungen der elektrischen oder mechanischen Eigenschaften außerhalb der normalen Abnutzung. Die Beeinträchtigungen des Netzbetriebes durch die Auswirkung von Fehlern sind z.B. Unterbrechungen der Energieversorgung durch Abschaltung, Ausfall der Geräte, Spannungszusammenbruch, Stabilitätsverlust der Energieübertragung, Entstehung von Gegensystemen durch Unsymmetrie und die Störung der Funktion von Wandlern durch Kurzschlussgleichströme [7].

2.1.3. Spannungseinbruch

Spannungseinbrüche (engl. dips, amerik. sags) sind plötzliche Änderungen des Effektivwertes der Spannung auf Werte unterhalb von z.B. 90 % der Referenzspannung mit anschließender Normalisierung des Spannungsniveaus. Als Referenzspannung wird in Niederspannungsnetzen die Netznominalspannung U_N und in Mittelspannungsnetzen die vereinbarte Spannung U_c herangezogen. Sie entspricht der zwischen Kunden und Energieversorger vereinbarten Spannungshöhe, die durchaus von der Nennspannung des Netzes abweichen kann. In Hochspannungsnetzen kann entweder die Nennspannung, die vertragliche Spannung oder die über 10-min-Intervalle gleitend ermittelte Spannungshöhe als Referenzspannung herangezogen werden [1].

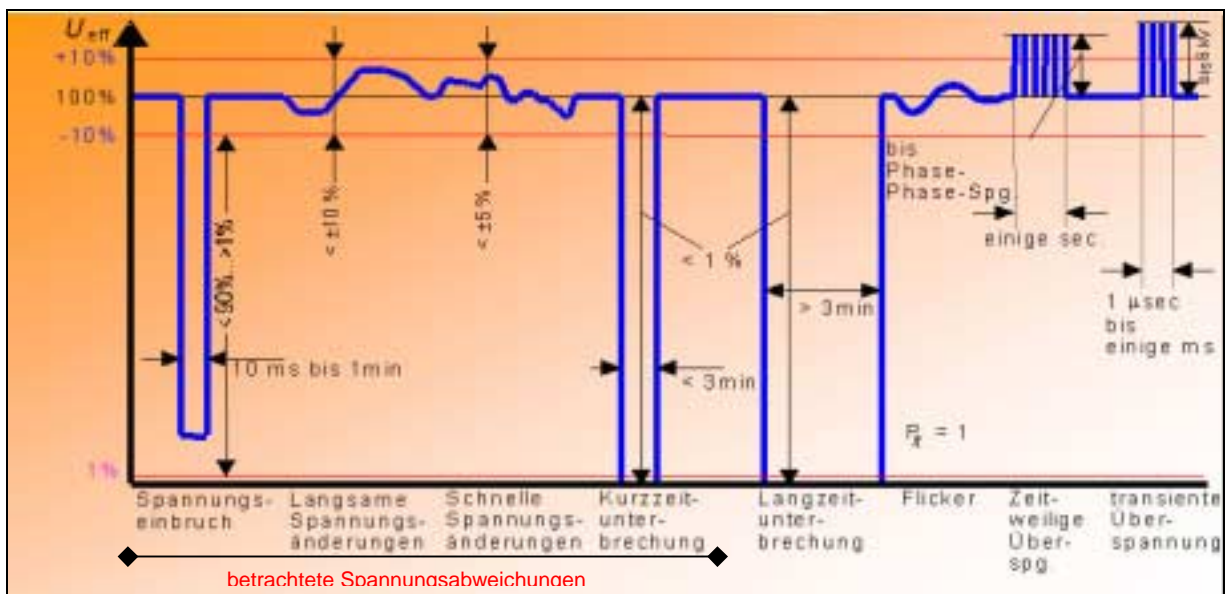


Abbildung 2-2: Übersicht der Spannungsabweichungen [8]

Abbildung 2-2 gibt eine Übersicht über die breite Palette der Spannungsabweichungen. In dieser Arbeit wird in weiterer Folge nur der Bereich von Spannungseinbrüchen bis Kurzzeitunterbrechungen berücksichtigt. Die Charakterisierung von Spannungseinbrüchen erfolgt vor allem durch die verbleibende Restspannung während der Störung. Die Grenze zwischen Spannungseinbruch und Spannungsunterbrechung wird unterschiedlich definiert. Laut Europa-Norm EN 50160 [1] spricht man bei einer verbleibenden Restspannung unter 1 % der Referenzspannung von einer Spannungsunterbrechung. Der Entwurf der IEC-Norm 61000-4-30 [9] sieht für die Definition

der Spannungsunterbrechung eine variable, vertraglich zu vereinbarende Grenze von z.B. 10 % vor; UIE (Guide to Quality of Electrical Supply for Industrial Installations) [10] sieht eine Grenze von 20 % vor [11].

Kurzzeitunterbrechungen sowie Spannungsunterbrechungen treten speziell im Sommer durch die Gewittertätigkeiten auf. Die Ursache sind unvermeidbare Kurzschlüsse, z.B. durch Blitzschläge. Die Kurzschlüsse werden von der Schutzeinrichtung erfasst und abgeschaltet. Die Zuschaltung kann einerseits händisch oder andererseits automatisch erfolgen. Der Vorteil der automatischen Wiedereinschaltung (AWE – früher auch Kurzunterbrechung (KU) genannt) liegt in der Steigerung der Versorgungssicherheit, denn die AWE sorgt für eine rasche Wiedereinschaltung und somit für nur kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen (ca. 0,4 s bei Stickleitung). Damit ist die AWE (KU) nicht Ursache einer Störung, sondern eine Abhilfemaßnahme zur Verbesserung der Spannungsqualität.

Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer von über 60 s sind in Netzen mit einer Spannungshöhe von 110 kV sehr selten.

In Hinblick auf die Spannungsqualität müssen im statistischen Sinne jährlich die durch Spannungseinbrüche verursachten Ausfallkosten bewertet werden.

2.1.4. Dauer

Ein weiteres wichtiges Merkmal ist die **Dauer** des Spannungseinbruchs. Dies ist jene Zeit, in welcher der kleinste Effektivwert der Spannung bzw. bei Mehrphasensystemen mindestens ein Spannungseffektivwert der Spannung unter 90 % der Referenzspannung liegt. Als Grenze zur Unterscheidung zwischen Spannungseinbruch und transientem Vorgang gilt $\frac{1}{2}$ Periode der Netzfrequenz laut EN 50160 [1] bzw. eine Periode der Netzfrequenz laut IEC 61000-4-30 [9], [11].

2.2. Bewertung der Spannungseinbrüche nach der Restspannung und der Dauer des Spannungseinbruchs

Die allgemeine qualitative Bewertung der Versorgungsspannung geht von einer reinen Sinusform und einem festen Effektivwert der elektrischen Spannung aus und beurteilt Abweichungen hiervon und deren Dauer sowie mögliche Konsequenzen [12].

Nachdem das Ausfallgeschehen von elektronischen Geräten durch die Restspannung und die Dauer des Spannungseinbruchs beeinflusst wird, gibt es verschiedene Untersuchungen zu diesem Zusammenhang. Die ITI-Kurve (Information Technology Industry auch ITIC – Information Technology Industry Council), vormalig bis 1994: CBEMA-Kurve (Computer and Business Equipment Manufacturer Association) [13], stellt diesen Zusammenhang von Größe und Dauer der Spannungstoleranzen für elektronische Geräte laut Abbildung 2-3 dar und kann als Richtlinie herangezogen werden. Diese Grenzkurve wurde in weiten Bereichen der Industrie als Vergleichsmaßstab für alle Arten von Betriebsmitteln übernommen.

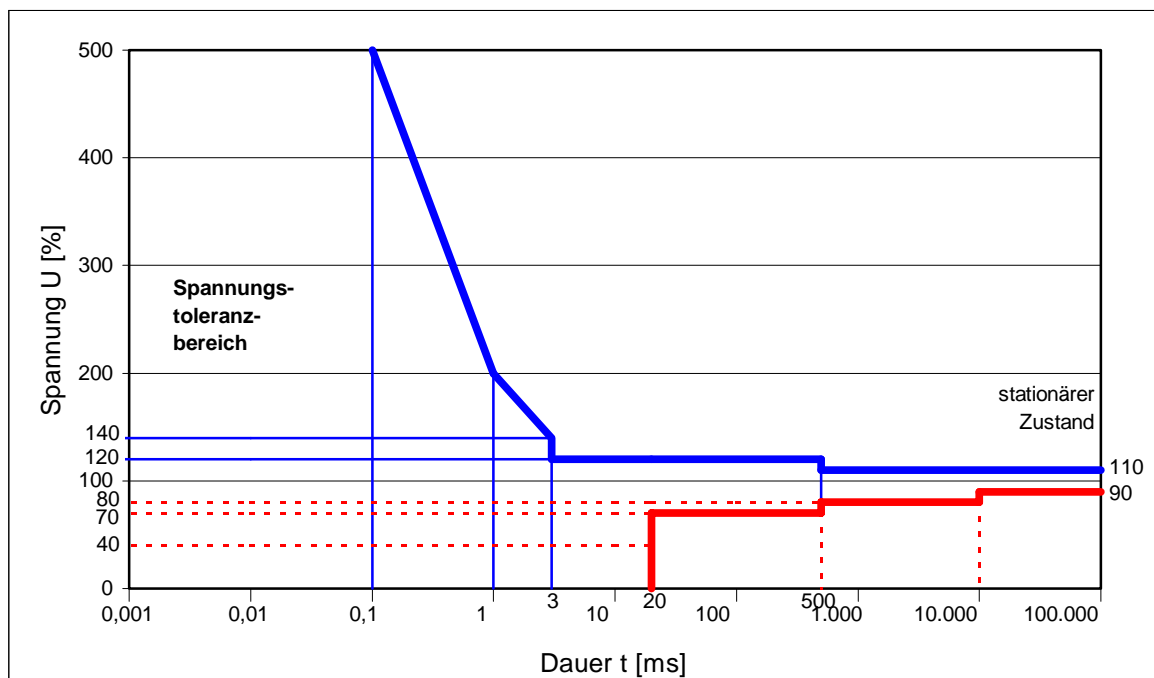


Abbildung 2-3: ITI-(CBEMA)-Kurve [13] (überarbeitet)

Im Unterschied zur ITI-Kurve bewertet die SEMI F47-0200 – Bestimmung (Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity) [14] die Spannungsfestigkeit von elektrischen Geräten für die Halbleiterverarbeitende Industrie. Diese Kurve (Abbildung 2-4) gibt somit den Grenzwert an, welche Restspannung die eingesetzten elektrischen Geräte für einen bestimmten Zeitraum ohne Ausfall überstehen müssen.

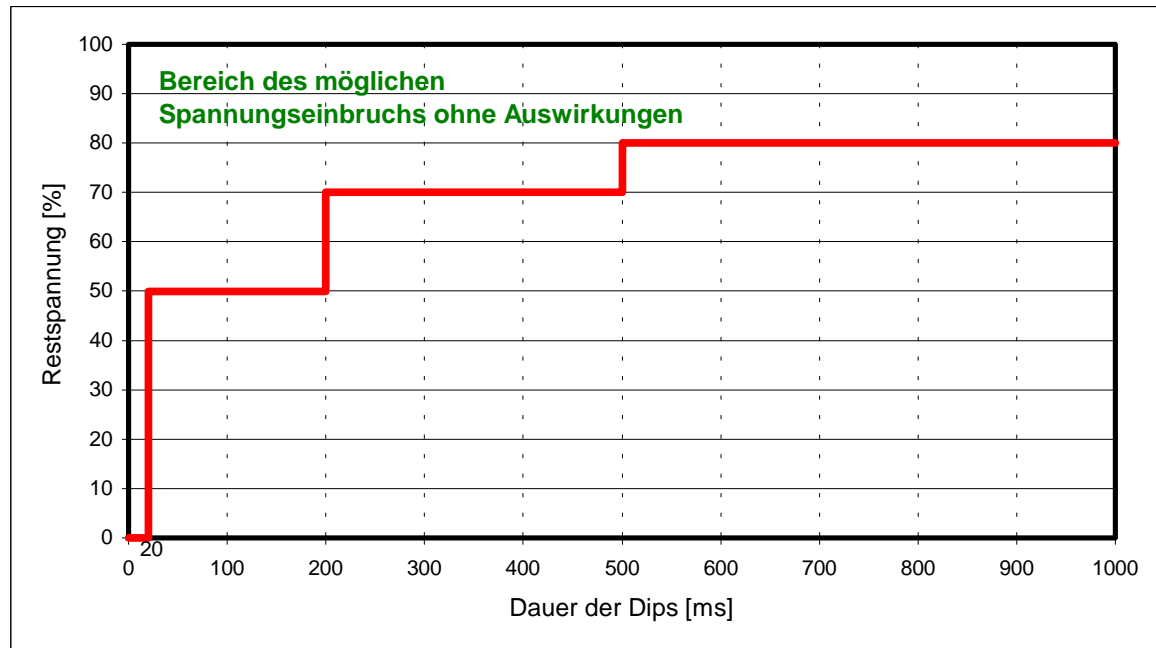


Abbildung 2-4: SEMI F47-0200 [14] (überarbeitet)

Nachdem die Halbleiterindustrie einen hohen Spannungsqualitätspegel (Power Quality Level) fordert und sehr empfindlich gegenüber Spannungseinbrüchen und Kurzzeitunterbrechungen ist, ist die Anforderung an die verwendeten elektrischen Geräte geregelt. Diese Bestimmung gilt für:

- Ätzende Geräte
- Filmverarbeitende Geräte
- Wärmegeräte
- Oberflächenbearbeitende Geräte
- Chemisch-mechanisch-polierende Geräte
- Geräte für das Fotolabor
- Metallimplementierende Geräte
- Klimageräte
- Automatische Testgeräte

In der Halbleiterindustrie ist auch ein Augenmerk auf die Halbleiterentwicklung, also die Forschung, zu legen. Durch Datenverlust bzw. eingeschränkter Verfügbarkeit von Daten entstehen neben den Kosten auch Verzögerungen in den „Just-In-Time-Verpflichtungen“. Die Anforderungen an das Qualitätsmanagement können nicht zur vollen Zufriedenheit sichergestellt werden. Ein weiteres Problem stellen die undefinierten Betriebszustände in Produktionsketten dar.

In Bereichen des Personenschutzes (z.B. Flughafenbetrieb), des Datenverarbeitungs- und Forschungswesens, sowie im Dienstleistungssektor, z.B. Banken und Versicherungen, soll erhöhte Aufmerksamkeit auf den ungestörten Betrieb von EDV-Einrichtungen gelegt werden.

2.3. VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation

In der Störungs- und Ausfalldokumentation des VEÖ (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs) werden die jährlichen Störungen und Schäden in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen der österreichischen Elektrizitätsunternehmen nach gleichen Richtlinien erfasst und ausgewertet. Den beteiligten Unternehmen stehen durch die gemeinsame Auswertung aller Störungen Vergleichswerte mit den eigenen Auswertungen zur Verfügung. Durch diese Auswertungen können Aussagen über die Betriebsparameter mit spezifizierter Aussagekraft bzw. Sicherheit getroffen werden.

3. Einteilung der Spannungseinbrüche infolge von Erd- und Kurzschlüssen

Für die Bewertung von Spannungseinbrüchen muss zuerst die Sternpunktbehandlung des zu untersuchenden Netzes betrachtet werden. Anhand der daraus entstehenden Spannungsformen und Spannungseinsenkungen im Störfall kann durch Messung und Analyse der Zeitverläufe der folgenden Größen eine Selektion der Störungfälle erfolgen.

- Leiter-Leiter-Spannungen (verkettete Spannungen)
- Leiter-Erde-Spannungen (Phasenspannungen)
- Sternpunktspannung (Verlagerungsspannung)
- Leiterströme
- Summenstrom

3.1. Fehlerarten

Grundsätzlich wird zwischen zwei Fehlerarten unterschieden [15]:

1. Kurzschlüsse und kurzschlussartige Vorgänge, die ein sofortiges Abschalten des Netzteilens, der Anlage oder des Apparates usw. erforderlich machen.
2. Fehler, die unter Umständen als spätere Folgeerscheinung kurzschlussähnliche Folgefehler bewirken, für deren Auftreten jedoch im allgemeinen eine Meldung ausreicht. Wenn es der Betrieb erlaubt, erfolgt dann die Ausschaltung und Fehlersuche später. Beispielsweise handelt es sich hierbei um Erdschlüsse im kompensierten Netzen, um Überlastungen, um unsymmetrische Ströme usw.

Bei einem Netz mit **Erdschlusslöschung** (Erdschlusskompensation, gelöschttes Netz) ist der Sternpunkt des angeschlossenen Transformators über eine sogenannten Erdschlusslöschspule, oder auch Petersen-Spule genannt, mit Erdpotential verbunden. Dieses Verfahren der Sternpunktbehandlung wird vorwiegend in den Mittelspannungsnetzen und den 110-kV-Netzen angewandt.

Der kapazitive Erdschlussstrom wird mittels der Löserspule durch einen induktiven Strom überlagert und so an der Fehlerstelle theoretisch auf den Wattreststrom zuzüglich Oberschwingungsstrom begrenzt. In der Praxis wird diese Löserspule nicht auf „Nullkompensation“ eingestellt, da bei Erdschlüssen und Schalthandlungen mit Spannungsüberhöhungen gerechnet werden muss. Diese Form der Sternpunktbehandlung erlaubt, dass die einpoligen Fehler ohne Betriebsunterbrechung behoben werden.

Weiters lassen sich elektrische Fehler unterscheiden in:

Einpolige Fehler:

- Eine leitfähige Verbindung zwischen Außenleiter und Erde im starr geerdeten Netz führt zu einem einpoligen Erdkurzschluss. Dieser kann ein satter Kurzschluss oder ein widerstandsbehafteter Kurzschluss sein.
- In isolierten oder kompensierten Netzen, wie es in Mittelspannungs- und zum Teil in Hochspannungsnetzen bis einschließlich 110 kV der Fall ist, führt ein einpoliger Überschlag eines Außenleiters gegen Erde zum einpoligen Erdschluss.

Zweipolige Fehler:

- In Hochspannungsnetzen mit isoliertem oder über Petersen-Spulen geerdeten Sternpunkt sind die meisten Kurzschlüsse zweipolig [15].
- Der Doppelerdschluss hat, je nach Widerstand der Kurzschlussbahn, eine ähnliche Wirkung wie ein zweipoliger Kurzschluss.

Dreipolige Fehler:

- Die zweipoligen Kurzschlüsse können in dreipolige Kurzschlüsse übergehen, wenn z.B. der Kurzschlusslichtbogen mit dem 3. gesunden Außenleiter in Berührung kommt.

3.1.1. Dreipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Ein dreipoliger Kurzschluss mit Erdberührung im Netz mit Erdschlusslöschung ist gekennzeichnet durch seine symmetrischen, jedoch gegenüber der ungestörten Versorgung kleineren Spannungen und die drei symmetrischen Leiterströme, welche gleich groß aber gegeneinander um 120° phasenverschoben sind.

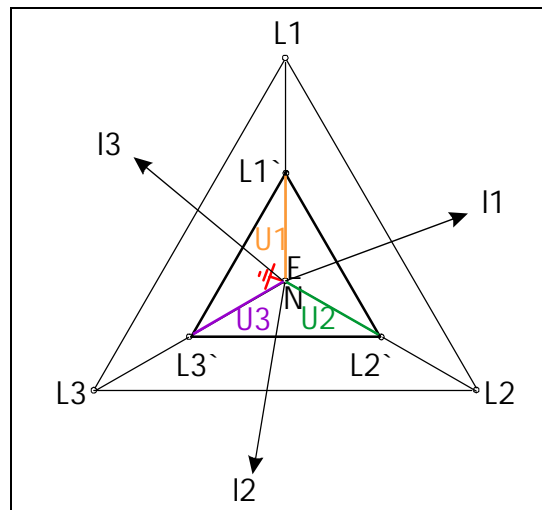


Abbildung 3-1: Dreipoliger Kurzschluss mit Erdberührung (L1-L2-L3-E)

Die Phasenspannungen (U_1 , U_2 und U_3) und damit auch die verketteten Spannungswerte verkleinern sich, wie in Abbildung 3-1 dargestellt, in gleichbleibenden Verhältnissen je nach Entfernung der Messstelle gegenüber dem Fehlerort.

3.1.2. Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung

Beim zweipoligen Kurzschluss ohne Erdberührung bricht die Spannung zwischen den betroffenen Leitern weitgehend zusammen. Die zugehörigen Sternspannungen verkleinern sich ebenfalls, jedoch nicht im selben Ausmaß wie die Außenleiterspannung.

Wie in Abbildung 3-2 ersichtlich, verkleinern sich in diesem Beispiel die Spannungen gegen Erde U_2 und U_3 mit dem Faktor 0,58 während U_1 gleich bleibt. Die verketteten Spannungen U_{12} und U_{31} verkleinern sich mit dem Faktor 0,89 und die verkettete Spannung U_{23} mit dem Faktor 0,33.

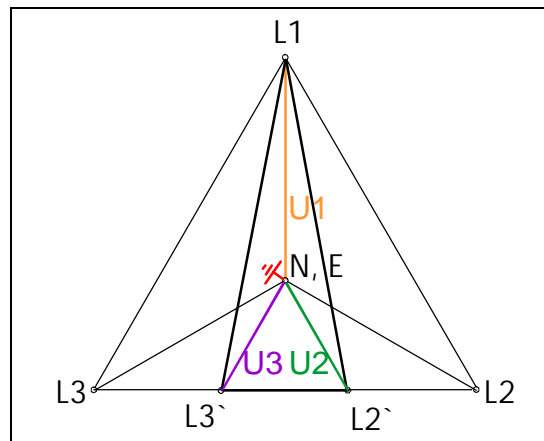


Abbildung 3-2: Zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung (L2-L3)

3.1.3. Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Im gelöschten Netz ist der Fehlerfall des zweipoligen Kurzschlusses mit Erdberührung dadurch gekennzeichnet, dass der Sternpunkt (N') gegen Erde (E) eine Spannung annimmt. Die Spannung gegen Erde des fehlerfreien Leiters (U_1) steigt laut Abbildung 3-3 im gesamten Netz auf das etwa 1,5-fache, dies entspricht einem Erdfehlerfaktor $k = 1,5$. Die Spannungen gegen Erde der fehlerbehafteten Leiter (U_2 und U_3) verkleinern sich mit der Nähe zum Fehlerort und sind am Fehlerort Null.

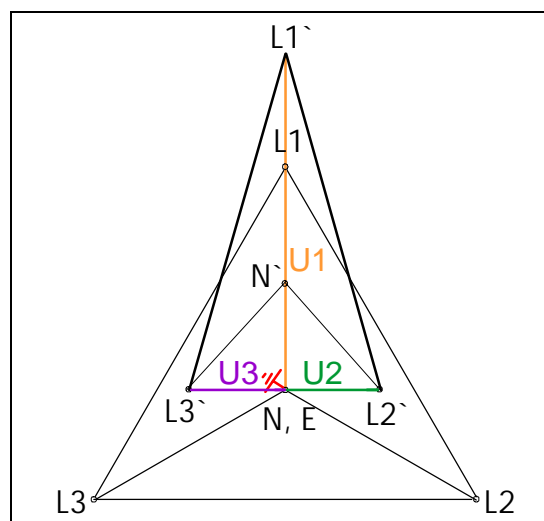


Abbildung 3-3: Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung (L2-L3-E)

3.1.4. Einpoliger Erdschluss

Abbildung 3-4 zeigt einen einpoligen Erdschluss (L_1-E) im gelöschten Netz, der eine Verschiebung des gesamten Spannungssystems gegen Erde um den negativen Wert der Spannung gegen Erde des fehlerbehafteten Leiters bewirkt. Die Spannungen gegen Erde U_2 und U_3 der gesunden Leiter steigen auf das etwa $\sqrt{3}$ -fache. Die Stern- und Dreiecksspannungen bleiben in ihrer Größe im wesentlichen unverändert. Nachdem dieser Fehlerfall keine Auswirkungen auf die Versorgungsspannung liefert, wurde dieser Fall in allen weiteren Untersuchungen nicht berücksichtigt.

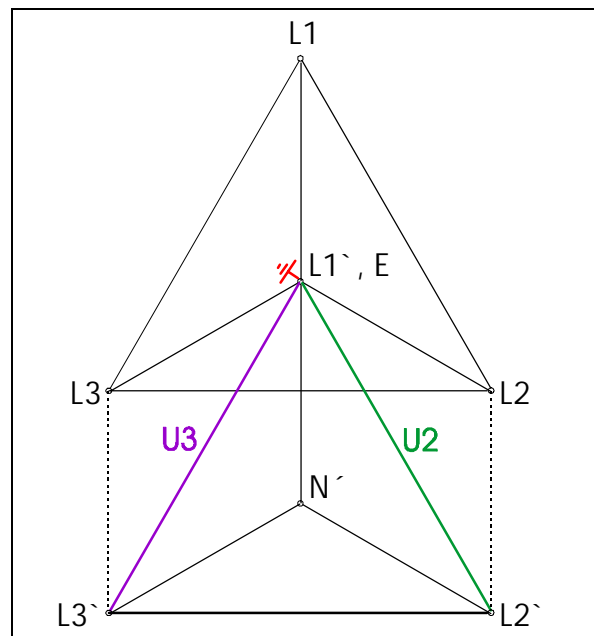


Abbildung 3-4: Einpoliger Erdschluss (L_1-E)

3.2. Störungen der Versorgung durch Erd- und Kurzschlüsse

Im 110-kV-Netz sind laut der VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation [7] einpolige Fehler (siehe Kapitel 3.1) die am häufigsten auftretende Art von Netzfehlern. Das Verhältnis zwischen ein- zu mehrpoligen Fehlern liegt in den Jahren 1997 und 1998 etwa bei fünf zu eins [11]. Die einpoligen Fehler wirken sich jedoch auf die Spannungsversorgung nicht unmittelbar aus (siehe Kapitel 3.1.4).

In ländlichen Versorgungsgebieten, bei denen die Hochspannungsleitungen durch ihre örtlichen Gegebenheiten über z.B. Bergkuppen geführt werden müssen, sei auf die Gefährdung durch direkte Blitzschläge hingewiesen. Ein weiteres Gefährdungspotential durch diese Form der Trassenführung liegt im Erdungsbereich der Leitungsmasten. Durch unzureichende Erdung (hoher spezifischer Erdwiderstand ρ_E) besteht die Gefahr von rückwärtigen Überschlägen, die zu mehrpoligen Fehlern führen können (siehe Kapitel 7.1.2).

4. Übertragung von Spannungseinbrüchen bei Netzfehlern

Netzfehler und deren Spannungsänderungen sind in ihrer Form und Tiefe vom Ort des Fehlers in topologischer Sicht als auch von den zwischengeschalteten Transformatoren abhängig. Denn die Entfernung des Fehlers vom Messort steht im direkten Zusammenhang mit der Tiefe des Spannungseinbruchs. Die Form der Spannungseinbrüche in unterschiedlichen Spannungsebenen ist von der Übertragung der Spannungseinbrüche über Transformatoren vorgegeben. Die Schaltung und die Schaltgruppe von Transformatoren muss bei der Bewertung von Spannungseinbrüchen über mehrere Spannungsebenen hinweg berücksichtigt werden. Hierdurch ist bei Kenntnis der Form des Spannungseinbruchs die Spannungsebene des Netzfehlers eruierbar.

4.1. Fehler im Versorgungsnetz

Über die klassische Kurzschlussberechnung kann man für das Versorgungsnetz die verbleibende Restspannung an ausgewählten Messorten bestimmen. Die verbleibende Restspannung hängt vom Kurzschlussstrom und der Impedanz des Leiters zwischen Messort und Fehlerstelle ab. Es muss jedoch zwischen einseitig gespeisten Leitungen und vermaschten Netzen unterschieden werden. Die allgemeine Betrachtung des Spannungsverlaufes entlang einer einseitig gespeisten Leitung bis hin zur Fehlerstelle ist in Abbildung 4-1 ersichtlich.

Beim dreipoligen Kurzschluss, Abbildung 4-1 a, steigt infolge der Leitungsimpedanzen die Spannung von der Kurzschlussstelle, wo die Spannung Null ist, linear zwischen den Außenleitern bis zur treibenden Transformatorspannung an. An den Leitungspunkten A, B und C sind die zugehörigen Zeigerdiagramme dargestellt.

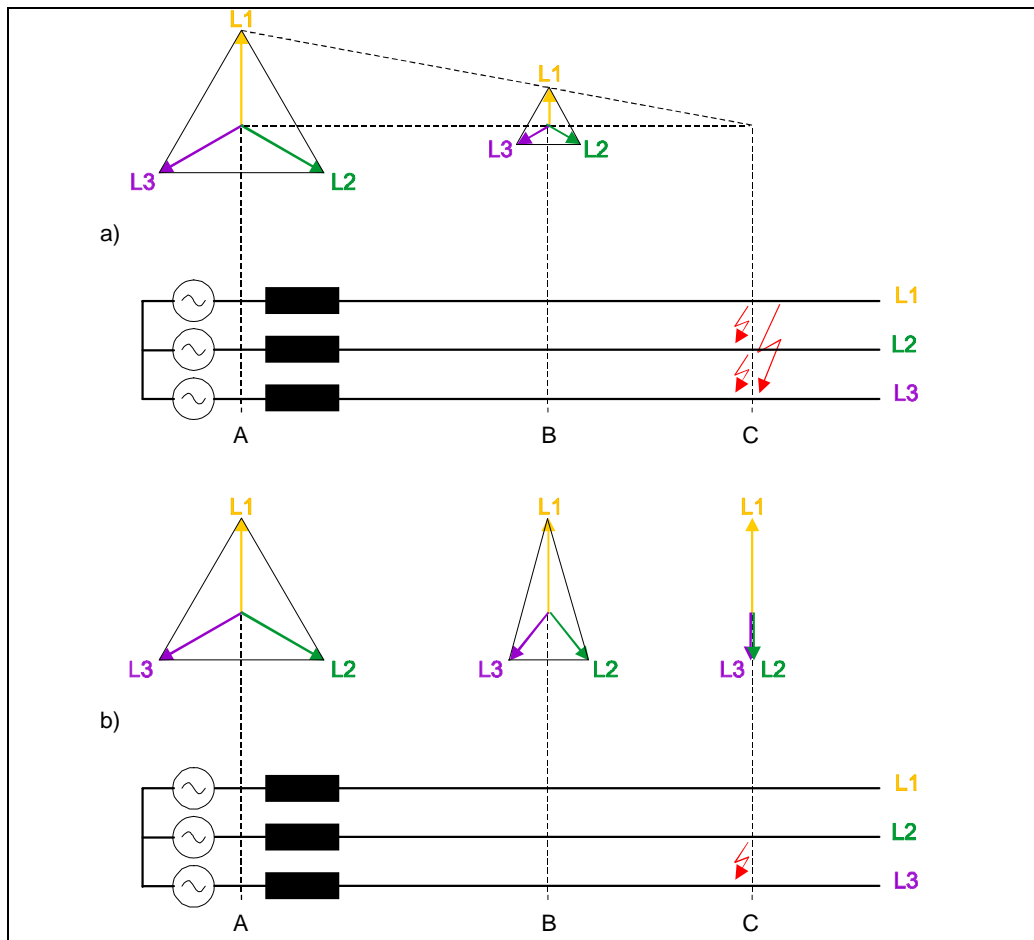


Abbildung 4-1: Zeigerdiagramme bei a) dreipoligen Kurzschluss, b) zweipoligen Kurzschluss

Abbildung 4-1 b zeigt einen zweipoligen Kurzschluss in den Außenleitern L2 und L3, die Verkleinerung der Phasenspannungen und die Verschiebung der Phasenwinkel, der in den betroffenen Leitern an der Fehlerstelle zu Null wird. Wie die Zeigerdiagramme auch zeigen, bleibt die Phasenlage und die Phasenspannung des „gesunden“ Außenleiters unverändert.

Für Kurzschlussberechnungen gibt es verschiedene Methoden, wobei bei der folgenden nicht der zeitliche Verlauf der Kurzschlussströme sondern nur das subtransiente Verhalten des Kurzschlussstromes berücksichtigt wird. Hierdurch ist die Berechnung des größten Spannungseinbruchs bzw. der kleinsten verbleibenden Restspannung U_{Rest} für einen beeinflussten Knoten in einem vermaschten Netz möglich [11].

Ausgangspunkt für die Berechnung ist die komplexe Knotenadmittanzmatrix des Netzes mit k Knoten. Einspeisungen werden vorerst nicht berücksichtigt [11].

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (4-1)$$

\underline{I} Knotenstrommatrix [A]
 \underline{Y} Admittanzmatrix [S]
 \underline{U} Knotenspannungsmatrix [V]

Die Matrix ist in einem Netz mit nicht allzu hohem Vermaschungsgrad außerhalb der Hauptdiagonale nur schwach besetzt. Vernachlässigt man die Queradmittanzen, bestehend aus Leitungs- und Kabelkapazitäten und Lasten, so ist die Knotenadmittanzmatrix singulär.

Wird das Überlagerungsprinzip angewandt, werden die treibenden Spannungen der Einspeisungen über ihre Kurzschlussimpedanz kurzgeschlossen. Dadurch ändert sich die Systemadmittanzmatrix entscheidend. Zu den Eigenadmittanzen der Knoten mit Einspeisungen wird der Kehrwert der Kurzschlussimpedanz addiert und die daraus resultierende Matrix ist nicht mehr singulär.

Weiters wird eine Ersatzspannungsquelle am Fehlerort angesetzt. Die Spannung der Ersatzspannungsquelle entspricht der negativen Spannung $-\underline{U}_f$ am Fehlerort vor Eintritt des Fehlers. Damit ergibt sich bei der Überlagerung mit dem Normalzustand die tatsächliche Fehlerspannung.

Für den Vektor der Knotenströme \underline{I} gilt, dass alle Ströme Null sind und nur im Fehlerknoten der Fehlerstrom I_f eingespeist wird. Die Spannungen \underline{U} an den Knoten sind mit Ausnahme der Spannung des Fehlerknotens unbekannt. Die Spannung \underline{U}_f am Fehlerknoten f ergibt sich aus der Ersatzspannungsquelle und den Fehlerbedingungen entsprechend der untersuchten Fehlerart.

$$\begin{pmatrix} 0 \\ \cdot \\ 0 \\ \underline{I}_f \\ 0 \\ \cdot \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{1k} \\ \cdot & \cdot & & & & & \cdot \\ \cdot & & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & & \underline{Y}_{ff} & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & & & & & \cdot & \cdot \\ \underline{Y}_{k1} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Y}_{kk} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}_f \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}_k \end{pmatrix} \quad (4-2)$$

\underline{I}_f Fehlerstrom [A]
 $\underline{Y}_{1..k}$ Knotenadmittanzen [S]
 $\underline{U}_{1..k}$ Knotenspannungen [V]
 \underline{U}_f Spannung am Fehlerknoten [V]

Wird die Admittanzmatrix \underline{Y} des Netzes mit einem geeigneten Algorithmus invertiert, lässt sich die Berechnung der Spannung \underline{U}_f am Fehlerknoten f durchführen. Ausgehend von der Tatsache, dass die Admittanzmatrix nur schwach besetzt ist, bieten sich Iterationsverfahren, die z.B. auf dem Gauß-Seidel-Algorithmus beruhen, an.

$$\underline{U} = \underline{Z} \cdot \underline{I} \quad (4-3)$$

\underline{U} Knotenspannungsmatrix [V]
 \underline{Z} Knotenimpedanzmatrix [Ω]
 \underline{I} Knotenstrommatrix [A]

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_i \\ \cdot \\ \underline{U}_f \\ \cdot \\ \cdot \\ \underline{U}_k \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_{11} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Z}_{1k} \\ \cdot & \cdot & & & & & \cdot \\ \cdot & & \cdot & & & & \cdot \\ \cdot & & & \underline{Z}_{ff} & & & \cdot \\ \cdot & & & & \cdot & & \cdot \\ \cdot & & & & & \cdot & \cdot \\ \underline{Z}_{k1} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \underline{Z}_{kk} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ \cdot \\ 0 \\ \underline{I}_f \\ 0 \\ \cdot \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4-4)$$

\underline{U}_f Spannung am Fehlerknoten [V]
 $\underline{U}_{1..k}$ Knotenspannungen [V]
 $\underline{Z}_{1..k}$ Knotenimpedanzen [Ω]
 \underline{I}_f Fehlerstrom [A]

Für die Spannung \underline{U}_i an einem beliebigen Knoten i folgt nach Gleichung (4-4):

$$\underline{U}_i = \underline{Z}_{if} \cdot I_f = \underline{U}_f \frac{\underline{Z}_{if}}{\underline{Z}_{ff}} \quad (4-5)$$

- \underline{U}_i Spannung an einem beliebigen Knoten i [V]
- I_f Fehlerstrom [A]
- \underline{U}_f Spannung am Fehlerknoten [V]
- \underline{Z}_{if} Knotenimpedanz am Knoten mit Spannung \underline{U}_i [Ω]
- \underline{Z}_{ff} Knotenimpedanz am Knoten mit Spannung \underline{U}_f [Ω]

Da die Berechnung mit der Ersatzspannungsquelle am Fehlerort f vorgenommen wurde, muss, um die tatsächliche verbleibende Restspannung $\underline{U}_{i\text{Rest}}$ für einen beliebigen Knoten i zu erhalten, das Ergebnis dem Normalzustand überlagert werden. Das bedeutet, dass zu der berechneten Spannung \underline{U}_i die Spannung \underline{U}_L addiert werden muss. Für symmetrische Fehler gilt folgenden Gleichung:

$$\underline{U}_{i\text{Rest}} = \underline{U}_i + \underline{U}_L = \underline{U}_f \frac{\underline{Z}_{if}}{\underline{Z}_{ff}} + \underline{U}_L = -\underline{U}_L \frac{\underline{Z}_{if}}{\underline{Z}_{ff}} + \underline{U}_L = \underline{U}_L \cdot \left(1 - \frac{\underline{Z}_{if}}{\underline{Z}_{ff}} \right) \quad (4-6)$$

- $\underline{U}_{i\text{Rest}}$ Restspannung [V]
- \underline{U}_i Spannung an einem beliebigen Knoten i [V]
- \underline{U}_L Spannung am Fehlerort vor Fehlereintritt [V]
- \underline{U}_f Spannung am Fehlerknoten [V]
- \underline{Z}_{if} Knotenimpedanz am Knoten mit Spannung \underline{U}_i [Ω]
- \underline{Z}_{ff} Knotenimpedanz am Knoten mit Spannung \underline{U}_f [Ω]

Bei unsymmetrischen Fehlern muss basierend auf Gleichung (4-5) und (4-6) das Mit-, Gegen- und Nullsystem des Netzes berücksichtigt werden. Somit ergibt sich die Restspannung bei unsymmetrischen Fehlern aus:

$$\underline{U}_{i\text{Rest}}^0 = \underline{U}_f^0 \frac{Z_{if}^0}{Z_{ff}^0} \quad (4-7)$$

$$\underline{U}_{i\text{Rest}}^1 = \underline{U}_f^1 \frac{Z_{if}^1}{Z_{ff}^1} + \underline{U}_L \quad (4-8)$$

$$\underline{U}_{i\text{Rest}}^2 = \underline{U}_f^2 \frac{Z_{if}^2}{Z_{ff}^2} \quad (4-9)$$

- ⁰ Nullsystem
- ¹ Mitsystem
- ² Gegensystem

Die unsymmetrischen Phasenspannungen lassen sich mit Hilfe der symmetrischen Komponenten aus den Gleichungen (4-7), (4-8) und (4-9) berechnen.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1\text{Rest}} \\ \underline{U}_{3\text{Rest}} \\ \underline{U}_{3\text{Rest}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{i\text{Rest}}^0 \\ \underline{U}_{i\text{Rest}}^1 \\ \underline{U}_{i\text{Rest}}^2 \end{pmatrix} \quad (4-10)$$

$\underline{U}_{1\text{Rest}}$ Restspannung des Außenleiters L1 [V]

$\underline{U}_{2\text{Rest}}$ Restspannung des Außenleiters L2 [V]

$\underline{U}_{3\text{Rest}}$ Restspannung des Außenleiters L3 [V]

\underline{a} Versor [$e^{j\frac{2\pi}{3}}$]

\underline{a}^2 Versor [$e^{j\frac{4\pi}{3}}$]

Variiert man den Index des Fehlerknotens von 1 bis zu der Knotenanzahl k, so erhält man als Ergebnis für jeden Fehlertyp einen Vektor der Restspannungen $\underline{U}_{i\text{Rest}}$ im Knoten i. Jedes Element in diesem Vektor entspricht einem Fehlerort im Netz.

Die Berechnung der Spannungseinbrüche erfolgt knotenorientiert. Bei sehr langen Leitungen ist die Einführung zusätzlicher Zwischenknoten notwendig.

Es lässt sich dadurch feststellen, dass die Spannung (Restspannung) an einem beliebigen Knoten im Versorgungsnetz (Messort) maßgebend von der Koppelimpedanz \underline{Z}_{if} und der Kurzschlussimpedanz \underline{Z}_{kf} im Fehlerknoten, also von der Entfernung der Fehlerstelle vom Messort abhängt.

4.2. Übertragung von Spannungseinbrüchen über Transformatoren

Spannungseinbrüche auf einer höheren Spannungsebene machen sich direkt erst in niederen Spannungsebenen durch Geräteausfälle bemerkbar. Auswirkungen auf elektrische Geräte in den Niederspannungsebenen sind oft die Folge von mehrpoligen Fehlern im Hoch- und Mittelspannungsnetz. In diesem Zusammenhang wird die Übertragung von Spannungseinbrüchen über Transformatoren durch deren Schaltgruppe beeinflusst. Nur beim symmetrischen dreipoligen Kurzschluss bilden sich die komplexen Spannungszeiger auf der Primär- und Sekundärseite – abgesehen von einer Phasendrehung – gleich aus. In allen anderen Fällen müssen die Spannungen über die Transformatorgleichungen (4-11) bis (4-15) berechnet werden, wobei über die Nullspannung (\underline{U}^0) im allgemeinen keine Aussage getroffen werden kann [11].

Die Beziehungen zwischen Primärspannung (\underline{U}_P) und Sekundärspannung (\underline{U}_S) lauten in Phasengrößen:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1S} - \underline{U}_S^0 \\ \underline{U}_{2S} - \underline{U}_S^0 \\ \underline{U}_{3S} - \underline{U}_S^0 \end{pmatrix} = \underline{ü} \cdot \mathbf{T} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} \quad (4-11)$$

- $\underline{U}_{1..3S}$ Sekundärspannungen [V]
- \underline{U}_S^0 sekundäre Nullspannung (Verlagerungsspannung) [V]
- $\underline{ü}$ Übersetzungsverhältnis
- \mathbf{T} Transformationsmatrix
- $\underline{U}_{1..3P}$ Primärspannungen [V]

Die Übersetzung des Transformators geht in diese Formel über das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} ein.

$$\ddot{u} = \frac{U_P}{U_S} \quad (4-12)$$

\ddot{u} Übersetzungsverhältnis
 U_P Primärspannung [V]
 U_S Sekundärspannung [V]

Die Transformationsmatrix \mathbf{T} unterscheidet sich laut der Tabelle 4-1 nach den Schaltgruppen.

Schaltgruppe	Transformationsmatrix \mathbf{T}	Anwendung
Yd5	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{vmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{vmatrix}$	Maschinen- und Haupttransformatoren*
Yz5		Verteiltransformatoren
Dy5		
Yy0	$\begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix}$	Netzkuppeltransformatoren
Dd0		Ofentransformatoren

Tabelle 4-1: Transformationsmatrix zur Berechnung der Sekundärspannung als Funktion der Primärspannung für die wichtigsten Transformatorschaltgruppen [11] (* für Kraft- und Umspanwerke)

Ausgehend von der Transformatorgleichungen (4-11) und (4-12) kann für die Berechnung der Sekundärspannung, unter der Vernachlässigung der Magnetisierungs- und Längsspannungsverluste sowie des Nullsystems (idealer Übertrager), folgendes abgeleitet werden:

Schaltgruppe 0:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1S} \\ \underline{U}_{2S} \\ \underline{U}_{3S} \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{ü}} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{ü}} \cdot \mathbf{E} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} \quad (4-13)$$

E Übersetzungsmatrix für Schaltgruppe 0 und 6 (siehe Tabelle 4-2)

Schaltgruppe 1:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1S} \\ \underline{U}_{2S} \\ \underline{U}_{3S} \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{ü}} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{ü}} \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} \cdot \mathbf{W} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} \quad (4-14)$$

W Übersetzungsmatrix für Schaltgruppe 1 und 7 (siehe Tabelle 4-2)

Schaltgruppe 5:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{1S} \\ \underline{U}_{2S} \\ \underline{U}_{3S} \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{ü}} \cdot \begin{pmatrix} -1 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} = \frac{1}{\underline{ü}} \cdot \begin{pmatrix} -1 \\ \sqrt{3} \end{pmatrix} \cdot \mathbf{V} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{1P} \\ \underline{U}_{2P} \\ \underline{U}_{3P} \end{pmatrix} \quad (4-15)$$

V Übersetzungsmatrix für Schaltgruppe 5 und 11 (siehe Tabelle 4-2)

Wie laut Tabelle 4-2 ersichtlich, sind die Übertragungsmatrizen **E**, **W** und **V** die grundlegenden Berechnungsmatrizen für die Sekundärspannung der Transformatorschaltgruppen.

Schaltgruppe	0	1	5	6	7	11
Übertragungsmatrix	E	$\sqrt{3} \cdot \mathbf{W}$	$-\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \mathbf{V}$	-E	$-\sqrt{3} \cdot \mathbf{W}$	$\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \mathbf{V}$

Tabelle 4-2: Übertragungsmatrizen für die Sekundärspannungsberechnung von unterschiedlichen Transformatorschaltgruppen für Phasenspannungen [16]

Die Gleichungen (4-13) bis (4-15), sowie die Tabelle 4-2 gelten als Grundlage für ein im Rahmen der Diplomarbeit entwickeltes MATLAB-Trafo-Berechnungsprogramm, mit dem die nachfolgenden Berechnungen und Betrachtungen durchgeführt wurden.

Bei einem primärseitigen unsymmetrischen Fehler ändern sich die Spannungszeiger auf der Sekundärseite gemäß der Transformatorschaltungen. So gilt laut Abbildung 4-2 für Transformatoren der Schaltgruppe Dy5 bei einem **zweipoligen Fehler** zwischen L2 und L3 der Spannungszeiger mit den Bezeichnungen U_{1p} , U_{2p} und U_{3p} . Die Leiterwerte der fehlerbehafteten Leiter (L2, L3) werden mit 0,6 p.u. (per unit – pro Einheit) und die zugehörigen Phasenwinkel von L1 mit 0° , L2 mit 215° und L3 mit 145° angenommen. Das Transformatorübersetzungsverhältnis \bar{u} ist für die nachfolgenden Betrachtungen mit 1 angenommen. Die sekundärseitigen Spannungswerte (U_{1s} , U_{2s} und U_{3s}) des Transformators weisen neben der Phasendrehung (Schaltgruppe 5) eine winkelmäßige Änderung gegenüber der Primärseite auf. Diese Änderung der Phasenwinkel zueinander ist durch die Schaltung Dy bei den angenommenen primärseitigen Spannungszeiger zu erklären. Abbildung 4-3 zeigt die Spannungszeiger für einen Transformator mit der Schaltgruppe Yy6. Diese beiden Abbildungen 4-2 und 4-3 sind repräsentativ für den Verlauf der Spannungszeiger in Abhängigkeit von der Schaltung des Transformators (Dy und Yy) bei zweipoligen Fehlern. Die Betrachtungen gelten für die Übertragungen von der Primär- auf die Sekundärseite.

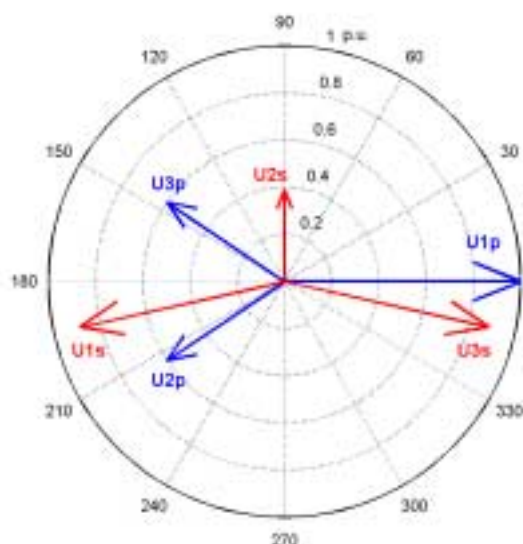


Abbildung 4-2: Primär- und sekundärseitige Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Dy5 bei zweipoligem Fehler (L2 und L3)

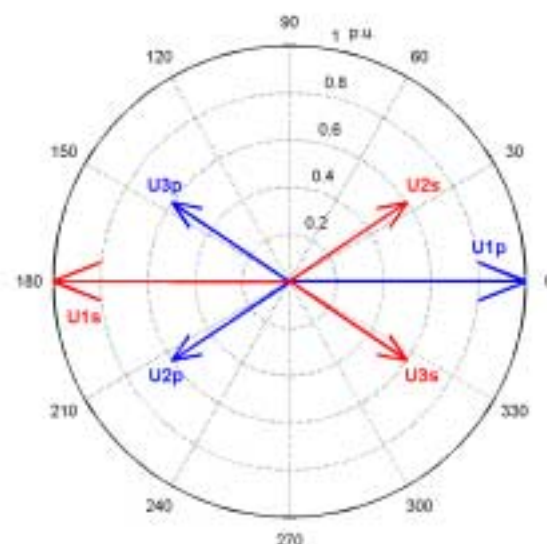


Abbildung 4-3: Primär- und sekundärseitige Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Yy6 bei zweipoligem Fehler (L2 und L3)

Bei **zweipoligen Fehlern mit Erdberührung** (Abbildung 4-4) kommt es im gelöschten Netz zu einer Verlagerung des Sternpunktes. Es bildet sich die Verlagerungsspannung U_{en} (Sternpunktspannung, Nullspannung) aus. Bei Transformatoren wird diese Nullspannung jedoch nicht übertragen.

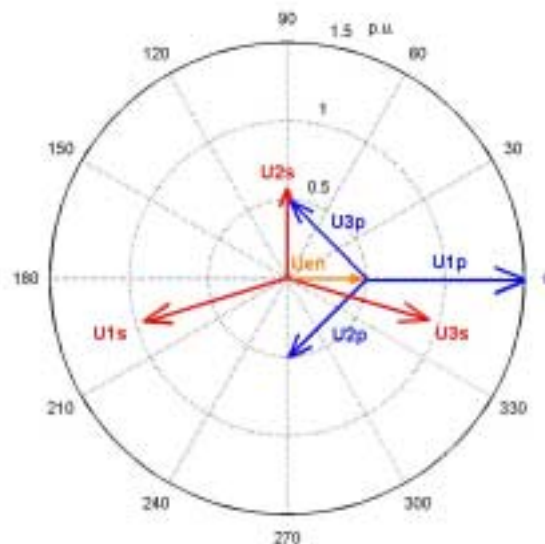


Abbildung 4-4: Primär- und sekundärseitige Spannungszeiger sowie die Verlagerungsspannung für Transformatoren der Schaltgruppe Dy5 bei zweipoligem Fehler mit Erdberührung (L2, L3 und E) im gelöschten Netz

Ein **zweipoliger Fehler**, der einen Spannungseinbruch zwischen den betroffenen Phasen auf 0,7 p.u. verursacht, überträgt sich über zwei Transformatoren mit unterschiedlichen Transformatorschaltungen gemäß den Abbildungen 4-5 und 4-6. Die Sekundärspannungen (U_{1s} , U_{2s} und U_{3s}) des Transformators der Schaltgruppe Yd5 sind die Primärwerte des Transformators Dy5. Die Spannungszeiger der Sekundärseite (U_{1s} , U_{2s} und U_{3s}) dieses Transformators mit der Schaltgruppe Dy5 sind um 180° gegenüber den primärseitigen Spannungswerten (U_{1p} , U_{2p} und U_{3p}) des Transformators mit der Schaltgruppe Yd5 gedreht. Die zugehörigen Werte aller Zeiger sind in Tabelle 4-3 angegeben. Die Spannungswerte $U_{1p,s}$, $U_{2p,s}$ und $U_{3p,s}$ sind betragsmäßig auf per unit (p.u.) bezogen.

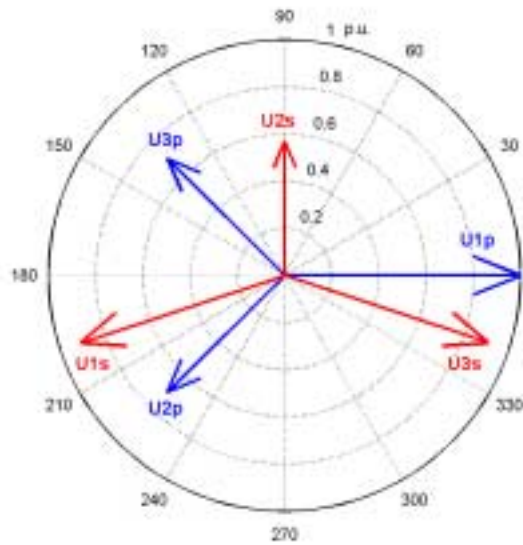


Abbildung 4-5: Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Yd5 bei zweipoligen Kurzschluss (L2 und L3)

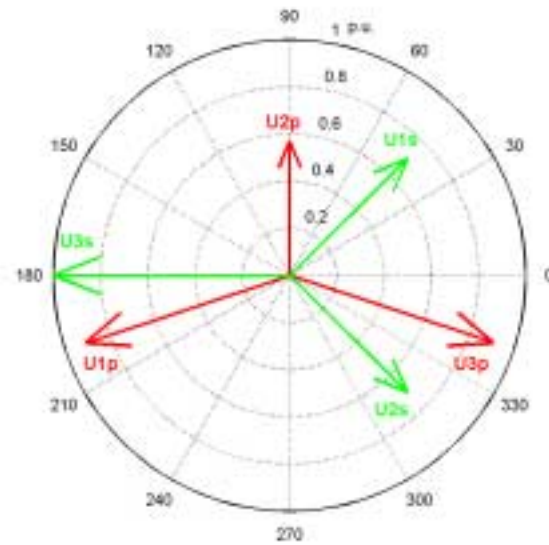


Abbildung 4-6: Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Dy5 bei zweipoligen Kurzschluss (L2 und L3)

Spannungen	Schaltgruppe Yd5		Schaltgruppe Dy5	
	Primär (U _p) [p.u. ∠°]	Sekundär (U _s) [p.u. ∠°]	Primär (U _p) [p.u. ∠°]	Sekundär (U _s) [p.u. ∠°]
\underline{U}_1	1 ∠0°	0,9 ∠198°	0,9 ∠198°	0,7 ∠44°
\underline{U}_2	0,7 ∠225°	0,57 ∠90°	0,57 ∠90°	0,7 ∠316°
\underline{U}_3	0,7 ∠135°	0,9 ∠342°	0,9 ∠342°	1 ∠180°

Tabelle 4-3: Spannungszeigeränderungen der Phasenspannungen (p.u. ∠°) für Transformatoren der Schaltgruppe Yd5 bzw. Dy5 bei einem Transformatorübersetzungsverhältnis \ddot{u} von 1 bei zweipoligen Kurzschluss L2 und L3

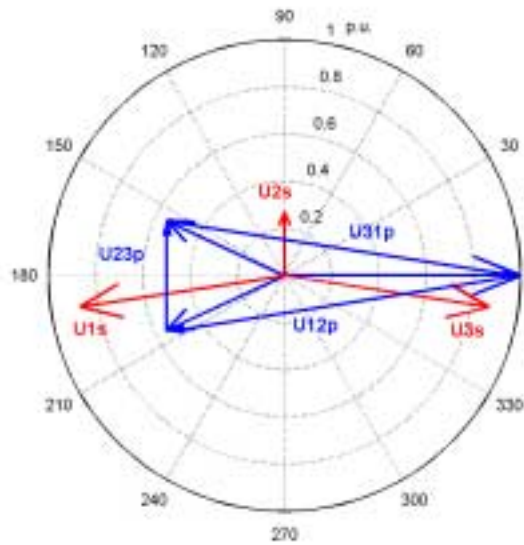


Abbildung 4-7: Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Yd5 (zweipoliger Kurzschluss L2 und L3)

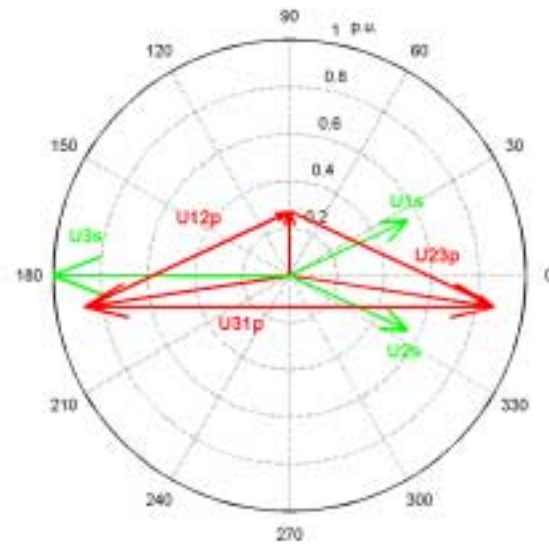


Abbildung 4-8: Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Dy5 (zweipoliger Kurzschluss L2 und L3)

	Schaltgruppe		Schaltgruppe	
	Yd5		Dy5	
Spannungen	Primär (p) [p.u.]	Sekundär (s) [p.u.]	Primär (p) [p.u.]	Sekundär (s) [p.u.]
$ U_{12} $	0,87	0,55	0,55	0,26
$ U_{23} $	0,26	0,55	0,55	0,87
$ U_{31} $	0,87	1	1	0,87
$ U_1 $	1	0,87	0,87	0,55
$ U_2 $	0,55	0,26	0,26	0,55
$ U_3 $	0,55	0,87	0,87	1

Tabelle 4-4: Spannungsänderungen der verketteten Spannungen und der Phasenspannungen (p.u.) für Transformatoren der Schaltgruppe Yd5 bzw. Dy5 bei einem Transformatorübersetzungsverhältnis \bar{u} von 1 bei zweipoligen Kurzschluss L2 und L3

Sinkt laut Tabelle 4-4 die verkettete Spannung U_{23} im 110-kV-Netz bei einem **zweipoligen Kurzschluss** in den Außenleitern L2 und L3 (Primärspannung des Transformators mit der Schaltgruppe Yd5) von 1 p.u. auf 0,26 p.u., so sinken die verketteten Spannungen U_{12} und U_{23} auf der 20-kV-Ebene von 1 p.u. auf 0,55 p.u. (Sekundärspannungen des Transformators mit der Schaltgruppe Yd5, Primärspannungen des Transformators mit der Schaltgruppe Dy5). Die Phasenspannungen U_1 und U_2 im 0,4-kV-Netz (Sekundärspannungen des Transformators mit der Schaltgruppe Dy5) sinken von 1 p.u. auf 0,55 p.u. Die verketteten Spannungen im 0,4-kV-Netz verringern sich im gleichen Verhältnis zur 110-kV-Ebene. Die zugehörigen Vektoren der Spannungen sind in den Abbildungen 4–7 und 4–8 dargestellt. Sie zeigen, wie sich ein zweipoliger Fehler über zwei Transformatoren mit den Schaltgruppen Yd5 und Dy5 ausbreitet. Außerdem ist laut Tabelle 4-4 ersichtlich, dass bei zweipoligen Fehlern die verkettete Spannung (U_{23}) gegenüber den fehlerbehafteten Phasenspannungen (U_2 und U_3) mehr einsinkt.

Bei einem **dreipoligen Kurzschluss** im 110-kV-Netz verhalten sich aus Symmetriegründen die verketteten Spannungen und die Phasenspannungen, wie in den Abbildungen 4–9 und 4–10 ersichtlich, in allen Spannungsebenen gleich. Somit sinkt bei einem dreipoligen Kurzschluss im 110-kV-Netz die verketteten Spannungen laut Tabelle 4-5 z.B. von 1 p.u. auf 0,6 p.u., die Phasenspannung im 0,4-kV-Netz ebenso von 1 p.u. auf 0,6 p.u..

Durch diese Grundsatzüberlegungen und mit Hilfe des MATLAB-Trafo-Berechnungsprogrammes können Fehler in Netzen durch Kenntnis der Phasenspannungen nach Betrag und Phase nach ihrer Herkunft und Fehlerart bestimmt werden.

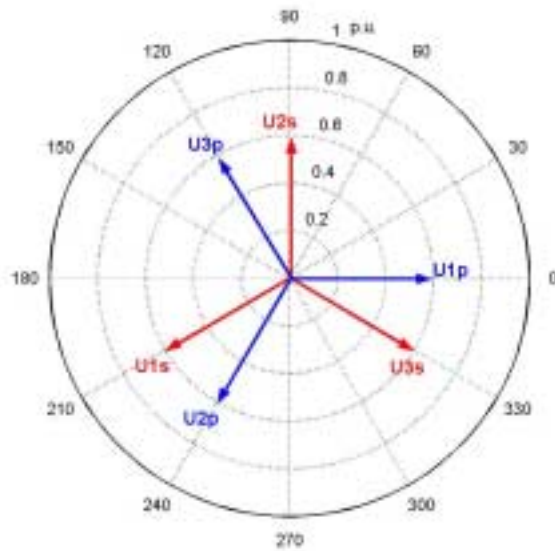


Abbildung 4-9: Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Yd5 (dreipoliger Kurzschluss L1, L2 und L3)

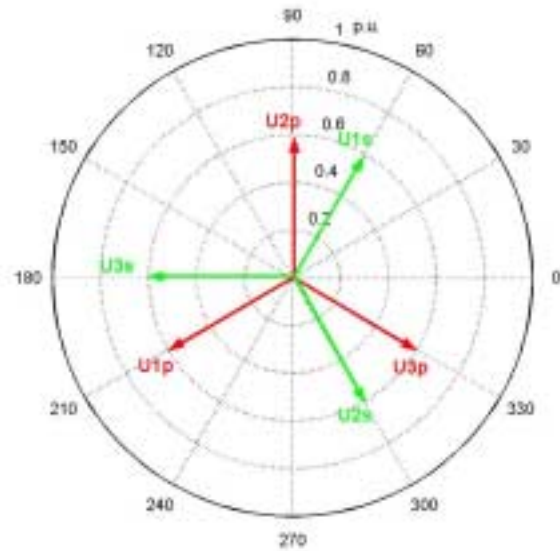


Abbildung 4-10: Spannungszeiger für Transformatoren der Schaltgruppe Dy5 (dreipoliger Kurzschluss L1, L2 und L3)

	Schaltgruppe		Schaltgruppe	
	Yd5		Dy5	
Spannungen	Primär (Up) [p.u. ∠°]	Sekundär (Us) [p.u. ∠°]	Primär (Up) [p.u. ∠°]	Sekundär (Us) [p.u. ∠°]
\underline{U}_1	0,6 ∠0°	0,6 ∠210°	0,6 ∠210°	0,6 ∠60°
\underline{U}_2	0,6 ∠240°	0,6 ∠90°	0,6 ∠90°	0,6 ∠300°
\underline{U}_3	0,6 ∠120°	0,6 ∠330°	0,6 ∠330°	0,6 ∠180°

Tabelle 4-5: Spannungszeigeränderungen der Phasenspannungen (p.u. ∠°) für Transformatoren der Schaltgruppe Yd5 bzw. Dy5 bei einem Transformatorübersetzungsverhältnis \ddot{u} von 1 bei dreipoligen Kurzschluss L1, L2 und L3

5. Störungsaufzeichnungen

Die Analyse der Störungen im Versorgungsnetz soll Aufschluss über die Ursache der Spannungseinbrüche und die für den betroffenen Endverbraucher entstehenden Kosten bei Ausfällen liefern. Weiters sollen über das jährliche Ausfallgeschehen Prognosen – bei Annahme unveränderter Verhältnisse – für die folgenden Jahre möglich sein.

Im allgemeinen wird folgendermaßen vorgegangen:

- Erfassung von Spannungseinbrüchen (Kapitel 5.1)
- Betrachtung von Fehlern, Fehlerorten und Fehlerursachen (Kapitel 5.2)
- Analyse möglicher Ausfälle nach der Auswirkung auf Verbraucheranlagen (Kapitel 6.1)
- Erfassung der Ausfallkosten (Kapitel 6.2)

5.1. Erfassung von Spannungseinbrüchen

Der Vorteil der Aufzeichnung von Spannungen liegt darin, dass näherungsweise eine fehlerortsunabhängige, übersichtliche Gesamtdarstellung der Störung vorliegt, da die Leiter-Erde-Spannungen (Phasenspannungen) und Außenleiter-Spannungen im gesamten Netz im wesentlichen ähnlich sind und insbesondere ihre Änderungen überall gleich verlaufen. Es nehmen zwar die Spannungen bei einem Kurzschluss mit zunehmendem Abstand von der Fehlerstelle zu, aber die charakteristische Verzerrung bleibt klar ersichtlich [17] (siehe Kapitel 4.1).

Aus diesem Grunde genügt es, an einer zentralen Stelle, z.B. der Sammelschiene einer einspeisenden oder Schwerpunktstation, die Spannung mitzuschreiben. Die Erfassung von Strömen hingegen ist abgangsspezifisch und eher fehlerortselektiv; sie muss für jeden Abgang einzeln erfolgen – ein Aufwand, den man i.a. nur in Höchstspannungsnetzen tätigt [17].

Ein Spannungsstörschrieb liefert den Fehlerverlauf in einer kontinuierlichen und gesamtheitlichen Darstellung, also den „roten Faden“, anhand dessen die Fehlereintritte (führen i.a. zu Schutzanregungen) und die Abschaltungen (durch Schutzauslösung) erkenntlich sind [17].

Wenn man eine komplette Übersicht über die Fehlerverläufe wünscht, müssen z.B. die Leiter-Erde-Spannungen (Phasenspannungen) erfasst werden, sodass man zu jedem Störungszeitpunkt das Spannungsdreieck (siehe Kapitel 3) konstruieren und so bei komplexen Fehlern die genaue Art des Störungsverlaufes feststellen kann. Einen Kompromiss stellt die Erfassung der Verlagerungsspannung dar, aus deren Auftreten sich die Beteiligung der Erde am Störgeschehen erkennen lässt [17]. Sollen mit den Störungsaufzeichnungen vektorielle Betrachtungen durchgeführt werden, sollen die Effektivwerte und die zugehörigen Phasenwinkel der Phasenspannungen ermittelt werden.

5.2. Ermittlung von Fehlern, Fehlerorten und Fehlerursachen

Wie schon in Kapitel 3 erwähnt, hängt die **Isolationsfehlerauswirkung** von der Sternpunktbehandlung des Versorgungsnetzes ab. In Netzen mit Erdschlusslöschung gibt es folgende Isolationsfehler:

- Einpoliger Erdschluss
- Zweipoliger Kurzschluss
- Doppelerdschluss
- Zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung
- Dreipoliger Kurzschluss
- Dreipoliger Kurzschluss mit Erdberührung

Die **Fehlerursache** ist entsprechend der Art und Dauer der mechanischen, thermischen und elektrischen Beanspruchung sehr verschieden. In Freileitungsnetzen ist beispielweise eine häufige Fehlerursache der Überschlag an Isolatoren als Folge von direkten Blitzeinschlägen oder rückwärtigen Überschlägen. Bei erhöhter Luftfeuchtigkeit, z.B. bei Nebel, kommt es bei stark verschmutzter Atmosphäre in Industriegebieten nach langen Trockenzeiten zu Nebelüber-

schlägen. Denn auf den Isolatoren verursachen die darauf abgelagerten feuchten Schutzschichten aus Ruß, Staub usw. eine Erniedrigung der Isolationsfestigkeit. Weitere Ursachen für Störungen sind Schneelasten, Stürme, oder Einflüsse durch Dritte (mit Baggern und Kränen), Einflüsse von Personen und Tieren oder durch defekte Überspannungsableiter [15].

Die Eingrenzung des **Fehlerortes** kann unterstützend durch Informationen von digitalen Schutzeinrichtungen und durch Informationen aus einem Netzleitsystem (z.B. Schaltzustandsmeldung) erfolgen.

6. Auswirkungen von Spannungseinbrüchen

Spannungseinbrüche sind beim Endverbraucher in unterschiedlicher Form bemerkbar. Neben dem z.B. kurzzeitigen Beleuchtungsausfall kann es zu Auswirkungen auf elektrische Betriebsmittel kommen, die sich durch Folgekosten manifestieren.

6.1. Auswirkung auf Verbraucheranlagen

Die möglichen Ausfallkomponenten durch Spannungseinbrüche bei Verbraucheranlagen sind:

- Elektronische Schaltungen
- Stromrichter
- Schütze und Relais
- Synchronmotoren
- Asynchronmotoren

Bei Geräten mit **elektronischen Schaltungen**, die heute fast in jedem elektrischen Gerät zu finden sind, führen Spannungseinbrüche zu größeren Problemen. So sind bei laufenden Produktionsabläufen unmittelbare oder mittelbare Störungen mit unterschiedlichen Aufwendungen und Kosten die Folge. Eine wichtige Eigenschaft für die Empfindlichkeit von elektronischen Geräten ist die Dimensionierung des Glättungskondensators im Netzteil.

Im Allgemeinen kann bei herkömmlichen PCs die Funktionsfähigkeit von Spannungseinbrüchen, die länger als 100 ms dauern, nicht garantiert werden [18].

Siehe in diesem Zusammenhang auch das Kapitel 2.2: „Bewertung der Spannungseinbrüche nach der Restspannung und der Dauer des Spannungseinbruchs“.

Stromrichter verursachen bei Spannungseinbrüchen oder Netzspannungsausfällen im Gleichstrombetrieb eine Abnahme der Gleichspannung. Der Gleichstrom wird kleiner oder sogar zu Null. Im Wechselrichterbetrieb bewirkt eine Verkleinerung der Wechselfspannung einen Anstieg des Gleichstromes, der in weiterer Folge zu einem sogenannten „Wechselrichterkippen“ führen kann.

Die Haltekraft von Magnetspulen bei **Schützen und Relais** endet bei ca. 70 - 85 % der Nennspannung und garantiert somit unterhalb dieser Grenze keinen sichergestellten Betrieb [20].

Der **Unterspannungsschutz** soll die angeschlossenen Geräte oder Anlagenteile beim Unterschreiten des Nennwertes der Spannung, oder bei Spannungsausfall, und den damit verbundenen nicht sichergestellten Betrieb, abschalten. Hierdurch wird ein definierter Betriebszustand herbeigeführt und z.B. unkontrollierte Hochlaufvorgänge unterbunden.

Synchronmotoren sind dadurch gekennzeichnet, dass der Läufer mit dem Maschinendrehfeld synchron umläuft. Dabei wird im allgemeinen die erforderliche Leistung zur Deckung von Läuferverlusten von einer externen Energiequelle bezogen. Wird bei vorgegebener konstanter mechanischer Leistung die Klemmenspannung oder die Erregerspannung verkleinert, so steigt der Polradwinkel ϑ , bis bei Überschreiten des Grenzwinkels der Motor außer Tritt fällt, d.h. nicht mehr mit synchroner Drehzahl umläuft. Man spricht von einem „Außertrittfall infolge Netzstörung“, wenn durch eine Netzstörung die Klemmenspannung während einer kurzen Zeit stark abfällt bzw. ganz verschwindet und anschließend trotz voller Erregung das synchronisierende Moment nicht ausreicht, den Motor wieder in Synchronismus zu bringen.

Bei einem Spannungseinbruch oder Spannungsausfall kann der Synchronmotor nicht mehr die von der Last geforderte mechanische Leistung als elektrische Leistung vom Netz beziehen. Die fehlende Leistung wird durch die Beschleunigungsleistung gedeckt. Da diese proportional zur Änderung der Anstiegsgeschwindigkeit des Polradwinkels $\left(\frac{d^2\vartheta}{dt^2}\right)$ ist, wird eine rasche Polradwinkeländerung erzwungen. (Als Polradwinkel ist hierbei der Winkel zwischen

Polradspannung und der frequenzstarken Netzspannung zu verstehen.) Nach der vollkommenen Netzspannungswiederkehr kann es – abhängig von den Motor-konstanten, der mechanischen Last und der Spannungsabsenkungsdauer – entweder zu einem Wiedersynchronisieren mit dem Netz oder einem Außertrittfall kommen [19].

Während der Spannungsunterbrechung arbeitet die Synchronmaschine aufgrund der kinetischen Energie generatorisch und erzeugt eine Maschinenspannung, die ohne einen Unterspannungsschutz, der sie bei Spannungseinbruch vom Netz trennt, auch ins vorgelagerte Netz gespeist wird.

Asynchronmotoren laufen bei kurzen Spannungsunterbrechungen generatorisch weiter und erzeugen an den Maschinenklemmen eine Spannung, solange das Läuferfeld aufrecht erhalten wird. Das Abklingen des Läuferfeldes hängt einerseits vom Verhältnis der Läuferinduktivität zum Läuferwiderstand und andererseits vom Vorhandensein von Kondensatoren, die die notwendige Blindleistung zur Aufrechterhaltung des Feldes liefern, ab. Die Abnahme der Drehzahl wird durch die mechanische Belastung und die in der rotierenden Masse gespeicherten kinetischen Energie bestimmt. Im ungünstigsten Fall ist die Klemmenspannung des Asynchronmotors im Moment der Wiederkehr der Versorgungsspannung annähernd gleich groß und – aufgrund der Drehzahlverringering – in Gegenphase. Die dabei auftretenden Ströme können den doppelten Wert des Anlaufstromes erreichen.

Spannungseinsenkungen können bei stark belasteten Asynchronmotoren das Maschinenmoment, das quadratisch von der Spannung abhängt, unter das Belastungsmoment sinken lassen. In weiterer Folge sinkt die Drehzahl des Motors. Aufgrund der drehzahlabhängigen Kennlinie des Momentes kann es passieren, dass bei stark gesunkener Drehzahl das Maschinenmoment bei Wiederkehr der Versorgungsspannung nicht ausreicht. Der Motor kann dadurch bis zum Stillstand gebremst werden. Dieses Problem tritt im allgemeinen bei Spannungseinbrüchen unter 70 % Restspannung auf [11].

6.2. Ausfallkosten

Die Gesamtheit der Kosten für die Sicherstellung der Power Quality umfasst neben den Ausfallkosten, die Störquellenanalyse beim Netzbetreiber und Energieabnehmer sowie auch die Kosten für die technische Abhilfemaßnahmen. Abbildung 6-1 zeigt den prinzipiellen Zusammenhang. Die Investitions- und Betriebskosten steigen mit zunehmender Versorgungszuverlässigkeit, während die Kosten der Versorgungsunterbrechungen mit zunehmender Versorgungszuverlässigkeit sinken. Wünschenswert wäre ein volkswirtschaftliches Optimum aus Summe aller Kostenarten. Allerdings bereitet die Quantifizierung der in Abbildung 6-1 qualitativ dargestellten Kosten erhebliche Schwierigkeiten [21]. Man kann somit nur vermuten, dass bei der derzeitige Situation das betrachtete Versorgungsgebietes rechts des Optimums liegt, also im Bereich hoher Zuverlässigkeit.

Bei den seinerzeitigen „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ des noch monopolisierten österreichischen Strommarktes überwogen neben der Versorgungssicherheit die volkswirtschaftlichen Betrachtungen. Durch die Liberalisierung des österreichischen Strommarktes per 19.2.1999, sind die Netzbetreiber nach dem EIWOG 1998 zum sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb der von ihnen betriebenen Systeme verpflichtet. Durch den Umbruch hin zu marktwirtschaftlich orientierten Strukturen werden Netzbetreiber sich auf Kernkompetenzen konzentrieren und mit Hilfe flexibler Betriebsführungskonzepte und kostenoptimaler Instandhaltungsstrategien kostenorientierter agieren.

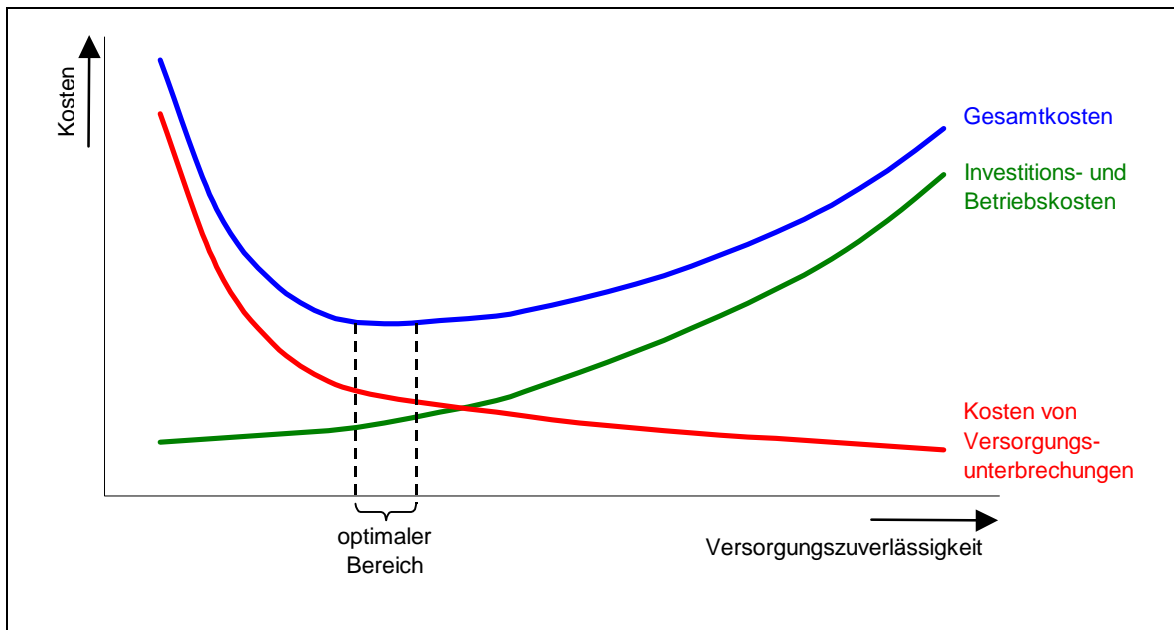


Abbildung 6-1: Qualitativer Zusammenhang zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Kosten [21]

Die Kosten von Geräte- und Anlagenausfällen durch Spannungseinbrüche oder Netzspannungsunterbrechungen für Produktionsbetriebe setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen [20]:

- **Stillsetzungskosten** (Dispositionsänderungskosten, Auslaufkosten, Konservierungskosten)
- **Stillstandskosten** (Anlagen- und Personalkosten, Lagerkosten, Gewinnendgang)
- **Wiederanlaufkosten** (Dispositionsänderungskosten, Reinigungs- und Rüstkosten, Anlaufkosten)
- **Zusatzkosten** (Kosten durch Leistungsminderung, Kosten für Zusatz- und Nachholarbeit, Kosten für die Bereithaltung von Reservebetriebsmitteln, erhöhte Herstellungskosten auf anderen Betriebsmitteln, Materialkosten durch Ausschussware)

Zusätzlich zu den bereits genannten Kostenkomponenten kommt die Bedeutung der Anlage in einem Produktionsablauf hinzu. Durch das zeitlich unterschiedliche Auftreten von Ausfällen und der damit verbunden unterschiedlichen Produktionsstufen ändern sich auch die Kosten eines Ausfalles. Diese Kosten sind also abhängig von der Produktionsstufe bzw. Produktionslänge und können ein Vielfaches der üblichen Kosten erreichen. Für Anlagen, die unabhängig von anderen produzieren, sind die Ausfallkosten vergleichsweise gering.

Andere Kostenkomponenten, die aus Lieferverzögerungen und folglich Kundenunzufriedenheit herrühren, sind in ihrer Höhe nur schwer abschätzbar. Sie sollten aber trotzdem in die Überlegungen einfließen.

Ein Ausfall oder eine Störung eines Gerätes bzw. einer Anlage, verursacht durch Spannungseinbrüche oder Spannungsausfälle, hat in jedem Betrieb bzw. in jeder Branche andere Folgen und damit verbundene Kosten [23]. In Abbildung 6-2 sind die Branchen der Faser- und Papierindustrie, Plastik- und Glasindustrie und der Halbleiterherstellung gegenübergestellt. Die Kosten von Ausfällen in diesen Branchen variieren von etwa 10.000 € bis 700.000 € je Spannungseinbruch.

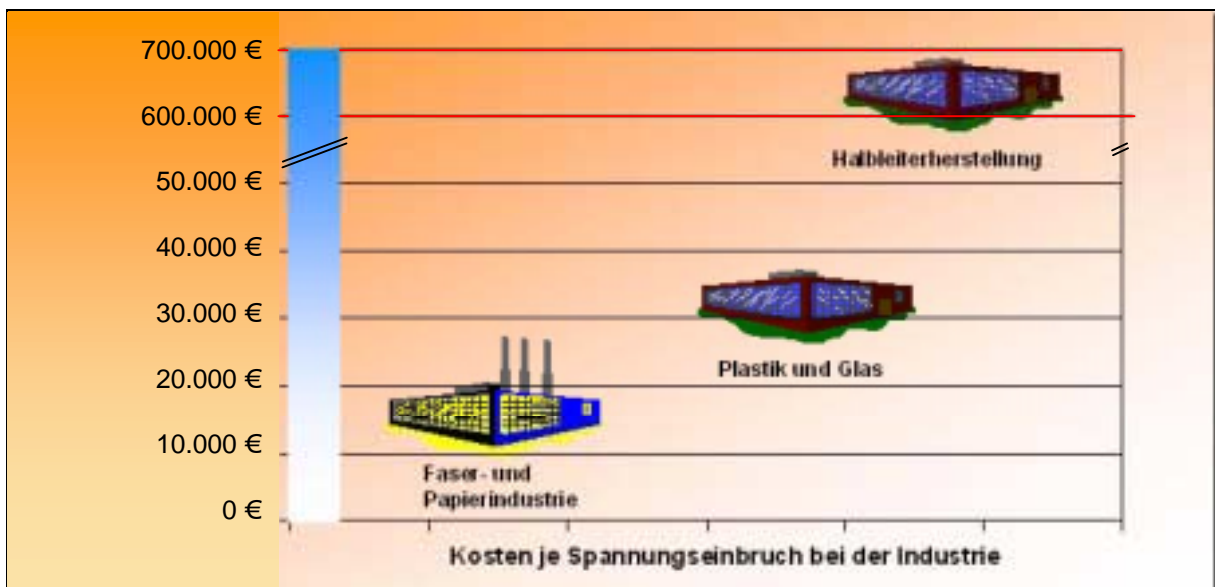


Abbildung 6-2: Übersicht der Kosten je Spannungseinbruch bei der Industrie [8] (überarbeitet)

Der wirtschaftliche Schaden eines Papierfabrikanten – ein Produktionsbetrieb von hochwertigem holzfreiem Papier – durch Produktionsausfall, Ausschuss und zusätzliche Arbeitskosten eines einzigen, kurzen Spannungseinbruchs beträgt bis zu 18.000 € [22].

In Dienstleistungsbetrieben, wie z.B. Banken und Versicherungen, sowie Forschungs- und Entwicklungsbetrieben entstehen bei einem Geräteausfall vor allem Kosten durch Datenverluste. Die dadurch verursachten Kosten sind nur schwer zu ermitteln, da sie von Fall zu Fall variieren. Jedoch sind Gegenmaßnahmen in diesen Fällen leichter zu realisieren, da die benötigte elektrische Leistung bzw. Energie nur klein ist, im Vergleich zu Produktionsbetrieben [23]. Die Wiederherstellungskosten lassen sich durch den Personalaufwand bestimmen.

Als Vorreiter für eine freiwillig einzuhaltende Versorgungsqualität sei die EdF (Electricité de France) angeführt. In ihrem „Contrat Émeraude“ [24] garantiert das französische Versorgungsunternehmen zu den meisten Merkmalen der Versorgungs- oder Spannungsqualität Mindestqualitäten, die sich in entsprechenden Tarifen niederschlagen und teilweise weit über die Anforderungen der EN 60150 [1] hinausgehen [24]. Dabei sind Lage und Größe der Kunden sowie die angefragte Qualität der elektrischen Energieversorgung Grundlage der Tarifierung. Beispielsweise will die EdF auf Hochspannungsebene ein Spannungsband von $\pm 8\%$, maximal fünf automatische Wiedereinschaltungen (AWE – vormals Kurzunterbrechung – KU) und maximal eine lange Unterbrechung pro Jahr garantieren. Sollten Kriterien trotz der vertraglichen Zusicherung nicht eingehalten werden, so haftet die EdF im Falle der Verschuldung für entstandene Schäden [26]. Dabei stellt sich die Frage, wann eine Verschuldung der EdF vorliegt?

Durch verschiedene Untersuchungen auf wissenschaftlicher Ebene sowie auch von Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EdF – Électricité de France) sind folgende leistungsmäßigen Kosten durch kurzzeitige Spannungsunterbrechungen (< 60 s) und energiemäßigen Kosten durch längere Spannungsunterbrechungen (> 60 s) bekannt [25]:

	kurze (< 60 s) Spannungsunterbrechung [€/kW]	lange (> 60 s) Spannungsunterbrechung [€/kWh]
Electricité de France (EdF)	0,76	9 - 20
norwegische Untersuchungen	0,85 - 1,25	5,2

Tabelle 6-1: Kosten für kurze und lange Spannungsunterbrechungen [25]

Wie Tabelle 6-1 zeigt, sind die Kosten durch kurzzeitige Spannungsunterbrechungen (< 60 s) einer breiten Schwankung unterzogen und erstrecken sich von 0,76 €/kW bis 1,25 €/kW. Selbes gilt auch für die Kosten durch längere Spannungsunterbrechungen (> 60 s), die sich zwischen 5,2 €/kWh und 20 €/kWh bewegen.

Demgegenüber stehen verbraucherseitige Investitionskosten für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung (UPS – Uninterruptible Power Supply), die im Sinne von Total Quality Managements Anlagen- und Geräteausfälle vermeiden oder zumindest so kurz wie möglich halten soll.

Die durchschnittlichen **volkswirtschaftlichen Kosten** K_{vw} pro nichtgelieferter Kilowattstunde und Jahr sind der Quotient aus dem Bruttoinlandsprodukt (BIP) und dem jährlichen Inlandsstromverbrauch W_J :

$$K_{vw} = \frac{BIP}{W_J} \quad (6-1)$$

K_{vw} volkswirtschaftliche Kosten
 BIP Bruttoinlandsprodukt
 W_J Inlandsstromverbrauch

Nach Gleichung (6-1) ergeben sich für Österreich, im Jahr 1997, bei einem BIP von $182,7 \cdot 10^9$ € und einem elektrischen Energieverbrauch von $47,9 \cdot 10^9$ kWh Kosten von 3,8 € je nicht gelieferte Kilowattstunde [25].

7. Maßnahmen gegen Spannungseinbrüche und Spannungsunterbrechungen

Maßnahmen gegen Spannungseinbrüche und Spannungsunterbrechungen sind auf verschiedenen Spannungsebenen möglich. Anlagentechnische Maßnahmen sind im Übertragungsnetz (Hoch- und Höchstspannung), in Verteilernetzen (Mittelspannung) und direkt beim Endverbraucher (Niederspannung) möglich. Schutztechnische Maßnahmen können im Übertragungs- und Verteilernetz getroffen werden.

7.1. Maßnahmen im 110-kV-Netz

7.1.1. Schutztechnik

In vermaschten Hochspannungsnetzen ist der Distanzschutz prinzipiell ein widerstands-(impedanz-)abhängiger Zeitstaffelschutz, bei dem die Auslösezeit nach einer Zeitstufencharakteristik als Funktion der Fehlerentfernung (Distanz) von der Messstelle bestimmt wird [15]. Bei einer beidseitig gespeisten Leitung sind üblich die, von jeder Messstelle aus gesehenen, letzten 15 % der Leitungslänge mit der zweiten Staffelzeit (z.B. 0,4 s bis 0,5 s) geschützt, sodass insgesamt 30 % aller Fehler auf dieser Leitung nicht in Schnellzeit, sondern mit der höheren Zeit abgeschaltet werden. Durch die Verwendung von Signalverbindungen zwischen den Schutzeinrichtungen lässt sich die Dauer der Spannungseinsenkung auf eine technische Mindestzeit von ca. 80 ms bis 100 ms senken. In der Betriebspraxis ist ein Kompromiss zwischen Aufwand und Nutzen (verstanden als vermiedener Schaden) durch die Dauer der Spannungseinsenkung auszuarbeiten [17]. Diese Maßnahmen zur Begrenzung der Spannungseinsenkungen beruhen neben aufwändigen Kommunikationssystemen auf den Einsatz der automatischen Wiedereinschaltung (AWE – vormals Kurzunterbrechung – KU) von Leitungen nach Störungen.

Eine Umschaltung von Verbrauchern auf eine andere Sammelschiene, die vom selben übergeordneten Netz versorgt wird, ist nicht zielführend. Die Auswirkung von Spannungseinbrüchen und Spannungsunterbrechungen, die von übergelagerten Netzen verursacht werden, sind in Kapitel 4 und 8.3 eingehend erklärt.

7.1.2. Überspannungsschutz gegen rückwärtige Überschläge

Die Auswirkung von Gewittern auf den Betrieb von Anlagen und Freileitungen der elektrischen Energieversorgung kann grundsätzlich nicht verhindert, wohl aber durch geeignete Maßnahmen, wie z.B. Masterdung, Form des Freileitungsmastbildes, verringert werden. Wesentliche Faktoren für die Auswirkung sind neben der Auslegung des Leitungsschutzes die Gewitterhäufigkeit, die Blitzstromstärke und der Stoßerdungswiderstand der Anlagenteile [27].

Leitungsmasten sind für die Blitzspannung als vertikale Wanderwellenleiter aufzufassen, deren Wellenwiderstand Z_M von oben nach unten kontinuierlich abnimmt. Man kann $Z_M = 250 \Omega$ als durchschnittlichen Richtwert ansetzen. In Reihe dazu liegt der Erdungswiderstand $R_M = 5 \Omega \dots 10 \Omega$ des Mastes. Schlägt der Blitz etwa in die Mastspitze ein, so wird der über den Mast zur Erde fließende Strom am Wellenwiderstand und Erdungswiderstand des Mastes eine Spannung aufbauen, die zusammen mit der normalen Betriebsspannung zum Überschlag des Isolators führen kann. Wegen der kurzen Wellen-Laufzeit T_M auf dem Mast ist der Mastwellenwiderstand Z_M nur kurzzeitig wirksam und kann durch eine Induktivität $L_M = Z_M \cdot T_M$ ersetzt werden. Nach wenigen Mikrosekunden wird die verbleibende Überspannung nur noch durch den Erdungswiderstand R_M und den Blitzstrom bestimmt. Bei einem direkten Seileinschlag wird der Quellenstrom i_B des Blitzes gleichzeitig in beide Leitungsrichtungen fließen. Daraus resultieren laut Gleichung (7-1) Überspannungswellen u_B im Seil mit dem Wellenwiderstand Z_W [28] (Einfachleitung $Z_W = 370 \Omega$ – bei Doppelleitung eines Tonnenmastes und beide Systeme in Betrieb gilt $Z_W = 200 \Omega$).

$$u_B = Z_W \cdot \frac{i_B}{2} \quad (7-1)$$

u_B Überspannungswellen [kV]
 i_B Quellenstrom des Blitzes [kA]
 Z_W Wellenwiderstand der Leitung [Ω]

Aufgrund hoher Masterdungswiderstände, die in alpinen Lagen oft zwangsbedingt auftreten, und der daraus resultierenden hohen Stoßausbreitungswiderstände R_{St} können laut Abbildung 7-1 Blitzströme im Mast i_M durch einen Blitzeinschlag am Masten oder ins Erdseil zu Mastspannungen U_{Mast} führen, die die Nenn-Steh-Blitzstoßspannung \hat{U}_{rB} (Isolationspegel) der Freileitungsisolation überschreiten und so rückwärtige Überschläge am Mast auslösen.

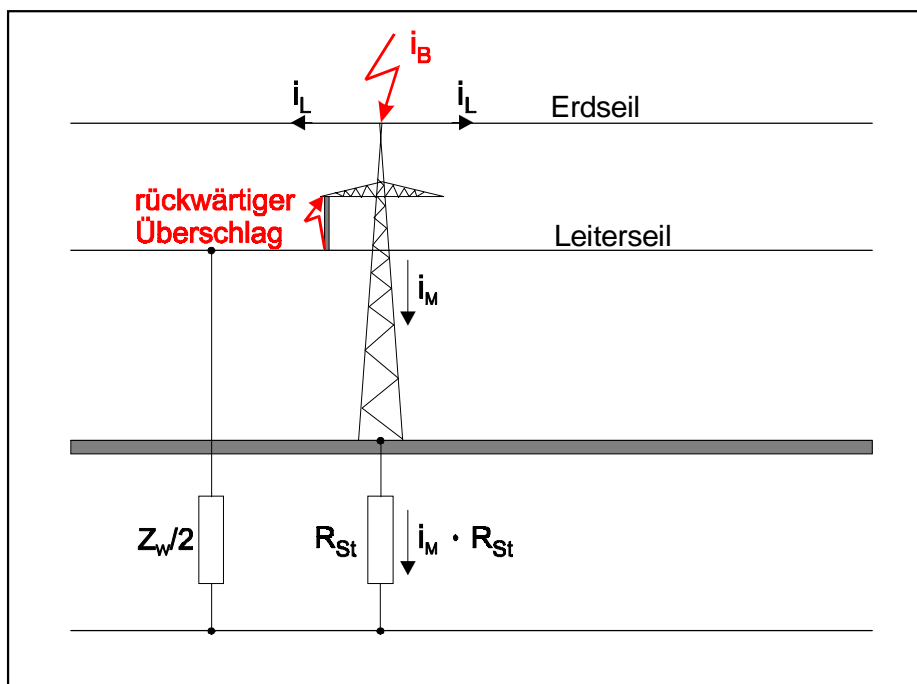


Abbildung 7-1: Stromaufteilung bei Blitzeinschlag in einen Freileitungsmast; rückwärtiger Überschlag [29]

$$U_{\text{Mast}} = i_{\text{M}} \cdot R_{\text{St}} \quad (7-2)$$

U_{Mast} Mastspannung [V]
 i_{M} Blitzstrom im Masten [A]
 R_{St} Stoßausbreitungswiderstand [Ω]

$$U_{\text{Mast}} > \hat{U}_{\text{rB}} \Rightarrow \text{rückwärtiger Überschlag} \quad (7-3)$$

\hat{U}_{rB} Nenn-Steh-Blitzstoßspannung [V]

Bei einem Stoßausbreitungswiderstand R_{St} von 30Ω führt laut Gleichung (7-2) Blitzströme i_{B} von 20 kA im Mast einer 110-kV-Freileitung bereits zu einer Mastspannung U_{Mast} von 600 kV und somit zu einer Überschreitung der Nenn-Steh-Blitzstoßspannung von 550 kV (siehe Gleichung (7-3)). Treten in mehreren Phasen gleichzeitig rückwärtigen Überschläge auf, so verursachen diese mehrpolige Kurzschlüsse im Freileitungsnetz [27].

Bei Blitzeinschlägen in geerdete Teile wird die Stoßimpedanz durch den Wellenwiderstand der Erdseile oder der Maste, hauptsächlich jedoch durch den Stoßausbreitungswiderstand R_{St} , bestimmt. Der Stoßausbreitungswiderstand ist von der Art des Erdbodens, der Erdelektrodenform und der Erdelektrodenausdehnung abhängig und weicht vom Ausbreitungswiderstand R_{A} für technischen Wechselstrom in der Regel ab und liegt in der Größenordnung von 5Ω bis 30Ω . Lediglich bei Erdern geringer Ausdehnung kann der Stoßausbreitungswiderstand näherungsweise gleich dem Ausbreitungswiderstand bei Wechselstrom gesetzt werden, solange es nicht infolge hoher Stromdichte an der Erdelektrode zu Teildurchschlägen im umgebenden Erdreich kommt, was den wirksamen Stoßausbreitungswiderstand R_{St} unter den Wert des Wechselstrom-Ausbreitungswiderstandes erniedrigen kann. Bei Einschlag in geerdete Teile gehorcht die Stromaufteilung ebenfalls den Wanderwellengesetzen. Bei einem Masteinschlag teilt sich z.B. der Strom gemäß Abbildung 7-1 auf die angeschlossenen Erdseile und den Mast auf. Wird das Produkt aus $i_{\text{M}} \cdot R_{\text{St}}$ größer als die dielektrische Festigkeit der Freileitungsisolations, so kann es zum rückwärtigen Überschlag der Isolation kommen [29].

Eine Möglichkeit zur Vermeidung der rückwärtigen Überschlüge wäre die **Reduzierung der Masterdungswiderstände**. Diese Form der Verringerung von Fehlerhäufigkeiten durch die Verbesserung der Masterdungswiderstände ist aber in den seltensten Fällen möglich, da in den alpinen Regionen die Maste meist auf Fels oder anderem Gelände mit einem hohen spezifischen Erdwiderstand (ρ_E in Ωm) stehen [27].

Eine weitere Möglichkeit der Vermeidung von mehrpoligen Fehlern durch rückwärtige Überschlüge ergibt sich über die **Isolationsfestigkeit** zwischen Mast und Leiterseil [27]. Dies könnte durch eine Verlängerung der Isolatoren und die damit verbundenen Erhöhung der Steh-Blitzstoßspannung erfolgen. Überspannungsableiter verringern die Steh-Blitzstoßspannung an den Isolatoren und können damit einen Überschlag an einem Isolator verhindern. Erfahrungen in den USA und in Deutschland haben gezeigt, dass durch diese Maßnahme die Wahrscheinlichkeit eines rückwärtigen Überschlages auf Null reduziert werden kann [30].

Die Ermittlung der Maste mit der höchsten Fehleranzahl kann über ein Blitzortungssystem (Austrian Lightning Detection & Information System – ALDIS [31]) erfolgen.

7.1.3. Netzteilung

Durch die Aufteilung des Versorgungsnetzes in Teilnetze kann die Wahrscheinlichkeit von Spannungseinbrüchen und Spannungsunterbrechungen an Verbraucherpunkten im Netz gesenkt werden. Denn die Halbierung des Netzes bewirkt eine Reduzierung der Dips auf 50 %. Diese Betrachtung berücksichtigt nicht die unter Umständen inhomogene Verteilung des Störungsgeschehens und die Lastflusssituation im Netz. Die Netztrennung erfolgt auf Kosten der Redundanz, Freizügigkeit sowohl beim Umschalten von Leitungsabschnitten als auch beim Kraftwerkseinsatz. Die durch die Vermaschung von Übertragungsnetzen hohe Versorgungssicherheit sinkt ebenfalls. Es ist somit bei möglicher Netzteilung Obacht auf die Sicherheit, Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit zu geben.

7.2. Maßnahmen im 20-kV-Verteilernetz von Industriebetrieben

7.2.1. Schutztechnik

Durch angemessene Schutztechnik im Verteilernetz ist die Dauer des Spannungseinbruchs mittels Staffelschutzsystemen und dem üblichen Kurzschlusschutz für Mittelspannungsnetze (Strahlennetze) begrenzt. Beim häufig verwendeten Zeitstaffelschutz wird die Selektivität durch eine aufeinander abgestimmte Auswahl der Relaisablaufzeiten der einzelnen Leitungen erreicht. Die Schutzeinrichtungen, die von der Einspeisestelle in Leitungsabgangsrichtung eingebaut sind, werden von der Einspeisestelle aus gesehen mit immer kleiner werdenden Auslösezeiten eingestellt. Die Differenz der Auslösezeiten benachbarter Stationen ist konstant (Staffelzeit). Da die Schutzzone jeder Schutzeinrichtung von der Fehlerentfernung unabhängig ist, werden diejenigen Schutzeinrichtungen zuerst auslösen, die der Fehlerstelle am nächsten liegen und den Schutz für die weiter entfernten übernehmen. Die Staffelzeiten betragen je nach Schalterart und Schutzgerätetyp ca. 0,3 s bis 0,5 s, bei maximal drei Stufen ergibt sich eine Schutzauslösezeit an der Einspeisestelle von 1,5 s.

7.2.2. Spannungsstabilisatoren

Eine wirkungsvolle Maßnahme zur Spannungsstützung sind Spannungsstabilisatoren. Es kommen dabei Anlagen mit und ohne Energiespeicher zum Einsatz. Die Spannungsstabilisatoren sind Gleichrichter mit angekoppelten selbstgeführten Wechselrichtern, im Zwischenkreis können Energiespeicher je nach Ankopplung und benötigter Leistung parallel geschaltet werden.

Für die Ankopplung eines Spannungsstabilisators (Dynamic Voltage Restorer – DVR – dynamischer Spannungsstabilisator) ans Versorgungsnetz gibt es folgende Möglichkeiten [11]:

- Bei der **Serienankopplung** speisen Spannungsstabilisatoren über Transformatoren eine Zusatzspannung seriell in die Versorgungsspannung ein. Diese Zusatzspannung ergänzt in jedem Außenleiter die Versorgungsspannung auf den geforderten Sollwert. Die Grenze der Einsatzmöglichkeit liegt bei ca. 50 % der Nennspannung, welche aber

durch den Einsatz eines Energiespeichers kurzzeitig nach unten hin erweitert werden kann. Voraussetzung ist jedoch ein vorhandener Sternpunkt.

- Die **Parallelankopplung** ist dadurch gekennzeichnet, dass die gewünschte Versorgungsspannung durch massive Einspeisung von Blindleistung erreicht wird. Dies setzt jedoch ein relativ schwaches Netz mit einer hohen Kurschlussimpedanz voraus. Gegebenenfalls muss eine entsprechende Drossel in der Anspeisung in Reihe geschaltet werden. Mit einem Energiespeicher kann kurzzeitig auch Wirkleistung ins Netz eingespeist werden.
- Nach Eintritt des Fehlers wird bei der **Parallelankopplung mit Netztrennung** das versorgende Netz durch einen Halbleiterschalter beim nächsten Nulldurchgang des Stromes vom Verbraucher getrennt. Nachfolgend wird der Verbraucher nur noch über einen Spannungsstabilisator, der einen entsprechenden Energieinhalt aufweisen muss, versorgt. Nach Wiederkehr der Spannung des versorgenden Netzes erfolgt die Synchronisation der Spannungen und die Rückschaltung an das Versorgungsnetz. Bei entsprechender Auswahl und Dimensionierung des Energiespeichers, können auch Spannungsunterbrechungen (Restspannung ist kleiner 1 %) überbrückt werden.

Die derzeit eingesetzten Energiespeicher, die im Zwischenkreis angekoppelt werden, sind folgende:

a) **Batteriespeicher**

Bei den Batteriespeichern, umgangssprachlich für Akkumulatorspeicher, wird die benötigte Energie in Form von chemischer Energie gespeichert. Die Auslegung einer Batterie erfolgt nach folgenden Parametern:

- Verlangte Überbrückungszeit (Hauptkriterium)
- Leistungsaufnahme des Wechselrichters
- Endladeschlussspannung
- Verfügbare Ladespannungen

Bei den Batterien wird zwischen wartungsarmen und wartungsfreien Bleibatterien und Nickel-Cadmium-Batterien (NiCd) unterschieden. Die herkömmlichen wartungsarmen Bleibatterien werden in den Ausführungen

- reinblei,
- legiertes Trägerblei und
- legierte Gitterplatten

verwendet, wobei die legierten Gitterplatten Bleibatterien (Lebensdauer ca. 10 - 15 Jahre) die kostengünstigsten sind. Die NiCd-Batterien verlangen jedoch für ihre volle Einsatzbereitschaft alle 3 - 5 Monate eine besondere Ausgleichladung sowie alle 4 - 6 Jahre einen Laugenwechsel und sind gegenüber der Bleibatterien sehr teuer. Die wartungsfreien Batterien (Lebensdauer 4 bis 10 Jahre) zeichnen sich dadurch aus, dass während der gesamten Lebensdauer kein Wasser mehr nachgefüllt werden muss und die Zellen in sehr enger Bauweise aufgestellt werden können. Jedoch sind bei diesem Typ die Ladespannungen sehr temperaturabhängig und müssen genau eingehalten werden, andernfalls sinkt die Lebensdauer rapide [32]. Somit ist ersichtlich, dass bei diesem Energiespeicher ein hoher Platzbedarf, Belüftungsanforderungen und einen hohen Wartungsaufwand erforderlich ist.

b) Schwungmassenspeicher

Ein Schwungmassenspeicher besteht z.B. aus einem kinetischen Energiespeicher, der über einen redundant ausgeführten bidirektionalen Umrichter mit einer Synchronmotor/-generator-Kombination verbunden ist und über eine spezielle Drossel (der Maschinenreaktanz angepasst) ans Netz gekoppelt wird. Mit diesem Speicher können neben Spannungseinbrüchen auch Spannungsunterberechnungen von bis zu 2 Minuten überbrückt werden. Eine Einheit speichert z.B. bis zu 16,5 MWs Energie und kann bis zu einem Absinken der Drehzahl auf ca. 30 % der Nenndrehzahl genutzt werden. Der Parallelbetrieb von mehreren Einheiten zur Erhöhung der Gesamtleistung ist möglich [33]. Die Anbindung an verschiedene Spannungsebenen ist über Transformatoren möglich. Erwähnenswert ist der Standby-Verbrauch für die Bereitstellung der kinetischen Energie, die Geräuschemission (bis zu 82 dB/A) und der Verschleiß von bewegten Teilen, der jedoch durch sehr hohe Drehzahlen in Zukunft verringert werden könnte.

c) Supraleitender magnetischer Speicher

Eine Energiespeicherspule wird zur Erhaltung des supraleitenden Zustandes in flüssigem Helium (4,2 K, ca. -269°C) eingetaucht betrieben. Ein Typ eines solchen magnetischen Energiespeichers wird z.B. über einen selbstgeführten Wechselrichter und einen nachfolgenden Filter parallel an das Netz geschaltet. Durch die parallele Anbindung ans Netz muss bei Bedarf eine Strombegrenzer-Drossel zur Reduzierung der Kurzschlussleistung in das speisende Netz vor der parallelen Ankopplung geschaltet werden. Diese Form des Energiespeichers kann, laut Stand Februar 2001, Wirkleistung von bis zu 3 MW und eine Blindleistung bis zum 2,5-fachen der Nennleistung (z.B. 7,8 MVA) für 1 Sekunde abgeben. Die Blindleistungsabgabe verändert sich in Abhängigkeit von der Zeit. Unmittelbar nach Erkennen des Spannungseinbruchs wird Wirkleistung und kapazitive Blindleistung bis zu maximal dem 2,5-fachen der Nennleistung abgegeben. Die Blindleistung wird ausschließlich vom Wechselrichter bereitgestellt, die Wirkleistung wird dem Energiespeicher (supraleitender Magnet) entnommen. Eine Parallelschaltung mehrerer Anlagen ist möglich [34]. Der gute Wirkungsgrad, die lange Lebensdauer, die kurze Wiederaufladezeit und die hohe Betriebssicherheit sprechen für einen solchen Energiespeicher. Der Standby-Verbrauch für die Kühlung zur Aufrechterhaltung der supraleitenden Eigenschaft ist nicht zu vernachlässigen. Als kritisches Element muss der Kaltkopf, der Übergangsstück zwischen dem Außenbereich und dem gekühlten Innenteil des Spulengefäßes, regelmäßig gewartet bzw. getauscht werden.

d) Kapazitive Energiespeicher

Über Superkondensatoren (Doppelschichtkondensatoren, Ultra-Kondensatoren) mit einem Energieinhalt von z.B. 3 MWs können Spannungseinbrüche anlagen-spezifisch überbrückt werden. Diese Kondensatoren besitzen kein Dielektrikum und speichern die elektrische Energie an der Grenzfläche zwischen Elektrode und Elektrolyt. Durch den kleinen Innenwiderstand der Speicher können sie in sehr schneller Zeit mit hohem Strom entladen werden. Die nötige Temperaturregelung des Speichers erfolgt über Wasserkühlung. Die Anbindung des Speichers erfolgt über einen selbstgeführten Wechselrichter und einen im Versorgungsnetz befindlichen Serientransformator. Der Spannungshub ist jedoch von der Dauer des Spannungseinbruchs und der Restspannung abhängig. Die Leistung einer solchen Anlage geht z.B. bis 22,5 MVA und kann durch Parallelschaltung mehrerer Anlagen erhöht werden [35]. Die Vorteile einer solchen Anlage liegen in

der raschen Einsatzzeit, dem geringen Revisionsaufwand und der hohen Verfügbarkeit.

Sollten neben den Spannungseinbrüchen auch Spannungsunterbrechungen mit einer bestimmten Dauer in Verbraucheranlagen verhindert werden, so ist neben einem DVR auch ein DUPS (Dynamic Uninterruptible Power Supply – dynamische unterbrechungsfreie Stromversorgung) oder ESV (Ersatzstromversorgung) vorzusehen. Die Überbrückung von Spannungseinbrüchen oder Spannungsunterbrechungen übernehmen die DVRs oder die DUPSs bis eine Anlage für die Ersatzstromversorgung (z.B. Dieselgenerator) leistungsbereit ist.

7.3. Maßnahmen im 0,4-kV-Versorgungsnetz von Industriebetrieben

Den Gesamtlösungen, die im 20-kV-Verteilernetz die Spannungsstützung übernehmen, stehen die unterbrechungsfreien Stromversorgungssysteme (USV) gegenüber, die mit kleineren Leistungen direkt eine Anlage bzw. elektronisches Gerät oder einen Produktionsablauf gegen Spannungseinbrüche schützen. Bei der Überlegung für eine spannungsstützende Anlage sollte neben der Kostenfrage auch die Möglichkeit eines „sicheren Netzes“ andiskutiert werden. Bei dieser Form der Spannungsstützung werden Verbraucheranlagen mittels zwei Netzen versorgt, nämlich dem öffentlichen und dem von einer USV-Anlage versorgten, gestützten Netz. Dadurch muss nicht die gesamte Anlage mit großer Leistung gegen Spannungseinbrüche geschützt werden sondern nur Teilbereiche. Eine Versorgung von z.B. direkter Raumheizung muss nicht gegen Spannungseinbrüche geschützt werden.

In diesem Zusammenhang sei auf die entsprechende Europäische Norm EN 50091-1-2:1998 verwiesen, die für mit Halbleiter-Ventilbauelementen ausgerüstete Zwischenkreis-Wechselstromumrichter-Systeme mit Speichereinrichtung für elektrische Energie im Gleichstromzwischenkreis ausgeführten unterbrechungsfreien Stromversorgungssysteme (USV) gilt. Diese Norm ist

anwendbar für bewegliche, ortsfeste, befestigte und eingebaute USV für Stromversorgungssysteme bis maximal 1.000 V Wechselstrom, die zur Aufstellung in abgeschlossenen Betriebsräumen vorgesehen sind. Diese Norm gilt nicht für gleichstrom- oder wechselstromversorgte Steuerungsanlagen und nicht für USV mit rotierenden Umformern [36]. Eine USV entsprechend dieser Norm hat in erster Linie die Aufgabe, eine beständige Wechselstromversorgung sicherzustellen und stellt darüber hinaus die Qualität der Wechselstromversorgung sicher.

8. Spezielle Auswertung der Störungsdaten für einen Industriebetrieb

Die Auswertungen der erfassten Störungsdaten soll die Grundlage für die Bewertung von Gegenmaßnahmen liefern. Mit diesen Daten können gegebenenfalls Annahmen über die zukünftigen Verläufe getroffen werden. Diese sind die Basis für die betriebswirtschaftlichen Betrachtungen. Die Störungsdaten, bestehend aus Spannungsschrieben und Ausfallsaufzeichnungen im Industriebetrieb, wurden auf der 110-kV-Ebene und der 0,4-kV-Ebene erfasst.

8.1. Netzbeschreibung

8.1.1. Untersuchtes 110-kV-Netz

Der Teil des zu untersuchenden 110-kV-Netzes ist ein Freileitungsnetz mit einer Systemlänge von ca. 1.330 km, Kabellänge von ca. 15 km, 49 Umspannwerken und 16 Kraftwerken. Der Sternpunkt des 110-kV-Netzes ist über mehrere Petersen-Spulen geerdet.

Das 110-kV-Netz (Abbildung 8-1) umfasst teils ländliche, städtische und teils alpine Gebiete. So sind die Einflussfaktoren wie Topographie und Netztopologie zu berücksichtigen. Die Störungsaufzeichnungen erfolgten im 110-kV-Netz mittels Störschreiber HATHAWAY - SAT und dem Auswerteprogramm DIGRA - SIEMENS. Weiters wurden Daten direkt beim Industriebetrieb auf der Hoch- und Mittelspannungsebene mittels SIMEAS-R - SIEMENS erfasst. Der Beobachtungs-zeitraum erstreckte sich vom 1.1.1999 bis einschließlich 30.09.2000 und umfasst somit zwei „Gewittersaisonen“.

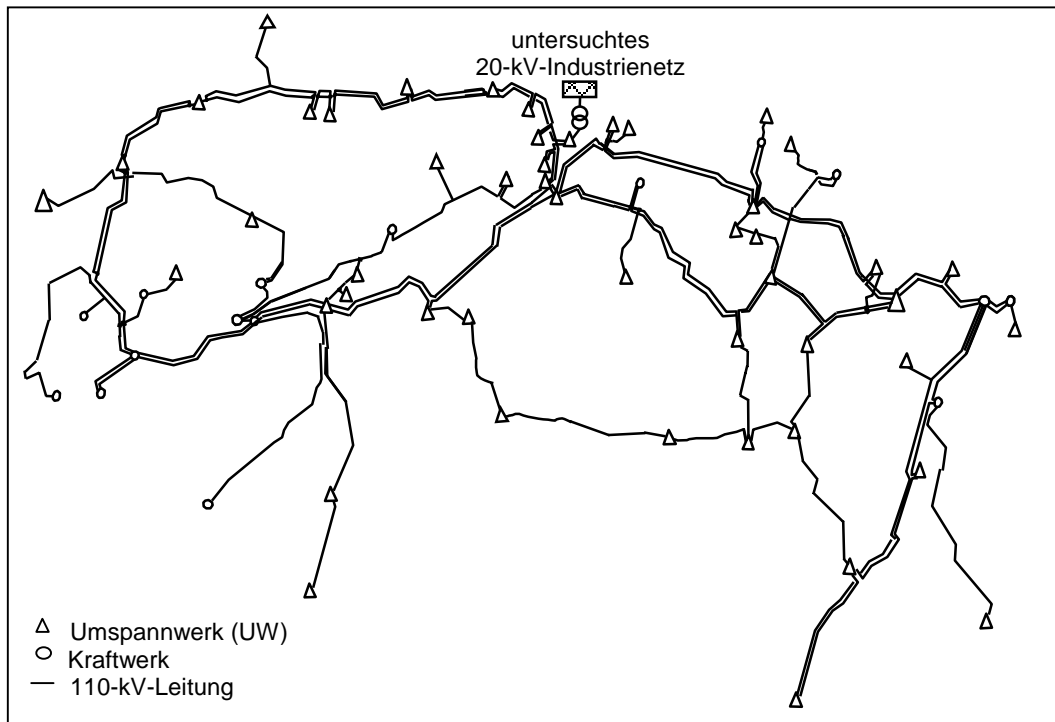


Abbildung 8-1: Untersuchtes 110-kV-Netz

Einpoligen Fehler im 110-kV-Netz mit gelöschtem Sternpunkt wurden nicht weiter berücksichtigt. In Netzen mit gelöschten Sternpunkt bleiben bei diesen Fehlern die Stern- und Dreieckspannungen in ihrer Größe im wesentlichen unverändert und führen nur zu einer Verlagerung der Sternpunktspannung, die nicht über den Transformator in das untergeordnete Netz übertragen wird (siehe Kapitel 3.1.4).

Weiters wurde auch nicht zwischen mehrpoligen Fehlern mit oder ohne Erdberührung (siehe Kapitel 3.1.1 bis 3.1.3) differenziert, da sich die verketteten Spannungen unabhängig von allfälligen Erdberührungen im gleichen Verhältnis verändern.

8.1.2. Untersuchtes Industrienetz

Das untersuchte Industrienetz, dessen 110-kV-Netzanbindung in Abbildung 8-1 ersichtlich ist, wird über einen 110/20-kV-Transformator der Schaltgruppe YNd5 mit der Leistung von 32 MVA gespeist. Die Gesamtlänge des 20-kV-Kabelnetzes des Industriebetriebes beträgt ca. 16 km. Im Werksnetz sind 48 Transformatoren (Schaltgruppe Dyn5) von 20 kV auf 0,4 kV mit den Leistungen von 630 kVA bis 1.000 kVA sowie ein Transformator von 20 kV auf 6,3 kV mit der Leistung von

1.000 kVA im Einsatz. Die benötigte Leistung des Industrienetzes wird mit 20 MVA, bei einem $\cos \varphi$ von größer 0,95, angegeben. Im Industrienetz wurde an einem zentralen Punkt auf der 0,4-kV-Ebene ein Störschreiber (Liebert - Power Line Disturbance Monitor, Model 3600A) zur Spannungsaufzeichnung eingesetzt. Der Beobachtungszeitraum erstreckte sich vom 1.1.1999 bis einschließlich 30.09.2000.

8.2. Störungsaufzeichnungen für die Analyse von Spannungseinbrüchen

Anhand der Störungsaufzeichnungen soll eine Bewertung der Spannungseinbrüche, des Verlaufes und der Art des Fehlers durchgeführt werden. Diese Forderungen müssen bei der Auswahl des Störungsschreibers erfüllt werden. Die Aufzeichnungen sollen auch einen jahreszeitabhängigen Verlauf erkennen lassen, weshalb die Zeit des Störungsauftretens in diese Aufzeichnungen einfließen muss.

8.2.1. Parameter der Störungsaufzeichnungen

Die Aufzeichnung der Spannungseinbrüche im 110-kV-Netz erfolgte über den Störungsschreiber der Marke HATHAWAY – SAT sowie in der 0,4-kV-Ebene über den Störungsschreiber der Marke Liebert - Power Line Disturbance Monitor, Model 3600A. Die erfassten Störungsaufzeichnungen der 110-kV-Ebene wurden mittels dem Störungsauswerteprogramm DIGRA - SIEMENS in eine auswertbare Form gebracht. Wie in Abbildung 8-2 ersichtlich, wurden auf der 110-kV-Ebene die verketteten Spannungen (U_{12} , U_{23} , U_{31}), die Phasenspannungen (U_{1N} , U_{2N} , U_{3N}) und die Verlagerungsspannung (Sternpunktspannung) U_{EN} gemessen. Die Sternpunktspannung ist durch die Schaltgruppe YNd5 des 110-kV-Transformators zugänglich. Diese Spannung gibt Aufschluss über die Fehler mit oder ohne Erdberührung, da bei Störungen mit Erdberührung sich die Sternpunktspannung erhöht. Ebenso kann durch eine solche Störungsaufzeichnung die Dauer, die Fehlerart (einpolig, zwei- oder mehrpolig mit oder ohne Erdberührung) der Störung und deren Verlauf ausgelesen werden. Das Datum wird mit Tag, Monat, Jahr und die Zeit des Störungseintritts (Triggerzeitpunkt) wird auf 1/100 s genau aufgezeichnet.

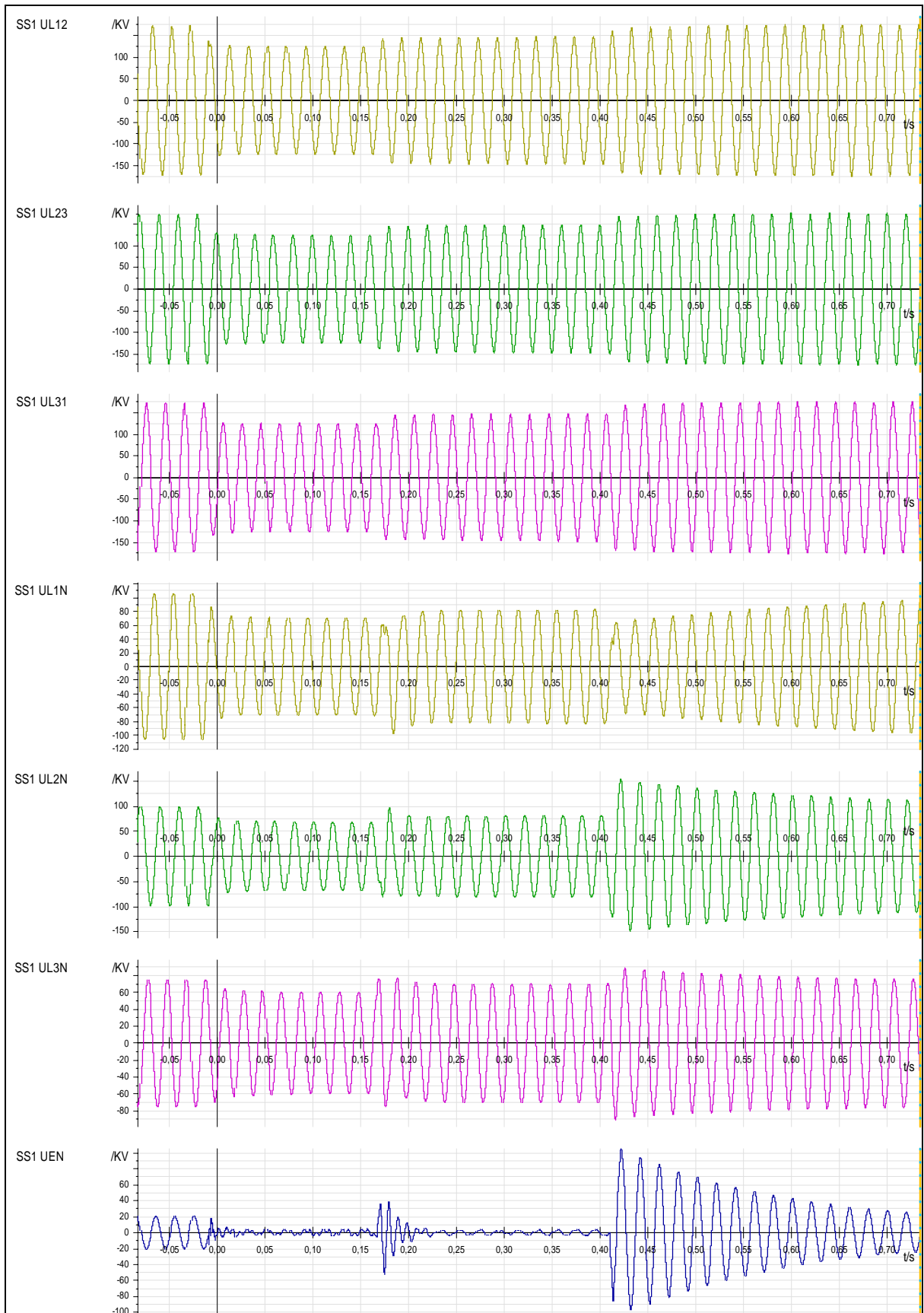


Abbildung 8-2: Störungsaufzeichnung vom 31.05.1999 um 18:16:20.35

Störung: 31.05.99 18:16:20.35				
100 ms vor Fehlereintritt ($t_0 - 100$ ms)				
Spannungen	\hat{U} [kV]	U_{eff} [kV]	ΔU_{eff} [kV]	U_{Rest} [%]
U_{12}	166,8	117,95	0	100
U_{23}	172,7	122,12	0	100
U_{31}	170	120,21	0	100
U_{1N}	105,7	74,74	0	100
U_{2N}	97,86	69,2	0	100
U_{3N}	74,28	52,52	0	100
U_{EN}	20,36	14,4	0	100
Fehlerzeitpunkt (t_0)				
Spannungen	\hat{U} [kV]	U_{eff} [kV]	ΔU_{eff} [kV]	U_{Rest} [%]
U_{12}	128,7	91	-26,94	77,16
U_{23}	131,4	92,91	-29,2	76,09
U_{31}	132,6	93,76	-26,45	78,00
U_{1N}	75,02	53,05	-21,69	70,97
U_{2N}	80,38	56,84	-12,36	82,14
U_{3N}	67,96	48,05	-4,47	91,49
U_{EN}	6,83	4,83	-9,57	33,55
100 ms nach Fehlereintritt ($t_0 + 100$ ms)				
Spannungen	\hat{U} [kV]	U_{eff} [kV]	ΔU_{eff} [kV]	U_{Rest} [%]
U_{12}	124,5	88,03	-29,91	74,64
U_{23}	128,2	90,65	-31,47	74,23
U_{31}	123,4	87,26	-32,95	72,59
U_{1N}	71,85	50,81	-23,94	67,98
U_{2N}	68,2	48,22	-20,97	69,69
U_{3N}	60,54	42,81	-9,72	81,5
U_{EN}	3,59	2,54	-11,86	17,63
200 ms nach Fehlereintritt ($t_0 + 200$ ms)				
Spannungen	\hat{U} [kV]	U_{eff} [kV]	ΔU_{eff} [kV]	U_{Rest} [%]
U_{12}	145	102,53	-15,41	86,93
U_{23}	144,1	101,89	-20,22	83,44
U_{31}	147,4	104,23	-15,98	86,71
U_{1N}	73,66	52,09	-22,66	69,69
U_{2N}	82,69	58,47	-10,73	84,5
U_{3N}	64,63	45,7	-6,82	87,01
U_{EN}	11,97	8,46	-5,93	58,79

Tabelle 8-1: Auswertung der Störungsaufzeichnung vom 31.05.1999 um 18:16:20.35

Die Differenzspannung ΔU , die auch die Höhe des Spannungseinbruchs angibt, ermittelt sich aus der Differenz zwischen dem Spannungswert vor dem Fehlereintritt und dem kleinsten Spannungswert während der Störung. Die Restspannung (U_{Rest}) ist die verbleibende Spannung während der Störung, welche gemäß Gleichung (8-2) auch prozentuell – bezogen auf die Spannung vor dem Fehlereintritt – angegeben werden kann.

$$U_{\text{Rest}} [\text{V}] = U_{\text{vor}} [\text{V}] - \Delta U [\text{V}] \quad (8-1)$$

$$U_{\text{Rest}} [\%] = 100 \cdot \left(1 - \frac{\Delta U [\text{V}]}{U_{\text{vor}} [\text{V}]} \right) \quad (8-2)$$

- U_{Rest} Restspannung [V] oder [%]
- U_{vor} Spannung vor dem Fehlereintritt (Bezugsspannung) [V]
- ΔU Differenzspannung des Spannungswertes vor dem Fehlereintritt auf den kleinsten Spannungswert während der Störung [V]

Die Dauer des Spannungseinbruchs ist jene Zeit, in welcher der kleinste Effektivwert der Spannung unter 90 % der Referenzspannung liegt. Bei der Bewertung und zahlenmäßigen Erfassung der Spannungen ist auf die Skalierung der Ordinate der Spannungsaufzeichnung zu achten.

Nachdem die verketteten Spannungen maßgebend für die Transformation auf andere Spannungsebenen sind, wurde die geringste verkettete Spannung (Außenleiterspannung) der drei gemessenen Zeitpunkte als „Worst Case“ für die Restspannung angenommen und ausgewertet. In Tabelle 8-1 ist dies zum Zeitpunkt 100 ms nach dem Fehlereintritt in der verketteten Spannung U_{31} mit dem Wert von $U_{\text{Rest}} = 72,59 \%$ der Fall. Dieser Wert ist einer der grundlegenden Werte für die nachfolgenden Untersuchungen.

Wie schon in Kapitel 4.2 beschrieben, ist für die Übertragung von Spannungseinbrüchen über Transformatoren die Fehlerart und die Transformatorschaltung von Bedeutung. Die Spannungen verringern sich entsprechend der Übertragungsmatrizen der Transformatorschaltgruppen.

Laut Abbildung 8-2 ist aus den Spannungswerten zu den verschiedenen Zeitpunkten der Verlauf der Störung ersichtlich. So kann über die Zeitskalierung die **Dauer** der Störung ausgelesen werden. Die Dauer des Spannungseinbruchs ist jene Zeit, in welcher der kleinste Effektivwert der Spannung unter 90 % der Referenzspannung liegt. In diesem Fall wurde die Dauer der Störung mit 420 ms bestimmt.

Die **Fehlerart** lässt sich über die Spannungsverläufe der Phasenspannungen und der Sternpunktspannung bestimmen. In Abbildung 8-2 ist ersichtlich, dass sich die Spannungen U_{1N} , U_{2N} , U_{3N} und U_{EN} verringern. Der vorliegenden Fehler ist ein dreipoliger Kurzschluss mit Erdberührung.

Das **fehlerhafte Netzelement**, z.B. die fehlerbehaftete Leitung, bestimmt man aus den Informationen vom Netzleitsystem und den Informationen von digitalen Schutzeinrichtungen.

Die **Ursache** des Fehlers wird durch eine detaillierte Störungsanalyse ermittelt.

Die so erfassten und bewerteten 61 Störungen im 110-kV-Netz ergaben über den Zeitraum von 21 Monaten 1.708 Zustandsmesswerte gemäß der Störungsaufzeichnung und in Summe mit den errechneten Werten eine Anzahl von **5.978 bewerteter Messwerte**. Diese sind die Grundlage für alle weiteren Betrachtungen (siehe Kapitel 8.2.2). Die erfassten und bewerteten Messwerte sind Störungen im 110-kV-Netz und in den übergeordneten Netzen, sowie rückwirkende Störungen aus den Mittelspannungsnetzen. Im 20-kV-Industriernetz sind im Beobachtungszeitraum keine Fehler aufgetreten.

Auf der Niederspannungsebene wurden im Industriebetrieb die Außenleiterwerte U_{1N} , U_{2N} , U_{3N} an einem Transformator gemessen. Durch das schreibende Messgerät wurde auch die Dauer der Spannungseinsenkung aufgezeichnet. Diese Werterfassung ergab somit im Zeitraum vom 1.1.1999 bis 30.09.2000 bei 18 Störungsaufzeichnungen eine Datenmenge von 72 Messwerten.

8.2.2. Auswertung der Messergebnisse

Die über 21 Monate erfassten Messwerte und Störungsaufzeichnungen wurden pro Kalenderjahr ausgewertet. Die Jahresübersicht lässt somit Schlüsse über die Jahresverteilung der Störungsauswirkungen erkennen.

In Abbildung 8-3 ist der Störungsjahresüberblick der mehrpoligen Fehler im 110-kV-Netzes des Jahres 1999 dargestellt. Dieser Überblick zeigt den Zusammenhang zwischen geringster Restspannung der verketteten Spannung und den Zeitpunkt des Auftretens.

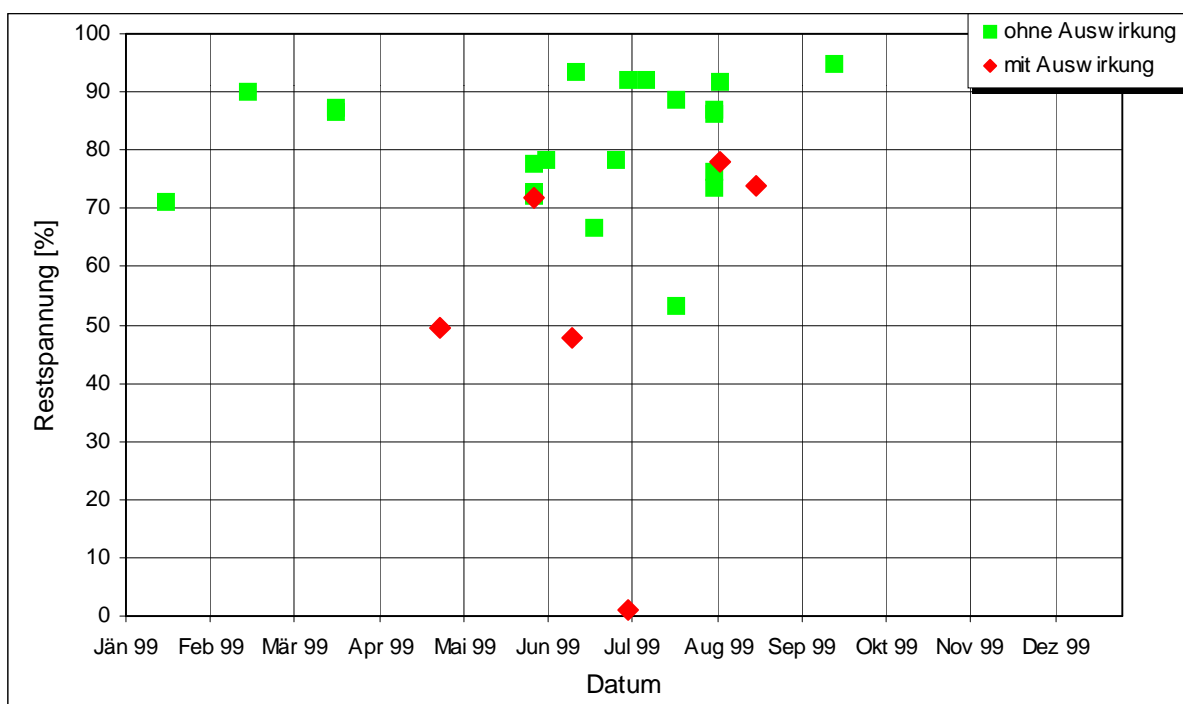


Abbildung 8-3: Störungsjahresüberblick (110 kV) – 1999

Die Rauten bezeichnen Störungen im 110-kV-Netz, welche Auswirkungen im untersuchten Industriebetrieb hervorriefen, also Geräteausfälle verursachten. Die Folge dieser Geräteausfälle ist z.B. ein Produktionsausfall mit den daraus resultierenden Kosten (siehe Kapitel 6.2). Die Quadrate sind mehrpolige Fehler im 110-kV-Netz, die am Messort die angezeigte Restspannung verursachten, aber keine Auswirkung im Industriebetrieb hervorriefen.

Bei der Analyse der Störungen im 110-kV-Netz und deren Auswirkungen auf den Industriebetrieb über den Jahresverlauf, wie in Abbildung 8-3 und Abbildung 8-4 dargestellt, erkennt man eine Häufung der Störungen in den Sommermonaten. Diese Häufung, verursacht durch erhöhte Gewitterhäufigkeit, zeigt sich in den Monaten Mai bis September. Durch die Höhe der Restspannung lässt sich eine Unterscheidung hinsichtlich des Fehlerortes treffen.

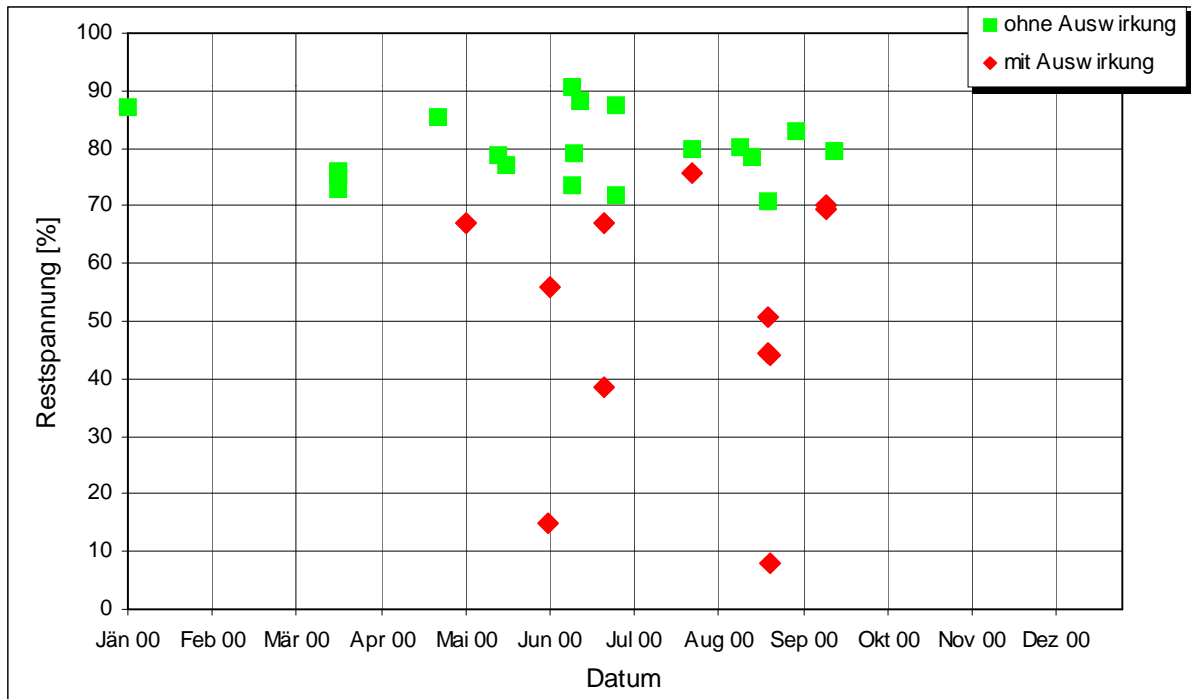


Abbildung 8-4: Störungsjahresüberblick (110 kV) – 2000

In Abbildung 8-5 ist die Störungsjahresüberblick der mehrpoligen Fehler im 110-kV-Netzes des Jahres 1999 dargestellt. Die Restspannung ist die verbleibende Spannung bezogen auf die Spannung 100 ms vor dem Fehlereintritt. Die Störungsdauer ist jener Zeitraum, bei dem die Spannung wieder 90 % ihren Wertes erreicht hat, die sie 100 ms vor dem Fehlereintritt aufwies.

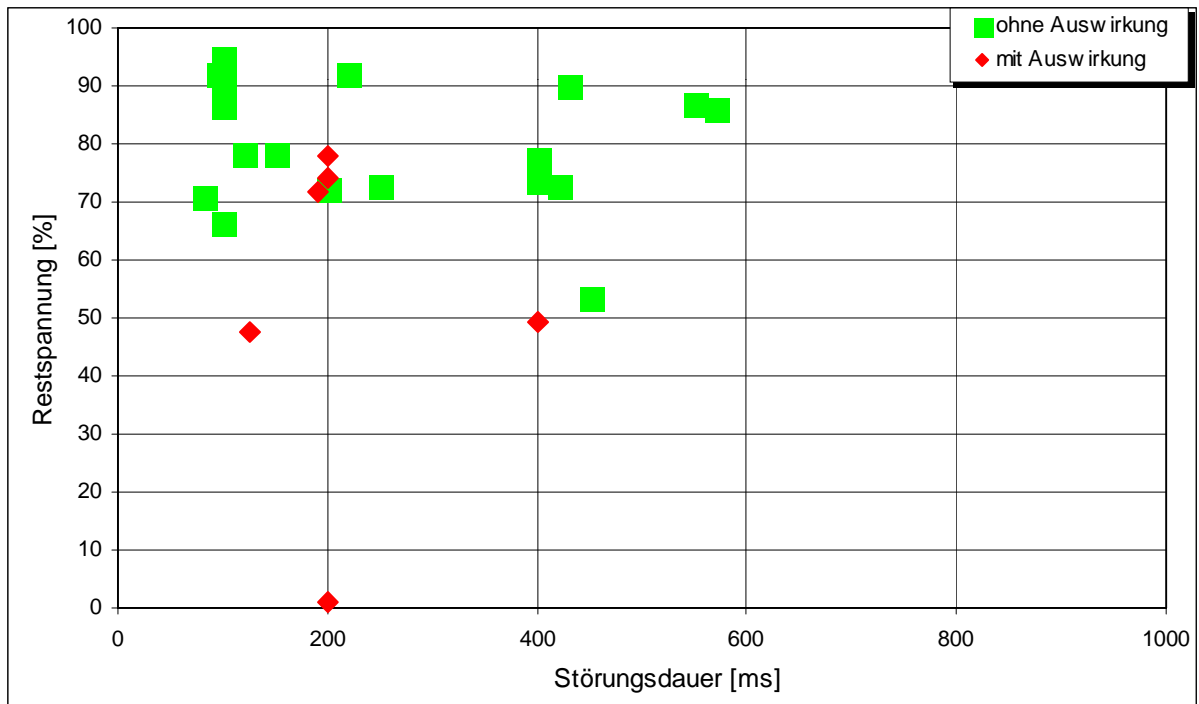


Abbildung 8-5: Störungsübersicht (mehrpole Fehler – 110 kV) – 1999

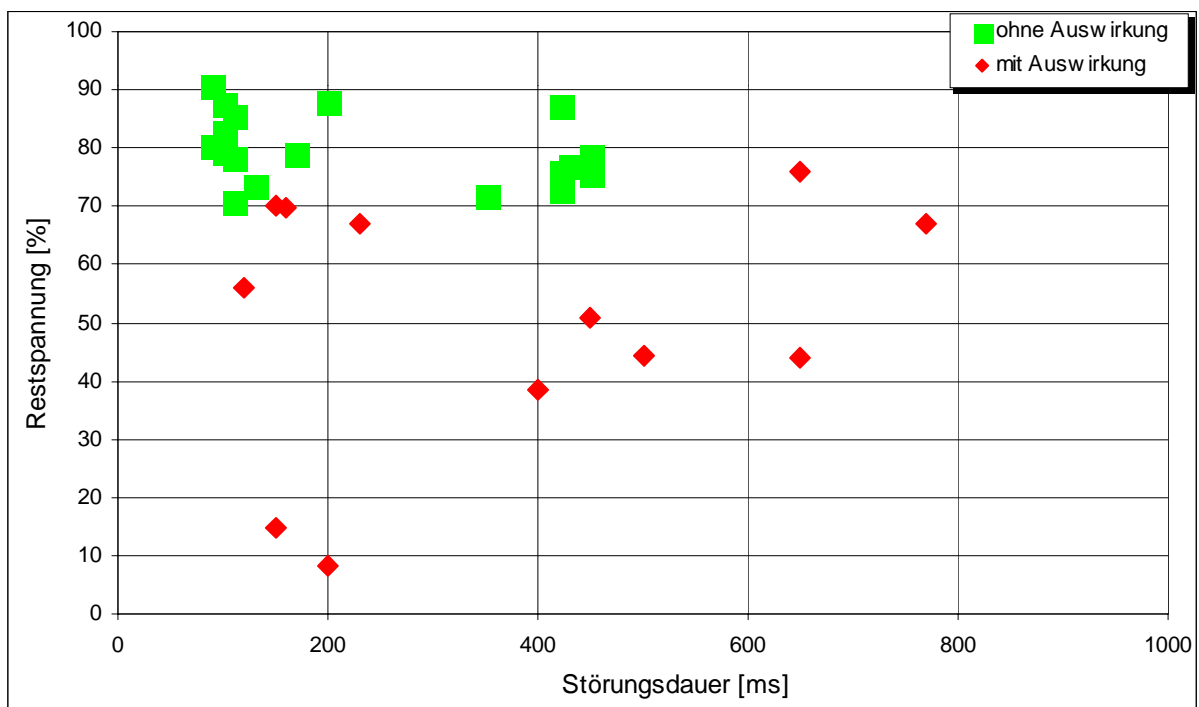


Abbildung 8-6: Störungsübersicht (mehrpole Fehler – 110 kV) – 2000

Warum die eine Störung in Abbildung 8-5 mit einer Restspannung von 53,3 % und einer Störungsdauer von 450 ms zu keinem Produktionsausfall im Industriebetrieb führte, ist nicht nachvollziehbar. Es wurden auch keine werksseitigen Messdaten erfasst, welche eine Interpretation ermöglichen.

In Abbildung 8-5 und Abbildung 8-6, welche die Störungsübersicht der mehrpoligen Fehler im 110-kV-Netz des Jahres 2000 darstellen, kann man Häufungen der Störungen zwischen 80 ms und 250 ms, sowie zwischen 350 ms und 800 ms erkennen. Diese Häufungen lassen sich durch die Schutzeinstellungen des 110-kV-Leitungsschutzes erklären. Der erste Zeitbereich von 80 ms bis 250 ms entspricht der ersten Stufe, der zweite Zeitbereich von 350 ms bis 800 ms der zweiten Stufe des Distanzschutzes.

Anhand der Abbildung 8-5 und Abbildung 8-6 ist ersichtlich, dass zwischen der Störungsdauer im 110-kV-Netz und den Auswirkungen im Industriebetrieb laut der bisherigen Betrachtungen kein direkter Zusammenhang besteht. Selbst Spannungseinbrüche kurzer Dauer führen zu Geräteausfällen. Spannungseinbrüche an der 70 %-Restspannungsgrenze mit langer Störungsdauer führen wiederum zu keinen Auswirkungen. Eine Ausnahme in Abbildung 8-6 ist jedoch die Störung mit Auswirkung mit einer Restspannung von 75,8 % und einer Störungsdauer von 650 ms, diese wird jedoch in Abbildung 8-12 näher erklärt.

Trägt man die erfassten Störungen der Jahre 1999 und 2000 über ihre Häufigkeit auf und setzt man die jeweilige Anzahl der Störung pro Jahr mit 100 % fest, so erhält man einen Verlauf, wie in den Abbildung 8-7 und Abbildung 8-8 dargestellt. Abbildung 8-7 lässt erkennen, dass im Jahr 1999 18 % der Störungen einen Spannungseinbruch auf unter 70 % der Restspannung, sowie 61 % der Störungen einen Einbruch auf unter 80 % der Restspannung verursachten. Dies bedeutet, dass 39 % der Störungen im 110-kV-Netz einen Spannungseinbruch auf ≥ 80 % Restspannung hervorriefen. Eine klare Linie der Ausfallsgrenze in Abbildung 8-7 ist für das Jahr 1999 nicht zu ziehen. Man kann nur ungefähr festlegen, ab welcher Restspannung eine Auswirkung im Industriebetrieb eintritt. Laut Firmenauskunft lassen sich die Ausfälle im Bereich von 70 % bis 80 % Restspannung mit der ungünstigen Einstellung eines Unterspannungsrelais im Industrienetz erklären, welches zu einem vorzeitigen Auslösen und somit zu einer Auswirkung führte. Nach weiteren Messungen wurde das Unterspannungsrelais im Jahre 2000 auf einen tieferen Wert eingestellt. Dies führte somit zu einer Korrektur der Ausfallsgrenze nach unten.

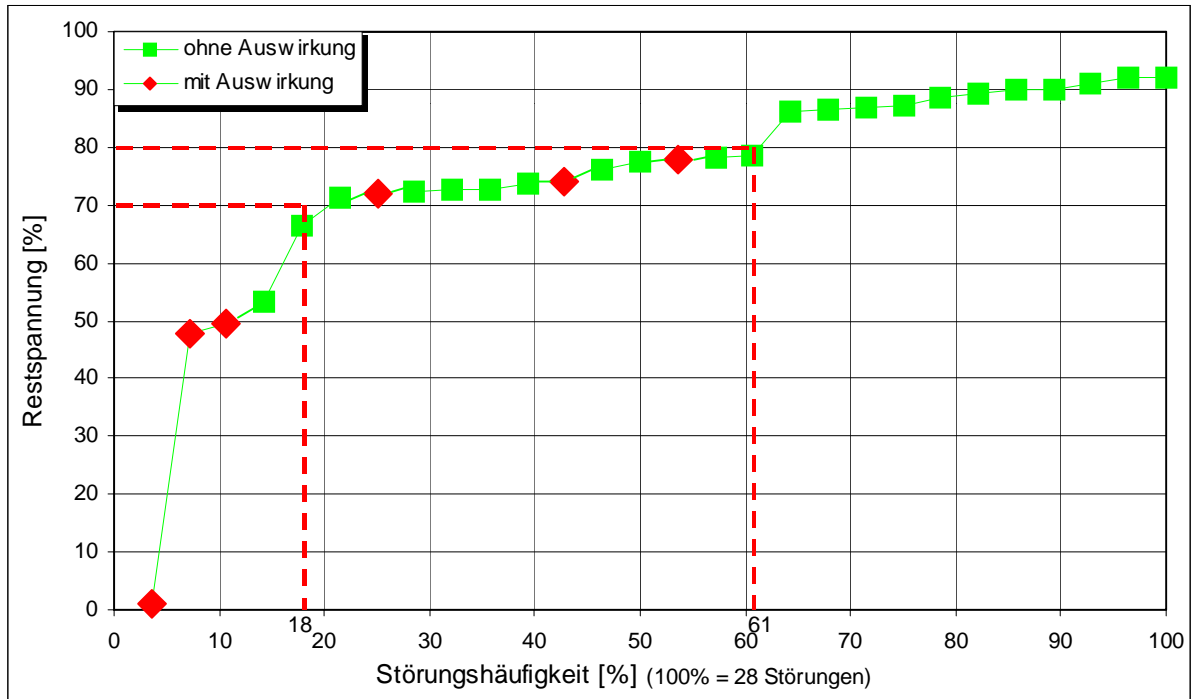


Abbildung 8-7: Störungssummenhäufigkeit (110 kV) – 1999

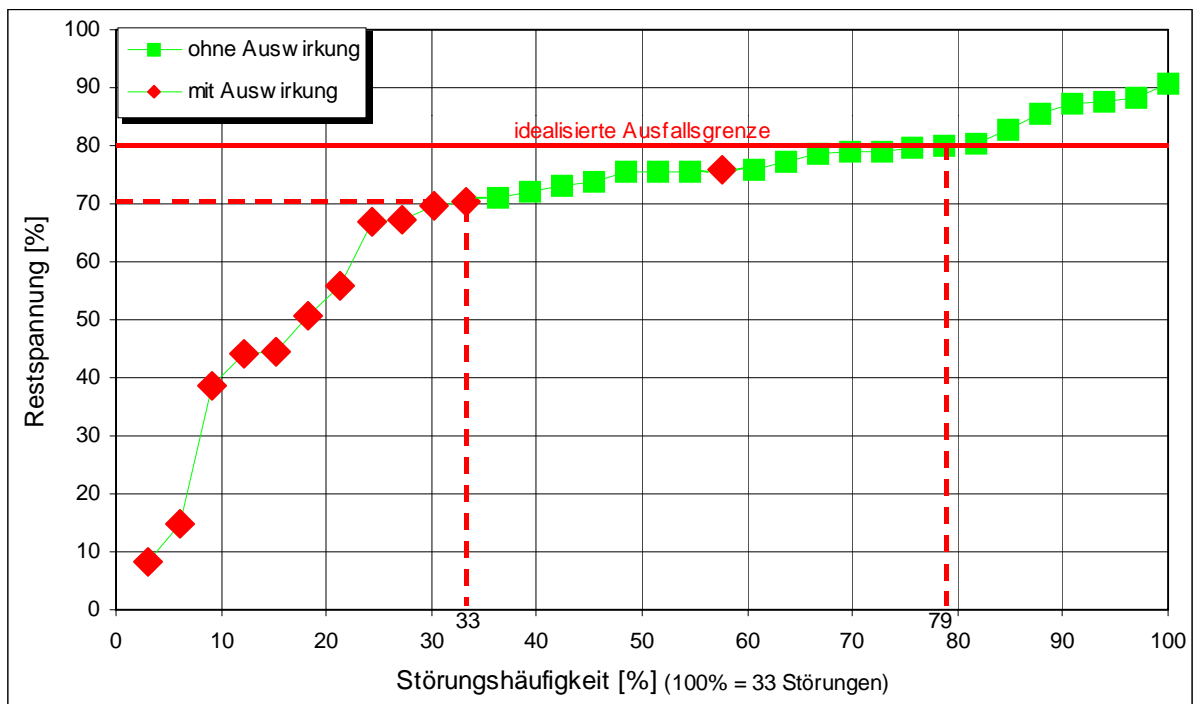


Abbildung 8-8: Störungssummenhäufigkeit (110 kV) – 2000 – mit idealisierter Ausfallsgrenze bei 80 % Restspannung

Abbildung 8-8 zeigt, dass im Jahr 2000 33 % der Störungen einen Spannungseinbruch auf unter 70 % der Restspannung, sowie 79 % der Störungen einen Einbruch auf unter 80 % der Restspannung verursachten. Dies bedeutet, dass 21 % der Störungen im 110-kV-Netz einen Spannungseinbruch auf ≥ 80 % Restspannung hervorliefen.

Für das Jahr 2000 kann man laut Abbildung 8-8 eine idealisierte Ausfallgrenze festlegen, ab welcher Restspannung eine Auswirkung mit Geräteausfall im Industriebetrieb eintritt. Es zeigt sich, dass es bei Spannungseinbrüchen von unter 70 % der Restspannung im 110-kV-Netz zu einem Produktionsausfall im Industriebetrieb kommt. Der Wert mit einer Restspannung von 75,8 %, der eine Auswirkung im Industriebetrieb verursachte, wird, wie bereits erwähnt, anhand der Abbildung 8-12 erklärt.

Listet man nun die Störungen nach Jahr, Restspannung und Art des Fehlers auf, so erhält man die Abbildung 8-9 und Abbildung 8-10. Entsprechend dieser Abbildungen ist ein direkter Zusammenhang zwischen der Art des Fehlers und der Restspannung nicht eindeutig zu erkennen. Ersichtlich ist jedoch, dass dem Auftreten von dreipoligen Fehlern in den Sommermonaten eine höhere Wahrscheinlichkeit zuzuordnen ist, als in den Herbst-, Winter- und Frühjahrsmonaten. Dies lässt sich wiederum durch die Gewitterhäufigkeit in den Sommermonaten erklären, denn 110-kV-Maste an exponierten Stellen werden häufiger von Blitzen getroffen. Bei Masten mit hohen Masterdungswiderständen kommt es oberhalb einer bestimmten Blitzstromstärke zum rückwärtigen Überschlag und somit auch zum mehrpoligen Fehler, der zur Abschaltung der Leitung führt (siehe 7.1.2).

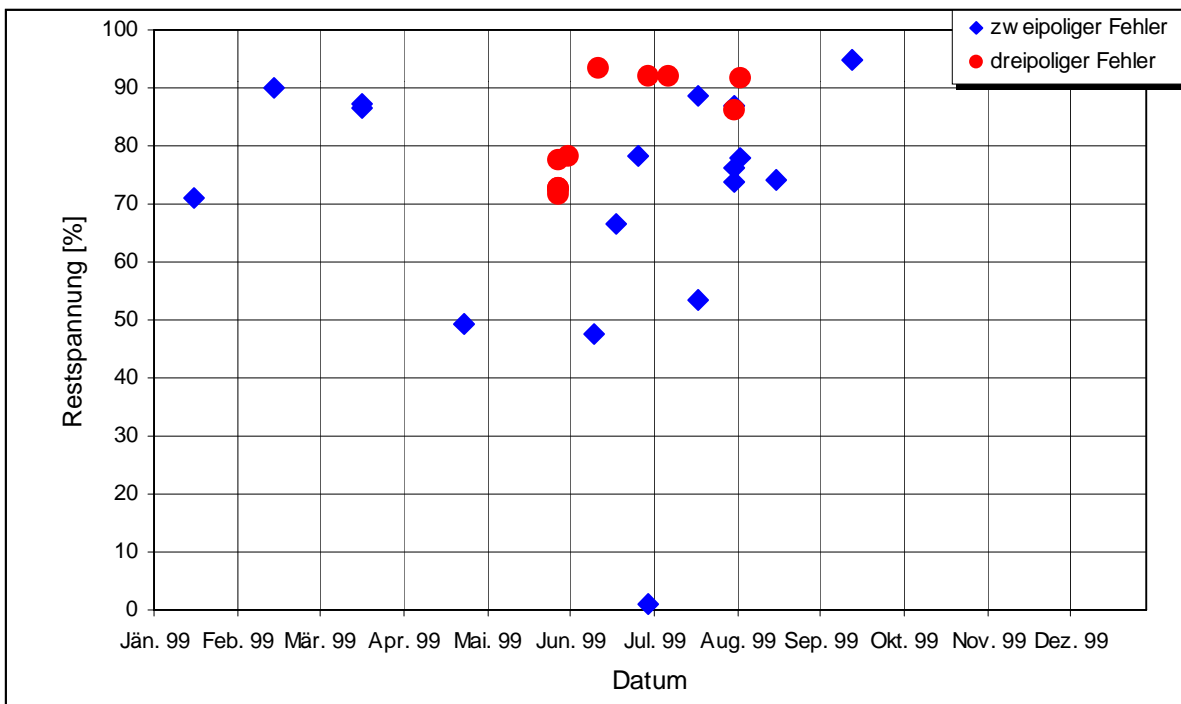


Abbildung 8-9: Störungen im 110-kV-Netz nach der Art des Fehlers – 1999

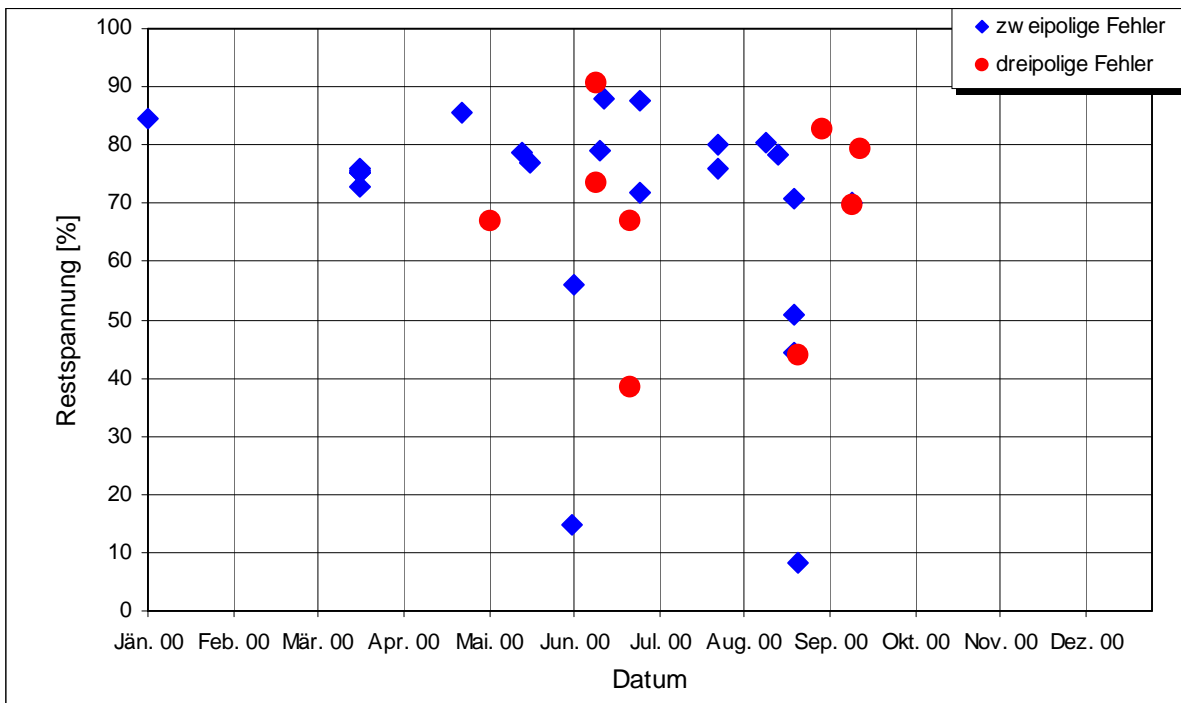


Abbildung 8-10: Störungen im 110-kV-Netz nach der Art des Fehlers – 2000

Im Jahr 1999 (Abbildung 8-9) beträgt das Verhältnis zwischen zwei- und dreipoligen Fehlern 17 zu 11, gleichbedeutend, dass zweipolige Fehler 1,5mal häufiger aufgetreten sind als dreipolige Fehler. Für das Jahr 2000 (Abbildung 8-10) liegt dieses Verhältnis bei 24 zu 9, bzw., dass zweipolige Fehler 2,7mal häufiger aufgetreten sind als dreipolige Fehler. Für 110-kV-Freileitungsnetze liegt das Verhältnis der zweipoligen Fehler zu den dreipoligen Fehlern laut VDEW – Störungs- und Schadenstatistik (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) im langjährigen Mittel bei 2 zu 1 [37].

	Fehlerart	
	Zweipolige Fehler	Dreipolige Fehler
Untersuchtes 110-kV-Netz (1999 und 2000)	2,1	1
VDEW – Störungs- und Schadenstatistik	2	1

Tabelle 8-2: Verhältniszahlen zwischen zwei- und dreipoligen Fehlern

Betrachtet man die für die Jahre 1999 und 2000 sortierten Störungswerte über die Störungssummenhäufigkeit und setzt diese Häufigkeit mit 100 % für 61 Störungen im 110-kV-Netz fest, so erhält man Abbildung 8-11. 18 Störungen (29 %) von den 61 Störungen führten zu einem Produktionsausfall im Industriebetrieb. Es lässt sich erkennen, dass in Summe in den Jahren 1999 und 2000 26 % der Störungen einen Spannungseinbruch auf unter 70 % der Restspannung, sowie 44 % der Störungen einen Einbruch zwischen 70 % und 80 % der Restspannung verursacht haben. Dies bedeutet, dass 30 % der Störungen im 110-kV-Netz einen Spannungseinbruch zwischen 80 % und 100 % Restspannung während 70 % der Störungen einen Einbruch von unter 80 % der Restspannung verursachten. Die Mehrzahl aller Störungen, also 74 %, liegen über der Restspannung von 70 %. Lediglich 6 % aller Störungen liegen unter der Restspannung von 40 %.

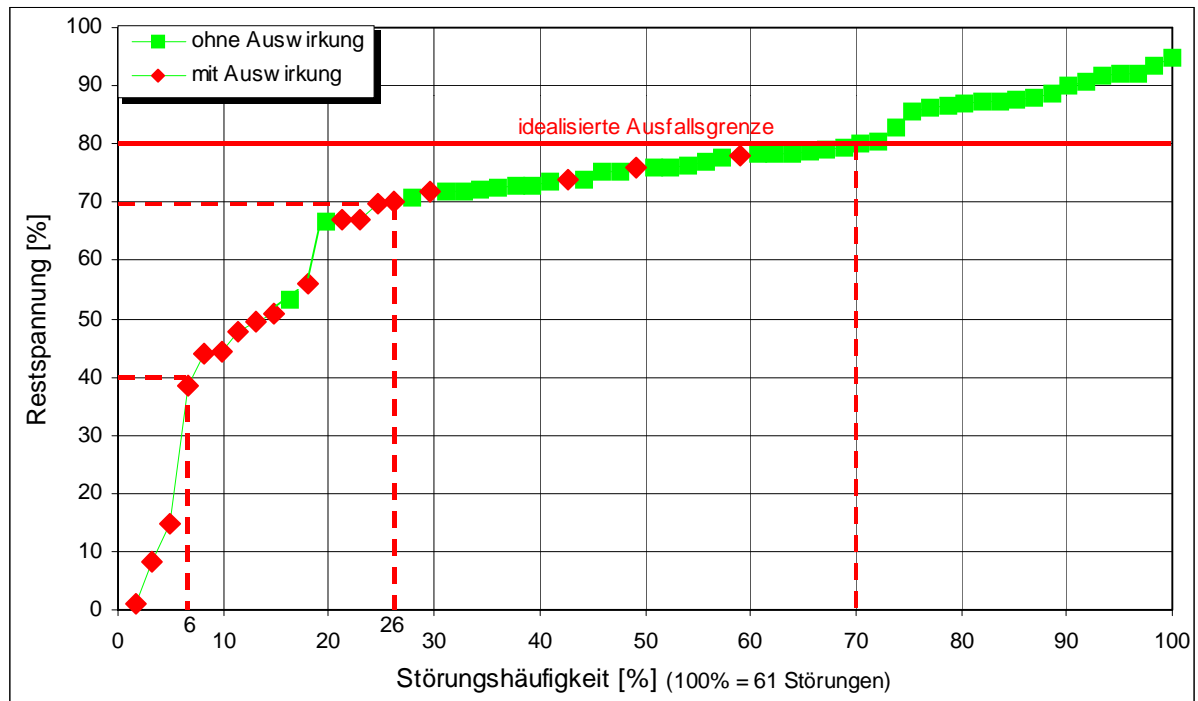


Abbildung 8-11: Störungssummenhäufigkeit (110 kV) – 1999/2000

Nicht alle mehrpoligen Fehler im 110-kV-Netz, wie in Abbildung 8-11 dargestellt, führen zu einer unmittelbaren Beeinflussung des untersuchten Industriebetriebes. Aus diesem Grund muss eine Klassifizierung der Störungen über der Häufigkeit und der Restspannung vorgenommen werden. Bei einer idealisiert angenommenen Ausfallgrenze von 80 % Restspannung, unter der mit Geräteausfällen im Industriebetrieb gerechnet werden muss, liegt die Produktionsausfallswahrscheinlichkeit im Zweijahresschnitt bei 70 % aller aufgetretener mehrpoligen Fehler im 110-kV-Netz. Nicht jede dieser Störungen führt auch zu einem Produktionsausfall, der 70 %-Wert sagt lediglich, dass 70 % der Störungen im untersuchten 110-kV-Netz eine Restspannung von $\leq 80\%$ verursachen. Dieser Restspannungswert von 80 % kann nicht als Grenzwert des Arbeitsbereiches für die DVR-Anlage, die stützend auf die Versorgungsspannung wirkt, angenommen werden. Die Spannungsstützung soll ab einer Restspannung kleiner 85 % erfolgen. Der Einsatz einer DVR-Anlage muss aufgrund der Bestimmungen nach ITI-Kurve und SEMI F47-0200 (siehe Kapitel 2.2) auch nicht bereits ab einer Restspannung kleiner 100 % erfolgen.

Laut den bisherigen Auswertungen (Abbildungen 8-3 bis 8-11) ist aufgezeigt, dass das Störungsgeschehen über die Restspannung und die Störungsdauer einer stochastischen Verteilung unterliegt. Auch die Betrachtung der Störungen mit Auswirkungen im untersuchten Industriebetrieb lässt nichts Außergewöhnliches oder ein bestimmtes Muster erkennen. Für das Jahr 2000 (Abbildung 8-6) liefert die Störungsanalyse des 110-kV-Netzes dasselbe Resultat wie für das Jahr 1999.

Besonders interessant ist die Störung mit Auswirkung (siehe Abbildung 8-4) vom 26.07.2000, welche über 70 % Restspannung liegt und gegenüber den anderen Störungen im Jahr 2000 abweicht. Mit der Restspannung von 75,8 % und einer Störungsdauer von 650 ms (siehe Abbildung 8-8) kann man eine Grenze in Zusammenhang mit der Dauer der Störung ziehen. Dies bedeutet, dass Störungen über einer Dauer von mehr als 500 ms und einer Restspannung kleiner 80 % zu einem Geräteausfall im Industriebetrieb führen. Der theoretische Verlauf der ITI-Kurve und die Bestimmung SEMI F47-0200 (siehe Kapitel 2.2) sind durch diesen Ausfall bestätigt und können als Anhaltswerte für Geräteausfälle hierdurch empfohlen werden. Diese Erkenntnis ist für die Auslegung eines DVR (Dynamic Voltage Restorer) äußerst wichtig (siehe Kapitel 7.2.2 und Abbildung 8-12).

In Abbildung 8-12 ist die Störungsübersicht der mehrpoligen Fehler des 110-kV-Netzes für die Jahre 1999 und 2000 über die Störungsdauer und die Restspannung dargestellt. Zusätzlich sind noch die Grenzwerte der ITI-Kurve und der SEMI F47-0200 Bestimmung eingezeichnet. Neben der Konzentration der mehrpoligen Fehler um die Störungsdauer zwischen 80 ms und 250 ms, sowie zwischen 350 ms und 800 ms erkennt man auch, dass jene Spannungseinbrüche mit geringen Restspannungen nur von kurzer Dauer sind. Durch die ITI-Kurve und die SEMI F47-0200 Bestimmung, die sich bei einer Störungsdauer bis 20 ms und ab 200 ms überlappen, ist gezeigt, dass es Störungen im Zeitbereich bis 200 ms und einer Restspannung bis an die 80 % gibt, die keinen Geräteausfall bewirken hätten dürfen. Einige dieser Ausfälle resultieren aus dem ungünstigen Einsatz eines Unterspannungsrelais, wie bereits anhand von Abbildung 8-7 erklärt. Die restlichen Störungen mit Auswirkung durch mehrpolige Fehler im 110-kV-Netz bis zu einer Dauer von 200 ms und einer Restspannung bis 50 % sollen laut SEMI F47-0200 zu keiner Produktionsstörung führen, während entsprechend der ITI-Kurve eine Produktionsstörung möglich wäre. Neu anzuschaffende Geräte für den Industriebetrieb sollten in Zukunft auf jeden Fall nach der Bestimmung

SEMI F47-0200 gekauft werden. Dadurch könnte eine kostengünstige Verringerung der Störungsauswirkungen im Industriebetrieb erreicht werden. Zählt man nur die Störungen mit Auswirkung unterhalb der SEMI F47-0200 Linie, so verringern sich die tatsächlich aufgetretenen und nach der Bestimmung für elektronische Geräte möglichen Auswirkungen von 18 auf 12. Diese Vorgehensweise reduziert somit die Zahl der Produktionsausfälle um ein Drittel.

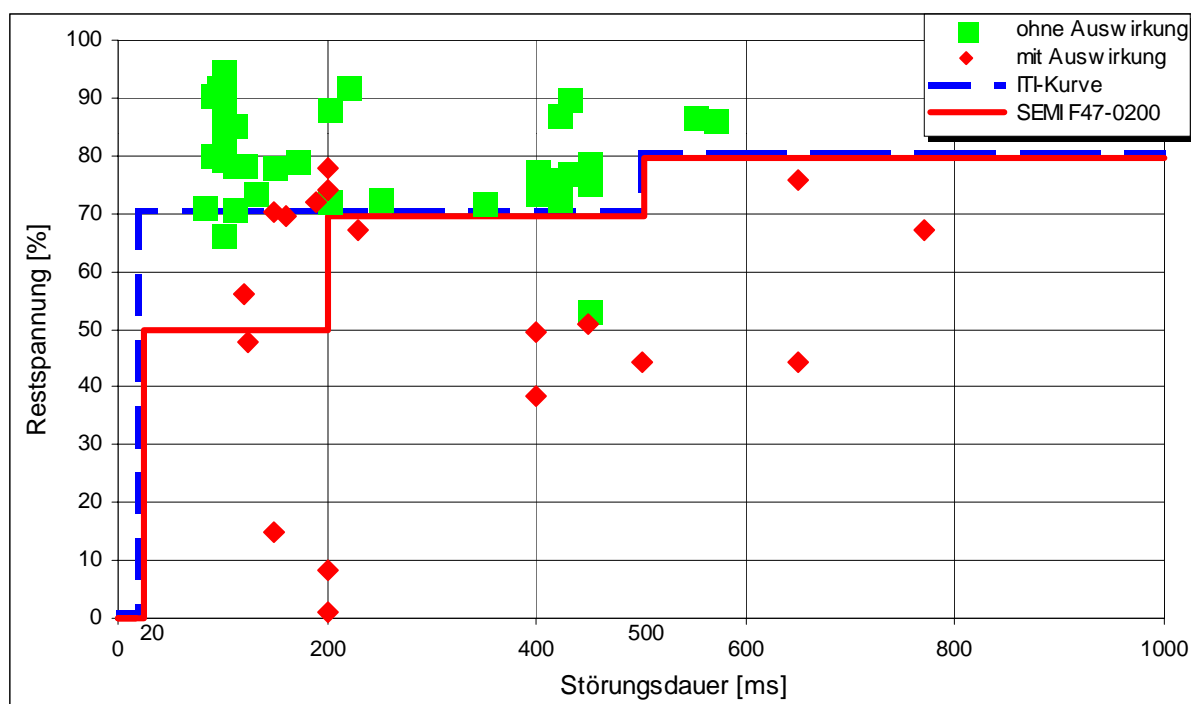


Abbildung 8-12: Störungsübersicht (mehrpulige Fehler – 110-kV-Ebene – verkettete Spannungen) – 1999/2000, Gegenüberstellung mit der ITI-Kurve und der SEMI F47-0200 Bestimmung

Für Maßnahmen gegen die Auswirkungen der mehrpoligen Fehler im 110-kV-Netz auf das betrachtete Industrienetz ist Abbildung 8-13 von Bedeutung. Mit Hilfe der Summenhäufigkeitskurve aller 18 Störungen mit Auswirkungen im Industriebetrieb (18 Störungen entsprechen 100 % Störungshäufigkeit) können Grenzen der Restspannung für den Betriebsbereich des DVRs gezogen werden (siehe Kapitel 7.2).

Nimmt man die 6 Störungen im Jahre 1999 und die 12 Störungen im Jahre 2000 mit Auswirkungen, so ergibt sich im untersuchten Zweijahresschnitt ein Durchschnitt von 9 Störungen pro Jahr mit Auswirkungen auf den Industriebetrieb. Dieser Durchschnittswert von 9 Störungen mit Auswirkung liefert theoretisch 2 Produktionsausfälle pro Jahr, die unter 40 % der Restspannung liegen. Will man z.B. Spannungseinbrüche bis zu einer Restspannung von 40 % abfangen, so bleiben laut dem Zweijahreswert 22 % der Störungen mit Auswirkungen auf den Industriebetrieb erhalten (siehe Abbildung 8-13). Sollen die Störungen bis zu einer Restspannung von 30 % „abgefangen“ werden, so bleiben 17 % der Störungen mit Auswirkungen unberücksichtigt, was wiederum 1,5 theoretischen Produktionsausfällen pro Jahr gleich käme. Erfahrungsgemäß ist diese Reduktion des Restspannungspegels von 40 % auf 30 % mit hohen Preissteigerungen verbunden, die gegenüber einer Verbesserung um 5 % der Ausfallswahrscheinlichkeit nicht kostennutzend sind. Es sei erwähnt, dass es DVRs gibt, die bis zu einer Restspannung von 0 % spannungsstützend wirken.

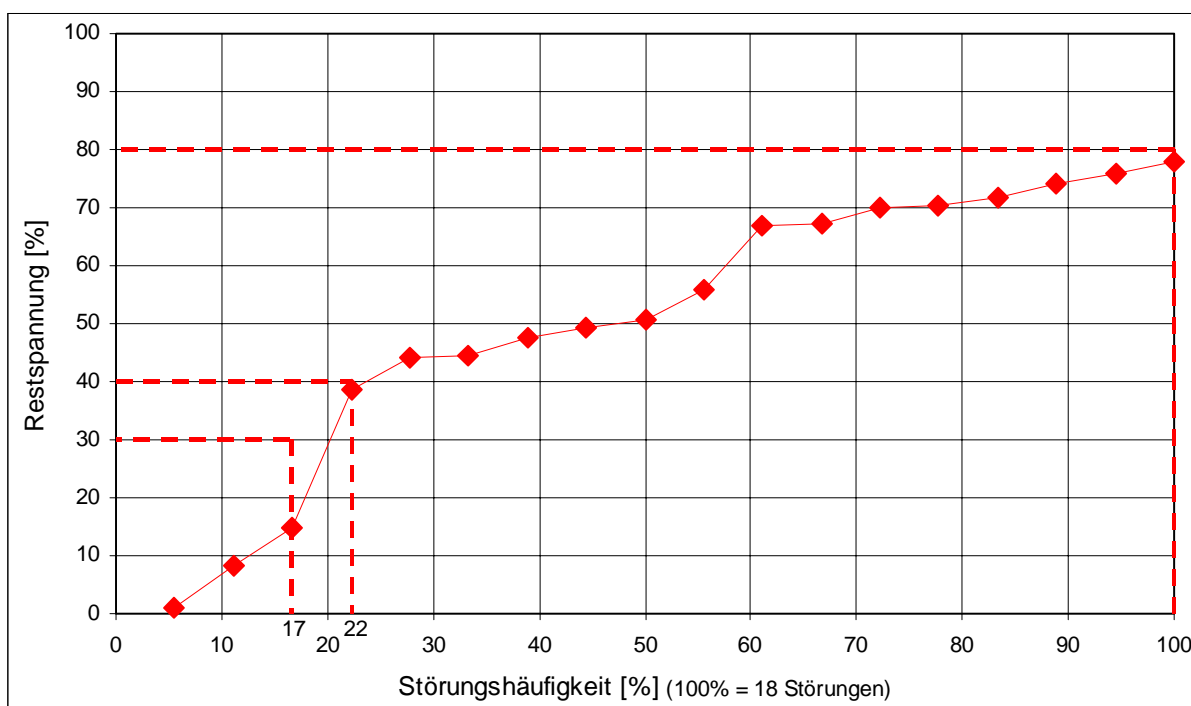


Abbildung 8-13: Ausfallsummenhäufigkeit (110kV) – 1999/2000

Es wird auch auf die Problematik der Verteilung der Störungsdauern eingegangen. In Abbildung 8-14 ist die Häufigkeit der mehrpoligen Fehler im untersuchten 110-kV-Netz über die Störungsdauer und die 110-kV-Restspannung der verketteten Spannung dargestellt. Wie anhand dieser Störungsstatistik zu erkennen ist, liegen die Störungen in den Zeitfenstern von 80 ms bis 250 ms, sowie von 350 ms bis 800 ms. Dies zeigt, dass die Mehrzahl der Störungen nach 250 ms abgeschaltet werden können. Die Störungen mit einer Dauer von 80 ms bis 250 ms und von 350 ms bis 800 ms mit den Restspannungen von 0 % bis 70 % sowie größer 80 % stehen mindestens im Häufigkeitsverhältnis von 2 zu 1. Für Störungen mit den Restspannungen von 70 % bis 80 % ist dieses Verhältnis 1 zu 1. Alle Störungen zusammen ergeben über die Störungsdauer von 250 ms bis 350 ms und von 350 ms bis 800 ms ein Häufigkeitsverhältnis von 1,5 zu 1. Im gesamten untersuchten 110-kV-Netz sind 60 % aller Fehler in einer Zeit von kleiner 250 ms bereinigt.

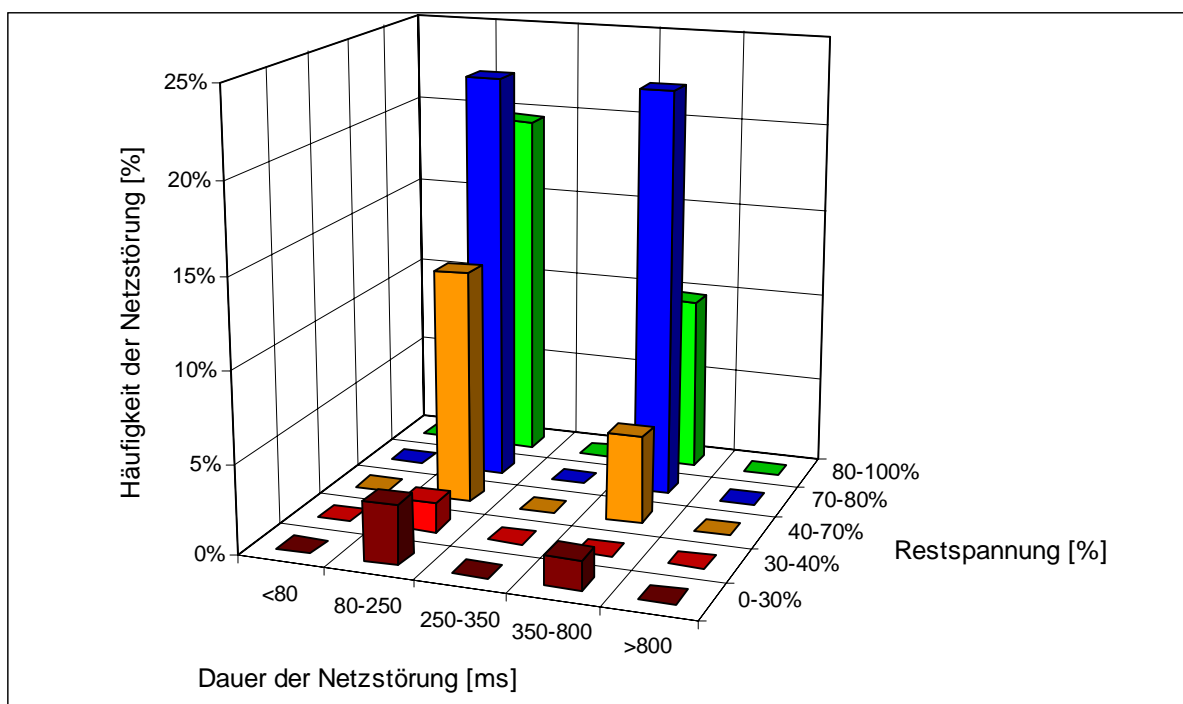


Abbildung 8-14: Störungsstatistik 1999/2000

8.2.2.1. Zusammenhang zwischen Spannungseinbruch auf der 0,4-kV-Ebene und Fehler im 110-kV-Netz

Wie bereits beschrieben, ist für die Bewertung von Spannungseinbrüchen die Sternpunktbehandlung und die Schaltgruppe des vorgelagerten Transformators zu berücksichtigen. Dadurch wird bestimmt, ob das Nullsystem der Spannung übertragen wird und wie das Mit- und Gegensystem gedreht wird.

Durch die differenzierten Übertragungen von primärseitigen Fehlern über Transformatoren mit unterschiedlichen Schaltungen und Schaltgruppen besteht kein direkter Zusammenhang zwischen Spannungseinbruch auf der 110-kV-Ebene, welche als verkettete Spannung gemessen wurde zum Spannungseinbruch auf der 0,4-kV-Ebene, die als Phasenspannung ausgewertet wurde (siehe Kapitel 4.2). Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 8-15 und Abbildung 8-16 für die Jahre 1999 und 2000 ersichtlich.

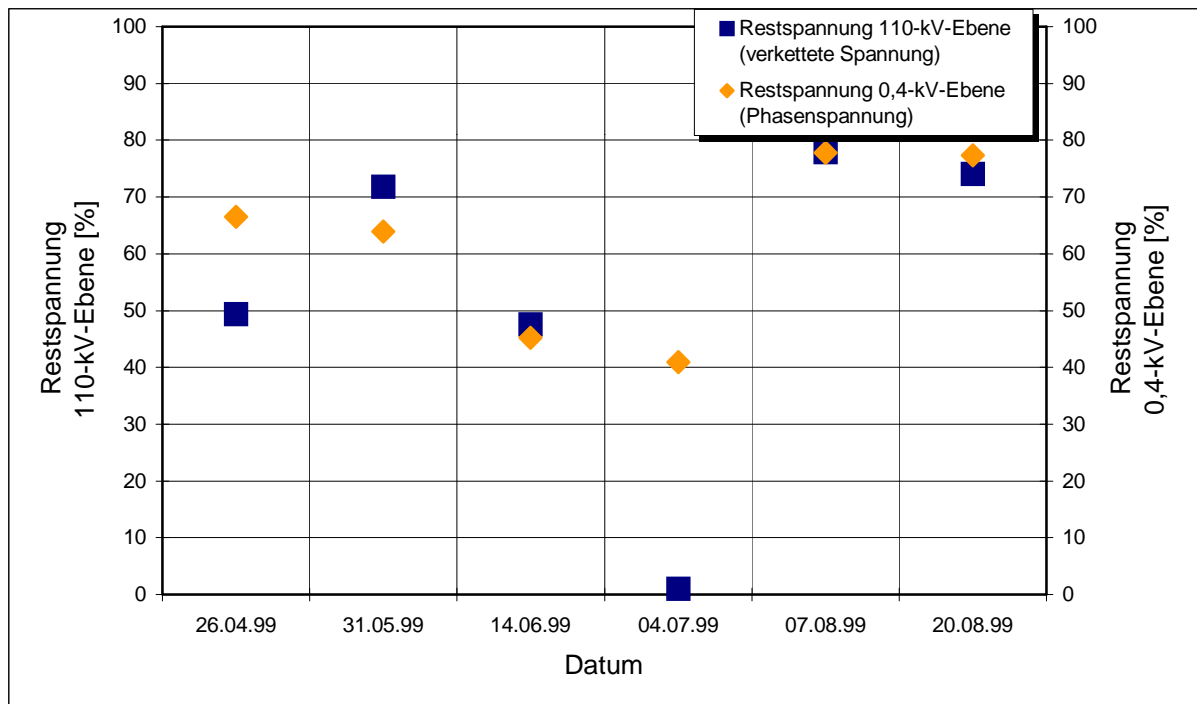


Abbildung 8-15: Zusammenhang zwischen der Restspannung auf der 110-kV-Ebene (verkettete Spannung) und der Restspannung auf der 0,4-kV-Ebene (Phasenspannung) – 1999

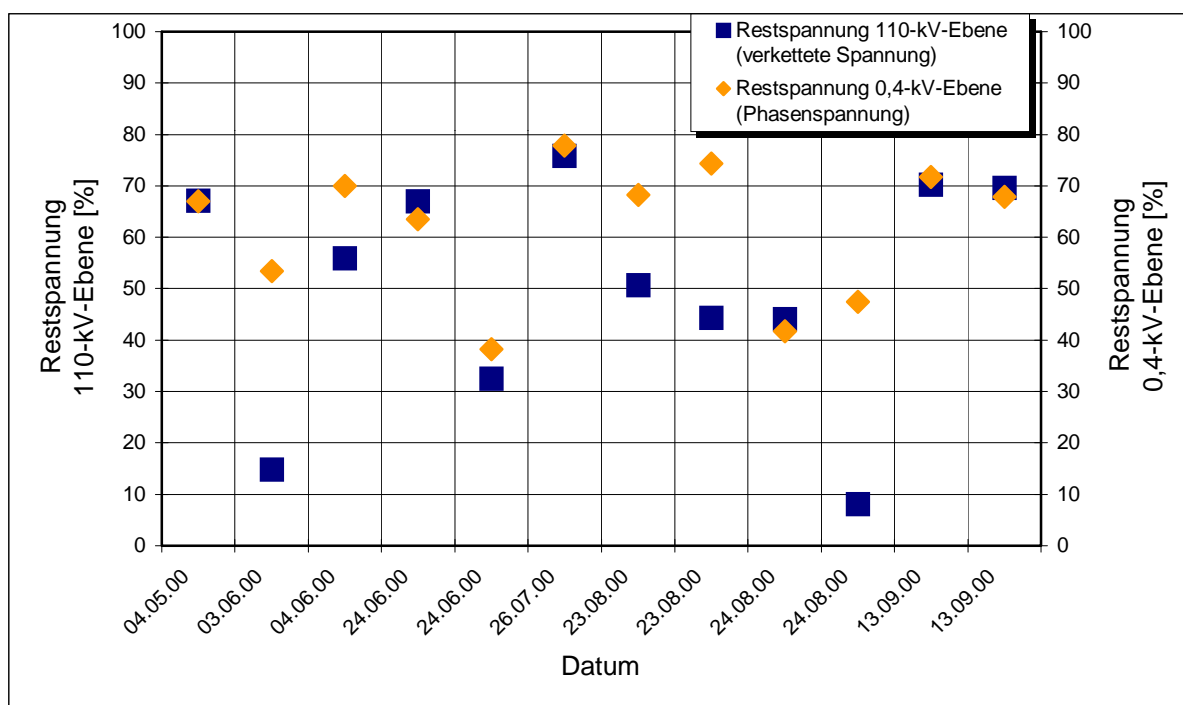


Abbildung 8-16: Zusammenhang zwischen der Restspannung auf der 110-kV-Ebene (verkettete Spannung) und der Restspannung auf der 0,4-kV-Ebene (Phasenspannung) – 2000

Die theoretischen Betrachtungen beziehen sich auf ideale Übertrager und berücksichtigen nicht transiente Vorgänge. Weiters kommt es aufgrund der verwendeten unterschiedlichen Spannungsschreibertypen, mit nicht abgestimmten Aufzeichnungsparametern, zu Messabweichungen für die Spannungsebenen. Dreipolige Spannungseinbrüche verursachen prinzipiell auf der 110-kV-Ebene und der 0,4-kV-Ebene identische Spannungseinbrüche. Beim zweipoligen Spannungseinbruch ist die verkettete Spannung der 110-kV-Ebene kleiner als die Phasenspannungen der 0,4-kV-Ebene (siehe Kapitel 4.2). Daher sollten, wegen der größeren Aussagekraft, Spannungseinbrüche sowohl als verkettete Spannungen als auch als Phasenspannungen gemessen und bewertet werden.

Nachdem auf der 110-kV-Ebene die verkettete Spannung und auf der 0,4-kV-Ebene wegen der elektronischen Geräte die Phasenspannungen gemessen wurde, sind die Spannungsaufzeichnungen der Spannungseinbrüche nochmals mit den Bestimmungen zu vergleichen. Durch die Verwendung von unterschiedlichen Spannungsschreibern und der unterschiedlichen Übertragung der Außenleiterspannungen und Phasenspannungen von Spannungseinbrüchen über Transformatoren (siehe Kapitel 4.2) kommt es im Restspannungswert und

Störungsdauer zu Abweichungen gegenüber der Abbildung 8-12. Die Phasenspannungen der 0,4-kV-Ebene wurden im untersuchten Industrienetz bei Auswirkungen von Spannungseinbrüchen aufgezeichnet. Abbildung 8-17 zeigt die 0,4-kV-Phasenspannungen in bezug auf die Dauer des Spannungseinbruchs und die Restspannung in Abhängigkeit der ITI-Kurve und der SEMI-Bestimmung (siehe Kapitel 2.2). Hier zeigt sich nochmals, dass die ausgefallenen Geräte nach der ITI-Kurve und der SEMI F47-0200 Bestimmung nur teilweise entsprechen. Fünf der 18 Störungen mit Auswirkung im Industriebetrieb, verursacht durch Spannungseinbrüche auf der 110-kV-Ebene, hätten bei Geräten nach der SEMI-Bestimmung nicht ausfallen dürfen. Da die Restspannung von der Art des Fehlers im 110-kV-Netz (zweipolige und dreipolige Fehler) abhängt und es sich um verschiedene elektrische und elektronische Geräte handelt, deren Anschluss (Phasenspannung oder verkettete Spannung) nicht untersucht wurde, wurde vom „Worst Case“ ausgegangen. Somit soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass zukünftige Geräte nach der Bestimmung SEMI F47-0200 gekauft werden sollten.

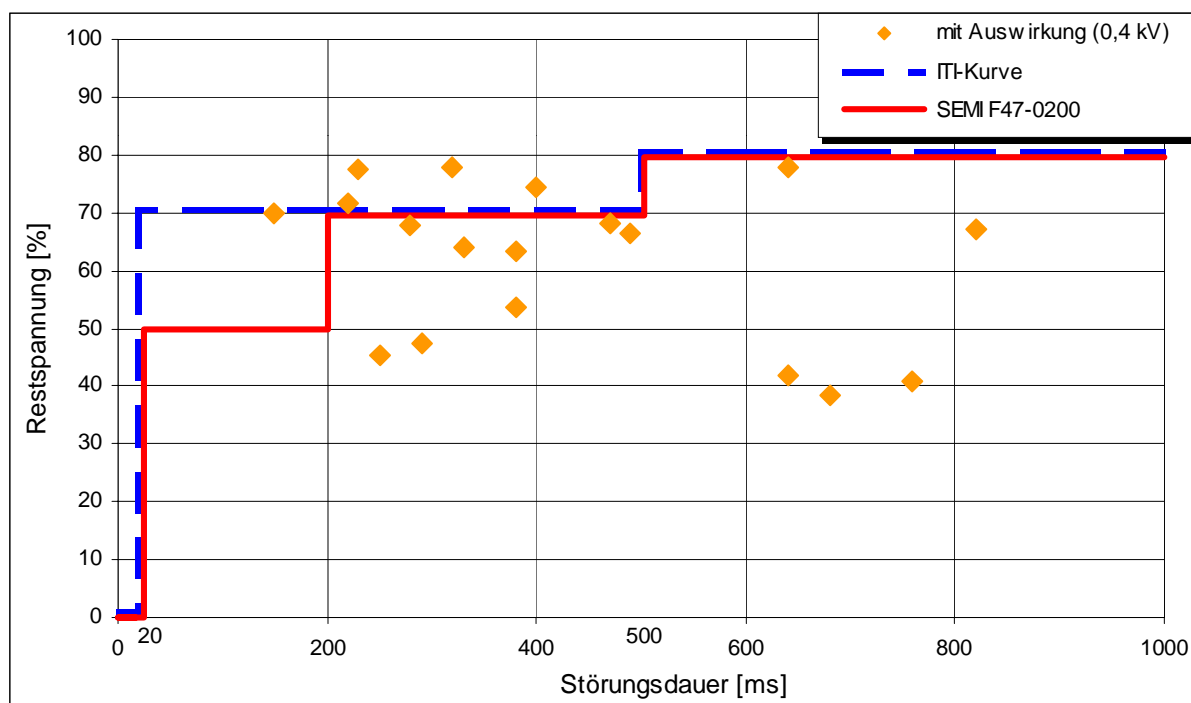


Abbildung 8-17: Spannungseinbrüche (0,4-kV-Ebene – Phasenspannungen) mit Auswirkung – 1999/2000, Gegenüberstellung mit der ITI-Kurve und der SEMI F47-0200 Bestimmung

8.2.3. Vergleich mit der VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation

Durch die VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation [7] kann für das untersuchte 110-kV-Netz die Anzahl der mehrpoligen Fehler (Doppel- oder Mehrfach-erdschluss, zweipoliger Kurzschluss ohne Erdberührung, zweipoliger Kurzschluss mit Erdberührung, dreipoliger Kurzschluss, Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung) pro 100 km Leitungslänge und Jahr berechnet und verglichen werden (Tabelle 8-3). Diese Berechnungen wurden im Rahmen dieser Diplomarbeit, basierend auf der VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation, durchgeführt. Nachdem bei den Untersuchungen ein Freileitungsabschnitt mit erhöhter Störungshäufigkeit ermittelt wurde, wurde dieser in einer Berechnung ausgeklammert.

Jahr	Mehrpolige Fehler des untersuchten 110-kV-Netzes pro 100 km und Jahr	Mehrpolige Fehler des untersuchten 110-kV-Netzes (ohne einer speziellen Leitung mit erhöhter Fehlerhäufigkeit) pro 100 km und Jahr	Mehrpolige Fehler aller 110-kV-Netze (Österreich) pro 100 km und Jahr
1995	3,04	2,31	1,04
1996	2,67	2,31	0,96
1997	2,44	2,29	1,04
1998	2,15	1,08	1,2
1999	1,97	1,06	k.A.
2000	2,48	1,58	k.A.

Tabelle 8-3: Anzahl der mehrpoligen Fehler pro 100 km Leitungslänge und Jahr, basierend auf der VEÖ-Störungs- und Ausfalldokumentation [7]

Die Anzahl der mehrpoligen Fehler des untersuchten 110-kV-Netzes liegt in den Jahren 1998 bis 2000 etwa bei 2 Fehlern pro 100 km Leitungslänge und Jahr. Durch Maßnahmen im 110-kV-Netz (siehe Kapitel 7.1) an der am häufigsten betroffenen Freileitung kann die Fehleranzahl im Idealfall auf etwa einen Fehler pro 100 km Leitungslänge und Jahr minimiert werden. Diese Fehleranzahl liegt dann im österreichweiten Schnitt bzw. darunter.

8.3. Auswirkung von Spannungseinbrüchen im untersuchten 110-kV-Netz

Bei Kenntnis der Netzdaten kann mit Hilfe von Netzberechnungsprogrammen eine Untersuchung von Restspannungen und Fehlern an verschiedenen Stellen des vermaschten 110-kV-Netzes angestellt werden. Die Berechnungen basieren auf den allgemeinen Berechnungsmethoden laut Kapitel 4.1. Dabei werden Fehler an allen relevanten Stellen im Netz nachgebildet und die Restspannung für einen bestimmten Knoten berechnet.

Das untersuchte 110-kV-Netz wurde mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN berechnet und die Ergebnisse entsprechend ausgewertet. Trägt man die Restspannungswerte, die für einen bestimmten Netzknoten (Anschlusspunkt des untersuchten 20-kV-Netzes) im 110-kV-Netz errechnet wurden, ein und färbt die Ergebnisse entsprechend der Restspannung, so erhält man Abbildung 8-18. Anhand dieser Abbildung kann man einen Zusammenhang zwischen Entfernung der Fehlerstelle und der Restspannung im untersuchten Umspannwerk erkennen. Bei mehrpoligen Fehlern auf Freileitungen oder in Umspannwerken, die grün gekennzeichnet sind, ist die verbleibende Restspannung im Umspannwerk für den untersuchten Industriebetrieb auf der 110-kV-Ebene größer 80 %. Je näher die Fehlerstelle dem Umspannwerk für das Industrienetz rückt, desto kleiner ist die Restspannung im untersuchten UW. Diese Berechnungen basieren auf einem repräsentativ für das Sommerhalbjahr angenommenen Kraftwerkseinsatz.

Unter Berücksichtigung der Leitungslängen und der entsprechenden Fehlerhäufigkeit, lässt aus den berechneten Restspannungswerten eine theoretische, im langjährigen Durchschnitt zu erwartende, Störungssummenhäufigkeitsfunktion ermitteln (Abbildung 8-19). Der Vergleich der Störungsaufzeichnungen im 110-kV-Netz mit den Rechenwerten – unter Berücksichtigung der ungleichmäßigen Verteilung der Fehlerorte – zeigt eine gute Übereinstimmung. Die Streubreite bei dem Ergebnis der Rechnung ergibt sich aus dem unterschiedlich angenommenen Einsatz der Speicherkraftwerke im Netz, wobei die obere Grenzkurve dem maximalen und die untere Grenzkurve dem minimalen Kraftwerkseinsatz entspricht.

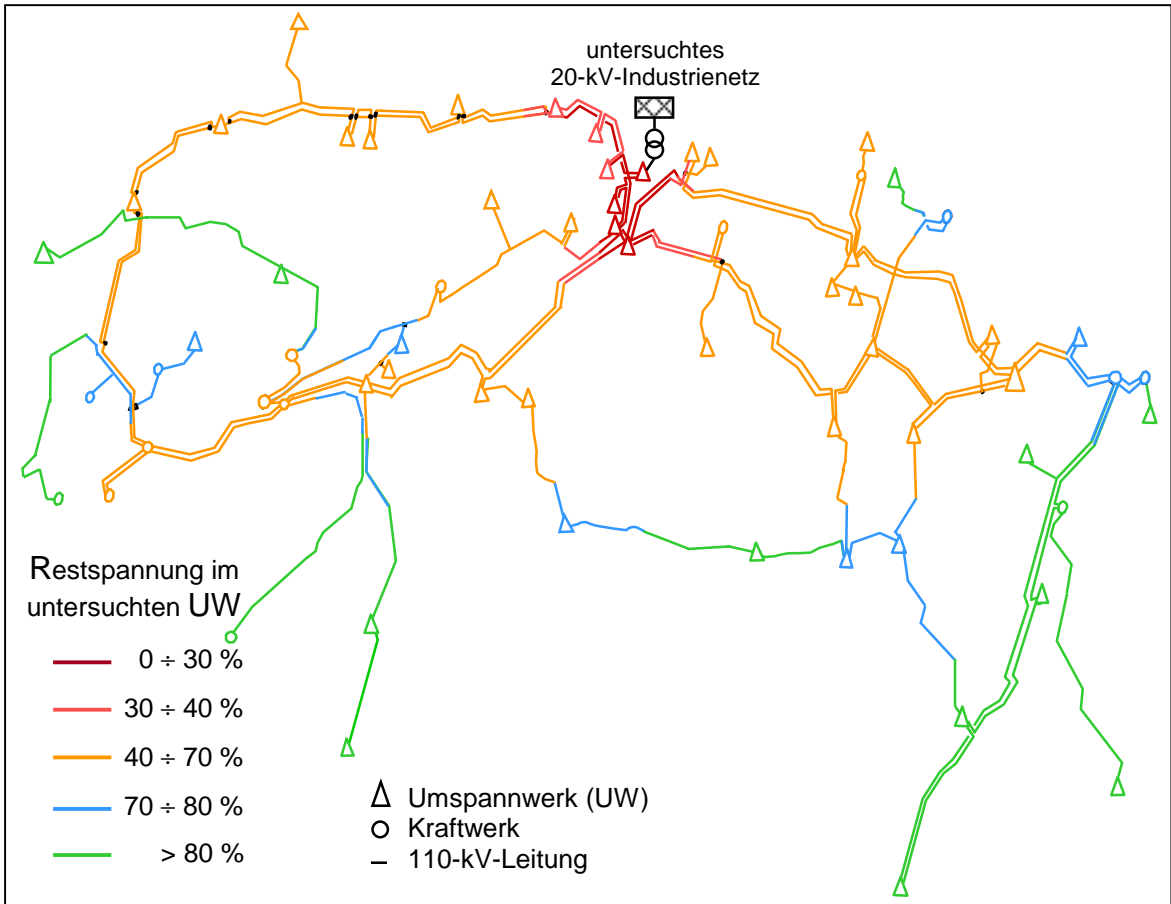


Abbildung 8-18: 110-kV-Netz – Zusammenhang zwischen Fehlerentfernung und Restspannung im untersuchten Umspannwerk

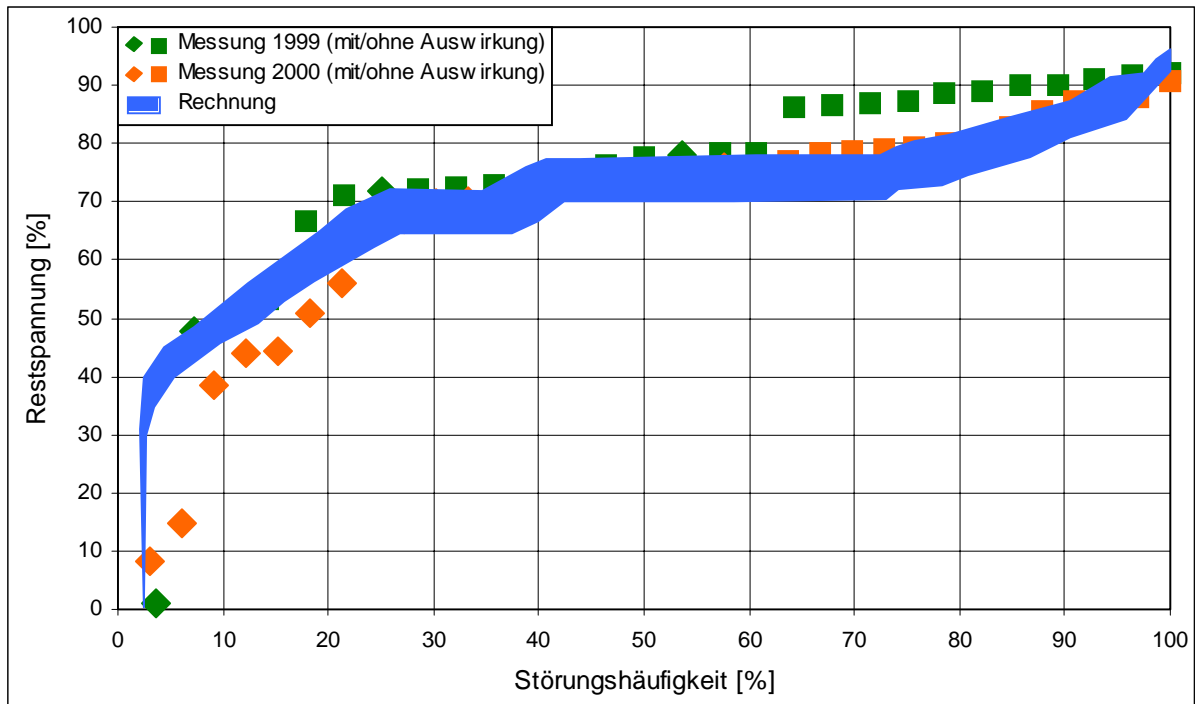


Abbildung 8-19: Vergleich der berechneten und der gemessenen Störungssummenhäufigkeit (110 kV) – 1999/2000

Mittels Häufigkeitsverteilung der Restspannungen und der, wie schon erwähnten, Störungsaufzeichnungen können Freileitungen ermittelt werden, die aufgrund von atmosphärischen Entladungen eine höhere Störungsanfälligkeit aufweisen. Bei Freileitungen, die z.B. über Bergkuppen führen, werden exponiert liegende Maste häufig von Blitzen getroffen. Rückwärtige Überschläge auf die Leiterseile sind die Folge (siehe Kapitel 7.1.2). Durch den Einbau von Überspannungsableitern bei den betroffenen Masten können rückwärtige Überschläge vermieden werden [30].

Die Einschlagswahrscheinlichkeit ins 110-kV-Freileitungsnetz kann bei Kenntnis der Blitzdichte für ein begrenztes Gebiet errechnet werden. Mittels der Gleichung (8-3) kann die Einschlagswahrscheinlichkeit in ein dort befindliches Freileitungssystem (1 Erdseil) abgeschätzt werden [38].

$$n = n_0 \cdot (b + 28 \cdot h^{0,6}) \cdot 0,1 \quad (8-3)$$

n	Einschläge in Freileitung pro 100 km und Jahr
n_0	Blitzdichte in diesem Gebiet in Einschläge pro km ² und Jahr
b	Abstand der äußeren Leiterseile in m
h	durchschnittliche Masthöhe in m

Für einen Tonnenmast mit einer Masthöhe von 30 m und einem äußeren Leiterseilabstand von 9 m ergibt sich somit bei einer angenommenen Blitzdichte von 2 pro km² und Jahr eine Einschlaganzahl in die Freileitung von 44,89 pro 100 km und Jahr [27].

Die Einschläge in die Freileitung können ein- und mehrpolige Fehler verursachen. Durch Berechnungen, in Verbindung mit den geographischen Leitungsführungen, können anhand von Abbildung 8-18 Ausfallwahrscheinlichkeitsberechnungen für einen Industriebetrieb durchgeführt werden.

9. Abhilfemaßnahmen gegen Spannungseinbrüche und kurze Spannungsunterbrechungen im untersuchten Industriebetrieb

Es stehen prinzipiell mehrere Möglichkeiten (siehe Kapitel 7) als Gegenmaßnahme für Spannungseinbrüche und Spannungsunterbrechungen zur Verfügung. Im untersuchten Industriebetrieb soll eine Leistung von 20 MVA, mit einem $\cos \varphi$ von größer 0,95, durch einen DVR (Dynamic Voltage Restorer) an der 20-kV-Sammeschiene sichergestellt werden. Neben der Vielzahl an Anbietern von solchen DVR-Anlagen unterscheidet man für die benötigte Leistung folgende Technologien:

- Kapazitätsspeicher
- Supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES)
- Schwungradspeicher

Ein **Kapazitätsspeicher** arbeitet über den in Superkondensatoren (UltraCaps) gespeicherten Energieinhalt. In diesen UltraCaps kann eine extrem hohe Energiedichte erreicht werden und somit als DVR in Einsatz gebracht werden. Die Höhe der Spannungshübe hängt vom gespeicherten Energieinhalt ab. In einer realisierten Anlage für eine Mikroprozessorfabrik, welche in der Größenordnung von zwei mal 22,5 MVA ausgelegt wurde, gibt es schon Erfahrungswerte. Als Spannungshub für dreipolige Spannungseinbrüche wurde 35 % über eine Dauer von 500 ms als zweckmäßig erachtet, wobei es auch Anlagen gibt, die Spannungsunterbrechungen für eine Dauer von 500 ms ausgleichen. Der gespeicherte Energieinhalt beträgt 3 MJ bzw. 3 MWs. Die nötige Temperaturregelung des Speichers erfolgt über Wasserkühlung. Die Anbindung des Speichers erfolgt über einen selbstgeführten Wechselrichter und einen im Versorgungsnetz befindlichen Serientransformator. Der Wirkungsgrad einer solchen DVR-Anlage wird mit 99 % angegeben [35].

Eine weitere Möglichkeit für einen DVR ist der sogenannte **SMES**, welcher die Energie in einer supraleitenden magnetischen Spule speichert. Induktivität und Betriebsstrom jedes Magneten sind für eine Speicherung einer Energie von ca. 2,7 MJ bzw. 2,7 MWs ausgelegt, wenn der Magnet in ein Heliumbad (4,2 K) getaucht wird. Die Leistung von 20 MVA kann über ein SMES-System mit 2 PQ IVR™ (Power Quality Industrial Voltage Restorer) mit der Inverterleistung von 7,8 Mvar versorgt werden, welches eine Überbrückungszeit für Spannungseinbrüche bei maximaler Inverterleistung für 1 Sekunde und bei Nominalleistung von größer 1 Sekunde ermöglicht. Der maximale Spannungshub wird mit 55 % bei einer Inverterleistung von 19,5 Mvar (2,5-fache Nennleistung) mit einem $\cos \varphi$ von 0,95 und der dauernde Spannungshub mit 22 % angegeben. Der Eigenbedarf des Gesamtsystems beläuft sich im Leerlauf auf etwa 130 kW je System. Der Container eines SMES-Systems hat die Abmaße von etwa 16,2 m x 2,6 m x 4,1 m (L x B x H) [34].

Der **Schwungradspeicher** arbeitet auf dem Prinzip der kinetischen Energiespeicherung. Der Energieinhalt einer solchen Einheit beträgt bis zu 16,5 MJ bzw. 16,5 MWs und ermöglicht einen Parallelbetrieb mehrerer Einheiten. Durch eine Auslegung der Koppeldrossel auf ein netzseitiges u_k (relative Kurzschlussspannung) von ca. 50 % kann fast die gesamt benötigte Blindleistung von der Synchronmotor/-generator-Kombination geliefert werden. Damit wird die Ausgangsspannung bei Netzspannungsschwankungen von + 15 % / - 20 % statisch im Bereich von ± 1 % konstant gehalten. Spannungseinbrüche von - 30 % werden für 10 Minuten ausgeglichen. Spannungseinbrüche von - 50 % für 30 Sekunden, dabei bleibt die Verbraucherspannung im Toleranzbereich von ± 4 %. Bei einem kompletten Netzausfall beträgt die Überbrückungszeit 12 Sekunden. Der Betriebsdrehzahlbereich liegt zwischen 1 800 und 3 600 U/min. Eine solche DVR-Anlage, mit der Leistung von 20 MVA und einem $\cos \varphi$ von 0,8, besteht aus 4 Systemen mit je 3 Einzelmaschinen, wobei eine Einzelmaschine eine Ausgangsleistung von 1.670 kVA aufweist. Der Platzbedarf einer Einzelmaschine in Containerlösung beträgt etwa 5,9 m x 3,4 m x 4,6 m (L x B x H) und eines Systems, bestehend aus 3 Einzelmaschinen und einem Schalter- bzw. Transformatorblock, beträgt etwa 29,7 m x 3,4 m x 4,6 m (L x B x H). Es ist ein Wirkungsgrad der Gesamtanlage von bis zu 96 % möglich. Der MTBF-Wert (Mean Time Between Failures – mittlerer Ausfallabstand, gibt den Mittelwert der ausfallsfreien Arbeitszeit einer Anlage an) wird für die Synchronmotor/-generator-Kombination mit 1,380.000 h angegeben [33].

Typische Arbeitsbereiche von dynamischen Spannungsstabilisatoren (DVR) für eine Leistung von 20 MVA sind in Abbildung 9-1 ersichtlich. Als Beispiele für DVRs sind Einrichtungen mit Kapazitätsspeicher, supraleitendem magnetischem Energiespeicher und Schwungradspeicher angeführt. Die typischen Arbeitsbereiche der Energiespeicher, die sich in Abbildung 9-1 überlappen, sind von der Art der Energiespeicherung und vom Zeitbereich der Entladung bzw. der Spannungsstützung abhängig. Anhand des gewünschten Arbeitsbereiches kann eine Auswahl von dynamischen Spannungsstabilisatoren durchgeführt werden.

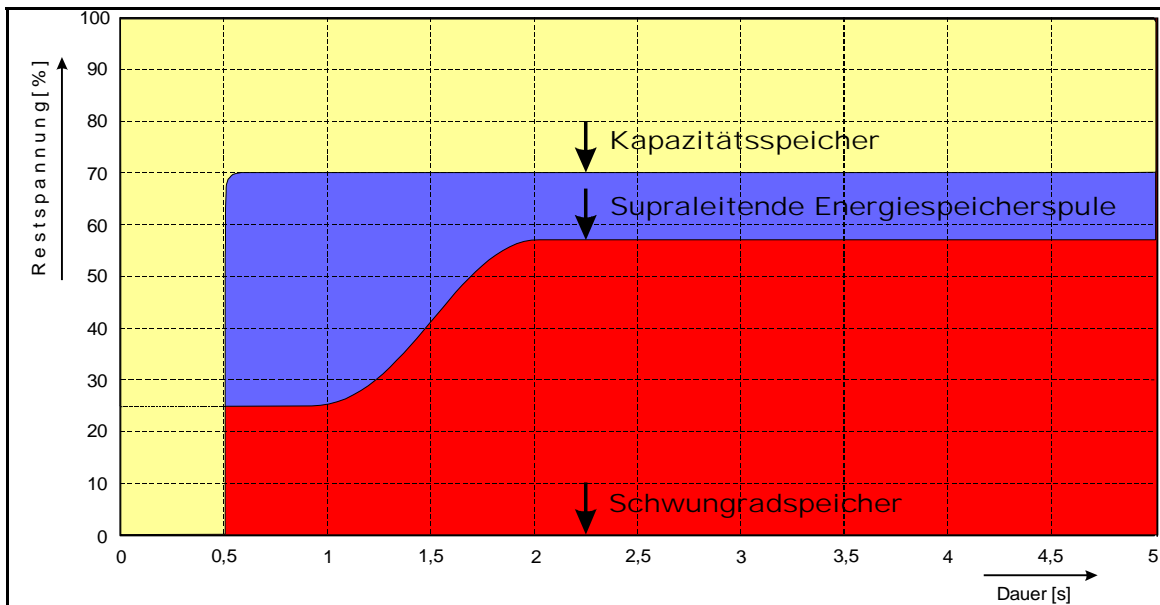


Abbildung 9-1: Typische Arbeitsbereiche von dynamischen Spannungsstabilisatoren (DVR) für eine Leistung von 20 MVA

Bei der Planung einer DVR-Anlage sollte das Schutzkonzept bzw. das Verhalten der DVR-Anlage bei Fehlerfällen im angeschlossenen Netz diskutiert werden.

10. Kostenanalyse

Die Kostenanalyse soll die möglichen Spannungsstabilisatoren für den untersuchten Industriebetrieb aus wirtschaftlicher Sicht bewerten. Die technische Bewertung bleibt bei der Kostenanalyse unberücksichtigt, es fließen lediglich die unterschiedlichen Anlagen- und Betriebskosten der Spannungsstabilisatoren sowie die Ausfallkosten pro Ausfall in die Kostenanalyse ein.

10.1. Betriebswirtschaftliche Begriffe

10.1.1. Abschreibung

Abnutzbare Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens verlieren durch den Einsatz im betrieblichen Leistungsprozess Wert. Diese Wertminderung wird im Rechnungswesen durch die „Abschreibung“ berücksichtigt. Eine Art ist die lineare Abschreibung. Bei diesem System geht man von der Überlegung aus, dass das Anlagegut während der ganzen Nutzungsdauer im Betrieb verwendet wird und daher der Anschaffungswert bzw. die Abschreibungsbasis auch auf die gesamte Nutzungsdauer gleichmäßig verteilt werden soll. Die Nutzungsdauer ist über die Anzahl der Jahre, in denen ein Wirtschaftsgut voraussichtlich genutzt werden kann, definiert. Für die Berechnungen wird mit einer Nutzungsdauer von 5 Jahren gerechnet, wobei die Einsatzdauer von dynamischen Spannungsstabilisatoren (DVR) bei weit über 10 Jahren liegt. Die Abschreibungsbasis ist der Wert, von dem die jährliche Abschreibung errechnet wird. In der Regel ist dies der Anschaffungs-(Herstellungs-)Wert. Der Abschreibungsbetrag, laut Gleichung (10-1), ist die in Euro ausgedrückte jährliche Abschreibung (a = lat. anno = Jahr), im angewandten Fall ohne Herstellungskosten.

$$\text{Abschreibungsbetrag [€/a]} = \frac{\text{Anschaffungswert [€]}}{\text{Nutzungsdauer [a]}} \quad (10-1)$$

10.1.2. Investitionsrechnung

Für den Wirtschaftlichkeitsnachweis bzw. die Durchführung der Investitionsrechnung stehen eine Reihe von Methoden der Investitionsrechnung zur Verfügung. Die Aufgabe der Investitionsrechnungen ist es, die vielen Merkmale, in denen sich Investitionsalternativen unterscheiden mögen, jeweils zu einem einzigen Merkmal (zu einer vergleichbaren Kennzahl) zu verarbeiten (reduzieren), wobei diese Kennzahlen geeignet sein sollen, eine sinnvolle Aussage über den Zielerreichungsbeitrag (Beitrag zur Endwertmaximierung) der diversen Investitionsobjekte zu liefern. Das Ergebnis sind unterschiedliche Entscheidungskriterien mit unterschiedlichen Interpretationsinhalt [39].

Bei den Methoden der Investitionsrechnung unterscheidet man zwischen der Methoden bei sicherer und unsicherer Erwartung. Die Methoden der sicheren Erwartung bildet den Schwerpunkt der Investitionsrechnung, die sich in die statischen und dynamischen Methoden unterteilen. Es wird unterstellt, dass die der Rechnung zugrundgelegten Daten tatsächlich (sicher) eintreffen werden.

Die *dynamischen Methoden* gehen im besonderen von der Zahlungsstromdarstellung aus und berücksichtigen die Verzinsung des Kapitaleinsatzes durch eine finanzmathematische Rechnungsweise. Zu den dynamischen Methoden zählen die Barwert- und die Endwertmethode sowie die dynamische Amortisationszeit.

Die *statischen Methoden* ermitteln vor allem für ein Investitionsprojekt die wirtschaftlichen Größen Kosten, Gewinn, Amortisation und Rentabilität. Die statische Investitionsrechnung geht von den Überlegungen der Kosten- und Erfolgsrechnung aus, ihre Methoden werden deshalb auch als „klassischen Verfahren der Investitionsrechnung“ bezeichnet. Das Wesen der statischen Investitionsrechnung besteht darin, die wirtschaftlichen Kriterien, die für die gesamte Nutzungsdauer Geltung haben, auf ein Nutzungsjahr zu beziehen (z.B. kalkulatorische Abschreibung), um daraus Kosten, Gewinn, Amortisation und Rentabilität eines Projektes zu berechnen [39]. Die statischen Investitionsrechnung dient als Grundlage für die weiteren Investitionsrechnungen in dieser Diplomarbeit.

10.1.2.1. Kostenvergleichsrechnung

Die Kosten zweier oder mehrerer Investitionen (Anlagen) werden bei der Kostenvergleichsrechnung einander gegenübergestellt.

Beim Betriebskostenvergleich sind die anfallenden Betriebs- und Wartungskosten zweier Anlagen zu vergleichen. Die Betriebskosten sind bei Spannungstabilisatoren über den Wirkungsgrad bzw. den Standby-Verbrauch zu ermitteln. Die nachfolgenden Berechnungen beziehen sich auf den Einsatz von 8760 Stunden pro Jahr und einem angenommenen Strompreis von 0,0363 €/kWh.

Die Gesamtkosten bezogen auf das Jahr, nach Gleichung (10-2), (Gesamtkostenvergleich) umfassen neben den Wartungs- und Betriebskosten den Abschreibungsbetrag laut Gleichung (10-1).

$$\begin{aligned} \text{Gesamtjahreskosten [€/a]} &= \\ &= \text{Abschreibungsbetrag [€/a]} + \text{Wartungskosten [€/a]} + \text{Betriebskosten [€/a]} \end{aligned} \quad (10-2)$$

10.1.2.2. Gewinnvergleichsrechnung

Bei der Gewinnvergleichsrechnung stehen die Kosten den zu erwartenden Erlösen gegenüber. Im angewandten Fall sind die Gesamtjahreskosten der Kostenersparnis, je nach Anlage, zu vergleichen.

10.1.2.3. Amortisationsrechnung

Die *statische Amortisationsrechnung* erfolgt über die Amortisationszeit nach Gleichung (10-3), welche die Zeitspanne bestimmt, die erforderlich ist, um aus Kostenersparung die Mehrinvestition abzudecken.

$$\text{Amortisationszeit [a]} = \frac{\text{Investitionskosten [€]}}{\text{Kostenersparnis pro Jahr [€/a]}} \quad (10-3)$$

10.1.2.4. Rentabilität

Die Rentabilität ist gemäß Gleichung (10-4) der Quotient aus dem Erfolg, der bei einer bestimmten Tätigkeit bzw. durch eine Anlage erzielt wird, und einer zu wählenden Bezugsgröße. Es wird die durchschnittlich erzielbare Kosteneinsparung zu den benötigten Investitionen ins Verhältnis gesetzt und daraus die durchschnittliche Rentabilität des eingesetzten Kapitals ermittelt. Die Rentabilität ist der prozentuelle Kehrwert der Amortisationszeit und zeigt die jährliche Kostenersparnis des Investitionswertes in Prozent.

$$\text{Rentabilität [\%/a]} = \frac{\text{Kostenersparnis pro Jahr [€/a]}}{\text{Investitionskosten bzw. Anschaffungswert [€]}} \cdot 100\% \quad (10-4)$$

10.2. Betriebswirtschaftliche Beispielsberechnungen für Abhilfemaßnahmen

Die Berechnungen (Kapitel 10.2.1 und 10.2.2) beziehen sich auf im Rahmen dieser Arbeit angesetzte Werte für einen supraleitenden magnetischen Energiespeicher (SMES) und für einen Schwungradspeicher. Die Industrieanschlussleistung, die spannungsgestützt werden soll, wurde mit 20 MVA angenommen. Der $\cos \varphi$ der SMES-Anlage liegt bei 0,95, beim Schwungradspeicher bei 0,8. Die DVR-Lösungen wurden ohne Herstellungskosten verglichen. In allen diesen Berechnungen ist der Kostenfaktor für den Platzbedarf (Grundstückspreis) einer solchen Anlage nicht berücksichtigt. Der Strompreis für den Eigenbedarf der Anlagen wurde mit 0,0363 €/kWh und die Ausfallkosten pro Ausfall fiktiv mit 250.000 € bzw. 500.000 € angenommen. Die Anzahl der Produktionsausfälle variiert in den Berechnungen zwischen 9, 10 und 12 pro Jahr. Als Grundlage für die nachfolgenden betriebswirtschaftlichen Berechnungen wurden die statischen Methoden der Investitionsrechnung nach den Gleichungen (10-1) bis (10-4) herangezogen.

10.2.1. Berechnungen für eine supraleitende Spule als Energiespeicher

Der Anschaffungswert für einen SMES wurde mit 5,08 Mio. € angesetzt. Die budgetäre Nutzungsdauer sei mit 5 Jahren angenommen. So ergibt sich ein errechneter jährlicher Abschreibungsbetrag von 1,016 Mio. €/a.

$$\text{Abschreibungsbetrag [€/a]} = \frac{\text{Anschaffungswert [€]}}{\text{Nutzungsdauer [a]}} = \frac{5.080.000 \text{ €}}{5 \text{ a}} = \mathbf{1.016.000 \text{ €/a}}$$

Die jährlichen Wartungskosten sind mit **35.000 €/a** angenommen.

Die jährlichen Betriebskosten sind über die nachfolgenden Parameter definiert und ergeben laut Berechnung etwa 82.000 €/a.

Eigenverbrauch:	260 kW
jährliche Betriebsdauer:	8760 h/a
Strompreis (Annahme):	0,0363 €/kWh

$$\begin{aligned} \text{jährliche Betriebskosten [€/a]} &= \\ &= \text{Anschlußleistung [kW]} \cdot \text{jährliche Betriebsdauer [h/a]} \cdot \text{Strompreis [€/kWh]} = \\ &= 260 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h/a} \cdot 0,0363 \text{ €/kWh} \approx \mathbf{82.000 \text{ €/a}} \end{aligned}$$

Die jährlichen Wartungs- und Betriebskosten belaufen sich somit auf **117.000 €/a**.

Die Summe der bisher berechneten jährlichen Kosten ergeben die Gesamtjahreskosten einer DVR-Anlage, die sich mit 1,383 Mio. €/a manifestieren. Beim Berechnungsbeispiel für den SMES ist ein Produktionsausfall pro Jahr inkludiert (siehe Kapitel 9), der nicht abgefangen werden kann und sich mit Ausfallkosten von z.B. 250.000 €/a zu Buche schlägt.

$$\begin{aligned} \text{Gesamtjahreskosten [€/a]} &= \\ &= \text{Abschreibungsbetrag [€/a]} + \text{Wartungskosten u. Betriebskosten [€/a]} + \text{1 Ausfall [€/a]} = \\ &= 1.016.000 \text{ €/a} + 117.000 \text{ €/a} + 250.000 \text{ €/a} = \mathbf{1.383.000 \text{ €/a}} \end{aligned}$$

Die Produktionsausfallkosten mit allen Folgekosten werden für den Industriebetrieb mit z.B. 250.000 € pro Ausfall und einer Anzahl der Ausfälle mit z.B. 12 pro Jahr angenommen. Die Ausfallkosten pro Jahr ermitteln sich folgend:

$$\begin{aligned} \text{Ausfallskosten pro Jahr [€/a]} &= \\ &= \text{Ausfallskosten pro Ausfall [€]} \cdot \text{Anzahl der Ausfälle [1/a]} = \\ &= 250.000 \text{ €} \cdot 12 \text{ 1/a} = \mathbf{3.000.000 \text{ €/a}} \end{aligned}$$

Die Kostensparnis pro Jahr für einen Industriebetrieb, der über einen dynamischen Spannungsstabilisator (DVR) verfügt, ist die Differenz zwischen Ausfallkosten pro Jahr und Gesamtjahreskosten der DVR-Anlage. Für das angewandte Zahlenbeispiel beläuft sich die Kostensparnis pro Jahr auf:

$$\begin{aligned} \text{Kostensparnis pro Jahr [€/a]} &= \\ &= \text{Ausfallkosten pro Jahr [€/a]} - \text{Gesamtjahreskosten [€/a]} = \\ &= 3.000.000 \text{ €/a} - 1.383.000 \text{ €/a} = \mathbf{1.617.000 \text{ €/a}} \end{aligned}$$

Die Amortisationszeit in Jahren soll als wichtiger Entscheidungsparameter für die Wirtschaftlichkeit der Investition in eine solche DVR-Anlage dienen. Sie ist in erster Linie vom Investitionswert und indirekt von den Ausfallkosten pro Jahr abhängig. Denn je mehr Ausfälle mit gleich hohen Ausfallkosten pro Jahr auftreten, desto kürzer ist die Amortisationszeit.

$$\text{Amortisationszeit [a]} = \frac{\text{Investitionskosten [€]}}{\text{Kostensparnis pro Jahr [€/a]}} = \frac{5.080.000 \text{ €}}{1.617.000 \text{ €/a}} = \mathbf{3,14 \text{ a}}$$

Die jährliche Kostensparnis des Investitionswertes in Prozent beträgt 31,8 %/a (= Rentabilität).

$$\begin{aligned} \text{Rentabilität [%/a]} &= \frac{\text{Kostensparnis pro Jahr [€/a]}}{\text{Investitionskosten bzw. Anschaffungswert [€]}} \cdot 100\% = \\ &= \frac{1.617.000 \text{ €/a}}{5.080.000 \text{ €}} \cdot 100\% = \mathbf{31,8 \text{ \%/a}} \end{aligned}$$

Nutzungsdauer	Anschaffungswert	Wartungs- und Betriebskosten pro Jahr	Gesamtjahreskosten	Ausfallkosten pro Ausfall	Ausfälle pro Jahr	Ausfallkosten pro Jahr	Kostenersparnis pro Jahr	Amortisationszeit	Rentabilität
[a]	[Mio. €]	[Mio. €/a]	[Mio. €/a]	[Mio. €]	[1/a]	[Mio. €/a]	[Mio. €/a]	[a]	[%/a]
5	5,080	0,117	1,383	0,25	9	2,25	0,867	5,86	17,0
5	5,080	0,117	1,383	0,25	10	2,5	1,117	4,55	22,
5	5,080	0,117	1,383	0,25	12	3	1,617	3,14	31,9
5	5,080	0,117	1,633	0,5	9	4,5	2,867	1,77	56,4
5	5,080	0,117	1,633	0,5	10	5	3,367	1,51	66,3
5	5,080	0,117	1,633	0,5	12	6	4,367	1,16	86,0

Tabelle 10-1: Kostenanalyse – Amortisationszeiten für einen supraleitenden magnetischen Energiespeicher – unter Berücksichtigung der jährlichen Wartungs- und Betriebskosten, unterschiedlicher Ausfallkosten und Anzahl der Ausfälle

10.2.2. Berechnungen für einen Schwungradspeicher

Berechnungsgrundlage für einen Schwungradspeicher:

Anschaffungswert: 6,135 Mio. € (angesetzt)

Wartungskosten: 0,04 Mio. €/a (angenommen)

Eigenverbrauch: 800 kW (jährliche Betriebskosten ca. 0,254 Mio. €/a)

Keine Produktionsausfälle

Gesamtjahreskosten 1,521 Mio. €/a

$$\text{Abschreibungsbetrag [€/a]} = \frac{\text{Anschaffungswert [€]}}{\text{Nutzungsdauer [a]}} = \frac{6,135.000 \text{ €}}{5 \text{ a}} = \mathbf{1,227.000 \text{ €/a}}$$

Die jährlichen Wartungskosten sind mit **40.000 €/a** angenommen.

jährliche Betriebskosten [€/a] =

$$= \text{Anschlußleistung [kW]} \cdot \text{jährliche Betriebsdauer [h/a]} \cdot \text{Strompreis [€/kWh]} = \\ = 800 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h/a} \cdot 0,0363 \text{ €/kWh} \approx \mathbf{254.000 \text{ €/a}}$$

Wartungs- und Betriebskosten pro Jahr [€/a] = **294.000 €/a**

Gesamtjahreskosten [€/a] =
 = Abschreibungsbetrag [€/a] + Wartungskosten und Betriebskosten [€/a] =
 = 1,227.000 €/a + 294.000 €/a = **1,521.000 €/a**

Ausfallkosten pro Jahr [€/a] =
 = Ausfallkosten pro Ausfall [€] · Anzahl der Ausfälle [1/a] =
 = 250.000 € · 12 1/a = **3,000.000 €/a**

Kostenersparnis pro Jahr [€/a] =
 = Ausfallkosten pro Jahr [€/a] - Gesamtjahreskosten [€/a] =
 = 3,000.000 €/a - 1,521.000 €/a = **1,479.000 €/a**

Amortisationszeit [a] = $\frac{\text{Investitionskosten [€]}}{\text{Kostenersparnis pro Jahr [€/a]}} = \frac{6,135.000 \text{ €}}{1,479.000 \text{ €/a}} = \mathbf{4,15 \text{ a}}$

Rentabilität [%/a] = $\frac{\text{Kostenersparnis pro Jahr [€/a]}}{\text{Investitionskosten bzw. Anschaffungswert [€]}} \cdot 100\% =$
 $= \frac{1,479.000 \text{ €/a}}{6,135.000 \text{ €}} \cdot 100\% = \mathbf{24,1\%/a}$

Nutzungsdauer	Anschaffungswert	Wartungs- und Betriebskosten pro Jahr	Gesamtjahreskosten	Ausfallkosten pro Ausfall	Ausfälle pro Jahr	Ausfallkosten pro Jahr	Kostenersparnis pro Jahr	Amortisationszeit	Rentabilität
[a]	[Mio. €]	[Mio. €/a]	[Mio. €/a]	[Mio. €]	[1/a]	[Mio. €/a]	[Mio. €/a]	[a]	[%/a]
5	6,135	0,294	1,521	0,25	9	2,25	0,729	8,42	11,9
5	6,135	0,294	1,521	0,25	10	2,5	0,979	6,27	16,0
5	6,135	0,294	1,521	0,25	12	3	1,479	4,15	24,1
5	6,135	0,294	1,521	0,5	9	4,5	2,979	2,06	48,6
5	6,135	0,294	1,521	0,5	10	5	3,479	1,76	56,7
5	6,135	0,294	1,521	0,5	12	6	4,479	1,37	73,0

Tabelle 10-2: Kostenanalyse – Amortisationszeiten für einen Schwungradspeicher – unter Berücksichtigung der jährlichen Wartungs- und Betriebskosten, unterschiedlicher Ausfallkosten und Anzahl der Ausfälle

10.2.3. Ergebnisgegenüberstellung

Für geringe jährliche Ausfallkosten ist laut der betriebswirtschaftlichen Kostenanalyse einer DVR-Anlage (Kapitel 10.2.1 und 10.2.2) ein SMES kostengünstiger als ein Schwungradspeicher (siehe Tabelle 10-3), wobei mit der Höhe der jährlichen Ausfallkosten die Amortisationszeit des Schwungradspeichers sich der des SMES annähert. Aus diesen Überlegungen ist eine spezifische Kostenanalyse immer von Bedeutung.

Tabelle 10-3 stellt die angenommenen Berechnungen laut Kapitel 10.2.1 und 10.2.2 entsprechend der jährlichen Kosten (Gesamtjahreskosten) gegenüber. Nimmt man Ausfallkosten von 250.000 € pro Ausfall und 12 Ausfälle pro Jahr an, so belaufen sich die Ausfallkosten pro Jahr auf 3,000.000 €/a. Diese Summe spiegelt die jährlichen Kosten wieder, die anfallen, wenn keine Gegenmaßnahme für Spannungseinbrüche und die daraus resultierenden Produktionsausfallkosten getroffen werden.

	keine Gegenmaßnahme	Supraleitender magnetischer Energiespeicher (Anlagenkosten 5,08 Mio. €)	Schwungradspeicher (Anlagenkosten 6,135 Mio. €)
<i>verbleibende Ausfälle pro Jahr (12 Ausfälle)</i>	12	1	0
<i>jährliche Ausfallkosten (Ausfallkosten pro Ausfall: 250.000 €)</i>	3,000.000 €/a	250.000 €/a	0 €/a
<i>Anlagenkosten pro Jahr (Abschreibungsdauer 5 Jahre)</i>	0 €/a	1,016.000 €/a	1,227.000 €/a
<i>jährliche Wartungs- und Betriebskosten</i>	0 €/a	117.000 €/a	294.000 €/a
jährliche Kosten	3,000.000 €/a	1,383.000 €/a	1,521.000 €/a

Tabelle 10-3: Kostengegenüberstellung der jährlichen Kosten für Produktionsausfälle, einen supraleitenden magnetischen Energiespeicher und einen Schwungradspeicher – unter Berücksichtigung der jährlichen Wartungs- und Betriebskosten, Abschreibungsdauer von 5 Jahren, Ausfallkosten von 250.000 € pro Ausfall und 12 Ausfällen pro Jahr

11. Zusammenfassung

Ein Industriebetrieb mit einer Anschlussleistung von 20 MVA, $\cos \varphi = 0,95$, der über ein 110-kV-Freileitungsnetz versorgt wird, wurde bezüglich Spannungseinbrüche, verursacht im 110-kV-Netz und in den übergeordneten Netzen sowie durch rückwirkende Störungen aus den Mittelspannungsnetzen, untersucht. Der Beobachtungszeitraum erstreckte sich vom 1.1.1999 bis einschließlich 30.09.2000 und umfasst somit zwei „Gewittersaisonen“.

Es konnte festgestellt werden, dass einpolige Fehler im 110-kV-Netz sich auf die Versorgung des Industriebetriebes nicht auswirken, jedoch zwei- und dreipolige Fehler entsprechende Spannungseinbrüche auf der 20-kV-Ebene und der 0,4-kV-Ebene bewirken. Weiters wurde gezeigt, dass sich zweipolige Fehler mit und ohne Erdberührung gleich über die Transformatoren übertragen, jedoch die Spannungszeiger von der Schaltgruppe der Transformatoren abhängen. Der Zusammenhang zwischen Phasenspannungen und verketteten Spannungen bei der Übertragung von Transformatoren und bei der Auswirkung auf angeschlossene Geräte wurde dargestellt. Somit wurde gezeigt, dass bei zweipoligen Fehlern die verkettete Spannung gegenüber den Phasenspannungen kleiner ist und bei Untersuchungen der Spannungseinbrüche immer die verketteten Spannungen und die Phasenspannungen gemessen werden sollten.

Mittels Störschreiber konnten im Beobachtungszeitraum (21 Monate) insgesamt 61 Spannungseinsenkungen infolge von Fehlern im 110-kV-Netz aufgezeichnet und bewertet werden. Diese Störungen verursachten 18 Produktionsausfälle im untersuchten Industriebetrieb.

Die Auswertung der Störungsaufzeichnungen zeigte, dass in den Sommermonaten eine Häufung der Störungen im 110-kV-Netz auftritt. Dies lässt sich durch die erhöhte Gewittertätigkeit erklären. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf den Industriebetrieb sind ebenfalls auf diese Monate konzentriert.

Die Störungsdauer im 110-kV-Netz teilen sich entsprechend der Funktion der Schutzrichtungen auf zwei Zeitbänder (ca. 80 ms bis 250 ms bzw. 350 ms bis 800 ms) etwa im Verhältnis 2:1 auf.

Sinkt bei Spannungseinbrüchen im 110-kV-Netz die Restspannung unter 70 %, kommt es praktisch immer zu einem Produktionsausfall. Bei Spannungseinbrüchen unter 80 % muss mit Produktionsausfällen gerechnet werden. Zwischen der Störungsdauer im 110-kV-Netz und der Auswirkung auf den Industriebetrieb besteht ein begrenzter Zusammenhang, denn ab einer Störungsdauer von größer 500 ms und einer Restspannung von kleiner 80 % kommt es zu Produktionsausfällen, unter 500 ms kommt es ab einer Restspannung von kleiner 70 % zu Produktionsausfällen.

Mittels der Störschreiberdaten und den Ausfallskomponenten wurden Überprüfungen der geforderten Bestimmungen für die Versorgungsspannung, EN 50160 [1], und dem Ausfallsgeschehen von elektronischen Geräten, ITI-Kurve [13] und SEMI F47-0200 [14], angestellt und durch die Auswertungen abgesichert. Deshalb sollen neu anzuschaffende Geräte diesen Normen, im speziellen der SEMI F47-0200, entsprechen.

Der prozentuelle Anteil der Spannungseinbrüche im 110-kV-Netz, die eine Restspannung von kleiner 80 % bewirkten, lag im Beobachtungszeitraum bei 70 %, jedoch führte nicht jeder dieser Spannungseinbrüche zu einer direkten Auswirkung auf den Industriebetrieb. 29 % der erfassten Spannungseinbrüche hatten eine Auswirkungen auf den Industriebetrieb zur Folge, wobei 6 % aller Spannungseinbrüche eine Restspannung von kleiner 40 % in der 110-kV-Ebene aufwiesen.

Als Abhilfemaßnahmen gegen Spannungseinbrüche und Spannungsunterbrechungen wurden Maßnahmen im 110-kV-Netz, 20-kV-Netz und 0,4-kV-Netz aufgezeigt. Die Schutztechnik von Hoch- und Mittelspannungsnetzen wurde beschrieben. Es wurde auch gezeigt, dass eine Netzteilung des 110-kV-Netzes auf Kosten der Redundanz, Freizügigkeit sowohl beim Umschalten von Leitungsabschnitten als auch beim Kraftwerkseinsatz erfolgt. Eine Umschaltung von Verbrauchern auf eine andere Sammelschiene, die vom selben übergeordneten Netz versorgt wird, ist nicht zielführend.

Ein Überspannungsschutz gegen rückwärtige Überschläge im 110-kV-Netz kann, nach Möglichkeit seiner Ausführung, Freileitungsabschnitte mit erhöhter Blitzeinschlagswahrscheinlichkeit schützen und somit Spannungseinbrüche durch sekundäre Kurzschlüsse verhindern.

Eine spannungsstützende Maßnahme (DVR – Dynamic Voltage Restorer) auf der 20-kV-Ebene für den gesamten Industriebetrieb muss folgenden Anforderungen genügen:

- Leistungsbereitstellung von 20 MVA
- Spannungsüberbrückungszeit größer 800 ms (z.B. 1.000 ms)
- Bewältigung aller Spannungseinbrüche mit einer Restspannung größer 40 %
- Spannungshub der effektiven Restspannung auf Werte von über 80 %

Beim Vergleich der einzelnen dynamischen Spannungsstabilisatoren (DVR) darf der Standby-Verbrauch für die bereitgestellte Leistung nicht unberücksichtigt bleiben, denn er stellt einen wichtigen betriebswirtschaftlichen Kostenfaktor dar.

Spannungsstützende Maßnahmen auf der 0,4-kV-Ebene sind mittels unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV) für einzelne elektronische Geräte und einem „sicheren Netz“, welches spannungsgestützt Verbraucheranlagen versorgt, möglich.

Neben der Erfassung von Spannungsabweichungen kommt es auch auf die Erfassung der Ausfallskomponenten und der damit verbundenen Produktionsbeeinflussungen an. Durch eine wirtschaftlich bewertete Ausfalldokumentation wurde die Basis für die betriebswirtschaftliche Prüfung gelegt. Über die Kostenanalyse der entstehenden Kosten (Anschaffungs-, Ausfalls-, Wartungs- und Betriebskosten) wurde eine Bewertung der jährlichen Kosten einer spannungsstützenden Anlage durchgeführt. Es konnte die Wirtschaftlichkeit von DVRs anhand der betriebswirtschaftlichen Bewertung unter gewissen Bedingungen gezeigt werden.

12. Literatur

- [1] EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 1994, CENELEC, Brüssel
- [2] Rohlfing, H.; Schmidt H.: Tabellenbuch Elektrotechnik Elektronik, Friedrich, Dümmler (1993)
- [3] Muckenhuber, R.: „Studienbehelf zur Vorlesung Einführung in die Elektrische Anlagentechnik“, TU-Graz, 1994
- [4] Crastan, V.: Elektrische Energieversorgung 1, Springer (2000)
- [5] VEÖ, Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs: Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Übertragungs- und Verteilernetzen gemäß EIWOG, 1. Ausgabe, 2001
- [6] BMWA: Begriffsbestimmungen für die Bundesstatistiken der Österreichischen Elektrizitätswirtschaft, 1988
- [7] VEÖ- Störungs- und Ausfalldokumentation (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs), 1995, 1996, 1997, 1998
- [8] Siemens AG: <http://www.powerquality.de>
- [9] IEC-61000-4-30, Power Quality Parameters Measurement, Normentwurf, 2000
- [10] UIE Guide to Quality of Electrical Supply for Industrial Installations, Part 2: Voltage Dips and Short Interruptions, Entwurf 1995
- [11] Renner, H.: „Spannungsqualität“, Habilitation am Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, Abteilung Elektrische Anlagen, TU-Graz, 2001
- [12] Ryan, M. R.; Osborne, M.: Power Quality: A Perspective of System Problems and Solution Considerations. University of Sunderland, UK
- [13] ITI - Information Technology Industry (CBEMA-Curve) Application Note (<http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf>)
- [14] SEMI F47-0200: Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity, SEMI 1999, 2000

-
- [15] Schwickardi, G.: Elektroenergietechnik 3, AT Verlag Aarau (1980)
- [16] Schuchter, O.: „Transmeter“, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, Abteilung Elektrische Anlagen, TU-Graz 2001
- [17] Fickert, L.: „Studienbehelf zur Vorlesung Störungen und Schutztechnik in elektrischen Netzen“, TU-Graz, 1999
- [18] Baran, E.M.; Maclaga, J.; Kelly, A.W.; Carven, K.: “Effects of Power Disturbances on Computer Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4, 1998, p. 1309-1315
- [19] Fischer, A.: „Außertrittfall und Außertrittfall-Schutz von Synchronmotoren“, etz Jg.1990, Heft 6
- [20] Schmid, R.: „Methoden zur Verhinderung von Anlagenausfällen bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen“, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen, TU-Graz, 1998
- [21] Märtel, P.; Wellßow, W.H.: „Die Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 25
- [22] Schöttler, R.; Coney, R. G.: „Betriebserfahrungen mit Micro-SMES im kommerziellen Industrieinsatz“, VDI Bericht Nr. 1404, 1998
- [23] Dummer, A.: „Auftrittswahrscheinlichkeit von Spannungseinbrüchen verschiedener Restspannung und Dauer für Kundenanlagen in Mittelspannungsnetzen“, Diplomarbeit am Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, Abteilung Elektrische Anlagen, TU-Graz 2000
- [24] EdF: “Contrat Émeraude” über die Lieferung elektrischer Energie zum grünen Tarif. Übersetzung aus dem Französischen, VDEW, 1997
- [25] Renner, H.; Fickert, L.: “Costs and Responsibility of Power Quality in the Deregulated Electricity Market”, Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, Abteilung Elektrische Anlagen, TU-Graz, 2000
- [26] Engels, K.; Montebaur, A.: „Versorgungsqualität im internationalen Vergleich“, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen, Deutschland

-
- [27] Fickert, L., Pack St., Haber A.: Technischer Bericht: „Überspannungsschutz gegen rückwärtige Überschläge bei 110-kV-Freileitungen“, Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, Abteilung Elektrische Anlagen, TU-Graz 2001
- [28] Hosemann, G.: Grundlagen der elektrischen Energietechnik, Springer (1987)
- [29] Hosemann, G.: Hütte, Elektrische Energietechnik, Band 3, Netze, Springer, Berlin, Heidelberg, New York (1988)
- [30] Hudasch, M.: „Schutz einer 110-kV-Freileitung gegen rückwärtige Überschläge“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998), Heft 20
- [31] ALDIS (Austrian Lightning Detection & Information System):
<http://www.adlis.at>
- [32] Siemens: „Statische unterbrechungsfreie Stromversorgungsanlagen“, Siemens AG, Erlangen
- [33] Piller, TESSAG : Produktbeschreibung zu dynamische unterbrechungsfreie Stromversorgungen für industrielle Anwendungen
<http://www.piller-gmbh.de>, <http://www.tessag.com>
- [34] American Superconductor: Produktbeschreibung von SMES-Anlagen
<http://www.amsuper.com>
- [35] ABB – Asea Brown Boveri: Produktbeschreibung zu DVR
<http://www.abb.com>
- [36] EN 50091-1-2:1998: Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV)
- [37] VDEW (Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke) - Störungs- und Schadenstatistik, 1991
- [38] Köck, W.: „Aspekte zum Überspannungsschutz im 110-kV-Netz“, Diplomarbeit am Institut für Hochspannungstechnik, TU-Graz, 1998
- [39] Bauer, U.: „Studienbehelf zur Vorlesung Betriebswirtschaftslehre“, TU-Graz, 2001