

Netzverlustuntersuchung im Verteilnetz einer österreichischen Stadtgemeinde

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Betreuenden:

Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert
DI Beti Trajanoska
DI Werner Brandauer

Autor:

BSc Harald Hudler

Institutsleiter:

Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 - 7551
Telefax: (+43 316) 873 - 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz - 2011



Danksagung

Mit dieser Masterarbeit geht ein langer Weg zu Ende, auf dem ich viele liebe Leute kennen und schätzen lernte.

Besonders bedanke ich mich bei meiner lieben Mama, die mich stets unterstützte und ermutigte. Ihr ist diese Arbeit auch gewidmet. Danke sage ich meiner lieben Mimi, für ihre erfahrene Ruhe.

Beim Erstellen der Masterarbeit waren mir mehrere Personen unterstützend behilflich. Ich möchte mich ganz herzlich bei Herrn DI Dr. Uwe Trattnig bedanken für die Gelegenheit, meine Masterarbeit im Rahmen einer Netzverlustanalyse des Stromnetzes der Stadtwerke X, zu realisieren. Herr DI Dr. Trattnig bot dem Institut für Elektrische Anlagen (IFEA) der TU-Graz den Zugang zum Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzverteilstromnetz für realitätsnahe Messungen. Auch ein ganz besonderer Dank gilt Herrn Stefan Keil, für seine praktische, unterstützende Hilfe bei den Messungen.

Ich bedanke mich bei den lieben Kollegen am Institut (IFEA) für die gute Aufnahme und Zusammenarbeit. Ein ganz liebes Danke geht an Frau DI Beti Trajanoska. Sie ermöglichte mir, die schnelle Einarbeitung in Neplan und stand mir mit ihrer Erfahrung, mit Tricks und Tipps stets zur Seite. Ein herzliches Danke geht an Herrn DI Werner Brandauer.

Was wäre eine Universität ohne die menschliche Seite! Bei einem Telefonat fragte mich Herr Fickert: "Wie ist das Wetter bei Ihnen?" Es regnete. "Sehen Sie, bei uns scheint die Sonne. Kommen sie nach Graz!". Für sein Angagement, die Hilfe und erfahrene Unterstützung bedanke ich mich ganz herzlich bei Herrn Univ.-Prof. DI Dr. Lothar Fickert ... ich wurde Telematiker. Mein Dank geht auch an Herrn Ao. Univ.-Prof. DI Dr. Eugen Brenner für seine Ratschläge, Tipps und Hilfen.

Graz, im Oktober 2011

Harald Hudler

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

Harald Hudler

Kurzfassung/Abstract

Kurzfassung

Titel: Netzverlustuntersuchung im Verteilnetz der Stadtwerke X AG
Schlüsselwörter: Netzverluste, Lastprofilmessung, Unsymmetrie, Verlustfaktor, Energieeffizienz, Markt Liberalisierung

Im Rahmen dieser Masterarbeit werden die Netzverluste für die Stadtwerke X AG ermittelt. Neue Vorgaben durch die Liberalisierung des Energiemarktes stellen Herausforderungen für die Netzbetreiber dar. Durch das Anreizregulierungssystem des Regulators sind Netzbetreiber zu Effizienzsteigerungen angehalten um vergleichbare und verlustarme Netzstrukturen zu realisieren. Mit Hilfe eines Rechnerprogramms wird das Mittelspannungsnetz für X berechnet und ausgewertet. Lastflussmessungen wurden vor Ort an ausgewählten Transformatorstationen durchgeführt, um das Lastverhalten und den Einfluss der Schiefast auf die Netzverluste zu untersuchen. Die Messergebnisauswertung erfolgt durch ein eigens implementiertes Rechnerprogramm.

Abstract

Title: An investigation into electric network losses in Stadtwerke X AG's distribution grid.
Keywords: electric network loss, demand set measure, unbalance, loss factor, energy efficiency, decontrol market

In the framework of this master's thesis energy losses in the power distribution network at Stadtwerk X AG (an Austrian public utility company) were calculated. New specifications brought about by the liberalization of the energy market pose challenges to network operators. The regulator's incentive regulation system urges operators to increase efficiency and implement analogous network structures that allow only minimal

energy losses. Using a computer program, the medium voltage network of X was calculated and evaluated. The influence of unbalanced load flow was measured under real conditions in order to determine its effects on electric network losses. The measurement results were interpreted using a specially implemented computer program.

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungsverzeichnis	9
2	Einleitung	12
3	Rahmenbedingungen	15
3.1	Netzparadigmen	16
3.1.1	Power Quality	16
3.1.2	Netzbetriebsführung	17
3.1.3	Optimierungsaspekte	20
3.1.4	Zukünftiger Netzbetrieb	21
3.2	Netzverluste	23
3.3	Technische Netzverluste	24
3.3.1	Lastunabhängige Verluste	24
3.3.1.1	Leerlaufverluste Transformator	26
3.3.1.2	Spannungsabhängige Verluste	26
3.3.2	Lastabhängige Verluste	27
3.3.2.1	Gleichstromleitungswiderstand versus Wechselstromleitungs- widerstand	28
3.3.2.2	Milliken-Leiter	28
3.3.2.3	Stromwärmeverluste bei symmetrischer Last	30
3.3.2.4	Stromwärmeverluste bei unsymmetrischer Last	30
3.3.2.5	Der Einfluss der Unsymmetrie auf die Netzverluste	31
3.3.2.6	Die Ermittlung des Unsymmetriefaktors und die resul- tierenden Netzverluste	33
3.3.2.7	Stromwärmeverluste durch Blindleistungstransport	43
3.3.2.8	Gleichzeitigkeitsfaktor	43
3.3.2.9	Ganglinie und Dauerlinie	43
3.3.2.10	Leistungsfaktor	46

3.3.2.11	Netzverlustarbeitsbestimmung basierend auf Arbeitsverlustfaktoren	46
3.3.2.12	Verluste in Betriebsmitteln	49
3.4	Nichttechnische Netzverluste	50
4	Netzberechnung	51
4.1	Ausgangssituation	51
4.2	Netzbeschreibung	53
4.3	Modellbildung und Lastflussrechnung mit Neplan	55
4.3.1	Netzmodellbildung	56
4.3.2	Lastermittlung	56
4.3.3	Lastflussrechnung	57
4.3.3.1	Lastflussrechnung für Spannungshaltung und Blindleistungsaustausch	58
4.3.3.2	Lastflussrechnung und Netzverlustleistungen	64
4.3.3.3	Lastflussrechnung und Trennstellen	65
4.3.3.4	Lastflussrechnung und Transformatorauslastung	65
4.4	Netzverluste	69
4.4.1	Leerlaufverluste aller HS/MS/NS - Transformatoren	69
4.4.2	Kupferverluste der MS/NS-Transformatoren	69
4.4.3	Kupferverluste des HS/MS-Transformators	74
4.4.4	Leitungsverluste und Kabelverluste	75
4.4.5	Dielektrische Verluste in Mittelspannungskabeln	76
4.4.6	Vorzählersicherungsverluste und Zählerverluste	77
4.4.7	Leitungsverluste im Niederspannungsnetz	78
4.4.8	Verlustrarbeit in den Überstromschutzeinrichtungen der MS/NS-Trafos	79
4.4.9	Betriebsbedingte Verluste in Steueranlagen und Messwandlern	80
4.4.10	Auswertung und Empfehlungen	80
5	Lastprofilmessung	83
5.1	Messungsdurchführung	84
5.1.1	Messstellenauswahlkriterium	84
5.1.2	Messwerte	86
5.2	Messergebnisse	86

6	Programmdokumentation	95
6.1	Beschreibung der Benutzeroberfläche	95
6.2	Der implementierte Befehlesatz	100
6.3	Funktionserläuterungen	103
6.3.1	Join-Single-Matlab-File	103
6.3.2	Matlab-File-Synchronization	103
6.3.3	Suchalgorithmus - binäre Suche	104
7	Zusammenfassung und Ausblick	107
7.1	Zusammenfassung	107
7.2	Ausblick	108
8	Anhang	110
8.1	TOR Teil-D Besondere technische und organisatorische Regeln	110
8.2	Übersicht zu den Netztransformatorauslastungen, die weniger als 30% be- tragen	113
8.3	Messpunkte	118
	Abbildungsverzeichnis	124
	Tabellenverzeichnis	127
	Literaturverzeichnis	129

1 Abkürzungsverzeichnis

a	Phasor
A	Leitungsquerschnitt
C'_B	spez. Leitungskapazität
δ	Eindringtiefe
η	Wirkungsgrad
η_{ges}	Gesamtwirkungsgrad
ϵ	Iterations Abbruchskriterium
f	Frequenz
g	Gleichzeitigkeitsgrad
I_{L_i}	Phasenleiterstrom
I_{Sym}	Symmetrischer Laststrom
I_C	kapazitive Laststrom
I_δ	Leckstrom
J	Stromdichte
k_{unsym}	Unsymmetrie- bzw. Schiefastfaktor
k	Gewichtungsfaktor zwischen Gleichstrom- und Wechselstromwiderstand
l	Leitungslänge
L	Induktivität
λ_{Max}	Maximaler Leistungsfaktor
m	Belastungsgrad
m_0	Ungleichförmigkeitsgrad (Lastverhältnis)
ω	Kreisfrequenz
P	Wirkleistung
$P_{V_{Hys}}$	Hystereseverluste
$P_{V_{Cu}}$	Kupferverluste
P_V	Netzverlustleistung
$P_{V_{FE}}$	Eisenverluste
P_{V_T}	Transformatorverluste

$P_{V_{sym}}$	Verluste bei symmetrischer Belastung
$P_{V_{unsym}}$	Verluste bei unsymmetrischer Belastung
$P_{V_{Sicherung}}$	Sicherungsverlustleistung
$P_{V_{\delta}}$	dielektrische Verlustleistung
P_{Nenn}	Installierte Nennleistung
P_{Mean}	Mittlere Leistung
P_{Min}	Minimale Leistung
Q	Blindleistung
Q_{Max}	Maximale Blindleistung
R_G	Gleichstromwiderstand
R_W	Wechselstromwiderstand
R	Resistanz
R_N	Resistanz des Neutralleiters
R_{L_i}	Resistanz des Außenleiters
r	Leiterradius
S	Scheinleistung
S_{Max}	Maximale auftretende Scheinleistung
S_{ges}	Gesamtscheinleistung
t	Zeit
t'	Messwertauflösung
T_a	Ausnutzungsdauer
T_m	Benutzungsdauer
T_n	Betrachtungszeitraum
$\tan\delta$	spez. Kabel-Verlustfaktor
ϑ	Arbeitsverlustfaktor
ϑ_W	Wirkarbeitsverlustfaktor
ϑ_S	Schein-arbeitsverlustfaktor
U_N	Nennspannung
U_{L_i}	Phasenspannung
W_{Zu}	zugeführte Energie
$W_{Verlust}$	Energieverluste
W_V	Verlustarbeit
$W_{V_{Sym}}$	Netzverlustarbeit bei symmetrischer Belastung
$W_{V_{Unsym}}$	Netzverlustarbeit bei unsymmetrischer Belastung
$W_{V_{Sicherung}}$	Sicherungsarbeitsverluste

W_{VFE}	Eisenarbeitsverluste
ρ	Spez. Leitungswiderstand
ΔU_N	Nennspannungsänderung
X	Reaktanz
Y_S	Skinneffekt
Y_P	Proximityeffekt
Y	Leitwertmatrix
Z	Wechselstromwiderstand
μ	Permeabilität

2 Einleitung

Das Produkt Elektrische Energie ist eine besondere Handelsware. Es werden hohe Qualitätsanforderungen gestellt. Der Netzbetreiber ist gefordert die Versorgungssicherheit, den Personenschutz und seine Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten.

Neue Rahmenbedingungen durch die Liberalisierung des Energiemarktes stellen Herausforderungen dar. Entflechtungsvorschriften (sog. Unbundling) schreiben eine Trennung der Bereiche Energieerzeugung, Handel und Übertragung vor. Es sollen Monopolstrukturen aufgebrochen werden, welche sich durch die zeitliche Entwicklung der Elektrizitätsversorgung ergeben haben. Monopole tangieren wichtige Grundsätze des freien europäischen Warenverkehrs. Des Weiteren muss dem Wettbewerber ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet sein.

Nach europäischem Recht ist jedes Land verpflichtet, eine politisch und wirtschaftlich unabhängige Aufsichtsbehörde zu errichten. Überwacht wird die Marktentflechtung in Österreich durch die Regulierungsbehörden, Energie-Control GmbH und die Energie-Control Kommission.

Die Entflechtungsvorschriften variieren, abhängig von der Größe des regionalen Energieversorgers, gestaffelt nach Jahresenergiemengen [16]. Die Vorschriften reichen von der buchhalterischen Entflechtung bis zur Eigentumsentflechtung. Als rechtliche Folgen der Liberalisierung ergeben sich neue, von einander unabhängige Kostenstellen, die separat zu bilanzieren sind. Kleine Elektrizitätsunternehmen obliegen derzeit nicht der organisatorischen und gesellschaftlichen Entflechtung.

Netzentgelte basieren auf der Grundlage der Kostenwahrheit. Sie berücksichtigen die Inflationsentwicklung, die Betriebskosten und die nötigen Investitionskosten in das Verteil- bzw. Übertragungsnetz.

Die Regulierungsbehörde ist bestrebt, die bestehenden Effizienzunterschiede unter den Netzbetreibern, durch ein Anreizregulierungssystem zu reduzieren. Der Regulator gruppiert die Netzbetreiber in strukturell vergleichbare Netze, dabei gilt der gruppeneffizienteste Netzbetreiber als Benchmark. Mit dieser Maßnahme soll eine effizientere Netzinfrastruktur im Hinblick auf einen effizienten Verteilnetzbetrieb und somit auch bezüglich der Netzverluste realisiert werden [16].

Das Netzverlustentgelt dient der Kompensation der Mehrkosten, die bei Energieentnahme durch Netzverluste dem Netzbetreiber entstehen. Als Qualitätssicherungsmaßnahme sind die zulässigen Netzverluste des Netzbetreibers auf 4% [30] der entnommenen Gesamtjahresenergiemenge gedeckelt (anerkannt). Liegen die Netzverluste über 4% so werden gesonderte jährliche Abschläge fällig. Generell ist niemand bereit, für ein Netz mit hohen Verlusten die Mehrkosten zu tragen. Dem Netzbetreiber drohen bei höheren Netzverlusten finanzielle Sanktionsmassnahmen seitens des Regulators¹.

Durch die gewachsenen Strukturen der Elektrizitätsversorgung sind oftmals Stadtwerke die Betreiber der lokalen Versorgungsnetze. Nicht jeder einzelne städtische Verbraucher wurde separat durch Abrechnungseinrichtungen erfasst. Netzverluste konnten einfach durch Differenzbildung zwischen bezogener Energie und verkaufter Energie unter Berücksichtigung eines Eigenanteils ermittelt werden. Wie bereits erwähnt, schreibt der Regulator den Netzbetreibern vor, die Höhe aller Posten einzeln zu bilanzieren, d.h. jeder Eigenverbrauch muss zählermässig erfasst sein [30].

Ziel dieser Masterarbeit ist es, die Ursachen für die Netzverluste der Stadtwerke X AG zu bestimmen. In einer theoretischen Abhandlung werden zunächst die technischen Rahmenbedingungen erläutert. Mit dem Rechnerprogramm Neplan² wurden verschiedene Lastflusssituationen im Mittelspannungsnetz der Stadtwerke X simuliert. Von Interesse sind die Mittelspannungsnetzverluste: Können diese durch eine bessere Netzoptimierung reduziert werden? Wie stark ist das Mittelspannungsnetz ausgelastet? Wie stellen sich die Spannungsverhältnisse der Blindleistungsbilanz dar?

Ein weiterer Punkt ist die niederspannungsseitige Betrachtung, denn quantitativ gesehen treten die höchsten Verluste in den Ortsnetztransformatoren und im Netz vom

¹Energie-Control GmbH - setzt europäische Regulierungsvorgaben um.

²Neplan ist ein Netzanalyseprogramm der Firma, BCP Busarello + Cott + Partner AG

Transformator zum Endkunden auf. Dies lässt sich mit den höheren Stromdichten und dem Einfluss von unsymmetrisch belasteten Phasenleitern begründen. Die Unsymmetrie faktorisiert die Netzverluste dominant. In Kapitel 3.2 werden noch ausführlich weitere Verlustquellen und deren Ursachen erläutert.

In den nächsten Jahren finden erste Umstellungen von herkömmlichen Stromzählern auf Smart Meter statt. Smart Meter ermöglichen eine automatische, tarifsynchrone Messwertspeicherung. Über eine Netzwerkverbindung sind die Daten direkt zur Verrechnungstelle übermittelbar. Mit Smart Metern könnten Lastprofile protokolliert werden - in variabel festlegbaren, fixen Zeitabständen wird ein Messwert ermittelt. Diese zeitlichen Messabstände haben ebenfalls einen prägnanten Einfluss auf die berechneten Netzverluste, wie sich später zeigen wird. Mit Vorortsmessungen wurden sekundengenau (hochauflösende Messung), jeweils eine Woche lang, die Ströme und Spannungen an ausgewählten Trafostationen aufgezeichnet. Durch die Auswahl der gemessenen Transformatorstationen wurden bestimmte Lastprofilverläufe berücksichtigt, wie später gezeigt wird. Im Fokus steht die Aussymmetrierung an der Stromsammelschienen und die Unsymmetrieverteilung in den einzelnen Abgängen zu den Kunden.

Für eine bessere Messsignalauswertung wurde ein Rechnerprogramm erstellt. Es dient der Auswertung der Messungen in Hinblick auf auftretende Verluste und beinhaltet Ausbaupotential für weitere Anwendungen. Um dies zu ermöglichen ist eine Programmdokumentation eingefügt.

3 Rahmenbedingungen

Energie beschreibt die physikalische Fähigkeit Arbeit zu verrichten. Nach dem Energieerhaltungssatz kann Energie weder erzeugt, noch vernichtet werden, sie ist lediglich in eine andere Energieform überführbar. Im technischen Sinn werden häufig offene Energiekreisläufe betrachtet, es treten Verluste auf. Als Verlust werden alle Energien bezeichnet, die am Ende nicht mehr in der gewünschten Energieform verfügbar sind. Im physikalischen Sinn gibt es keine offenen Energiekreisläufe, es gilt der Energieerhaltungssatz.

Unter den vielen Energieformen ist die elektrische Energie die prädestinierteste Energieform. Bei technisch relativ geringem Aufwand ist elektrische Energie über große Distanzen übertragbar. Eine wichtige Eigenschaft ist die leichte Wandelbarkeit von elektrischer Energie in Rotationsenergie, Lichtenergie, Wärmeenergie und mehr. Dennoch gibt es einen entscheidenden Nachteil, die begrenzte und finanziell aufwendige Speicherefähigkeit. Elektrische Energie ist nicht direkt, in großtechnisch relevanten Dimensionen speicherbar. Für die Elektrizitätsversorgung bedeutet dies ein ständiges Aufrechterhalten eines zeitsynchronen Leistungsgleichgewichts zwischen Erzeugung, Verteilung und Verbrauch - die Netzinfrastruktur ist permanent belastet und Verluste treten auf.

Da die elektrische Energie nur leitungsgebunden übertragen werden kann, begrenzt neben der Spannungshaltung die thermische Belastbarkeit der Leitung bzw. die Leitungskapazitätsgrenze die maximal übertragbare Energiemenge. Netze müssen auf die maximal auftretende Spitzenscheinleistung dimensioniert sein, selbst, wenn diese nur kurzzeitig auftritt. Durch eine kosteneffiziente und energieeffiziente Netzdimensionierung wird versucht, eine gleichmäßige und optimale Netzauslastung zu realisieren. Mit einer guten Lastaufteilung können die nötigen Investitionskosten klein gehalten werden, denn diese verhalten sich äquivalent zur geforderten und übertragbaren Spitzenscheinleistung. Zusätzlich sind die Netzbetriebsmittel besser auslastbar und verlustärmer im Betrieb. Eine betrieblich lange Netznutzungsdauer bedingt Netzreserven, die durch den allgemein steigenden Energiebedarf langsam aufgezehrt werden. Mit standardisierten Netzelemen-

ten wie Transformatoren, Schaltanlagen und Schutzeinrichtungen ist ein wirtschaftlich optimaler Netzbetrieb erzielbar.

Lange Übertragungswege führen zu höheren Leitungskosten und Netzverlusten, die sich wiederum auf die Netzgebühren niederschlagen. Eine dezentralere Energieversorgung nahe beim Kunden würde die Netzverluste, somit auch die Netzübertragungskosten senken und zusätzliche Netzkapazitäten schaffen. Mittelfristig wird es durch den vermehrten Einsatz von regenerativen Energiequellen zu einer Abkehr vom zentralistischen Energieerzeugungskonzept kommen. Primäre regenerative Energien wie Wind, Wasser und Sonnenlicht sind kostengünstig bzw. kostenlos verfügbar. Es fallen im Wesentlichen nur Errichtungs- und Wartungskosten an. Für ein solches Energieerzeugungskonzept muß eine erhöhte Reserveleistung installiert sein, denn der stochastische Einfluß der verfügbaren regenerativen Primärenergien bestimmt den Netzbetrieb und erzwingt gleichzeitig eine Abkehr vom Konzept der langfristigen Lastprognosen [18] hin zu adaptiven und stochastischen Lastannahmen. Die UCTE¹-Richtlinie gibt Reaktionszeiten auf Lastschwankungen im Sekundenbereich vor [32]. Das Energiemanagementsystem muß in Echtzeit die Lastsituation für ein geregeltes Netz beurteilen, um rückkoppelfrei auf die neue Netzdynamik reagieren zu können. Dies bedingt wiederum kürzere Lastintervallzeiten.

3.1 Netzparadigmen

„Ohne Strom geht nichts!“ Mit dieser richtigen These, lässt sich die enorme Bedeutung einer qualitativ hochwertigen und zuverlässigen Elektrizitätsversorgung verdeutlichen. Bereits eine kurze Versorgungsunterbrechung führt in manchen Branchen zu hohen wirtschaftlichen Schäden.

3.1.1 Power Quality

Unter dem Begriff Power Quality ist die Spannungsqualität und die Versorgungssicherheit zu verstehen. Ein Elektrizitätsnetz gilt als versorgungssicher, wenn zu jedem gewünschten Zeitpunkt die benötigte elektrische Energie aus dem Netz entnehmbar ist [36]. Die Spannungsqualität garantiert eine gleichmässige, phasensymmetrische Netzspannung. Die Spannungshöhe bewegt sich innerhalb der definierten zulässigen Toleranzgrenzen. Dies ist wichtig, da die Spannung oftmals nicht linear in Systemgleichun-

¹Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

gen eingeht. Spannungsunsymmetrien führt zu erhöhten thermischen Belastungen und beschleunigtem Alterungsverhalten des Isolationsmaterials. Die Nutzungsdauer der getätigten Investitionskosten in die Netzinfrastruktur nimmt ab.

Folgende Punkte charakterisieren die Power Quality [28].

- Spannungshöhe, langsame Spannungsänderungen
- Versorgungsunterbrechungen (kurz, lang)
- Schnelle Spannungsänderungen, Flicker
- Spannungsunsymmetrie
- Spannungsform (Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Signalspannungen)
- transiente und netzfrequente Überspannungen
- Frequenz

3.1.2 Netzbetriebsführung

Zur Netzbetriebsführung gehören Konzepte wie das Engpassmanagement, Netzstabilisierungen, Wiederaufnahme des Netzbetriebs nach Störung, Einhaltung vertraglicher Vereinbarungen mit benachbarten Netzenbetreibern und vieles mehr [36].

Ein zuverlässiger und sicherer Netzbetrieb wird gewährleistet durch Einhalten von wichtigen Paradigmen. Stichpunktartig sollen kurz einige wichtige näher erläutert sein [36].

- Schutztechnik [35]: Allgemein gilt ein System als zuverlässig und sicher, wenn jeder mögliche auftretende Systemzustand eindeutig definiert ist und durch geeignete Maßnahmen selektiv beherrscht wird. Dies bedeutet, alle eingesetzten Betriebsmittel sind für den Normalbetrieb, wie auch für den Störbetrieb dimensioniert bzw. durch geeignete Schutzmaßnahmen geschützt.

Im Netzbetrieb wird zur Abwehr von Gefahrenpotentialen nach zwei grundlegenden Prinzipien unterschieden: Im Hochspannungsnetz sollen kleine Fehlerströme Überschläge, stehende Lichtbögen, thermische Überlasten und Potentialverschleppungen vermeiden. Niederspannungsseitig sind schnelle und sichere Abschaltungen durch große Fehlerströme gewährleistet.

- Das sogenannte (n-1)-sichere Ausfallskriterium garantiert eine Redundanz² im einfachen Störfall, mit dem Ziel, der Aufrechterhaltung des normalen Netzbetriebs ohne Übertragungs- und Versorgungsunterbrechung. Ein gleichzeitiger Ausfall mehrerer Betriebsmittel, auch bei gemeinsamer Ursache, wird nicht berücksichtigt. Der technische und wirtschaftliche Aufwand ist für ein unterbrechungsfreies Ausfallkriterium im einfachen Störfall schon sehr hoch und teuer. Deshalb wird es meist nur im Hochspannungsübertragungsnetz realisiert.
- Das (n-1)-strukturierte Ausfallskriterium sieht im einfachen Fehlerfall ein Umschaltmöglichkeit vor, mit dem Ziel einer möglichst kurzen Störzeit. Eine kurze Versorgungsunterbrechung wird billiger in Kauf genommen.

Unabhängig vom Netzbetrieb, je nach technischer Anforderung und Aufwand, sind unterbrechungsfreie Stromversorgungen möglich, beispielsweise durch Einsatz einer USV-Anlage³ oder durch Vorhalt einer eigenen Notstromversorgung.

- Die gewählte bzw. vorliegende Netztopologie bestimmt die Ausfallssicherheit und die infrastrukturelle Zuverlässigkeit. Komplexe Netzstrukturen erfordern aufwendige Schutzmaßnahmen, jedes Schutzgerät muß mit Leistungsschaltern versehen sein [35]. In der Realität werden die betrieblich besseren, verlustärmeren Netzstrukturen aus Kostengründen nicht umgesetzt.

Dazu zählt das vermaschte Netz, denn es bietet viele Vorzüge in Bezug auf Spannungshaltung, Netzverluste und Netzstabilität (durch die redundante Netztopologie). Bei mehrseitig gespeisten Netzen besteht aber die Gefahr einer rückwertigen Fehlereinspeisung, d.h. Fehler müssen beidseitig, im Mittelspannungsnetz und Niederspannungsnetz durch schutztechnische Maßnahmen freischaltbar sein. Dies bedingt hohe Investitions- und Überwachungskosten.

Ein Ringnetz ist ein vereinfachtes Maschennetz. Es besitzt eine Einspeisung, eine gute Spannungsstabilität und geringere Netzverluste durch die parallele Struktur. Es besteht, wie beim Maschennetz, die Gefahr einer rückwärtigen Fehlereinspei-

²Eine sog. heiße Redundanz, sie befindet sich im ständigen Betrieb und ihre Maximalauslastung beträgt 50% der erforderlichen Nennleistung, im Fehlerfall übernimmt die Redundanz 100% der Last.

³Unterbrechungsfreie Stromversorgung

sung. Deshalb werden Ringnetze in der Praxis als offene Halbringe betrieben, mit dem Vorteil einer einfacheren Schutztechnik.

Der offene Halbring eines Ringnetzes entspricht im Verhalten und in der Struktur einem strahlförmigen Netz. Gegenüber dem reinen strahlförmigen Netz sind Störstellen im Halbring durch einfaches Öffnen bzw. Schließen von Trennstellen freischaltbar. Dies ist gewährleistet durch die zweiseitige mögliche Einspeisung. Durch Optimierung der erforderlichen Ringnetztrennstelle sind Netzverluste reduzierbar. Im strahlförmigen Netz gibt es kein $(n-1)$ -Ausfallskriterium, d.h. im Fehlerfall kommt es zu einem Totalausfall.

Niederspannungsnetze sind als verzweigte strahlenförmige Netze ausgeführt.

- Die Netzfrequenz ist ein Indiz für die Netzstabilität bzw. für die Energieaustauschvorgänge im Netz, denn die Netzfrequenz dient als alleinige Regelführungsgröße für die Wirkleistungs- und Frequenzregelung. Generatoren, welche für die Primärregelreserve vorgesehen sind, halten ca 5% ihrer Leistung zurück [24], um sekunden genau bei Netzausgleichsvorgängen die noch benötigte Leistung nachzuliefern. Die Sekundärregelreserven übernehmen die Last der Primärregelreserven und machen diese wieder verfügbar. Tertiärregelreserven sind Kraftwerke, die langfristig (nach 15 Minuten) die nötige Wirkleistungslieferung von der Sekundärregelreserve übernehmen.

Für den Endkunden stellt die Netzfrequenz kein direktes Kriterium dar, solange die Power Quality laut Norm garantiert ist.

- Im Netzbetrieb ist zur Spannungshaltung eine ausreichende Blindleistungsreserve vorzuhalten, entweder durch Längsschiebertransformatoren, Kompensationseinrichtungen, Leitungsreserven oder durch lokale Blindleistungserzeuger. Ein Blindleistungstransport über große Distanzen sollte bezüglich der auftretenden Netzverluste möglichst vermieden werden. Allgemein gilt für die Netzknotenspannung in einem Stichnetz:

$$\frac{\Delta U_N}{U_N} = \frac{P * R + Q * X}{U_N^2} \quad (3.1)$$

ΔU_N ... Nennspannungsänderung

U_N ... Nennspannung

P ... Wirkleistung

R ... Resistanz

Q ... Blindleistung

X ... Reaktanz

3.1.3 Optimierungsaspekte

Neben den betrieblichen Paradigmen, einige wurden kurz beschrieben, sollen jetzt noch Optimierungsaspekte erwähnt werden. Durch das Anreizregulierungssystem drängt der Regulator die Netzbetreiber bereits zur Realisierung einer effizienteren Infrastruktur.

- Kurzfristige Netzverlustanpassungen sind möglich. Als Maßnahme kommt eine Spannungsanhebung und eine Schaltzustandsänderung mit Trennstellenoptimierung in Frage. Ein Austausch von verlustreichen Betriebsmittel durch effizientere ist möglich, moderne Transformatoren weisen geringere Verluste auf. Eine starke Überdimensionierung bei Transformatoren soll vermieden werden.
- Langfristig ist eine Reduzierung von Leistungstransporten über große Distanzen möglich, durch vermehrten Einsatz von dezentralen Kraftwerken. Dezentrale Energiesysteme bieten das Potential dafür.
- Künftig könnten Netzhalbringe zu einem Ringnetz bzw. Maschennetz umstrukturiert werden. Durch die parallele Struktur ist der Gesamtwiderstand kleiner als der kleinste Einzelwiderstand und die auftretenden Netzverluste würden sich reduzieren. Als problematisch gestaltet sich heute noch die Kommunikation unter den Schutzgeräten und vom Schutzgerät in den Leitstand. Es ist stets das „Fail Save Prinzip“⁴ zu beachten. Eine Signalmodulation auf schaltbaren Leitungen ist nicht möglich, denn Funknetzverbindungen sind teuer und im Krisenfall gelten sie als unzuverlässig. Die Alternative ist, ein im Kabel bzw. Freileitung mitgeführter Lichtwellenleiter. Heute wird dies praktiziert bei Kommunikationsverbindungen

⁴Rückfall in den sicheren Zustand

zwischen Leitwarte, Umspannwerken in Hochspannungsnetzen und Schutzeinrichtungen (Differentialschutz). Glasfasern verhalten sich potentialneutral.

3.1.4 Zukünftiger Netzbetrieb

Für den zukünftigen Netzbetrieb sind folgende Punkte beachtenswert, wobei das in dieser Masterarbeit untersuchte städtische Mittelspannungsnetz vorwiegend nicht direkt von den dargestellten Aspekten zur Netzverlustminderung betroffen ist. Mit Smart Grids lassen sich zum Beispiel dezentrale Energieerzeugungskonzepte umsetzen. Das bestehende Hochspannungsnetze liefert dann teilweise nur noch die erforderliche Ausgleichsenergie. Einige Energieversorgungskonzepte sollen kurz erwähnt werden.

- Die Hochspannungsgleichstromübertragungstechnik (HGÜ) wird mit zunehmender Anzahl von erneuerbaren Energiequellen eine dominantere Übertragungsform für große Distanzen sein. Abgesehen von den technisch aufwendigen Voraussetzungen, überwiegen die Vorteile bei Gleichspannungsübertragungen hinsichtlich der geringeren Netzverluste und der erhöhten Übertragungsleistung gegenüber der heutigen Wechselspannungsübertragung. Bei Hochspannungsgleichstromübertragung entfallen die Blindleistungsverluste, es treten kein Skin und Proximityeffekt⁵ auf.

Windenergie hat das Potential, einen größeren Anteil bei der Grundlastbereitstellung zu tragen, vor allem aus Offshore Kraftwerken. Regenerativ erzeugte Energien sind zeitlich bzw. geographisch nicht immer in gleichbleibender Leistungshöhe verfügbar. Ohne einen Energiezwischenpeicher und ausreichende Regelreserven ist kein stabiler Netzbetrieb möglich! Die erzeugte elektrische Energie kann in Form von potenzieller Energie in Pumpspeicherkraftwerken zwischengespeichert werden. Sie ist bei Bedarf gut regulierbar zum Lastausgleich verfügbar.

Als alternatives Zwischenspeichermedium bietet sich, direkt vor Ort, aus Windkraft nach dem Sapatier⁶ Prozess erzeugtes Methangas an. Dieses kann in der bereits bestehenden Gasnetzinfrastruktur zwischengespeichert bzw. über dieses verteilt werden. Dies ist in Gasturbinen und Gasmotoren mit dem Vorteil einer guten

⁵Induktionseffekte

⁶Durch Elektrolyse erzeugter Wasserstoff synthetisiert in Verbindung mit Kohlendioxid CO_2 zu Methangas. Dieser Prozess ist nach seinem Entdecker Paul Sabatier benannt.

Netzregelbarkeit wieder in elektrische Energie rückwandelbar. Die Systemeffizienz (Wirkungsgrad) sinkt durch jeden beteiligten energetischen Teilprozess. Der energieaufwendige Sapatier Prozess ist durch die direkte Wasserstoffverbrennung vermeidbar, z.B. mit der Brennstoffzellentechnologie. Der elektrolytisch erzeugte Wasserstoff wird über eine Membran durch die Redox Reaktion in elektrische Energie umgesetzt, auch eine Energieumsetzung in spezifizierten Verbrennungsmotoren und Turbinen ist möglich. Die direkte Wasserstoffverbrennung ist chemisch eine der energiereichsten Reaktion und ermöglicht die Abkehr von der organischen Chemie - der Chemie der Kohlenstoffe, im Hinblick auf die Treibhausgasbildung und CO_2 Reduktion. Der Erwerb von CO_2 Zertifikaten erübrigt sich dadurch. Die bestehende Gasnetzinfrasturktur kann unter Berücksichtigung gewisser Voraussetzungen als Speicher genutzt werden. Wasserstoff wirkt korrosionsfördernd an Rohrleitungen, Schweißnähten und Infrastruktureinrichtungen gegenüber dem sich neutral verhaltenden Methangas. Durch die geringere Molare Masse von Wasserstoff sind Durchströmungs-Messgeräte wie Gaszähler an das Gasgemisch nach Vol.-Prozentanteil H_2 anzupassen. Die Brenngeschwindigkeit von Wasserstoff ist gegenüber Methangas erhöht, deshalb sind Anpassungen an Brennern in Gasturbinen nötig. Die Explosionsgefahr steigt ab 20 Vol.-Prozent Wasserstoffkonzentration [19].

- Eine mögliche Art zur Netzverlustsenkung wäre auch die Reduktion der Netzfrequenz auf 25 Hz (bis 16,7 Hz) für Hochspannungsübertragungsnetze [17], bei gleichzeitiger Steigerung der Übertragungsleistung. Vorteilig wirkt sich die Erhaltung der Spannungstransformierbarkeit gegenüber der reinen Gleichstromübertragung aus. Die Vorzüge von geringeren Netzübertragungsverlusten zehren momentan die Wärmeverluste der benötigten Frequenzwandler (Leistungselektronik, rotatorische Frequenzwandler etc.) großteils auf, zudem sind Netztransformatoren für 25 Hz Netzfrequenz in ihrer Baugröße größer, d.h. die Investitionskosten erhöhen sich zusätzlich.
- Der Idealfall der verlustfreien Elektrizitätsübertragung durch Supraleiter bleibt aufgrund der erforderlichen energiereichen Kühlung nach heutigen Stand der Technik noch außer Reichweite. Die Supraleitungseigenschaft der verlustfreien Energieübertragung wird zur Zeit nur indirekt als dynamischer Netzschutz für sehr teure Netzelemente eingesetzt. Starke impulsartige Magnetfelder, wie sie bei Kurzschlüssen

sen auftreten, zerstören die Supraleiteigenschaft nahezu zeitlos und der resultierende Leitungswiderstand wirkt strombegrenzend. Ist der Kurzschluß beseitigt, so tritt bei Erreichen der Sprungtemperatur die Supraleiteigenschaft wieder ein.

- Durch eine neue Niederspannungsnetzkonfiguration kann die Betriebsspannung auf 990 V angehoben werden [26]. Alle verbauten Niederspannungskabel weisen eine Spannungsfestigkeit von 1000 V auf, lediglich die Sicherungen sind an die neue Spannungshöhe bezüglich der Lastströme anzupassen. Dezentrale Kleintransformatoren reduzieren für den Endkunden am Hausanschlussabgang die Spannung auf 400 V. Die erzielbare Stromwärmeverlustreduktion durch geringere Stromdichten bis zum Hausanschlussabgang sind oftmals größer, als die durch die nötigen dezentralen Kleintransformatoren verursachten Verluste. Die Betriebsspannungsanhebung erhöht zudem die Übertragungskapazität des Niederspannungsnetzes.

3.2 Netzverluste

Da die elektrische Energie eine Ressourcen fordernde Energieform ist, sollte sie möglichst effizient bei kleinen Netzverlusten übertragen werden. Der Wirkungsgrad η (3.2) bewertet die Effizienz eines Systems.

Wird die Elektrizitätsversorgung als Gesamtsystem betrachtet, so treten die höchsten Verluste bereits bei der Energieerzeugung, in Abhängigkeit von der gewählten Primärenergieform auf. Kraftwerke mit einem hohen Wirkungsgrad haben eine kurze Energiewirkungskette, ohne Energiezwischenstufen wird die Primärenergie direkt in Rotationsenergie und in elektrische Energie im Generator umgewandelt. Jede einzelne Energiezwischenstufe ist charakterisiert durch ihren eigenen Wirkungsgrad und trägt multiplikativ zur Verschlechterung des Gesamtwirkungsgrades η_{ges} , nach Formel 3.3, bei.

Allgemein gilt zunächst für den Wirkungsgrad eines Systems:

$$\eta = \frac{W_{Zu} - W_{Verlust}}{W_{Zu}} \leq 1 \quad (3.2)$$

Der Gesamtwirkungsgrad η_{ges} verschlechtert sich mit der Anzahl n der beteiligten Teilprozesse prägnant.

$$\eta_{ges} = \prod_{i=1}^n \eta_i \quad (3.3)$$

Wasserkraftwerke, Windkraftanlagen und teilweise auch Gasturbinen mit anschließender Kraftwärmekopplung gelten als hoch effiziente Kraftwerke und besitzen einen hohen Gesamtwirkungsgrad [11].

- Wasserkraftwerk 80 % - 95 %
- Gasturbine mit Abhitzeverwertung 65 %
- Der mechanisch-elektrische Wirkungsgrad einer Windkraftanlage ohne Zwischengetriebe beträgt 95 % [12]

Das Ziel ist es, die zentral erzeugte elektrische Energie mit einem hohen Wirkungsgrad zum Endabnehmer zu übertragen. Netzverluste sind prinzipiell einteilbar in technische Verluste und nicht technische Verluste. Technische Verluste sind gruppierbar in lastabhängige Verluste und lastunabhängige Verluste. In der Realität treten beide stets gemeinsam auf. Schließlich resultiert aus den gesamten Netzverlusten ein wirtschaftlicher Verlust, denn dieser stellt ein Teil der Betriebskosten dar. In der Abbildung 3.1 sind mögliche Netzverluste kategorisch eingeteilt und auszugsweise dargestellt.

3.3 Technische Netzverluste

Die Verluste sind jene Energiemengen, die in Wärmeenergie übergehen und am Prozessende nicht mehr in der gewünschten Energieform vorliegen. Elektrotechnische Einrichtungen werden in ihrer Konstruktion, in ihrem Betriebsverhalten, in der Isolationseigenschaft und im Alterungsverhalten durch die möglichen Wärmeverluste beeinflusst [11]. Als ein Auslegungskriterium gilt die zulässige Betriebstemperatur, die wiederum die Nutzungsdauer und die Materialfestigkeit beeinflusst. Bereits eine einmalige Temperaturüberschreitung um 6 Kelvin, halbiert die Lebensdauer eines Großtransformators [11]!

3.3.1 Lastunabhängige Verluste

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit erfordert einen Dauerbetrieb des Elektrizitätsnetzes. Es treten konstruktionsbedingte Betriebsverluste in der Netzinfrastruktur

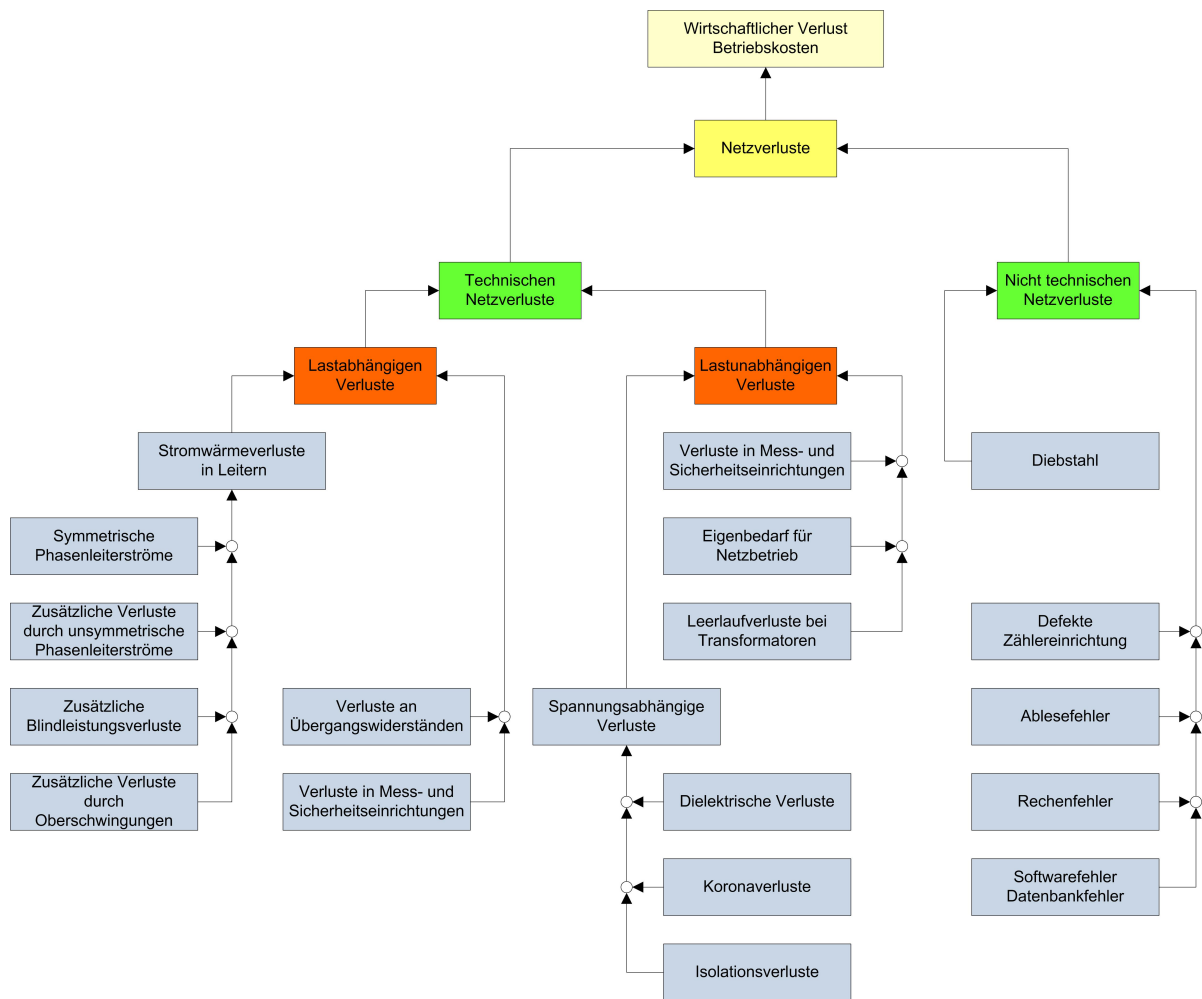


Abbildung 3.1: Eine mögliche Einteilung für Netzverluste

auf, die eine dauerhafte Grundlast darstellen, dies entspricht den lastunabhängigen Verlusten.

Eine effiziente Energieübertragung erfolgt durch hohe Übertragungsspannungen, Lastströme werden klein gehalten und eine große Anzahl von Netztransformatoren ist zum Abspannen der Spannung in Kundennähe nötig. Mit folgender Faustformel (3.4) kann die erforderliche Übertragungsspannung für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb abgeschätzt werden.

$$Spannung = \frac{1000V}{1[km]} * Distanz[km] \tag{3.4}$$

3.3.1.1 Leerlaufverluste Transformator

Die Leerlaufverluste des Transformators werden vorwiegend durch die Eisenverluste $P_{V_{Hys}}$ bestimmt und Kupferverluste $P_{V_{Cu}}$ sind stark lastabhängig. Das Induktionsgesetz ermöglicht durch die Wechselspannung das Aufspannen und das Abspannen von Spannungen im Transformator. Um die Transformationsleistung zu erhöhen kommen Eisenkerne zum Einsatz, wobei die Materialeigenschaft des Transformatorblechs explizit die Transformationsleistung bestimmt. Eine hochwertige Beblechung führt zu geringeren Induktions-⁷ und Streuverlusten. Weichmagnetische Bleche, mit ihrer schmalen Hysteresekurve, sind unter geringeren Verlusten ummagnetisierbar. Die Hystereseschleife wird im Takt der Netzfrequenz durchlaufen, d.h. Elementarmagnete⁸ kippen in die induzierte Magnetfeldrichtung. Sie verstärken dessen Wirkung, dabei treten Wärmeverluste auf. Auch ohne sekundärseitige Lastentnahme findet eine Ummagnetisierung der Elementarmagnete in reduzierter Form statt, und führt zu Leerlaufverlusten.

$$P_{V_T} = P_{V_{Hys}} + P_{V_{Cu}} \quad (3.5)$$

P_{V_T} ... Transformatorverluste $P_{V_{Hys}}$... Hysterese bzw. Eisenverluste
 $P_{V_{Cu}}$... Kupferverluste

3.3.1.2 Spannungsabhängige Verluste

Unter sehr hohen Netzspannungen treten Entladungsverluste auf, oftmals durch klimatische Einflüsse bedingt - die Koronaverluste. Im betrachteten Mittelspannungsnetz sind hochspannungsbedingte Netzverluste weniger relevant. Der allgemeine Isolationzustand im Netz beeinflusst die Ableitverluste, z.B. Kriechströme über verschmutzte Isolatoren. Die dielektrischen Verluste sind konstruktionsbedingte kapazitive Feldverluste⁹, sie treten hauptsächlich bei Hochspannungskabeln in Erscheinung, wegen ihres hohen kapazitiven Belags. Zur Vermeidung von großen Blindstrombelastungen und Resonanzerscheinungen durch Hochspannungskabel sind Kompensationsdrosseln vorzusehen, welche wiederum die Leerlaufverluste erhöhen.

⁷Wirbelstromverluste

⁸Weissche Bezirke

⁹Es gibt keinen idealen Isolator, durch das Dielektrikum fließen Leckströme.

3.3.2 Lastabhängige Verluste

Gegenüber den lastunabhängigen Verlusten, die eine dauerhafte Grundlast bilden, variieren lastabhängige Verluste in ihrem tageszeitlichen Verlauf, und sind von jahreszeitlichen Zyklen überlagert. Eine Verdopplung des Laststroms bewirkt eine Vervierfachung der lastabhängigen Stromwärmeverluste, Gleichung 3.11, hingegen bleiben die lastunabhängigen Verluste annähernd gleich bzw. sie sinken durch den Einsatz effizienterer Netzbetriebsmittel.

Die Elektrizität wird mit Übertragungsmedien wie Freileitungen und Kabeln übertragen. Diese unterscheiden sich in ihrer Charakteristik bezüglich der auftretenden Stromwärmeverluste. Bei Kabeln treten zusätzliche Mantelstromverluste längs und quer zum Kabel auf. Durch einseitige Erdungen des Mantels können hohe Mantelüberspannungen entstehen. Bei einer beidseitigen Erdung fließen induzierte Mantelströme und es können zusätzliche Kabelverluste entstehen. Mantelstromverluste können durch zyklisches Auskreuzen (Cross Bonding) der Mantelschirme -Induktionsvermeidung- weitgehend unterdrückt werden. Ausschlaggebend für die nötigen Erdungsstellen ist die zulässige Berührungsspannung im Normalbetrieb und im Störbetrieb. Die erforderlichen Kompensationseinrichtungen verursachen zusätzliche Stromwärmeverluste, welche über dem Netzverlustgewinn durch Verkabelung liegen können! Die auftretenden Stromwärmeverluste sind bei Kabeln (meist) kleiner als bei Freileitungen. Dem stehen hohe Investitionskosten gegenüber, sodass sich eine Verkabelung speziell in hohen Netzspannungsebenen allein der Verluste wegen oft nicht lohnt. Zudem haben Kabel wegen ihrer schlechten Wärmeabfuhr eine geringere Energieübertragungskapazität gegenüber Freileitungen [34].

Weiters wird der Wechselstromwiderstand (3.8) ausführlicher erörtert, da Freileitungen und Kabel neben den Netztransformatoren die größten Netzverlustverursacher sind.

Durch einfache geometrische Leiterlitzenanordnungen, ähnlich dem Prinzip des Bündelleiters zur Induktivitätssenkung in Hochspannungsnetzen, kann der Wechselstromwiderstand durch Bündelungen und Segmentierungen von Einzellitzen im Freileitungsseil und Kabeln hinsichtlich der Netzverluste optimiert werden [7]. In Wechselspannungsnetzen dominiert der Effekt der Stromverdrängung [11] in vielen Betriebsmitteln. Auch Läuferstäbe bzw. Ständerwicklungen in Generatoren werden gebündelt und segmentiert ausgeführt.

3.3.2.1 Gleichstromleitungswiderstand versus Wechselstromleitungswiderstand

Der Wechselstromwiderstand unterscheidet sich vom Gleichstromwiderstandsverhalten durch den Einfluß des Induktionsgesetzes. Der Gleichstromwiderstand R_G ist abhängig vom spezifischen Widerstandswert ρ , von der Leiterlänge l und dem Leiterquerschnitt A nach 3.6. Die Stromdichte J ist bei Gleichstromwiderständen gleichmäßig über den gesamten Leiterquerschnitt verteilt (3.7).

$$R_G = \rho * \frac{l}{A} \quad (3.6)$$

$$I = A * J \quad (3.7)$$

R_G ... Gleichstromwiderstand	ρ ... spez. Leitungswiderstand
l ... Leitungslänge	A ... Leitungsquerschnitt
J ... Stromdichte	

Der Gleichstromwiderstand erhöht sich bei Wechselströmen durch die Auswirkungen des Stromverdrängungseffekts (Skin-Effekt) Y_S . Ein Wechselstromdurchflossener Leiter hat ein radial zur Stromflussrichtung angeordnetes Wechsellmagnetfeld. Durch Induktionen und Gegeninduktionen werden Spannungen im Leiter induziert, die zu Gegenströmen und Gegenfeldern führen. Es bilden sich Wirbelströme aus und Wärme entsteht. Gegenströme verdrängen die Leiterströme in die Randbereiche und der Widerstandswert in der Leitermitte erhöht sich. Die Stromdichte J ist nicht mehr homogen über den gesamten Leiterquerschnitt verteilt und sie steigt radial nach außen. Deshalb ist unter Wechselspannung die mögliche Übertragungsleistung gegenüber der Gleichspannung reduziert, abgesehen vom zusätzlichen Blindleistungstransport. Der Stromverdrängungseffekt ist frequenz- und spannungsabhängig. Bei hohen Frequenzen bzw. Spannungen resultiert nur ein oberflächlicher Stromfluss (das Prinzip des Hohlleiters).

3.3.2.2 Milliken-Leiter

Zunächst wird der massive Leiterquerschnitt auf viel Einzellitzen mit gleichem Summenquerschnitt aufgeteilt. Beim Verseilen zu einem Bündelleiter ändert jede Einzellitze ihre geometrische Anordnung bezüglich des Leiterquerschnitts. Im Bündelleiter gibt

es nur kleine konstante magnetfelddurchströmte Flächen, somit kann nur eine niedrige Induktionsspannung auftreten und die daraus resultierenden Induktionsströme bleiben klein. Aluminiumlitzen sind mit einer Oxidschicht belegt, diese wirkt wie ein Isolator und erschwert die Querleitfähigkeit zwischen den Einzellitzen. Jeder Bündelleiter stellt, bestehend aus Einzellitzen, einen einzelnen Segmentleiter dar. Mehrere Segmentleiter werden zum endgültigen Leiter verdreht, wobei jeder Segmentleiter durch die Verseiltechnik seine Position im Leiterquerschnitt ändert. Im Endeffekt wird jede geschlossene magnetfelddurchströmbare Fläche weitgehend vermieden.

Neben dem Stromverdrängungseffekt in Einzellitzen und Segmentleitern, tritt noch der Proximityeffekt Y_P unter den Einzellitzen und zwischen den Segmentleitern auf. Dieser beruht auf den Induktionseigenschaften der Leitelemente untereinander.

$$R_W = \rho * \frac{l}{A} * (1 + Y_S + Y_P) = R_G * (1 + Y_S + Y_P) = R_G * k \quad (3.8)$$

R_W ... Wechselstromwiderstand

R_G ... Gleichstromwiderstand

Y_S ... Skineffekt

Y_P ... Proximityeffekt

ρ ... Spez. Leitungswiderstand

l ... Leitungslänge

A ... Leitungsquerschnitt

k ... Gewichtungsfaktor von Wechselstromwiderstand zu Gleichstromwiderstand

Die Eindringtiefe δ der elektrischen Feldestärke beschreibt die Größe der Stromverdrängung und gibt die Wandstärke von der Leiteroberfläche bis zur Eindringtiefe vor, in der ein Stromfluss erfolgt. Der Stromfluss erfolgt bei Wechselspannung „rohrförmig“, dabei ist die Eindringtiefe stark frequenzabhängig und berechnet sich nach Gleichung 3.9. Der resultierende Wechselstromwiderstand R_W folgt aus 3.10 [14] [33].

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\pi * f * \mu * \frac{1}{\rho}}} \quad (3.9)$$

$$R_W = \frac{\rho}{A} * l = \frac{\rho}{2 * \pi * r * \delta} * l \quad (3.10)$$

$f \dots$ Frequenz	$\delta \dots$ Eindringtiefe
$\mu \dots$ Permeabilität	$r \dots$ Leiterradius

Bemerkung: Im folgenden wird nicht mehr explizit unterschieden zwischen Gleichstromwiderstand R_G und dem Wechselstromwiderstand R_W , der Wechselstromwiderstand wird einfach mit R bezeichnet.

3.3.2.3 Stromwärmeverluste bei symmetrischer Last

Hochspannungsnetze und Mittelspannungsnetze werden generell symmetrisch und 3-phasig betrieben, im Idealfall ist auch das Niederspannungsnetz symmetrisch belastet. Die Netzverlustleistung P_V ergibt sich nach Gleichung (3.11), es besteht eine quadratische Abhängigkeit zum Laststrom. Durch eine geschickte Netzumstrukturierung, beispielsweise durch Reduktion des Leitungswiderstandes, einer Trennstellenoptimierungen oder durch Netzvermaschungen ist die Verlustleistung reduzierbar. Alternativ kann ein Netztransformator möglichst lokal bei den größten Lasten platziert werden. Auf diese Weise ist eine „lokal nahe“ Hochspannungsübertragung mit dem Vorteil von kleineren Strömen und daraus geringeren resultierenden Netzverlusten realisierbar.

$$P_V = 3 * R * I^2 \quad (3.11)$$

Der zeitliche Verlauf der Netzverlustleistung bei symmetrischer Belastung ergibt die Verlustarbeit [kWh], nach (3.12).

$$W_{V_{Sym}} = 3 * R * \int_{t=0}^{t=T_n} I(\tau)^2 * d\tau \quad (3.12)$$

3.3.2.4 Stromwärmeverluste bei unsymmetrischer Last

Die Belastung im Niederspannungsnetze unterscheidet sich von jenen im Mittelspannungsnetz bzw. Hochspannungsnetz. Niederspannungsnetze werden als Vierleiternetze betrieben. Ein zusätzlicher Neutralleiter ermöglicht den Betrieb von einphasigen Lasten. Die Lastaufteilung unter den 3-Phasen ist installationstechnisch nicht immer gleichmäßig erfolgt oder betrieblich möglich. Dadurch kommt es zu Schiefasten. Durch spezielle sekundärseitige Transformatorschaltungen (Dyn5 oder Yzn5) kann eine auftretende

Transformatorschieflast (in den Transformatorwicklungen), hervorgerufen durch unsymmetrische Phasenlasten, besser beherrscht werden. In den Kapiteln 3.3.2.5 und 3.3.2.6 wird die Aussymmetrierung an der sekundärseitigen Transformatorstromsammelschiene detailliert beschrieben.

Zur Abschätzung künftiger Lastentwicklungen und des erforderlichen Ausgleichsenergiebedarfs werden standardisierte Lastprofile von der Verrechnungsstelle der Regelzone (in Österreich z.B. APCS¹⁰) nach Vorgabe der VDEW [9] erstellt und veröffentlicht. Darin sind Kleinabnehmer kategorisiert und in Standardgruppen eingeteilt.

- Privathaushalte verfügen kaum über 3-phasige Lasten, auch die Lastschwankungen sind stark dem tageszeitlichen Verlauf unterworfen. Die auftretende Unsymmetrie wird aufgrund der 1-phasigen Lasten größer sein als bei Industrieanschlüssen.
- Bei Industrieanschlüssen treten meist gleichmäßigere Phasenbelastungen mit kleineren Lastschwankungen auf als bei Privathaushalten. Viele Lasten werden 3-phasig betrieben, die auftretende Unsymmetrie hält sich daher in Industrienetzen in Grenzen.

Für die unsymmetrische Verlustarbeit ergibt sich folgende Formel (3.13): Die resultierende Verlustarbeit ist um die zusätzlich auftretenden Verluste durch Ströme in Neutralleitern, sowie den unterschiedlichen Strömen in den Phasenleitern, erhöht.

$$W_{W_{Unsym}} = \sum_{i=1}^{i=3} R_{L_i} * \int_{t=0}^{t=T_n} I_{L_i}(\tau)^2 * d\tau + \underbrace{R_N * \int_{t=0}^{t=T_n} I_N(\tau)^2 * d\tau}_{\text{Neutralleiterverluste}} \quad (3.13)$$

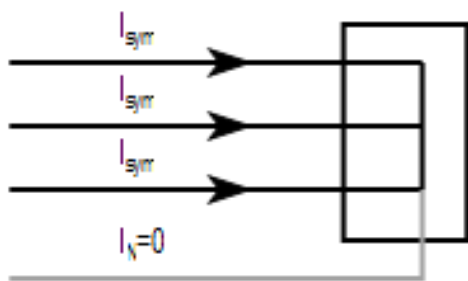
3.3.2.5 Der Einfluss der Unsymmetrie auf die Netzverluste

Mit zunehmendem Abstand von der sekundärseitigen Transformatorstromsammelschiene und Nähe zum Endkunden, erhöht die steigende Strom-Unsymmetrie [29] die relativen Netzverluste zunehmend. Das Niederspannungsnetz ist als ein verzweigtes strahlförmiges Netz ausgeführt. In den einzelnen Abzweignoten überlagern sich die Lasten der Einzelabnehmer und symmetrieren sich teilweise aus, der unsymmetrische Einfluss auf die Netzverluste nimmt ab.

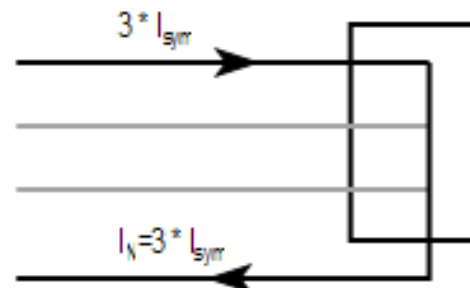
¹⁰Austrian Power Clearing & Settlement

In Abbildung 3.2 sind zwei extrem Szenarien dargestellt, beide Schaltungen sollen die gleiche Leistungsaufnahme besitzen. Teilschaltung (a) stellt die symmetrische Leistungsentnahme dar, dabei gleichen sich die drei Drehstromleiterströme gegenseitig aus. Die resultierende Verlustleistung errechnet sich nach Gleichung (3.14), wobei der Unsymmetriefaktor $k_{unsym}=1$ ist und kein Neutralleiterstrom fließt.

$$P_{V_{sym}}(t) = 3 * R * I_{sym}(t)^2 \quad (3.14)$$



(a) Symmetrische 3-phasige Belastung



(b) 1-phasige Belastung mit gleicher Leistungsaufnahme wie bei 3-phasiger Belastung im Fall (a)

Abbildung 3.2: Ursache des Unsymmetriefaktors

In Teilschaltung (b) findet nur eine einphasige Lastentnahme statt. Es liegt in diesem Fall die größte mögliche Unsymmetrie $k_{unsym}=6$ vor, denn der Stromrückfluss erfolgt separat über den Neutralleiter. Es ergibt die doppelte Leitungslänge bzw. der zweifache Leitungswiderstand. Bei gleicher Leistungsaufnahme wie im Fall (a), fließt der dreifache Phasenstrom. Die resultierende Verlustleistung errechnet sich folgendermaßen nach Gleichung (3.15).

$$P_{V_{unsym}}(t) = 2 * R * (3 * I_{sym}(t))^2 \quad (3.15)$$

Zunächst soll der Begriff Messwertauflösung t' erläutert sein: Der Hochstrich symbolisiert in diesem Fall keine Ableitung wie in der Differentialrechnung, sondern mit t' wird der zeitlich gewählte Abtastwert der Messwertauflösung verdeutlicht (3.16).

$$t = k * t' \quad (3.16)$$

Aus Gleichung (3.17) resultiert für eine zeitliche Messwertauflösung t' der zeitabhängige Unsymmetriefaktor $k_{unsym}(t')$. Es zeigt sich, die Netzverluste sind im schlechtesten Fall, unter der Berücksichtigung der Unsymmetrie, um das 6-fache erhöht!

$$k_{unsym}(t') = \frac{P_{V_{unsym}}(t')}{P_{V_{sym}}(t')} = \frac{2 * R * (3 * I_{sym}(t'))^2}{3 * R * I_{sym}(t')^2} = \frac{6}{1} = 6 \quad (3.17)$$

Der Unsymmetriefaktor weist eine Schwankungsbreite vom 1-fachen bis zum 6-fachen Wert auf.

3.3.2.6 Die Ermittlung des Unsymmetriefaktors und die resultierenden Netzverluste

Der Unsymmetriefaktor $k_{unsym}(t')$ ist auf Grund des ständigen dynamischen Lastwechsels ein zeitabhängige Größe, wie aus Abbildung: 3.3 (a) ersichtlich. Für die Berechnung ist der theoretische symmetrische Strom $I_{sym}(t')$ notwendig. Dieser läßt sich aus der gemessenen Gesamtscheinleistung $S_{ges}(t')$ und dem gemittelten Spannungsverlauf $\overline{U_n}(t')$ aus den drei gemessenen Phasenspannungen $U_{L_1}(t')$, $U_{L_2}(t')$ und $U_{L_3}(t')$ nach (3.19) für jeden Messzeitpunkt t' ermitteln.

$$\overline{U_n}(t') = \frac{U_{L_1}(t') + U_{L_2}(t') + U_{L_3}(t')}{3} \quad (3.18)$$

$$I_{sym}(t') = \frac{S_{ges}(t')}{3 * \overline{U_n}(t')} \quad (3.19)$$

Schließlich errechnet sich der zeitliche Verlauf des Unsymmetriefaktor aus den drei Phasenströmen und dem Neutralleiterstrom nach (3.20).

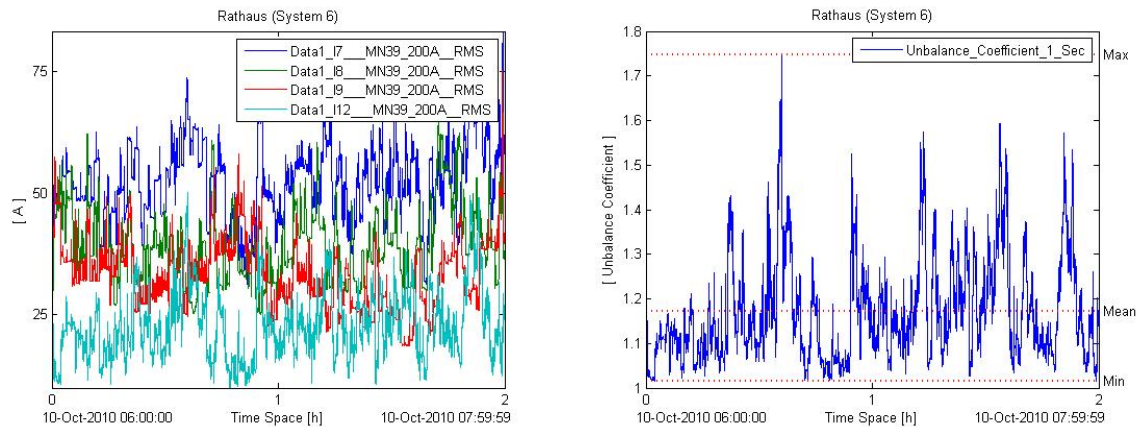
$$k_{unsym}(t') = \frac{I_{L_1}(t')^2 + I_{L_2}(t')^2 + I_{L_3}(t')^2 + I_{L_N}(t')^2}{3 * I_{sym}(t')^2} \quad (3.20)$$

Unter Einbezugnahme des zeitlichen Unsymmetrieverlaufs $k_{unsym}(t')$ berechnet sich die resultierende Netzverlustarbeit W_V mit den quadratischen Leiterströmen $I_{L_x}(t')^2$ und

den jeweiligen Leitungswiderständen R_{L_x} folgend:

(Meistens sind die Leitungswiderstände gleich groß und es gilt vereinfachend $R = R_{L_1} = R_{L_2} = R_{L_3} = R_{L_N}$)

$$W_V = R * \sum_{t'=1}^{T_n=k*t'} k_{unsym}(t') * (I_{L_1}(t')^2 + I_{L_2}(t')^2 + I_{L_3}(t')^2 + I_{L_N}(t')^2) \quad (3.21)$$



(a) Stromverlauf der drei Phasenströme und des Neutralleiterstroms

(b) Verlauf des Unsymmetriefaktors

Abbildung 3.3: Verlauf der unsymmetrischen Belastung - Messwertaufösung 1 Sec

Tabelle 3.1: Variablen Nomenklatur - Beispielssignal Rathaus X System 6

Phasenstrom	Systemname	Messsignal
I_{L_1}	System 6	Data1 I7 MN39 200A RMS
I_{L_2}	System 6	Data1 I8 MN39 200A RMS
I_{L_3}	System 6	Data1 I9 MN39 200A RMS
I_{L_N}	System 6	Data1 I12 MN39 200A RMS

Mit Abbildung 3.3 (a) sollen die Zusammenhänge der Unsymmetrie verursachenden Phasenströme, dem Neutralleiterstrom und dem daraus resultierenden Unsymmetriefaktor Abbildung 3.3 (b), dargestellt werden. Der hier gewählte Messsignalausschnitt dient nur als Beispiel und wurde willkürlich gewählt. Es handelt sich um einen kurz nach der Stromsammelschiene gemessenen Kabelabgang mit unbekannter Last. Deutlich ist der zu den drei Phasenströmen fließende, unsymmetrieverursachende Neutralleiterstrom

Tabelle 3.2: Unsymmetrischer Einfluss auf die Netzverlustarbeit, abhängig der gewählten Messwertauflösung t'

t'	System1	System2	System3	System4	System5	System6
1 Sekunde	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 Minute	99,38%	98,07%	99,87%	98,69%	99,68%	99,23%
5 Minute	98,67%	94,51%	99,69%	97,15%	99,27%	98,21%
15 Minute	98,19%	91,46%	99,53%	96,16%	98,92%	97,15%
30 Minute	97,91%	89,44%	99,41%	95,58%	98,62%	96,49%
60 Minute	93,59%	87,46%	99,25%	95,05%	98,15%	95,70%

zum Transformatorsternpunkt erkennbar. Die Messwertauflösung t' beträgt 1 Sekunde. Detaillierte Messergebnisse sind im Kapitel 5.2 dargestellt.

Die gewählten Messpunkte für die jeweiligen Ortsnetzstationen sind (im Anhang) in den Abbildungen 8.5, 8.6, 8.7, 8.8 und 8.9 ersichtlich.

Im Folgenden soll der Einfluss der Unsymmetrie genauer betrachtet werden, vor allem die Auswirkung der Messwertauflösung t' auf die reale, mit dem Unsymmetriefaktor faktorisierte Netzverlustarbeit. Dazu wird der Signalausschnitt in Abbildung 3.5 untersucht. Es handelt sich um denselben Signalausschnitt, wie in der bereits zuvor angeführten Abbildung 3.3.

Würde die Messwertauflösung $t' = 20$ ms (entspricht der Netzfrequenz 50 Hz) betragen, so würde der natürliche Signalablauf gewertet werden. Jede Abweichung führt zu einer Mittelwertbildung über die Dauer der Messwertauflösung t' , und verzerrt die realen Werte. In Abbildung 3.5 ist der Einfluss der zeitlichen Messabstände auf den Verlauf des Unsymmetriefaktors deutlich ersichtlich, denn durch die zeitliche Ausmittelung gehen die verlustrelevanten impulsartigen Stromspitzen verloren. Auch der resultierende Unsymmetriefaktor fällt wesentlich niedriger aus. Dies lässt sich zahlenmässig noch besser durch die Inbezugnahme der realen Mess- und Rechenergebnisse (Trafostation Nr.24 Rathaus) aus Tabelle 3.2 zeigen.

Die Messwertmittlungszeit t' von einer Sekunde entspricht im Folgenden bei der durchgeführten Messauswertung 100% der Netzverlustarbeit. Wird die Messauflösung redu-

ziert, so sinkt die errechnete Netzverlustarbeit, d.h. die realen Verluste sind in Wirklichkeit wesentlich höher. Im betrachteten System 6 liegt eine Verlustabweichung von ca. 4,3% vor - zwischen einer sekundengenauen Messung mit einer Messwertauflösung von einer Sekunde im Vergleich zu einer Messwertauflösung einer Stunde. Als Resümee läßt sich sagen, die Lasten am Kabelabgang des Systems 6 symmetrieren sich durch einzelne Überlagerungen in den Kabelabzweignoten noch relativ gut aus. Im Vergleich, dazu System 2: Dort beträgt die Netzverlustabweichung bereits 12,5%.

Nach den Rechenergebnissen in Tabelle 3.2 ist System 3 am besten aussymmetriert, es handelt sich dabei um die direkte Messung der Zuleitung zwischen Transformator zur Stromsammelschiene. Es fließt nur ein kleiner Neutralleiterstrom, dieser konnte Aufgrund der örtlichen Gegebenheiten nicht gemessen werden. Mit Gleichung (3.39) wäre der Neutralleiterstrom ermittelbar. Die auftretende Phasenschieflast wirkt sich durch die gewählte zeitliche Messauflösung t' auf das Ergebnis der berechneten Netzverlustarbeit aus. Der Unsymmetriefaktor, im Vergleich zu Abbildung: 3.6, weicht wenig von seinem Idealwert $k_{unsym} = 1$ ab. Um dies zu verdeutlichen wurde dieselbe Skalierung der Ordinatenachse wie in Abbildung 3.5 beibehalten. In Abbildung 3.8 (zugehörige Nomenklatur Tabelle: 3.3) ist der Unsymmetriefaktor von System 3 den fließenden Lastströmen gegenüber gestellt.

Bemerkung: Die auftretenden Phasenschieflasten in den Stromsammelschienen werden durch den Transformator in das Mittelspannungsnetz übertragen. Zudem sind die Lastströme entsprechend der Spannungshöhe im Mittelspannungsnetz reduziert.

Um die Zusammenhänge des Unsymmetriefaktors, der Phasenschieflast und des Neutralleiterstroms genauer zu betrachten, sollen die beiden Abbildungen 3.7 und 3.8 dienen. Von einem mathematischen Signalvergleich zwischen Unsymmetriefaktor und Neutralleiterstrom mittels Korrelationskoeffizient wird an dieser Stelle abgesehen. Abbildung 3.7 stellt den bekannten Signalausschnitt des Beispielsignals von System 6 dar. Schnell wird ersichtlich, wie dominant der fließende Neutralleiterstrom den Unsymmetriefaktor und damit die auftretenden Netzverluste bzw. die resultierende Netzverlustarbeit beeinflusst. Hin zum Endabnehmer wird das System zunehmends unsymmetrischer. Die Lastasymmetrierung schwindet und die relativen Netzverluste nehmen zum einen durch den steigenden Einfluss des Unsymmetriefaktors zu und zum anderen werden sie stark von der gewählten Messwertmittelungszeit t' beeinflusst, wie dies Abbildung 3.4 eindrücklich

demonstriert. Die realen Netzverluste messtechnisch zu erfassen gestaltet sich bezüglich der verzweigten Netzstruktur ohne Smart Meter schwierig. Zudem ist auf eine hohe Messwertauflösung t' zu achten, denn diese führt zu großen Datenmengen!

Tabelle 3.3: Variablen Nomenklatur zu Abbildung 3.8 (b) des Beispielssignals vom Rathaus X
System 3

Phasenstrom	Systemname	Messsignal
I_{L_1}	System 3	Data1 AI 11 RMS
I_{L_2}	System 3	Data1 AI 12 RMS
I_{L_3}	System 3	Data1 AI 13 RMS
I_{L_N}	System 3	Data1 AI 15 RMS

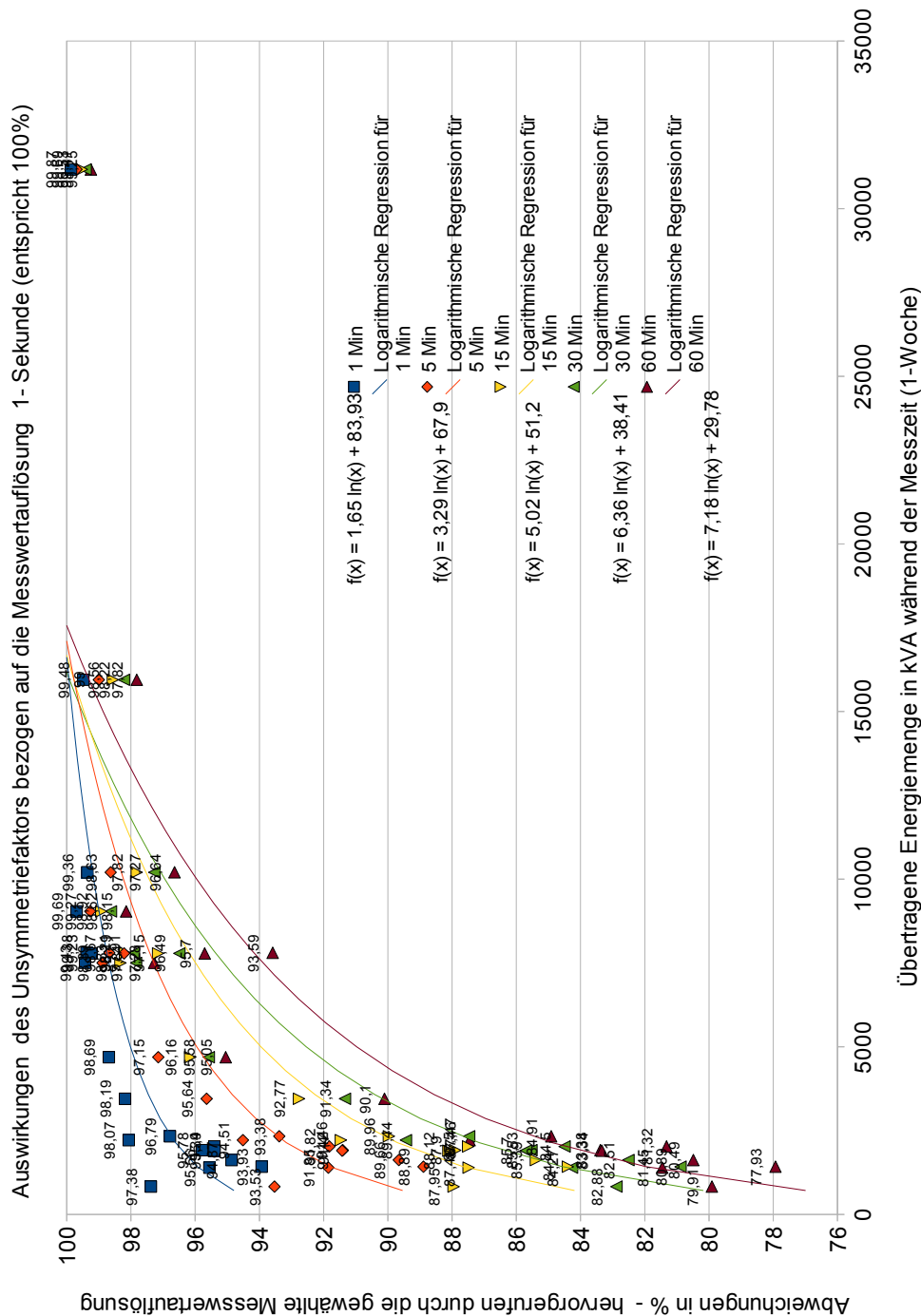
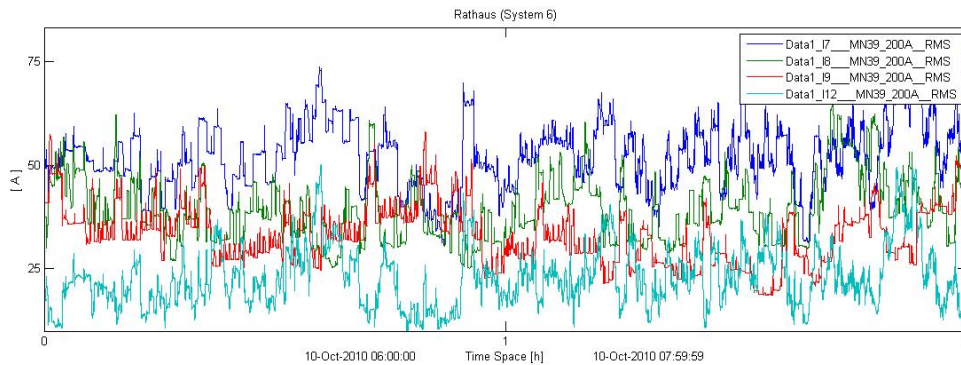
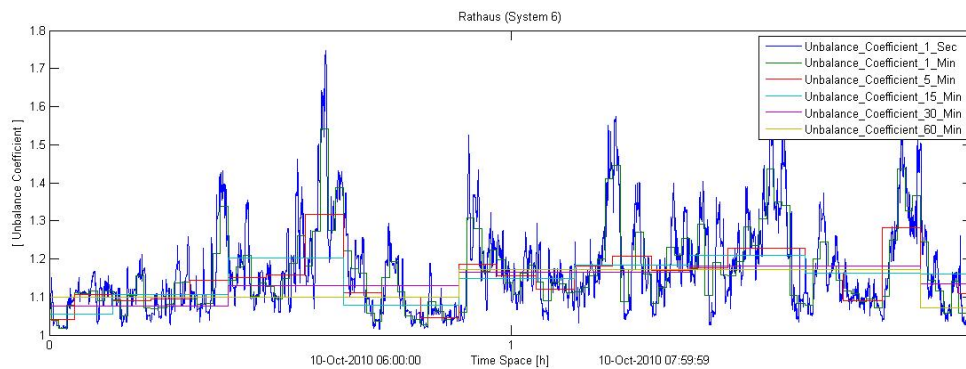


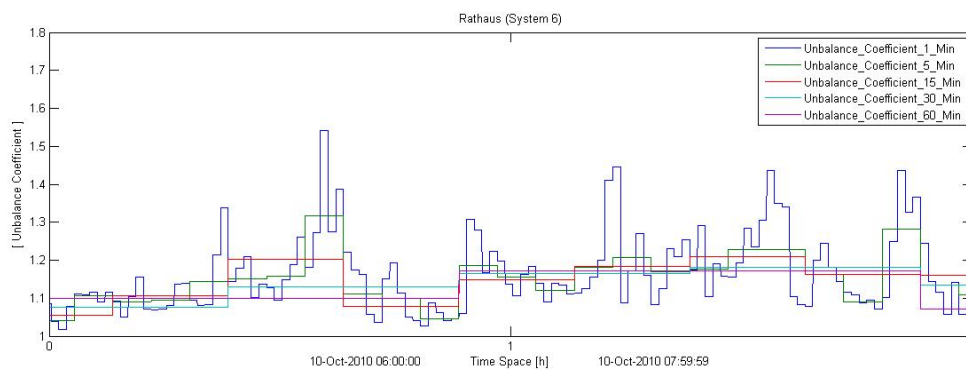
Abbildung 3.4: Kleine übertragene Energiemengen sind stärker von der Messwertauflösung t' beeinflusst. Begründen lässt sich dies mit einer geringeren Lastüberlagerung und Aussymmetrierung.



(a) Lastgang zum Signalausschnitt; Variablen-Nomenklatur siehe Tabelle 3.1

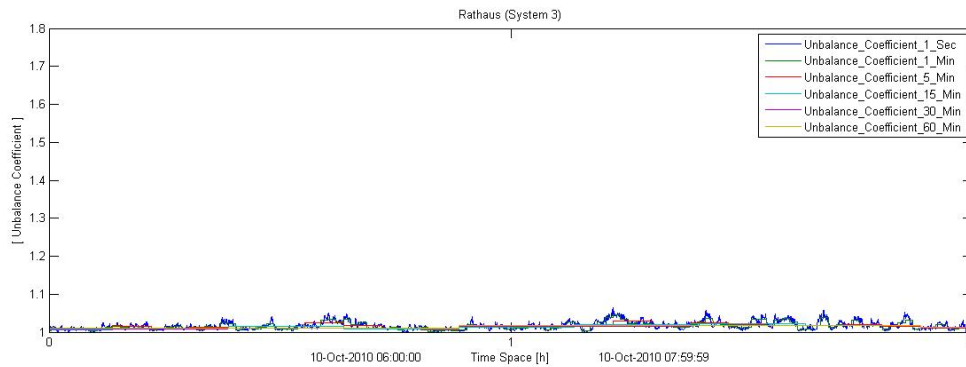


(b) Unsymmetriefaktor bei einer Messauflösung 1 Sec - 1 Min - 5 Min - 15 Min - 30 Min - 60 Min

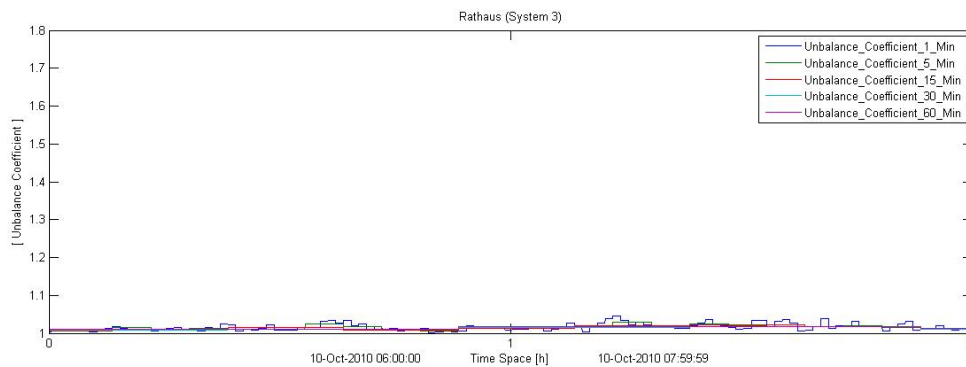


(c) Unsymmetriefaktor bei einer Messauflösung 1 Min - 5 Min - 15 Min - 30 Min - 60 Min

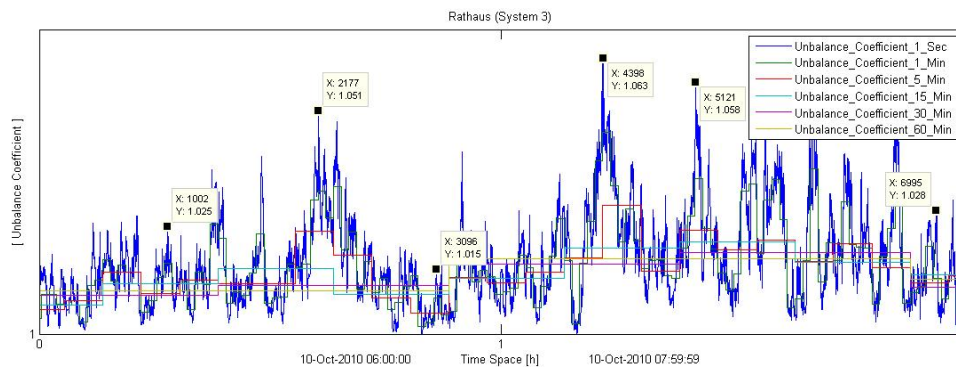
Abbildung 3.5: Dargestellt ist der Verlauf des Unsymmetriefaktors von System 6, in Abhängigkeit von der gewählten Messwertauflösung t' .



(a) Unsymmetriefaktor mit einer Messauflösung 1 Sec - 1 Min - 5 Min - 15 Min - 30 Min - 60 Min

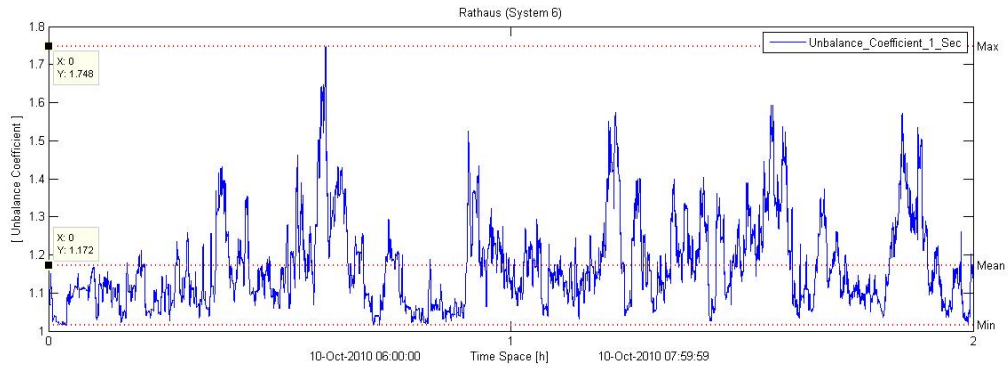


(b) Unsymmetriefaktor mit einer Messauflösung 1 Min - 5 Min - 15 Min - 30 Min - 60 Min

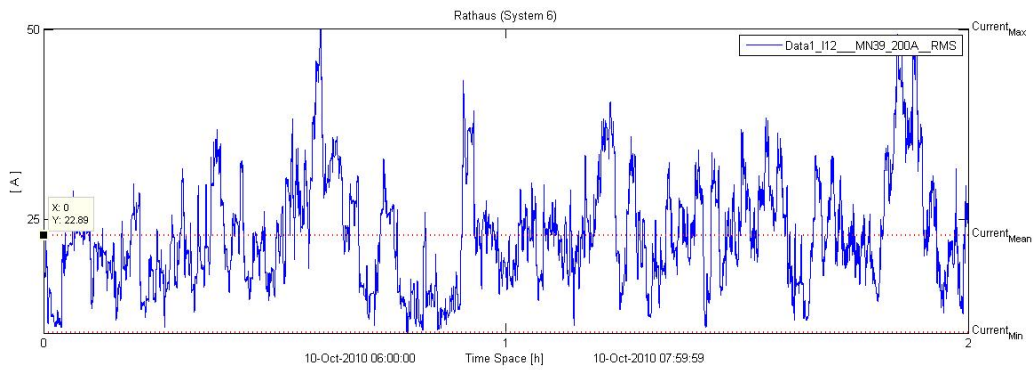


(c) Vergrößerte Darstellung des Unsymmetriefaktors; Messauflösung beträgt 1 Sec - 1 Min - 5 Min - 15 Min - 30 Min - 60 Min

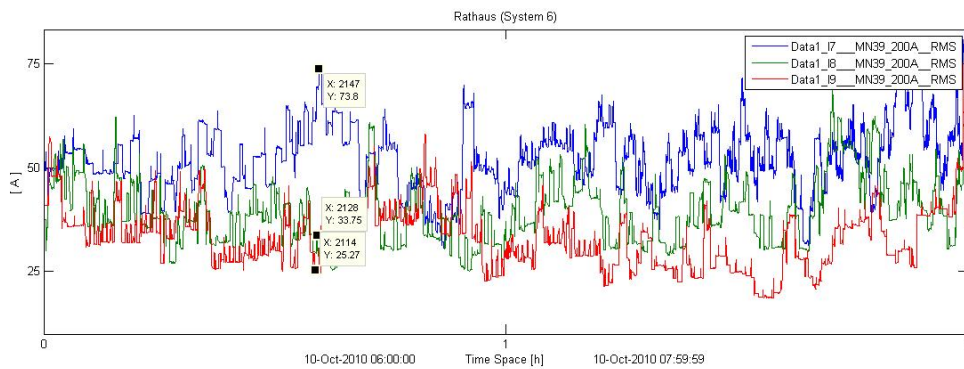
Abbildung 3.6: Prägnanz des Unsymmetriefaktors an der Transformatorstromsammelschiene von System 3



(a) Unsymmetriefaktor (System 6)

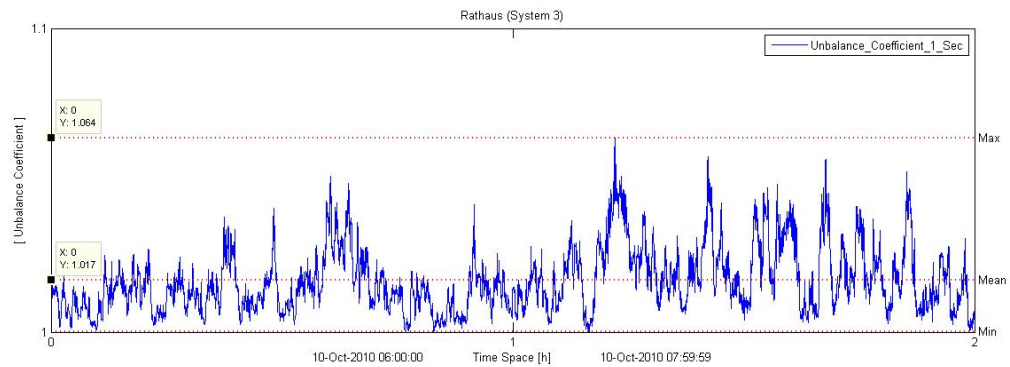


(b) Neutralleiterstrom (System 6)

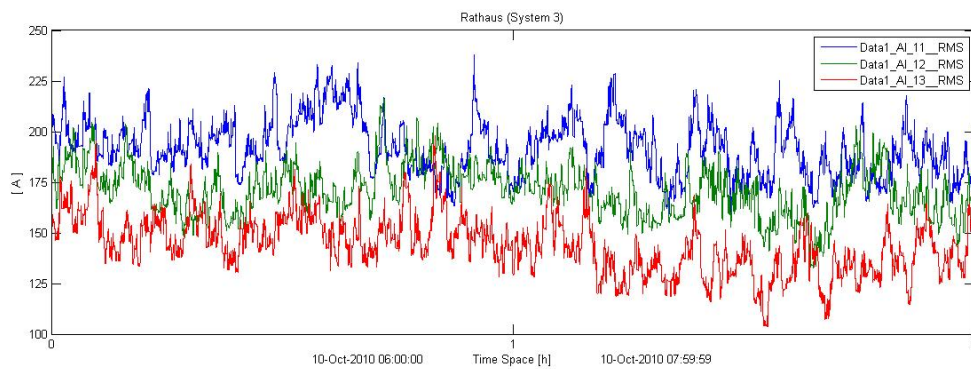


(c) Phasenströme (System 6); Variablen-Nomenklatur siehe Tabelle 3.1

Abbildung 3.7: Synchronität Unsymmetriefaktor zu Neutralleiterstrom



(a) Unsymmetriefaktor



(b) Phasenströme - Schiefkast; Variablen-Nomenklatur siehe Tabelle 3.3

Abbildung 3.8: Synchronität Unsymmetriefaktor zu Schiefkast Sammelschiene

3.3.2.7 Stromwärmeverluste durch Blindleistungstransport

Aufgrund des Induktivitäts- und Kapazitätsbelages des Netzes treten Blindleistungsströme in Erscheinung. Die resultierenden Lastströme setzt sich aus Blindströmen und Wirkströmen zusammen, und sind nicht mehr in Phase mit der Netzspannung. Der Blindstromanteil führt zu erhöhten Netzverlusten. Der Blindstromanteil führt zu erhöhten Netzverlusten. Im Hochspannungsnetz und Mittelspannungsnetz errechnet sich die Verlustarbeit mit den Scheinströmen nach Gleichung 3.12.

3.3.2.8 Gleichzeitigkeitsfaktor

Der Gleichzeitigkeitsfaktor g beschreibt das Gruppenverhalten gleichartiger Verbraucher (bzw. Kunden), es gilt als unwahrscheinlich, dass alle gleichen Verbraucher zur selben Zeit ihre Maximallast beziehen. Daher kann die installierte Leistung, also die Summe aller Einzelleistungen größer sein als die reale Anschlussleistung. Durch den Gleichzeitigkeitsfaktor wird die mögliche Höchstlast abgemildert und eine wirtschaftlich bessere Auslastung der Betriebsmittel bei geringeren Verlusten erzielt (unter der Voraussetzung der gleichbleibenden Verbrauchsgewohnheiten). Ändern sich diese, so sind Anpassungen im Betrieb nötig, bzw. Reserven einzuplanen. Planungshilfen sind aktuelle standardisierte Lastprofile nach Kundengruppen, die nach ihrem zeitlichen Leistungsbedarf gruppiert sind [11].

$$g = \frac{P_{max}}{\sum_i P_{max_i}} \quad (3.22)$$

3.3.2.9 Ganglinie und Dauerlinie

Die Ganglinien in Abbildung 3.9 stellen den zeitlichen Belastungsverlauf des betrachteten Betriebsmittels dar. Diese sind maßgebend zum Abschätzen des zu erwarteten Energiebedarfs. Wird die Ganglinie nach Lastgrößen sortiert, so geht die zeitliche Information des Belastungsverlaufs verloren. Es resultiert ein geordnetes Belastungsdiagramm - die Dauerlinie (Abbildung 3.10). Mit Hilfe der Dauerlinie können Auslastungskenngrößen des Netzbetriebsmittels eruiert werden. Dabei stellt die Jahresdauerlinie eine wichtige wirtschaftliche Kenngröße im Netzbetrieb dar. Ein Rückgriff auf die Jahresdauerlinie ist deshalb sinnvoll [11], weil sie sich aus dem Verlauf vieler verschiedener Tagesdauerlinien zusammensetzt. Außerdem ist ein realitätsnaher Belastungsgrad m aus dem Dauerlinienverlauf für die Bestimmung des Wirkarbeitsverlustfaktors ϑ_W , siehe Kapitel 3.3.2.11, entnehmbar. Eine alleinige Ausmittlung der Tagesdauerlinie würde die Ergebnisse ver-

fälschen.

Die zeitlich übertragene elektrische Arbeit W entspricht der Fläche unter der Dauerlinie und der Ganglinie, es besteht folgender Zusammenhang nach 3.23:

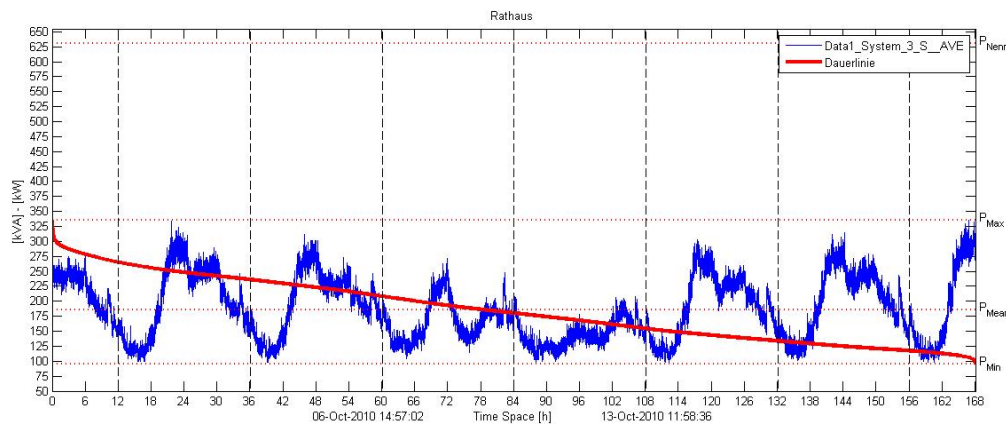


Abbildung 3.9: Ganglinie der übertragenen Scheinleistung des Netztransformators Nr. 24

$$W = \int_0^{T_n} P(t) * dt = P_{Nenn} * T_a = P_{Max} * T_m = P_{Mean} * T_n \quad (3.23)$$

- Die **Benutzungsdauer** T_m bewertet die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung, wobei die übertragene mittlere Energiemenge P_{Mean} unter der Dauerlinie über den gesamten Zeitraum T_n genau der gleichbleibenden maximalen Last P_{Max} während der Benutzungsdauer T_m entspricht.

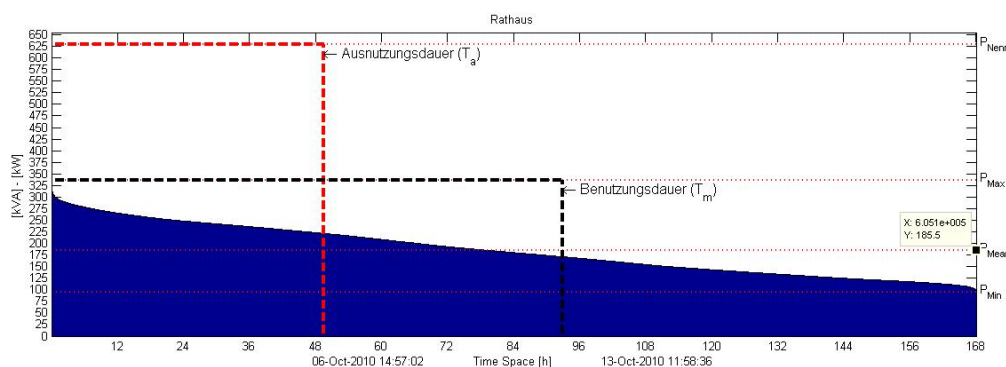


Abbildung 3.10: Dauerlinie der übertragenen Scheinleistung des Netztransformators Nr.: 24

- Die **Ausnutzungsdauer** T_a drückt die genutzten Volllaststunden der installierten Nennleistung aus. In der Dauerlinie Abbildung 3.10 des Netztransformators wird die Auslastung anhand der kurzen Ausnutzungsdauer und der geringen übertragenen Spitzenscheinleistung ersichtlich. Der dargestellte Transformator mit einer Nennleistung von 630 kVA ist schwach ausgelastet. Die auftretenden Netzverluste (Leerlaufverluste) könnten durch einen kleineren Transformator reduziert werden, dadurch wäre der Transformator besser ausgelastet.
- Der **Belastungsgrad** m stellt das Verhältnis von der mittleren Last P_{Mean} zur Maximallast P_{Max} dar. Dies ist ein wichtiger Teilfaktor für die reine numerische Konstruktion einer Dauerlinie und für die Bestimmung des Wirkarbeitsverlustfaktors ϑ_W , falls keine realen Messwerte vorliegen. Der Belastungsgrad wird auch als Benutzungsgrad, Wirkbelastungsfaktor oder kurz Belastungsfaktor bezeichnet und errechnet sich folgendermaßen nach Gleichung 3.24:

$$m = \frac{W}{P_{Max} * T_n} = \frac{T_m}{T_n} = \frac{P_{Mean}}{P_{Max}} \quad (3.24)$$

- Mit dem **Ungleichförmigkeitsgrad** m_0 [11] wird das Lastverhältnis zwischen Minimallast zu Maximallast ausgedrückt. Dieses Verhältnis verdeutlicht die Lastschwankungsbreite und ist auch ein Teilfaktor für die numerische Bestimmung der Dauerlinie und des Wirkarbeitsverlustfaktors ϑ_W .

$$m_0 = \frac{P_{Min}}{P_{Max}} \quad (3.25)$$

Detaillierte Messdatensätze waren früher nicht verfügbar bzw. händisch handhabbar. Es wurden Näherungsverfahren zur Bestimmung der Dauerlinie entwickelt; kurz soll das Verfahren nach Soschinsky Gleichung (3.26) [11] dargestellt werden. Zugrunde liegen die ermittelten Werte des Belastungsgrades m und des Lastverhältnisses m_0 , tabellarisch sind spezifische Belastungsdauern und Belastungsgrade für jeweilige Kundengruppen verfügbar und können zur numerischen Ermittlung der Dauerlinie herangezogen werden. Zur Konstruktion der Dauerlinie wird auf die Ordinatenachse die normierte Leistung und auf die Abszisse die Zeitdauer aufgetragen.

$$\frac{P(t')}{P_{Max}} = 1 - (1 - m_0) * t'^{\frac{m-m_0}{1-m}} \quad (3.26)$$

$P(t')$... momentane Wirkleistung m_0 ... Ungleichförmigkeitsgrad
 P_{Max} ... maximale auftretende Wirkleistung m ... Belastungsgrad
 t' ... Messwertauflösung

Noch als Bemerkung sei angebracht: Der Lastverlauf ist eine stochastische Größe und ist auch für dasselbe Betriebsmittel nicht reproduzierbar. Beispielsweise, wird nicht jeden Tag in jedem Haushalt dieselbe Suppe gekocht! Durch Lastüberlagerungen gleichen sich die Lastspitzenschwankungen zwar teilweise aus, aber der stochastische Einfluss bleibt erhalten. Dies erfordert ein Vorhalten von Kraftwerksregelreserven für den stabilen Netzbetrieb.

3.3.2.10 Leistungsfaktor

Bei sinusförmigen Spannungen entspricht der Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ dem Phasenwinkel zwischen Spannung und Strom. Idealerweise bewegt sich der Leistungsfaktor zwischen $\cos(\varphi) = 0.90$ und $\cos(\varphi) = 1.0$. Ein gewisser Blindleistungsanteil ist für die Spannungshaltung im Netzknoten notwendig. Es kann bei ausschließlicher Wirkleistungsübertragung $\cos(\varphi) = 1$ zu Spannungshaltungsproblemen bezüglich der induktiv und kapazitiv wirkenden Netzinfrastruktur kommen. Gleichung 3.1 verdeutlicht die Zusammenhänge mit der Netzknotenspannung.

Durch die Verhältnisbildung der maximal auftretenden Wirkleistung P_{Max} zur maximalen Scheinleistung S_{Max} läßt sich zunächst der Leistungsfaktor λ_{Max} nach (3.27) berechnen. Dieser ist ein wichtiges Element für die Bestimmung des Scheinverlustarbeitsfaktors ϑ_S nach Gleichung 3.37 [11].

$$\lambda_{Max} = \frac{P_{Max}}{S_{Max}} \quad (3.27)$$

3.3.2.11 Netzverlustarbeitsbestimmung basierend auf Arbeitsverlustfaktoren

Oftmals sind die realen Lastgänge zur Netzverlustermittlung nicht bekannt. Mit Hilfe des Arbeitsverlustfaktors ϑ läßt sich empirisch aus der maximal auftretenden Höchstlast $P_{V_{Max}}$ (bzw. $S_{V_{Max}}$) im Zeitraum T_n (meist 8760 h), welche leicht bestimmbar ist, ein realitätsnaher Verlustwert durch Gewichtung der Höchstlast ermitteln. Bei den folgenden kurz vorgestellten Verfahren zur Arbeitsverlustfaktorbestimmung handelt es sich

um ältere Konzepte. Ob diese noch eine uneingeschränkte Gültigkeit für die heutigen Laststrukturen haben, bleibt offen (Besonders hinsichtlich der vielen Leistungselektronischenbauelementen und mit zunehmends abweichender Sinusform).

Die maximal auftretende Verlustleistung $P_{V_{Max}}$ resultiert aus dem maximalen symmetrischem Laststrom $I_{Sym_{Max}}$ im Höchstlastfall.

$$P_{V_{Max}} = 3 * R * I_{Sym_{Max}}^2 \quad (3.28)$$

- Unter Annahme einer konstanten Netzspannung U_n kann die nach Gleichung 3.12 berechnete Netzverlustarbeit W_V aus dem Belastungsverlauf der übertragenen Scheinleistung $S(t)$ ermittelt werden.

$$W_V = 3 * R * \int_{t=0}^{t=T_n} I(\tau)^2 * d\tau \xrightarrow{U_n=konst} W_V = \frac{R}{U_n^2} * \int_{t=0}^{t=T_n} S(\tau)^2 * d\tau \quad (3.29)$$

- Das Verhältnis von effektiver Wirkverlustarbeit W_V zur auftretender Wirkverlustarbeit $W_{V_{Max}}$ bei Maximallast wird als Arbeitsverlustfaktor ϑ bezeichnet.

$$\vartheta = \frac{W_V}{W_{V_{Max}}} = \frac{3 * R * \int_{t=0}^{t=T_n} I(\tau)^2 * d\tau}{3 * R * I_{Max}^2 * T_n} = \frac{\int_{t=0}^{t=T_n} I(\tau)^2 * d\tau}{I_{Max}^2 * T_n} \quad (3.30)$$

Der Arbeitsverlustfaktor ϑ ist ein Pendant zum Belastungsgrad m . Es gibt in der Regel keine Dauerlinie für Ströme, und meistens sind die fließenden Ströme für die Gleichung 3.30 nicht bekannt. Der Arbeitsverlustfaktor wird auf die übertragene Wirkleistung bezogen, der Leistungsfaktor λ ist auf $\lambda = 1$ gesetzt und der resultierende Arbeitsverlustfaktor wird als Wirkarbeitsverlustfaktor ϑ_W gekennzeichnet. Somit ist ein Bezug zwischen Dauerlinie, Belastungsgrad m und dem Wirkarbeitsverlustfaktor ϑ_W gefunden.

Die Ströme aus Gleichung 3.30 können mit unter einer vorausgesetzten konstanten Spannung U_n , wie in Gleichung 3.29, in Wirkleistungswerte überführt werden.

$$\vartheta = \frac{\int_{t=0}^{t=T_n} I(\tau)^2 * d\tau}{I_{Max}^2 * T_n} \xrightarrow{\lambda=1} \vartheta_W = \frac{\int_{t=0}^{t=T_n} P(\tau)^2 * d\tau}{P_{V_{Max}}^2 * T_n} \quad (3.31)$$

Basierend auf der Grundlage der theoretisch berechneten Dauerlinie nach Gleichung 3.26 von Soschinsky, kann der Wirkarbeitsverlustfaktor ϑ_W mit Kenntnis des Belastungsgrades m und des Ungleichförmigkeitsgrades m_0 nach 3.32 berechnet werden.

$$\vartheta_W = \int_{t=0}^{t=1} \left[1 - (1 - m_0) * \tau^{\frac{m-m_0}{1-m}} \right]^2 * d\tau \quad (3.32)$$

Häufig ist der Ungleichförmigkeitsgrad m_0 nicht bekannt und kann näherungsweise nach dem Verfahren von Junge $m_0 = m^2$ bzw. Wolf $m_0 = m^{1,8}$ aus dem Belastungsgrad m errechnet werden.

Es wurden viele Näherungsverfahren zur Ermittlung des Wirkarbeitsverlustfaktors erstellt. Kurz soll noch das VDEW¹¹ Verfahren genannt sein 3.33 und das Verfahren nach Soschinski/Junge (3.34) [11].

$$\vartheta_W = 0,17 * m + 0,83 * m^2 \quad (3.33)$$

$$\vartheta_W = \frac{m^2 * (2 + m^2)}{1 + 2 * m} \quad (3.34)$$

- Der **Scheinarbeitsverlustfaktor** ϑ_S berücksichtigt gegenüber dem reinen Wirkarbeitsverlustfaktor ϑ_W auch den Blindlastanteil. Die Gleichung 3.35 gilt für direkte Berechnung des Scheinverlustarbeitsfaktors.

$$\vartheta_S = \frac{\int_0^{T_n} S(t)^2 * dt}{S_{max}^2 * T_n} = \frac{\int_0^{T_n} P(t)^2 * dt + \int_0^{T_n} Q(t)^2 * dt}{S_{max}^2 * T_n} \quad (3.35)$$

Das Holmgreen Runge Näherungsverfahren beruht auf der Annahme, dass sich die normierte Blindleistung äquivalent zur Wurzel aus der normierten Wirkleistung verhält. Aus heutiger Sicht ist diese Annahme zu hinterfragen.

$$\frac{Q(t)}{Q_{Max}(t)} = \sqrt{\frac{P(t)}{P_{Max}}} \quad (3.36)$$

Mit Einbezug des maximalen Leistungsfaktors λ_{Max} nach 3.27 ergibt sich folgender Zusammenhang für Scheinarbeitsverlustfaktor ϑ_S :

$$\vartheta_S = \vartheta_W * \lambda_{Max}^2 + m * (1 - \lambda_{Max}^2) \quad (3.37)$$

¹¹Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke e.V.

Die auftretende Netzverlustarbeit W_V ist unter Berücksichtigung der obig genannten Annahmen und einer hinreichend genauen Kenntnis von Wirkleistungsverlusten $P_{V_{Max}}$ im Starklastfall bei einer bekannten Netznutzungsdauer T_n mit folgender Gleichung 3.38 ermittelbar. Diese Gleichung bildet die Basis für die Bestimmung der theoretisch realen Verlustarbeit W_V im Betrachtungszeitraum T_n .

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S * k_{unsym} \quad (3.38)$$

An der Stromsammelschiene liegt allgemein eine gute Aussymmetrierung vor. Dies ist aus den Abbildungen 3.8, 5.3 (b), 5.4 (b) und 5.5 (b) ersichtlich. Der Neutralleiter zum Transformatorsternpunkt war aufgrund der örtlichen Gegebenheiten für die Strommessungen in den Ortsnetzstationen nicht zugänglich. Numerisch kann der Neutralleiterstrom nach Gleichung 3.39 aus den jeweiligen Phasenströmen und Phasenwinkeln oder mittels Gegensystem (für Schiefasten) nach Gleichung 3.40 berechnet werden (Phasor $a = e^{j\frac{2}{3}\pi}$ und $a^2 = e^{-j\frac{2}{3}\pi}$).

$$|I_N| = |I_{L1} * \angle\varphi_{L1} + I_{L2} * \angle\varphi_{L2} + I_{L3} * \angle\varphi_{L3}| \quad (3.39)$$

$$I^2 = I_N^2 = \frac{1}{3}(I_{L1}^2 + a^2 * I_{L2}^2 + a * I_{L3}^2) \quad (3.40)$$

3.3.2.12 Verluste in Betriebsmitteln

Für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sind mehr Betriebsmittel nötig als nur Übertragungsleitungen und Transformatoren. Die meisten Überwachungseinrichtungen (z.B. Differentialschutz, etc.), Schutzeinrichtungen und weitere Betriebsmittel weisen gewisse Betriebsleistungsaufnahmen auf, die als Netzverluste gelten. Die Leistungsaufnahme bzw. die verursachten Verluste können meist aus Herstellerdatenblättern entnommen werden.

- Schutztechnisch ist jede Übertragungsleitung selektiv geschützt, häufig im Mittelspannungsnetz durch Hochspannungshochleistungssicherungen (HH-Sicherungen) oder Niederspannungshochleistungssicherungen (NH-Sicherungen). Dabei handelt

es sich um Schmelzsicherungen. Diese besitzen aufgrund ihrer Schmelzdrahtausführung einen erhöhten Innenwiderstand. Durch die verbaute Anzahl von Sicherungen fallen die Verluste nicht unerheblich aus. I_S bezeichnet den Betriebsstrom und I_N steht für den Nennstrom.

$$W_{V_{Sicherung}} = P_{V_{Sicherung}} * \left(\frac{I_S}{I_N} \right)^2 * T_n \quad (3.41)$$

- Messwandler sind bei hohen Spannungen und großen Strömen vor Mess- und Überwachungseinrichtungen erforderlich. Ihre Betriebsverluste tragen zur Grundlast bei.
- Kühlleistungen an zwangsbelüfteten Transformatoren
- ...

3.4 Nichttechnische Netzverluste

Vorwiegend werden defekte oder nicht korrekt arbeitende Abrechnungseinheiten und Datenverarbeitungsfehler bzw. menschliche Fehler (z.B. Ablesefehler) den nicht technischen Netzverlusten zugeordnet. Stromdiebstahl verursacht in mitteleuropäischen Ländern keine gravierenden Netzverluste. Finanzielle Netzverluste entstammen oftmals von nicht bezahlten Rechnungen. Rechenfehler setzen sich meist systematisch fort. Bilanzierungsfehler und Fehlbeurteilungen können wesentliche nichttechnische Netzverluste verursachen.

4 Netzberechnung

Mit dem Rechnerprogramm Neplan¹ wurden verschiedene Lastflusssituationen im Mittelspannungsnetz der Stadtwerke simuliert. Von Interesse sind die Mittelspannungsnetzverluste. Können diese durch eine bessere Netzoptimierung reduziert werden? Wie stark ist das Mittelspannungsnetz ausgelastet? Wie stellen sich die Spannungsverhältnisse der Blindleistungsbilanz dar?

4.1 Ausgangssituation

Vor ca. 12 Jahren wurden im Rahmen von zwei Diplomarbeiten Netzberechnungen für die Stadtwerke durchgeführt. DI Karl Moser [20] berechnete das Kurzschlussverhalten und Erdschlussverhalten verschiedener Erdungsmaßnahmen in Bezug auf die Spannungserhöhung in den gesunden Phasen. DI Roland Feeberger [10] beschäftigte sich mit Lastflussrechnungen für diverse Netzausbauvarianten und der Netzverlustermittlung. Die vorangegangenen Diplomarbeiten ermöglichten einen teilweisen Rückgriff auf das bereits implementierte Neplan-Netzmodell. Netzadaptionen wurden größtenteils nötig, da sich die Verteilnetzinfrastuktur der Stadtwerke X im Lauf der vergangenen Jahre durch Netzausbaumaßnahmen und Umstrukturierungsmaßnahmen stark veränderte. Zudem mußte den veränderten Lastsituationen Rechnung getragen werden.

Zunächst sollen kurz zusammenfassend die damaligen Intentionen (aus der Diplomarbeit Feeberger [10]) zu den drei untersuchten Netzausbauvarianten und der Netzverlustermittlung vorgestellt sein:

- Variante 1 beschreibt die damals bestehende Netzstruktur vom August 1998, mit drei Mittelspannungsebenen 30 kV/20 kV/5 kV und einer Übergabestelle von

¹Neplan ist ein Netzanalyseprogramm der Firma, BCP Busarello + Cott + Partner AG; ursprünglich an der ETH-Zürich entwickelt

110 kV aus dem Netz. Die vorhandene Netzerdung entsprach einem isolierten Netz.

- Variante 2 berücksichtigt den Rückbau der 30-kV-Ebene und die Erneuerung des alten 5-kV-Rings bis zum Werk 1 durch einen 20-kV-Ring mit niederohmiger Sternpunktterdung und eine Erneuerung des Wasserkraftwerkes. Zur Verdeutlichung: Die 5-kV-Mittelspannungsebene wurde nur im explizit erwähnten Bereich modellmäßig ersetzt.
- Variante 3 behandelt den Komplettumbau auf eine alleinige 20-kV-Mittelspannungsebene, d.h. die 5-kV-Ebene und 30-kV-Ebene wird komplett ersetzt durch eine 20-kV-Ebene. Als Leistungssteigerung wird die Eigenerzeugung durch einen zusätzlichen Generator im Blockheizkraftwerk in Betracht gezogen. Im Netzbetrieb wird von einer niederohmigen Sternpunktterdung ausgegangen.

Als Resümee läßt sich festhalten: Keine der untersuchten Netzausbauvarianten wurde realisiert. Die auftretenden Spannungshaltungsprobleme in der Variante 1 und der Variante 2 würden nach der neuen Europeanorm EN 50160 keine Spannungsgrenzen auf der 400-V-Ebene verletzen. Damals wurde in manchen kraftwerknahe Netzknotten die damals zulässige Oberspannungsgrenze von 106% minimal überschritten. Seit dem Jahr 2003 erlaubt die neue EN 50160 einen Spannungsschwankungsbereich von $\pm 10\%$ in der 400-V-Niederspannungsebene.

Fazit für die Netzverlustermittlung:

- In der damals durchgeführten Netzverlustermittlung wurden Transformatoren verschiedener Hersteller abhängig ihrer Schaltungsgruppe betrachtet. Es ergaben sich erhebliche Unterschiede in den Leerlaufverlusten, welche sich auch als schaltungsgruppenabhängig erwiesen. Allein die richtige, herstellerabhängige Transformatorauswahl beeinflußt die auftretenden Netzverluste beachtlich.
- Die Beurteilung der Niederspannungsleitungsverluste erfolgte über einen eigens hergeleiteten Verlustgewichtungsfaktor. Dieser Multiplikationsfaktor bezog sich einzig auf die Verluste pro Leitungslänge und variierte abhängig von den beiden Lastfällen - Starklast bzw. Mittellast. Unsymmetrische Belastungseinflüsse, bzw. eine Ermittlung über den Scheinarbeitsverlustfaktor, wurden nicht durchgeführt.

4.2 Netzbeschreibung

Zunächst soll die bestehende Netzinfrastuktur der Stadtwerke X dokumentiert werden (Stand August 2010). Aus Tabelle 4.1 sind die Freileitungslängen und Kabellängen bezüglich ihrer Spannungsebenen ersichtlich. Das Netz setzt sich aus drei Mittelspannungsebenen zusammen - 20 kV/10 kV/5 kV. Neu ist im Vergleich zu den vorangegangenen Netzanalysen die 10-kV-Ebene. Vorwiegend wurde das alte 5-kV-Mittelspannungsnetz durch das heute weit vorbereitete 20-kV-Mittelspannungsnetz ersetzt, mit dem wirtschaftlichen Vorteil, dass nur standardisierte Netzelemente einer Systemebene verwendet werden. Die veraltete 5-kV-Netz-Struktur befindet sich hauptsächlich noch im städtischen Bereich. Im Rahmen von künftigen Grabungsgelegenheiten wird wahrscheinlich ein weiterer stufenweiser Umbau auf die einheitliche 20-kV-Mittelspannungsebene erfolgen.

Tabelle 4.1: Netzinfrastuktur Kabel- und Freileitungen

20 kV Erdkabelleitung	119060 m
20 kV Freileitung	77510 m
10 kV Erdkabelleitung	815 m
10 kV Freileitung	17740 m
5 kV Erdkabelleitung	23317 m
5 kV Freileitung	4166 m
400 V Erdkabelleitung	532513 m
400 V Freileitung	224180 m
Ausüstungen Hochspannung	45495 m
Ausüstungen Niederspannung	87893 m

Die Hauptleistung ca. 20 MW wird aus dem übergeordneten Steweag 110-kV-Hochspannungsnetz entnommen. Die installierte Kraftwerksleistung im Verteilnetz der Stadtwerke X beläuft sich auf ca. 5 MW. Der Gesamtleistungsbedarf der Stadtwerke X beträgt etwa 25 MW (Stand August 2010).

Die Stadtwerke X obliegen als kleiner Netzbetreiber nicht der organisatorischen und gesellschaftlichen Entflechtung durch die Marktliberalisierung. Es darf der eigene Kraftwerkspark weiter betrieben werden. Aus der Tabelle 4.2 sind die eigenen Kraftwerksnennleistungen ersichtlich.

Tabelle 4.2: Eigene Kraftwerke

Leistung (SSG)	1,85 MVA
KW Werk 1 G1	0,39 MVA
KW Werk 1 G2	0,36 MVA
KW Werk 1 G3	0,39 MVA
KW Wasendorf G1	1,35 MVA
KW Wasendorf G2	1,35 MVA
KW Sensenwerk G1	0,41 MVA
KW Sensenwerk G2	0,41 MVA
KW Murdorf G1	0,46 MVA
KW Murdorf G2	0,41 MVA
KW Pöls G 1	0,29 MVA
KW Pöls G 2	0,29 MVA
KW Sulzerau G1	0,30 MVA
KW Sulzerau G2	0,14 MVA

In Tabelle 4.3 sind direkt ins Mittelspannungsnetz der Stadtwerke X einspeisenden Fremdeinspeiser mit ihrer Nennleistung angeführt.

Tabelle 4.3: Fremde Kraftwerke

KW Granitzen	1,77 MVA
KW KW Grillitsch	0,32 MVA
KW Passhammer G1 (Hoffmann)	0,49 MVA
KW Passhammer G2 (Hoffmann)	0,49 MVA
KW Zotter	0,59 MVA
KW BHKW I	0,91 MVA
KW BHKW II	0,91 MVA

4.3 Modellbildung und Lastflussrechnung mit Neplan

Zunächst soll der Begriff Modellbildung näher erläutert werden: In einem Modell wird in vereinfachter Form die Realität nachgebildet. Es werden Annahmen getroffen, um extreme Situationen zu beherrschen und auf diese Weise die reale Komplexität aufzuschlüsseln. Neplan ist ein unterstützendes Werkzeug für die Netzmodellbildung und Netzberechnung. Standardisierte und gängige Netzelemente wie Freileitungen und Kabel, sowie Transformatoren sind bibliothekarisch verfügbar und erleichtern die Modellbildung. Für spezielle bzw. eigene Netzelemente sind diese Bibliotheken erweiterbar. Neplan arbeitet mit statischen Lasten, d.h. die zeitlich dynamischen Lastschwankungen werden nicht berücksichtigt. Die Netzberechnungen erfolgen durch iterative Näherungsverfahren, wie dem Newton-Raphson-Verfahren oder dem Gauß-Seidel-Verfahren [21]. Dabei wird versucht, iterativ ein vorgegebenes Abbruchskriterium ϵ zu erreichen. Bei Konvergenz ist das Abbruchskriterium erfüllt, ansonsten besteht bei Divergenz die Möglichkeit des regulatorischen Eingriffs. In diesem Fall läßt sich der Iterationsverlauf für die problematischen Knoten darstellen und durch gezielte Vorgaben manipulieren. Oftmals kann ein schlecht gewählter, bzw. geschätzter Startpunkt [22], für die Divergenz verantwortlich sein. Wird dieser verlegt, kann Konvergenz nach einer wiederholten Berechnung eintreten.

Das zugrundeliegende Netzberechnungskonzept von Neplan soll kurz aufgezeigt werden. Den Ausgangspunkt für Netzberechnungen bildet die Netzgleichung 4.1 und die Leistungsgleichung 4.2. Leitwertmatrix Y charakterisiert die Netzstruktur und zusammen mit der Spannung U ergeben sich die jeweiligen Knotenströme. Die Knotenleistungsbilanzmatrix S beinhaltet die Energieverteilung im Netz, die Spannung U und die komplexen Ströme I^* sind die Eingangsgrößen.

$$\underline{I} = \underline{Y} * \underline{U} \quad (4.1)$$

$$\underline{S} = \underline{U} * \underline{I}^* \quad (4.2)$$

Dem Newton-Raphson Verfahren liegt folgende komplexe Leistungsfehlergleichung zugrunde 4.3: Iterativ sollte sich der resultierende Summenfehler von ΔS_i bei Konvergenz dem Abbruchskriterium ϵ 4.4 annähern. Dieses wird meistens nahe Null sein und bedeutet, es gibt kaum Diskrepanzen zu den einzelnen Knotenbilanzleistungen, aufgrund

derer die Netzberechnung basiert.

$$\Delta S_i = (P_i - j * Q_i) - U_i * \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* * U_k^* \quad (4.3)$$

Das Konvergenz- bzw. Abbruchskriterium ϵ :

$$\sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \leq \epsilon \quad (4.4)$$

4.3.1 Netzmodellbildung

Das Mittelspannungsverteilstnetz der Stadtwerke X wird mit seiner Gesamtimpedanz als Modellnetz in Neplan implementiert. Die Stromflüsse in den Leitungen sind einem momentanen, realen und repräsentativen Lastflussdatensatz angepaßt - so entsprechen die Stromflüsse den Lasten in den jeweiligen Leitungen. Alle Lasten werden mit einem einheitlichen $\cos(\varphi) = 0,95$ angenommen. Für die eigenen Kraftwerke aus Tabelle 4.2 und Fremdkraftwerke aus Tabelle 4.3 ist zunächst ein $\cos(\varphi) = 0,90$ angesetzt.

4.3.2 Lastermittlung

Die benötigten Lasten zur Modellbildung sind aus den zur Verfügung gestellten Datensätzen „**Trafostationen.xls**“ und „**Statistik Jahres-Stromverbrauch nach Trafonummern.xls**“ der Stadtwerke X generiert worden.

- Das „**Trafostationen.xls**“ File erwies sich als weniger entsprechend der jetzigen Situation. Bei den beinhalteten Datensätzen handelte es sich um langjährige Werte, die die aktuelle Situation nur bedingt berücksichtigten. X befindet sich in einer strukturschwachen Region, welche stark vom Strukturwandel und Bevölkerungsabwanderungen betroffen ist. Basierend auf aktuellen Lastwerten wurde ein neuer Lastdatensatz erstellt.

Wie bereits angeführt, wird bei der Netzberechnung die Realität nur modellhaft nachgebildet. Die große Diskrepanz zwischen Modelleleistungsbedarf und realem, aktuellen Netzleistungsbedarf wäre durch Gewichtungsfaktoren reduzierbar. Dies

widerspricht dem Ziel, einer möglichst realitätsnahen Netzberechnung.

- Der zweite Datensatz „**Statistik Jahres-Stromverbrauch nach Trafonummern.xls**“ beinhaltet die im Jahr übertragene Energiemenge je Transformatorstation inklusive eines expliziten Lastprofilbezugs.

Solange kein reines Smart-Metering erfolgt, beeinflussen Ablesefehler in Form von Rollierungsfehlern die wahren Lastwerte. Der erhaltene Datensatz erlaubte nur eine Netzberechnung mit symmetrischen Lasten. Tageszeitliche und jahreszeitliche Lastschwankungen werden nicht berücksichtigt. Auch die Gleichzeitigkeit der Lasten findet keinen Eingang in die Netzmodellberechnung. Das Neplan-Netzmodell beruht auf andauernden gleichmäßigen Lasten.

Der für die Berechnung angenommene symmetrische Laststrom läßt sich folgendermaßen aus dem Datensatz „**Statistik Jahres-Stromverbrauch nach Trafonummern.xls**“ ermitteln:

$$I_{Sym} = \frac{[Verbrauch/Jahr]}{8760[h/Jahr]} * \frac{1000[W/kW]}{\sqrt{3} * 400[V]} \quad (4.5)$$

Die Modellqualität konnte mit Hilfe des zweiten Datensatzes verbessert werden.

4.3.3 Lastflussrechnung

Durch diese Lastflussrechnung sollen Netzkennwerte hinsichtlich der Spannungshaltung und der Netzauslastung ermittelt bzw. überprüft werden, um einen sicheren, zuverlässigen und unkritischen Netzbetrieb zu gewährleisten. Auch die aus dem Netz resultierenden Netzverluste stehen im Fokus. Die Komplexität des realen Netzes wird durch zwei extreme Netzsituationen im Netzmodell und dem normalen Starklastbetrieb gehandhabt.

- Starklastverhalten ohne extremale Netzsituationen
- Starklastverhalten bei minimaler Einspeisung, dies entspricht dem Betrieb im Winter

- Schwachlastverhalten bei maximaler Einspeisung, dies entspricht einem Sommerbetrieb

4.3.3.1 Lastflussrechnung für Spannungshaltung und Blindleistungsaustausch

In beiden oben angeführten extremen Netzsituationen sind die zulässigen Niederspannungstoleranzbänder und Mittelspannungstoleranzbänder einzuhalten. Die Europeanorm EN 50160 definiert die Spannungstoleranzbänder mit $\pm 10\%$ für die 400-V Niederspannungsebene. Für die Mittelspannungsebene wird seitens des Netzbetreibers $-6\%/+6\%$ als Toleranzgrenze zur entsprechenden Mittelspannung angewendet (Normkonform nach EN 50160 wären auch hier $\pm 10\%$ als Toleranzgrenze).

In kraftwerksnahen Netzknoten variiert die Knotenspannung abhängig von den schwankenden Einspeiseleistungen. Die Auswirkungen auf die Knotenspannungen sind im Schwachlastfall bei maximaler Einspeisung, also im Sommerbetrieb, am größten. Als Beurteilungskriterium der Netzberechnungen dient die Einhaltung der Norm EN 50160.

Normkonform nach EN 50160 liegen für beide gerechneten extrem Szenarien die Spannungsniveaus innerhalb des zulässigen Toleranzbereichs. Dies wird aus den zwei graphischen Abbildungen 4.1 und 4.3 ersichtlich. Sie beinhalten die spannungskritischen Netzknoten. Es zeigt sich, bereits ein $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ reicht aus, um die strengere alte Norm für beide angeführten extrem Szenarien einzuhalten. Dies entspricht einer kleinen Abweichung vom Idealfall $\cos(\varphi) = 1$. Um dem Blindleistungshaushalt zu entsprechen, müssen die Netzkraftwerke untererregt betrieben werden, d.h. bei Blindleistungsbezug bleiben die Spannungen innerhalb der zulässigen vereinbarten Grenzwerte von $\pm 6\%$ der Mittelspannung. Der benötigte Blindleistungsausgleich kann über zusätzlich installierte Kompensationseinrichtungen, z.B. Drosseln, erfolgen.

Nach Rücksprache mit dem Netzbetreiber wurde die Grenze auf $\pm 6\%$ der 400-V-Ebene festgelegt. Es ist kein übererregter Netzkraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$ möglich; dies ist aus den Abbildungen 4.1 und 4.3 ersichtlich.

Für den ausgeglichenen Blindleistungsaustausch läßt sich ein induktiver Blindleistungsbedarf von **2086 kVar** im Mittelspannungsverteilstrom feststellen, der aufgrund des hohen, kapazitiv wirkenden Kabelanteils entsteht.

Tabelle 4.4: Ermittelte (kapazitive) Blindleistung der Leitungen bei maximaler Last

Netzspannung [kV]	Q_{verl} Leitung [kVAr]
5	-74,77
10	-11,38
20	-4581,13
115	0
	-4667,28

Tabelle 4.5: Ermittelte (induktive) Blindleistung der Transformatoren bei maximaler Last

Netzspannung [kV]	Q_{verl} Transformator [kVAr]
5	162,62
10	78,26
20	1155,9
115	1184,5
	2581,28

Zusammenfassung:

Ein Netzbetrieb mit $\cos(\varphi) = 1$ führt zu geringeren Strömen und somit zu niedrigeren Netzverlusten verglichen mit einem Netzbetrieb $\cos(\varphi) < 1$. Deshalb sollte der Netzbetriebspunkt nahe diesem Idealzustand liegen. Anlass für die Analyse der Spannungsverhältnisse sind Spannungshaltungsprobleme bei bestimmten Lastsituationen im realen Verteilnetz der Stadtwerke X. Aufgrund dieser Ausgangssituation sollte Abstand vom idealen Netzbetriebspunkt bei $\cos(\varphi) = 1$ genommen und dem untererregtem Generatorbetrieb mit einem $\cos(\varphi) = 0,95_{untererregt}$ der Vorzug gewährt werden. Desweiteren ist ein übererregter Generatorbetrieb in seinem Verhalten noch kritischer, denn schon bei einem kleineren $\cos(\varphi) = 0,90_{uebererregt}$ liegen die errechneten Spannungswerte über dem vereinbarten oberen Toleranzgrenzwert.

Bemerkung:

Die vorliegende Masterarbeit beinhaltet gleichzeitig eine Analyse der Spannungsverhältnisse im Verteilnetz. Deshalb sind im Anhang Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungstoleranzbandes aus der **Technischen Organisatorischen Richtlinie - TOR, VEÖ Teil-D Besondere technische Regeln** [8] direkt entnommen und explizit angeführt.

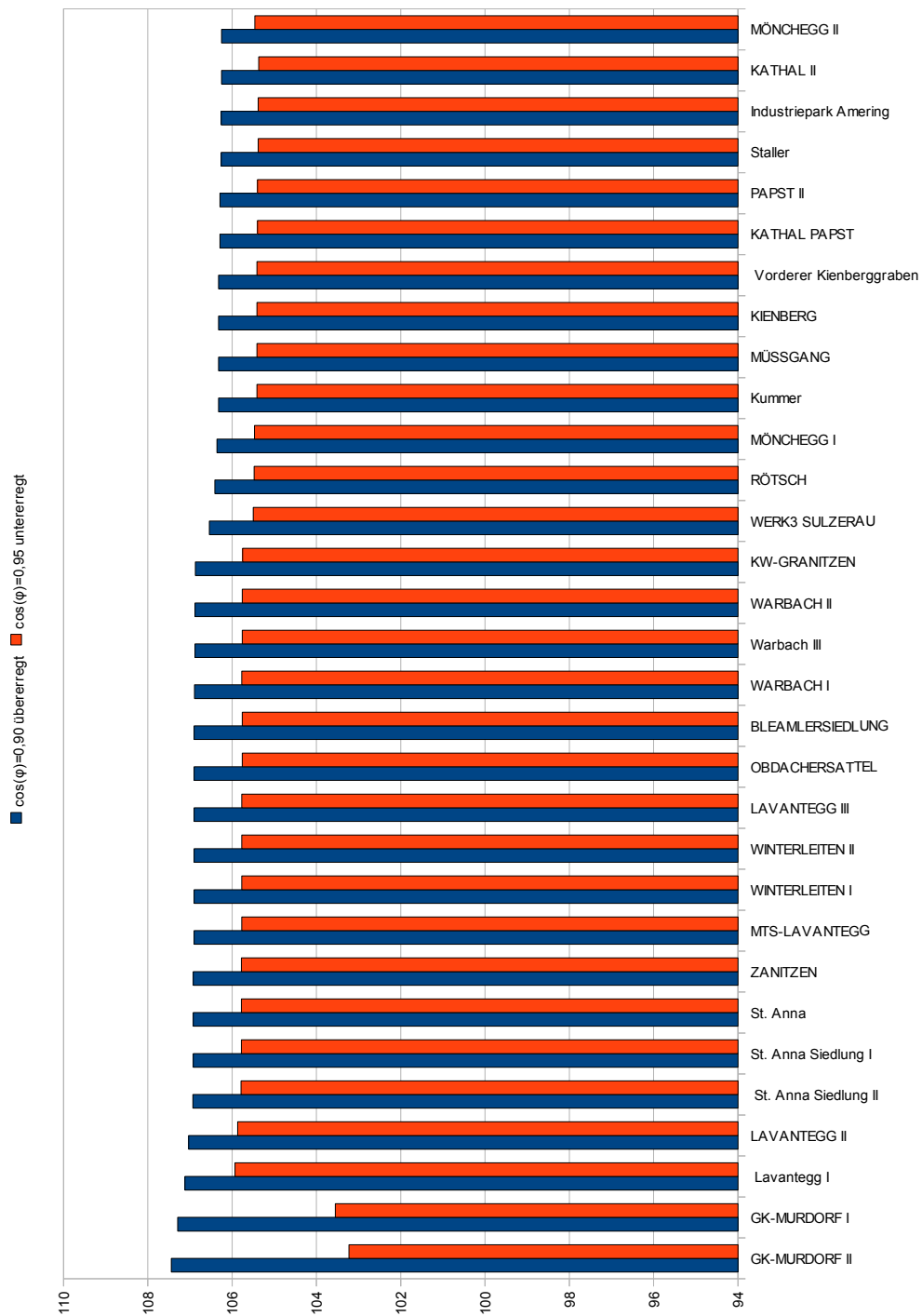


Abbildung 4.1: Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$

Knoten	Netzspannung [V]	$\cos(\varphi)=0,90$ kapazitiv, übererregt	Netzspannung [V]	$\cos(\varphi)=0,95$ induktiv, untererregt
GK-MURDORF II	429,8	107,44	414,2	103,23
GK-MURDORF I	429,2	107,29	412,9	103,55
Lavantegg I	21423,2	107,12	21186,3	105,93
LAVANTEGG II	21406	107,03	21173,1	105,87
St. Anna Siedlung II	21386,7	106,93	21158,4	105,79
St. Anna Siedlung I	21383,8	106,92	21156,2	105,78
St. Anna	21383,3	106,92	21155,7	105,78
ZANITZEN	21383,1	106,92	21155,6	105,78
MTS-LAVANTEGG	21381	106,9	21153,4	105,77
WINTERLEITEN I	21380,8	106,9	21153,2	105,77
WINTERLEITEN II	21380,7	106,9	21153,1	105,77
LAVANTEGG III	21380,6	106,9	21153	105,77
OBDAACHERSATTEL	21380,4	106,9	21152,8	105,76
BLEAMLERSIEDLUNG	21380,4	106,9	21152,8	105,76
WARBACH I	21376,8	106,89	21153,2	105,77
Warbach III	21376,9	106,88	21151,9	105,76
WARBACH II	21376,8	106,88	21151,9	105,76
KW-GRANITZEN	21374,9	106,87	21150,7	105,75
WERK3 SUZERAU	21307,7	106,54	21100,3	105,5
RÖTSCH	21281,3	106,41	21096	105,48
MÖNCHEGG I	21271	106,36	21094,1	105,47
Kummer	21264,7	106,32	21082,9	105,41
MÜSSGANG	21264,2	106,32	21082,4	105,41
KIENBERG	21264,1	106,32	21082,3	105,41
Vorderer Kienberggraben	21264	106,32	21082,3	105,41
KATHAL PAPST	21258,9	106,29	21079,4	105,4
PAPST II	21258,7	106,29	21079,2	105,4
Staller	21252	106,26	21075,6	105,38
Industriepark Amering	21251,9	106,26	21075,5	105,38
KATHAL II	21250,2	106,25	21073,8	105,37
MÖNCHEGG II	21250,1	106,25	21091,4	105,46

Abbildung 4.2: Numerische Werte zum Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$ zu Abbildung 4.1

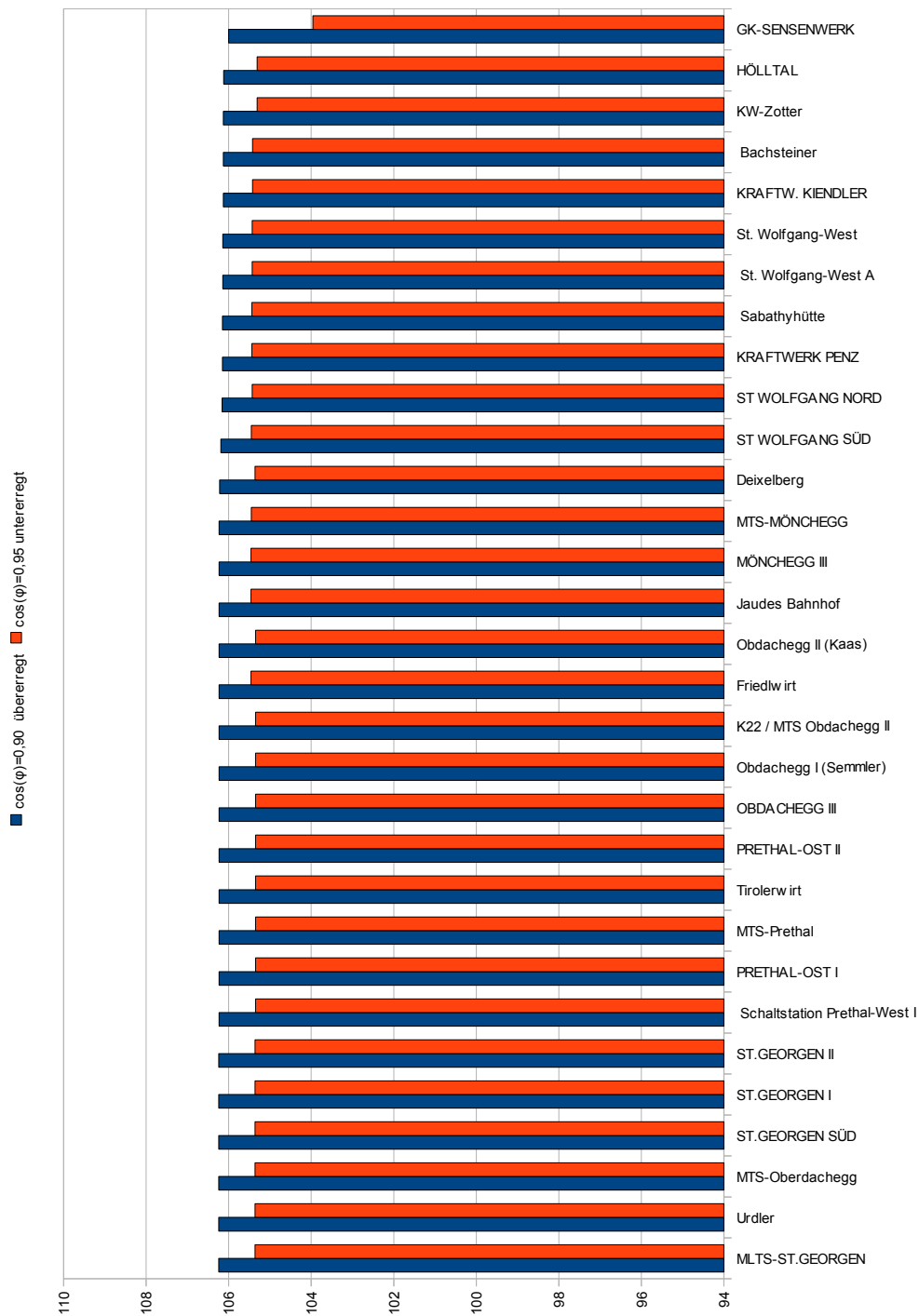


Abbildung 4.3: Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$

Knoten	Netzspannung [V]	$\cos(\varphi)=0,90$ kapazitiv, übererregt	Netzspannung [V]	$\cos(\varphi)=0,95$ induktiv, untererregt
MILTS-ST.GEORGEN	21248,4	106,24	21071,9	105,36
Urdler	21248,3	106,24	21071,9	105,36
MTS-Oberdachegg	21248,3	106,24	21071,8	105,36
ST.GEORGEN SÜD	21248,1	106,24	21071,6	105,36
ST.GEORGEN I	21247,8	106,24	21071,3	105,36
ST.GEORGEN II	21247,7	106,24	21071,3	105,36
Schaltstation Prethal-West I	21246,6	106,23	21070,1	105,35
PRETHAL-OST I	21246,5	106,23	21070	105,35
MTS-Prethal	21246,4	106,23	21069,8	105,35
Tirolerwirt	21246,4	106,23	21069,8	105,35
PRETHAL-OST II	21246,4	106,23	21069,8	105,35
OBDACHEGG III	21246,3	106,23	21069,8	105,35
Obdachegg I (Semmler)	21246,1	106,23	21069,6	105,35
K22 / MTS Obdachegg II	21245,9	106,23	21069,4	105,35
Friedlwirt	21245,9	106,23	21091,5	105,46
Obdachegg II (Kaas)	21245,9	106,23	21069,3	105,35
Jaudes Bahnhof	21245,9	106,23	21091,5	105,46
MÖNCHEGG III	21245,6	106,23	21091,2	105,46
MTS-MÖNCHEGG	21245,1	106,23	21090,8	105,45
Deixelberg	21244,9	106,22	21071,5	105,36
ST WOLFGANG SÜD	21238,9	106,19	21089,5	105,45
ST WOLFGANG NORD	21231,9	106,16	21086,7	105,43
KRAFTWERK PENZ	21229,4	106,15	21088	105,44
Sabathyhütte	21229,3	106,15	21087,8	105,44
St. Wolfgang-West A	21228,5	106,14	21085,3	105,43
St. Wolfgang-West	21228,5	106,14	21085,3	105,43
KRAFTW. KIENDLER	21225,7	106,13	21084,9	105,42
Bachsteiner	21225,7	106,13	21084,8	105,42
KW-Zotter	21225,3	106,13	21062,9	105,31
HÖLLTAL	21224,8	106,12	21062,5	105,31
GK-SENSENERWERK	5300,1	106	5197,8	103,96

Abbildung 4.4: Numerische Werte zum Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$ zu Abbildung 4.3

4.3.3.2 Lastflussrechnung und Netzverlustleistungen

Die auftretenden Netzverluste im Starklastfall des Mittelspannungsnetzes der Stadtwerke X fallen aufgrund der allgemein niedrigen Leitungsauslastung gering aus. Hingegen sind die Leerlaufverluste der Mittelspannungstransformatoren wegen der Überdimensionierung erhöht und können durch Netzverlust-Optimierungsmaßnahmen reduziert werden. Einen Überblick zu den Netzverlusten bieten die folgenden zwei Tabellen 4.6 und 4.7.

Laut der Neplan-Netzberechnung beläuft sich die resultierende Netzverlustleistung im Starklastfall $P_{Max} = 23400 \text{ kW}$ auf $P_{Verlust} = 333,23 \text{ kW}$. Dies entspricht einer prozentualen Netzverlustleistung von **1,42%** bezogen auf die Jahresenergieabgabe von 116 GWh. Dabei sind alleinig nur die Netzinfrastrukturverlustleistungen (MS-Leitungen, Kabel und Transformatoren) berücksichtigt.

Tabelle 4.6: Ermittelte Leitungsverluste bei maximaler Last

Netzspannung [kV]	P_{verl} Leitung [kW]
5	26,96
10	2,69
20	117,75
	147,4

Tabelle 4.7: Ermittelte Transformatorverluste bei maximaler Last

Netzspannung [kV]	P_{verl} Transformator [kW]
5/0,4	34,12
10/0,4	4,37
20/0,4	118,35
115/20	28,99
	185,83

4.3.3.3 Lastflussrechnung und Trennstellen

Aus Abbildung 4.5 wird schnell die geringe Netzauslastung ersichtlich. Bei den beiden extremen Punkten mit einer Auslastung von über 50% handelt es sich um zwei Verbindungsleitungen zwischen Stromschiene im Umspannwerk-West-1. Die durchschnittliche Leitungsauslastung für das gesamte Mittelspannungsnetz in X beträgt ca. **6,62%**. Aufgrund des großen Leitungsquerschnitts und des daraus resultierenden geringen Leitungswiderstandes führt eine Trennstellenoptimierung zu keinen wesentlich niedrigeren Netzverlusten.

Beispielhaft soll noch die Abbildung 4.6 die geringe Leitungsauslastung (Leitung Nr.: 207) demonstrieren, wobei es sich um eine der stark belasteten Leitungen handelt. Im Christopherusweg befindet sich eine Kabelquerschnittsverengung, diese ist deutlich im Auslastungsbalkendiagramm als Stufe ersichtlich, der Kabelquerschnitt ändert sich von Al 240mm^2 auf Al 150mm^2 .

Die berechneten und dargestellten Werte beziehen sich auf eine Maximallastberechnung mit $P_{Max} = 23400\text{kW}$.

4.3.3.4 Lastflussrechnung und Transformatorauslastung

Im Vergleich zur Leitungsinfrastruktur im Mittelspannungsnetz bzw. Hochspannungsnetz sind Netztransformatoren leichter austauschbar. Zunächst soll die Abbildung 4.7 einen Überblick für die spezifische Transformatorauslastung im Starklastfall für das Mittelspannungsnetz verschaffen. Die prozentuale Transformatorauslastung wurde mit Hilfe des implementierten Neplannetzmodells berechnet und beträgt im Mittel 29%.

Bemerkung:

Die Modellqualität lebt vom ständigen Vergleich des Netzmodells mit der Realität. Gegebenenfalls sind mehrfache Modellanpassungen nötig.

Für die Bestimmung des Scheinverlustarbeitsfaktors ϑ_S wurde an 23 Transformatorstationen der reale Lastgang für 3 Monate aufgezeichnet und ausgewertet. An dieser Stelle sei auf den Abschnitt 4.4.2 Kupferverluste der MS/NS-Transformator verwiesen.

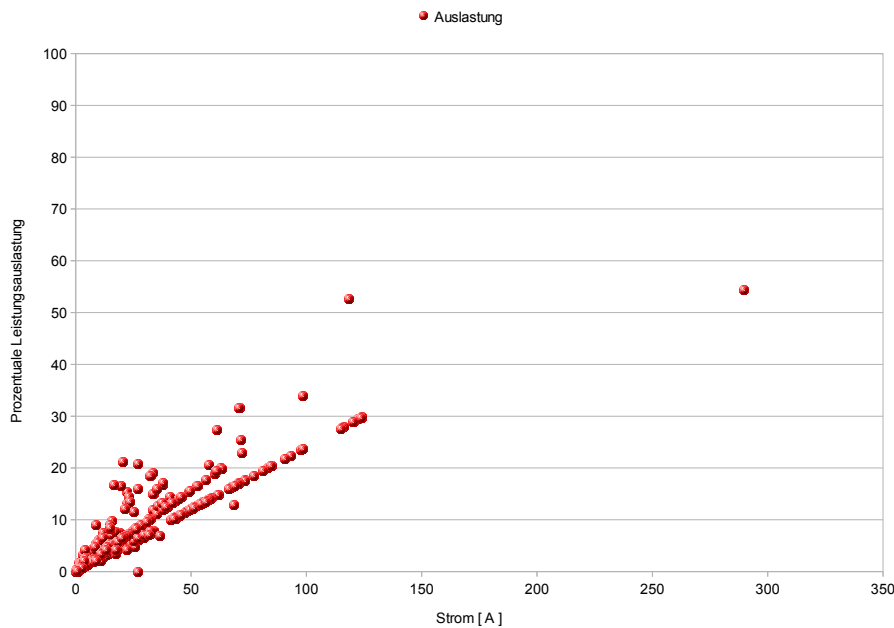


Abbildung 4.5: Diese Grafik stellt die mittlere prozentuale Netzauslastung aller einzelnen Leitungssegmente aus der Neplan-Netzberechnung dar.

Für die Ergebnisinterpretation ist eine Kenntnis der realen Lastsituation wichtig und sinnvoll, um die Plausibilität der Simulationsergebnisse zu prüfen, bevor Transformatoren ausgetauscht werden. Mit Lastgangzählern an der sekundärseitigen Stromsammelschiene sind die realen Lastprofile ermittelbar, so kann die Netzinfrastruktur für die auftretenden Lasten optimiert werden.

Im Anhang 8.2 ist eine explizite Übersicht zur Transformatorauslastungssituation eingefügt. Diese enthält Transformatoren mit Auslastungen von weniger als 30%. Das 30%-Kriterium wurde deshalb gewählt, da die Auslastungsreserve auch bei keiner genauen Lastkenntnis ausreichend ist und auf der sicheren Seite liegt, selbst wenn der Transformator kurze hohe Leistungsspitzen aushalten müsste. Auch dem künftig steigenden Energiemehrbedarf wird durch die Leistungsreserven Rechnung getragen. Viele Transformatoren in der angefügten Tabelle sind durch kleinere ersetzbar bzw. in ihrer Leistung halbierbar. Es wird kein Anspruch auf Vollständigkeit gestellt.

Vorwiegend sind kleine Netztransformatoren schlecht ausgelastet. Hier bestehen kaum Optimierungsmöglichkeiten, weil der kleinste verfügbare Mittelspannungsnetztransfor-

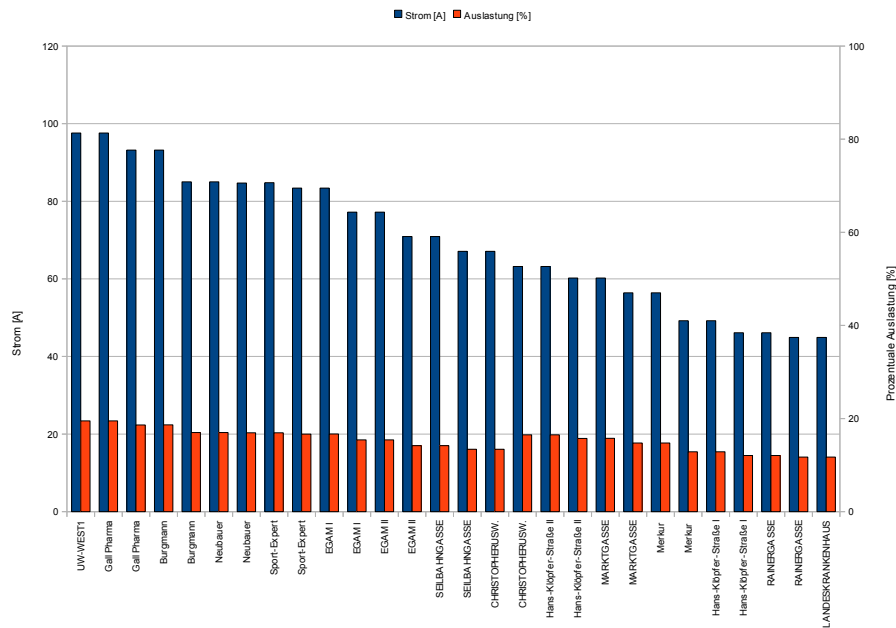


Abbildung 4.6: Dargestellt ist der Stromfluss und die prozentuale Auslastung der MS-Leitung Nr.:207

mator die unterste mögliche Leistungsgrenze bildet und auch kurzzeitig auftretende größere Lasten bewältigt werden müssen. Speziell bei größeren Netztransformatoren können mittels Lastprofilzähler an der sekundärseitigen Transformatorstromsammelschiene reale Lastprofile als Entscheidungskriterium für die Transformatorauswahl und für die Plausibilitätsprüfung erstellt werden.

Eine eingeschränkte Optimierungsoptionen weisen Netzeinspeisetransformatoren zwischen der Hochspannungsebene und den verschiedenen Mittelspannungsebenen auf. Um die Netzausbauvariabilität nicht zu verlieren, sind Leistungsreserven nötig und vorzusehen.

In der folgenden Tabelle 4.8 sind drei überlastete Transformatoren aus der Netzmodellberechnung dargestellt. Eine explizite Überprüfung ist in Erwägung zu ziehen.

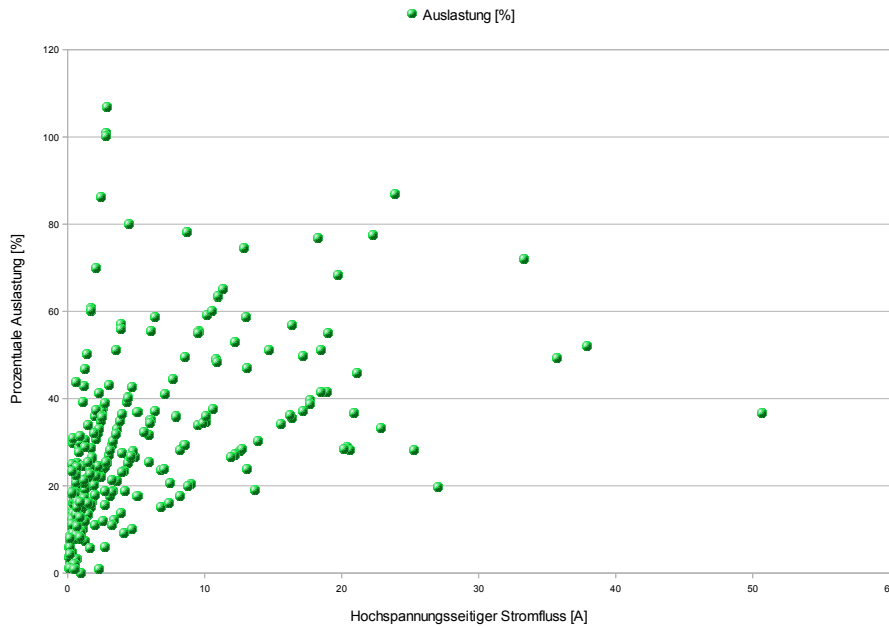


Abbildung 4.7: Übersicht über die prozentuale Auslastung der Netztransformatoren im Starklastfall

Tabelle 4.8: Voll- bzw. überlastete Netztransformatoren aus der durchgeführten Netzberechnung

Netzspannung [kV]	Trafostation	Auslastung [%]	Transformator [kVA]
20 kV	Xling	107	100
20 kV	Xeck	101	100
20 kV	Xstr. 2	100	100

4.4 Netzverluste

In diesem Abschnitt werden die einzeln ermittelten Netzverluste für das Stromnetz der Stadtwerke X zusammengeführt. Die Arbeitsverluste werden unter Bezug auf die Jahresbetriebsdauer von 8760 h aus den einzelnen resultierenden Netzverlusten berechnet.

4.4.1 Leerlaufverluste aller HS/MS/NS - Transformatoren

Der vorliegende Datensatz "Trafostationen.xls" beinhaltet die Leerlaufverluste laut Herstellerangaben von den betriebenen Transformatoren. Durch Mittelwertbildung ist eine spezifische, zu den Spannungsebenen charakteristische, mittlere Transformatorleerlaufleistung berechenbar.

Leerlaufverluste/Eisenverluste

$$W_{Fe} = P_{Fe} * 8760[h] \tag{4.6}$$

Tabelle 4.9: Ermittelte Leerlaufverluste aller im Betrieb befindlichen Netztransformatoren

Netzspannung [kV]	Ges. Scheinleistung [kVA]	Transformator Anzahl	Ges. Eisenverluste [W]	Jahresverlustarbeit [MWh]
110/20	32000	1	15454	135,2
20/10	1600	1	1622	14,2
20/5	9500	5	8783	76,94
5/0,4	24520	78	39416	345,28
10/0,4	2490	22	5240	45,9
20/0,4	71465	212	88897	778,73
Summe				1396,25

4.4.2 Kupferverluste der MS/NS-Transformatoren

Um die Kupferverlustarbeit numerisch zu ermitteln, sollen die unten angeführten Gleichungen zur Anwendung kommen. Als Eingangsgrößen für die Gleichungen dienen real gemessene niederspannungsseitige Transformatorlastgänge. Die erforderlichen Daten wurden an 23 Transformatorstationen mit Schutzgeräten in 15-Min-Abtastwerten seitens der Stadtwerke X ermittelt und zur Verfügung gestellt. Die Messzeit betrug 3 Monate,

von September 2010 bis einschließlich November 2010. Auf diesen Zeitraum bezieht sich der ermittelte Scheinleistungsverlustfaktor ϑ_S . Tageszeitliche und monatliche Leistungsschwankungen waren somit teilweise ausmittelbar.

1. Zunächst ist die mittlere, maximale und minimale Transformatorübertragungsleistung für die jeweiligen Transformatoren aus dem Datensatz zu ermitteln:

$$P_{Mean}; P_{Max}; P_{Min}$$

2. Nun lässt sich aus den obig ermittelten Werten der Belastungsgrad m nach 3.24 berechnen.

$$m = \frac{P_{Mean}}{P_{Max}}$$

3. Der Arbeitsverlustfaktor ϑ_W kann mit der Gleichung von Soschinsky/Junge ermittelt werden; nach 3.34

$$\vartheta_W = \frac{m^2 * (2 + m^2)}{1 + 2 * m}$$

4. Der Leistungsfaktor λ_{Max} entspricht dem $\cos(\varphi)$ zwischen zwei extremalen Werten; nach 3.27. Durch den Leistungsfaktor werden die Blindleistungsverluste mitberücksichtigt.

$$\lambda_{Max} = \frac{P_{Max}}{S_{Max}}$$

5. Der Scheinarbeitsverlustfaktor ϑ_S ergibt sich nach dem Holmgreen Runge Verfahren folgend (3.37)

$$\vartheta_S = \vartheta_W * \lambda_{Max}^2 + m * (1 - \lambda_{Max}^2)$$

6. Die Kupferverlustarbeit ist jetzt berechenbar mit Gleichung 3.38. Im Mittelspannungsnetz wird der Unsymmetriefaktor $k_{unsym} = 1$ gesetzt [29], da diese als symmetrisch angenommen wird.

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S * k_{unsym}$$

Abbildung 4.8 beinhaltet die Messauswertung der 23 gemessenen MS/NS-Transformatoren. Wird ein Leistungsfaktor λ_{Max} gleich $\cos(\varphi) = 0,9$ zu grundegelegt, so beläuft

	Messauswertung										Ergebnisse
	Transformatorleistung [kVA]	Nennstrom [A]	Maximale Last [kW]	Mittlere Last [kW]	Minimale Last [kW]	Belastungsgrad	Lastverhältnis	Auslastungsgrad [%]	Arbeitsverlustfaktor wurde nach Sochinsky/Junge Verfahren ermittelt (2,31)	ScheinLeistungsverlustfaktor bei angenommenem Leistungsfaktor = 0,9	
Arena Ost	630	910,4	771,9	360,12	76,2	0,47	0,1	70,82	0,25	0,29	0,27
Arena Süd	630	910,4	258	99,23	21,36	0,38	0,08	23,67	0,18	0,22	0,2
Arena West	630	910,4	579,6	261,96	95,4	0,45	0,16	53,18	0,24	0,28	0,26
Dorfstraße	400	578,03	94,2	25,27	7,8	0,27	0,08	13,61	0,1	0,13	0,11
EGAM 1	630	910,4	251,2	101,16	22,2	0,4	0,09	23,05	0,19	0,23	0,21
Gewerbepark Fdf	800	1156,07	207,6	65,83	10,56	0,32	0,05	15	0,13	0,16	0,15
Hölltal	100	144,51	33	9,38	2,64	0,28	0,08	19,08	0,11	0,14	0,12
Pöls	630	910,4	308	182,12	79,2	0,59	0,26	28,26	0,38	0,42	0,4
Lorenzi	315	455,2	120,24	55,53	18,96	0,46	0,16	22,06	0,25	0,29	0,27
Lorenzi 2	315	455,2	72,72	25,72	8,4	0,35	0,12	13,34	0,16	0,19	0,18
Mönchegg	250	361,27	54,54	10,04	0	0,18	0	12,61	0,05	0,08	0,06
Nestroy	250	361,27	110,08	57,5	14,8	0,52	0,13	25,45	0,3	0,34	0,32
Rathaus	630	910,4	340,4	179,59	92,6	0,53	0,27	31,23	0,31	0,35	0,33
Römerstraße	200	289,02	164,48	80,96	32,24	0,49	0,2	47,54	0,27	0,32	0,3
Schwarzenbach	100	144,51	579,6	22,11	4,92	0,04	0,01	42,45	0,0027	0,01	0,01
Steinwider	200	289,02	130,72	71,76	34,16	0,55	0,26	37,78	0,33	0,37	0,35
Hauptst. Fdf	400	578,03	272,76	145,71	63,12	0,53	0,23	39,42	0,32	0,36	0,34
Johann Str.	250	361,27	137,8	78,52	33	0,57	0,24	31,86	0,35	0,39	0,37
Mitterdorf	100	144,51	38,96	11,91	4,72	0,31	0,12	22,52	0,12	0,16	0,14
Paig	250	361,27	58,44	16,23	4,98	0,28	0,09	13,51	0,1	0,14	0,12
Paigweg	100	144,51	20,28	7,3	2,52	0,36	0,12	11,72	0,16	0,2	0,18
Stadion	400	578,03	253,44	66,16	16,08	0,26	0,06	36,62	0,09	0,12	0,11
Volksbank	400	578,03	198,48	105,9	47,88	0,53	0,24	28,68	0,31	0,36	0,34
SSG	32000	46243	19339	7224,26	0	0,37	0	34,93	0,17	0,21	0,19

Abbildung 4.8: Messauswertung und Ermittlung des durchschnittlichen Scheinarbeitsverlustfaktors

sich der resultierende mittlere Scheinarbeitsverlustfaktor auf $\vartheta_S = 0,25$. Bei einem Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95$ ergibt sich ein Scheinarbeitsverlustfaktor von $\vartheta_S = 0,23$, d.h. aufgrund des kleineren Blindleistungsanteils reduziert sich die Netzverlustarbeit W_V entsprechend.

Basierend auf der Lastflussrechnung im Starklastfall wurde im Abschnitt: 4.3.3.2 die maximale Verlustleistung der MS/NS-Transformatoren $P_{V_{Max}} = 156,84 \text{ kW}$ mit dem Neplan-Netzmodell ermittelt. Die resultierende Verlustarbeit W_V ergibt sich folgendermaßen:

1. Die Verlustarbeit mit zugrunde gelegtem Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,9$ und mit dem daraus resultierenden Scheinverlustarbeitsfaktor $\vartheta_S = 0,25$

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S = 156,84 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,25 = 343,48 \text{ MWh}$$

2. Die Verlustarbeit mit zugrunde gelegtem Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,95$ und mit dem daraus resultierenden Scheinarbeitsverlustfaktor $\vartheta_S = 0,23$

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S = 156,84 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,23 = 316 \text{ MWh}$$

Momentan wird das bestehenden Mittelspannungsnetz in X mit einem $\cos(\varphi) = 0,9$ betrieben. Darum wird an dieser Stelle die höhere Verlustarbeit zur Netzverlustermittlung angesetzt. Allein durch den besseren Scheinarbeitsverlustfaktor $\vartheta_S = 0,23$, basierend auf einem $\cos(\varphi) = 0,95$, reduzieren sich die auftretenden Netzverlustarbeit um ca. $27,48 \frac{\text{MWh}}{\text{Jahr}}$.

Tabelle 4.10: Die resultierenden Netzverluste aus den **MS/NS-Transformatoren**

Verluste	Jahresverlustarbeit [MWh]
Leerlaufverluste	1170
Kupferverluste	343
Summe	1513

Die messtechnisch aus den 23 MS/NS Transformatorlastgängen ermittelte durchschnittliche Transformatorauslastung mit Berücksichtigung des HS/MS Transformatorlastgangs

beträgt 29,1 %. Diese stimmt gut mit der im Netzmodell ermittelten durchschnittlichen Transformatorauslastung von 29 % überein.

Im Folgenden soll die Qualität des implementierten Neplan Netzmodells durch einen Vergleich mit den real gemessenen Lastgängen an den 23 MS/NS Transformatoren abgewägt werden. Als Orientierungsmaß dient die rechnerisch ermittelte Transformatorauslastung, denn diese beinhaltet bzw. beruht auf den Lastströmen. In Abbildung 4.9 und der Tabelle in Abbildung 4.10 ist eine gute tendenzielle Übereinstimmung zwischen implementierten Modellnetz und realem Lastgang der gemessenen Transformatorstationen ersichtlich.

Im Punkt Netzmodellbildung 4.3.1 wird die Anpassung an eine repräsentativen Lastflußdatensatz erwähnt und im Abschnitt 4.3.2 Lastermittlung ist die Implementierung der Lastdatensätze in das Netzmodell beschrieben.

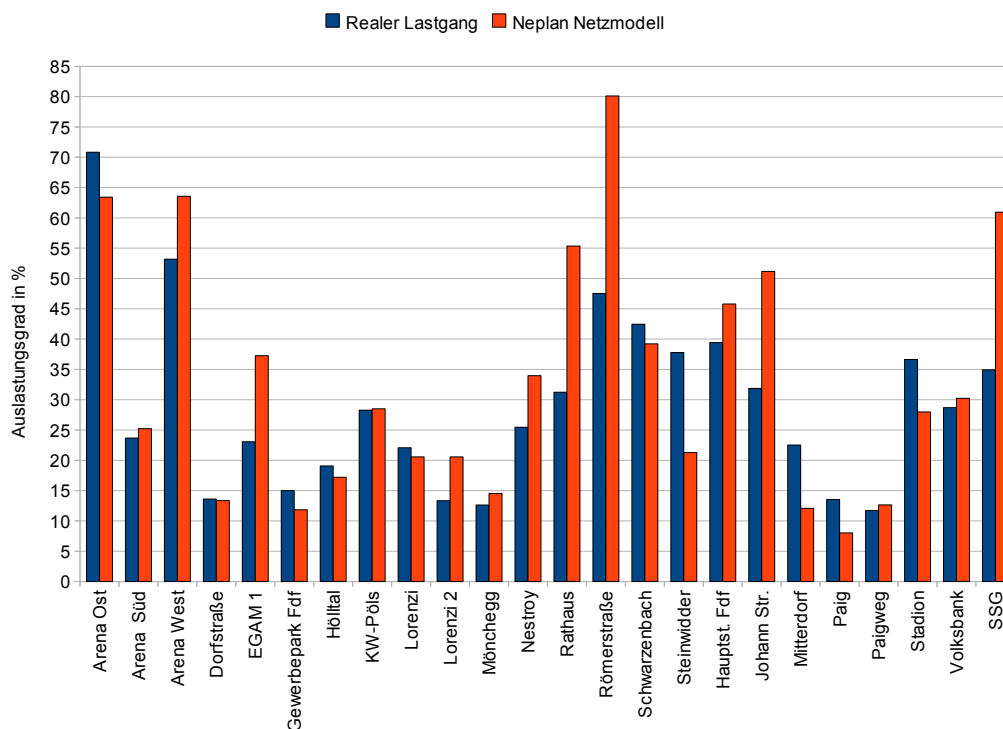


Abbildung 4.9: Transformator-Auslastungsgrad bei der realen Lastflußmessung im Vergleich zum implementierten Neplan Netzmodell

Transformator Stations Nr.	Transformatorleistung [kVA]	Messauswertung		
		Realer Lastgang Auslastungsgrad [%]	Neplan Netzmodell Auslastungsgrad [%]	
Arena Ost	221	630	70,82	63,42
Arena Süd	94	630	23,67	25,23
Arena West	222	630	53,18	63,57
Dorfstraße	124	400	13,61	13,35
EGAM 1	1	630	23,05	37,25
Gewerbepark Fdf	220	800	15	11,85
Hölltal	144	100	19,08	17,19
KW-Pöls	204	630	28,26	28,51
Lorenzi	113	315	22,06	20,56
Lorenzi 2	113	315	13,34	20,56
Mönchegg	156	250	12,61	14,53
Nestroy	34	250	25,45	33,97
Rathaus	24	630	31,23	55,35
Römerstraße	242	200	47,54	80,12
Schwarzenbach	142	100	42,45	39,21
Steinwider	266	200	37,78	21,27
Hauptst. Fdf	104	400	39,42	45,79
Johann Str.	225	250	31,86	51,17
Mitterdorf	74	100	22,52	12,06
Paig	83	250	13,51	8,02
Paigweg	185	100	11,72	12,64
Stadion	37	400	36,62	27,98
Volksbank	23	400	28,88	30,22
SSG		32000	34,93	60,94

Abbildung 4.10: Transformator-Auslastungsgrad bei der realen Lastflußmessung im Vergleich zum implementierten Neplan-Netzmodell

4.4.3 Kupferverluste des HS/MS-Transformators

Die Netzverlustarbeit für den Haupttransformator, 110-kV-Ebene auf die 20-kV-Ebene - im Umspannwerk West 1, wird explizit dargestellt. Auch hier sind die beiden Scheinarbeitsverlustfaktoren für $\cos(\varphi) = 0,9$ gleich $\vartheta_S = 0,25$ und für $\cos(\varphi) = 0,95$ gleich $\vartheta_S = 0,23$ zur Ermittlung der Netzverlustarbeit zugrundegelegt (aus Kapitel 4.4.2).

1. Die Verlustarbeit mit zugrundegelegtem Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,9$ und mit dem daraus resultierenden Scheinarbeitsverlustfaktor $\vartheta_S = 0,25$:

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S = 28,99 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,25 = 63,49 \text{ MWh}$$

2. Die Verlustarbeit mit zugrundegelegtem Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,95$ und mit dem daraus resultierenden Scheinverlustarbeitsfaktor $\vartheta_S = 0,23$:

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S = 28,99 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,23 = 58,41 \text{ MWh}$$

3. Auf Grundlage der Verlustberechnung über das tatsächliche Jahreslastprofil wurden Kupferverluste von 57 MWh ermittelt. Es ist eine gute Übereinstimmung

von realen Messwerten und implementierten Modellnetz ersichtlich. Der ermittelte Scheinarbeitsverlustfaktor mit dem Wert 0,23 ist für den Haupttransformator zutreffend.

Tabelle 4.11: Die resultierenden Netzverluste des **HS/MS-Transformators**

Verluste	Jahresverlustarbeit [MWh]
Leerlaufverluste	135
Kupferverluste	63
Summe	198

4.4.4 Leitungsverluste und Kabelverluste

Die leitungsbezogenen und kabelbezogenen Arbeitsverluste fallen aufgrund der Leitungsdimensionierung und der geringen mittleren Netzauslastung von 6,62 % niedrig aus. Bezüglich der geringen mittleren Netzauslastung wird auch für Leitungen derselbe Scheinarbeitsverlustfaktor - $\vartheta_S=0,23$ bzw. $\vartheta_S=0,25$ - wie für Netztransformatoren angesetzt. Häufig ist das Netz gegenüber den einzelnen Netztransformatoren höher ausgelastet. Diesem Umstand wird im Regelfall durch einen größeren Scheinarbeitsverlustfaktor Rechnung getragen - $\vartheta_S=0,3$ bis $\vartheta_S=0,35$. Die Leitungsverlustleistung für das MS-Netz resultiert aus der Neplan-Netzberechnung und beläuft sich auf 147,4 kW.

1. Die Verlustarbeit mit zugrundegelegtem Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,9$ und mit dem daraus resultierenden Scheinarbeitsverlustfaktor $\vartheta_S = 0,25$:

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S = 147,4 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,25 = 322,81 \text{ MWh}$$

2. Die Verlustarbeit mit zugrundegelegtem Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0,95$ und mit dem daraus resultierenden Scheinverlustarbeitsfaktor $\vartheta_S = 0,23$:

$$W_V = P_{V_{Max}} * T_n * \vartheta_S = 147,4 \text{ kW} * 8760 \text{ h} * 0,23 = 296,98 \text{ MWh}$$

Tabelle 4.12: Die resultierenden **Leitungsverluste** aus dem MS-Netz

Verluste	Jahresverlustarbeit [MWh]
Leitungsverluste	323

4.4.5 Dielektrische Verluste in Mittelspannungskabeln

Ein unter Spannung stehendes Hochspannungskabel wirkt über seine Kabellänge wie ein verteilter Kondensator. Es fließen Leckströme, die auch als Verlustströme I_δ bezeichnet werden, denn in der Realität gibt es keinen idealen Isolator. Über den kapazitiven Laststrom I_C und dem Kabeltyp spezifischen Verlustfaktor $\tan\delta$ kann der fließende Leckstrom eruiert werden. Die längenspezifische Betriebskapazität C'_B des Kabels ist aus den Herstellerangaben entnehmbar.

$$I_C = \frac{U_N}{\sqrt{3} * \frac{1}{\omega * C'_B * l}} \quad (4.7)$$

$$I_\delta = I_C * \tan\delta \quad (4.8)$$

U_N ... Nennspannungsänderung	ω ... Kreisfrequenz
I_C ... kapazitive Laststrom	C'_B ... spez. Leitungskapazität
l ... Leitungslänge	$\tan\delta$... spez. Kabel-Verlustfaktor
I_δ ... Leckstrom	P_{V_δ} ... dielektrische Verlustleistung

Dielektrische Leitungsverluste sind spannungsabhängige Verluste und können nach 4.9 berechnet werden.

$$P_{V_\delta} = \sqrt{3} * U_N^2 * \omega * C'_B * l * \tan\delta \quad (4.9)$$

Das Mittelspannungskabelnetz in X besteht aus unterschiedlichen Kabeltypen. Um nicht die dielektrische Kabelverlustarbeit für alle Kabeltypen explizit bestimmen zu müssen, wird ein durchschnittlicher Wert von $380 \left[\frac{kWh}{Jahr * km} \right]$ [6] angenommen. Bezogen auf die Mittelspannungskabellänge von 144 km ergibt sich eine Verlustleistung von 54,72 MWh.

4.4.6 Vorzählersicherungsverluste und Zählerverluste

Jeder Stromzähler ist durch eine Vorsicherung selektiv gegenüber dem Niederspannungsnetz abgesichert. Der gewählte Scheinverlustarbeitsfaktor $\vartheta_S=0,0438$ zur Ermittlung der Vorsicherungsverluste wurde aus [6] entnommen.

Die Verluste von NH-Sicherungen variieren je nach Nennstrom von 0,3 W bis 33 W. Werden etwa 3 W Stromwärmeverluste pro Sicherung zugrundegelegt bei einer lastunabhängigen Betrachtungsweise [25], so ergeben sich durch die große Anzahl an Sicherungen hohe Netzverlustwerte. Zudem ist das Netz in der Nähe zum Endkunden unsymmetrischer belastet. Als Unsymmetriefaktor k_{unsym} wurde ein Schiefastwert $k_{unsym}=1,3$ aus den Messergebnissen der Abbildungen 5.3(c), 5.4(c) und 5.5(c) durch Mittelung der einzelnen Mittelwerte berechnet. Die resultierenden Vorzählersicherungsverluste sind in Tabelle 4.13 dargestellt.

Tabelle 4.13: Vorzählersicherungsverluste

Vorzählerverluste	Anzahl	Verluste [W]	$P_{Verlust}$ [W]	ϑ_S	k_{unsym}	$W_{VZaehler}$ [MWh]
NS-Zweileiterzähler	11036	3	33108	0,0438	1,3	16,5
NS-Vierleiterzähler	8231	9	74079	0,0438	1,3	36,9
NS-Vierleiterdoppeltarifz.	785	9	7065	0,0438	1,3	3,5
Summe						56,9

Die Zählerverluste in Tabelle 4.14 ergeben sich aus den typspezifischen Zählerverlusten und der Anzahl der installierten Zähler. Die spezifischen Verlustwerte basieren auf Herstellerangaben und wurden aus den entsprechenden Datenblättern entnommen.

Tabelle 4.14: Zählerverluste

Zählertyp	Anzahl	Verluste [W]	$P_{Verlust}$ [W]	$W_{VZaehler}$ [MWh]
NS - Zweileiterzähler	11036	1,3	14347	126
NS - Vierleiterzähler	8231	3,6	29632	260
NS - Vierleiterdoppeltarifz.	785	3,6	2826	25
Summe				411

4.4.7 Leitungsverluste im Niederspannungsnetz

Aufgrund der unbekanntenen Lastverteilungen in den jeweiligen Ortsnetzstationen und der wenigen verfügbaren detaillierten Daten ist die Netzverlustarbeit in der 0,4-kV-Niederspannungsebene nur näherungsweise durch numerische Verfahren eruiierbar. Um die Niederspannungsleitungsverluste in den 342 Transformatorstationen mit den zugehörigen Steigleitungsverlusten zum Endkunden zu bestimmen, wird an dieser Stelle der IFEA Algorithmus (3.38) angewendet.

Mit Inbezugnahme auf den Datensatz „**Leitungslängen mit Sicherungen.xls**“ konnte ein durchschnittlicher Leitungsquerschnitt von 120 mm^2 und eine durchschnittliche Leitungslänge von 270 m für die Straßenleitungen ermittelt werden (jede Ortsnetzstation verfüge über 5 Straßenleitungsabgänge). An jedem Abgang der Straßenleitung werden 5 Steigleitungen mit jeweils 3 Kunden angenommen. Für die Steigleitungen wurde ein durchschnittlicher Kabelquerschnitt von 25 mm^2 ermittelt. Die durchschnittliche Steigleitungslänge beträgt 43 m (HA-Gebäude).

Für den Unsymmetriefaktor wurde ein Wert von $\overline{k_{unsym}}=1,3$ aus den realen Messergebnissen der Abbildungen 5.3(c), 5.4(c) und 5.5(c) durch Mittelwertbildung berechnet.

Als Last werden zwei Kundengruppen kategorisiert und anteilig von $\frac{1}{3}$ zu $\frac{2}{3}$ aufgeteilt

- Kundengruppe 1 mit $3800 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right]$ Jahresenergiebedarf; betrifft $\frac{2}{3}$ der Kunden
- Kundengruppe 2 mit $8000 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{Jahr}} \right]$ Jahresenergiebedarf; betrifft $\frac{1}{3}$ der Kunden

Basierend auf den getroffenen Annahmen können die in Tabelle 4.15 beschriebenen Niederspannungsnetzverlustarbeiten berechnet werden.

Tabelle 4.15: Die Jahresverlustarbeit im Niederspannungsnetz

Verluste	Jahresverlustarbeit [MWh]
NS - Straßenleitungen	1325
NS - Steigleitungen	376
Summe	1701

4.4.8 Verlustarbeit in den Überstromschutzeinrichtungen der MS/NS-Trafos

Auf Grundlage der zuvor in Kapitel 4.4.7 getroffen Annahmen werden die Sicherungsverluste berechnet. Jeder Transformator besitzt 3 HH-Sicherungen auf der Hochspannungsseite. Zudem ist jeder der fünf angenommen NS-Transformatorabgänge mit 3 NH-Sicherungen und jede der fünf Steigleitung ist mit je 3 NH-Sicherungen abgesichert. Pro Steigleitung werden 3 Kunden angenommen, die wiederum dreiphasig mit je 3 NH-Sicherungen abgesichert sind. Zur Vereinfachung der Berechnung werden die Sicherungsverluste lastunabhängig betrachtet und allgemein mit 3 W pro Sicherung festgelegt [25]. Die benötigten Scheinarbeitsverlustfaktoren werden aus der Studie [6] entnommen und sind in der Tabelle 4.16 mit angeführt.

Das MS-Netz ist symmetrisch und der resultierende Unsymmetriefaktor für HH-Sicherungen ist $k_{unsym}=1$. Als Unsymmetriefaktor k_{unsym} für die NH-Sicherungen wurde ein Schiefastwert $k_{unsym}=1,02$ aus den Messergebnissen (Stromsammelschiene) der Abbildungen 5.3(b), 5.4(b) und 5.5(b) durch Mittelung der einzelnen Mittelwerte berechnet. Für die NS-Sicherungen wurde derselbe Unsymmetriefaktor $k_{unsym}=1,3$ wie bereits in Abschnitt 4.4.6 ermittelt angewendet.

Tabelle 4.16: Verluste durch Überstromschutzeinrichtungen

Sicherungstyp	Anzahl	Verluste pro Sicherung [W]	$P_{VSicherung}$ [W]	ϑ_S	k_{unsym}	$W_{VSicherung}$ [MWh]
HH - Sicherung	1026	3	3078	0,25	1,0	7
NH - Sicherung (160 A bis 250 A)	25650	3	76950	0,25	1,02	172
NS - Sicherung (25 A bis 63 A)	76950	3	230850	0,15	1,3	394
Summe						573

4.4.9 Betriebsbedingte Verluste in Steueranlagen und Messwandlern

Nicht alle in Erscheinung tretenden betriebsbedingte Verluste werden hier angeführt. Tabellarisch werden kurz die noch bekannten verlustverursachenden Netzelemente dokumentiert.

Tabelle 4.17: Diverse betriebsbedingte Verluste

Art	Anzahl	Verluste [W]	$P_{Verlust}$ [W]	$\frac{W_V}{Jahr}$ [MWh]
MS - Zählerverluste	28	3,39	94,92	0,83
NS - Messwandlerzähler	360	6	2160	18,92
Rundsteuerempfänger	2500	2	5000	43,8
Rundsteueranlage - Ankoppelzelle	1	2000	2000	17,52
Zählerfernausleseanlagen	128	3	384	3,36
Schütze, Schaltuhren	2500	3	7500	65,7
Summe				150,13

4.4.10 Auswertung und Empfehlungen

In Tabelle 4.18 sind alle ermittelten Jahresnetzarbeitsverluste der Stadtwerke X zusammengefaßt und in der Abbildung 4.11 visuell dargestellt. Die ermittelten Netzarbeitsverluste von **4,981 GWh** entsprechen **4,3 %** der übertragenen Jahresenergiemenge von **116 GWh**. Diese übertragene Jahresenergiemenge ist die Summenlast der im Neplan-Netzmodell implementierten trafostationsspezifischen Lasten (gemäß dem File „Statistik Jahres-Stromverbrauch nach Trafonummern.xls“).

Die zwei größten Netzverlustverursacher sind anteilig die MS/NS-Transformatoren mit 30,4 % und die NS-Leitungsverluste mit 26,6 %.

- Durch Austauschen von überdimensionierten Transformatoren können die Netzarbeitsverluste am ehesten optimiert werden. Häufig werden die Transformatorstationen nur durch kurzzeitige Leistungsspitzen belastet. Diese resultieren vorwiegend von Nachtspeicherheizungen und Warmwasserboilern. Das gemeinsame Rundsteuersignal ist zur Minderung der Leistungsspitzen während der Aufheizperiode auf

mehrere Rundsteuersignal aufzuteilen. Die vorgehaltene Transformator Leistung kann durch die beschriebene Massnahme häufig reduziert werden.

- Die NS-Straßenleitungsverluste können durch Querschnittserhöhungen bzw. Kabelleuerungen reduziert werden.
- Die Gebäudeverkabelung wurde bezüglich der großen alten Baustruktur und mangels an genauem Datenmaterial als steigleitungsverkabelt angenommen. Nachteilig wirkt sich bei dieser Verkabelungsform der reduzierte Kabelquerschnitt, bezogen auf den gestiegenen Energiebedarf, aus.

Positiv für die Verlust-Situation ist die geringe mittlere MS-Netzauslastung von ca. 7 %; sie trägt zu der niedrigen Mittelspannungsnetzverlustarbeit von rund 7 % bei. Die Mittelspannungsnetzverluste waren mit dem Rechnerprogramm Neplan gut eruiert. Es liegt eine gute tendenzielle Übereinstimmung zwischen realen Messungen und dem implementierten Netzmodell vor (Vergleich mit Abschnitt 4.4.2).

Viele auftretende Netzverluste beruhen auf physikalischen Gegebenheiten oder resultieren aus betriebsnotigen Infrastruktureinrichtungen und müssen nach dem Stand der Technik hingenommen werden. Die angeführte Gesamtnetzverlustarbeit beinhaltet nicht alle auftretenden Stromwärmeverluste und wurde aufgrund von Näherungsannahmen ermittelt. Auch der Jahresenergiebedarf schwankt durch klimatische Einflüsse nicht unerheblich. So führen lange Winter zu einem erhöhten Energiebedarf bzw. zu größeren Lastspitzen und der gestiegene Laststrom beeinflusst quadratisch den lastabhängigen Verlustanteil.

Zukünftig können Smart Meter genaueres Datenmaterial für eine detailliertere Netzverlustbestimmung ermitteln. Somit wäre das Lastverhalten und die Lastaufteilung im NS-Leitungsnetz auf der NS-Transformatorseite eruiert.

Tabelle 4.18: Die eruierte Jahresverlustarbeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes

Verluste	Jahresverlustarbeit [MWh]	Prozentwert
MS/NS - Transformatoren	1513	30,4 %
HS/MS - Transformator	198	4,0 %
MS - Leitungsverluste	323	6,5 %
MS - Dielektrische Kabelverluste	55	1,1 %
NS - Straßenleitungsverluste	1325	26,6 %
NS - Steigleitungsverluste	376	7,5 %
Zählerverluste	411	8,3 %
Vorzählersicherungsverluste	57	1,1 %
HH-, NH- und NS - Sicherungsverluste	573	11,5 %
Diverse betriebsbedingte Verluste	150	3,0 %
Summe	4981	

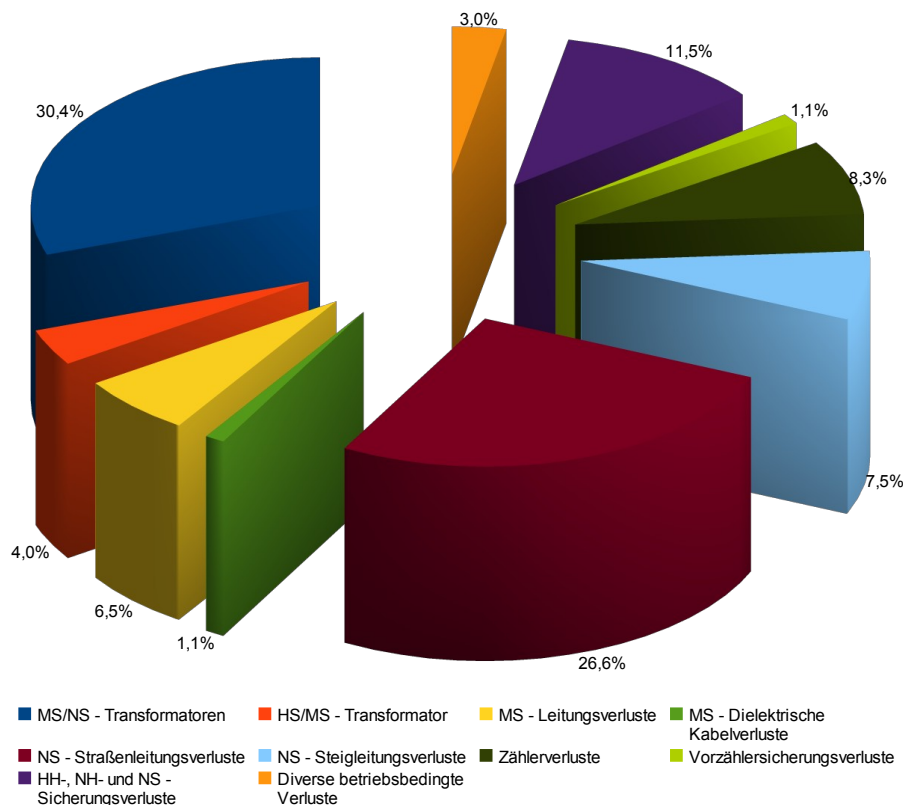


Abbildung 4.11: Prozentuale Netzverlustverteilung im Stromnetz der Stadtwerke X

5 Lastprofilmessung

Die Intention für die durchgeführten Messungen war die Erkenntnisgewinnung über das Unsymmetrieverhalten und die Aussymmetrierung einzelner Transformatorabgänge direkt an der Stromsammelschiene durch Messungen unter realen Bedingungen. Weil die gewählte Messauflösung die berechneten Netzverlustergebnisse beeinflusst, wurde eine hochauflösende Messung mit Abtastwerten von $t' = 1$ Sekunde durchgeführt.

Für die Messdurchführung standen zwei unterschiedliche Messgeräte der Firma Dewetron zur Verfügung: Das Dewe 30-16 und das Elog 570. Die beinhalteten Messkarten stammen von National Instruments, die jeweilige Messsoftware wurde von Dewetron entwickelt. Weiters wird auf die Messgeräte nicht näher eingegangen, entsprechende Informationen sind aus vorhandenen Datenblättern ersichtlich.

Als Messaufnehmer dienten vorwiegend Rogowski-Stromwandler. Sie sind einfach in Messkreise integrierbar, ohne diese zu beeinflussen. Mehrere Kabelabgänge waren durch die Rogowski-Stromwandler zu einem System zusammenfaßbar. Weil nur eine beschränkte Anzahl von Messkanälen verfügbar war, konnten die Symmetrieverhältnisse aller einzelnen Kabelabgänge von der Transformatorstromsammelschiene messtechnisch nicht separat erfasst werden.

Verwendete Rogowski-Stromwandler:

- Lemflex RR3020 für Messbereiche: 3000A (1mV/A), 300A (10mV/A) und 30A (100mV/A)
- Lemflex RR3000-SD für Messbereiche: 3000A (1mV/A), 300A (10mV/10)
- Chauvin Arnoux, Amflex A100 für Messbereiche: 20A (100mV/A), 200A (10mV/A)
- Fluke, i3000s Flex-36 für Messbereiche: 30A (1mV/A), 300A (10mV/A) und 3000A (100mV/A)

Verwendete Zangenstromwandler:

- Chauvin Arnoux C148 mit Messshunt $1\ \Omega$ für Messbereiche: 250A/5A, 500A/5A und 1000A/5A
- Chauvin Arnoux C173 für Messbereiche: 1A/1V, 10A/1V, 100A/1V und 1000A/1V

5.1 Messungsdurchführung

Beide Messgeräte - Rack 30-16 und Elog 570 - wurden vor ihrem Messeinsatz zeitlich über das Internet synchronisiert. Die Zeitachse ist der Primary Key zur Identifikation der Messwerte und für die anschließende Synchronisation bei der Zusammenführung der einzelnen Messsysteme zu einem gesamten Messfile.

Insgesamt konnten sechs Messsysteme mit jeweils 4 Kanälen realisiert werden, diese wurden folgendermaßen auf beide Messgeräte aufgeteilt:

- **Rack 30-16** beinhaltet die Messkreise: **System 1**, **System 2** und **System 3**
- **Elog 570** beinhaltet die Messkreise: **System 4**, **System 5** und **System 6**

5.1.1 Messstellenauswahlkriterium

Als Auswahlkriterium für die Messstelle kann zum einen das jeweilige Lastprofil der Transformatorstation genannt werden, vor allem waren auch die räumlichen Gegebenheiten für einen sicheren und nicht Personen gefährdenden Messaufbau wichtig. Alle gemessenen Transformatorstationen sind mit unterschiedlichen Lastprofilarten belastet. Die Trafostation Rathaus weist den größten Mischlastbetrieb auf. Bei den Transformatoren Egam 1 und Netroygasse setzt sich das Lastprofil hauptsächlich aus Privathaushalten zusammen.

Die Belastungsart der Trafostation beeinflusst den zu analysierenden Unsymmetriefaktor und die resultierenden Netzverluste. In Abbildung 5.1 ist kurz tabellarisch das spezifische Lastprofil nach der E-Control Richtlinie [9] und die jeweilige übertragene Jahresenergie menge der untersuchten Trafostationen angegeben.

Trafostation	Lastprofil	Kurzerklärung zu den standardisierten Lastprofilen – nach E-Control	Verbrauch [kWh] /Jahr
Nr.: 24 Rathaus	ohne	Ohne feste Zuordnung	722685
	G0	Gewerbe allgemein ohne Zuordnung zu einem speziellen Gewerbeprofil	104108
	G1	Gewerbe Werktrags von 8-18 Uhr	286837
	G2	Gewerbe mit starkem Verbrauch am Abend von 9-23 Uhr	425888
	G3	Gewerbe mit durchlaufenden Lastprofil 0-23:59 Uhr	19891
	G4	Lastprofil für Läden 7-21 Uhr	119089
	G5	Lastprofil für Bäckereien 0-14 Uhr	26374
	G6	Lastprofil für Wochenbetrieb 9-23 Uhr	834
	H0	Lastprofil für Haushalte 7-23 Uhr	225306
	LPZ	Lastprofil mit Profilstromzähler 15 Minuten Werte	127411
	ULA	Lastprofil für Warmwasserzubereitung ohne Tagesnachladung 21-4 Uhr	57470
ULD	Lastprofil für Nachtspeicherheizung mit Tagesnachladung 21-4 Uhr und 12-17 Uhr	20605	
ULF	Lastprofil für Nachtspeicherheizung und Warmwasserspeicher 21-5 Uhr und 12-17 Uhr	33045	
		Summe	2169543
Nr.: 34 Nestroy	G0	Gewerbe allgemein ohne Zuordnung zu einem speziellen Gewerbeprofil	44200
	G4	Lastprofil für Läden 7-21 Uhr	35673
	H0	Lastprofil für Haushalte 7-23 Uhr	323272
	ULA	Lastprofil für Warmwasserzubereitung ohne Tagesnachladung 21-4 Uhr	7325
	ULD	Lastprofil für Nachtspeicherheizung mit Tagesnachladung 21-4 Uhr und 12-17 Uhr	9449
			Summe
Nr.: 1 Egam 1	G0	Gewerbe allgemein ohne Zuordnung zu einem speziellen Gewerbeprofil	8031
	G1	Gewerbe Werktrags von 8-18 Uhr	151289
	HF	Überlagertes Lastprofil aus H0 und ULF	837155
	H0	Lastprofil für Haushalte 7-23 Uhr	32577
	LPZ	Lastprofil mit Profilstromzähler 15 Minuten Werte	167628
		Summe	1196680

Abbildung 5.1: Übersicht zur Transformatorbelastung nach Lastprofilen der E-Control Richtlinie

5.1.2 Messwerte

Jedes der sechs realisierten Messsysteme nimmt vier Messkanäle der Messgeräte in Anspruch. Die jeweiligen Messwerte wurden für das Grundsystem wie auch für alle ungeraden harmonischen Oberschwingungen bis einschließlich der 11-ten Oberschwingung aufgezeichnet. Die zusätzlich gewonnenen Messdaten der harmonische Oberschwingungen dienen für fortführende wissenschaftlich Untersuchungen. Die geraden harmonische Oberschwingungen sind nur im Störbetrieb relevant und wurden deshalb nicht berücksichtigt.

Die relevanten Messsignalwerte:

- Phasenspannungen: U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}
- Phasenströme: I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}
- Neutralleiterstrom: I_{LN}
- Phasenwirkleistungen und Gesamtwirkleistung: $P_{L1}, P_{L2}, P_{L3}, P_{Ges}$
- Phasenblindleistung und Gesamtblindleistung: $Q_{L1}, Q_{L2}, Q_{L3}, Q_{Ges}$
- Phasenscheinleistungen und Gesamtscheinleistung: $S_{L1}, S_{L2}, S_{L3}, S_{Ges}$
- Verschiebungsblindleistungen und Gesamtverschiebungsblindleistung: $D_{L1}, D_{L2}, D_{L3}, D_{Ges}$
- Phasenwinkel und Gesamtphasenwinkel: $PF_{L1}, PF_{L2}, PF_{L3}, PF_{Ges}$

5.2 Messergebnisse

Eine detaillierte Messdatenauswertung kann für die Transformatorstation Nestroygasse, Rathaus und Egam 1 erfolgen. Über alle drei genannten Stationen sind Datensätze aus unterschiedlichen Quellen vorhanden. Zu erwähnen ist die durchgeführte hochauflösende Messung seitens des Instituts für Elektrische Anlagen der TU Graz, die erfolgten dreimonatigen Messungen der Stadtwerke X an insgesamt 23 Transformatorstationen und die übertragenen Jahresenergiemengen je Transformatorstation. In Abbildung 4.9 wurden bereits das realisierte Neplannetzmodell mit den 23 realgemessenen Transformatoren bezüglich des Auslastungsgrades gegenübergestellt und eine gute Übereinstimmung festgestellt.

In Abschnitt 3.3.2.6 ist die numerische Ermittlung des Unsymmetriefaktors an einem beliebigen Signalausschnitt dargestellt und genau erläutert. Auch der Einfluss der Mes-

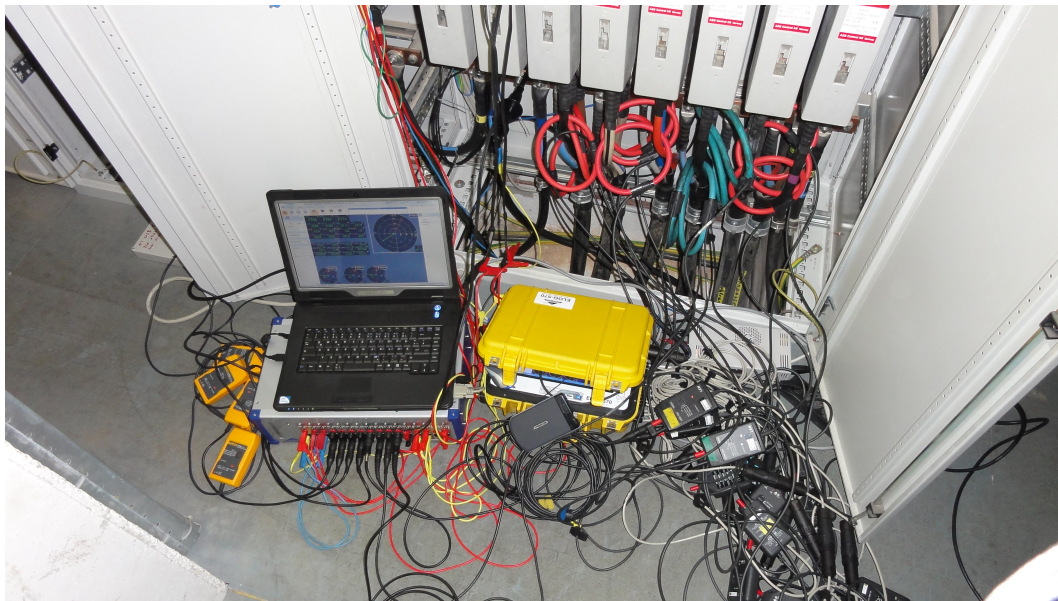


Abbildung 5.2: Messgeräteaufbau in der Ortsnetzstation Rathaus

sauflösung t' auf die realen Netzverluste wurde dort erörtert und ist in Abbildung 3.4 ersichtlich. Dieselbe Grafik ist noch einmal groß in Abbildung 5.7 dargestellt. Mit zunehmendem Abstand vom Transformator steigt der Einfluß der Unsymmetrie, die übertragene Scheinleistung sinkt und die Lastströme sind weniger überlagert. In den Tabellen 5.1, 5.2 und 5.3 sind die berechneten Werte der Grafik angegeben.

Folgend werden Teilmessergebnisse der untersuchten Netzstationen dargestellt. Die Grafiken beinhalten für jede untersuchte Transformatorstation die übertragene Scheinleistung als Ganglinie und Dauerlinie in Bezug auf die installierte Transformator Scheinleistung. Separat ist das Verhalten des Unsymmetriefaktors zwischen Transformator und Stromsammelschiene, und des Unsymmetriefaktors im schlechtesten Fall, dargestellt.

- Der Unsymmetriefaktor k_{unsym} ist nahezu $k_{unsym}=1$ im besten Fall, es liegt Phasensymmetrie der Lastströme vor.
- Es ist ein durchschnittlicher Unsymmetriegrad von $k_{unsym}=1,3$ der Lastströme im schlechtesten Fall aus den Grafiken 5.3(c), 5.4(c) und 5.5(c) ermittelbar.

Die Abbildungen in 5.6 zeigen die Dauerlinien der untersuchten Transformatorstationen.

Die jeweilige Ausnutzungsdauer und Benutzungsdauer der Transformatorstation bezieht sich auf die reale einwöchige Messdauer. Dabei ist die installierte Transformator Scheinleistung berücksichtigt.

Farblich hervorgehoben ist die jeweilige Messung an der Stromsammelschiene.

Tabelle 5.1: Nestroygasse - Einfluss der Messauflösung t' auf den Unsymmetriefaktor

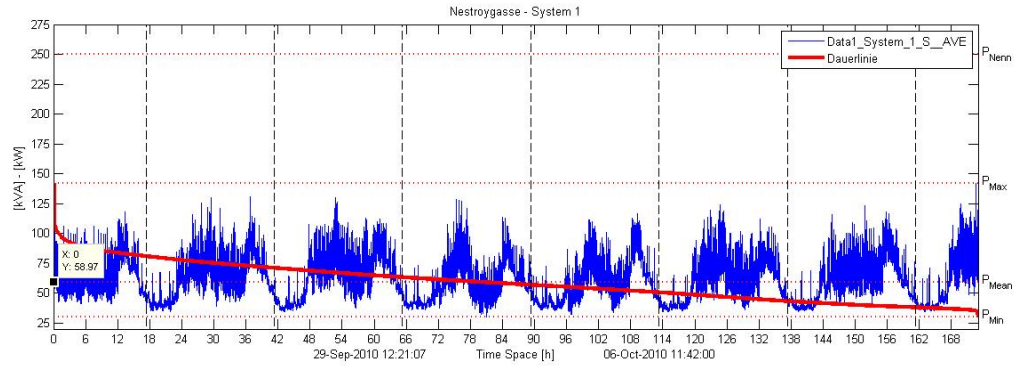
t'	System1	System2	System3	System4	System5	System6
1 Sekunde	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 Minute	99,36%	95,40%	97,38%	95,56%	98,19%	93,93%
5 Minute	98,63%	91,82%	93,53%	91,85%	95,64%	88,89%
15 Minute	97,82%	87,50%	87,95%	87,48%	92,77%	84,39%
30 Minute	97,27%	84,49%	82,88%	84,27%	91,34%	80,89%
60 Minute	96,64%	81,32%	79,91%	81,45%	90,10%	77,93%

Tabelle 5.2: Rathaus - Einfluss der Messauflösung t' auf den Unsymmetriefaktor

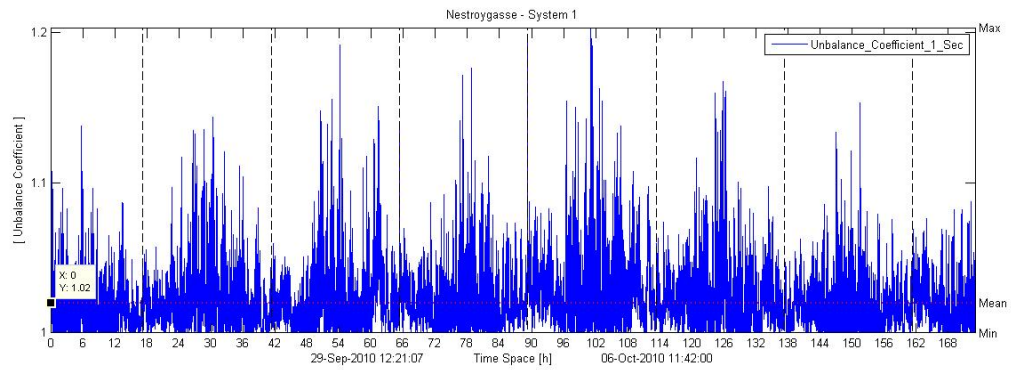
t'	System1	System2	System3	System4	System5	System6
1 Sekunde	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 Minute	99,38%	98,07%	99,87%	98,69%	99,68%	99,23%
5 Minute	98,67%	94,51%	99,69%	97,15%	99,27%	98,21%
15 Minute	98,19%	91,46%	99,53%	96,16%	98,92%	97,15%
30 Minute	97,91%	89,44%	99,41%	95,58%	98,62%	96,49%
60 Minute	93,59%	87,46%	99,25%	95,05%	98,15%	95,70%

Tabelle 5.3: Egam1 - Einfluss der Messauflösung t' auf den Unsymmetriefaktor

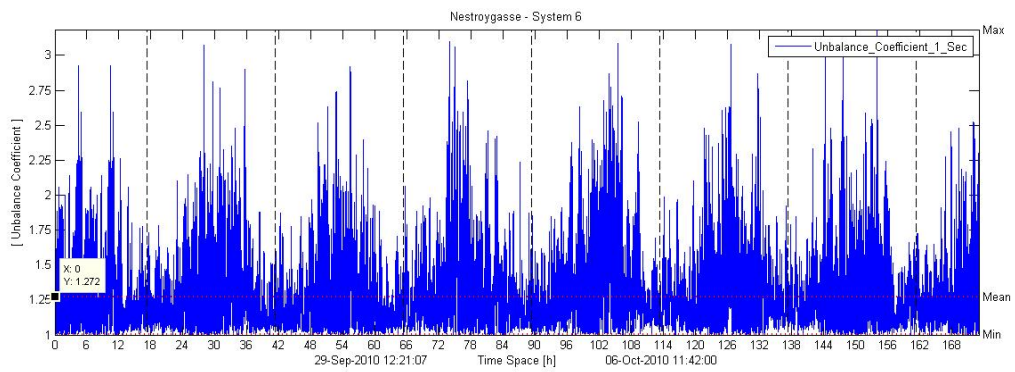
t'	System1	System2	System3	System4	System5	System6
1 Sekunde	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1 Minute	99,43%	95,78%	99,48%	94,87%	95,39%	96,79%
5 Minute	98,89%	91,40%	99,00%	89,66%	91,42%	93,38%
15 Minute	98,33%	87,90%	98,56%	85,39%	88,12%	89,96%
30 Minute	97,84%	85,53%	98,22%	82,51%	85,70%	87,47%
60 Minute	97,28%	83,38%	97,82%	80,49%	83,34%	84,91%



(a) Ganglinie und Dauerlinie der übertragenen Gesamtscheinleistung

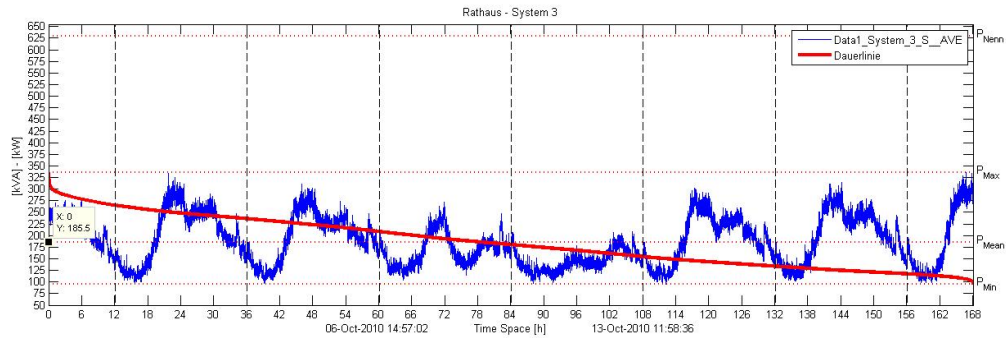


(b) Unsymmetriefaktor System 1 - zwischen Trafo und Stromsammelschiene

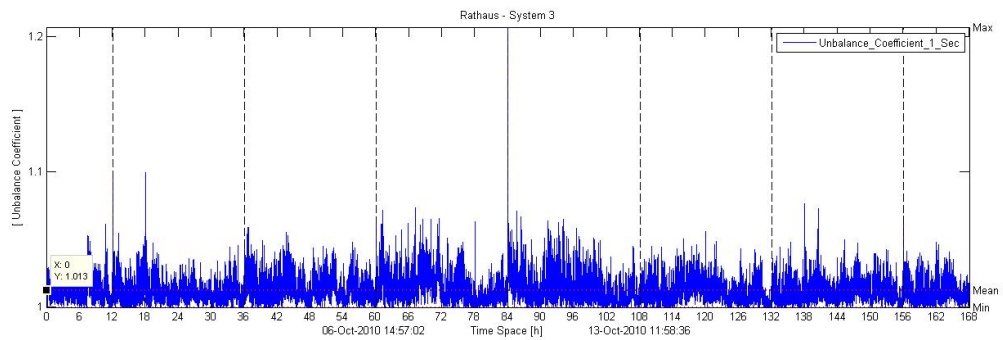


(c) Unsymmetriefaktor System 6 - schlechtester Fall

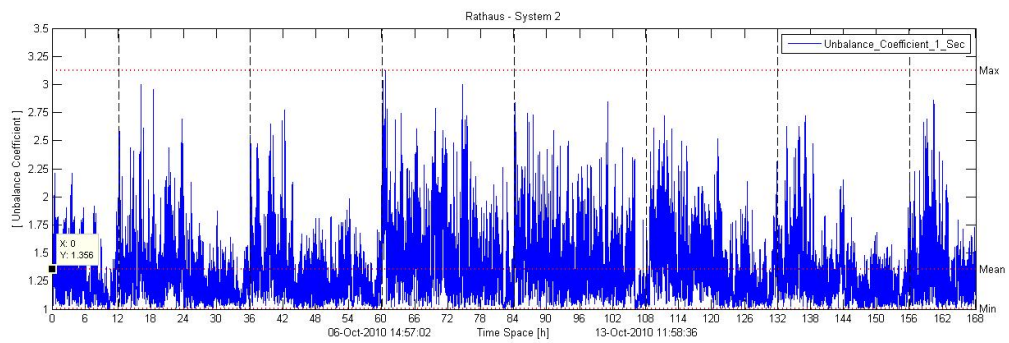
Abbildung 5.3: Nestroygasse (250 kVA Transformator)



(a) Ganglinie und Dauerlinie der übertragenen Gesamtscheinleistung

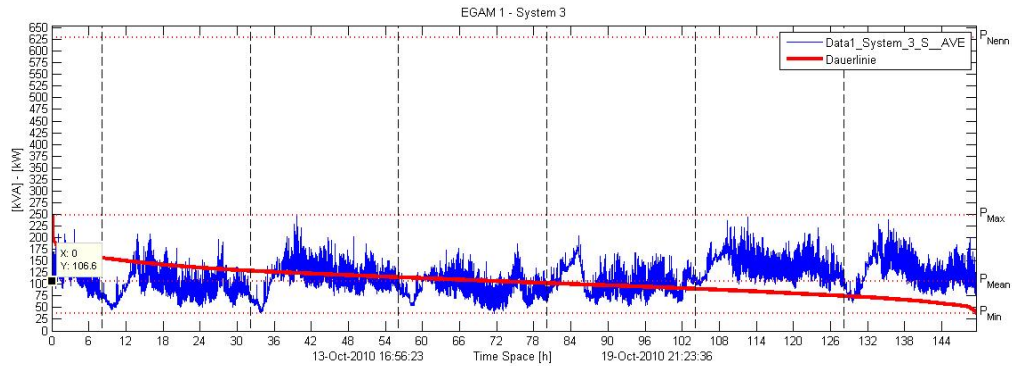


(b) Unsymmetriefaktor System 3 - zwischen Trafo und Stromsammelschiene

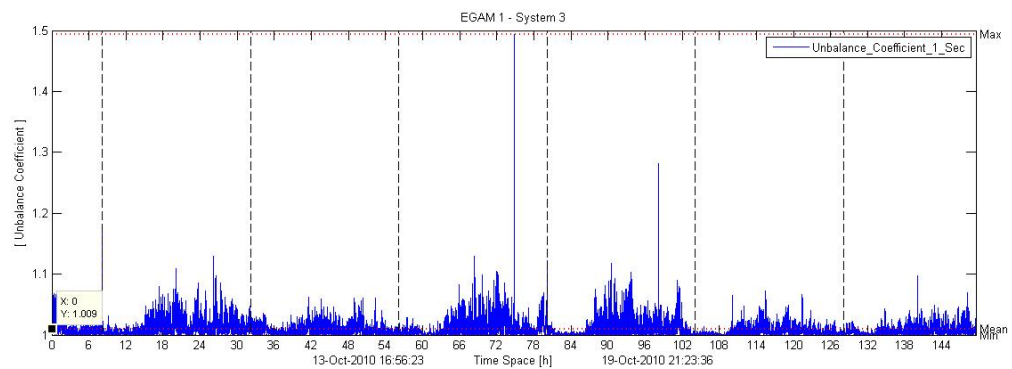


(c) Unsymmetriefaktor System 2 - schlechtester Fall

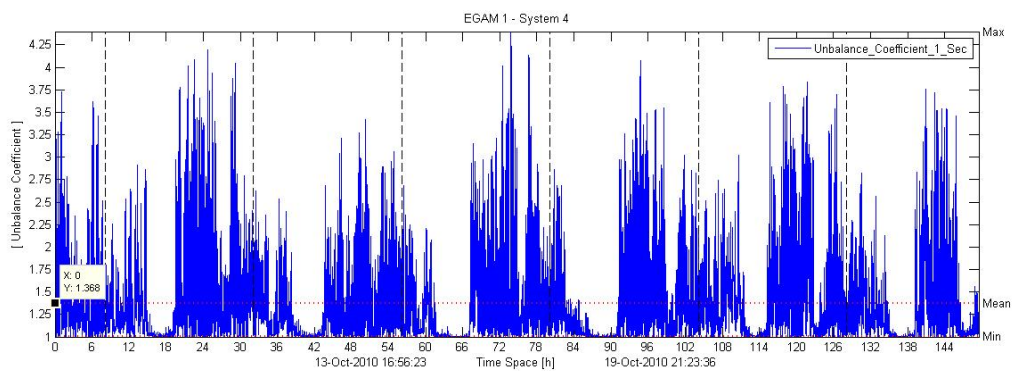
Abbildung 5.4: Rathaus (630 kVA Transformator)



(a) Ganglinie und Dauerlinie der übertragenen Gesamtscheinleistung

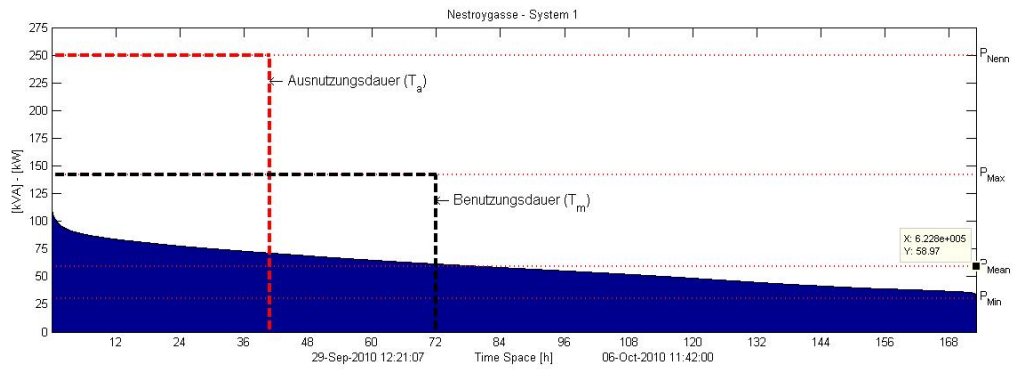


(b) Unsymmetriefaktor System 3 - zwischen Trafo und Stromsammelschiene

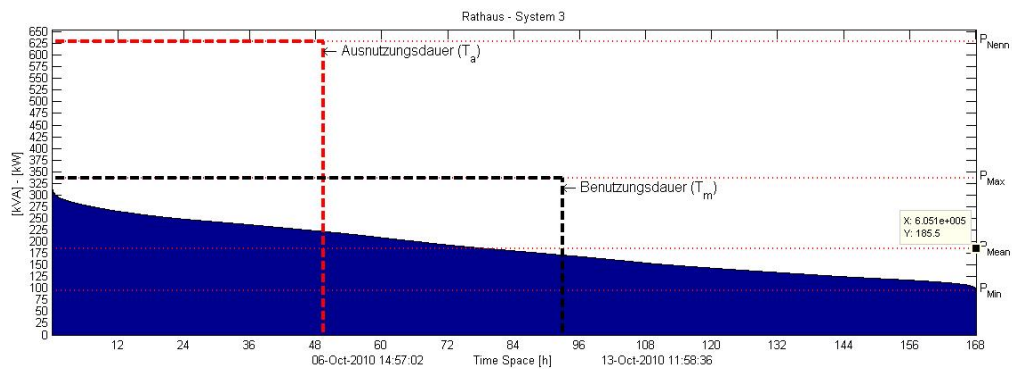


(c) Unsymmetriefaktor System 4 - schlechtester Fall

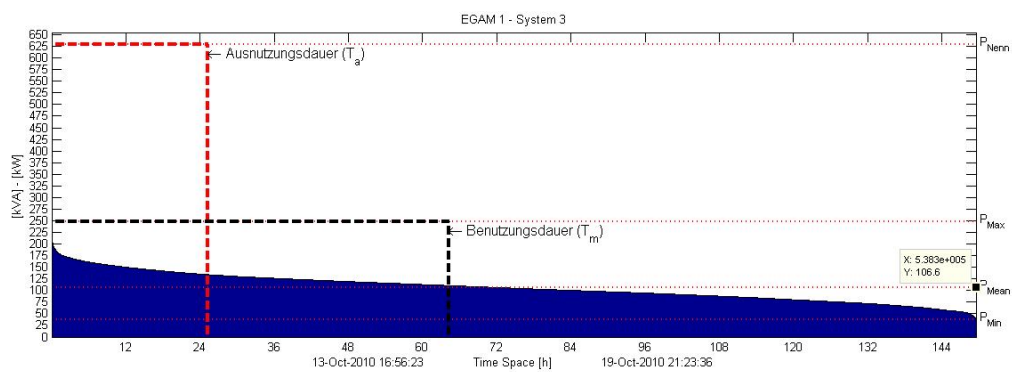
Abbildung 5.5: Egam 1 (630 kVA Transformator)



(a) Nestroygasse (250 kVA Transformator)



(b) Rathaus (630 kVA Transformator)



(c) Egam 1 (630 kVA Transformator)

Abbildung 5.6: Dauerlinieverlauf der gemessenen Transformatoren mit Ausnutzungsdauer und Benutzungsdauer bezogen auf die Messzeit

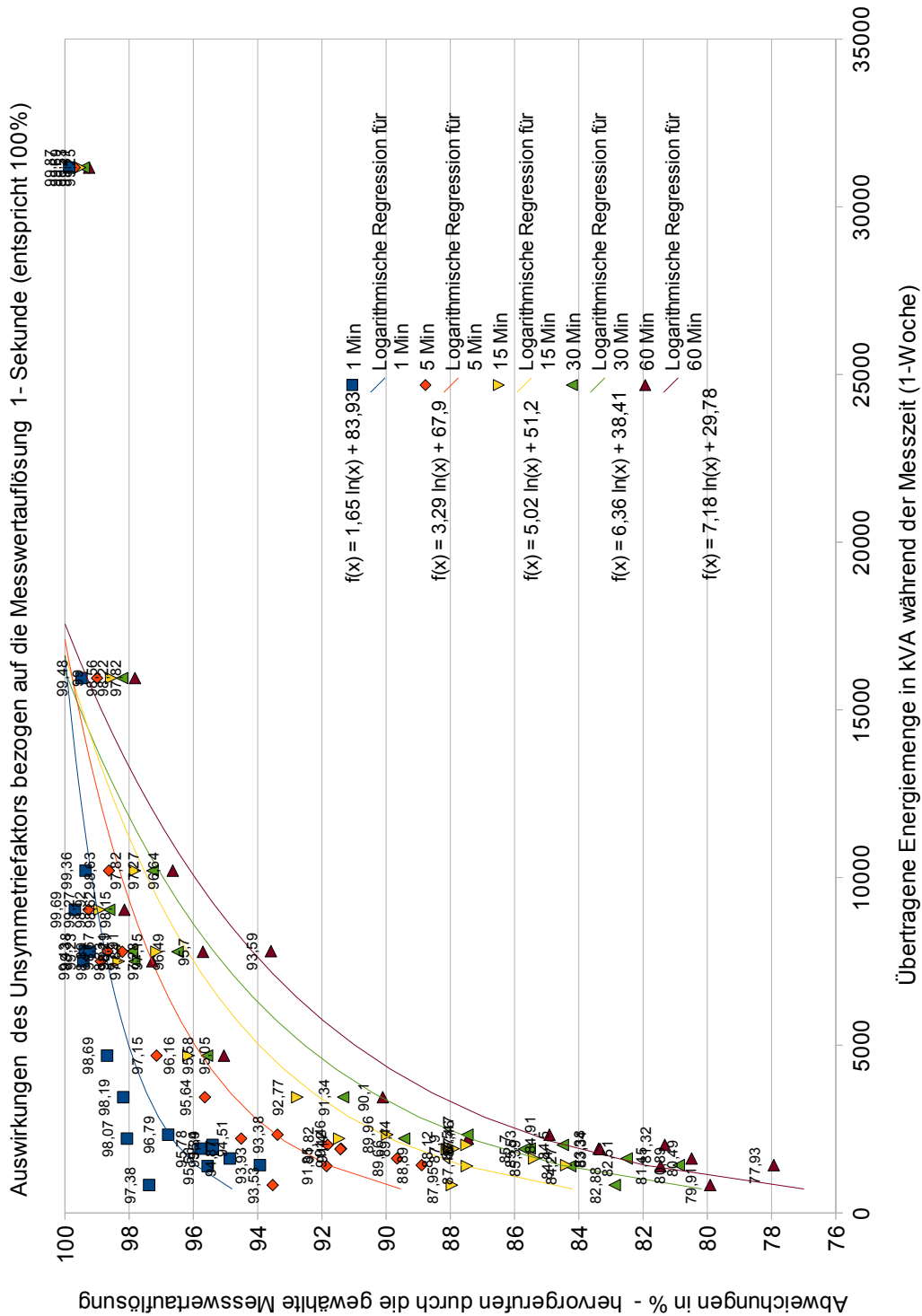


Abbildung 5.7: Kleine übertragene Energiemengen sind stärker von der Messwertaufösung t' beeinflusst. Begründen lässt sich dies mit einer geringeren Lastüberlagerung und Aussymmetrierung. (Bem. Abbildung ist ident mit Abbildung 3.4)

6 Programmdokumentation

Um die auftretenden Datenmengen einer hochauflösenden Messung (Messwertauflösung von $t' = 1$ sec) besser handzuhaben, wurde dieses Rechnerprogramm erstellt. Im wesentlichen sind drei Hauptfunktionen zur Messsignalauswertung implementiert. Die Messsignalkonvertierung erzwang eine Aufteilung des Messsignals in sechsstündige Signalabschnitte. Das Programm kann die konvertierten Signalabschnitte wieder zu einem Messsignal zusammenfügen, die nötigen Berechnungen durchführen und die Berechnungen mit entsprechender Achsenskalierung grafisch darstellen.

Zunächst erfolgt eine punktuelle Beschreibung der in Abbildung 6.1 dargestellten Programmoberfläche. Die realisierten Befehlssätze sind tabellarische in einem eigenen Abschnitt zusammengefasst und werden kurz erläutert. Wichtige Algorithmen werden ausführlicher dargestellt.

Mit dem Befehl `guideCalcLostOfEnergy` im Matlab-Workspace erfolgt der Programmaufruf. Unter der Voraussetzung, das Programm befindet sich mit seinen Funktionen im Workspace bzw. der Programmpfad, ist Matlab bekannt (`addpath(...)`).

6.1 Beschreibung der Benutzeroberfläche

1. In der Rechnerprogramm-Toolbar sind zwei Pushbuttons implementiert - **File** und **Tools**.
 - **File:**, dieser Pushbutton beinhaltet die momentan nötigen Funktionen, um ein Messfile zu laden, zu speichern und um das Programm zu beenden.
 - **Load File:** Ein Signalfile wird geöffnet und geladen.
 - **Save as:** Das geöffnete und bearbeitete File wird gespeichert.
 - **Quit:** Das Programm wird beendet und verlassen.

- **Tools:** Unter diesem Pushbutton sind zwei Funktionen implementiert. Die Funktion **Join-Single-Matlab-File** fügt einzelne Matlab Files zusammen. Beim Funktionsaufruf werden alle im gewählten Ordner enthaltenen Matlabmessfiles nach der vorliegenden Sortierung aneinander gereiht (Matlab-befehl: *cat()*). Wichtig ist die zuvor durchgeführte Sortierung nach chronologischer Reihenfolge, denn sonst ist das zusammengesetzte Messsignal verfälscht. Zudem können nur variablenidentische Signale zusammengefügt werden.

Matlab-File-Synchronization: Diese Funktion synchronisiert die Messfiles von den zwei Messgeräten (Rack 30-16 und Elog 570). Als Primary Key dient die Zeitachse bzw. als Synchronisationspunkt.

Die Funktionsweise beider Matlabfunktionen wird noch explizit im Abschnitt 6.3 beschrieben.

2. **Measure File** zeigt den Namen des geöffneten bzw. geladenen Files an.
3. **Measure Data** ist ein Popup-Menu und erfüllt zwei Funktionen.
 - Measure Data gewährt den Zugriff auf die internen Systemvariablen des jeweiligen Messsystems.
 - Durch wiederholten Aufruf (öffnen) des Popup-Menu wird das System **re-initialisiert**, d.h. berechnete Werte werden als neue Systemvariable in das jeweilige System-Menu als abrufbare Variable eingefügt.
4. Die **Listbox** enthält alle verfügbaren Messwerte (Variablen) des jeweiligen Systems bzw. zusätzlich die berechneten Ergebniswerte (neuen Variablen) nach erfolgter Reinitialisierung - wiederholter Aufruf des Popup-Menus Punkt 3.
5. Die **Editbox** zeigt den Messzeitraum des Messfiles an und dient der Orientierung.
6. Der Radiobutton **Fix Time Periode** fixiert den in **Select Analysis Time Periode** eingegebenen Zeitraum. Beim Reinitialisieren bleibt dieser eingestellte Zeitraum erhalten, solange der Radiobutton nicht händisch zurückgesetzt wurde.

Bemerkung: Die Signalberechnungen sollten zuerst für das ganze Signal durchgeführt werden, um Bereichszugriffsfehler zu vermeiden, welche sonst mit einer Fehlermeldung quittiert werden.

7. Im Feld **Select Analysis Time Periode - Begin** - ist der zeitliche Startpunkt des Signalausschnitts frei wählbar, solange dieser im Messzeitraum liegt und der Endpunkt sich nicht vor dem Startpunkt befindet - Fehlermeldungen quittieren Falscheingaben.
8. Der Endpunkt des Signalausschnitts wird im Feld **Select Analysis Time Periode - Finish** festgelegt. Dieser liegt innerhalb des Messzeitraums und befindet sich zeitlich nach dem Startpunkt. Fehlermeldungen quittieren Falscheingaben.
9. Eigene Bezeichnungen können für zu erstellende Grafiken als Titel eingefügt werden, z.B Rathaus X.
10. Die automatische Grafikachsenskalierung kann manipulierend beeinflusst werden.
11. Der Grund für die diversen Plot-Funktionen sind die auf den jeweiligen Fall skalierten und implementierten Grafiken.
12. Das Feld **Time Step Set Wide** dient bei der Signalanalyse der zeitlichen Signalmanipulation durch Mittelwertbildungen. Es können durch den Radiobuttons Minutenwerte oder Sekundenwerte freigesetzt werden.
13. Berechnete Messsignale sind individuell zu bezeichnen, sobald der Name **Auto Name** entsprechend ersetzt wird. Auto Name erweitert den bisherigen Signalnamen des analysierten Signals mit dem unter **Time Step Set Wide** eingestellten Zeitwert und fügt in bestimmten Fällen auch sich selbst erklärende Kennzeichnungen an.
14. **Select Calculation** beinhaltet die separat angeführten Berechnungsbefehle, welche in den Tabellen 6.1, 6.2 und 6.3 vorgestellt sind.
15. Der Befehlsbutton **Calculation** startet die Signalberechnungen.

16. Die in der Listbox unter Punkt 4 markierten Signale werden gelöscht - **Delete**.
17. Entsprechend der gewählten Berechnungsfunktion von **Select Calculation** werden die erforderlichen Eingangswerte angegeben und müssen vom Anwender in den jeweiligen Popup-Menüs ausgewählt werden.
18. Ein Teil der Rechenergebnisse sind im Feld nach erfolgter Befehlsausführung angegeben.

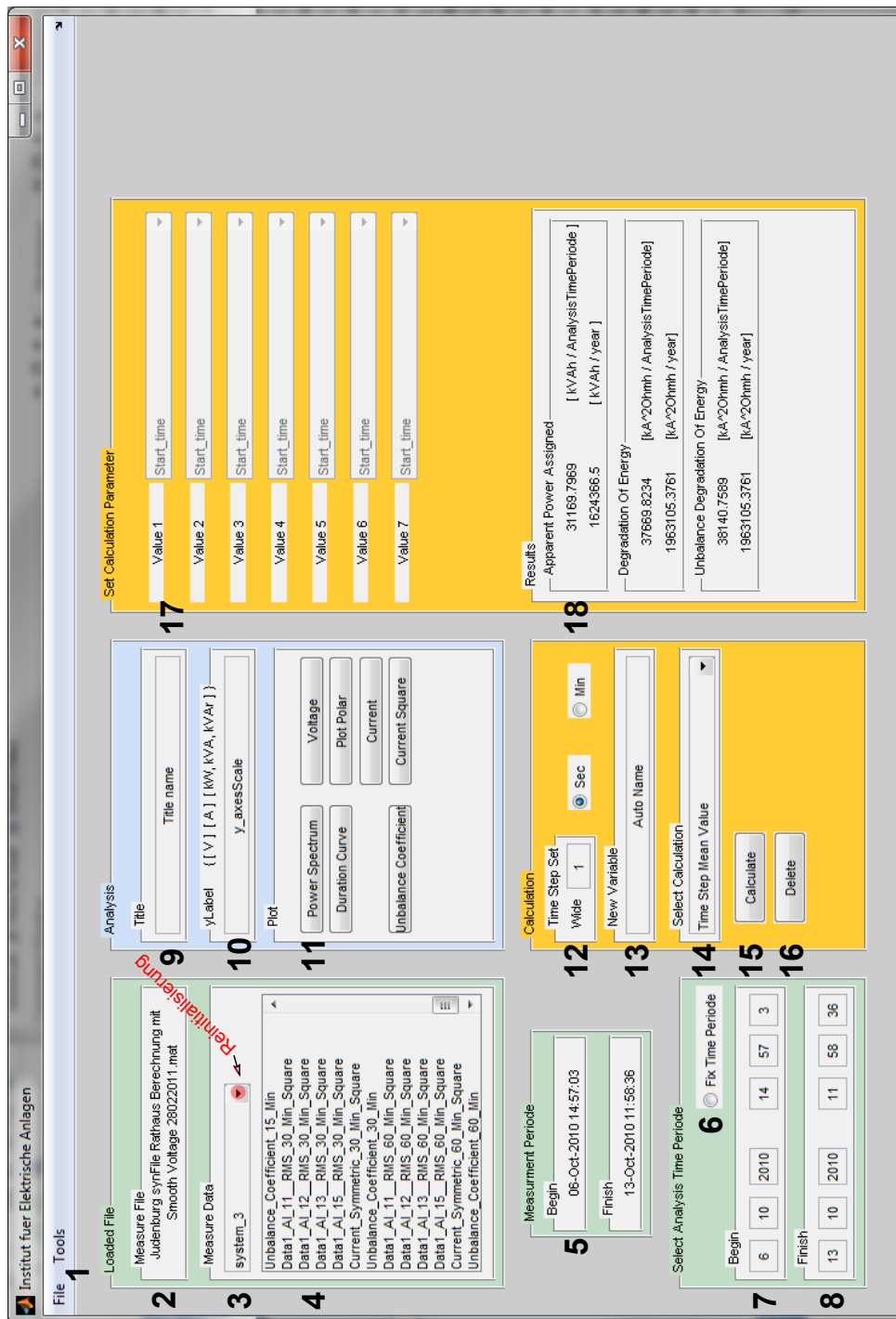


Abbildung 6.1: Screenshot des erstellten Rechnerprogramms

6.2 Der implementierte Befehlesatz

Die beiden Tabellen 6.1 und 6.2 fassen die nötigen Befehle für die durchgeführte Signalanalyse zusammen, wobei Tabelle 6.3 vorwiegend Instruktionen für Einzelberechnungen vorhält.

Tabelle 6.1: Implementierte Berechnungsfunktionen im Popup Menu: **Select Calculation**
(Teil 1/3)

Befehl	Befehlsbeschreibung	Variablen
Smooth Voltage	Glättet die Spannungswerte. Im Spannungssignal traten Artefakte (vereinzelte markante Spannungsspitzen) auf, welche den Unsymmetriefaktor (Unbalance Faktor) in seinem Verlauf beeinflussen.	Voltage L_1 Voltage L_2 Voltage L_3
Calculate Apparent Power	Die Gesamtscheinleistung ist unter Einbezug der geglätteten Spannungsextremas (Smooth Voltage) noch einmal separat zu berechnen. Im Feld Calculation - Time Step Set Wide - können die benötigten zeitlichen Mittelwerte für die Scheinleistung direkt gesetzt werden. Steht im Feld New Variable: Auto Name , so wird die Messsignalnomenklatur automatisch mit dem eingestellten Zeitwert erweitert.	Voltage L_1 Voltage L_2 Voltage L_3 Current L_1 Current L_2 Current L_3
Current Symmetric	Berechnung des nötigen symmetrischen Stromes zur Bestimmung des Unsymmetriefaktors. Bemerkung: Bei Apparent Power ist das zuvor aus Calculate Apparent Power berechnete Apparent Power einzusetzen!	Voltage L_1 Voltage L_2 Voltage L_3 Apparent Power

Tabelle 6.2: Implementierte Berechnungsfunktionen im Popup Menu: **Select Calculation**
 (Teil 2/3)

Befehl	Befehlsbeschreibung	Variablen
Current Square	Berechnung der Stromquadrate. Im Feld Calculation - Time Step Set Wide können zeitliche Mittelwerte für die quadratischen Ströme direkt gesetzt werden. Steht im Feld New Variable: Auto Name , so wird die Messsignal Nomenklatur automatisch mit eingestelltem Zeitwert und Square ergänzt.	Die Messströme im Feld Measure Data auswählen
Unbalance Coefficient	Der Unsymmetriefaktor wird aus den zuvor bestimmten quadratischen Strömen ermittelt.	CurrentSquareL ₁ CurrentSquareL ₂ CurrentSquareL ₃ CurrentSquareL _N CurrentSymmetricSquare
Measure Signal Analysis - WITH TIME PERIODE	Berechnet die übertragene Scheinleistung (Apparent Power Assigned) bezogen auf die Messzeit $\left[\frac{kVAh}{Messdauer}\right]$ und ein Jahr $\left[\frac{kVAh}{Jahr}\right]$. Um den Einfluss des Unsymmetriefaktors auf die berechneten Energieverluste zu zeigen, werden die Energieverluste ohne Unsymmetriefaktor und unter Berücksichtigung des Unsymmetriefaktors berechnet und gegenüber gestellt, wiederum bezogen auf die Messzeit $\left[\frac{kA^2\Omega h}{Messdauer}\right]$ und auf ein Jahr $\left[\frac{kA^2\Omega h}{Jahr}\right]$. Bemerkung: ApparentPower ist der Signalverlauf der Gesamtscheinleistung.	ApparendPower CurrentSquareL ₁ CurrentSquareL ₂ CurrentSquareL ₃ CurrentSquareL _N UnbalanceCoefficient

Tabelle 6.3: Implementierte Berechnungsfunktionen im Popup Menu: **Select Calculation**
 (Teil 3/3)

Befehl	Befehlsbeschreibung	Variablen
Time Step Mean Value	Im Feld Calculation - Time Step Set Wide : werden die gewünschten Zeitwerte für die zu berechneten zeitlichen Mittelwerte gesetzt	Signalwerte im Feld Measure Data auswählen
Apparent Power Assigned	Berechnet die gesamte übertragene Scheinleistung aus den Einzelscheinleistungen bezogen auf die Messdauer $\left[\frac{kVAh}{Messdauer}\right]$ und berechnet die übertragene Jahresscheinleistung $\left[\frac{kVAh}{Jahr}\right]$	$ApparentPower_1$ $ApparentPower_2$ $ApparentPower_3$
Degradation Of Energie	Berechnet die Energieverluste bezogen auf den Einheitswiderstand 1Ω in der Einheit $\left[\frac{kA^2\Omega h}{Messdauer}\right]$ während der Messdauer und ermittelt zusätzlich die Jahresenergieverluste $\left[\frac{kA^2\Omega h}{Jahr}\right]$. Der Einfluss des Unsymmetriefaktors auf die Energieverluste bleibt unberücksichtigt.	$CurrentSquareL_1$ $CurrentSquareL_2$ $CurrentSquareL_3$ $CurrentSquareL_N$
Unbalance Degradation Of Energy	Berechnet die Energieverluste bezogen auf den Einheitswiderstand 1Ω in der Einheit $\left[\frac{kA^2\Omega h}{Messdauer}\right]$ während der Messdauer und ermittelt zusätzlich die Jahresenergieverluste $\left[\frac{kA^2\Omega h}{Jahr}\right]$. Bei beiden Werten wird der Einfluß des Unsymmetriefaktors auf die Energieverluste berücksichtigt.	$CurrentSquareL_1$ $CurrentSquareL_2$ $CurrentSquareL_3$ $CurrentSquareL_N$ $UnbalanceCoefficient$

6.3 Funktionserläuterungen

6.3.1 Join-Single-Matlab-File

Dem Rechner ist am Anfang nicht die Variablenstruktur bekannt. Mittels eines **controlSkript** legt der Rechner die vorgegebene Variablenstruktur an. Durch den Befehl *strcmp()* werden die Variablen im controlSkript.m mit denen des Matlab-Messfiles verglichen. Stimmen diese überein, verkettet der Befehl *cat()* das vorangegangene Signalende mit dem Anfang des nächsten einzelnen Messfiles. Dabei ist auf die richtige chronologische Reihenfolge der Matlabfiles unbedingt zu achten, sonst sind die einzelnen Messfiles durcheinander zusammengefügt. Das Betriebssystem Windows ermöglicht eine Sortierung der einzelnen Messfiles im Ordner nach Namen.

Durch Adaptionen des controlSkript.m ist die Funktion *Join-Single-Matlab-File()* auch für beliebige Messfiles einsetzbar.

Das Rechnerprogramm **guideCalcLostOfEnergy** ist für eine zeitliche Signalanalyse ausgelegt. Deshalb muss für jedes realisierte Auswertesystem die Zeitachse des Messsystems als Variable **systemX.Data1_Time** realisiert sein. **X** bezeichnet das System1, System2 usw. . Falls die Zeitachse wider erwartens fehlt, ist lediglich allein, ohne Manipulationsoptionen, der komplette Signalverlauf als Diagrammen darstellbar. Die Funktion *Join-Single-Matlab-File()* prüft über die Variable **systemX.Data1_Time** mittels *strcmp()* die Existenz der Messfile-Zeitvariable **Data1_Time** beim Ausführen. Die entsprechende Messfile-Zeitachse ist dieser Variablen im controlSkript.m zuzuweisen. Gegebenfalls ist die Messfile-Zeitvariable auf den Namen **Data1_Time** anzupassen. Tabelle 6.4 verdeutlicht die Vorgehensweise.

6.3.2 Matlab-File-Synchronization

Die Messfiles der beiden verwendeten Messgeräte das Rack 30-16 und das Elog 570 von Dewetron werden mittels der Matlab-File-Synchronization Funktion auf ihrer Zeitachse synchronisiert. Beide Messfiles müssen sich zeitlich überlappen. Zunächst werden die Startpunkte verglichen. Der spätere Startpunkt ist zugleich der Anfangssynchronisationspunkt. Auf diesen hin werden die Messfileanfänge beschnitten.

Tabelle 6.4: *strcmp()* fügt die jeweiligen Variablen zusammen

controlSkript - Matlab	Messfile-Variablen
<code>system1.Data1_Time=""</code> ;	<code>Data1_Time</code>
<code>system1.Start_time=""</code> ;	<code>Start_time</code>
<code>system1.Data1_AI0_RMS=""</code>	<code>Data1_AI0_RMS</code>
<code>:</code>	<code>:</code>
<code>system1.Data1_System_1_P_L1_AVE=""</code> ;	<code>Data1_System_1_P_L1_AVE</code>
<code>:</code>	<code>:</code>
<code>system3.Data1_Time=""</code> ;	<code>Data1_Time</code>
<code>system3.Start_time=""</code> ;	<code>Start_time</code>
<code>:</code>	<code>:</code>
<code>system3.Data1_System_3_P_L1_AVE=""</code> ;	<code>Data1_System_3_P_L1_AVE</code>
<code>:</code>	<code>:</code>

Es stellten sich Probleme bezüglich der zeitlichen Messsignalaufzeichnung ein. Das Elog 570 "verlor" in allen Messungen nach unbestimmter Zeit die Daten seiner Zeitachse bei allen drei durchgeführten Messungen. Der Grund dafür ist unbekannt. Es konnte also nur eine Zeitsynchronisation bezüglich der Anfangpunkte realisiert werden. Danach wurde auf die Signallänge synchronisiert und das kürzere Signal gab den Endpunkt vor.

Die Synchronisation erfolgte auf das Messgerät Dewe 30-16 hin, weil dieses für die Messdauer ein intaktes Zeitsignal lieferte. Diese Zeitachse wurde nach der Synchronisation durch das Matlab-Programm für das Elog 570 als Datenwert übernommen.

Auch das Rack 30-16 brach aus unbekanntem Grund die Messung - Rathaus X - vorzeitig ab.

6.3.3 Suchalgorithmus - binäre Suche

Kurz wird ein einfacher, aber sehr effektiver Suchalgorithmus vorgestellt - die binäre Suche (Binary Search).

Der Suchalgorithmus dient zum Auffinden vorgewählter Signalzeitpunkte bei einer ge-

zielte Signalauschnittsanalyse. Er wird im realisierten Matlab-Programm mehrmals in den Plotfunktion zum auffinden der 00:00 Uhr Tagesline (Vertikal gestrichelte Line) und bei der Zeitbereichsvorgabe - Select Analysis Time Periode - angewendet.

Entscheidend ist in der Informatik oftmals nicht alleine die Rechnerleistung, sondern die Effektivität der implementierten Algorithmen. Die obere Laufzeitgrenze des Algorithmus wird als O-Notation bezeichnet. Diese beläuft sich bei Binary Search auf $O(\log(n))$. Liegen die Daten in sortierter Reihenfolge vor, wie es beim Messfile der Fall ist. So ergibt sich die obere Laufzeitgrenze mit $O(\log(n))$. Andernfalls muss sortiert werden (Sortierlaufzeit $O(n)$).

Binary Search stellt eine Bedingung: Die Daten müssen nach dem Suchwert sortiert sein. Die Zeitachse ist durch ihren Verlauf sortiert und dient als Primary Key in der Messsignalverarbeitung zur Datenidentifikation.

Rekursive, also sich selbst wiederaufrufende Algorithmen, beanspruchen je nach Rekursionstiefe viel Speicher. Binary Search iteriert meist mit weniger als 20 Rekursionsschritten auch bei sehr großen Datenmengen. Dies prädestiniert den Algorithmus.

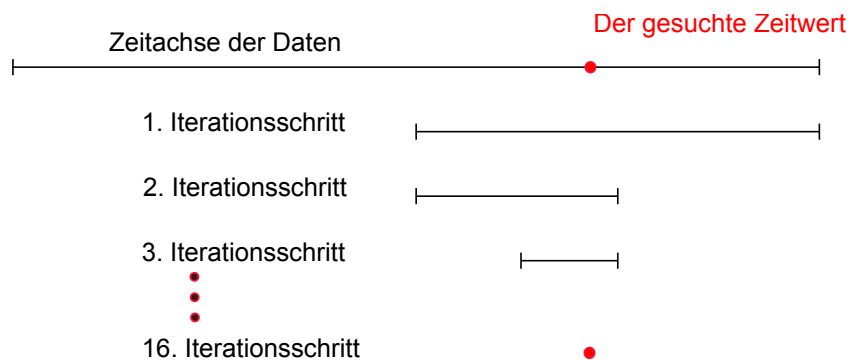


Abbildung 6.2: Suchalgorithmus Binary Search

Abbildung 6.2 veranschaulicht den Iterationsablauf von Binary Search. Mit jedem Iterationsschritt wird der Suchbereich halbiert und abgefragt ob der Suchwert identisch mit dem aktuellen Datenwert (entspricht dem mittleren Element) ist. Falls ja, dann ist die Position gefunden und wird vom Programm zurückgegeben. Falls nein, ist der Suchwert größer als der aktuelle Datenwert. Man nehme den Bereich der größeren Werte und halbiere ihn weiter, sonst den der kleineren Werte. Im schlechtesten Fall wird kein Wert

gefunden. Dann bricht der Algorithmus bei der Iterationsdatenlänge 1 ab.

7 Zusammenfassung und Ausblick

7.1 Zusammenfassung

Netzverluste haben vielseitige Ursachen. Aufgrund der komplexen Netzstrukturen und deren Ausdehnungen sind häufig detaillierte Datensätze nicht verfügbar bzw. nur aufwendig eruierbar. Die reale Netzverlustarbeit kann momentan bezüglich der Netzdynamik lediglich durch Erfahrungswerte, Mittelwertbildungen und Näherungen ermittelt werden. In der vorliegenden Arbeit wurden ausgewählte Berechnungsverfahren angewandt. Durch den Scheinarbeitsverlustfaktor und den Unsymmetriefaktor werden spezifische Lastsituationen berücksichtigt. Beide Werte gehen in den am Institut für elektrische Anlagen entwickelten Algorithmus (3.38) zur Netzverlustermittlung ein.

In den beschriebenen Rahmenbedingungen (Kapitel 3) wurden spezielle Maßnahmen und Konzepte zur Netzverlustminderung angeführt, sowie Voraussetzungen für einen sicheren Netzbetrieb erwähnt. Die resultierenden Netzverluste basieren auf folgender Grundgleichung (7.1). Physikalisch sind die resultierenden Netzverluste durch eine Reduzierung des Leitungswiderstandes, durch Querschnittserhöhungen und schaltungstechnische Maßnahmen, z.B. Netzvermaschungen (Parallelschaltungen), Trennstellenoptimierungen, Realisierung kurze Übertragungswege durch dezentrale Energieerzeugungskonzepte möglich. Einen größeren Einfluß auf die Netzverluste haben wegen des quadratischen Einflusses laststrombeeinflussende Maßnahmen wie sekundärseitige Spannungserhöhungen auf 990 V, lastnahe Hochspannungsübertragungen durch Optimierung des Versorgungsnetzbereichs der Ortsnetzstation, lastgemäße Transformatoren zur Erzielung eines hohen Auslastungsgrades und dadurch Minimierung der auftretenden Eisenverluste. Die niedrige mittlere MS-Netzauslastung von ca. 7 % trägt zu den geringen auftretenden MS-Leitungsverlusten bei. Eine Trennstellenoptimierung erübrigt sich dadurch.

$$P_V = 3 * R * I^2 \tag{7.1}$$

Im untersuchten Mittelspannungsnetz der Stadtwerke X (Kapitel 4) dominieren die von MS/NS-Transformator und NS-Straßenleitung verursachten Netzverluste. Beide Verluste zusammengenommen stellen bereits 57 % der Netzverluste dar. Zunächst kann durch eine genaue Prüfung der realen Transformatorauslastung eine leistungsgemäße Anpassung der Transformatoren an die aktuelle Lastsituation erfolgen. Im Anhang 8.2 sind gesondert jene Transformatorstationen als Anhaltspunkt angeführt, die nach der Neplan-Netzmodellberechnung weniger als 30 % ausgelastet sind und durch eine Lastanpassung bezüglich der Eisenverluste ein Optimierungspotential aufweisen könnten. Die aktuelle Lastsituation ist vor einem Transformatortausch zu prüfen. Die vor Ort durchgeführten Messungen weisen auf eine niedrige Transformatorstationsauslastungen hin. Ersichtlich ist dies in den Abbildungen 5.6 (a) bis (c) der untersuchten Transformatorstationen.

Mit durchgeführten Lastprofilmessungen (Kapitel 5) wurde der Einfluss der Messwertauflösung auf die berechnete Netzverlustarbeit untersucht. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Hin zum Endkunden nimmt der Einfluss und die Auswirkungen der unsymmetrischen Belastungen auf die Netzverluste zu [2]. Es konnte ein Unsymmetriegrad von $k_{unsym} = 1,3$ als Multiplikationsfaktor für die Netzverlustarbeit nach Gleichung (3.38) ermittelt werden. Diese Gleichung bezieht sich auf den maximalen übertragenen Leistungswert P_{Max} als Gewichtungsfaktor konnte ein Scheinarbeitsverlustfaktor ϑ_S aus 23 gemessenen Transformatorlastprofilen zwischen 0,23 und 0,25 berechnet werden. Für den HS/MS-Transformator waren auf Grundlage des realen Jahreslastprofils die Kupferverluste eruiert. Es zeigte sich eine gute Übereinstimmung der realen Messwerte mit dem implementierten Modellnetz mit einem Scheinarbeitsverlustfaktor $\vartheta_S=0,23$.

7.2 Ausblick

Viele der auftretenden Netzverluste beruhen auf physikalischen Gegebenheiten oder resultieren von betriebsnotwendigen Infrastruktureinrichtungen und müssen nach dem Stand der Technik hingenommen werden. Es sind nur punktuelle Optimierungen möglich.

Ein vermehrter Einsatz von regenerativen Energiesystemen wird die in Übertragungs- und Verteilnetzen auftretenden Netzverluste reduzieren.

Lastspitzen sind beim Einsatz von Smart Metern reduzierbar und die Leitungsinfra-

struktur wird gleichmäßiger belastet. Zudem sind Netzelemente auf den gleichmäßigeren Lastverlauf optimierbar. Auch die Stromdichte, bezogen auf den Leitungsquerschnitt nimmt ab und die Netzverluste reduzieren sich.

8 Anhang

8.1 TOR Teil-D Besondere technische und organisatorische Regeln

In der Technischen Organisatorischen Richtlinie - TOR, Teil-D sind Maßnahmen zur Einhaltung des Spannungstoleranzbandes genannt und aus dieser Richtlinie direkt übernommen [8].

Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen

2 Aufgabenstellung

(1) Zu den Aufgaben eines Netzbetreibers eines Verteilernetzes zählt unter anderem die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Spannungshaltung, Aufrechterhaltung der Spannungsqualität und Betriebsführung. Im Rahmen der Betriebsführung sorgt der Netzbetreiber dafür, dass z. B.:

- im störungsfreien Netzbetrieb die Stromversorgung aufrecht erhalten bleibt und neben einer angemessenen Spannungshaltung eine ausreichende Spannungsqualität sichergestellt wird.

9 Spannung und Blindleistung

9.1 Problematik der Spannungshaltung im Netz

(1) Bei der Beurteilung des Problems der Spannungshaltung im Netz im Zusammenhang mit der gewünschten Höhe der Einspeisung von Wirkleistung durch eine Erzeugungsanlage an einem bestimmten Punkt im Netz müssen die Verpflichtungen eines Netzbetreibers gegenüber allen anderen Netzbenutzern, insbesondere allen Kunden, beachtet werden. Dazu muss der Ausbauzustand des Netzes und die Höhe sowie Art und Weise von Blindleistungseinspeisung oder -bezug durch die Erzeugungsanlage in komplexer

Weise betrachtet werden.

(2) Im störungsfreien Netzbetrieb ist der Netzbetreiber bemüht, allen Netzbenutzern, insbesondere allen Kunden im Verteilernetz, eine Spannung innerhalb vorgegebener Toleranzen im Niederspannungsnetz gemäß EN 50160 vorzuhalten.

(3) Da beim gegenwärtigen Stand der Technik eine Spannungsregelung im allgemeinen nur in dem, in die betreffende Mittelspannungsebene speisenden, Umspannwerk realisiert ist, muss der Netzbetreiber das verfügbare Toleranzband der zulässigen Spannungen so aufteilen, dass bei Starklast dem Kunden mit der geringsten Spannung keine zu niedrige und bei Schwachlast dem Kunden mit der höchsten Spannung keine zu hohe Spannung vorgehalten wird. Diese Bedingung muss sowohl bei Vollbetrieb aller im Mittelspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen während der Schwachlastzeit, als auch bei Ausfall signifikanter Erzeugungseinheiten während der Starklastzeit eingehalten werden. Dabei muss bei der Auslegung und Einstellung der Spannungsregelung in den vorgelagerten Umspannwerken stets das gesamte versorgte Netz und nicht nur der betrachtete Abzweig berücksichtigt werden, in den eine Erzeugungsanlage einspeist.

(4) Bei der Beurteilung, ob und in welchem Umfang eine Erzeugungsanlage zur Spannungshaltung beitragen kann, sind vor allem der Typ dieser Anlage und die vorgesehene Betriebsweise zu berücksichtigen. So kann z. B. von Wind- und Photovoltaikanlagen wegen deren jederzeit möglichem Ausfall kein gesicherter Beitrag erwartet werden, während z. B. für Blockheizkraftwerke in der Winterzeit bzw. für bestimmte Wasserkraftwerke zu Hochtarifzeiten ein entsprechend gesicherter Beitrag kalkulierbar ist.

(5) Bei der Beurteilung darf weiters nicht unberücksichtigt bleiben, dass durch eine Einspeisung während der Schwachlastzeit eine zusätzliche Anhebung der Spannung im Netz erfolgen kann, welche einen Teil des verfügbaren Toleranzbandes beansprucht. Die Einspeisung einer zusätzlichen Erzeugungsleistung in ein vorhandenes Netz ist daher nur dann möglich, wenn das Netz hinsichtlich des Toleranzbandes der Spannungen noch über entsprechende Reserven verfügt, die vom Netzbetreiber nicht für die Beherrschung eines prognostizierten Belastungszuwachses in Anspruch genommen werden müssen.

(6) Bei Auslegung und Betrieb der Erzeugungsanlage kann diesem Spannungsproblem mit einem gewissen Aufwand entgegengekommen werden, wenn eine entsprechende Blind-

leistungsregelung bzw. Spannungsregelung bei der Erzeugungsanlage erfolgt.

(7) Um mit großer Wahrscheinlichkeit für alle Netzbenutzer zulässige Spannungswerte vorhalten zu können, müssen an den Verknüpfungspunkten zu allen Netzbenutzern im Netz bestimmte Bereiche der Betriebsspannung eingehalten werden.

(8) Durch den Betrieb einer Erzeugungsanlage darf eine Spannungsobergrenze UOG und eine Spannungsuntergrenze UUG durch die Betriebsspannung an einer mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage vereinbarten Stelle im Netz (z. B. Übergabestelle, Verknüpfungspunkt, Entkopplungsstelle oder sonstige Messstelle) nicht dauernd überschritten bzw. unterschritten werden. Diese Grenzwerte und die zulässigen Überschreitungs- bzw. Unterschreitungszeiten richten sich im allgemeinen an den Betriebs- und Netzverhältnissen aus und werden vom Netzbetreiber vorgegeben.

(9) Ein Halten der Betriebsspannung innerhalb der Grenzen von UOG und UUG wird bei Parallelbetrieb einer Erzeugungsanlage mit dem Netz maßgeblich durch die Art der Einspeisung oder des Bezuges von Blindleistung, die Einspeisung von Wirkleistung und die Spannungsregelung der Erzeugungsanlage bestimmt. Die Einhaltung stellt somit ein Maß für die Wirksamkeit der Regelung der Einspeisung von Blindleistung, der Begrenzung auf eine maximal mögliche Einspeisung von Wirkleistung sowie der Spannungsregelung dar.

(10) Durch Einhalten der Spannungsgrenzen aus **Absatz (8)** bei einem Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit dem Netz können auch bei Lastabwurf im Netz der Anlage keine unzulässigen Spannungssprünge auftreten.

8.2 Übersicht zu den Netztransformatorauslastungen, die weniger als 30% betragen

Die Nomenklatur zur Tabellenrubrik **Elemente** wird jetzt kurz vorgestellt. Es handelt sich dabei um die gewählte Neplan-Elementbezeichnung.

- **Txxxxx** bezeichnet einen Transformator
- **T20xxx**; **T5xxx**; **T10xxx** definiert die jeweilige Mittelspannungsebene in [kV]
- **TxxXXX** bezeichnet Trafostationsnummer nach der Nomenklatur der Stadtwerke X

Folgende Aussage aus Absatz 4.3.3.4 soll nocheinmal angeführt sein.

Für die Ergebnisinterpretation ist eine Kenntnis der realen Lastsituation wichtig und sinnvoll, um die Plausibilität der Simulationsergebnisse zu prüfen bevor Transformatoren ausgetauscht werden. Mit Smart Metern an der sekundärseitigen Stromsammelschiene sind die realen Lastprofile ermittelbar. Speziell bei größeren Netztransformatoren ist diese Vorgehensweise wichtig.

Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]	Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]
Murbrücke Thalheim	T20227	6,56	100	Sabathyhütte	T20292	23,03	100
Bachsteiner	T20081	5,98	50	Sauerbrunn	T20087	8,97	250
Dorfstraße	T20124	13,35	400	Schaltstation Prethal-West I	T20150	12,55	100
Enzersdorf	T20230	16,44	250	Schütt	T20086	8,5	100
FEISTRITZGRABEN	T20072	2,51	315	Seetalstraße	T20125	13,05	400
Feistritzgraben I	T20223	7,88	100	Sport-Expert	T20226	13,55	400
Fichtenhainstraße	T20123	15,1	400	St. Anna Siedlung II	T20165	10,51	100
FURTH I	T20075	25,63	250	St. Peter II	T20078	19,81	250
Gall Pharma	T20089	26,17	630	Thalheim	T20070	23,81	400
Greuth	T20090	18,62	100	Thalheim neu	T20231	12,81	250
Hans-Klöpper-Straße I	T20014	18,86	630	UW-Unterzeiring F10U	T239-20U-10U	28,23	1600
Hans-Klöpper-Straße II	T20006	17,76	630	Vorderer Kienberggraben	T20152	29,82	50
Katzling I	T20238	17,7	250	Weyervorstadt	T20117	24,26	400
KW-Feistritzgraben	T20280	1,22	250	Wohnstraße	T10246	24,57	160
Lavantegg I	T20166	16,19	315	Alte Volksschule	T10244	18,72	400
Mauterndorf	T20237	14,49	100	Arena 2000-Süd	T20094	25,23	630
Weiterzugraben-Nord II	T20210	7,86	100	ASPHALTMISCHWERK	T20200	7,25	630
Möschitzgraben-Süd	T20080	12,56	100	BAHNHOFSTRASSE	T20048	27,01	400
Mosing	T20233	5,89	100	BAIERN DORF II	T20198	20,87	100
Neubauer	T20272	4,86	250	BLEAMLERSIEDLUNG	T20208	20,12	100
Ossach	T20128	24,24	100	BRANDRIEGEL-T129	T5129	8,97	500
Paig	T20083	8,02	250	BUNDESSCHULZENTR.	T5039	15,17	400
Pichl	T20085	4,81	250	CHRISTOPHERUSW.	T20004	23,51	630
Pöls-West I	T20088	20,58	250	DANNERHOF	T5008	11,03	160
Pumpe Thalging	T20232	1,25	630	Deixelberg	T20145	13,65	250
Reiterbauer	T20127	25,3	100	DEP.RITZERSDORF	T20197	3,61	100

Seite 1

Abbildung 8.1: Transformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 2

Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]	Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]
Rothenthurm II	T20218	24,27	100	DINSENDORF	T51114	15,97	400
Rothenthurm Ost	T20289	13,82	100	DOLZENWEG	T20073	24,49	160
EPENSTEIN II	T20192	3,29	800	Esko	T20260	3,27	630
F5 UW-PÖLS	T20068	0,98	2000	KRAFTW. MURDORF	T5214	29	630
F5UW-OST	T5033	9,13	2500	Kummer	T20212	19,32	250
Ferdinand Raimund-Gasse	T5038	27,12	630	KW-GRANITZEN	T20277	23,82	800
FRANZ FUCHSGASSE	T5009	26,67	160	KW-PÖLS	T5204	28,27	630
Friedlwirt	T20274	21,71	100	KW-Wasendorf	T20180B	20,45	1600
FURTH II	T20076	8,73	400	KW-Wasendorf	T20180C	20,03	1600
GARTENGASSE	T20016	29,39	400	KW-Zotter	T20144A	26,35	100
Gartengasse	T10265	25,42	100	LANDSTRASSE	T5109	17,68	400
GASSELSDORF	T20057	15,34	250	LANDSTRASSE	T5109A	28,28	250
Gewerbepark Fohnsdorf-Nord	T20285	2,08	800	LAVANTEGG II	T20189	17,23	100
Gewerbepark Fohnsdorf-Ost	T20220	11,85	800	LAVANTEGG III	T20183	18,33	100
Göllgraben I-Ebenberger	T10251	28,7	50	LEINER	T20018	10,15	400
Grieswirt	T10270	15,39	100	Liz	T20276	15,83	400
GUSTERHEIM	T5061	29,36	250	LORENZI	T5113	20,56	315
HAHNLEITEN SIED	T20138	22,9	100	LORENZI	T5113A	20,56	315
Haldengasse	T20111	10,55	250	Ludwig Anzengruber-Gasse	T5203	5,92	400
Hans-Klöpper-Straße I	T5014A	18,98	630	Marhof-Sprintz	T10247	20,55	100
HÖLLTAL	T20144	17,19	100	MARIA BUCH	T20135	21,94	400
HTP-Süd	T20291	12,21	1000	MARKTGASSE	T20007	23,12	630
INDUSTRIE NORD	T20217	26,75	630	MITTERDORF II	T20074	12,06	100
Industriepark Amering	T20201	7,93	400	MÖNCHEGG I	T20156	14,53	250
JÄGERSTEIG	T20021	21,11	630	MÖNCHEGG II	T20157	18,39	100
JANNACH	T20084	17,91	400	MÖNCHEGG III	T20176	16,04	100

Seite 1

Abbildung 8.2: Transformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 2

Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]	Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]
Jaudes Bahnhof	T20273	17,56	100	Möbschitzgraben-Nord I	T20079	5,93	100
Hütte	T20161	10,16	250	MÜSSGANG	T20153	10,91	100
Kastner	T10264	20,3	160	Obdachegg I (Semmler)	T20147	20,82	100
KATHAL II	T20181	13,72	100	Obdachegg II (Kaas)	T20148	22,96	100
KATHAL PAPST	T20151	11,99	250	OBDACHEGG III	T20215	17,17	100
KIENBERG	T20154	12,56	160	OBDACHERSATTEL	T20207	17,56	100
Kläranlage Fohnsdorf	T20098	23	250	OBERKURZHEIM	T5066	27,64	125
KÖRNERPLATZ OST	T5011	10,2	400	OFFENBURGERST.	T5067	25,47	200
KRAFTW. KIENDLER	T20173	1,26	630	Paigweg	T20185	12,64	100
PARADEISGASSE	T20187	29,39	400	SILLWEG HAUPTSTR.	T5115	23,84	250
PÖLS-NORD II	T5064	23,61	250	SPARKASSE	T20019	28,23	400
PÖLS-OST I	T5062	11,02	250	ST WOLFGANG NORD	T20159	15,66	250
PÖLS-OST II	T5060	25,18	100	ST WOLFGANG SÜD	T20158	13,66	160
PRETHAL-OST I	T20149	18,6	100	St. Anna Siedlung I	T20164	16,61	160
PRETHAL-OST II	T20177	18,18	50	St. Wolfgang-West	T20160	15,13	160
Pumpwerk Fohnsdorf	T20099	15,2	250	ST.GEORGEN I	T20146	9,31	160
PUMPWERK MIURDORF	T5036	13,77	200	ST.GEORGEN II	T20188	11,38	100
PUMPWERK WÖLLMERD	T5205	9,21	400	ST.GEORGEN SÜD	T20202	25,1	50
Raika	T10263	28,76	100	ST.PETER I	T20077	17,31	250
RAINERGASSE	T20015	11,9	400	Stadionstraße	T5037	27,98	400
REIFENSTEIN	T5059	4,28	50	Staller	T20284	9,33	400
RIEDERGASSE	T20022	18,64	630	Steinwidder	T10266	21,27	200
RIEDERGASSE	T20022A	27,88	630	Straller	T10262	16,14	160
RITZERSDORF	T20056	12,31	100	STYRIAGASSE	T5043	28,48	630
ROTHENTURM	T20071	26,5	250	SÜDTIROLERSTRASSE	T5040	27,18	400
RÖTSCHE	T20155	16,73	100	SÜDTIROLERSTRASSE	T5040A	26,59	400

Seite 1

Abbildung 8.3: Transformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 3

Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]	Name	Element	Auslastung [%]	Leistung [kVA]
Sägewerk Strasser	T10269	22,35	160	Tratten	T10249	21,24	100
SCHLOS GABELHOFEN	T20209	25,58	400	Urdler	T20195	18,48	50
SCHMELZ	T5131	5,74	250	UW-PÖLS	T20068	0,98	2000
Schottergrube Peintner	T20091	7,8	250	UW-Unterzeiring F20U	T239-20U-10U	28,44	1600
SCHULGASSE	T20020	26,8	630				
SCHWARZENBACH II	T20143	17,81	100				
Seifenfabrik Ott	T20052	24,02	250				
SEPP-SCHLAGER-SIEDLUNG	T5211	17,56	400				
Siemens	T20259	15,62	630				
Silberhof	T10245	18,82	250				
SILLWEG DORFSTR.	T5116	29,29	250				
Wehr (Facona)	T20100	8,33	250				
Wielandsiedlung	T20134	16,19	200				
Windberger	T10261	25,44	100				
WINTERLEITEN I	T20169	22,55	100				
WINTERLEITEN II	T20168	7,95	100				
WÖLLMERSDORF	T20133	28,93	160				
ZANITZEN	T20186	23,51	50				
WALTERSDORF	T20055	8,75	250				
WARBACH I	T20163	24,22	100				
Warbach III	T20206	27,68	100				
Wasendorferweg	T20216	10,74	250				
WEGMACHER	T20126	12,91	250				
WEGSCHEIDJÄGER	T20141	22,65	250				
Rumpold	T20112	22,02	250				
Tirolerwirt	T20199	8,09	250				

Seite 1

Abbildung 8.4: Transformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 4

8.3 Messpunkte

Die folgenden Abbildungen 8.5, 8.6, 8.7, 8.8 und 8.9 zeigen die gewählten Messstellen. Sie dienen vor allem der Nachvollziehbarkeit der Messung bzw. der Messergebnisse - und wurden zur Vervollständigung im Anhang eingefügt. Die Messergebnisse sind visuell in der Grafik der Abbildung 5.7 dargestellt. Die entsprechenden numerischen Resultate sind den Tabellen 5.1, 5.2 und 5.3 zu entnehmen.

Jeder Messpunkt ist entsprechend der gewählten Nomenklatur aus Abschnitt 5.1 explizit nach Messsystem und Messgerät gekennzeichnet. Mehrmals waren bezüglich der begrenzten Anzahl von Messsystemen mehrer Kabelabgänge zu einem Messsystem durch Rogowskistromwandler gebündelt. Näheres ist in Abschnitt 5 beschrieben.

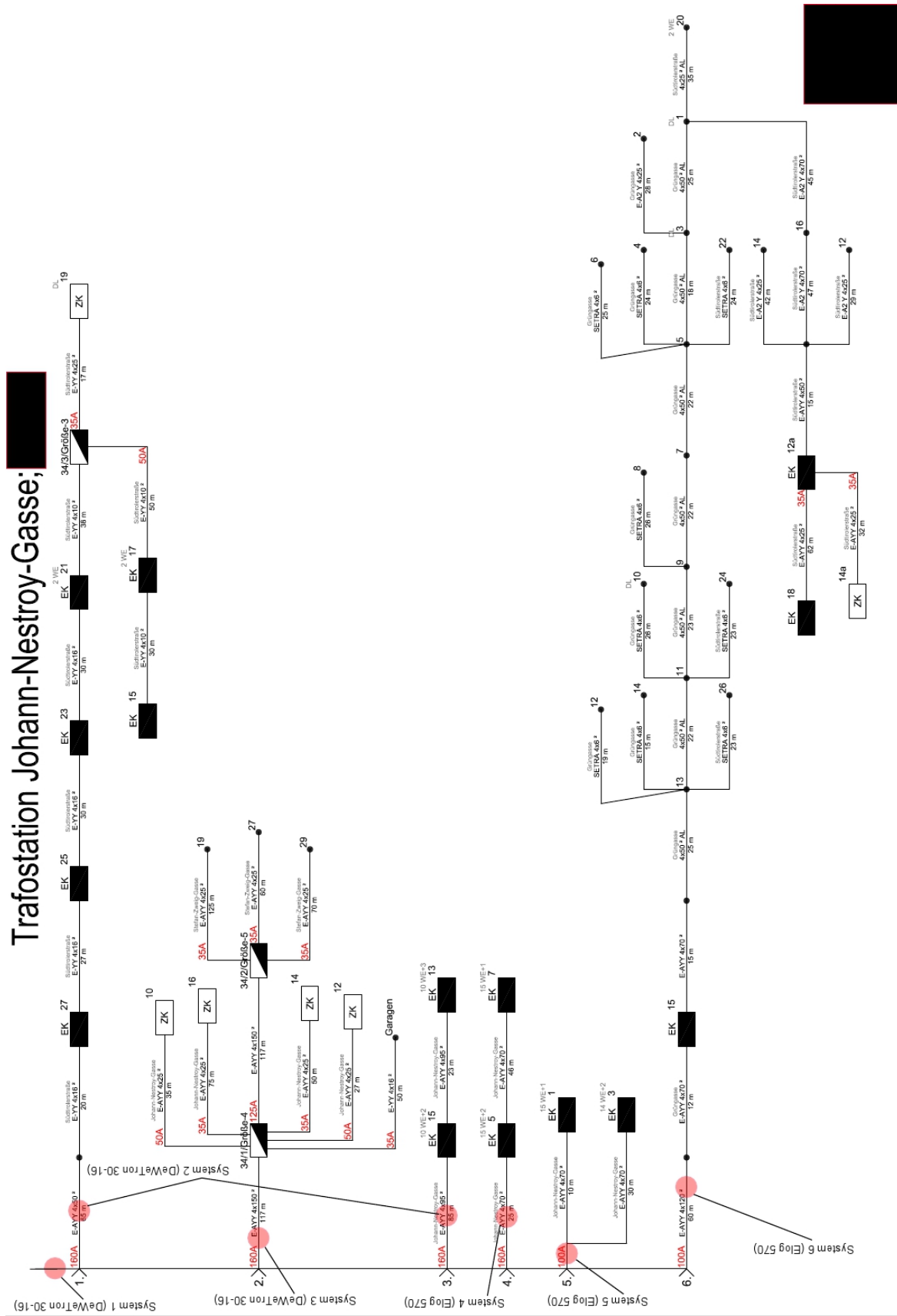


Abbildung 8.5: Messabgänge Nestroygasse

1

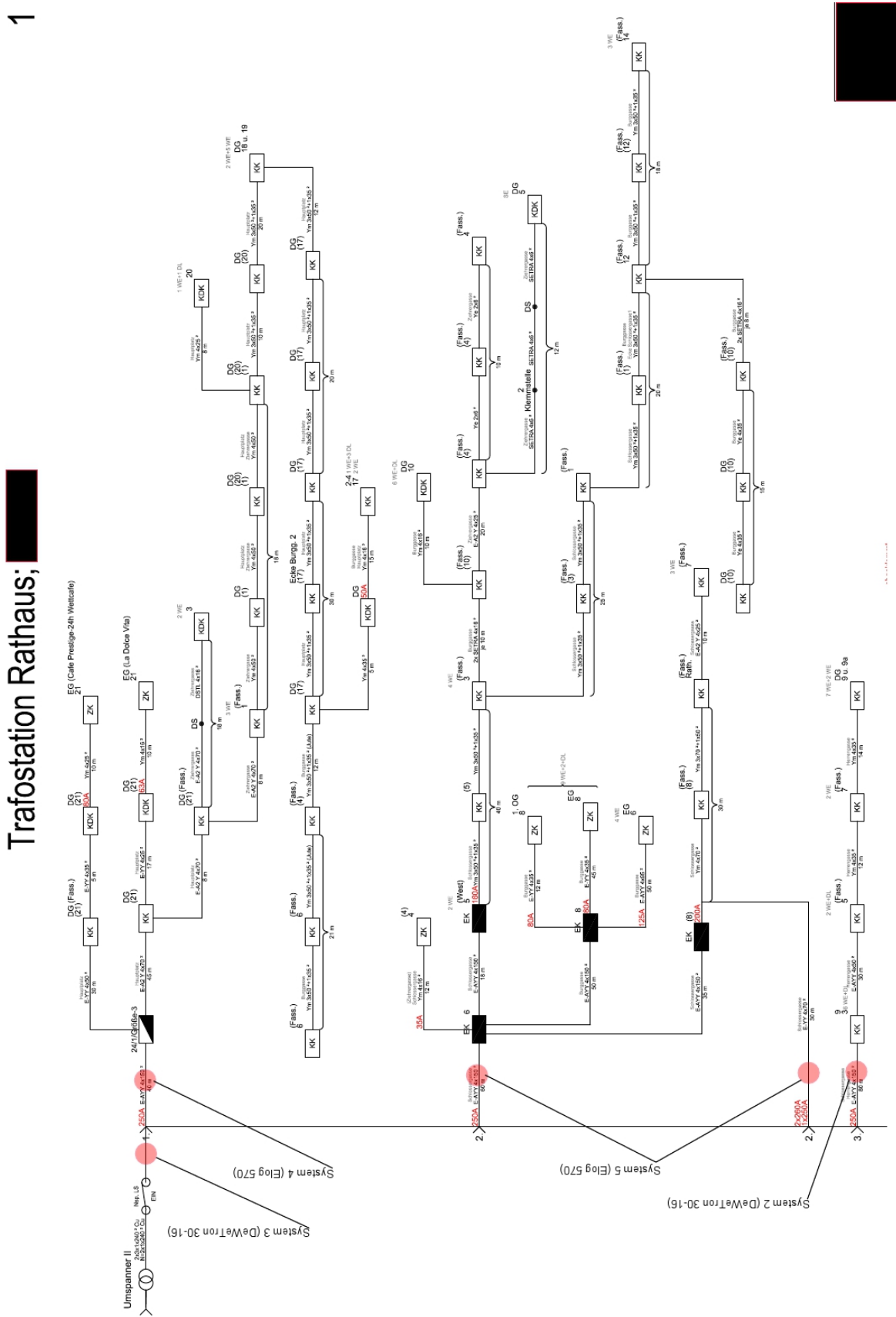


Abbildung 8.6: Messgänge Rathaus Teil 1

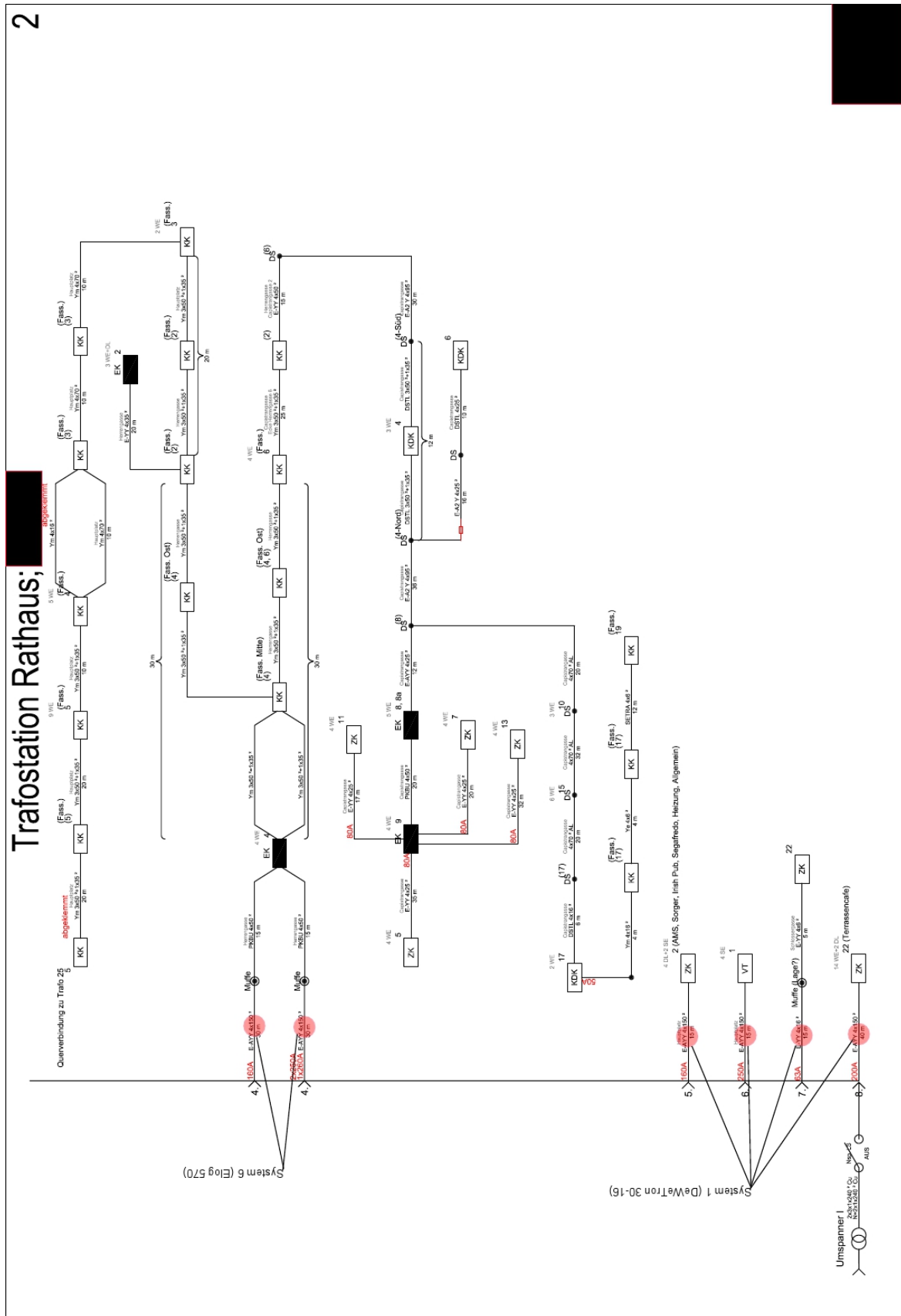
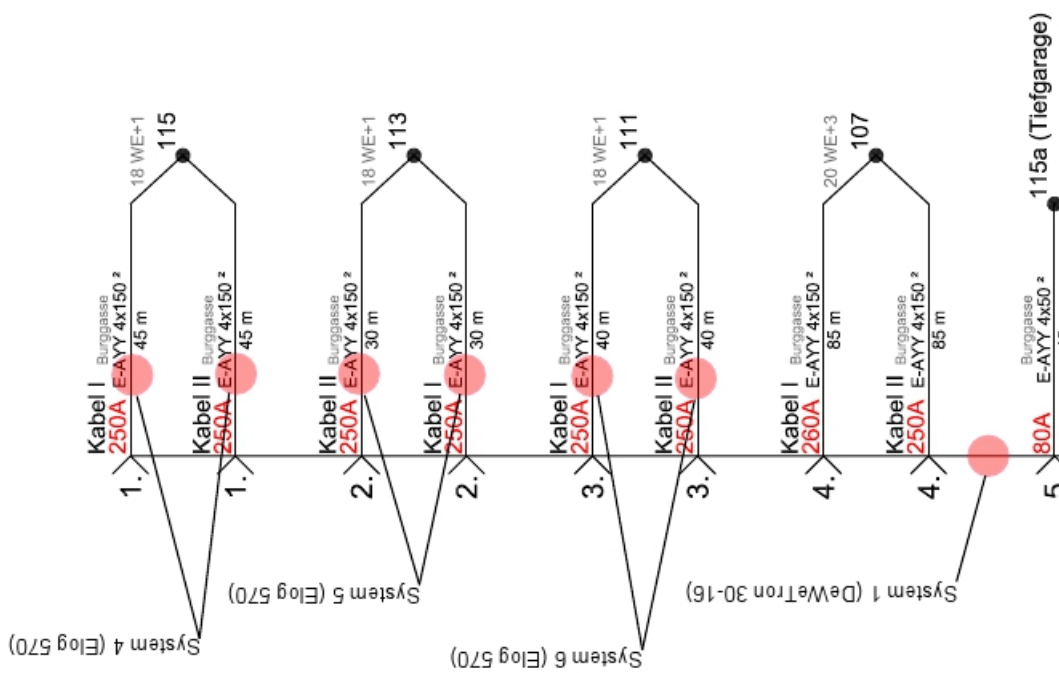


Abbildung 8.7: Messgänge Rathaus Teil 2

1

Trafostation EGAM I; [Redacted]



2

Trafostation EGAM I; [REDACTED]

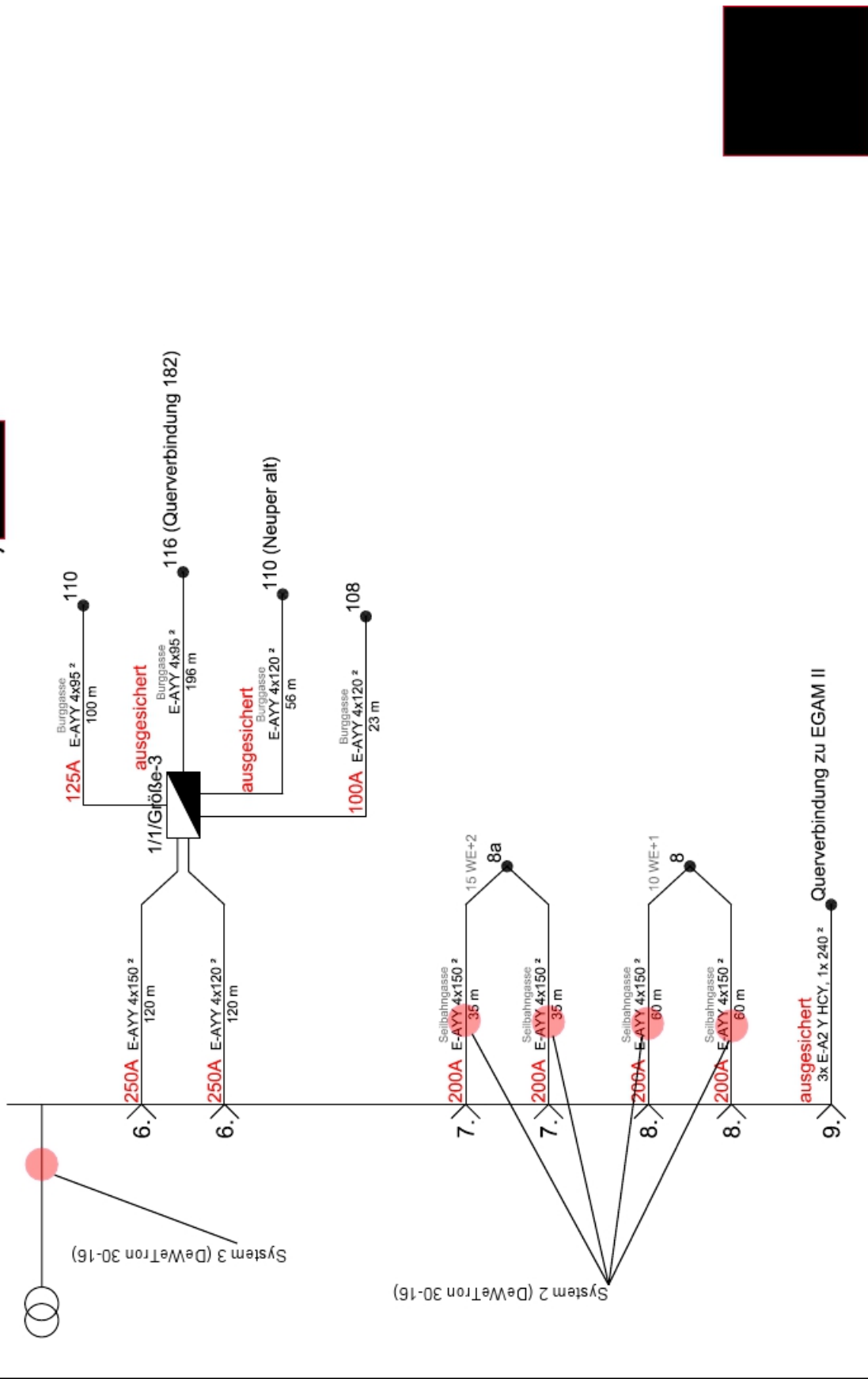


Abbildung 8.9: Messabgänge Egam1 Teil 2

Abbildungsverzeichnis

3.1	Eine mögliche Einteilung für Netzverluste	25
3.2	Ursache des Unsymmetriefaktors	32
3.3	Verlauf der unsymmetrischen Belastung - Messwertauflösung 1 Sec	34
3.4	Kleine übertragene Energiemengen sind stärker von der Messwertauflösung t' beeinflusst. Begründen lässt sich dies mit einer geringeren Lastüberlagerung und Aussymmetrierung.	38
3.5	Dargestellt ist der Verlauf des Unsymmetriefaktors von System 6, in Abhängigkeit von der gewählten Messwertauflösung t'	39
3.6	Prägnanz des Unsymmetriefaktors an der Transformatorstromsammelschiene von System 3	40
3.7	Synchronität Unsymmetriefaktor zu Neutralleiterstrom	41
3.8	Synchronität Unsymmetriefaktor zu Schiefkast Sammelschiene	42
3.9	Ganglinie der übertragenen Scheinleistung des Netztransformators Nr. 24	44
3.10	Dauerlinie der übertragenen Scheinleistung des Netztransformators Nr.: 24	44
4.1	Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$	60
4.2	Numerische Werte zum Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$ zu Abbildung 4.1	61
4.3	Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$	62
4.4	Numerische Werte zum Spannungsverhalten bei untererregtem Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,95_{\text{untererregt}}$ und im übererregten Kraftwerksbetrieb mit $\cos(\varphi) = 0,90_{\text{uebererregt}}$ zu Abbildung 4.3	63
4.5	Diese Grafik stellt die mittlere prozentuale Netzauslastung aller einzelnen Leitungssegmente aus der Neplan-Netzberechnung dar.	66

4.6	Dargestellt ist der Stromfluss und die prozentuale Auslastung der MS-Leitung Nr.:207	67
4.7	Übersicht über die prozentuale Auslastung der Netztransformatoren im Starklastfall	68
4.8	Messauswertung und Ermittlung des durchschnittlichen Scheinarbeitsverlustfaktors	71
4.9	Transformator-Auslastungsgrad bei der realen Lastflußmessung im Vergleich zum implementierten Neplan Netzmodell	73
4.10	Transformator-Auslastungsgrad bei der realen Lastflußmessung im Vergleich zum implementierten Neplan-Netzmodell	74
4.11	Prozentuale Netzverlustverteilung im Stromnetz der Stadtwerke X	82
5.1	Übersicht zur Transformatorbelastung nach Lastprofilen der E-Control Richtlinie	85
5.2	Messgeräteaufbau in der Ortsnetzstation Rathaus	87
5.3	Nestroygasse (250 kVA Transformator)	90
5.4	Rathaus (630 kVA Transformator)	91
5.5	Egam 1 (630 kVA Transformator)	92
5.6	Dauerlinieverlauf der gemessenen Transformatoren mit Ausnutzungsdauer und Benutzungsdauer bezogen auf die Messzeit	93
5.7	Kleine übertragene Energiemengen sind stärker von der Messwertauflösung t' beeinflusst. Begründen lässt sich dies mit einer geringeren Lastüberlagerung und Aussymmetrierung. (Bem. Abbildung ist ident mit Abbildung 3.4)	94
6.1	Screenshot des erstellten Rechnerprogramms	99
6.2	Suchalgorithmus Binary Search	105
8.1	Trafoformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 2	114
8.2	Trafoformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 2	115
8.3	Trafoformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 3	116
8.4	Trafoformatoren mit einer Auslastung kleiner 30% Tabelle 4	117
8.5	Messabgänge Nestroygasse	119
8.6	Messabgänge Rathaus Teil 1	120
8.7	Messabgänge Rathaus Teil 2	121
8.8	Messabgänge Egam1 Teil 1	122



8.9	Messabgänge Egam1 Teil 2	123
-----	------------------------------------	-----

Tabellenverzeichnis

3.1	Variablen Nomenklatur - Beispielssignal Rathaus X System 6	34
3.2	Unsymmetrischer Einfluss auf die Netzverlustarbeit, abhängig der gewählten Messwertauflösung t'	35
3.3	Variablen Nomenklatur zu Abbildung 3.8 (b) des Beispielssignals vom Rathaus X System 3	37
4.1	Netzinfrastuktur Kabel- und Freileitungen	53
4.2	Eigene Kraftwerke	54
4.3	Fremde Kraftwerke	54
4.4	Ermittelte (kapazitive) Blindleistung der Leitungen bei maximaler Last .	59
4.5	Ermittelte (induktive) Blindleistung der Transformatoren bei maximaler Last	59
4.6	Ermittelte Leitungsverluste bei maximaler Last	64
4.7	Ermittelte Transformatorverluste bei maximaler Last	64
4.8	Voll- bzw. überlastete Netztransformatoren aus der durchgeführten Netzberechnung	68
4.9	Ermittelte Leerlaufverluste aller im Betrieb befindlichen Netztransformatoren	69
4.10	Die resultierenden Netzverluste aus den MS/NS-Transformatoren . .	72
4.11	Die resultierenden Netzverluste des HS/MS-Transformators	75
4.12	Die resultierenden Leitungsverluste aus dem MS-Netz	76
4.13	Vorzählersicherungsverluste	77
4.14	Zählerverluste	77
4.15	Die Jahresverlustarbeit im Niederspannungsnetz	78
4.16	Verluste durch Überstromschutzrichtungen	79
4.17	Diverse betriebsbedingte Verluste	80
4.18	Die eruierte Jahresverlustarbeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes	82

5.1	Nestroygasse - Einfluss der Messauflösung t' auf den Unsymmetriefaktor .	89
5.2	Rathaus - Einfluss der Messauflösung t' auf den Unsymmetriefaktor . . .	89
5.3	Egam1 - Einfluss der Messauflösung t' auf den Unsymmetriefaktor	89
6.1	Implementierte Berechnungsfunktionen im Popup Menu: Select Calculation (Teil 1/3)	100
6.2	Implementierte Berechnungsfunktionen im Popup Menu: Select Calculation (Teil 2/3)	101
6.3	Implementierte Berechnungsfunktionen im Popup Menu: Select Calculation (Teil 3/3)	102
6.4	<i>strcmp()</i> fügt die jeweiligen Variablen zusammen	104

Literaturverzeichnis

- [1] A. ANGERMANN / M. BEUSCHEL / M. RAU / U. WOHLFARTH: *Matlab - Simulink - Stateflow*. Oldenburg, 1. Auflage, 2002.
- [2] BRANDAUER, WERNER: *Diplomarbeit: Netzverluste im Niederspannungsverteilstnetz*. TU-Graz, 2009.
- [3] CRASTAN, V.: *Elektrische Energieversorgung 1*. Springer-Verlag, 2. Auflage, WS 2007.
- [4] D. OEDING, R. OSWALD: *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Springer-Verlag, 6. Auflage, 2004.
- [5] DANIEL CH. VON GRÜNIGEN: *Digitale Signalverarbeitung*. Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, 2. Auflage, 2002.
- [6] DR.-ING. DETLEF NITZSCHKE / DIPL.-ING. SEBASTIAN KORTH: *Bericht: Analyse der Netzverluste der ESAG*. ESAG - Energieversorgung Sachsen Ost AG Abteilung Assetmanagement, 2005.
- [7] DR.-ING.HABIL., H. LÖBL PD: *Praktikum Hochstromtechnik - Stromverdrängung in elektrischen Leitern; Versuch G7*. Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Universität Dresden, 2001.
- [8] E-CONTROL: *Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilnetzen - Seite 3, Seite 11-Seite 13*. VEÖ Teil-D Besondere technische Regeln, 1.Ausgabe Auflage, 2001.
- [9] E-CONTROL: *Sonstige Marktregeln*. E-Control Zählwerte, Datenformate und standardisierte Lastprofile, Kapitel 6, Version 3.2 Auflage, 2011.
- [10] FEEBERGER, ROLAND: *Diplomarbeit: Netzanalyse in einem Mittelspannungsnetz*. TU-Graz, 1999.

- [11] GERHARD HEROLD: *Elektrische Energieversorgung 1*. Schlembach Fachverlag, 2. Auflage, 2005.
- [12] HAU, ERICH: *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Springer Verlag, 4. Auflage, 2008.
- [13] HEINHOLD LOTHAR: *Kabel und Leitungen für Starkstrom - Teil 1*. Siemens Aktiengesellschaft, 4. Auflage, 1987.
- [14] KARL KÜPFMÜLLER / WOLFGANG MATHIS / ALBRECHT REIBIGER: *Theoretische Elektrotechnik*. Springer Verlag, 16. Auflage, 2004.
- [15] KLAUS HEUCK / KLAUS-DIETER DETTMANN / DETLEF SCHULZ: *Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. vieweg, 7. Auflage, 2007.
- [16] KONSTANTIN PANOS: *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer Verlag, 2. Auflage, 2007.
- [17] LAURES WOLFGANG: *Dissertation: Untersuchungen zum Einsatz von Höchstspannungskabeln größerer Längen in der 400-kV-Ebene*. Universität Duisburg-Essen, 2003.
- [18] LEHNHOFF, SEBASTIAN: *Dezentrales vernetztes Energiemanagement*. Springer-Verlag, 2010.
- [19] M.ENG. JENS HÜTTENRAUCH / DIPL.-ING(FH) GERT MÜLLER-SYRING: *Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas*. Website - Letzte Abfrage 23.Oktober.2011. http://www.gat-dvgw.de/fileadmin/gat/newsletter/pdf/pdf_2010/03_2010/internet_68-71_Huettenrauch.pdf.
- [20] MOSER, KARL: *Diplomarbeit: Kurzschlussuntersuchungen in einem Mittelspannungsnetz*. TU-Graz, 1999.
- [21] NEPLAN: *Dokumentation Neplan*. Neplan-V543, 2010.
- [22] PAPULA LOTHAR: *Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler Band 1*. Vieweg + Teubner, 12. Auflage, 2009.

- [23] PROF. ALWIN BURGHOLTE: *Power Quality - Normen und Richtlinien*. Fachhochschule Oldenburg/Ostfriesland/Wilhelmshaven - Standort Wilhelmshaven Website - Letzte Abfrage 23.Oktober.2011. <http://staff.fh-oow.de/schuermann/DOWNLOAD/POWER/NEU/PQ-Normen-Richtlinien.pdf>.
- [24] PROF. DR.-ING. DR.-ING. H.C. MULT. ADOLF J. SCHWAB: *Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer Verlag, 2. Auflage, 2009.
- [25] PROF. KLAUS MEHLHORN: *Bestimmung der elektrischen Verluste im Netz eines städtischen Netzbetreibers*. Website - Letzte Abfrage 23.Oktober.2011. http://www.qucosa.de/fileadmin/data/qucosa/documents/5143/data/mehlhorn_Verlustberechnung.pdf.
- [26] PROF. M. HÖCKEL: *Effizienzsteigerung im Verteilnetz durch neue Netzkonfigurationen*. Website - Letzte Abfrage 23.Oktober.2011. <http://www.bfe.admin.ch/php/modules/enet/streamfile.php?file=000000008999.pdf&name=000000250071.pdf>.
- [27] RENNER, H.: *Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme*. Institut für elektrische Anlagen, TU Graz, Vorlesungsskriptum zur gleichnamigen Vorlesung Auflage, WS 2007.
- [28] SAKULIN, HERWIG RENNER / MANFRED: *Spannungsqualität und Versorgungssicherheit*. Institut für elektrische Anlagen, TU Graz, Vorlesungsskriptum zur gleichnamigen Vorlesung Auflage, 2008.
- [29] SPITZL, WERNER: *Dissertation: Verbraucherstrukturabhängige Lastmodellierung - für die Planung, Betriebsführung und Schaltzustandsoptimierung elektrischer Verteilnetze*. TU-Graz, 2002.
- [30] ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT: *REGULIERUNG DER NETZE*. Website - Letzte Abfrage 23.Oktober.2011. <http://oesterreichsenergie.at/bestimmung-des-netzverlustendgelts.html>.
- [31] T. OTTMANN / P.WIDMAYER: *Algorithmen und Datenstrukturen*. Spektrum Akademischer Verlag, 4. Auflage, 2002.
- [32] UCTE: *Operation Handbook*. Website - Letzte Abfrage 23.Oktober.2011. http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/542UCTE_Operation_Handbook.pdf.

- [33] UNIV.-PROF. DR.-ING R. KENNEL : *Skript: Grundlagen der Elektrotechnik B.* Berigsche Universität Wuppertal: Lehrstuhl für elektrische Maschinen, 2005.
- [34] UNIV.-PROF.DR.-ING.HABIL., B.R. OSWALD: *Gutachten im Auftrag von Energie-Control GmbH Wien.* Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik Universität Hannover, 2007.
- [35] UNIV.PROF.DI DR.TECHN. LOTHAR FICKERT: *Vorlesung: Störung und Schutz in elektrischen Anlagen.* Institut für Elektrische Anlagen - TU Graz, 2005.
- [36] UNIV.PROF.DI DR.TECHN. LOTHAR FICKERT: *Vorlesung: Planung und Betrieb von Energiesystemen.* Institut für Elektrische Anlagen - TU Graz, 2007.