

Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten

von der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der
Technischen Universität Graz genehmigte Dissertationsschrift

zur Erlangung des akademischen Grades
Doktor der technischen Wissenschaften (Dr.techn.)

eingereicht am



**Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz**

vorgelegt von
Dipl.-Ing. Werner Brandauer

1. Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert
Technische Universität Graz

2. Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann
Leibniz Universität Hannover

Institutsleiter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

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

Graz / Jänner 2014



Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten

2. Auflage

Graz

Eigenverlag

Dissertation eingereicht am: 27.02.2014

Tag der mündlichen Prüfung: 27.03.2014

1. Begutachter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

2. Begutachter: Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.-Ing. habil. Lutz Hofmann

© 2014 Werner Brandauer

Alle Rechte vorbehalten

werner.brandauer@gmx.at

Danksagung

Die Fertigstellung einer Arbeit ermöglicht die Reflexion über ihre Entstehung und gibt den Blick auf eine Vielzahl von Anregungen und dankenswerten Hilfestellungen über den Zeitraum der Umsetzung frei. Der Anlass, mich mit der Thematik dieser Arbeit zu beschäftigen, geht auf meine Tätigkeit als studentischer Projektmitarbeiter am Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz zurück, wo auch diese Arbeit während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Projektassistent entstand.

Für die Betreuung während der Entstehung dieser Arbeit, die Diskussionen sowie die Ermutigung, diese Arbeit zu schreiben, gilt mein besonderer Dank Herrn Univ. Prof. Dr. techn. Lothar Fickert, welcher durch seine positive Art und die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat.

Mein Dank gilt auch Herrn Univ. Prof. Dr.-Ing. Lutz Hofmann, welcher sich bereit erklärte, die Zweitbegutachtung meiner Arbeit zu übernehmen.

Ich danke all jenen derzeitigen und ehemaligen Kollegen am Institut für Elektrische Anlagen, welche mich während der Entstehung dieser Arbeit begleiteten, für die freundschaftliche Zusammenarbeit sowie die vielen interessanten und engagierten Diskussionen, Einwendungen und Denkanstöße, die zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben. Ebenso gilt mein Dank jenen Studierenden, welche ich bei ihrer Abschlussarbeit anleiten durfte, und die somit ebenfalls mit ihrem Engagement und Fleiß zu dieser Arbeit beigetragen haben.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner geliebten Partnerin Birgit für ihre Unterstützung, ihr Verständnis und den Verzicht auf zahlreiche gemeinsame Stunden sowie unseren Familien für ihren Rückhalt und ihre Unterstützung jeglicher Art.

Werner Brandauer

Graz, im Jänner 2014

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 31.01.2014

Dipl.-Ing. Werner Brandauer

GENDER

In dieser Dissertation werden personenbezogene Bezeichnungen häufig in männlicher Form angeführt, sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

Kurzfassung

Titel: Verlustberechnung in Elektrizitätsnetzen mit gering superpositionierten Last- und Erzeugungseinheiten

Die Lokalisation von Verlusten in elektrischen Netzen stellt einen wichtigen Faktor zur Erlangung eines effizienten Netzbetriebs, wie dieser in einem regulierten Umfeld gefordert wird, dar. Insbesondere Netze mit einer geringen Überlagerung von Last- und Erzeugungseinheiten, wie diese häufig im Verteilnetz vorkommen, wurden bisher in Hinblick auf das Verlustgeschehen wenig beachtet. Diese Arbeit beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der Verlustbestimmung in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Anhand von realen Lastsituationen wurden bisher angewandte Methoden, welche auf der Bestimmung von Arbeitsverlustfaktoren anhand von Näherungsgleichungen basieren, auf Ihre Genauigkeit untersucht. Die Gültigkeit der verlustfaktorbasierten Berechnung in Netzen mit geringer Last- und Erzeugersuperposition konnte nur unter Beachtung bestimmter ermittelter Rahmenbedingungen bestätigt werden.

Durch die zunehmende Verfügbarkeit von last- und erzeugungsspezifischen Messdaten in Verbindung mit der Einführung von intelligenten Zähleinrichtungen (Smart Meter) ergeben sich neue Chancen bei der detaillierten Bestimmung von Netzverlusten in bisher kaum informationstechnisch erschlossenen Netzbereichen. Herausforderungen in der Verlustberechnung, wie diese eine unsymmetrische Lastaufteilung, die Blindleistung sowie unterschiedliche Messwert-Mittelungszeiten darstellen, wurden anhand von realen Messdatenreihen untersucht und, basierend darauf, Funktionen zu deren Berücksichtigung in der Netzberechnung entwickelt. Diese Faktoren tragen zu einer exakteren Bestimmung von Netzverlusten bei einer zukünftig durch Smart-Meter-Daten zu erwartenden Datendichte bei.

Für diese zukünftig zu erwartenden zusätzlichen Lastdaten, aber auch für die derzeitige begrenzte Dichte von Verbrauchsdaten wurde eine Methode entwickelt, die auf probabilistisch dynamisierten Standardlastprofilen unter Anwendung einer Verlustkorrekturfunktion basiert, und auf ein repräsentatives österreichisches Netzgebiet angewendet. Die Berechnungsergebnisse zeigen die Notwendigkeit der zusätzlichen Berücksichtigung erwähnter Einflussfaktoren sowie die hohe Effizienz heutiger Kabelnetze im Ortsnetzbereich, welche bei aktuellem Lastaufkommen sehr effiziente Systeme zur Übertragung elektrischer Energie darstellen. Die ansteigende Integration von stark fluktuierenden dezentralen Erzeugern führt aufgrund der häufig hohen Einspeisespitzen und der vergleichsweise geringen Volllaststunden nur zu geringen Verlustminderungen im Ortsnetzbereich, wohingegen eine hohe Dichte an stark korrelierenden fluktuierenden Erzeugungsanlagen schnell zu Steigerungen im Verlustaufkommen führt.

Aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen steigt auch die Komplexität des direkten Verlustvergleichs einzelner Netzbereiche an, da allein die Energieabgabe nicht mehr als einziger allgemein gültiger Bezugswert zur Beurteilung der Netzeffizienz herangezogen werden kann, weshalb eine mögliche Alternative dazu im Rahmen der Arbeit vorgestellt wird.

Schlüsselwörter: Netzverluste, Verlustberechnung, Unsymmetrie, Verteilnetz, Effizienz, Verlustfaktoren, dezentrale Erzeuger, Effizienzvergleich

Abstract

Title: Loss Calculation in Electricity Networks with Low Superposed Load and Generation Units

Localizing network losses in electrical networks represents an important parameter for obtaining an efficient network operation, as required in a regulated environment. Particularly network losses in networks with a low superposition of load and generation units, occurring frequently in distribution mid and low voltage networks, have hardly ever received appropriate attention.

Present methods based on the determination of load and loss factors using approximation functions have been checked for correctness. The validity of the loss-factor-based calculation in networks with low superposed load and generation units can only be confirmed by considering the identified application conditions.

The increasing availability of load- and generation-specific measurement data from single units in combination with the implementation of new electricity meters (Smart Meters) gives a rise to new opportunities for the determination of network losses in network areas hardly accessed by information technology. Certain challenges for the loss calculation such as unbalanced loading or reactive power demand different measurement value averaging times and are addressed by using real measurement data. Based on this, analysis functions to consider the previously mentioned parameters have been developed. The functions allow enhancing the accuracy of a loss calculation by using measurement data density expected in the future.

For these expected additional load data but also for the limited load data density at present, a method based on probabilistic dynamised standard load profiles using the new function was developed and applied to a representative Austrian network area. The calculation results show the need for the additional new functions as well as the high efficiency of modern cable networks. These represent a very efficient system for distributing today's loads. The increasing number of strongly fluctuating distributed generation systems characterized by high in-feed peaks and comparatively low full-load hours only provides limited potential for loss reduction in distribution networks. Areas with a high density of strongly correlating and fluctuating distributed generation units quickly lead to a network loss increase.

Due to the changed framework conditions the complexity of a direct loss comparison of different network areas is increasing because the delivered energy does not constitute a benchmark to assess the network efficiency any longer. A possible alternative benchmark is presented in the work.

Keywords: Network Losses, Loss Calculation, Unbalanced Loading, Distribution Grid, Network Efficiency, Loss Factors, Distributed Generation, Efficiency Comparison

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
1.1	Übersicht und Motivation	1
1.2	Wissenschaftliche Relevanz	4
1.3	Gesellschaftliche Relevanz	5
1.4	Aufbau der Arbeit.....	5
1.5	Literaturübersicht - Stand der Wissenschaft	6
1.6	Forschungsschwerpunkte – Forschungsfragen	9
1.7	Methodik	10
1.8	Abgrenzung und Einordnung der Arbeit.....	11
2	EINTEILUNG UND QUANTIFIZIERUNGSMETHODEN.....	13
2.1	Einteilung von Netzverlusten – Überblick	13
2.2	Technische Netzverluste	14
2.2.1	Stromwärmeverluste in Leitern – „lastabhängige Verluste“	14
2.2.2	Spannungsabhängige Verluste	17
2.2.3	Zusatzverluste	18
2.3	Nichttechnische Netzverluste.....	18
2.3.1	Unstetigkeiten in der Datenverarbeitung	18
2.3.2	Energiediebstahl.....	19
2.4	Quantifizierung von Netzverlusten	19
2.4.1	Bilanzielle Abgrenzung	19
2.4.2	Arbeitsverlustfaktoren	20
2.4.3	Modellnetzberechnungen.....	21
3	ARBEITSVERLUSTFAKTOREN	23
3.1	Näherungsgleichungen vs. reale Lastprofile.....	23
3.1.1	Grenzszenarien des Belastungsgrades	23
3.1.2	Näherungsgleichungen.....	25
3.1.3	Messwertanalyse.....	26
3.2	Wirkarbeits- vs. Scheinarbeitsverlustfaktor	31
3.3	Grenzen der Anwendung von Verlustfaktoren	36
3.3.1	Verlustbestimmung von Betriebsmittelgruppen	36
3.3.2	Überlagerung von Ganglinien.....	40
3.3.3	Dezentrale Einspeisung und Arbeitsverlustfaktoren.....	43
3.4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	46
4	EINFLUSSFAKTOREN IN DER VERLUSTBERECHNUNG.....	47
4.1	Datenbasis der Einflussfaktoren-Analyse	47
4.2	Analyse für die Anwendung mit Smart-Meter-Daten	48
4.2.1	Einflussfaktor Messwertgranularität.....	48
4.2.2	Einflussfaktor unsymmetrische Lastaufteilung	53
4.2.3	Einflussfaktor Blindleistung.....	56
4.2.4	Einflussfaktor harmonische Oberschwingungen.....	59
4.2.5	Synopsis - Vergleich der Korrekturfunktionen	59
4.3	Analyse für die Anwendung mit Standardlastprofilen	60
4.3.1	Verlustkorrekturfunktion	60
4.3.2	Sensitivitätsanalyse - Profiluordnung	64

4.4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	65
5	MESSDATENBASIERTE VERLUSTBERECHNUNG.....	67
5.1	Rahmenbedingungen und Datenverfügbarkeit.....	67
5.1.1	Berechnungsablauf Übersicht	68
5.1.2	Netztopologie	68
5.1.3	Energieverbrauchsdaten.....	70
5.2	Modellierte Verlustquellen.....	70
5.2.1	Stromwärmeverluste inkl. Verlustkorrekturfunktion	71
5.2.2	Sicherungselemente	71
5.2.3	Zähleinrichtungen.....	72
5.2.4	Weitere Verlustquellen	72
5.3	Berechnungsalgorithmus.....	73
5.3.1	Ablaufdiagramm	73
5.3.2	Lastflussberechnung	74
5.3.3	Probabilistischer Berechnungsansatz	79
5.4	Untersuchungen im realen Netz	85
5.4.1	Siedlungsstrukturelle Gebietstypen	85
5.4.2	Kalkulatorischer Rahmen.....	86
5.5	Ergebnisse - Verlustkorrekturfunktion	87
5.5.1	Ohne Anwendung der Verlustkorrekturfunktion	87
5.5.2	Mit Anwendung der Verlustkorrekturfunktion	89
5.5.3	Gegenüberstellung der Ergebnisse.....	90
5.5.4	Verlustkorrekturfunktionen Detailauswertung	92
5.5.5	Verlustenergiemengen pro Abgang.....	93
5.5.6	Anwendung der probabilistisch dynamisierten Lastprofile.....	94
5.6	Dezentrale Erzeugungseinheiten - Auswirkungen auf die Verlustenergiemenge	94
5.6.1	Einspeisung von dezentralen Erzeugern.....	94
5.7	Transformatorverluste - Ortsnetzstationen	101
5.7.1	Verlustbestimmung	101
5.7.2	Verlustspektrum – Vergleich einzelner Stationen.....	101
5.7.3	Einfluss der Siedlungsstruktur	103
5.8	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	103
6	SENSITIVITÄTEN UND DETAILBETRACHTUNGEN.....	105
6.1	Sensitivitätsbetrachtungen zum Leitungsnetz	105
6.1.1	Vollversorgung bei gleichmäßiger Lastverteilung	105
6.1.2	Blindleistungsoptimierter Betrieb	106
6.1.3	Netzspannungsvariation	107
6.1.4	Laststeigerung.....	109
6.2	Ortsnetzstationen	110
6.2.1	Auslastungssituation.....	110
6.2.2	Lastmaxima - Rundsteuersignale.....	112
6.2.3	Belastungsinformation – Messung Transformatorstation	113
6.3	Messeinrichtungen	114
6.3.1	Rahmenbedingungen.....	114
6.3.2	Verlustermittlung	114
6.3.3	Auswirkungen	116

6.4	Relevanz in Hinblick auf die gesamten Netzverluste	116
6.4.1	Energieabgabe in unterschiedlichen Netzebenen	117
6.4.2	Aufteilung der Netzverluste NE 3-NE 7	117
6.5	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	118
7	INTERDISZIPLINÄRE ASPEKTE DER VERLUSTBESTIMMUNG	119
7.1	Finanzielle Betrachtung	119
7.1.1	Kapitalwertberechnung	119
7.1.2	Leitungs-Ersatzinvestitionen	121
7.1.3	Leitungs-Neuinvestitionen	124
7.1.4	Transformator-Ersatzinvestitionen	126
7.2	Zukünftige Entwicklungen – Energiepreis	128
7.3	Zukünftige Entwicklungen – Bezugsgrößen	130
7.3.1	Effizienzvergleiche.....	130
7.3.2	Effizienzvergleich einzelner Netzebenen	131
7.4	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	134
8	ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	135
8.1	Arbeitsverlustfaktoren	135
8.2	Einflussfaktoren	136
8.3	Messwertbasierte Verlustberechnung	136
8.4	Detailbetrachtungen	137
8.5	Ausblick	138
9	VERZEICHNISSE	139
9.1	Literatur	139
9.2	Publikationen	146
9.3	Abkürzungen	147
9.4	Abbildungen.....	149
9.5	Tabellen	153
10	ANHANG	154

1 Einleitung

1.1 Übersicht und Motivation

Die ständige Verfügbarkeit von Energie prägt alle Lebensbereiche unserer modernen Gesellschaft. Mehr als für jede andere Energieform gilt dies für die Elektrizität, welche seit Beginn des letzten Jahrhunderts eine herausragende Bedeutung für die Energieversorgung der Menschheit übernommen hat. Die Prozesse der Bereitstellung von elektrischer Energie im von Wessel beschriebenen „Elektrischen Jahrhundert“ (Wessel, 2002) sind dem Alltag der Menschen weit entrückt. Hochtechnisierte Großanlagen zur Erzeugung von Elektrizität sind in marktwirtschaftlich organisierten Industriestaaten häufig aus den städtischen Siedlungsräumen verbannt worden und meist nur mehr als Relief am Horizont erkennbar.

Aufgrund des Umstandes, dass die kostengünstige Energiebedarfsdeckung für die Dynamik und Produktivität einer modernen Wirtschaft von essentieller Bedeutung ist, wurde der Zugriff auf Energieressourcen zum Gegenstand zahlreicher internationaler Konflikte und zu einem wesentlichen Beweggrund politischen Handelns. Zur Politisierung dieser Thematik tragen sowohl die stark steigende Weltbevölkerung mit dem damit einhergehenden steigenden Energieverbrauch, die wirtschaftliche Entwicklung in Schwellenländern, die Folgen der Reaktorunfälle wie zuletzt in Fukushima (2011) sowie die globalen Konsequenzen der exzessiven Energienutzung und -erzeugung in Hinblick auf die Veränderung des Weltklimas und daraus resultierender zukünftiger Bevölkerungsbewegungen bei.

Der effiziente Umgang mit Energie ist dabei in jüngerer Vergangenheit mit dem Bericht des „Club of Rome“ (Meadows, Meadows, Zahn, & Milling, 1972) und dessen Verweis auf die Problematik von sich verknappenden Energieressourcen sowie der im Jahr darauf folgenden Ölpreiskrise verbunden, womit die Diskussion zum Thema der effizienten und nachhaltigen Energienutzung erstmals die breite Öffentlichkeit erreichte und so ihren Anfang nahm.

Sowohl durch die heute noch hauptsächlich zentralisierte und bedarfsabhängige Erzeugung von Elektrizität, als auch durch aktuelle und zukünftige Entwicklungen in Hinblick auf die zunehmende Nutzung von dargebotsabhängigen regenerativen Energiequellen, stellt deren effiziente Übertragung einen wesentlichen Faktor zur nachhaltigen Nutzung von elektrischer Energie dar.

Die konventionelle Übertragung elektrischer Energie vom Einspeisepunkt über ein mehr oder weniger ausgedehntes Stromnetz zum Entnahmepunkt ist bekanntlich mit Verlusten verbunden. Diese müssen wiederum aufgebracht werden und erfordern damit zusätzliche finanzielle Aufwendungen. Des Weiteren belasten Verlustströme zusätzlich das Netz und führen somit zu einer gewissen Verringerung der Übertragungsfähigkeit, weshalb es das Bestreben sein muss, die Verluste

eines Stromnetzes unter Einhaltung wirtschaftlicher Rahmenbedingungen auf einem Minimum zu halten bzw. auf ein Minimum zu reduzieren.

Stromnetze stellen aufgrund des hohen Kapitaleinsatzes, welcher zum Bau und Betrieb notwendig ist, ein natürliches Monopol dar und werden im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte durch die „Essential-Facilities-Theorie“ (Scheuffele, 2003) erfasst. Zur Vermeidung von wettbewerblichem Missbrauch werden die Netzbetreiber von einzelnen Regulierungsbehörden wie z.B. der E-Control in Österreich bzw. der Bundesnetzagentur in Deutschland reguliert und überwacht.

Bei Betrachtung der Übertragungseffizienz in ausgesuchten europäischen Ländern, ausgedrückt durch die im Netz auftretenden relativen Netzverluste, treten, bedingt durch historisch und ideologisch abweichende Ansätze bei der Realisierung elektrischer Netze, teils große Unterschiede auf. Folgende Abbildung 1, basierend auf Daten einer Umfrage bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (European Energy Regulators, 2009), zeigt die in den jeweiligen Netzen auftretenden Netzverluste, wobei auf die unterschiedlichen Berechnungsbasen und Ansätze hingewiesen werden muss. Die Schwankungsbreite zwischen einzelnen Ländern ist dabei sehr groß (vgl. Schweden vs. Rumänien), die Unterteilung in Übertragungsnetzbetreiber (TSO) und Verteilnetzbetreiber (DSO) ist nicht in allen Ländern harmonisiert. Beides führt zu Erschwernissen beim Vergleich.

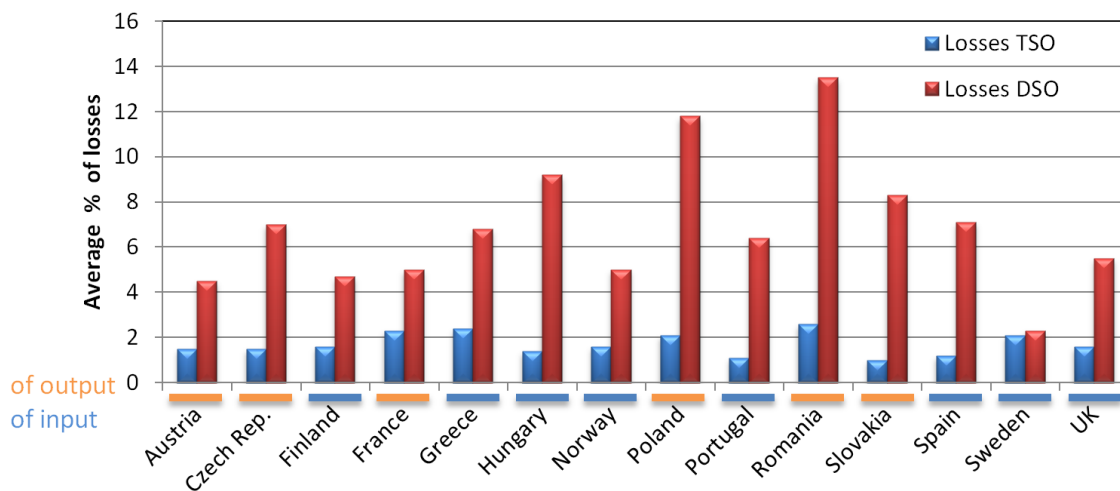


Abbildung 1: Verluste in europäischen Stromnetzen – Darstellung auf Basis von CEER (European Energy Regulators, 2009)

Im Rahmen der Strommarktliberalisierung, welche durch die Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union, 1996) in der Neuregelung durch das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (ELWOG, 1998) umgesetzt wurde, sowie durch die Bemühungen der letzten Jahre in Bezug auf die Steigerung der Energieeffizienz in Europa wurde das Interesse hinsichtlich einer genauen Bestimmung von Verlusten bei der Übertragung und Verteilung elektrischer Energie gesteigert.

War die Zielfunktion in vorangegangenen Jahren meist durch die Minimierung der volkswirtschaftlichen Verluste bei der Energieübertragung definiert, welche meist nur zu einer oberflächlichen Betrachtung bzw. Berechnung der Netzverluste motivierte, so sind es heute Vorgaben der regulierenden Behörde sowie die optimale Auslegung von Betriebsmitteln zur Minimierung von Netzverlusten.

Seit Beginn des letzten Jahrhunderts finden sich in der Literatur unterschiedliche methodische Ansätze zur Bestimmung von Netzverlusten. Die am häufigsten verwendeten grundlegenden Methoden werden dazu in Abschnitt 1.5 beschrieben. Geht es um den kostenoptimalen Einsatz von effizienzsteigernden Maßnahmen im Verteilnetz bzw. die Erneuerung von Betriebsmitteln, so reichen oft rein betriebswirtschaftliche Betrachtungen, welche die auftretenden Gesamtverluste beschreiben, nicht aus, da eine Zuordnung auf Verlustquellen sowie die zeitliche Verteilung gänzlich unbekannt bleiben. Dennoch werden diese hier auch beschrieben, um die Vor- und Nachteile der Methoden zu unterstreichen.

Generell kann die Bestimmung von Verlusten in einem Stromnetz nach verschiedenen Ansätzen erfolgen. Diese müssen sich nach den zur Verfügung stehenden Informationen zu Betriebsmitteln, Erzeugungs- und Verbraucherdaten richten. Dabei kann die Verlustermittlung in der Hoch- und Höchstspannungsebene sowie den zugehörigen Umspannungen aufgrund der meist in Echtzeit verfügbaren Messdaten durch die bilanzielle Abgrenzung auf vergleichbar einfachem Weg erfolgen, und diese steht somit bereits heute in vielen zentralen Schaltwarten in Echtzeit zur Verfügung.

Bereits in den dem Hochspannungsnetz unterlagerten Netzebenen reduziert sich die verfügbare Datendichte wesentlich, weshalb in der Mittelspannungsebene und vor allem in der Niederspannungsebene Netzverluste meist auf Basis von Modellnetzrechnungen und Näherungsmethoden auf Basis von Verlustfaktoren bestimmt werden. Eine Übersicht zu den einzelnen Berechnungsmethoden findet sich in Abbildung 2.

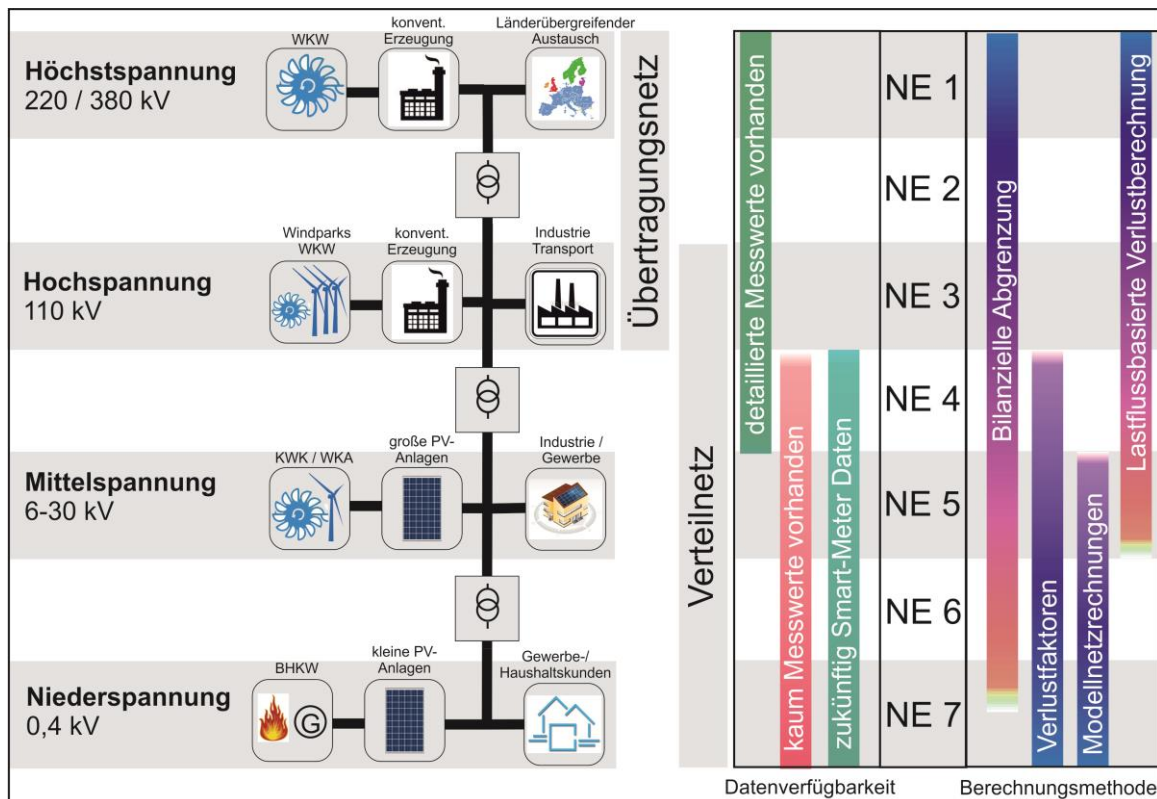


Abbildung 2: Netzebenen und bevorzugte Verlustberechnungsmethoden

Sowohl Übertragungsnetzbetreiber als auch Verteilnetzbetreiber sind heute ständig dem Druck ausgesetzt, die technische als auch die wirtschaftliche Effizienz ihrer Netze zu steigern und somit die Betriebskosten zu senken. Um dabei effiziente Optimierungen durchzuführen sowie etwaiges Opti-

mierungspotential zu bestimmen, ist es notwendig, über detaillierte Informationen, die Position sowie die Dimension der auftretenden Netzverluste zu verfügen. Besonders in der Mittel- und Niederspannungsebene sind dabei häufig Daten vorhanden, welche jedoch aufgrund von unterschiedlichen Datenbanksystemen kaum zur Netzoptimierung genutzt werden.

1.2 Wissenschaftliche Relevanz

Sowohl die sehr begrenzte Datenlage als auch der beträchtliche Simulationsaufwand führten bei bisherigen Verlustuntersuchungen in den Verteilnetzebenen (NE 5 – NE 7) stets zur Anwendung überschlägiger Berechnungsmethoden. Größtenteils beruhen die unterschiedlichen Methoden auf der großflächigen Mittelwertbildung von Topologie- und Lastdaten, wodurch weder Ort noch Größe einzelner Verlustquellen identifizierbar sind, oder bleiben auf die Betrachtung einzelner Betriebsmittel beschränkt.

Im Rahmen der Arbeit wird die Gültigkeit der seit Jahrzehnten angewendeten Verlustberechnungsmethodik, beruhend auf Arbeitsverlustfaktoren, und insbesondere deren spezifische Anwendung hinterfragt, ferner werden Auswirkungen der Anwendung auf das Berechnungsergebnis beschrieben. Bisher wurde dabei der Einfluss dezentraler Energieerzeuger, welche das heutige Lastgeschehen bereits wesentlich mitbestimmen, auf die Anwendbarkeit der arbeitsverlustfaktorbasierten Verlustberechnung nicht eingehend untersucht. Aufgrund der Ergebnisse dieser Betrachtungen wird ein neuer detaillierterer Ansatz entwickelt, um die Ergebnisse von Verlustberechnungen auf eine solidere Basis zu stellen.

Die in dieser Arbeit vorgestellte Berechnungsmethodik beruht auf Anwendung der tatsächlichen Netz- und Laststrukturen, die einen wesentlichen Einfluss auf das Verlustaufkommen darstellen, sowohl für heutige, als auch in Hinblick auf zukünftige Möglichkeiten zur automatisierten Erhebung von Ganglinien durch intelligente Zählleinrichtungen (Smart Meter). Diese Herangehensweise stellt somit eine wesentliche Verbesserung der Genauigkeit der Ergebnisse bzw. der Betriebsmittelzuordnung dar.

Erstmals wird in dieser Arbeit ein Ansatz zur Berücksichtigung von verluststeigernden Faktoren bei der Bestimmung von Stromwärmeverlusten in Netzbereichen mit gering superpositionierten Last- und Einspeiseströmen realisiert. Auf Basis von im Rahmen der Untersuchung durchgeführten Messungen wurden hochaufgelöste Messwertreihen im Niederspannungsnetz aufgenommen, welche die Beschreibung der Auswirkung von kurzzeitigen Lastspitzen, unsymmetrischer Lastverteilungen sowie dem Blindleistungstransport auf das Verlustgeschehen in den betrachteten Netzbereichen ermöglichen. Als Alternative zu einer Verlustbestimmung unter Anwendung von Smart-Meter-Messwerten wurde eine Berechnung auf Basis von VDEW-Standardlastprofilen in Verbindung mit einer aus den hochaufgelösten Messwertreihen entwickelten Verlustkorrekturfunktion entwickelt, welche detaillierte Ergebnisse unter Berücksichtigung der genannten Faktoren ermöglicht.

Unter Anwendung der entwickelten Methodik werden die Auswirkungen unterschiedlicher siedlungsstruktureller Gebietstypen auf das Verlustaufkommen durch detaillierte Verlustberechnungen in einer Vielzahl von Niederspannungsnetzen beschrieben. Auf Grundlage der Ergebnisse wird die

Rentabilität von verlustgetriebenen Instandhaltungsvorhaben bestimmt und die Problematik der niedrigen Energiepreise in Hinblick auf die Verlustreduktion im Verteilnetz erläutert. Anschließend wird ein Ansatz vorgestellt, welcher im Gegensatz zu bisherigen Methoden eine optimalere Ziffer für den Vergleich der Effizienz von Teilnetzen repräsentiert. Dies stellt vor allem bei Benchmarking-Strategien einen wichtigen Aspekt in Hinblick auf die Gleichbehandlung von Netzbetreibern dar.

1.3 Gesellschaftliche Relevanz

Korrekte Verlustberechnungen stellen aus mehreren Gründen einen wichtigen Bestandteil regulierter Energiemärkte dar. Jeder einzelne Netzbetreiber und Energieerzeuger ist interessiert, seine Verluste zu kennen, um äquivalente Ausgleichszahlungen durchzuführen bzw. bewerten und erhalten zu können, bzw. diese in Verhandlungen mit der Regulierungsbehörde nachweislich argumentieren zu können. Gleichzeitig liegt es auch im Interesse eines jeden Verbrauchers bzw. Konsumenten, da niemand bereit ist, die Kosten eines anderen Systemteilnehmers zu tragen.

Betrachtet man den gemeinwirtschaftlichen Nutzen, so sind nicht minimale Netzverluste, sondern vielmehr ein wirtschaftliches Optimum aus finanziellen Aufwendungen für den Netzausbau und Netzausbau sowie den auftretenden Verlusten im Stromnetz als Ziel zu definieren. Dies schließt mit ein, Wege zu finden um den gemeinwirtschaftlichen Nutzen z.B. einer Querschnittserhöhung im Rahmen einer Netzverstärkung gegenüber den auftretenden Energieverlusten ohne Netzausbau abzuwägen.

1.4 Aufbau der Arbeit

Nach einer einführenden Übersicht zum Themenkomplex der Netzverluste in Kapitel 2, welches sich den unterschiedlichen Verlustquellen in elektrischen Netzen widmet, ist die vorliegende Arbeit grundsätzlich in vier wesentliche Abschnitte gegliedert.

Der erste Abschnitt (Kapitel 3) beschäftigt sich mit der Anwendbarkeit von Arbeitsverlustfaktoren in der Verlustberechnung bei gegenwärtigen Lastaufkommen. Dabei werde die Gültigkeit von historischen Näherungsgleichungen zur Beschreibung von Jahresdauerlinien, welche heute noch Anwendung finden, bei unterschiedlicher Datenverfügbarkeit sowie zusätzlicher dezentraler Energieeinspeisung untersucht und die aktuellen Grenzen der Anwendbarkeit bestimmt.

Nachfolgend widmet sich Kapitel 4 verlustbeeinflussenden Faktoren in Hinblick auf die Anwendung von Messdaten zur Verlustbestimmung, wobei speziell auf die Messwertgranularität, unsymmetrische Lastaufteilungen sowie den Transport von Blindleistung eingegangen wird. Basierend auf einer Vielzahl von hochaufgelösten Messungen wird der Einfluss der einzelnen Faktoren unter Anwendung von Verlustkorrekturfunktionen bestimmt.

Die neuen Erkenntnisse werden in Kapitel 5 anhand einer Methode zur messdatenbasierten Verlustberechnung am Beispiel eines ausgedehnten realen Niederspannungsnetzes angewendet. Der entwickelte Algorithmus ermöglicht sowohl die Verwendung von heute noch häufig und einzig verfügbaren Jahresenergieverbrauchsmengen in Kombination mit skalierten Lastprofilen, als auch die

Anwendung von Verbrauchsdaten von Lastprofilzählern bzw. aus Datenbanken intelligenter Messeinrichtungen (Smart Meter) zur Verlustberechnung. Weitergehend werden die resultierenden Verluste in Abhängigkeit von siedlungsstrukturellen Gegebenheiten untersucht. Die Auswirkung dezentraler Einspeiseanlagen in den siedlungsstrukturell und somit auch netzstrukturell unterschiedlichen Gebieten wird ebenfalls in diesem Abschnitt gezeigt.

Unter Anwendung der repräsentativen Netzdaten aus Kapitel 5 werden in Kapitel 6 Detailbetrachtungen in Hinblick auf Verlustreduktionsmöglichkeiten im Netzgebiet durchgeführt und deren Auswirkungen auf das Verlustaufkommen bestimmt. Betrachtung finden dabei insbesondere die Folgen einer Blindleistungsoptimierung sowie einer theoretisch gleichmäßigen Versorgung sämtlicher Verbraucher. Weitere Untersuchungspunkte stellen die Abschätzung der zukünftigen Verlustentwicklung durch die Einführung von Smart Metern sowie die Untersuchung der Auslastungssituation von Niederspannungstransformatoren dar.

Darauf folgend werden die Berechnungsergebnisse in Konnex zu den gesamt im Netz auftretenden Verlusten dargestellt.

Abschließend erfolgt eine interdisziplinäre Betrachtung des Themenkomplexes Netzverluste in Hinblick auf die zu erwartende Entwicklung des Energiepreises durch die zunehmende Integration dezentraler Erzeuger, deren geringe Grenzkosten sowie deren Einfluss auf verlustoptimierende Maßnahmen im Niederspannungsnetz. Des Weiteren wird die derzeitige Vergleichbarkeit der Netzverluste beleuchtet und ein alternativer, zukunftsweisender Ansatz vorgestellt.

Die Arbeit schließt in Kapitel 8 mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse und einem Ausblick auf mögliche Erweiterungen der im Rahmen dieser Arbeit entstandenen Berechnungsmethodik.

1.5 Literaturübersicht - Stand der Wissenschaft

Arbeitsverlustfaktoren

Historisch betrachtet, lassen sich zitierbare Quellen über die Nachbildung und Näherung von Belastungsdauerlinien bereits zu Beginn des letzten Jahrhunderts finden. So beschreibt (Schultz, 1910) erste Möglichkeiten zur Charakterisierung von Dauerlinien zur optimalen Ausnutzung verfügbarer Kapazitäten. (Rossander, 1913) und (Soschinski, 1918) versuchen ebenfalls erste Formeln zur Beschreibung von Dauerlinien zu entwickeln. Dies war zu dieser Zeit notwendig, da Belastungskurven sehr große Datenmengen darstellten und vereinfachte Methoden zu deren Auswertung unumgänglich waren.

Bereits wenige Jahre später werden die entwickelten Ausdrücke zur Bestimmung der auftretenden Verluste in den Versorgungsnetzen herangezogen, wie die Arbeiten von (Jansen, 1926), (Buller & Woodrow, 1928), (Wolf M. , 1930), (Wolf M. , 1931), (Weingärtner, 1932) und (Junge, 1938) zeigen, welche wesentliche Arbeiten zur Entwicklung und Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors lieferten. Einige dieser Näherungen, entwickelt beruhend auf der Auswertung von vieljährigen Messungen, sind heute noch in aktueller Literatur zu finden.

(Zebisch, 1959) fasst in seinem Buch sämtliche bis dahin entstandenen Ausdrücke zusammen und vergleicht die verschiedenen Ansätze in Hinblick auf die Anwendung bei der Bestimmung der Netzverlustarbeit in Versorgungsnetzen. Die Beachtung der Blindleistung erfolgt anhand eines von (Piepke, 1959) beschriebenen Blindleistungsverlustfaktors. (Morgenstern, 1961) zeigt, dass die Ausdrücke für den Arbeitsverlustfaktor auch für die Bestimmung der Blindleistung herangezogen werden können, und (Tuercke, 1961) zeigt, dass auf Grund der großen Ungenauigkeiten bei der Verlustbestimmung basierend auf Verlustfaktoren die Vereinfachung der Verlustberechnung durch Verwendung der maximalen Scheinleistung anstatt der maximalen Wirkleistung unter Anwendung der Formeln für Wirkarbeitsverlustfaktoren einen gangbaren Weg darstellt.

Mit dem Schriftwerk (VDEW e.V., 1956) entstand ein in mehreren Bänden aufgelegter Leitfaden zur Berechnung von Netzverlusten in Elektrizitätsunternehmen, wobei nach (Tuercke, 1961) die Anwendung der maximalen Scheinleistung zur Verlustbestimmung vorgeschlagen und gleichzeitig kurz auf die Ungenauigkeit der angewendeten Methodik bei fehlenden Messwerten verwiesen wird, da im Allgemeinen weder die maximal auftretende Scheinleistung noch die maximal auftretende Verlustleistung bekannt ist.

Jüngere Arbeiten zur Thematik von Belastungsdauerlinien und Arbeitsverlustfaktoren sind von (Gustafson & Baylor, 1988), welche auf Grundlage eigener Berechnungen eine Exponentialfunktion sehr ähnlich zu bereits bestehenden Näherungen zur Verlustfaktorbestimmung heranziehen. Eine ähnliche Vorgehensweise wählen (Oliveira, Padilha-Feltrin, & Candian, 2008), welche eine Polynomgleichung zweiten Grades für die untersuchten Lastgänge eines brasilianischen Netzbetreibers beschreiben.

Allen gemeinsam ist jedoch, dass die untersuchten Lastkurven vollkommen bekannt sind und diese direkt auf ganze Netzbereiche angewendet werden.

(Dickert & Schegner, 2009) vergleichen unterschiedliche Näherungsformeln zur Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors in einem Mittel- und einem Niederspannungsnetz, gehen hierbei jedoch von einer vollständigen Verfügbarkeit der maximal auftretenden Verlustleistung aus und verwenden aus Gründen der Vergleichbarkeit dieselbe Lastkurve für alle Untersuchungen, was aufgrund der Definition von Arbeitsverlustfaktoren zu vergleichsweise genauen Ergebnissen in der Verlustberechnung führt.

Über die letzten Jahrzehnte hat sich die Verlustberechnung auf Basis des Arbeitsverlustfaktors einen Platz in vielen Fachbüchern gesichert (Herold, 2006), (Flosdorff & Hilgarth, 2000), (Bayliss, Brian, Colin, & Hardy, 2012). Erfahrungen aus verschiedenen Projekten zeigen, dass die Anwendung des Arbeitsverlustfaktors zur Verlustbestimmung eine sehr häufig angewandte Methodik österreichischer Netzbetreiber darstellt, wobei die hohe Abhängigkeit der Methode von einzelnen Berechnungsfaktoren negativ zu erwähnen ist.

Für zukünftige Berechnungsgrundlagen zur Bestimmung von Netzverlusten wird in einem Entwurf des neuseeländischen Regulators (Electricity Authority TE MANA HIKO, 2013) die Anwendung von Verlustfaktoren zur Berechnung der lastabhängigen Verluste im Mittelspannungsnetz vorgeschlagen. Für die Behandlung des Niederspannungsnetzes wird zwar auf die große Varietät der einzelnen Verteilnetze verwiesen, jedoch bei der Berechnung auf fünf typische Modellnetzstrukturen zurückgegriffen.

Netzverlustberechnung - Lastflussberechnung

Der Anfang der Netzverlustberechnung beruht auf der Methodik der Lastprofilannäherung über Arbeitsverlustfaktoren, deren Entwicklung bereits ausreichend erläutert wurde. Mit steigender Rechnerleistung wurden weitere methodische Ansätze für die Verlustbestimmung interessant. Generell finden sich Verlustbetrachtungen in sehr vielen Arbeiten wieder, detailliert wird jedoch nur sehr selten darauf eingegangen, was nicht zuletzt auf die meist schlechte Verfügbarkeit von Netz- und Verbrauchsdaten zurückzuführen ist. Eine Vielzahl von Arbeiten beschäftigt sich daher ausschließlich mit der Optimierung der Netzverluste in Bereichen mit optimaler Datenverfügbarkeit, d.h. dem Höchst- und Hochspannungsnetz.

Erste methodische Ansätze zu einer späteren Automatisierung der Verlustberechnungen basierend auf Lastflussrechnungen von (Baumann, 1963) wurden dazu von (Zollenkopf, 1968) gezeigt. Dabei wird die Anwendung im Hochspannungsnetz inkl. der zugehörigen Transformatoren beschrieben.

Für die lastflussbasierte Verlustberechnung in Verteilnetzen ist des Weiteren die Arbeit von (Sun, et al., 1980) zu erwähnen. Diese betrachten das Verlustgeschehen im Mittelspannungsnetz auf Basis von exemplarischen Tagen im Jahr. Die Verbraucher werden dabei aus Konglomeraten einzelner Geräte zusammengestellt, wobei die Auswirkung einer Blindleistungskompensation beschrieben wird und die Auswirkungen unsymmetrischer Lastaufteilung beispielhaft erwähnt werden.

Die Methodik von (Kau & Cho, 1995), basierend auf künstlichen neuronalen Netzwerken (ANN), zeigt einen Ansatz zur Verlustermittlung im Mittelspannungsnetz unter Berücksichtigung einer sehr begrenzten Datenlage sowie der Anwendung von vereinfachten Lastprofilen. Die Weiterentwicklung des Ansatzes in (Kang, Chen, Lin, Huang, & Kao, 2006) bestimmt die Netzverluste auf Basis der Eingabeparameter Transformatorkapazität, gesamte Leitungslänge sowie Belastung des Abgangs. Die Anwendung der ANN setzt ein intensives „Einlernen“ des Algorithmus an einer möglichst großen Anzahl von tatsächlichen Messreihen voraus.

Auf Basis einer Gruppierung von Kunden zeigen (Dortolina & Nadira, 2005) einen Ansatz zur Verbesserung der Genauigkeit einer Verlustbestimmung. Dabei wird auf das Verhältnis der Verbraucher pro Abgang zur abgegebenen Energiemenge als Kennwert zurückgegriffen. Ein mögliches Realisierungsbeispiel in der Mittelspannungsebene wird dazu gezeigt. In diesem Beispiel, aber auch speziell bei der Betrachtung von Netzverlusten in Schwellenländern, gilt die Bestimmung der technischen Netzverluste hauptsächlich der Abgrenzung der nichttechnischen Netzverluste von den Gesamtverlusten, wie auch die Arbeiten von (Queiroz, Ca Velluci, & Lyra, 2009) zeigen.

Auf Basis eines Monte-Carlo-Ansatzes in Kombination mit Messwerten aus Messungen einer Woche am Verteilnetzabgang beschreiben (Dán & Raisz, 2008) eine Methode zur Verlustbestimmung. Die Simulation beruht dabei auf der Summation einzelner elementarer Haushaltsgeräte zur Lastganganachbildung, wobei diese entweder aus einzelnen möglichst hoch aufgelösten Messungen von Gebäuden mathematisch ermittelt oder durch eine Abfrage der vorhandenen Haushaltsgeräte erfolgen kann, was für die Verlustbestimmung einen großen Aufwand bedeutet, da diese Daten beim Netzbetreiber im Normalfall nicht vorliegen.

Einige auch aktuelle Arbeiten reduzieren das Niederspannungsnetz auf ein einfaches Ersatznetz bestehend aus einer Leitung (Widerstand) und einem Lastknoten unter Annahme einer mittleren Last pro Niederspannungsabgang und mittleren Kabelwiderstand. Daraus wird anschließend die resul-

tierende Verlustleistung bzw. Verlustenergie bestimmt (Mehlhorn & Kliemt, 2004), (Heckmann, et al., 2013). Der Nachteil, der hier auftritt, ist die wesentliche Verallgemeinerung der Eingangsdaten. Vor allem das inhomogene Lastaufkommen und topologische Abweichungen werden dabei vernachlässigt.

Bisher konnten die Verluste der Netzebenen 5, 6 und 7 gemeinsam abgegrenzt werden. Die Zuordnung zu den einzelnen Ebenen erfolgt jedoch meist auf Basis von stark vereinfachten Modellnetzrechnungen (Obkircher, Achleitner, Fickert, & Sakulin, 2007), (Consentec GmbH, 2013), (Haubrich & Swoboda, 1998), um zumindest Grenzen für mögliche Verlustbandbreiten abzustecken. Zukünftig ist aufgrund der zunehmenden Einspeisung auch eine einfache Abgrenzung nicht immer möglich. Zu berücksichtigende Aspekte werden in vorliegender Arbeit behandelt.

Generell kann das Problem der geringen Datenverfügbarkeit bei der Verlustbestimmung erwähnt werden, da bei vielen Publikationen die entsprechenden Datenstrukturen nicht zur Verfügung standen.

1.6 Forschungsschwerpunkte – Forschungsfragen

Im Rahmen der Arbeit werden folgende Forschungsfragen definiert:

- (1) Sind die historisch entwickelten Näherungsgleichungen zur Berechnung des Arbeitsverlustfaktors unter heutigen Lastbedingungen gültig?
- (2) Wie wirkt sich die Anwendung gemittelter bzw. aus einer übergeordneten Netzebene bestimmter Arbeitsverlustfaktoren auf die Bestimmung der Verlustleistung einer Betriebsmittelgruppe im Mittel-, bzw. Niederspannungsnetz aus, und ist ein solcher Ansatz zulässig?
- (3) Welche Informationen zum Lastaufkommen sind notwendig, um eine korrekte Anwendung des Arbeitsverlustfaktors zu gewährleisten?
- (4) Wie wirkt sich die Einspeisung von dezentralen Energieerzeugern auf die Genauigkeit der Verlustbestimmung basierend auf Arbeitsverlustfaktoren aus? Wo liegen die Grenzen der Gültigkeit der Anwendung von Näherungsgleichungen bei dezentraler Einspeisung?
- (5) Wo liegen die Grenzen bei der Berechnung von Netzverlusten mit Arbeitsverlustfaktoren?

Die Bearbeitung der Fragestellungen 1-5 findet sich in Kapitel 3.

- (6) Welche Auswirkungen auf das Ergebnis der Verlustberechnung hat die Anwendung von 15-Minuten-Phasensummen-Wirkleistungs-Mittelwerten?
 - a. Welche Abweichungen treten bei der Verlustberechnung durch die Anwendung gemittelter Leistungseffektivwerte und der einhergehenden Vernachlässigung kurzfristiger Lastspitzen auf?
 - b. Welche Abweichungen treten bei der Verlustberechnung durch Anwendung phasensymmetrisch gemittelter Leistungseffektivwerte und der damit einhergehenden Vernachlässigung unsymmetrischer Lastaufteilung in Vierleitersystemen auf?
 - c. Welche Abweichungen treten bei der Verlustberechnung durch die Anwendung von Wirkleistungsmittelwerten unter Vernachlässigung der Blindleistungsanteile auf?
- (7) Welche Anpassungen sind notwendig, um eine Verlustberechnung auf Basis
 - a. von Standardlastprofilen im Niederspannungsnetz zu ermöglichen?

- b. von Smart-Meter-Leistungs-Mittelwerten im Niederspannungsnetz zu ermöglichen?

Die Bearbeitung der Fragestellungen 6 und 7 findet sich in Kapitel 4.

- (8) Wie wirkt sich die Anwendung von VDEW-Standardlastprofilen zur Lastsimulation auf die Genauigkeit des Ergebnisses einer Verlustberechnung basierend auf übertragenen Jahresenergiemengen im Niederspannungsnetz aus?
- (9) Wie wirken sich unterschiedliche siedlungsstrukturelle Gebietstypen auf das Verlustaufkommen im Niederspannungsnetz aus? Sind die Ergebnisse homogen einzustufen?

Die Bearbeitung der Fragestellungen 8 und 9 findet sich in Kapitel 5.

- (10) Wie weit weichen die Netzverluste in den unterschiedlichen siedlungsstrukturellen Gebietstypen bei theoretisch ganzjährig gleichmäßigem Lastaufkommen von realen Lastaufkommen ab?
- (11) Wie wirkt sich die zunehmende Einspeisung typischer dezentraler Versorgungseinheiten auf die Verluste in den siedlungsstrukturell unterschiedlichen Gebieten aus?
- (12) Ist die derzeitige Vorgehensweise, die übertragene Energiemenge als Bezugswert für den Vergleich von Netzverlusten heranzuziehen geeignet? Welche sinnvollen Alternativen sind möglich?

Die Bearbeitung der Fragestellungen 10-12 findet sich in Kapitel 6 und 7.

1.7 Methodik

Die Forschungsfragen zur Thematik „Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren“ (Kapitel 3) wurden auf Basis von realen Messungen bearbeitet, um reale Eingangsparameter für die Berechnungen zu erhalten. Anhand der gezogenen Stichproben wurden die Daten analysiert, Berechnungen, basierend auf Monte-Carlo-Simulationen, durchgeführt und der Einfluss unterschiedlicher Datenverfügbarkeiten bei der Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren bestimmt. Unter Einsatz derselben Messdaten und einer detaillierten Datenanalyse konnten das heutige Lastverhalten an Netzknotenpunkten bestimmt und ausgesuchte Näherungsfunktionen untersucht werden.

Auf Grundlage einer Vielzahl hochaufgelöster Messungen im Niederspannungsnetz wurden anschließend die Fragestellungen in Hinblick auf den Einfluss unsymmetrischer Lastverteilung, Messwertgranularität sowie auftretender Blindleistung auf die Netzverluste untersucht und daraus eine Verlustkorrekturfunktion entwickelt, welche eine Berücksichtigung einzelner Einflussfaktoren auf Basis der übertragenen Jahresenergiemengen in methodischen Ansätzen, basierend auf Lastflussberechnungen, ermöglicht.

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurde ein Algorithmus zur automatisierten Verlustberechnung realisiert. Grundsätzlich können Verlustberechnungen in „Top-Down“ und „Bottom-Up“-Ansätze unterteilt werden. Charakteristisch für „Top-Down“-Methoden (dazu gehören u. a. zuvor behandelte Arbeitsverlustfaktoren) ist eine schnelle, jedoch meist ungenaue und nicht betriebsmittelspezifische Verlustbestimmung, im Vergleich zu „Bottom-Up“-Methoden, welche aufgrund der wesentlich genaueren Betrachtung, in Hinblick auf Daten und Rechenzeit, aufwändiger sind, jedoch auch zu exakteren Ergebnissen führen.

Zur realitätsnahen Untersuchung wurde ein digitalisiertes Netzmodell als Abbild der tatsächlichen Verhältnisse in einem repräsentativen Netz erstellt und somit ein „Bottom-Up“-Simulationswerkzeug zur Verlustanalyse bereitgestellt. Der Algorithmus arbeitet auf Basis von 15-Minuten-Leistungsmittelwerten und bestimmt die Netzverlustenergie jeweils für ein volles Kalenderjahr. Die Eingangsdaten können sowohl Ganzjahresenergieverbrauchssummen als auch alternativ 15-Minuten-Messwerte aus Lastprofilzählern darstellen.

Unter Anwendung von realen Messungen an fluktuierenden dezentralen Erzeugungsanlagen wurden die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungsraten von Erzeugern untersucht. Dazu wurden die angewendeten Lastprofile mit Hilfe von statistischen Methoden probabilistisch dynamisiert.

1.8 Abgrenzung und Einordnung der Arbeit

Die vorliegende Arbeit schließt mit den durchgeführten Untersuchungen und entwickelten Verlustkorrekturfaktoren eine seit langer Zeit bestehende Lücke in der Verlustberechnung in Netzen mit geringer Last-, bzw. Erzeugersuperposition. Viele bisher durchgeführte Arbeiten verwenden in der Niederspannungsebene Arbeitsverlustfaktoren und wenden diese anhand verschiedener Modellnetze an. Die für eine solche Verallgemeinerung notwendige Homogenität der Verbraucherstruktur als auch der Netzstruktur ist meist nicht gegeben.

Unter Anwendung der Prämisse, dass zukünftig 15-Minuten-Smart-Meter-Daten für die Berechnung zur Verfügung stehen, wird eine realitätsnahe mess- und strukturdatenbasierte Verlustberechnung realisiert. Dazu werden Daten aus bestehenden Datenbanken eines Netzbetreibers zur Bildung eines möglichst realen Netzabbildes herangezogen und basierend darauf die Auswirkungen von unterschiedlichen siedlungsstrukturellen Gebieten untersucht.

Diese Untersuchungen geschahen bisher wie in der Literatur zu finden bestenfalls auf Basis von mittleren Ersatzlasten oder unter Anwendung von Modellnetzen, wodurch die Modelle sehr sensitiv auf Änderungen einzelner Parameter reagierten. Durch die neue detaillierte Nachbildung sind damit die Verlustenergiemengen im Bereich von Netzausläufern detaillierter bestimmbar. Dies führt wiederum zu einer genaueren und von Einzelfaktoren unabhängigeren Bestimmung der gesamten Verlustenergiemenge.

Zur realitätsnahen Berücksichtigung von unsymmetrischem Lastaufkommen und Auswirkungen von Messwertmittelungszeiten, deren Einfluss zwar bekannt war, nicht jedoch deren detaillierte Auswirkungen, wurde eine Vielzahl von Messungen an verschiedenen repräsentativen Niederspannungsknoten durchgeführt. Durch die Auswertung der Messungen wurden erstmals Korrekturfunktionen ermittelt, welche abhängig von der übertragenen Energiemenge die Bestimmung der Größe der zusätzlich anfallenden Verluste ermöglicht.

2 Einteilung und Quantifizierungsmethoden

Folgende Seiten beschreiben in Kürze die grundsätzliche Einteilung von Netzverlusten in elektrischen Netzen, wobei grundlegende Details der einzelnen Verlustkategorien beschrieben werden. Anschließend werden häufig angewandte Quantifizierungsmethoden erwähnt und deren Vor- und Nachteile erläutert. Die Ausführungen dienen als Basis für die nachfolgenden Untersuchungen.

2.1 Einteilung von Netzverlusten - Überblick

Abbildung 3 zeigt eine Übersicht über die in elektrischen Netzen auftretenden Verluste. Grundsätzlich gilt, dass die Netzverluste in entwickelten Marktwirtschaften hauptsächlich von technischen Verlusten (d.h. lastabhängigen und lastunabhängigen Verlusten) geprägt sind. Nichttechnische Netzverluste stellen hingegen hier nur einen sehr geringen Anteil der auftretenden Netzverluste dar.

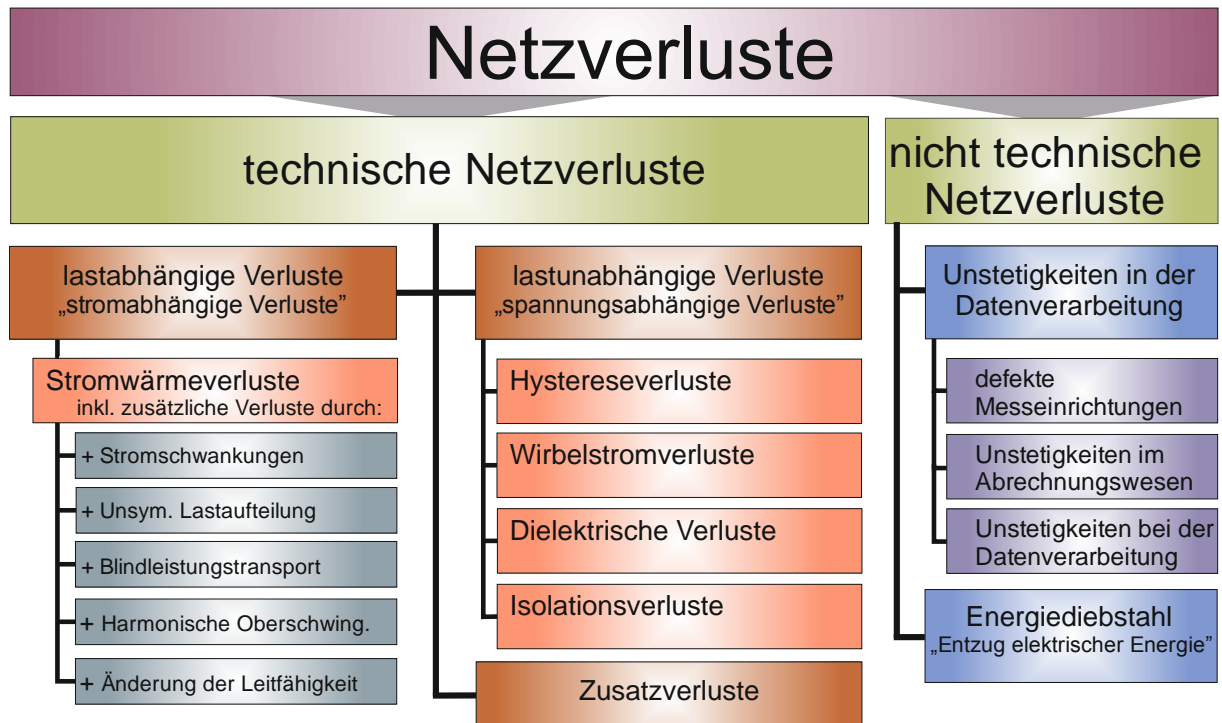


Abbildung 3: Einteilung von Netzverlusten

2.2 Technische Netzverluste

Bei der Betrachtung von technischen Netzverlusten ist eine Unterteilung in strom- und spannungsabhängige Verluste üblich, wobei spannungsabhängige Verluste in Spannungsebenen mit geringer Nennspannung hauptsächlich durch Leerlaufverluste in Transformatoren sowie lastunabhängige Verluste in Messeinrichtungen geprägt sind. Stromabhängige Verluste nehmen im Vergleich dazu sowohl in Transformatoren als auch in den Leitungen einen wesentlichen Anteil ein.

2.2.1 Stromwärmeverluste in Leitern – „lastabhängige Verluste“

Um elektrische Energie über eine Drehstromleitung ideal und somit mit geringsten Verlusten zu übertragen, werden folgende Anforderungen an den fließenden Strom gestellt:

- zeitlich konstant
- symmetrische Lastaufteilung (nur Mitsystem) auf den drei Phasenleitern, kein Nullsystem
- reine Wirkkomponente (kein Blindanteil)
- keine (harmonischen) Oberschwingungen

Dabei wird vorausgesetzt, dass elektrische Leiter als bestehende Größe gegeben und keinen Temperaturschwankungen unterworfen sind. Jegliche Abweichungen vom Idealzustand führen zu einer Änderung der auftretenden Verluste. Somit sind die stromabhängigen Verluste W_V primär durch den ohmschen Gleichstromwiderstandsbelag R_{Σ} geprägt, in Wechsel- und Drehstromnetzen sind des Weiteren die Verlustbeiträge von Skin- (F_S) und Proximityeffekt (F_P) zu erwähnen und nach (Öding & Oswald, 2004) ab einem Querschnitt größer 185 mm^2 zu berücksichtigen.

$$W_V = 3 \cdot R_{\Sigma} \cdot F_S \cdot F_P \cdot \int_0^T I_{(t)}^2 dt \quad (2.1)$$

Eine Erhöhung der Stromwärmeverluste im Leiter, ausgehend vom idealen Laststrom (s.o.), lässt sich durch die folgend beschriebenen Faktoren beschreiben:

Stromschwankungen

Das Lastgeschehen im Stromnetz stellt im Normalfall keine zeitlich konstante Last dar. Dies führt dazu, dass die Verluste im Leiter abhängig vom Last bzw. Erzeugungszustand variieren. Der Effektivwert des Laststromes ändert sich dabei in den betrachteten Zeitabschnitten, was zu Abweichungen in der Verlustberechnung führt. Hierbei muss nicht nur auf die Last- und Erzeugungsschwankungen selbst, sondern auch auf die Messung dieser geachtet werden. Die Auswirkungen werden in Kapitel 4.2.1 näher untersucht.

Unsymmetrische Lastaufteilung

Asymmetrien entstehen grundsätzlich durch ungleichmäßige Belastung der drei Phasenleiter in einem Drehstromsystem und werden typischerweise von ein- und zweiphasig angeschlossenen Lasten oder Erzeugern hervorgerufen. Man bezeichnet ein Drehstromsystem als unsymmetrisch,

sobald seine Zeiger nicht mehr gleich groß und nicht mehr um 120° gegeneinander phasenverschoben sind.

Generell können bei einer unsymmetrischen Lastaufteilung zwei Fälle unterschieden werden:

Wird der Strom im Dreiphasensystem ohne Neutralleiter nicht nur symmetrisch, aus Sicht der symmetrischen Komponenten, als reines Mitsystem I^1 der Grundschiwingung übertragen, sondern auch als Gegensystem I^2 , zum Beispiel durch den Anschluss von Lasten oder Erzeugern zwischen zwei Außenleitern, so erhöht sich die Summe der Verluste in den Phasenleitern.

$$P_V = 3 \cdot R \cdot (I^{1^2} + I^{2^2}) \quad (2.2)$$

bzw. zeitdiskret

$$P_V = R \cdot \sum_{L=1}^3 I_{L(t)}^2 \quad (2.3)$$

Den zweiten Fall stellt die im Vierleiternetz (Niederspannungsnetz) häufig anzutreffende einphasige Anschlussform zwischen Außenleiter und Neutralleiter dar. In diesem Fall führt auch der Neutralleiter I_N einen Strom, welcher ebenfalls Verluste im Leiter verursacht, welcher aus Sicht der symmetrischen Komponenten das Nullsystem I^0 darstellt.

$$P_V = 3 \cdot R \cdot (I^{1^2} + I^{2^2} + I^{0^2}) \quad (2.4)$$

bzw. zeitdiskret

$$P_V = R \cdot \sum_{L=1}^4 \int_0^T I_{L(t)}^2 dt \quad (2.5)$$

Detaillierte Untersuchungen zur Auswirkung unsymmetrischer Lastaufteilung im Niederspannungsnetz finden sich in Kapitel 4.2.2.

Blindleistungstransport

Die Blindleistung stellt jene elektrische Leistung dar, die zum Aufbau von magnetischen Feldern (z.B. in Motoren, Transformatoren, Drosselpulen usw.) oder von elektrischen Feldern (z.B. in Kondensatoren, Kondensatormotoren, Kabeln) benötigt wird. Grundsätzlich ist eine verbrauchsnahe Aufbringung der benötigten Blindleistung anzustreben. Die Blindleistung ist ebenfalls über das Stromnetz zur Verfügung zu stellen bzw. abzunehmen und beeinflusst daher die Höhe der Ströme und somit auch die resultierenden Netzverluste. Der resultierende verlustrelevante Strom berechnet sich bekannterweise nach folgender Formel:

$$I_{(t)} = \sqrt{I_{W(t)}^2 + I_{B(t)}^2} \quad (2.6)$$

Detaillierte Untersuchungen zur Auswirkung des Blindleistungstransports auf Leitungen im Niederspannungsnetz finden sich in Kapitel 4.2.3.

Harmonische Oberschwingungen

Das heutige Lastaufkommen setzt sich nicht mehr nur aus linearen Lasten, also ohmschen, induktiven, kapazitiven Lasten und ihren Mischformen, bei denen die Ströme ausschließlich sinusförmig verlaufen, zusammen. Seit der zunehmenden Integration von elektronischen Gleich- und Umrichter-Bauteilen hat sich auch der Anteil nichtlinearer Lastanteile wesentlich gesteigert. Die resultierenden nichtlinearen Stromverläufe lassen sich auch als Summe einer Reihe von sinusförmigen Oberschwingungen betrachten, welche sich wiederum verluststeigernd auf die Stromwärmeverluste auswirken. Im Idealfall entspricht der Strom einer reinen Sinusschwingung der Grundschwingung. Unter dieser Annahme kann die Verlustarbeit in einem Leiterstrang nach Formel (2.7) bestimmt werden.

$$P_{V-H1} = R \cdot (I_{H1})^2 \quad (2.7)$$

Ist das Signal Oberschwingungsbehaftet, so ergibt sich die Verlustarbeit aus der Summe der Verlustleistungen der einzelnen Oberschwingungen h .

$$P_V = R \cdot \sum_{h=1}^n (I_h)^2 \quad (2.8)$$

In Hinblick auf Oberschwingungen gilt es zu erwähnen, dass sich Oberschwingungen des Mit- und Gegensystems im Sternpunkt ausgleichen, nicht jedoch Oberschwingungen des Nullsystems. Diese treten bei unsymmetrischer Last im Vier- oder Fünfleitersystem auf und können zu starken Belastungen des Neutralleiters führen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird bei der Betrachtung der Verlustleistung bzw. des wirkenden Stromes der Effektivwert angewendet. Eine detailliertere Untersuchung in Hinblick auf auftretende THD-Levels findet nicht statt.

Leitfähigkeit - Temperatur

Die Leitfähigkeit beeinflussende Faktoren spielen ebenfalls eine Rolle in Hinblick auf stromabhängige Verluste. Hauptsächlich ist dabei die Beeinflussung durch die Änderung der Leitertemperatur zu erwähnen. Diese wird hauptsächlich durch die Temperatur und thermische Leitfähigkeit des den Leiter umgebenden Mediums sowie die Leiterbelastung beeinflusst. Für die nachfolgenden Berechnungen wird näherungsweise der Wechselstromwiderstand bei 20° Celsius lt. Datenblatt angewendet.

Leitfähigkeit - Kontaktwiderstand

Zusätzlich zur Temperaturabhängigkeit führen auch Übergangswiderstände an Kontaktstellen zu Beeinflussungen der Leitfähigkeit eines Leiterstrangs. Diese elektrischen Kontaktwiderstände werden grundlegend in „Die technische Physik der elektrischen Kontakte“ (Ragnar, 1941) und (Höft, 1977) behandelt. Basierend darauf zeigt (Schröder, 1992) den Kontaktwiderstand geschlossener Verbindungsstellen in Abhängigkeit von der Betriebszeit bei unterschiedlichen Belastungsströmen, welche von einem Kontaktwiderstand (fremdschichtfrei) von ca. 20 $\mu\Omega$ im Normalbetrieb (100-500A) bei Lebensdauern von ca. 50 Jahren ausgehen. Messungen von (Melhorn, 2008) an in Betrieb befindlichen 250 A Sicherungseinsätzen zeigen, dass Abweichungen zu optimalen Labormessungen

kaum festzustellen sind. Aus diesem Grund wird auf detailliertere Betrachtungen der Kontaktwiderstände im Rahmen dieser Arbeit verzichtet, wohlwissend, dass es in Einzelfällen durchaus zu nennenswerten Kontaktwiderständen kommen kann. Diese Stellen führen jedoch meist aufgrund der resultierenden Erwärmung und der daraus erhöhten thermomechanischen Beanspruchung innerhalb begrenzter Zeiträume zu Fehlern.

2.2.2 Spannungsabhängige Verluste

Zusätzlich zu den stromabhängigen Verlusten treten bei der Übertragung elektrischer Energie spannungsabhängige Verluste auf. Die Größe der spannungsabhängigen Verluste hängt zu einem großen Teil von der Höhe der Betriebsspannung sowie dem Isolationszustand des Netzes ab. Die Bestimmung der spannungsabhängigen Verluste ist aufgrund der geringen Schwankungsbreite der Netzspannung, welche häufig als konstant anzusehen ist, im Vergleich zu den stromabhängigen Verlusten, einfach.

Hystereseverluste

Hystereseverluste entstehen durch die ständige Umpolung der Elementarmagnete in ferromagnetischen Werkstoffen (v.a. Transformatoren) im wechselnden Magnetfeld. Da sich die „Weißschen Bezirke“ bei Betragsänderung des Magnetfelds in Richtung Sättigung vergrößern und dabei unter Aufwendung von Energie ihre Grenzfläche neu finden müssen, setzen diese die Energie des magnetischen Feldes in Wärme um. Jede Änderung der Richtung des magnetischen Wechselflusses erfolgt zweimal pro Periode.

Wirbelstromverluste

Wirbelstromverluste entstehen durch Spannungen, welche durch das zeitlich veränderliche Magnetfeld des Magnetisierungsstromes im Eisen induziert werden. Infolge der induzierten Spannungen entstehen Wirbelströme, welche zu Wirbelstromverlusten führen. Um diese möglichst klein zu halten, wird der Eisenkern aus gegeneinander isolierten Blechen aufgebaut.

Dielektrische Verluste

Die als Dielektrikum verwendeten Isolierstoffe sind in der Realität keine idealen Isolatoren, d.h. sie verfügen über eine sehr geringe Leitfähigkeit. Dies führt dazu, dass ein zusätzlicher Verluststrom über das Dielektrikum fließt und dort in Wärme umgesetzt wird. Dieser Verluststrom kann über den Lade- und den Verlustfaktor $\tan\delta$ berechnet werden.

Koronaverluste

Koronaverluste werden maßgeblich durch die elektrische Feldstärke an der Oberfläche von Hochspannungsleitern bestimmt. Wird die Durchbruchfestigkeit von Luft überschritten, so setzt - ausgehend von der Leiteroberfläche - ein Übergang von Ladungsträgern ein, der sich als Glimmerscheinung äußert. Eine Berücksichtigung ist nur bei sehr hohen Feldstärken und somit in der Hochspannungsebene notwendig.

Isolationsverluste

Durch Schmutzpartikel in Verbindung mit Regen, Nebel, Tau, Schnee und Ähnlichem kommt es zu einer Verunreinigung von Hochspannungsisolatoren. Die Verschmutzungen führen zu einem niederohmigeren (verkürzten) Kriechweg entlang der Isolatoroberfläche und damit zu einer Verschlechterung der Isolierfähigkeit. Die Abschätzung der Ableitverluste bzw. der entsprechenden Verlustarbeit erfolgt meist über Richtwerttabellen mit Angaben der Verlustleistung über eine bestimmte Strecke bei verschiedenen Wetterverhältnissen, die je nach Region variieren können. Isolations- und Ableitverluste treten in merklicher Größe ab Spannungen von ca. 60 kV aufwärts auf und können in darunterliegenden Spannungsebenen vernachlässigt werden.

2.2.3 Zusatzverluste

Die eindeutige Zuordnung von Verlusten in eine der beiden zuvor genannten Kategorien ist nicht immer möglich. Diese Verlustkomponenten können als Zusatzverluste definiert werden. Dazu zählen unter anderem Systemelemente, deren Energiebedarf nicht eindeutig abgegrenzt werden kann, wie

- Kompensationseinrichtungen
- Messeinrichtungen
- Kabelkühleinrichtungen
- Sicherheitseinrichtungen.

2.3 Nichttechnische Netzverluste

Nichttechnische Netzverluste können in wenig entwickelten Energiemärkten und Schwellenländern, hauptsächlich aufgrund von Energiediebstahl, durchaus Größenordnungen im zweistelligen Prozentbereich erreichen. In entwickelten Ländern sind nichttechnische Netzverluste vor allem auf Datenverarbeitungsfehler, defekte Zähleinrichtungen bzw. falsche Ablesung zurückzuführen.

2.3.1 Unstetigkeiten in der Datenverarbeitung

Defekte Messeinrichtungen

Defekte und ungenaue Zähleinrichtungen können zu zusätzlichen Netzverlusten führen. In Hinblick auf das Gesamtverlustaufkommen sind fehlerhafte Messeinrichtungen jedoch zu vernachlässigen.

Unstetigkeiten bei der Datenverarbeitung

Sowohl die manuelle Ablesung von Zähleinrichtungen, als auch deren digitalisierte Weiterverarbeitung kann in Hinblick auf eine Verlustabgrenzung zu erhöhten nichttechnischen Verlusten beitragen. Basierend auf durchgeführten Untersuchungen, führen besonders die fehlerhafte Integration von Einspeiseanlagen sowie Importen und Exporten zu zusätzlichen datenverarbeitungsbedingten Netzverlusten. Systemumstellungen im Bereich der Messdatensicherung stellen ebenfalls eine Quelle für zusätzliche Netzverluste dar. Die erwähnten Unstetigkeiten kommen bevorzugt bei der Verlustbestimmung durch bilanzielle Abgrenzung zum Tragen.

Unstetigkeiten im Abrechnungswesen

Fehlverrechnungen sowie nicht verrechnete Anlagen und Bewertungsabweichungen bei pauschalieren Anlagen stellen ebenfalls Fehlerquellen dar. Informationen zu deren Größenordnung in Hinblick auf deren Anteil an den nichttechnischen Verlusten sind in der Literatur nicht zu finden.

2.3.2 Energiediebstahl

In entwickelten Gesellschaften spielen nichttechnische Verluste aufgrund von Energiediebstahl bzw. nach Strafgesetzbuch des Delikts der „Entziehung elektrischer Energie“ (BGB, 1974) eine untergeordnete Rolle. Aus diesem Grund sind nur wenige Zahlen, wie zum Beispiel in (Ernst & Young, 2013), wo auf Basis einer Expertenbefragung ein Wert von 0,05 % der Einspeiseenergie angegeben wird, verfügbar, doch sind kaum aktuelle Zahlen hinsichtlich dieser Thematik zu finden. In weniger entwickelten Gesellschaften kann der Anteil der Verluste durch Stromdiebstahl die Größenordnung der technischen Verluste übersteigen, die dort im Bereich von 10-15 %, teils sogar wesentlich höher liegen können.

Veröffentlichte Daten des türkischen Verteilnetzbetreiber TEDAS (Tedas, 2009) zeigen beispielhaft die enorme Spanne an nichttechnischen Verlusten anhand verschiedener türkischer Provinzen. Dabei ist eine Schwankungsbreite des Verlustanteils an der übertragenen Energie von 8-75 % zu sehen und daher ein nicht unwesentlicher Anteil den nichttechnischen Verlusten zuzurechnen.

2.4 Quantifizierung von Netzverlusten

2.4.1 Bilanzielle Abgrenzung

Die für den Betreiber eines elektrischen Übertragungsnetzes effektivste Methode zur Quantifizierung von Netzverlusten, bezogen auf den zeitlichen Aufwand, stellt die bilanzielle Abgrenzung dar. Die bilanzielle Abgrenzung beschreibt die Gegenüberstellung von gemessener Einspeisung und Importen P_{ES+IM} zu den gemessenen Abgaben und Exporten P_{AB+EX} in einem definierten Zeitraum T . Die daraus resultierende Differenz stellt die auftretende, für den Netzbetreiber kostenrelevante Verlustenergiemenge dar.

$$W_{V(T)} = \int_0^T P_{ES+IM(t)} dt + \int_0^T P_{AB+EX(t)} dt \quad (2.9)$$

Die ermittelte Energiemenge beschreibt sämtliche für den Netzbetreiber als Verluste ausgewiesenen Posten. Dazu zählen sowohl die technischen Verluste als auch nichttechnische Verlustanteile, wie dies zum Beispiel kommerzielle Verluste darstellen. Die bilanzielle Abgrenzung von Netzverlusten stellt eine geeignete Methode zur Erstabschätzung dar. Die Genauigkeit der Bestimmung ist mit gewissen Anforderungen an das zu Grunde liegende Datenmaterial verbunden. Hier ist vor allem die zeitliche Abgrenzung zu erwähnen, wobei in den höherliegenden Netzebenen NE 1 – NE 4 meist 15-Minuten-Messwerte zur Verfügung stehen, welche je nach Betrachtungszeitraum zur Abgrenzung herangezogen werden können.

Bei der Bestimmung der abgegebenen Energiemenge in den unterlagerten Netzebenen NE 5 - NE 7 ist eine zeitliche Abgrenzung auf einen bestimmten Betrachtungszeitraum nur mehr erschwert möglich, da aufgrund der rollierenden Ablesung kaum zeitpunktgenaue Messdaten zur Verfügung stehen. In diesen Netzbereichen wird die Energieabgabe meist auf Grundlage von Jahresmesswerten (Zählerablesung) bestimmt bzw. extrapoliert. Für die Berechnung werden diese Werte von der eingespeisten Energiemenge bilanziell abgegrenzt. Importen P_{IM} und Exporten P_{EX} kommt in diesen Netzebenen durch die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen eine steigende Rolle zu.

$$W_{V(T)} = \int_0^T P_{ES(t)} dt + \int_0^T P_{IM(t)} dt - \sum_0^N W_{AB(T)} - \int_0^T P_{EX(t)} dt - W_{KOM(T)} \quad (2.10)$$

Durch die Verwendung von Jahresmessmittelwerten können kommerzielle Verluste (W_{KOM}) kaum bzw. nicht abgegrenzt werden. Stromdiebstahl, Fehlerrechnungen, Fehlablesungen, nicht verrechnete Anlagen, sowie Bewertungsabweichungen bei pauschalierten Anlagen und Ungenauigkeiten, welche durch die Extrapolation der Messdaten entstehen, können im Rahmen der Verlustbestimmung nicht differenziert, geschweige denn abgegrenzt betrachtet werden.

Für das Bestreben, die Verluste beim Betrieb eines Netzes zu senken, ist nicht nur die quantitative, summierte Verlustenergiemenge, sondern die genaue Kenntnis über die einzelnen Verlustquellen eine wichtige Voraussetzung, um betriebswirtschaftlich optimale Entscheidungen zu treffen und gezielte Investitionen zu ermöglichen. Um die Verlustaufteilung in einzelne Netzteile bzw. Betriebsmittelgruppen zu ermöglichen, werden rechnerische Verlustanalysen durchgeführt. Bisher wird häufig der Weg über Verlustfaktoren gewählt.

2.4.2 Arbeitsverlustfaktoren

Der Arbeitsverlustfaktor ϑ zur Bestimmung der lastabhängigen Netzverlustenergiemenge W_V beschreibt das Verhältnis zwischen der tatsächlichen Netzverlustleistung P_V im Vergleich zur auftretenden Netzverlustleistung bei Maximallast $P_{V(S_{max})}$ im betrachteten Zeitraum T .

$$W_V = \vartheta \cdot P_{Vmax} \cdot T \quad (2.11)$$

Dies ermöglicht es, die Netzverluste in einem Netzbereich auf Basis der Beschreibung des relativen Anteils der Fläche der Ganglinie des Stromquadrates zu beschreiben, ohne über detailliertere Informationen zum Lastgeschehen zu verfügen. Literaturstellen dazu sind unter Absatz 1.5 zu finden.

Unter der Annahme einer konstanten Spannung $U=konst$ und dem Zusammenhang $P_V = I^2 \cdot R$ sowie unter Annahme eines konstanten Lastfaktors $\cos\varphi$ und damit $P \sim I$ ($S \sim I$), ergibt sich folgende Vereinfachung, welche die Grundlage dieser Methode bildet:

$$\vartheta = \frac{W_V}{P_{Vmax} \cdot T} = \frac{\int_0^T P_V(t) dt}{P_{V(S_{max})} \cdot T} \xrightarrow{U \approx konst.} \frac{R \cdot \int_0^T I^2(t) dt}{R \cdot I_{max}^2 \cdot T} \xrightarrow{I^2 \sim S^2} \frac{\int_0^T S^2(t) dt}{S_{max}^2 \cdot T} \quad (2.12)$$

Die ideale Datenbasis für diese Methode stellt eine vollständige Zeitreihe über die Belastung im jeweiligen Netzabschnitt dar. In der Realität stehen jedoch kaum Zeitreihen zur Bestimmung des tatsächlichen Arbeitsverlustfaktors zur Verfügung, obwohl die Ermittlung heute in vielen Fällen durchaus möglich ist. Eine häufig angewendete Option zur Verlustermittlung stellt die Annäherung

von Dauerlinien dar. Dabei ist besonders die Beziehung zwischen dem Belastungsgrad m und dem Arbeitsverlustfaktor von Interesse.

Approximation von Jahresdauerlinien

Da die Möglichkeiten zur Aufzeichnung und Verarbeitung großer Datenmengen zu Beginn des letzten Jahrhunderts nur sehr begrenzt waren, wurde mit Hilfe mathematischer Funktionen auf Grundlage von wenigen spezifischen Einzelpunkten eine Jahresdauerlinie nachgebildet und auf Basis dieser unter Anwendung empirischer Faktoren die lastabhängige Jahresverlustarbeit in einem Netz bzw. Netzbereich bestimmt. Folgende für Dauerlinien charakteristische Faktoren fließen dabei in die Näherungsgleichungen ein:

Der dimensionslose Belastungsgrad m beschreibt das Verhältnis der mittleren übertragenen Leistung zur maximal übertragenen Leistung während eines definierten Betrachtungszeitraums T .

$$m = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T P(t) dt}{P_{max}} \quad (2.13)$$

Für eine Annäherung einer Dauerlinie mit Hilfe von mathematischen Funktionen wird zusätzlich häufig das Lastverhältnis m_0 , welches das Verhältnis von Minimallast zu Maximallast beschreibt, angewendet.

$$m_0 = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (2.14)$$

Auf diese Überlegungen unter zusätzlicher Anwendung von Näherungsgleichungen zur Nachbildung der Dauerlinien lässt sich eine Vielzahl von Verlustberechnungsmethoden auf Basis von Verlustfaktoren zurückführen.

2.4.3 Modellnetzberechnungen

Bei der Berechnung von Verteilnetzen wird häufig auf Modellnetze zurückgegriffen, welche durch Mittelung der Netzdaten in einzelnen siedlungsstrukturell ähnlichen Netzbereichen herangezogen werden. Beispiele hierfür sind unter anderem in (Scheffler, 2002) und (Kerber, 2011) zu finden. Ein typisches Beispiel dazu ist in folgender Abbildung 4 zu sehen.

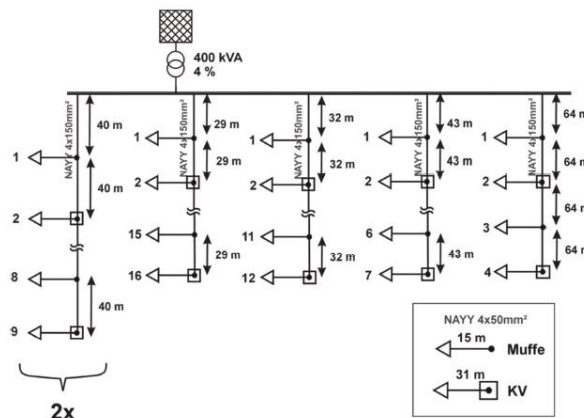


Abbildung 4: Beispiel eines Modellnetzes nach (Kerber, 2011) für eine dörfliche Siedlungsstruktur

Durch die Bildung von Durchschnittswerten bei Lasten als auch bei Leitungen werden verlust-technisch ungünstige Situationen (inhomogene Lastverteilung, geringe Querschnitte usw.) nicht berücksichtigt.

Ferner können Modellnetze topologisch nur eine grobe Näherung an die Wirklichkeit darstellen, da in den Netzausbau speziell in Niederspannungsnetzen eine Vielzahl von Faktoren einfließt. Selbst Präferenzen einzelner Mitarbeiter in Hinblick auf Ausbaustrategien können somit den Netzausbau stark beeinflussen.

3 Arbeitsverlustfaktoren

Kapitel 3 behandelt die Validierung der Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren und die zugrundeliegenden Näherungsfunktionen bei heutigem Lastaufkommen. Dazu werden Messungen an Ortsnetztransformatoren analysiert und, basierend darauf, die Genauigkeit der Näherungsfunktionen bestimmt. Anschließend werden durch Simulationsrechnungen der Einfluss von dezentralen Erzeugungsanlagen auf Dauerlinien und Arbeitsverlustfaktoren untersucht und die Entwicklung der Berechnungsgenauigkeit bei steigender Einspeiseleistung untersucht.

Der Arbeitsverlustfaktor dient generell der Bestimmung der lastabhängigen Verluste auf Basis einer Approximation von Jahresdauerlinien. Zur Bestimmung der Gesamtverluste ist zusätzlich die Ermittlung der lastunabhängigen Verluste notwendig. Diese erfolgt näherungsweise, meist basierend auf bekannten Betriebsmitteldaten ohne Berücksichtigung von äußeren Einflüssen, wie Temperatur und Witterung, bzw. dem daraus resultierenden Nutzerverhalten, und wird durch eine lineare Hochrechnung auf die Jahresbetriebsdauer einzelner Betriebsmittel realisiert. Der Schwerpunkt folgender Arbeiten liegt in der Untersuchung der Genauigkeit und Anwendbarkeit des Arbeitsverlustfaktors bei der Bestimmung von lastabhängigen Verlusten. Lastunabhängige Verluste werden in diesem Kapitel nicht berücksichtigt bzw. untersucht. Definitionsgemäß bezieht sich der Wirkarbeitsverlustfaktor auf das Verlustaufkommen bei maximaler Wirkleistung und der Scheinarbeitsverlustfaktor auf das Verlustaufkommen bei maximaler Scheinleistung.

3.1 Näherungsgleichungen vs. reale Lastprofile

Im ersten Schritt werden die bekannten Näherungsgleichungen mit realen im Rahmen der vorliegenden Arbeit generierten Messlastprofilen verglichen. Grundlegend werden dazu die Grenzszenarien dargestellt und basierend darauf weitere Analysen durchgeführt, um die Gültigkeit bei heutigem Lastaufkommen zu untersuchen.

3.1.1 Grenzszenarien des Belastungsgrades

Der Belastungsgrad bewegt sich bei gleicher übertragener Energiemenge zwischen zwei möglichen Grenzszenarien (Wolf M. , 1931). Ein Grenzszenario stellt dabei die Kombination aus Maximal- und Nulllastszenario dar, Abbildung 5 - Grenzszenario A. Das zweite Grenzszenario beschreibt eine kurzzeitige Maximallast bei konstantem mittlerem Lastaufkommen, Abbildung 6 - Grenzszenario B. Das heißt, die Relation zwischen dem Belastungsgrad und dem Arbeitsverlustfaktor ist maßgeblich von der Form der Dauerlinie bzw. dem Lastaufkommen abhängig.

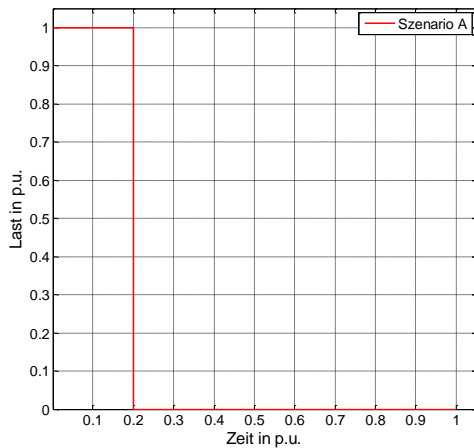


Abbildung 5: Grenzscenario A für einen Belastungsgrad $m=0.2$ im Betrachtungszeitraum T

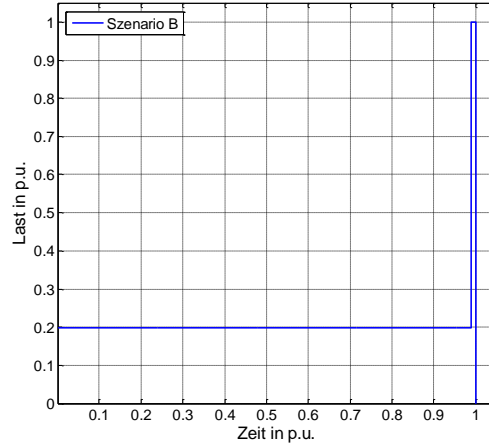


Abbildung 6: Grenzscenario B für einen Belastungsgrad $m=0.2$ im Betrachtungszeitraum T

Szenario A:

$$S_{max} \quad 0 \leq t \leq m \cdot T$$

$$m \cdot T \leq t \leq T$$

Szenario B:

$$m \cdot S_{max} \quad 0 \leq t \leq T - \Delta t$$

$$S_{max} \quad T - \Delta t \leq t \leq T \quad (\Delta t \ll T)$$

Der Belastungsgrad stellt eine quantitative Beschreibung der elektrischen Belastung in Betriebsmitteln dar. Die möglichen Verhältnisse zwischen Verlustfaktor und Belastungsgrad können auf die in Abbildung 5 und Abbildung 6 beschriebenen Grenzscenarien eingegrenzt werden.

Szenario A:

$$\vartheta_A = \frac{\int_0^{m \cdot T} (S_{max})^2 \cdot dt}{T \cdot S_{max}^2} = \frac{m \cdot T \cdot S_{max}^2}{T \cdot S_{max}^2} = m \quad (3.1)$$

Szenario B:

$$\vartheta_B = \frac{\int_0^T (m \cdot S_{max})^2 \cdot dt}{T \cdot S_{max}^2} = \frac{m^2 \cdot S_{max}^2 \cdot T}{T \cdot S_{max}^2} = m^2 \quad (3.2)$$

Abbildung 7 visualisiert die in den Formeln (3.1) und (3.2) hergeleiteten Grenzen, innerhalb welcher sich der Arbeitsverlustfaktor in Abhängigkeit vom Belastungsgrad bewegen kann.

Um auf die benötigten Dauerlinien zur Bestimmung geeigneter Arbeitsverlustfaktoren zu schließen, wurden verschiedene Näherungsformeln auf Basis der Untersuchung von Jahresdauerlinien durch gebrochene Linienzüge (Tröger, Großkraftübertragung, 1920), (Wachter, 1944), bzw. durch mathematische Gleichungen unter Berücksichtigung des Belastungsgrades (Norberg-Schulz, 1913), (Rossander, 1913), (Soschinski, 1918), (Norberg-Schulz, 1926) und (Junge, 1938) entwickelt.

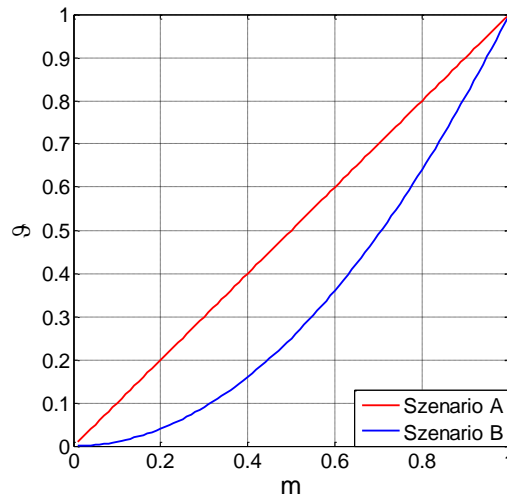


Abbildung 7: Grenzen des Verhältnisse zwischen Belastungsgrad m und Arbeitsverlustfaktor ϑ

Auf diese historischen Ansätze wird mit dem Verweis auf die umfassenden Arbeiten von Max Zebisch (Zebisch, 1959) in dieser Arbeit nicht näher eingegangen. Die Gültigkeit dieser Näherungen aufgrund der Änderung im Nutzungsverhalten von Elektrizität wird im weiteren Kapitel untersucht.

3.1.2 Näherungsgleichungen

Zur Ermittlung des Arbeitsverlustfaktors wurden speziell im 20. Jahrhundert viele Näherungen entwickelt, deren Gültigkeit bei aktuellem Lastaufkommen zu untersuchen ist. Die Näherungen beruhen dabei häufig auf Polynomialfunktionen und Potenzfunktionen, wie folgende Tabelle 1 zeigt.

Tabelle 1: Näherungsgleichungen zur Beschreibung von Lastkurven - Literaturrecherche

Bezeichner	Wirkarbeitsverlustfaktor ϑ	Quelle
Soschinski	$\frac{m^2(2 + m^2)}{1 + 2 \cdot m}$	(Soschinski, 1918)
Tröger	$0,078 - 0,022 \cdot m + 0,943 \cdot m^2$	(Tröger, Großkraftübertragung, 1920)
Jansen	$\frac{m + m^2}{2}$	(Jansen, 1926)
Buller und Wondrow	$0,3 \cdot m + 0,7 \cdot m^2$	(Buller & Woodrow, 1928)
Wolf	$0,083 \cdot m + 1,036 \cdot m^2 - 0,119 \cdot m^3$	(Wolf M. , 1931)
Fleck und Rahn	$\frac{m}{2 - m}$	(Fleck & Rahn, 1934)
Wichmann	$0,12 - 0,24 \cdot m + 1,12 \cdot m^2$	(Wichmann, 1936)
Junge	$m^{1,8}$	(Junge, 1938)
Langrehr	$\frac{2 \cdot m^2}{1 + m}$	(Langrehr, 1943)
Gangel und Probst	$0,15 \cdot m + 0,85 \cdot m^2$	(Gangel & Probst, 1965)
VDEW	$0,17 \cdot m + 0,83 \cdot m^2$	(VDEW e.V., 1978)
Gustafson und Baylor	$0,08 \cdot m + 0,92 \cdot m^2$	(Gustafson & Baylor, 1988)

Die Betrachtung des Arbeitsverlustfaktors in Abhängigkeit vom Belastungsgrad (Abbildung 8) zeigt, dass sich die Näherungsgleichungen im Bereich des Grenzszenarios B (mittlere Last mit kurzer Lastspitze) bewegen. Die Näherungsgleichung nach Tröger und Wichmann führt bei sehr kleinen Belastungsgraden ($m < 0,1$) zu Werten außerhalb der oberen Grenze nach Szenario A. Der Fokus der Untersuchungen liegt vorerst auf der Betrachtung der übertragenen Wirkleistung eines Betriebsmittels. Sämtliche untersuchte Näherungsgleichungen sind dazu in folgender Abbildung 8 dargestellt.

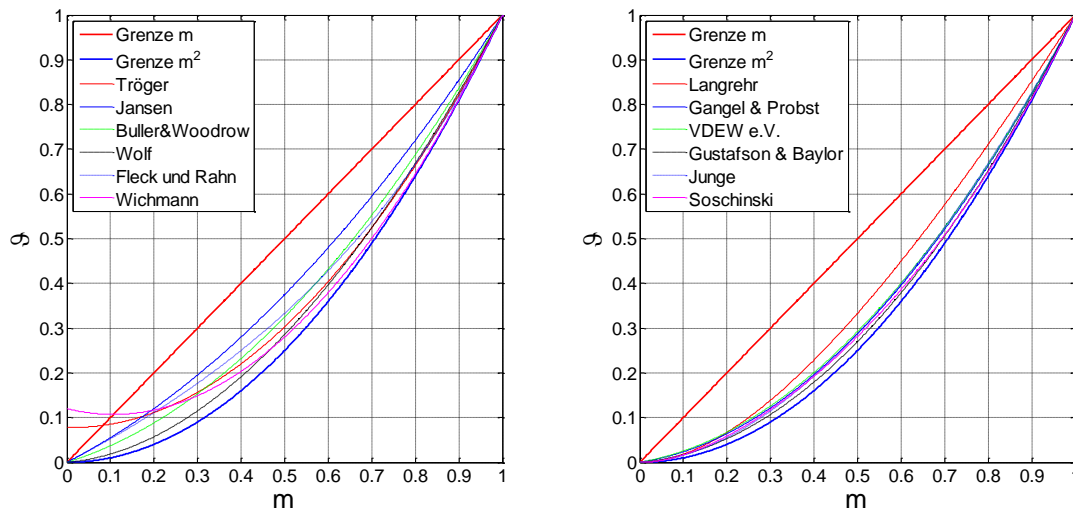


Abbildung 8: Ausgewählte Näherungsformeln (Tabelle 1) zur Bestimmung des Wirkarbeitsverlustfaktors und deren Abhängigkeit vom Belastungsgrad m im Vergleich

Geht man davon aus, dass sich zukünftige Netzstrukturen, welche sowohl intelligente Verbraucher als auch intelligente Netzelemente im Interesse eines gleichmäßigeren Lastaufkommens voraussetzen, durchsetzen werden, so wird sich der Arbeitsverlustfaktor zusehends der Grenze m^2 annähern.

3.1.3 Messwertanalyse

Im Rahmen der vorliegenden Forschungsarbeit wurden Messungen an 90 repräsentativen Niederspannungsverteiltertransformatoren im Netz von zwei unterschiedlichen Netzbetreibern durchgeführt. Diese werden herangezogen, um die ausgewählten und häufig angewendeten Näherungsgleichungen in Hinblick auf ihre Gültigkeit bei aktuellem Lastaufkommen zu untersuchen und Abweichungen auf Basis von Stichproben zu bestimmen. Eine detaillierte Aufstellung der Transformatoren findet sich im Anhang unter Kapitel 10.1.2.

Datenbasis der Untersuchung

Die Wirkleistungsmessung an den Verteiltransformatorstationen erfolgte über eine konventionelle Stromwandler-Lastprofilmessung. Von den analysierten Transformatorstationen ist das Jahreslastprofil aus dem Jahre 2011 in 15-Minuten-Messmittelwerten sowie deren Position, die zugehörigen Transformatorstationen, sowie näherungsweise die vorherrschende zugrundeliegende Verbraucherstruktur bekannt.

Standardabweichung und Variation

Auf Basis der angepassten Messwertreihen über 8760 h wurde der Arbeitsverlustfaktor für die untersuchten Transformatoren nach Formel (2.12) ermittelt und zur Veranschaulichung das mittlere Verhältnis von Belastungsgrad zu Arbeitsverlustfaktor in Abbildung 9 je Netzbetreiber dargestellt.

$$\vartheta = \frac{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T I^2(t) dt}{I_{max}^2} \quad (3.3)$$

Abbildung 10 zeigt den Einfluss der Lastzusammensetzung auf das Ergebnis der Arbeitsverlustfaktor-berechnung, wobei hier zwischen vorwiegender Haushaltslast und vorwiegender Gewerbelast unterschieden wurde. Es ist zu erkennen, dass der Arbeitsverlustfaktor sich bei einer Akkumulation von Haushaltslasten im Vergleich zu Gewerbelasten tendenziell näher an der Grenze m^2 bewegt. Dies ist auf die typische Form der Dauerlinie von Gewerbebetrieben mit einem kurzen, aber stark ansteigenden Abschnitt im Bereich von 50 % der Betrachtungsdauer zurückzuführen.

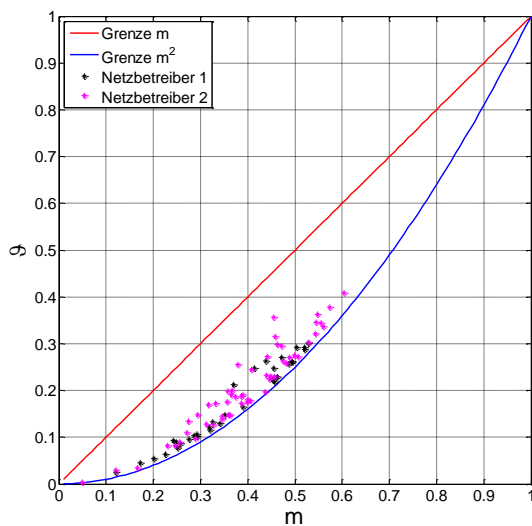


Abbildung 9: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor, dargestellt nach Netzbetreiber

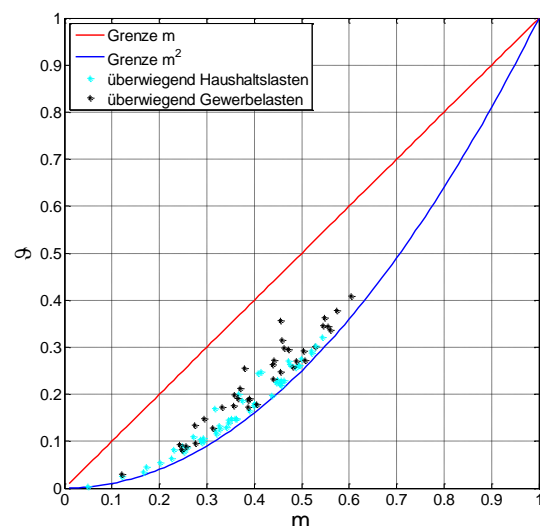


Abbildung 10: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor, dargestellt nach vorwiegendem Lastgeschehen

Betrachtet man den großen Streubereich des Arbeitsverlustfaktors zwischen 0,02 und 0,42, so ist bereits aus diesen Darstellungen erkennbar, dass die Anwendung eines Arbeitsverlustfaktors für mehrere Betriebsmittel (in diesem Fall Netztransformatoren) eines Netzgebietes nicht zielführend ist, da es zu großen Abweichungen kommt. Ein Belastungsgrad m von 0,45 kann lt. den durchgeführten Messungen einen Arbeitsverlustfaktor von 0,2, aber auch 0,36 bedeuten.

Zum Vergleich der Qualität einzelner Näherungsgleichungen (NG) wird die Streuung der berechneten Arbeitsverlustfaktoren unter Bestimmung der Standardabweichung s nach Formel (3.4)

$$s = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (\vartheta_i - \vartheta_{NG})^2} \quad (3.4)$$

und des Variationskoeffizienten r nach Formel (3.5) bestimmt.

$$r = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left| \left(\frac{\vartheta_i}{\vartheta_{NG}} - 1 \right) \right| \cdot 100 \quad (3.5)$$

Es ergeben sich daraus folgende in Tabelle 2 angeführte Standardabweichungen und Variationskoeffizienten der Transformator-Messwertreihen im Vergleich zum Ergebnis einer Berechnung der in Tabelle 1 beschriebenen Näherungsgleichungen. Um die Auswirkung von Ausreißern zu mindern, werden sowohl ein 0,8-Quantil ($r_{0,8}$), ein 0,9-Quantil ($r_{0,9}$) als auch ein 0,95-Quantil ($r_{0,95}$) der Absolutwerte der relativen Abweichung bestimmt.

Tabelle 2 zeigt, dass die Standardabweichung sowie die Variationskoeffizienten bei Anwendung der Näherungsfunktionen nach Wolf (Wolf M. , 1931), Junge (Junge, 1938) bzw. Soschinski (Soschinski, 1918) die besten Näherungen für ein gemischtes Lastaufkommen aus Haushalts- und Gewerbelasten ergeben. Die maximale mittlere Abweichung (Variationskoeffizient) der gewählten Stichprobe beträgt 32,2 % (Jansen, 1926), die minimale mittlere Abweichung 10 % (Soschinski, 1918). Selbst bei Elimination der Ausreißer sind die genannten Näherungsfunktionen zu favorisieren. Die Abweichung vom Mittelwert geht bei $r_{0,8}$ fast auf die Hälfte zurück. In einem weiteren Schritt erfolgt die Berechnung unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzbetreiber sowie der unterschiedlichen Verbraucherstruktur der betrachteten Transformatoren.

Tabelle 2: Standardabweichung und Variationskoeffizienten der untersuchten Näherungsfunktionen für alle untersuchten Messwerte

Näherungsgleichung	s	r	$r_{0,95}$	$r_{0,9}$	$r_{0,8}$
	1	%	%	%	%
Träger	0,033	19,5	16,5	15,1	12,7
Jansen	0,078	32,2	30,3	29,2	27,2
Buller und Wondrow	0,036	19,0	17,2	16,3	14,6
Wolf	0,017	10,3	8,5	7,5	5,8
Fleck und Rahn	0,051	25,1	22,8	21,6	19,3
Wichmann	0,029	17,9	14,6	13,0	10,4
Langrehr	0,034	15,2	14,6	14,1	13,1
Gangel und Probst	0,018	10,9	9,2	8,4	7,0
VDEW	0,019	11,7	10,1	9,4	8,2
Gustafson und Baylor	0,019	12,1	9,8	8,6	6,0
Junge	0,017	10,2	8,5	7,5	5,9
Soschinski	0,017	10,0	8,4	7,4	5,8

In (Zebisch, 1959) (S. 40f) werden die grundlegenden Funktionen zur näherungsweise Beschreibung von Dauerlinien, welche den einzelnen Näherungsfaktoren aus Tabelle 1 zu Grunde liegen, erläutert.

Die Ergebnisse aus der netzbetreiber-spezifischen Betrachtung in Tabelle 3 zeigen, dass die optimale Näherungsgleichung von Netzbetreiber zu Netzbetreiber variiert. Die Abweichung zwischen dem realen Arbeitsverlustfaktor und den aus der Näherungsgleichung ermittelten Arbeitsverlustfaktoren liegen dabei bei maximal 32,8 % sowie bei minimal 3,1 %.

Betrachtet man die Standardabweichung als Maß für die Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors anhand von Näherungsgleichungen und vergleicht das Ergebnis mit dem tatsächlichen Arbeitsverlustfaktor, berechnet auf Basis von Ganglinien mit 15-Minuten-Messmittelwerten, so befinden sich diese im Mittel innerhalb von 36,9 % (Netzbetreiber 1) und 24,1 % (Netzbetreiber 2). Die besten Näherun-

gen werden mit Näherungsgleichungen nach Gustafson und Baylor (Netzbetreiber 1) und Soschinski (Netzbetreiber 2) erzielt.

Tabelle 3: Standardabweichung und Variationskoeffizienten für unterschiedliche Netzbetreiber

Netzbetreiber 1						Netzbetreiber 2					
Näherungsgleichung	s	r	r _{0,95}	r _{0,9}	r _{0,8}	Näherungsgleichung	s	r	r _{0,95}	r _{0,9}	r _{0,8}
	1	%	%	%	%		1	%	%	%	%
Tröger	0,039	23,9	21,5	19,7	17,6	Tröger	0,030	16,7	13,3	11,9	10,1
Jansen	0,084	36,9	35,6	34,4	32,8	Jansen	0,073	29,2	27,0	25,8	24,1
Buller und Wondrow	0,041	22,8	21,5	20,5	19,2	Buller und Wondrow	0,033	16,6	14,5	13,6	12,2
Wolf	0,013	7,2	6,1	5,4	4,9	Wolf	0,020	12,3	10,5	9,0	7,1
Fleck und Rahn	0,058	29,9	28,2	26,8	25,0	Fleck und Rahn	0,046	22,0	19,4	18,1	16,3
Wichmann	0,032	21,6	18,8	16,7	14,4	Wichmann	0,027	15,6	11,9	10,3	8,1
Langrehr	0,035	16,9	16,4	15,9	15,1	Langrehr	0,033	14,2	13,5	12,8	11,8
Gangel und Probst	0,015	9,7	9,0	8,4	7,7	Gangel und Probst	0,020	11,7	9,6	8,4	6,8
VDEW	0,018	11,5	10,8	10,2	9,4	VDEW	0,020	11,9	9,8	8,7	7,5
Gustafson und Baylor	0,010	7,0	5,4	4,1	3,1	Gustafson und Baylor	0,024	15,3	13,1	11,3	8,8
Junge	0,013	7,4	6,4	5,6	5,2	Junge	0,020	12,1	10,2	8,7	6,9
Soschinski	0,013	7,6	6,6	6,0	5,4	Soschinski	0,020	11,6	9,8	8,5	6,7

Wird eine Auswertung nach dem vorwiegenden Lastaufkommen gewählt (Tabelle 4), so ist eine bessere Näherung tendenziell bei der Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors von Gewerbelasten zu erkennen. Die minimale Abweichung liegt im Mittel bei 6,7 %.

Tabelle 4: Standardabweichung und Variationskoeffizienten nach vorwiegenden Lastaufkommen

Last – vorwiegend Haushalte						Last - vorwiegend Gewerbe					
Näherungsgleichung	s	r	r _{0,95}	r _{0,9}	r _{0,8}	Näherungsgleichung	s	r	r _{0,95}	r _{0,9}	r _{0,8}
	1	%	%	%	%		1	%	%	%	%
Tröger	0,025	12,8	10,8	9,6	7,5	Tröger	0,040	25,1	22,6	20,2	17,7
Jansen	0,068	24,7	23,4	22,2	20,4	Jansen	0,085	38,5	37,0	35,5	33,7
Buller und Wondrow	0,029	12,4	11,4	10,5	8,9	Buller und Wondrow	0,043	24,5	22,9	21,7	20,1
Wolf	0,024	13,3	11,6	10,3	8,3	Wolf	0,011	7,8	6,5	5,8	5,1
Fleck und Rahn	0,040	17,2	15,7	14,4	12,5	Fleck und Rahn	0,060	31,6	29,8	28,1	26,0
Wichmann	0,026	13,5	11,2	9,9	7,5	Wichmann	0,031	21,6	18,8	16,0	13,0
Langrehr	0,030	11,8	11,2	10,6	9,4	Langrehr	0,037	18,1	17,7	17,2	16,4
Gangel und Probst	0,023	11,4	9,7	8,8	7,1	Gangel und Probst	0,014	10,5	9,2	8,2	7,3
VDEW	0,022	10,9	9,3	8,5	7,2	VDEW	0,018	12,4	11,0	10,2	9,1
Gustafson und Baylor	0,032	18,5	16,6	15,0	12,5	Gustafson und Baylor	0,008	6,7	5,3	3,9	2,7
Junge	0,024	13,7	12,0	10,6	8,4	Junge	0,012	7,4	6,5	5,9	5,3
Soschinski	0,025	13,2	11,4	10,3	8,3	Soschinski	0,011	7,3	6,5	6,0	5,3

Die durchgeführten Berechnungen zeigen, dass unter der Voraussetzung, dass sowohl die maximal auftretende Leistung als auch die mittlere Leistung der untersuchten Betriebsmittel bekannt sind, mit den Näherungsgleichungen nach Soschinski, Junge und Wolf (Tabelle 2) die besten Ergebnisse mit einer mittleren Genauigkeit von etwa 10 % erreicht werden und somit für die Annäherung des Arbeitsverlustfaktors über Dauerlinien auch noch bei heutigem Lastaufkommen geeignet sind.

Vereinfachte Näherung über Exponentialfunktion

Ein weiterer häufig verwendeter Ansatz zur näherungsweise Berechnung des Arbeitsverlustfaktors stellt die Approximation über die Funktion m^x dar. Nach Formel (3.6) wurde der Exponent für jeden einzelnen Arbeitsverlustfaktor bestimmt.

$$x = \frac{\log(\vartheta)}{\log(m)} \quad (3.6)$$

Die Werte für die analysierten Ganglinien liegen dabei zwischen $x= 1,3$ und $x=1,96$ und sind im Anhang in Tabelle 20 und Tabelle 21 angeführt.

Um das Verhalten der gemessenen Ganglinien bei unterschiedlichen Benutzungsgraden zu untersuchen, wird die Jahresdauerlinie in 52 Wochendauerlinien unterteilt und daraus je Wochendauerlinie ein Arbeitsverlustfaktor ermittelt. Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigen beispielhaft die gute Annäherung der Funktion auf Grundlage der berechneten Exponenten.

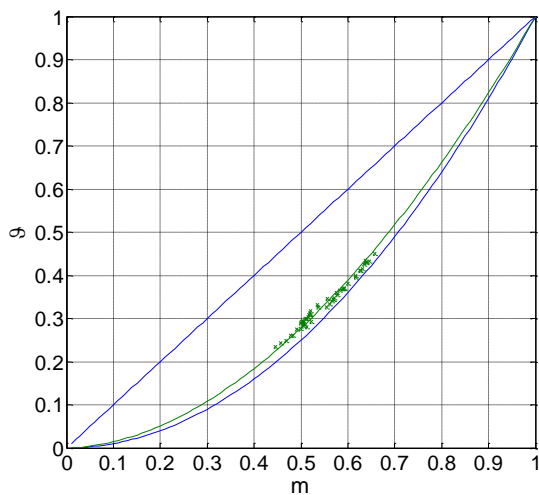


Abbildung 11: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor auf Basis der Auswertung von Wochendauerlinien – Exponent $x=1,85$

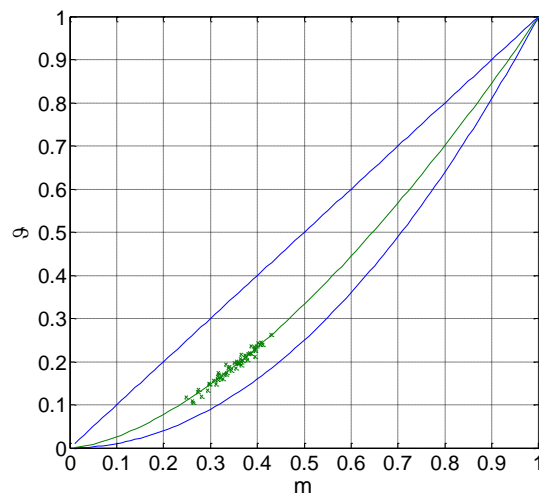


Abbildung 12: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor auf Basis der Auswertung von Wochendauerlinien – Exponent $x=1,59$

Unter Anwendung der linearen Regression auf Basis der kleinsten Fehlerquadrate wird der Exponent der Funktion m^x bestimmt sowie der zugehörige Determinationskoeffizient R^2 berechnet.

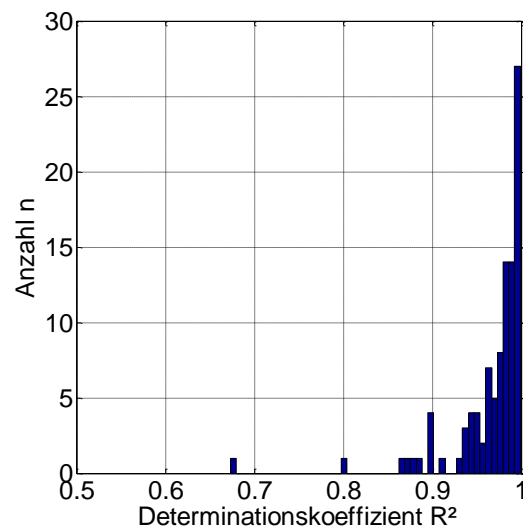
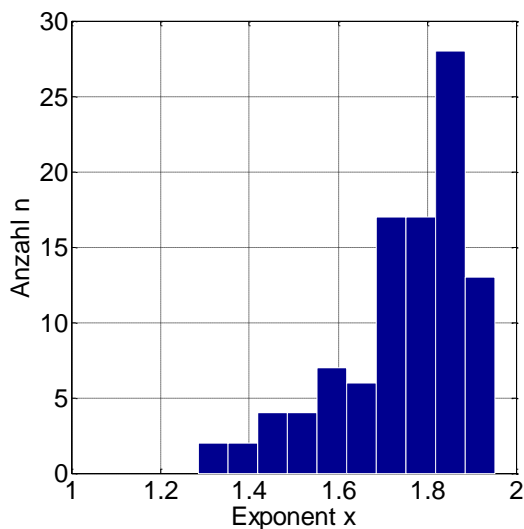


Abbildung 13: Ergebnis der Exponenten-Bestimmung aller untersuchter Transformatoren, basierend auf Wochendauerlinien

Selbst bei einer Betrachtung der Wochendauerlinie tritt der Exponent im Bereich um 1,85 häufig auf, jedoch ist der Streubereich von 1,3 - 1,96 als groß einzustufen. Der Determinationskoeffizient in Abbildung 13 zeugt bei bekanntem Exponenten von einer guten Anpassung der Arbeitsverlustfaktoren der Wochen-Dauerlinie zu den Näherungsfunktionen.

3.2 Wirkarbeits- vs. Scheinarbeitsverlustfaktor

Stehen bei der Berechnung des Arbeitsverlustfaktors weder Blindleistungs- noch Scheinleistungsganglinien zur Verfügung, so ist es notwendig, das Verhalten der Blindleistung in Abhängigkeit von der Wirkleistung anzunähern. Verfahren zur Berechnung der Arbeitsverlustfaktoren der Blind- und Scheinleistung können prinzipiell in zwei Gruppen unterteilt werden. Die eine unterstellt eine lineare Abhängigkeit der Blindlast von der Wirklast, die andere geht von nicht linearen Gesetzmäßigkeiten aus. Zur linearen Gruppe zählt unter anderem die Arbeit von Tröger (Tröger, Großkraftübertragung, 1920), zu den nichtlinearen Arbeiten jene von (Solling, 1949) und (Gattnarzik, n.v.), und die wohl am häufigsten verwendete Formel ist ursprünglich beschrieben von Rossander (Rossander, 1913),

$$\cos(\varphi) = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{P_{max}}{P(t)} \cdot \tan^2(\varphi)}} \quad (3.7)$$

interpretiert von Holmgren in der Schreibweise nach Rung (Rung, 1925). Dieser geht davon aus, dass der prozentuale Zuwachs der Blindleistung halb so groß ist wie der prozentuale Zuwachs der Wirkleistung, wie folgende Ableitung zeigt. Geht man davon aus, dass die prozentuale Zunahme der Blindleistung proportional dem Zuwachs der Wirkleistung sein soll, lässt sich folgende Differenzialgleichung anschreiben, wobei k eine Proportionalitätskonstante darstellt.

$$\frac{dQ(t)}{Q(t)} = k \cdot \frac{dP(t)}{P(t)} \quad (3.8)$$

Nach Integration der DGL ergibt sich

$$\ln(Q(t)) = k \cdot \ln(P(t)) + \ln(C) \quad (3.9)$$

bzw.

$$Q(t) = C \cdot P(t)^k \quad (3.10)$$

mit der Integrationskonstante C . Mit $P(t) = P_{max}$ und $Q(t) = Q_{max}$ ergibt für die Integrationskonstante $C = \frac{Q_{max}}{P_{max}^k}$ und somit

$$Q(t) = \frac{Q_{max}}{P_{max}^k} \cdot [P(t)]^k \quad (3.11)$$

Beschreibt man nun das Verhältnis $\frac{Q(t)}{P(t)}$ bzw. den $\tan(\varphi)$ und setzt dafür das Ergebnis aus Formel (3.11) ein ergibt sich

$$\frac{Q(t)}{P(t)} = \frac{Q_{max}}{P_{max}^k} \cdot \frac{[P(t)]^k}{P(t)} = \frac{Q_{max}}{P_{max}} \cdot \left(\frac{P(t)}{P_{max}}\right)^{k-1} \quad (3.12)$$

bzw. setzt man für $k = \frac{1}{2}$ ein, was einen halb so großen prozentuellen Zuwachs der Blindleistung im Vergleich zum Zuwachs der Wirkleistung bedeutet, erhält man

$$\frac{Q(t)}{P(t)} = \frac{Q_{max}}{P_{max}} \cdot \sqrt{\frac{P_{max}}{P(t)}} \quad (3.13)$$

und somit die bekannte Formel nach Holmgren-Rung.

$$\frac{Q_{(t)}^2}{Q_{max}^2} = \frac{P_{(t)}}{P_{max}} \quad (3.14)$$

Stellt man diese Näherung gleichzeitig mit den Messwerten dar, so ist ein breiter Streubereich ersichtlich, wie dies exemplarisch in Abbildung 14 und Abbildung 15 gezeigt werden kann. Auf Basis der Messwerte ist zu erkennen, dass der Zeitpunkt der maximalen Blindleistung nur selten mit dem Zeitpunkt der maximalen Wirkleistung zusammenfällt. Dies sowie der große Streubereich erschweren die Anwendung der angeführten Näherungsfunktion.

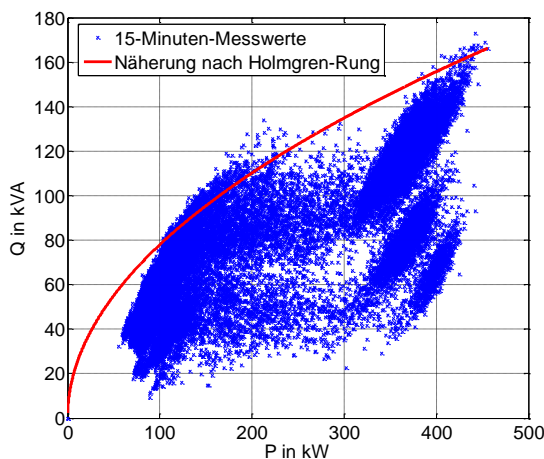


Abbildung 14: Näherung nach Holmgren-Rung exemplarisch – schlechte Näherung

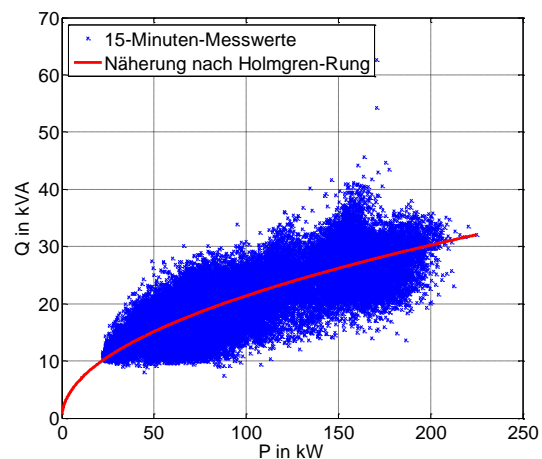


Abbildung 15: Näherung nach Holmgren-Rung exemplarisch – gute Näherung

Des Weiteren finden sich auch eigens entwickelte Arbeitsverlustfaktoren des Blindstroms (Piepke, 1959), welche, wie viele Arbeiten, aufgrund der spezifischen Ausarbeitung heute nur mehr historisch von Bedeutung sind. Zur Untersuchung der Abhängigkeiten zwischen Wirk- und Blindleistung in Hinblick auf deren Anwendung in Zusammenhang mit Arbeitsverlustfaktoren werden wiederum die zur Verfügung stehenden Transformatorganglinien angewendet.

Zur Veranschaulichung des weiten Streubereichs sind die Blindleistungswerte in Abhängigkeit der 15-Minuten-Phasensummen-Leistungs-Messmittelwerte in der folgenden Abbildung 16 dargestellt und über eine lineare Regression angenähert. Durch die dargestellten linearen Regressionsgeraden ist der breite Streubereich zu erkennen, wobei das Verhältnis von Wirk- zu Blindleistung bei geringen Leistungen im Mittel der Messwerte einer Station bei maximal 3:1 und bei höheren Leistungen im Mittel bei Maximal 2,5:1 liegt, wie aus den Regressionsgeraden zu erkennen ist.

Anzumerken ist hierbei, dass im Niederspannungsnetz die kapazitiven Netz-Blindleistungen, welche aus Kabelstrecken resultieren, vernachlässigt werden können. Dies gilt jedoch nicht bei der Betrachtung von Mittelspannungsnetzen.

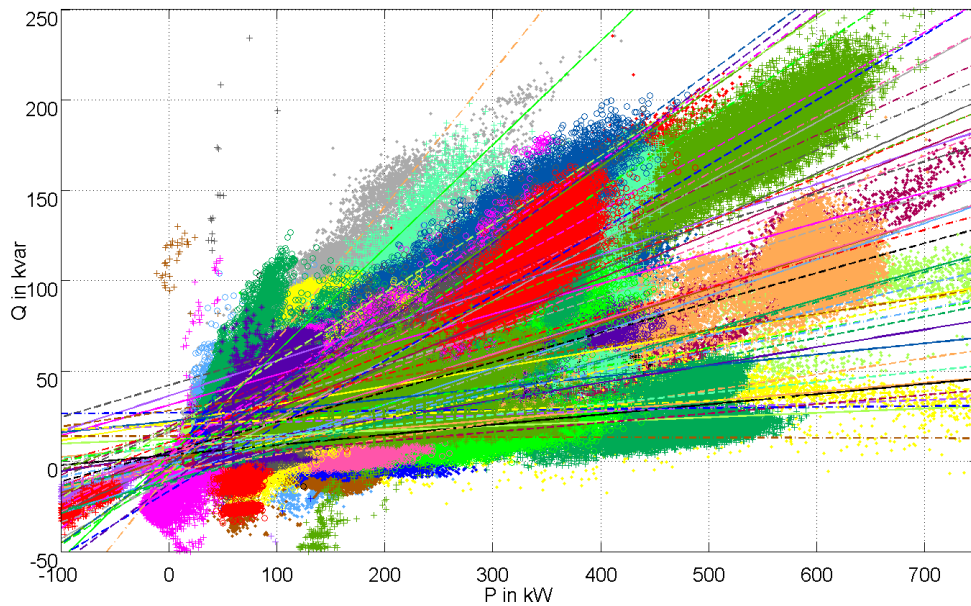


Abbildung 16: Wirk-, Blindleistungsdiagramm am Transformatorabgang mit zugehörigen linearen Regressionsgeraden, Farbe je Transformator – 15-Minuten-Phasensummen-Leistungsmittelwerte 8760 h

Eine ähnliche Darstellung wie in Abbildung 16 in Netzbereichen mit geringerer Lastüberlagerung ist auf Basis der Messungen an einzelnen Ortsnetztransformatorabgängen (Anhang Kapitel 10.2) möglich, wie folgende Abbildung 17 und Abbildung 18 zeigen.

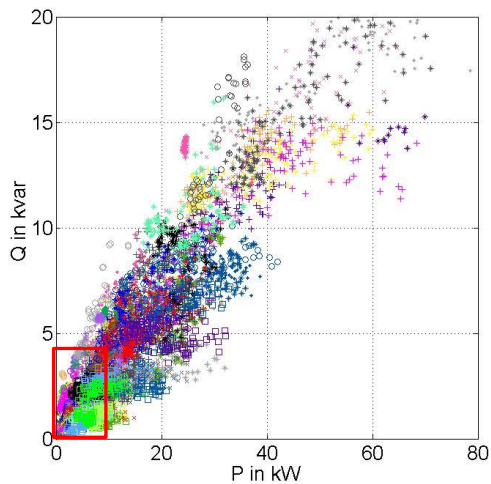


Abbildung 17: P/Q-Diagramm an gemessenen Ortsnetztransformatorabgängen

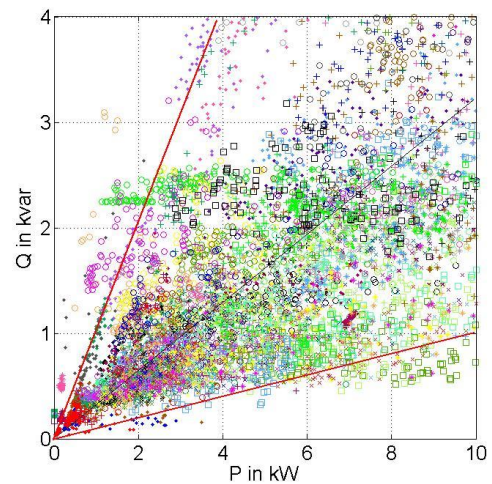


Abbildung 18: Ausschnitt des P/Q-Diagramms aus Abbildung 17

Zur Untersuchung der Abhängigkeit der Punktwolken der einzelnen Stichproben wurde deren Korrelationskoeffizient auf einen linearen sowie quadratischen Zusammenhang (Holmgren-Rung) bestimmt. Dabei ergibt sich eine bessere Korrelation auf Basis der linearen Zusammenhänge, wie

auch folgende Abbildung 19 zeigt. Das Histogramm mit einer Darstellung der mittleren Verhältnisse von P/Q ist in Abbildung 20 zu sehen.

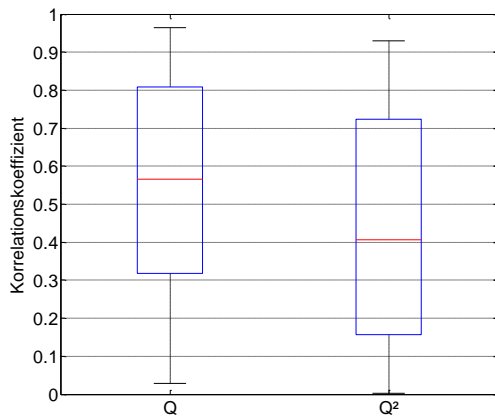


Abbildung 19: Korrelationskoeffizienten für ein lineares bzw. quadratisches Verhältnis von P zu Q Wertebereich – schwarz, 25 % bzw. 75 % Quantil – blau, Median – rot

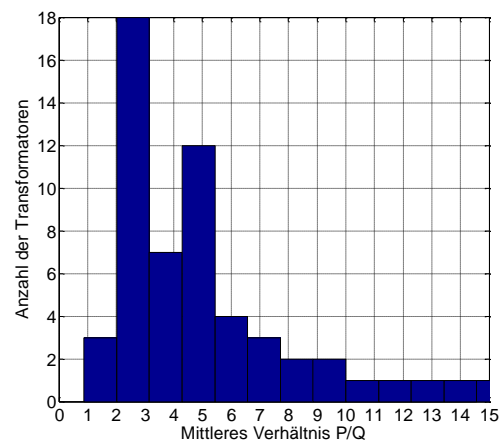


Abbildung 20: Histogramm des mittleren Verhältnisses von Wirkleistung zu Blindleistung

Bereits das breite Spektrum des mittleren Verhältnisses zwischen Wirk- und Blindleistung zeigt, dass eine einfache Modellierung auf Basis einer über große Bereiche geltenden Funktion zur Berücksichtigung in der Arbeitsverlustfaktorberechnung nicht möglich ist. Somit bleibt wiederum die Erkenntnis, dass auch bei der Anwendung der Formel nach Holmgren-Rung die maximal auftretende Blindleistung eine wesentliche Kenngröße der Berechnung darstellt, diese im Normalfall jedoch nicht verfügbar ist.

Betrachtet man die Dauerlinien der Blindleistung, nähert diese mit der Formel nach Holmgren-Rung,

$$Q_{(t)} = \sqrt{P(t) \cdot \frac{Q_{max}^2}{P_{max}}} \quad (3.15)$$

bzw. einer linearen Näherung an

$$Q_{(t)} = P(t) \cdot \frac{Q_{max}}{P_{max}} \quad (3.16)$$

und bestimmt die kleinsten Fehlerquadrate der Näherungen im Vergleich zu den tatsächlichen Werten der Blindleistung, so ist die lineare Näherung eindeutig zu bevorzugen. Abbildung 21 zeigt dazu exemplarisch zwei Fallbeispiele. Die lineare Näherung (schwarz), berechnet auf Basis der Formeln (3.16), nähert sich dabei der Blindleistung (rot) wesentlich besser an als die quadratische Näherung, berechnet nach Formel (3.15).

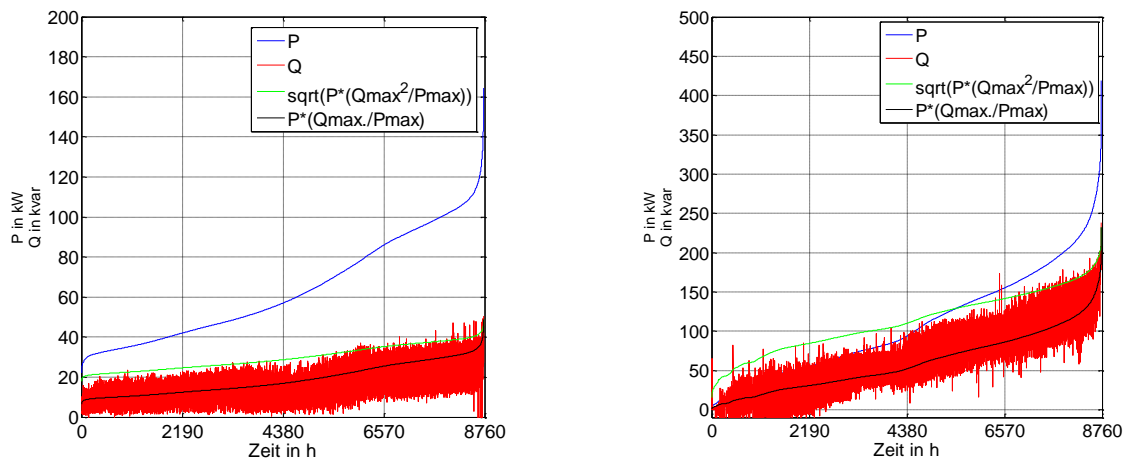


Abbildung 21: Beispielhafte Darstellungen der P/Q-Dauerlinien inkl. quadratischer (grün) und linearer Näherung (schwarz) für die Blindleistung

Wendet man nun für die Bestimmung eines Scheinarbeitsverlustfaktors folgenden Ausdruck

$$\vartheta_S = \cos^2(\varphi_{max}) \cdot \left[\int_0^T y^2 dt + \int_0^T y^2 \cdot \tan^2 \varphi_{(t)} dt \right] \quad (3.17)$$

als Ausgangsbasis für die Arbeitsverlustfaktorbestimmung (Wolf M. , 1930) an und setzt die Näherungen nach Formel (3.15) bzw. (3.16) ein, ergibt sich einerseits der bekannte Ausdruck nach Holmgren-Rung,

$$\vartheta_S = \vartheta \cdot \cos^2(\varphi_{max}) + m \cdot \sin^2(\varphi_{max}) \quad (3.18)$$

mit

$$\vartheta = \int_0^T y^2 dt \quad \text{und} \quad m = \int_0^T y dt \quad (3.19)$$

$$y = \frac{I_W(t)}{I_{Wmax}(T)} \quad \text{bzw.} \quad y = \frac{P(t)}{P_{max}(T)} \quad (3.20)$$

bzw. nach linearem Zusammenhang erwartungsgemäß folgender Verlustfaktor

$$\vartheta_S = \vartheta \cdot \cos^2(\varphi_{max}) + \vartheta \cdot \sin^2(\varphi_{max}) = \vartheta \quad (3.21)$$

Unter Annahme eines linearen Zusammenhangs entspricht der Wirkarbeitsverlustfaktor dem Scheinarbeitsverlustfaktor. Damit trägt die Blindleistung nicht zu einer Verringerung des Arbeitsverlustfaktors bei. Die zusätzlich auftretenden Verluste werden über das Verhältnis der maximalen Verluste bei Wirkleistungsübertragung im Vergleich zur maximalen Verlustleistung bei Scheinleistungsübertragung in Formel (2.11) berücksichtigt, womit zu einer Bestimmung mindestens die maximal auftretende Wirkleistung inkl. Leistungsfaktor bzw. die maximale Scheinleistung bekannt sein muss, um die Verlustleistung zu bestimmen.

Somit zeigt die Messwertanalyse, dass eine lineare Abhängigkeit der Blindleistung insbesondere bei aggregierten Haushaltslasten bessere Ergebnisse liefert als bei einer quadratischen Näherung. Allgemein bleibt die Problematik bestehen, dass die Verfügbarkeit von Messdaten, insbesondere der

maximal auftretenden Belastung je Betriebsmittel, unabdingbar ist, um Verlustberechnungen auf Basis von Arbeitsverlustfaktoren durchführen zu können.

3.3 Grenzen der Anwendung von Verlustfaktoren

Bei der Verlustbestimmung in Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren werden aufgrund nicht vorhandener Auslastungsdaten häufig Modellnetze (Kerber, 2011), basierend auf mittleren Betriebsmitteldaten (Bemessungsleistung, Leiterlänge, Leiterquerschnitte), gebildet und daraus wird die stromabhängige Verlustenergie mit mittleren Arbeitsverlustfaktoren, basierend auf überlagerten Ganglinien, berechnet.

Einen wesentlichen Einflussfaktor für die Genauigkeit der Berechnung stellt bei diesen Analysen die Datenverfügbarkeit dar. Zwei häufige Anwendungsfälle, einerseits die Verlustbestimmung von Betriebsmittelgruppen und andererseits die Verlustbestimmung bei der Überlagerung von Lastprofilen, werden dazu in folgenden Kapiteln untersucht.

3.3.1 Verlustbestimmung von Betriebsmittelgruppen

Aus durchgeführten Untersuchungen ist bekannt, dass der zur Verfügung stehende Datenumfang von Netzbetreiber zu Netzbetreiber stark variieren kann, wodurch verschiedene Szenarien hinsichtlich der Zusammensetzung von Eingangsparametern vorkommen. Häufig wird dabei die lastabhängige Verlustenergiemenge einzelner Betriebsmittel anhand der Belastung einer gesamten Betriebsmittelgruppe ermittelt.

Folgendes Beispiel zeigt die häufigsten Szenarien bei der Verlustermittlung auf Basis mehrerer Transformatorcluster bei unterschiedlichen Datenverfügbarkeiten. Abbildung 22 zeigt dazu den prinzipiellen Aufbau des MS-Ausläufers, die Transformatorcluster wurden zufällig gewählt, die Eckdaten befinden sich im Anhang.

Für die durchgeführten Verlustberechnung sind einzig die lastabhängigen Verluste der Transformatoren (blau) von Interesse. Natürlich müssen bei einer Gesamtbetrachtung auch die Leerlaufverluste mit berücksichtigt werden, was zur Bewertung der Genauigkeit der stromabhängigen Verluste nicht notwendig ist.

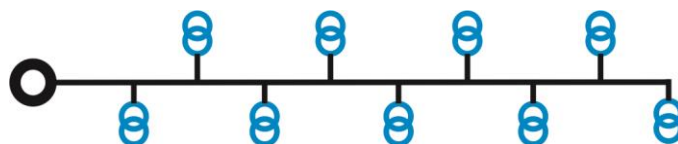


Abbildung 22: Typisches Modellnetz für einen städtischen MS-Ausläufer- Verlustbestimmung – Einzel Betriebsmittelgruppen – Bsp. MS/NS-Transformatorverluste

Die untersuchten Szenarien sind in Tabelle 5 zusammengefasst, wobei generell von bekannten Betriebsmitteldaten bezüglich der Transformatorbemessungsleistung, der Transformatorverlustleistung sowie der aus Messreihen bekannten gesamten übertragenen Energiemenge (Messung an

der Umspannwerk-Sammelschiene (UW-SS) der zu untersuchenden Betriebsmittel ausgegangen wird.

Tabelle 5: Szenarien in der Verlustenergiebestimmung basierend auf Arbeitsverlustfaktoren

Szenario	Schleppzeigerwerte je Transformator	übertragene Energie je Transformator	¼ h – Messdaten je Transformator	¼ h – Messdaten Summe der Ganglinien (UW-SS)
	P_{\max}	W_T	$P(t)$	$P_{\text{ges}}(t)$
A		x	x	x
B				x
C	x			x
D		x		(x) P_{\max}
E	x	x		x
F	x	x		x

x...verfügbar

Auf Basis der zur Verfügung stehenden Mess- und Betriebsmitteldaten wird nun eine Verlustberechnung unter Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren durchgeführt, und daraus resultierende Abweichungen werden in der Verlustbestimmung ermittelt.

Szenario A:

Die Datenlage in Szenario A beschreibt für die Verlustberechnung einen Idealfall. Die Ermittlung der stromabhängigen Verluste W_V kann auf Basis der tatsächlichen Belastungsdaten Transformatoren (Gesamtanzahl K) bzw. des tatsächlichen Arbeitsverlustfaktors $\vartheta(k)$, der maximalen Auslastung $a(k)$ sowie der Betriebsdauer $T(k)$ je Transformator nach Formel (2.12) durchgeführt werden. Es sind keine Näherungsfunktionen zur Beschreibung von Dauerlinien notwendig.

$$W_V = \sum_{k=1}^K P_{VCUN}(k) \cdot a^2(k) \cdot T(k) \cdot \vartheta(k) \quad (3.22)$$

Der maximale Auslastungsgrad errechnet sich dabei folgend:

$$a(k) = \frac{S_{\max}(k)}{S_N(k)} \quad (3.23)$$

Das Ergebnis der Berechnung entspricht den vereinfachten stromabhängigen Verlusten an den untersuchten Betriebsmitteln unter Annahme konstanter Spannung und der Vernachlässigung von nichtlinearen Einflussfaktoren, wie Leitertemperatur und Umgebungstemperatur.

Szenario B:

Für eine Verlustberechnung auf Basis von Arbeitsverlustfaktoren stehen weder Schleppzeigerwerte noch übertragene Energiemengen je Transformator zur Verfügung. Einzig der übergeordnete Summenlastgang aller Transformatoren $P_{\text{ges}}(t)$ ist bekannt. Eine Berechnung kann in diesem Fall nur auf Grundlage einer Abschätzung der maximalen Auslastung einzelner Transformatoren erfolgen. Der Arbeitsverlustfaktor wird nach Formel (2.12) aus dem Summenlastgang ermittelt. Unter Annahme

einer gleichmäßigen relativen Transformatorauslastung in Abhängigkeit von der installierten Bemessungsleistung wird die maximale übertragene Leistung je Transformator bestimmt.

$$P_{max}(k) = \max(P_{ges}) \cdot \frac{S_N(k)}{\sum_{k=1}^K S_N(k)} \quad (3.24)$$

Durch die gleichmäßige Aufteilung der Lasten auf alle Transformatoren aus dem überlagerten Lastprofil fällt die maximal auftretende Verlustleistung gering aus. Dies führt wiederum zu einer vergleichsweise geringen stromabhängigen Verlustenergiemenge in der Berechnung.

$$W_V = \sum_{k=1}^K P_{VCU}(k) \cdot a^2(k) \cdot T(k) \cdot \vartheta_{ges} \quad (3.25)$$

Die Annahme einer maximalen Auslastung je Transformator ist im Allgemeinen bei Anwendung des Arbeitsverlustfaktors ϑ_{ges} aus der übergeordneten Messung nicht zulässig. Aufgrund des überlagerten Verlustfaktors wird eine wesentlich höhere Energiemenge beschrieben. Details dazu finden sich im Anhang unter Punkt 10.2.

Szenario C:

Häufig stehen die Schleppeizerwerte von Transformatoren sowie der übergeordnete Lastgang des Transformator Kollektivs zur Verlustberechnung zur Verfügung. Bestimmt man daraus die Netzverluste über den tatsächlichen Auslastungsgrad in Kombination mit dem Arbeitsverlustfaktor ϑ_{ges} aus der übergeordneten Netzebene, beschreibt man wesentlich höhere Energiemengen als tatsächlich übertragen wurden, vgl. Szenario B. Dies wirkt sich natürlich dementsprechend auf das Ergebnis der Verlustberechnung aus, dessen Ergebnis wesentlich über dem tatsächlichen liegt.

Szenario D:

Stehen die über jeden Transformator übertragene Energiemenge (Zählersummation) und auch der Summenlastgang der betrachteten Transformatoren zur Verfügung, so kann die maximal auftretende Verlustleistung über das Verhältnis der übertragenen Energiemenge angenähert werden.

$$P_{max}(k) = \max(P_{ges}) \cdot \frac{W(k)}{\sum_{k=1}^K W(k)} \quad (3.26)$$

Über die übertragene Energiemenge ist auch die mittlere Leistung bekannt, womit der Belastungsgrad näherungsweise nach Formel (2.13) bestimmt werden kann. Ist der Belastungsgrad bekannt, werden wiederum die Näherungsleichungen angewendet, um die Verlustenergie zu bestimmen.

Szenario E:

Sind sowohl übertragene Energiemenge als auch Schleppeizerwerte verfügbar, ist eine direkte Anwendung einer Näherungsgleichung anzustreben. Diese ergibt im Rahmen ihrer Genauigkeit, wie im vorangegangenen Kapitel beschrieben, die Verlustenergiemenge. In diesem Szenario wurde die Näherung der Formel nach (Wolf M. , 1931) angewendet.

Szenario F:

Hier wurde die gleiche Vorgehensweise wie in Szenario E gewählt. Die Näherungsgleichung wurde nach (Junge, 1938) angewendet.

Zusammenfassung der Berechnungen:

Für die Verlustbestimmung ist idealerweise die tatsächliche Belastungslinie der Leistung des betroffenen Betriebsmittels bekannt (Szenario A). Dies würde jedoch nur zur Auslastungsbestimmung Vorteile bringen, weshalb dies nicht den Regelfall darstellt. Sobald keine vollständige Information bezüglich der Betriebsmittelbelastung vorhanden ist, kann die Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren sinnvoll sein.

Im Rahmen der Untersuchung wurde an Hand von mehreren Betriebsmittelclustern, welche aus den realen Lastdaten der 90 gemessenen Transformatoren generiert wurden, die Genauigkeit der Verlustbestimmung ermittelt.

Die Ergebnisse in Tabelle 6 und Tabelle 7 zeigen, dass zur Bestimmung der tatsächlichen Verluste der Betriebsmittel-Cluster zumindest die übertragene Energiemenge je Betriebsmittel vorhanden sein muss, da es sonst zu großen Abweichungen kommt.

Wird eine Ergebnisgenauigkeit von unter $\pm 10\%$ erwartet, ist zusätzlich zur übertragenen Energiemenge auch die Kenntnis der maximal auftretenden Verlustleistung je Betriebsmittel essentiell. Im Mittel konnte bei deren Kenntnis in den untersuchten Clustern eine Genauigkeit von $\pm 7\%$ erreicht werden, doch bei der Betrachtung der Einzelergebnisse wurden wesentlich höhere Abweichungen von bis zu 13% erreicht.

Tabelle 6: Ergebnisse - absolute Ergebnisse

Cluster	Szenario					
	A	B	C	D	E	F
	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
1	78,4	56,5	140,1	72,0	76,4	76,6
2	124,0	86,7	169,9	103,9	107,1	107,5
3	84,0	48,1	166,2	76,7	81,5	81,7
4	85,0	52,1	178,9	80,8	86,9	87,1
5	201,4	142,3	314,6	170,7	178,0	178,7
6	286,4	188,0	511,1	250,0	264,9	265,8

Tabelle 7: Ergebnisse – relative Abweichungen

Cluster	Szenario					
	A	B	C	D	E	F
	%	%	%	%	%	%
1	100	-27,93	78,70	-8,16	-2,55	-2,30
2	100	-30,08	37,02	-16,21	-13,63	-13,31
3	100	-42,74	97,86	-8,69	-2,98	-2,74
4	100	-38,71	110,47	-4,94	2,24	2,47
5	100	-29,34	56,21	-15,24	-11,62	-11,27
6	100	-34,36	78,46	-12,71	-7,51	-7,19
Ø	100	33,86	76,45	10,99	6,75	6,55

Die grafische Darstellung der Ergebnisse in Abbildung 23 zeigt die negative Abweichung der Berechnungsergebnisse aus Szenario B sowie die stark positiv abweichenden Ergebnisse aus der Berechnung auf Basis von Szenario C. Beide Varianten sind somit nicht zur Berechnung geeignet, auch wenn diese heute oftmals Anwendung finden. Szenario D, E und F zeigen tendenziell ein leicht negativ abweichendes Ergebnis, wie ebenfalls gut aus der Abbildung zu erkennen ist.

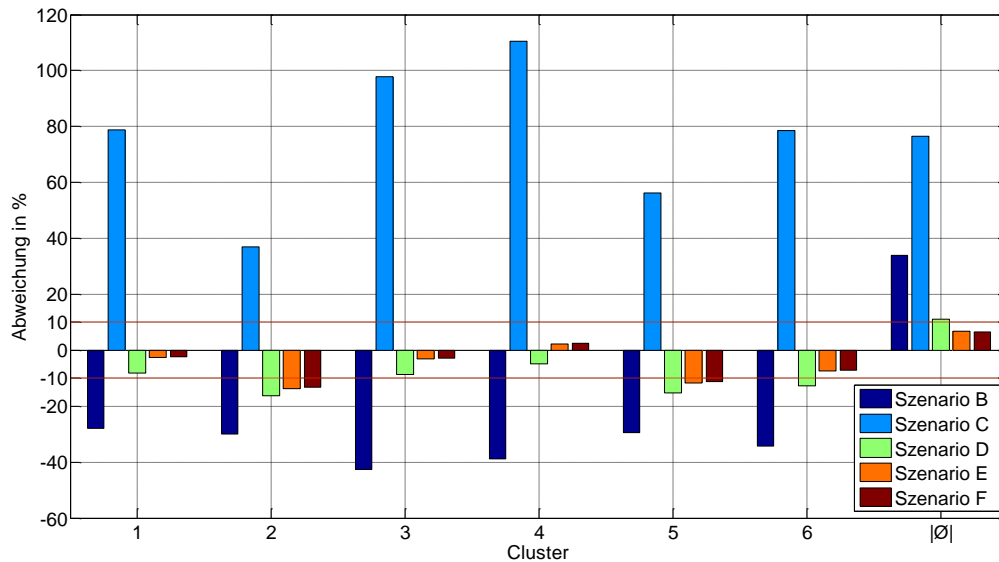
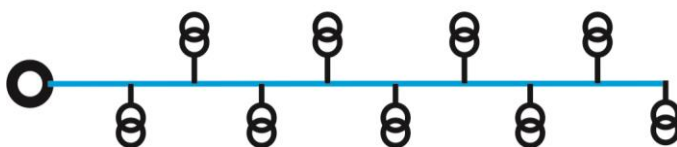


Abbildung 23: Grafische Darstellung der Ergebnisse aus der Clusterberechnung

3.3.2 Überlagerung von Ganglinien

Die oft geringe Datenverfügbarkeit führt nicht nur bei der Berechnung der Verluste von Betriebsmittelgruppen (wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt) zu großen Abweichungen im Ergebnis. Auch die Berechnung von Netzbereichen mit Lastüberlagerung führt erwartungsgemäß zu Abweichungen. Waren die folgenden Ansätze zu Zeiten der Entwicklung von Arbeitsverlustfaktoren gangbar, da die Netzlasten einander sehr ähnlich waren (Wolf M. , 1931), so ist deren Zulässigkeit für ein heutiges Lastaufkommen zu untersuchen.

Die prinzipielle Problematik wird an folgendem typischen Mittelspannungsmodellnetz in Abbildung 24 erläutert. Unter Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren sollen die Verluste in der blau dargestellten Leitung ermittelt werden.



Eckdaten des 20kV-MS-Netzes:

Leitungslänge 7,5 km

Leiterquerschnitt 3x240mm²

Leitermaterial: ALU (R=0,130 Ohm/km)

Abbildung 24: Typisches Modellnetz für einen städtischen MS-Ausläufer – Verlustbestimmung – Überlagerung von GL

In der Praxis finden sich verschiedene Anwendungsvorgaben zur Verlustbestimmung auf Basis von Arbeitsverlustfaktoren, welche aufgrund der Definition des Arbeitsverlustfaktors problematisch bzw. nicht zielführend sind.

Ein häufiges Problem stellen dabei die in Mittel- und Niederspannungsnetzen nicht vorhandenen Messpunkte dar, aufgrund derer eine Abschätzung der Maximallast je Betriebsmittel und damit verbunden der maximalen Verluste je Betriebsmittel nicht möglich ist. Betrachtet man die Definition des Arbeitsverlustfaktors nach Formel (2.12), so stellen die auftretenden Verluste bei Maximallast eine wesentliche Variable dar, mit deren Variation das Ergebnis einer Berechnung in jegliche Richtung beeinflusst werden kann.

Geht man von einem Modellnetz, wie beispielsweise in Abbildung 24 zu sehen, aus und vernachlässigt bereits die topologischen Eigenschaften eines jeden einzelnen Mittelspannungsabgangs (gleiche Leiterlänge zwischen den Transformatoren), sind prinzipiell zwei Berechnungsszenarien möglich:

Szenario A – Durchschnittswerte für Transformatoren:

Der Arbeitsverlustfaktor bzw. der Lastgang des Mittelspannungsabgangs sind bekannt, die Aufteilung der Energiemenge auf die hinterlagerten Transformatoren ist unbekannt. Aufgrund dieser Tatsache werden sämtliche Transformatoren mit gleicher durchschnittlicher Energiemenge zur Berechnung herangezogen, das heißt, Informationen zu den einzelnen Transformatoren werden vernachlässigt und vereinfacht über eine mittlere Energieabgabe je Abgang nachgebildet.

Der zugehörige Arbeitsverlustfaktor wird aus den bekannten Messwerten in Punkt A ermittelt und wird daher in allen Leitungsabschnitten gleich groß angenommen.

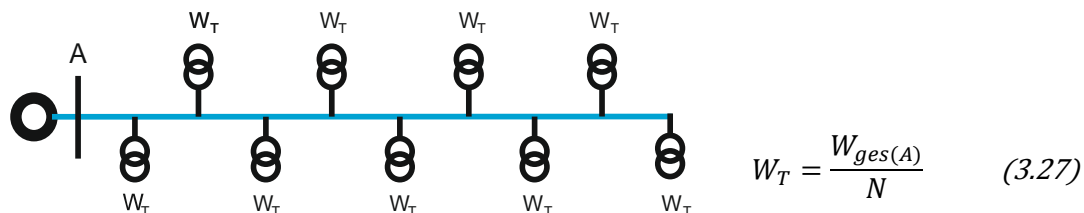


Abbildung 25: Überlagerung von Ganglinien – Szenario A

Mit einer Monte-Carlo-Simulation auf Basis der zur Verfügung stehenden Messungen an Transformatoren können die Abweichungen im Berechnungsergebnis dargestellt werden. Es ist gut ersichtlich, dass die Netzverluste aufgrund der beschriebenen Herangehensweise tendenziell unterschätzt werden. Die Schwankungsbreite des Ergebnisraumes ist ebenfalls beträchtlich, wie in Abbildung 27 zu erkennen ist.

Szenario B – Einzelwerte für Transformatoren:

Der Arbeitsverlustfaktor des gesamten Mittelspannungsabgangs ist, wie auch die Aufteilung der Energiemenge auf die einzelnen Transformatoren, bekannt.

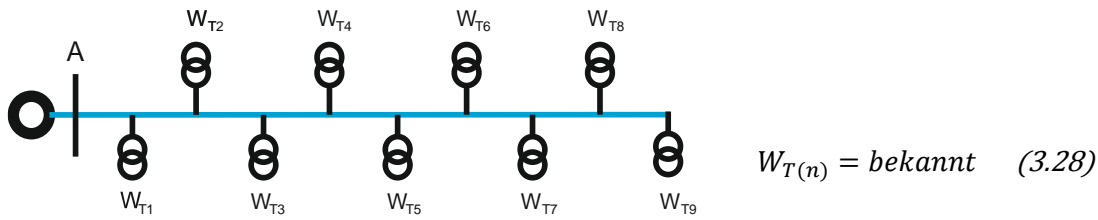


Abbildung 26: Überlagerung von Ganglinien – Szenario B

Das resultierende Berechnungsergebnis unter Berücksichtigung der übertragenen Energiemengen, jedoch unter Vernachlässigung einzelner Ganglinien bzw. deren spezifischer Arbeitsverlustfaktoren, zeigt, dass die berechnete Jahresverlustenergiemenge wesentlich geringere Abweichungen zum realen Verlustaufkommen im Vergleich zum Ergebnis aus der vorangegangenen Berechnung zur Folge hat und somit als näherungsweise Berechnungsansatz Gültigkeit besitzt.

Vergleich der Szenarien A & B

Für die Verlustberechnung von stückweise überlagerten Lastabschnitten, wie sie diese Leitungen darstellen, ist die Kenntnis der übertragenen Energiemenge in den einzelnen Abschnitten für das Erreichen einer hinreichenden Genauigkeit unbedingt notwendig.

Wird dies in den Berechnungen nicht berücksichtigt, so weicht das Berechnungsergebnis stark von den tatsächlichen Verlusten ab, wie in Abbildung 27 zu sehen ist.

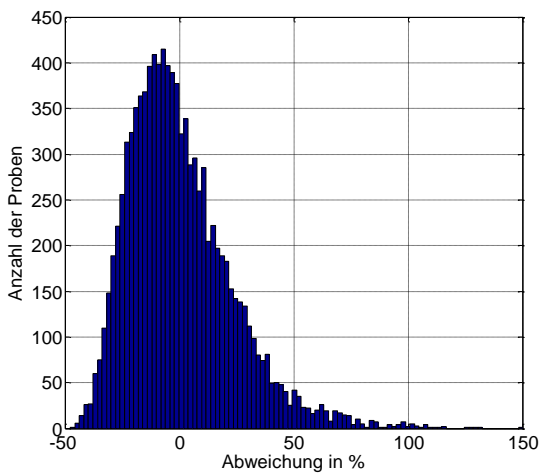


Abbildung 27: Szenario A - Histogramm der exemplarischen Verlustberechnungen

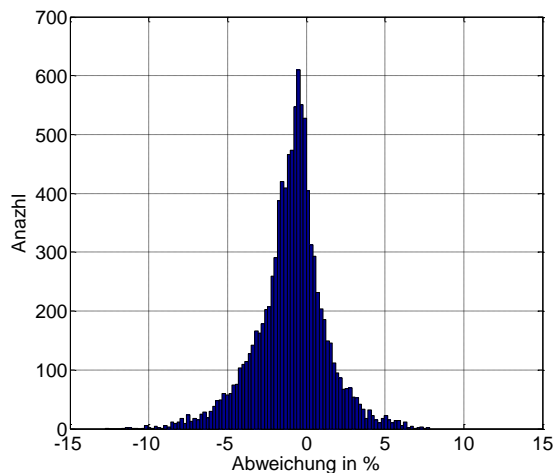


Abbildung 28: Szenario B - Histogramm der exemplarischen Berechnungen

Eine denkbare Näherung der übertragenen Energiemenge unter Anwendung der Transformatorbemessungsleistungen ist nicht zielführend, wie Berechnungsergebnisse sowie die Auswertung der Messdaten in folgender Abbildung 29 zeigen. Bei sämtlichen betrachteten Transformatoren schwankt die übertragene Energiemenge im Bereich von 0,2 bis fast 4 kWh/(VA*a).

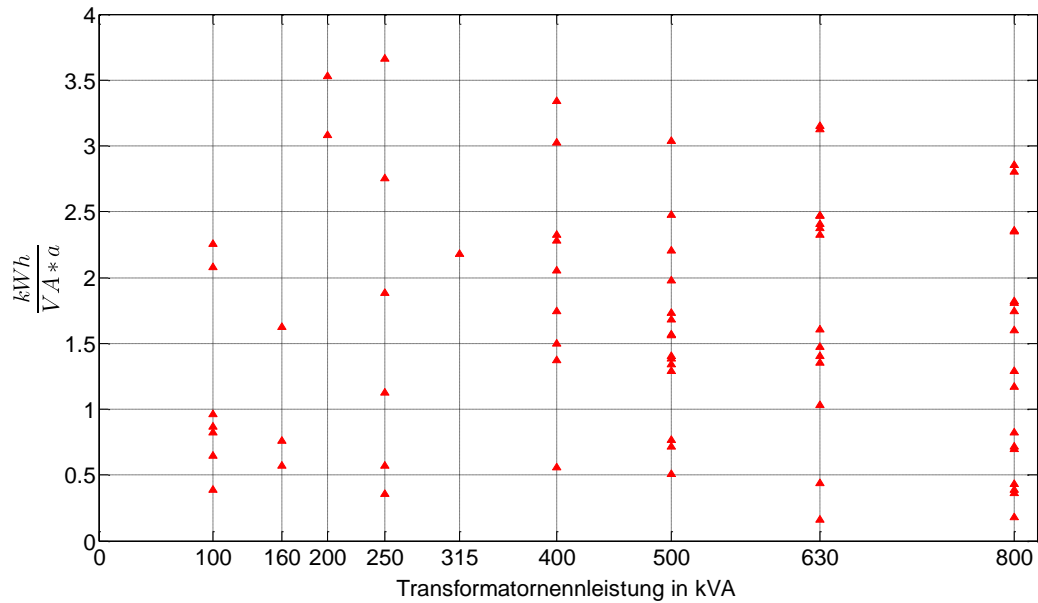


Abbildung 29: Übertragene Energiemenge im Vergleich zur installierten Transformatorbemessungsleistung

Zur realitätsnahen Verlustbestimmung auf Basis von Arbeitsverlustfaktoren sind somit mindestens folgende Daten notwendig:

- Überlagerung der Ganglinien zur Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors
- Reale Nachbildung der Leitungsimpedanzen
- Übertragene Energiemenge je MS/NS-Transformator bzw. analog je Abgang

3.3.3 Dezentrale Einspeisung und Arbeitsverlustfaktoren

Betrachtet man eine typische Dauerlinie, wie in Abbildung 30 (rot) dargestellt, so zeigen diese zwei charakteristische Bereiche, einerseits die steile Lastspitze und andererseits den flach verlaufenden Rücken. Dieser endet auf Höhe der Stand-by-Last.

Wird nun dezentral eingespeist, im folgenden Beispiel anhand einer Großphotovoltaikanlage (Abbildung 31) mit einer maximalen Erzeugungsleistung, welche annahmegemäß der maximalen Last entspricht, so ändert sich die Dauerlinie grundlegend, wie in Abbildung 32 zu sehen ist. Die größten Änderungen treten dabei erwartungsgemäß bei stark fluktuierender Erzeugung auf, weshalb bei folgenden Untersuchungen auf Einspeisekurven von Photovoltaikanlagen zurückgegriffen wird.

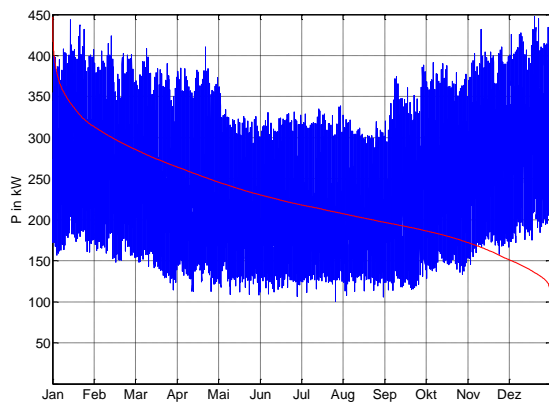


Abbildung 30: Typische Jahresganglinie (blau) und Jahresleistungsdauerlinie (rot) – Haushaltslasten

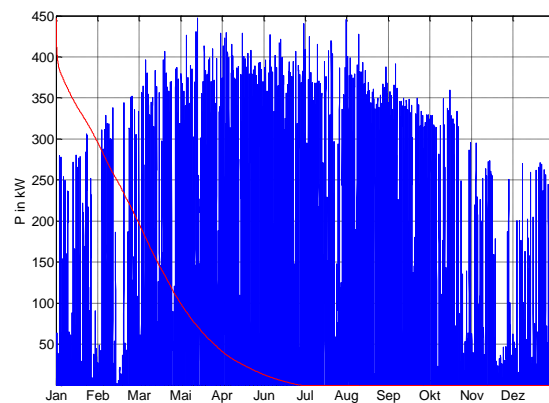


Abbildung 31: Typische Jahresganglinie (blau) und Jahresleistungsdauerlinie (rot) – PV-Einspeisung

Für die Verlustbetrachtung ist die Beschreibung des absoluten Betrags der Dauerlinie $|P|$ heranzuziehen - (Abbildung 33-rot). Vergleicht man diese mit der ursprünglichen Ganglinie aus Abbildung 30, so ist die Änderung der Dauerlinie mit einer im letzten Viertel linear bis 0 abfallenden Kurve zu erkennen.

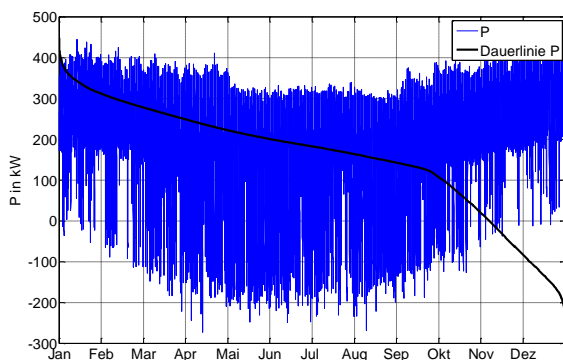


Abbildung 32: Überlagerung des Lastgangs aus Abbildung 30 und Abbildung 31 und daraus resultierende Dauerlinie

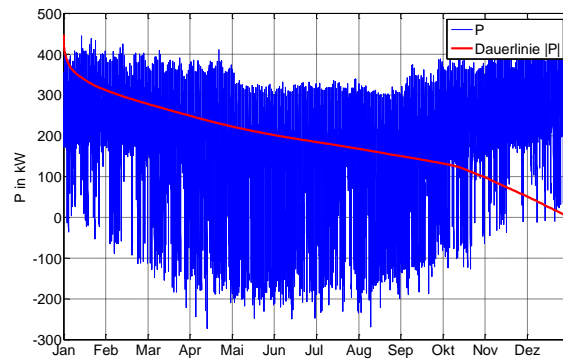


Abbildung 33: Für Verlustbestimmung relevante Dauerlinie von $|P|$

Zu Vergleichszwecken wurden Erzeugungsganglinien mit einer maximalen Erzeugungsleistung, welche der doppelten maximalen Last der Verbrauchsganglinien (200 % - Einspeisung B) sowie der halben maximalen Last (50 % - Einspeisung C) entspricht, bestimmt und in Abbildung 34 dargestellt.

Die aus der Einspeisung resultierenden Unterschiede in der Formgebung der Dauerlinien führen bei hohen dezentralen Einspeiseleistungen zu einer schlechteren Approximation durch die in Tabelle 1 angeführten Näherungsgleichungen, worunter auch die Näherung des Arbeitsverlustfaktors leidet.

Berechnet man aus den vorhandenen Ganglinien den Arbeitsverlustfaktor nach Formel (2.12) und vergleicht dieses Ergebnis mit den Arbeitsverlustfaktoren ermittelt unter Anwendung der gezeigten Näherungsgleichungen, so beträgt die mittlere relative Abweichung des Absolutwertes des Arbeitsverlustfaktors ohne dezentrale Einspeisung zwischen 10 und 35 %.

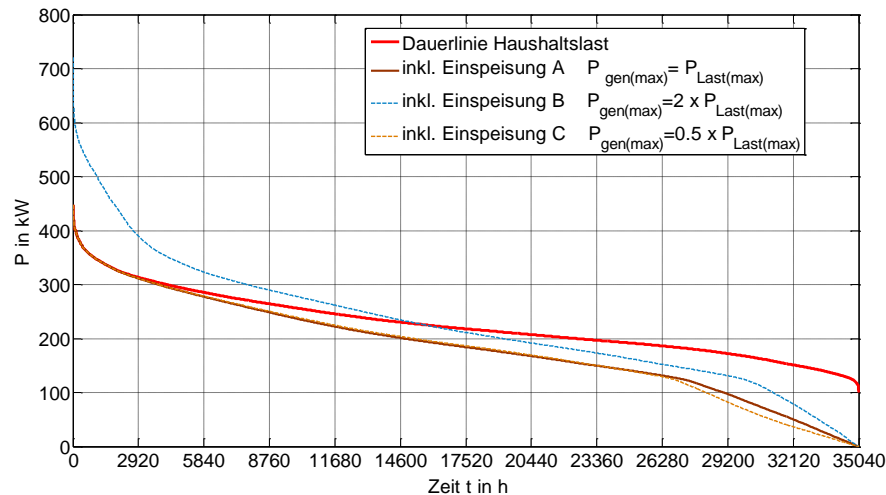


Abbildung 34: Resultierende Dauerlinien bei unterschiedlichen Einspeisemaxima

Bei steigender Einspeisung wird dabei die mittlere relative Abweichung bei den meisten Näherungskurven geringer. Die Ergebnisse für sämtliche mittlere relative Abweichungen finden sich in Abbildung 35.

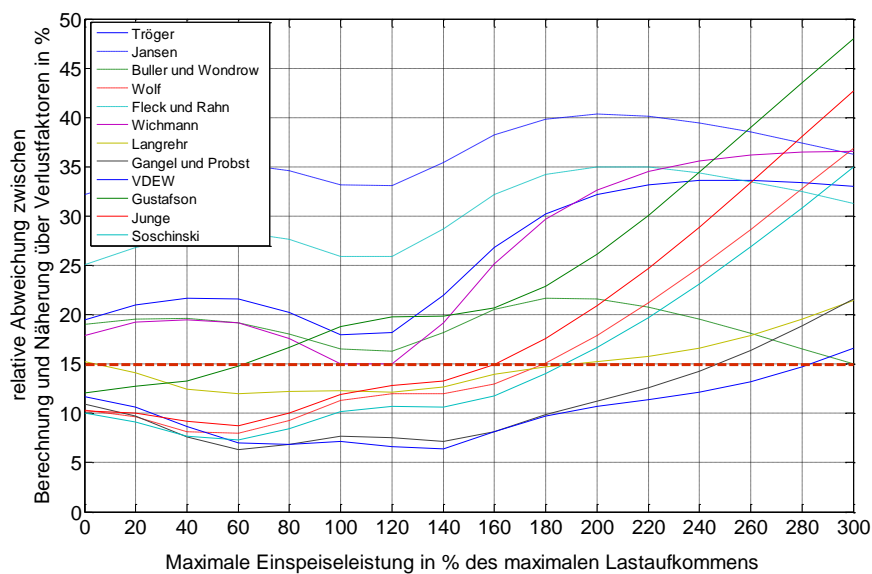


Abbildung 35: Auswirkung dezentraler Einspeisung auf die Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors, dargestellt durch die Änderung der Standardabweichung bzw. der relativen Abweichung von ϑ

Ist die maximale Einspeiseleistung größer als das maximale Lastaufkommen, so steigt die relative Abweichung wiederum an. Generell kann gezeigt werden, dass eine Einhaltung einer mittleren Genauigkeitsgrenze von $\pm 15\%$ nur unter Anwendung der Näherungsgleichungen nach Junge, Wolf, Soschinski, Gangel und Probst, Langrehr sowie der VDEW Näherungsgleichung erfüllt wird. Dies gilt bis zu einer maximalen Einspeiseleistung von ca. 150 % der maximalen Last. Eine Anwendung der Näherungsgleichungen oberhalb von 150 % führt aufgrund der steigenden Abweichung der Dauerlinie von üblichen Verbrauchsdauerlinien zu teils wesentlich stärkeren Abweichungen, wie Abbildung 35 zeigt.

3.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen der Auswertung der Messdatenreihen wird gezeigt, dass die Näherungsfunktionen nach Junge, Soschinski und Wolf, bei bekannter maximaler und mittlerer Leistung, mit einer mittleren Genauigkeit von $\pm 10\%$ die besten Ergebnisse in Hinblick auf die näherungsweise Bestimmung des tatsächlichen Arbeitsverlustfaktors liefern. Somit sind diese auch bei heutigem Lastaufkommen gültig. Im Vergleich zu den weiteren Näherungsfunktionen liefern die genannten Funktionen Resultate mit geringerem Variationskoeffizienten, was wiederum auf ein gutes Ergebnis der Berechnung schließen lässt.

Wird zur Berechnung der Netzverluste ein Arbeitsverlustfaktor aus einer übergeordneten Netzebene verwendet, so führt dies in einem Großteil der Fälle aufgrund der Überlagerung und der damit einhergehenden Reduzierung des Verhältnisses relatives Maximum zu Gesamtfläche unter der Dauerlinie zu einer Überschätzung der Netzverluste, wie in den theoretischen Betrachtungen und den exemplarischen Berechnungen gezeigt wird, und ist somit nicht zulässig.

Anwendungen von gemittelten Arbeitsverlustfaktoren im Mittelspannungsnetz und besonders im noch wesentlich ungleichmäßiger belasteten Niederspannungsnetz führen zu erheblichen Abweichungen in der Verlustberechnung.

Zur korrekten Anwendung des Arbeitsverlustfaktors sind folgende Rahmenbedingungen zu berücksichtigen:

- Der Arbeitsverlustfaktor ist prinzipiell für jedes Betriebsmittel einzeln zu bestimmen.
- Zur realistischen Anwendung ist mindestens die Kenntnis über die maximal auftretende Leistung sowie die übertragene Gesamtenergiemenge erforderlich.
- Die Betriebsmitteldaten sind der Wirklichkeit entsprechend (nicht gemittelt) in der Verlustberechnung zu berücksichtigen.

Die aufgrund von fluktuierender dezentraler Einspeisung geänderten Dauerlinien schränken die Anwendung von Näherungsfunktionen zur Verlustberechnung im Bereich $P_{\max-DEA} < 1,5 \cdot P_{\max \text{ Last}}$ nicht ein. Oberhalb dieser Grenze kommt es zu steigenden Abweichungen. Es ist zu berücksichtigen, dass für die korrekte Näherung der Dauerlinien der Betrag der übertragenen Leistung für die Berechnung heranzuziehen ist.

Es wird gezeigt, dass der Arbeitsverlustfaktor zur Verlustbestimmung in Netzen mit einer großen Anzahl von unterschiedlich belasteten Betriebsmitteln keine geeignete Methode zur Verlustbestimmung darstellt, da für jedes Betriebsmittel ein eigener Arbeitsverlustfaktor zu bestimmen ist und eine Mittelung über sämtliche Betriebsmittel keine korrekten Ergebnisse liefert. Aufgrund dieser Erkenntnis wird im Folgenden eine Methodik zur Verlustberechnung unter bestmöglicher Anwendung der verfügbaren Informationen zu Netz- und Verbraucherstruktur entwickelt.

Eine Näherung von Dauerlinien über Arbeitsverlustfaktoren für Anwendung auf einzelne Betriebsmittel ist sinnvoll, wenn die entsprechenden Auslastungs- und Betriebsmitteldaten vorhanden sind, und ermöglicht somit eine effiziente Berücksichtigung von Betriebsmittelauslastungen in der näherungsweisen Verlustberechnung.

4 Einflussfaktoren in der Verlustberechnung

Folgendes Kapitel beschreibt wichtige Einflussfaktoren in der Berechnung der Stromwärmeverluste in elektrischen Leitern. Dabei wird vorrangig auf die Auswirkung der Anwendung von zukünftig verfügbaren 15-Minuten-Phasen-Summen-Wirkleistungs-Mittelwerten zur Verlustberechnung eingegangen. Die in einer messwertbasierten Verlustbestimmung auftretenden Abweichungen, welche dem Datenverlust durch die Mittelwertbildung geschuldet sind, werden basierend auf hochaufgelösten Messdaten analysiert und entsprechende Verlustkorrekturfaktoren zur Berücksichtigung etabliert.

4.1 Datenbasis der Einflussfaktoren-Analyse

Die Anwendung von niedrig aufgelösten Phasensummen-Leistungs-Mittelwerten führt zu Abweichungen im Verlustberechnungsergebnis. Um diese Abweichungen sowie mögliche Korrekturfunktionen zu bestimmen, wurden im Rahmen der Arbeit hochaufgelöste Messungen zur Lastganguntersuchung an einer Vielzahl von Niederspannungsabgängen über einen Zeitraum von 7 - 30 Tagen im Niederspannungsnetz von drei österreichischen Verteilnetzbetreibern durchgeführt. Es handelt sich dabei um Messungen, die sowohl in Landeshauptstädten als auch einer Bezirkshauptstadt durchgeführt wurden.

Die Messungen wurden an repräsentativen Messpunkten mit einem hohen Anteil an Haushaltslasten durchgeführt. Die Auswahl erfolgte auf Basis von vorab seitens der Netzbetreiber ausgewählten repräsentativen Stationen. Details zur Messung sowie zur detaillierten Zusammensetzung der Verbraucher in Hinblick auf zugeordnete Standardlastprofile findet sich im Anhang unter Punkt 10.4.

Die Messungen erfolgten unter Anwendung eines vielkanaligen Datenloggers zur simultanen Aufzeichnung von Messwerten an bis zu sieben Dreiphasensystemen. Die Messungen wurden in unterschiedlichen siedlungsstrukturellen Gebieten mit einer hauptsächlich durch Haushaltslasten geprägten Verbraucherstruktur durchgeführt. Spannungswerte wurden dabei direkt, Ströme aufgrund der erforderlichen unterbrechungsfreien Montage mit Messwandlern auf Basis von Rogowskispulen realisiert.

Für die durchgeführten Messwertanalysen stehen die Messwerte im komprimierten Format als „.mat“-Dateien zur Verfügung. Dies ermöglicht eine einfache Handhabung der extensiven Messdatensmengen. Die anschließenden Auswertungen erfolgen vollständig auf Grundlage der numerischen Berechnungssoftware Matlab.

4.2 Analyse für die Anwendung mit Smart-Meter-Daten

4.2.1 Einflussfaktor Messwertgranularität

Häufig stehen zur Verlustberechnung nur Messwerte mit einer Messwertauflösung von 15 und mehr Minuten (Lastprofilzählern) zur Verfügung, da zur Erbringung der Messdienstleistung lediglich die Summation der übertragenen Leistung über die jeweilige Zeiteinheit zu gewährleisten ist, bzw. zukünftig 15-Minuten-Messmittelwerte aus Energieeffizienzgründen dem Kunden bereitgestellt werden sollten (European Commission, 2012).

In Hinblick auf die Bestimmung der abgegebenen Energie sind insbesondere der Effektivwert des Stromes

$$I_{TRMS} = \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_{t=0}^T I(t)^2 dt} \quad (4.1)$$

sowie der Spannung von Bedeutung. Im Vergleich zum Strom kann die Spannung als annähernd konstant angenommen werden, der Strom hingegen weist eine große Volatilität auf, welche vor allem bei detaillierter Betrachtung d. h. hoher Messwertauflösung, zu erkennen ist. Beispielhaft ist die Auswirkung anhand folgender Abbildung 36 und Abbildung 37 dargestellt.

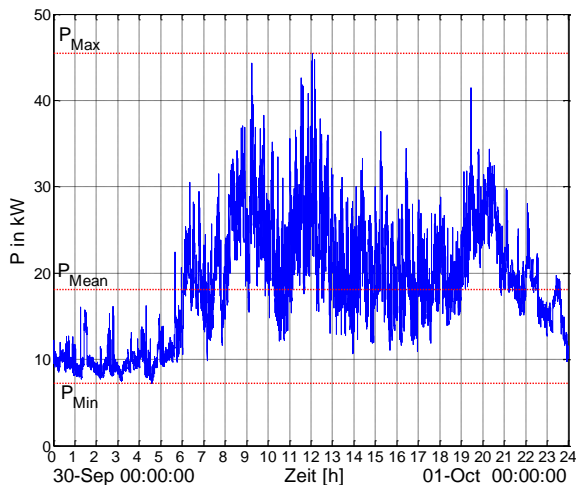


Abbildung 36: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 1-Sekunden-Messwertmittelung

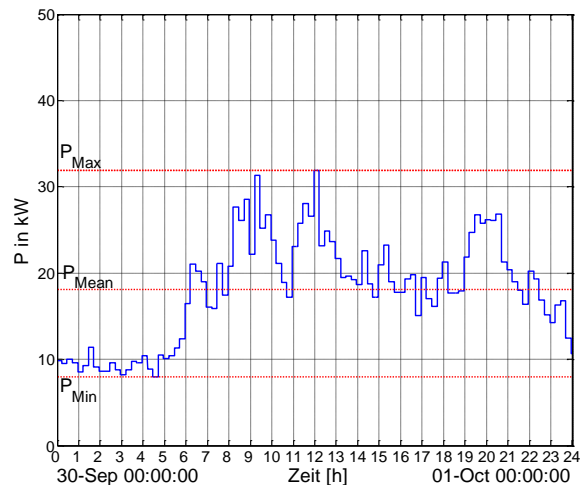


Abbildung 37: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 15-Minuten-Messwertmittelung

Aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Verluste von fließendem Strom ist bei der Bestimmung der Stromwärmeverluste in einem Leiter auf die Auswirkungen dieser kurzfristigen Lastschwankungen zu achten. Durch die zeitdiskrete Integration der Messwerte gehen die Informationen dieser kurzzeitigen Lastschwankungen verloren.

Erforderliche Messwertauflösung

Zur Bestimmung der Auswirkungen der kurzzeitigen Lastschwankungen auf die Verlustberechnung ist idealerweise eine hochaufgelöste Messung im kHz-Bereich heranzuziehen. Soll diese Betrachtung jedoch über mehrere Wochen erfolgen, stellen eine Auflösung und Aufzeichnungsrate im kHz-Bereich große Anforderungen an die notwendigen Speicherkapazitäten und die dahinterliegende Datenverarbeitung, weshalb die Messgrößen zwar hochaufgelöst abgetastet werden, die Speicherung jedoch nur als Messmittelwert über einen zu bestimmenden Zeitbereich erfolgt.

Um eine sinnvolle Messwertmittlungszeit für die Durchführung von Messungen zur Verlustfaktorbestimmung zu ermitteln, wurden in einer Voruntersuchung Leiterströme an Straßenleitungsabgängen von Niederspannungsverteiltransformatoren mit einer Messwertauflösung von 10 kHz gemessen und ausgewertet. Dabei wurde der Messwert nach Formel (4.1) ermittelt, über unterschiedliche Intervalle gemittelt. Folgende Abbildung 38 zeigt dabei anhand einer Messung über 300 s beispielhaft die Auswirkungen der Messwertmittlung.

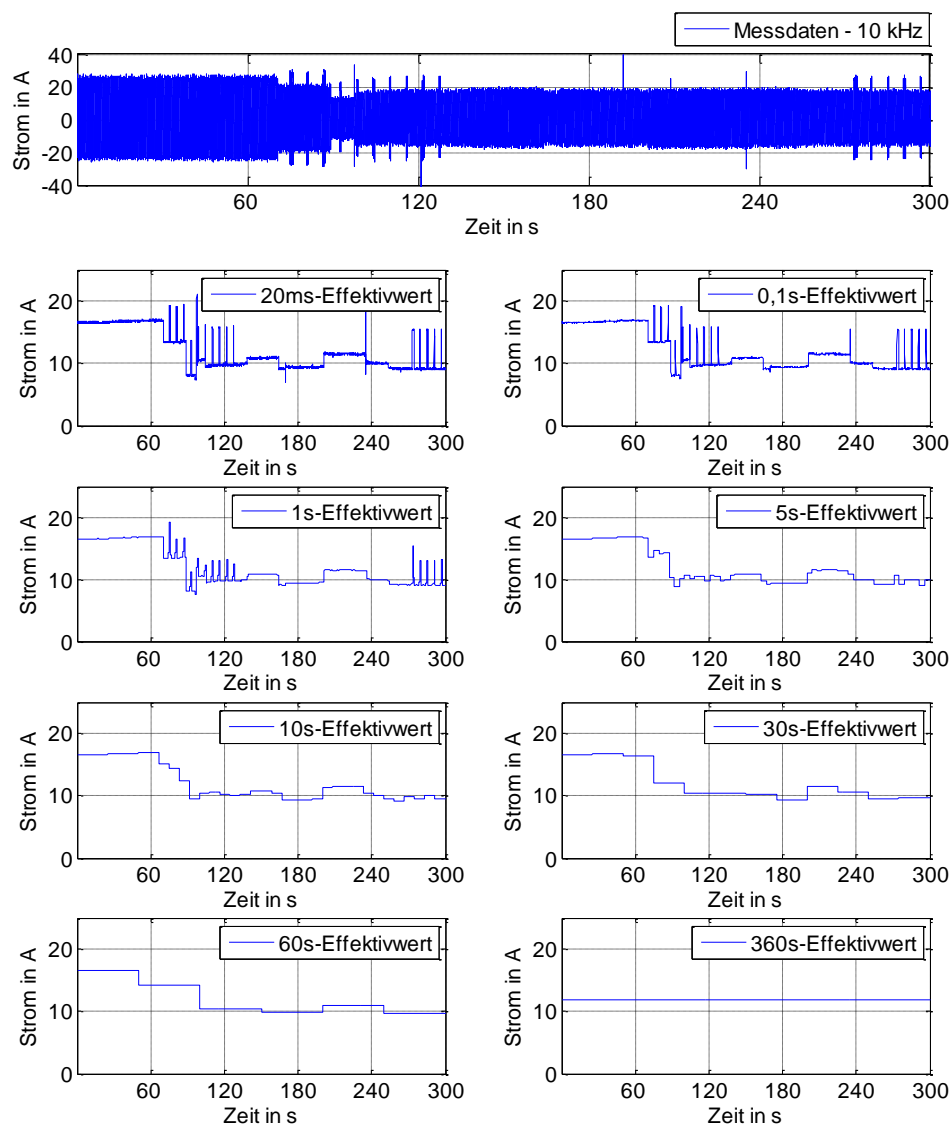


Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung einer hochaufgelösten Strommessung am Abgang eines Niederspannungstransformators mit zahlreichen Lastvariationen über einen Messzeitraum von 360 s

Das erste Diagramm stellt die tatsächlichen hochaufgelösten Messdaten dar, wobei auftretende Lastspitzen gut zu erkennen sind. Die darauffolgenden Abbildungen zeigen verschiedene Mittelungszeiten der Effektivwertbildung. Hierbei ist die Abnahme einzelner Lastspitzen bei steigender Mittelungszeit gut zu erkennen.

Bestimmt man die Verlustenergie auf dem entsprechenden Leitungsabschnitt nach Formel (4.2), so können die Abweichungen bei unterschiedlicher Effektivwert-Mittelungszeiten, wie in Abbildung 38 gezeigt, bestimmt werden.

$$P_V = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{T/t} I_{T_{RMS}}^2(t) \cdot R \quad (4.2)$$

Die aus den gemittelten Effektivwerten berechneten Verlustleistungen werden in folgender Abbildung 39 als relativer Anteil der tatsächlichen Verlustleistung dargestellt. Untersucht wurden dazu 30 Ganglinien (eine Farbe pro Ganglinie) im Niederspannungsnetz.

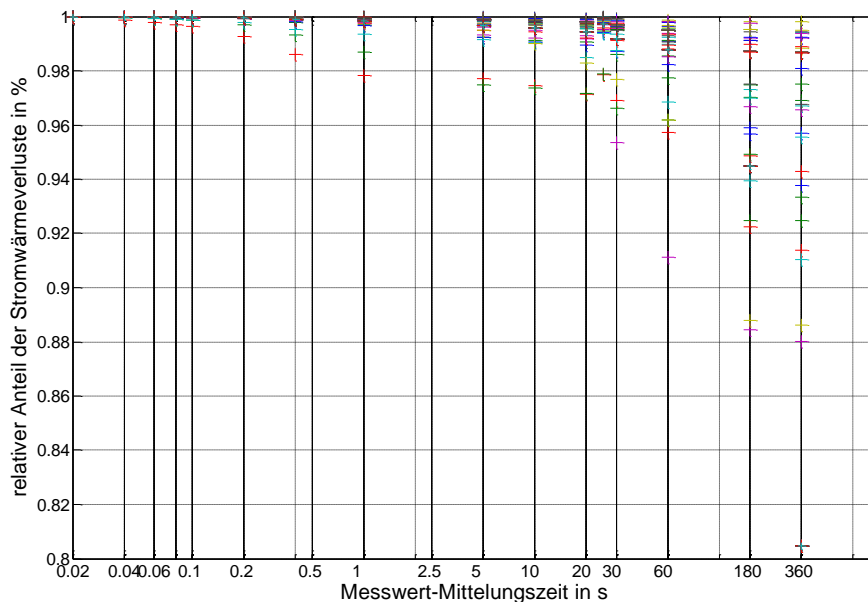


Abbildung 39: Ergebnis der Verlustberechnung bei unterschiedlichen Effektivwert-Messwert-Mittelungszeiten in der Verlustberechnung

Bereits ab einer Messwert-Mittelungszeit von 60 Sekunden kommt es teils zu starken Abweichungen von den tatsächlichen Verlustwerten. Aufgrund der Untersuchung wird für die weiteren durchgeführten Messungen an Niederspannungsanlagen eine Messwertmittelungszeit von einer Sekunde verwendet. Dieser Wert stellt einen guten Kompromiss zwischen dem notwendigen Speicheraufwand und der Genauigkeit der Berechnung dar. Es ist zu sehen, dass 90 % der Messwerte bei einer Messwert-Mittelungszeit von 1 Sekunde eine Abweichung von lediglich 0,5 % zeigen.

Ermittlung der "Correction Function Averaging Time - CF_A"

Die Auswirkung der Messwert-Mittelungszeit steht in Hinblick auf die Anwendung von Messdaten aus Datenbanken, die mit Messungen von intelligenten Zähleinrichtungen (Smart Metering) gespeist sind, im besonderen Interesse der Untersuchung. Auf Basis der Ergebnisse können die durch

Messwert-Mittelung hervorgerufenen Abweichungen in der Verlustberechnung abgeschätzt und berücksichtigt werden.

Für die folgenden Berechnungen wurde der gemessene Effektivwert des Stromes herangezogen, über unterschiedliche Zeitintervalle $t_{(ns)}$ gemittelt und quadriert. Daraus ergibt sich der Korrekturfaktor Messwert-Mittelungszeit CF_A (Correction Factor Averaging Time)

$$CF_{A(ns)} = \frac{W_{V-1sec}}{W_{V-nsec}} = \frac{R \cdot \sum_{t=1}^T I_{TRMS}^2(t) \cdot \Delta t_{(1s)}}{R \cdot \sum_{m=1}^{T/\Delta t_{(ns)}} \bar{I}_{TRMS}^2(m) \cdot \Delta t_{(ns)}} \quad (4.3)$$

bzw. nach Auswertung sämtlicher Berechnungen die Korrekturfunktionen Messwert-Mittelungszeit $Cf_{A(time)}$ (Correction Function Averaging Time), welche je nach Mittelungszeit variiert.

Die Bildung des arithmetischen Mittelwertes erfolgt nach Formel (4.4),

$$\bar{I}_{TRMS}^2(m) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n I_{TRMS}^2(t) \quad (4.4)$$

Exemplarisch wird an dieser Stelle die Korrekturfunktion für den 15-Minuten-Messmittelwert dargestellt, da dieser im Rahmen der Erbringung der Messdienstleistung am häufigsten Anwendung finden wird. Jeder Punkt in der folgenden Abbildung 40 stellt den Korrekturfaktor $CF_{A(900s)}$ eines Phasenleiterstromes über eine Analysedauer von 7-14 Tagen dar.

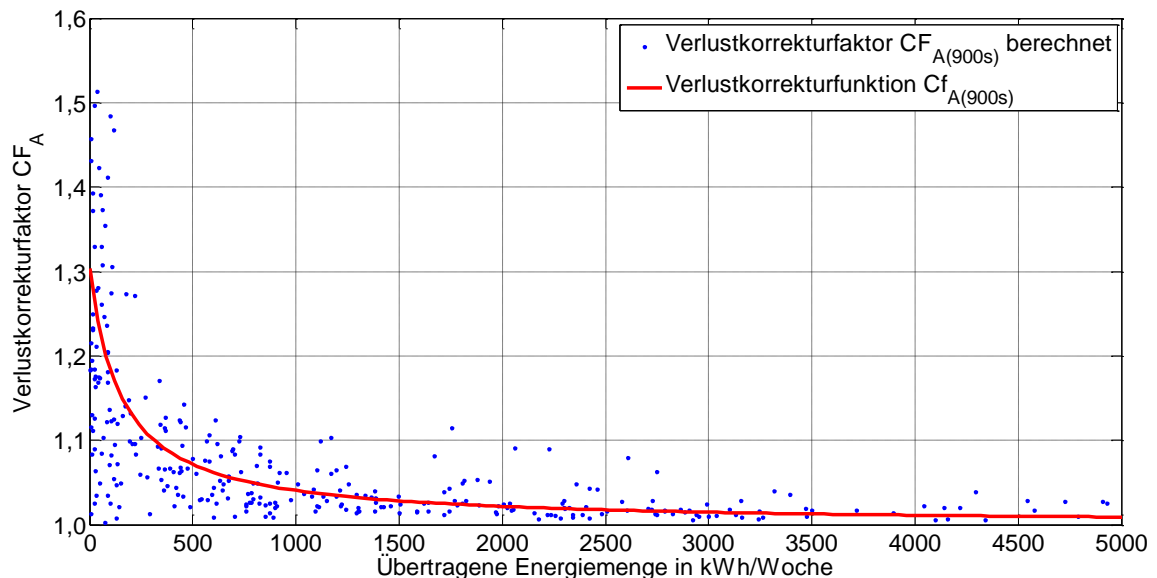


Abbildung 40: Berechnete Korrekturfaktoren $CF_{A(900s)}$ und daraus ermittelte Korrekturfunktion $Cf_{A(900s)}$ zur Berücksichtigung der Auswirkungen von kurzzeitigen Lastschwankungen – Messwertmittelungszeit 15-Minuten

Abbildung 40 zeigt, dass die Messwertmittelungszeit bei sehr geringen Verbrauchswerten respektive übertragenen Energiemengen Abweichungen in der Verlustberechnung von bis zu 50 % hervorruft.

Generell fällt die Funktion schnell ab, wodurch eine Anwendung der Korrekturfunktion Cf_A besonders bei genauen Verlustberechnungen in Netzgebieten mit geringerer Übertragungsleistung von Interesse ist. Die Korrekturfunktion $Cf_{A(900s)}$ wurde nach folgender rationalen Funktion angenähert, wobei W der übertragenen Energiemenge entspricht.

$$CF_A = Cf_A(W) = 1 + \frac{p_A}{(W + q_A)} \quad (4.5)$$

Die zugehörigen Koeffizienten ergeben sich nach einer Kurvenanpassung nach der Methode der kleinsten Quadrate unter Anwendung des Levenberg-Marquardt-Verfahrens (Levenberg, 1944), (Marquardt, 1963) bei einem Konfidenzintervall von 95 % zu folgenden in Tabelle 8 dargestellten Werten. Es wird dabei unterschieden, ob die Näherung auf Basis wöchentlicher (w) oder jährlicher (a) Energiemengen bestimmt wird.

Tabelle 8: Koeffizienten der Korrekturfunktion-Messwertmittlungszeit bei verschiedenen Messwertmittlungszeiten

Mittlungszeit	p_A	q_A	Mittlungszeit	p_A	q_A
s	w/a	w/a	s	w/a	w/a
30	11,5/603	415,9/2170	900	46,7/2437	153,9/8023
60	14,6/760	325,3/16960	1800	58,4/3046	123,7/6450
300	27,7/1144	211,0/11000	3600	66,0/3441	89,29/4656
600	38,0/1981	168,7/8798			

Für die in Abbildung 40 dargestellte Verlustkorrekturfunktion $Cf_{A(900s)}$ kann somit folgende Gleichung zur Berechnung des Verlustfaktors CF_A auf Basis der übertragenen Jahresenergiemenge W_J angegeben werden.

$$CF_{A(900s)} = Cf_{A(900s)}(W_J) = 1 + \frac{p_{A(900s)}}{(W_J[kWh] + q_{A900s})} \quad (4.6)$$

Unter Anwendung der dargestellten Funktion können somit die Auswirkungen einer 15-Minuten-Messwertmittlung näherungsweise über die übertragene Jahresenergiemenge berücksichtigt werden. Dies erfolgt dementsprechend nach Formel (4.7).

$$W_V = W_{V(900s)} \cdot CF_{A(900s)} \quad (4.7)$$

Es ist zu erwähnen, dass aufgrund der in Kapitel 4.2.1 beschriebenen Vereinfachung durch die Anwendung von Sekunden-Messmittelwerten geringe, nicht berücksichtigte Abweichungen auftreten. Die angegebene Funktion ist auf Grundlage des Betrages der übertragenen Energiemenge zu bestimmen und im Bereich von $0 < x < \infty$ gültig.

Um entsprechende Korrekturen auch bei Messwertmittlungszeiten abweichend von 900 Sekunden (15-Minuten) durchzuführen, sind weitere Koeffizienten in Tabelle 8 angeführt.

Die grafische Darstellung zu den einzelnen Berechnungsergebnissen aus Tabelle 8 findet sich in folgender Abbildung 41. Hier ist der starke Anstieg der Verlustkorrekturfunktion bei großen Messwertmittlungszeiten (beispielsweise 1h, 3600s) zu sehen. Die Verluststeigerung kann in Netzbereichen mit niedrigen Energietransiten bis zu 70 % betragen.

Auch in diesem Fall sinkt die Funktion wiederum sehr schnell ab. Bei einer übertragenen Energiemenge von 500 kWh pro Woche, bzw. näherungsweise 25 MWh pro Jahr, beträgt die Abweichung des Berechnungsergebnisses lediglich 10 %.

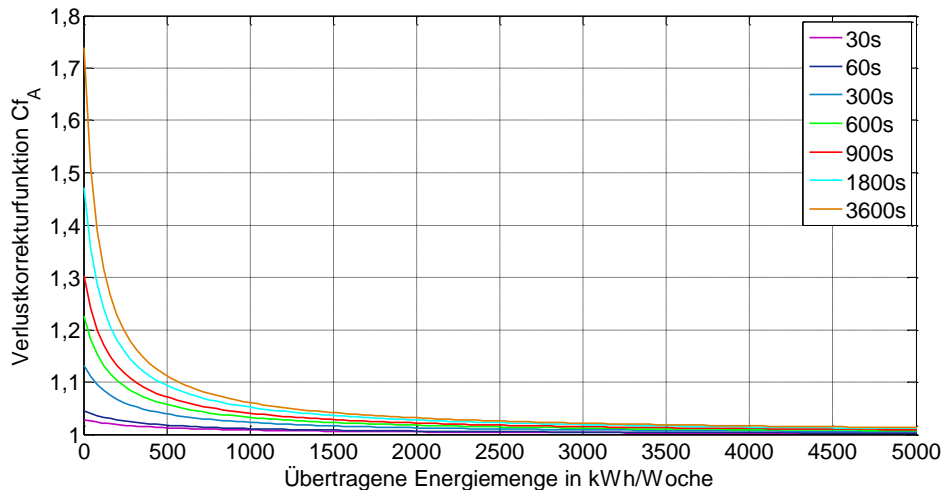


Abbildung 41: Korrekturfunktion $Cf_{A(ns)}$ zur Berücksichtigung der Auswirkungen von kurzzeitigen Lastschwankungen bei unterschiedlichen Messwert-Mittelungszeiten

4.2.2 Einflussfaktor unsymmetrische Lastaufteilung

Nicht nur die im vorangegangenen Punkt untersuchte Granularität der Messwerte, auch die unterschiedliche Belastung der einzelnen Phasenleiter, hervorgerufen durch die große Anzahl einphasiger Lasten und zunehmend auch Erzeugungseinheiten im Niederspannungsnetz, führen zu Abweichungen im Vergleich zu Verlustberechnungen, die auf Basis von idealisiert symmetrisch angenommenen Leiterströmen durchgeführt werden. In der Literatur gibt es zur Dimension bzw. Größenordnung der auftretenden Asymmetrien kaum Untersuchungen, bzw. diese beschreiben einen Faktor für ganze Netzebenen vgl. (Spitzl, 2002), weshalb zur Abschätzung und Berücksichtigung in der Verlustberechnung tiefgreifende Analysen notwendig waren. Unsymmetrische Lastaufteilungen wirken sich vor allem in Netzbereichen mit geringer Lastüberlagerung aus, was wiederum besonders die Netzausläufer betrifft.

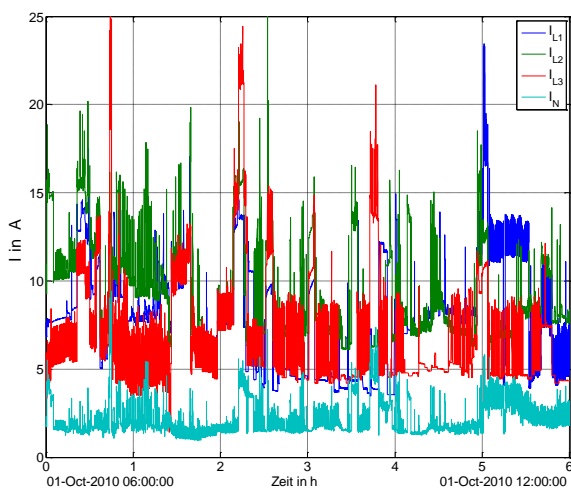


Abbildung 42: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 6 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte

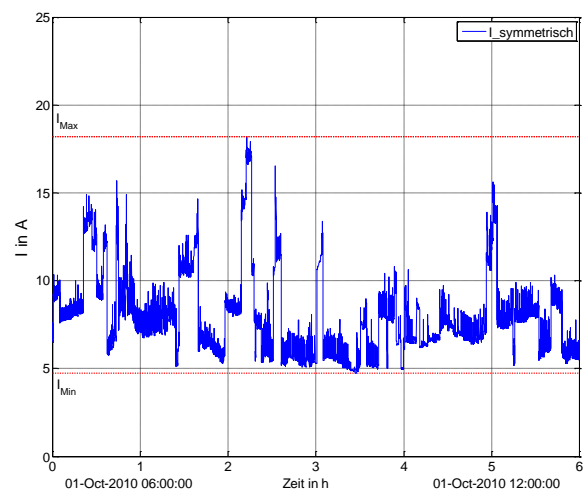


Abbildung 43: Symmetrischer Strom, berechnet aus Messung in Abbildung 42 – 6 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte

Theoretische Betrachtung

Ein dreiphasiges System wird als symmetrisch definiert, wenn sowohl die drei Außenleiterspannungen als auch die Außenleiterströme die gleiche Größe besitzen und gegeneinander um 120° phasenverschoben sind. Ist eine dieser beiden Bedingungen nicht erfüllt, wird das System als unsymmetrisch bezeichnet. Hervorgerufen werden Unsymmetrien hauptsächlich durch die von Lasten im gesamten Netz aufgenommenen Ströme, die Impedanz des Netzes sowie durch die Klemmenspannung und eingespeisten Ströme von Erzeugungsanlagen. Im Normalbetrieb liegt die Ursache von Unsymmetrien in den meisten Fällen in der Last bzw. der Erzeugung in der Niederspannungsebene begründet. Dies liegt daran, dass einphasige Einspeisungen und Lasten in Netzbereichen mit niedriger Kurzschlussleistung (relativ hoher Impedanz) potentiell zu größeren Spannungsunsymmetrien (und damit auch Stromunsymmetrien) führen, als dies in übergelagerten Netzebenen der Fall ist.

Aus Sicht der symmetrischen Komponenten ist der Unsymmetriefaktor der Spannung und der Ströme als Verhältnis von Gegensystem zu Mitsystem definiert. In unserem Fall ist der Unsymmetriefaktor des Gegensystems der Ströme k_{2I} von Interesse.

$$k_{2I} = \frac{|I^2|}{|I^1|} \quad (4.8)$$

Auf gleiche Art und Weise kann im Vierleitersystem der Unsymmetriefaktor des Nullsystems k_{0I} bestimmt werden.

$$k_{0I} = \frac{|I^0|}{|I^1|} \quad (4.9)$$

Berechnet man basierend darauf die komplexe Verlustleistung einer Leitung

$$S = [I_0 \quad I_1 \quad I_2] \cdot \begin{bmatrix} Z_{00} & Z_{01} & Z_{02} \\ Z_{10} & Z_{11} & Z_{12} \\ Z_{20} & Z_{21} & Z_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0^* \\ I_1^* \\ I_2^* \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

und bezieht die Ströme auf den Strom des Mitsystems, so ergibt sich daraus die Verlustleistung (Chen, 1995) zu:

$$P_V = Re \left\{ I_1^2 \cdot \left(\begin{array}{l} Z_{00} \cdot k_{0I}^2 + Z_{11} \cdot (1 + k_{2I}^2) + Z_{01} \cdot (k_{0I} + k_{2I} \cdot k_{0I}^*) \\ + Z_{02} \cdot (k_{0I}^* + k_{0I} \cdot k_{2I}^*) + Z_{12} \cdot k_{2I}^* + Z_{21} \cdot k_{2I} \end{array} \right) \right\} \quad (4.11)$$

Daraus ist ersichtlich, dass die Wirkverlustleistung erwartungsgemäß sowohl eine Funktion des Unsymmetriefaktors des Gegensystems als auch des Nullsystems darstellt. Im Rahmen von Messungen stehen meist nur die übertragenen Energiemengen als Viertelstundenwert zur Verfügung. Aus diesem Grund ist ein Korrekturfaktor zur Berücksichtigung der unsymmetrischen Belastung in der Verlustrechnung in Abhängigkeit von der übertragenen Energiemenge ein möglicher Lösungsweg zur Korrektur dieser Abweichungen.

Ermittlung der "Correction Function Unbalance – CF_U"

Im Rahmen der Messdatenanalyse wurde eine Korrekturfunktion Cf_U für die Berücksichtigung des Einflusses einer unsymmetrischen Lastaufteilung auf die Verlustberechnung entwickelt. Diese beruht

auf der Auswertung der Korrekturfaktoren CF_U , welche das Verhältnis der Verlustarbeit bei unsymmetrischer Last im Vergleich zur Verlustarbeit bei symmetrischer Last darstellt.

$$CF_U = \frac{W_V(\text{unsymmetrische Last})}{W_V(\text{symmetrische Last})} \quad (4.12)$$

Die Verlustenergiemenge im realen (gemessenen) Lastfall wurde nach Formel (4.13) bestimmt.

$$W_{V(\text{unsymmetrisch})} = R \cdot \sum_{L=1}^4 \int_{t=0}^T I_{L(t)}^2 dt \quad (4.13)$$

Zur Ermittlung der Ströme im symmetrischen Lastfall sind zwei mögliche Szenarien denkbar, einerseits eine Phasenspannung, die jener aus dem unsymmetrischen Lastfall entspricht, und andererseits eine Phasenspannung U_C , welche dem Mittelwert aus den drei Phasenspannungen im unsymmetrischen Lastfall entspricht. In diesem Fall kann die Verlustarbeit nach folgendem Ansatz bestimmt werden:

$$W_{V(\text{symmetrisch})} = R \cdot \sum_{L=1}^3 \int_{t=0}^T \left(\frac{S(t)/3}{U_{C_L(t)}} \right)^2 dt \quad (4.14)$$

Der Neutralleiterstrom I_N bei Annahme einer unsymmetrischen Spannung lässt sich darauffolgend durch vektorielle Addition der resultierenden, minimal abweichenden Phasenströme bestimmen, jedoch wirkt sich dieser aufgrund der geringen Unterschiede der Strangspannungen und der daraus resultierenden geringen Neutralleiterströme nur minimal auf die Verlustenergiemenge aus.

Unter der Annahme, dass die Spannungen ebenfalls symmetrisch auftreten, lässt sich die Verlustenergiemenge nach

$$W_{V(\text{symmetrisch})} = R \cdot \sum_{L=1}^3 \int_{t=0}^T \left(\frac{S(t)/3}{\left(\frac{U_{L1(t)} + U_{L2(t)} + U_{L3(t)}}{3} \right)} \right)^2 dt \quad (4.15)$$

bestimmen.

Aus den Ergebnissen in Abbildung 44 ist gut zu erkennen, dass die Auswirkungen unsymmetrischer Lastaufteilungen insbesondere in Bereichen mit übertragenen Energiemengen von weniger als 200 MWh pro Jahr sehr interessant erscheinen, da hier die Abweichung auf Basis der Messauswertung, in der Verlustberechnung zwischen symmetrischer und unsymmetrischer Lastaufteilung meist mehr als 10 Prozent beträgt.

Der Verlustkorrekturfaktor CF_U lässt sich ebenfalls wieder über eine rationale Funktion ausdrücken, wobei die Parameter auf übertragenen Jahresenergiemengen zu $p_U=16750$ und $q_U=3217$ basieren. Die Annäherung der Funktion erfolgte wiederum über die Methode der kleinsten Quadrate unter Anwendung des Levenberg-Marquardt-Verfahrens bei einem Konfidenzintervall von 95 %. Die resultierende Gleichung für die Auswertung der beschriebenen repräsentativen Messungen lautet wie folgt

$$CF_U = Cf_U(W_J) = 1 + \frac{p_U}{(W_J + q_U)} \quad (4.16)$$

Die beschriebene Funktion ist in Abbildung 44 dargestellt und zeigt deutlich, dass unsymmetrische Lastaufteilungen in Bereichen mit geringer Lastüberlagerung einen wesentlichen Einfluss auf die Netzverluste haben.

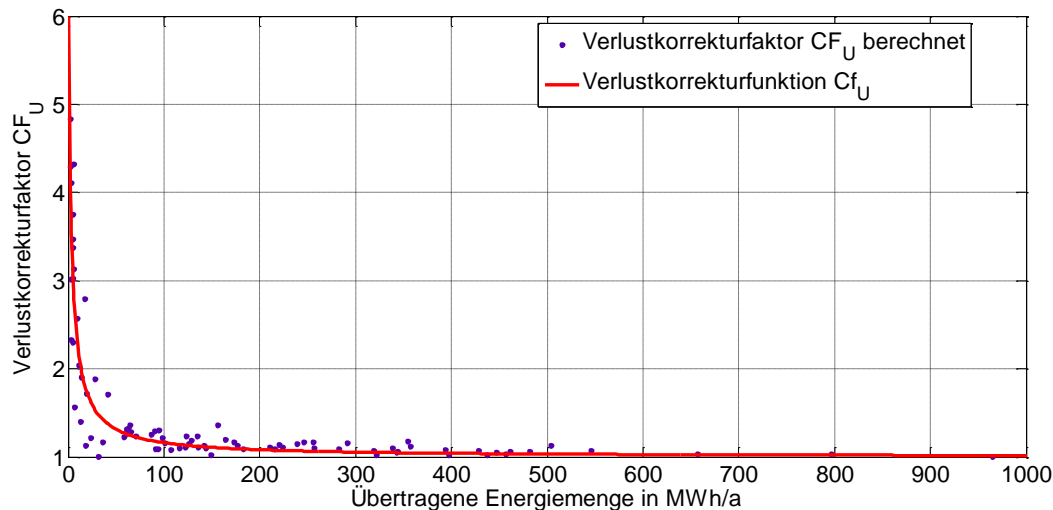


Abbildung 44: Ergebnisse der Verlustberechnung unter Berücksichtigung der auftretenden unsymmetrischen Leiterströme im Vergleich zu einer idealisierten symmetrischen Verlustberechnung

Die Verlustkorrekturfunktion CF_U kann somit nach Formel (4.17) berücksichtigt werden.

$$W_V = W_{V(1s)} \cdot CF_U \quad (4.17)$$

4.2.3 Einflussfaktor Blindleistung

Viele auch im Niederspannungsnetz vorkommenden Verbraucher, wie unter anderem Wechsel- und Drehstrommotoren, Leuchtmittel mit induktiven Vorschaltgeräten und stromrichter-gesteuerte Antriebe sowie Umrichteranlagen führen zu Blindleistungsvariationen im Netz.

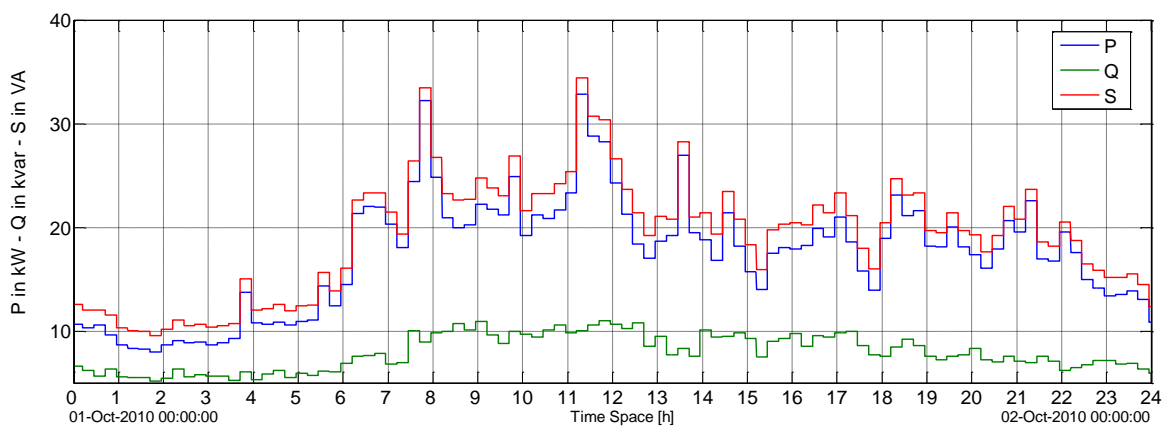


Abbildung 45: Exemplarische Darstellung der Auswirkung einer Blindleistungsübertragung auf die Scheinleistung auf Basis von 15-Minuten-Messmittelwerten

In Hinblick auf das Verlustgeschehen führt dieser Blindstromanteil zu ohmschen Verlusten entlang der Leitung bzw. der durchflossenen Widerstände. In Abbildung 45 ist dabei gut zu erkennen, wie die zusätzliche Blindleistung (grün) zu einer Erhöhung der Scheinleistung (rot) führt.

Theoretische Betrachtung

Die an einer einseitig belasteten und am anderen Ende gespeisten Drehstromleitung auftretende Verlustleistung berechnet sich bekannter Weise nach Formel (4.18), wobei sich der Strom aus einem Wirkstrom- und einem Blindstromanteil zusammensetzt. Berücksichtigt man diesen Zusammenhang, so lassen sich die Verlustanteile getrennt bestimmen:

$$W_V = R \cdot \sum_{L=1}^4 \int_{t=0}^T I_{W L(t)}^2 dt + R \cdot \sum_{L=1}^4 \int_{t=0}^T I_{B L(t)}^2 dt \quad (4.18)$$

Unter der Annahme, dass der Verbraucher am Ende der betrachteten Leitung nur mehr seinen Wirkleistungsbedarf über die Leitung bezieht und die Blindleistung komplett über Kondensatoren, Umrichter oder Phasenschieber vor Ort bereitgestellt wird, trägt nur mehr der Wirkstromanteil zu den Verlusten auf der Leitung bei.

Im Allgemeinen bezeichnet man das Verhältnis von Betrag der Wirkleistung zur Scheinleistung als Leistungsfaktor λ und dieser liegt somit zwischen 0 und 1.

$$\lambda = \frac{|P|}{S} \quad (4.19)$$

Das Verhältnis von Blindstromanteil zu Wirkstromanteil lässt sich bei sinusförmiger Last als Tangens des Phasenwinkels φ ausdrücken.

$$\frac{I_B}{I_W} = \tan(\varphi) \quad (4.20)$$

Unter Berücksichtigung dieser Beziehung kann der vom Blindstrom verursachte Verlustanteil bestimmt werden:

$$W_{VB} = R \cdot \sum_{L=1}^4 \int_{t=0}^T I_{W L(t)}^2 \cdot \tan^2(\varphi) dt \quad (4.21)$$

Daher entspricht die Verluststeigerung aufgrund der Blindleistung näherungsweise dem $\tan^2(\varphi)$. Einige Werte sind dazu in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 9: Faktor zur Ermittlung der zusätzlichen Stromwärmeverluste durch Blindstromtransport

$\cos(\varphi)$	$\tan^2(\varphi)$		$\cos(\varphi)$	$\tan^2(\varphi)$
1	0,00		0,7	1,04
0,95	0,11		0,6	1,78
0,9	0,23		0,5	3,00
0,85	0,38		0,4	5,25
0,8	0,56		0,3	10,11
0,75	0,78		0,2	24,00

Aus dieser Gegenüberstellung ist die Auswirkung einer Übertragung von Blindleistung (Blindstrom) gut zu erkennen, bei einem Wirkfaktor $\cos(\varphi)=0,9$ entspricht dies etwa einer Verluststeigerung von 23 % im Vergleich zur Übertragung bei reinem Wirkleistungstransport über die Leitung.

Ermittlung der „Correction Function Reactive Power CF_R “

Um die Auswirkungen real auftretender Blindstromanteile zu bestimmen, wurden die Messwerte der in Kapitel 10.2 beschriebenen Messungen hinsichtlich des mittleren $\cos(\varphi)$ ausgewertet und die Verluststeigerung als $\tan^2(\varphi)$ ausgedrückt bestimmt.

Aufgrund der zeitlichen Änderung des Leistungsfaktors und der quadratischen Abhängigkeit der Verluststeigerung über den Messzeitraum entspricht der mittlere Leistungsfaktor nicht gleich dem mittleren Verluststeigerungsfaktor.

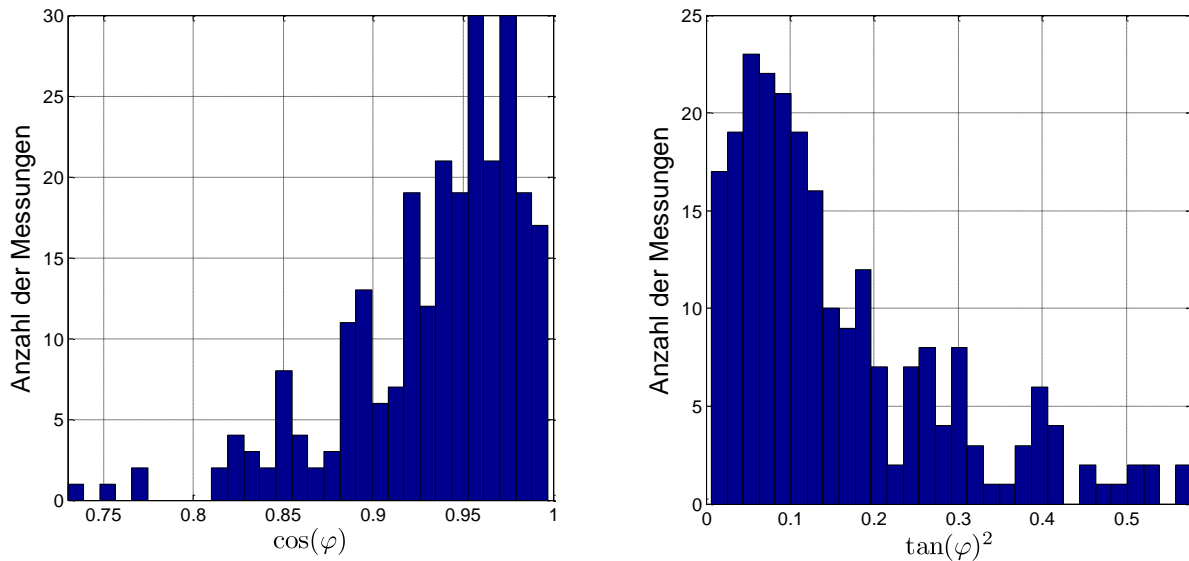


Abbildung 46: Mittlerer Leistungsfaktor $\cos\varphi$ und mittlerer $\tan^2\varphi$ der einzelnen durchgeführten Messungen

Abbildung 46 zeigt, dass sich der mittlere Leistungsfaktor näherungsweise in Form einer Verteilungskurve in einem Bereich von 0,9 - 1 bewegt.

Auch die Auswirkungen des Blindleistungstransportes lassen sich näherungsweise als Korrekturfunktion darstellen. In diesem Fall wird der „Correction Factor Reactive Power“ CF_R unter Anwendung der Parameter $p_R=14050$ und $q_R=125300$ sowie der übertragenen Jahresenergiemenge W_J bestimmt.

$$CF_R = Cf_R(W_J) = 1 + \frac{p_R}{(W_J[kWh] + q_R)} \quad (4.22)$$

Die Verlustkorrekturfunktion CF_R kann somit nach Formel (4.17) berücksichtigt werden. Hierbei ist zu beachten, dass $W_{V(1s)}$ die Verluste auf Basis reiner Wirkleistungsübertragung darstellt.

$$W_V = W_{V(1s)} \cdot CF_R \quad (4.23)$$

Die grafische Darstellung der Funktion erfolgt in folgender Abbildung 47.

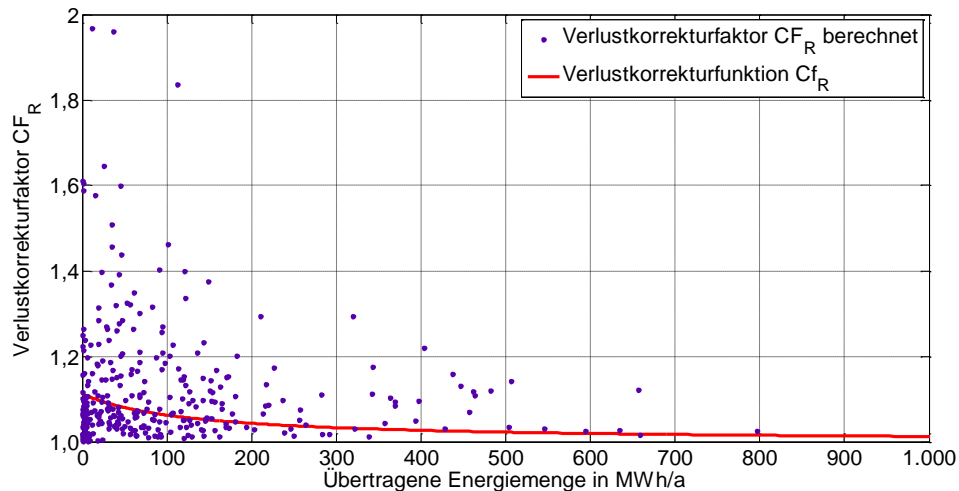


Abbildung 47: Ergebnisse der Verlustberechnung unter Berücksichtigung der übertragenen Blindleistungsanteile im Vergleich zu reiner Wirkleistungsübertragung

4.2.4 Einflussfaktor harmonische Oberschwingungen

Der Vollständigkeit halber wird auch der verluststeigernde Einfluss von harmonischen Oberschwingungen erwähnt, welcher in dieser Arbeit jedoch nicht untersucht wird. Eine Eigenschaft heutiger Lastströme stellen deren Anteile von Oberschwingungen dar, welche durch die nichtlineare Strom-Spannungs-Kennlinie oder das nichtstationäre Betriebsverhalten einzelner Betriebsmittel entstehen.

Untersuchungen zu den Auswirkungen von harmonischen Oberschwingungen in realen Ortsnetztransformatoren und Niederspannungskabeln sind in (Tofoli, Morais, Gallo, Sanhuesa, & de Oliveira, 2004) auf Basis der Untersuchung eines relevanten Bürogebäudes durchgeführt. Dabei wurde die Relevanz der Oberschwingungsbetrachtung auf Basis eines Lastkonglomerats mit einem THD_i von 100 und somit einem gesamten Powerfaktor von $\lambda=0,7$ gezeigt.

4.2.5 Synopsis - Vergleich der Korrekturfunktionen

Folgende Abbildung 48 zeigt die drei ermittelten Korrekturfunktionen im Vergleich. Aus diesem ist gut ersichtlich, dass die unsymmetrische Lastverteilung (Correction Function Unbalance - Cf_U) den größten Einfluss auf die auftretenden Verluste einnimmt. Die Messwertgranularität (Correction Function Averaging Time – $Cf_{A(900s)}$) zeigt erwartungsgemäß besonders in Bereichen mit sehr kleinen Lasten einen Einfluss, wobei dieser sehr schnell abnimmt. Der Korrekturfaktor der Blindleistung (Correction Function Reactive Power – Cf_R) ist bei geringen übertragenen Energiemengen nicht so stark ansteigend, klingt bei steigenden Energiemengen jedoch wesentlich langsamer ab.

Da die einzelnen Verlustkorrekturfaktoren untereinander Abhängigkeiten zeigen, ist eine einfache Multiplikation der Faktoren zum Erreichen eines einzelnen Faktors nicht möglich.

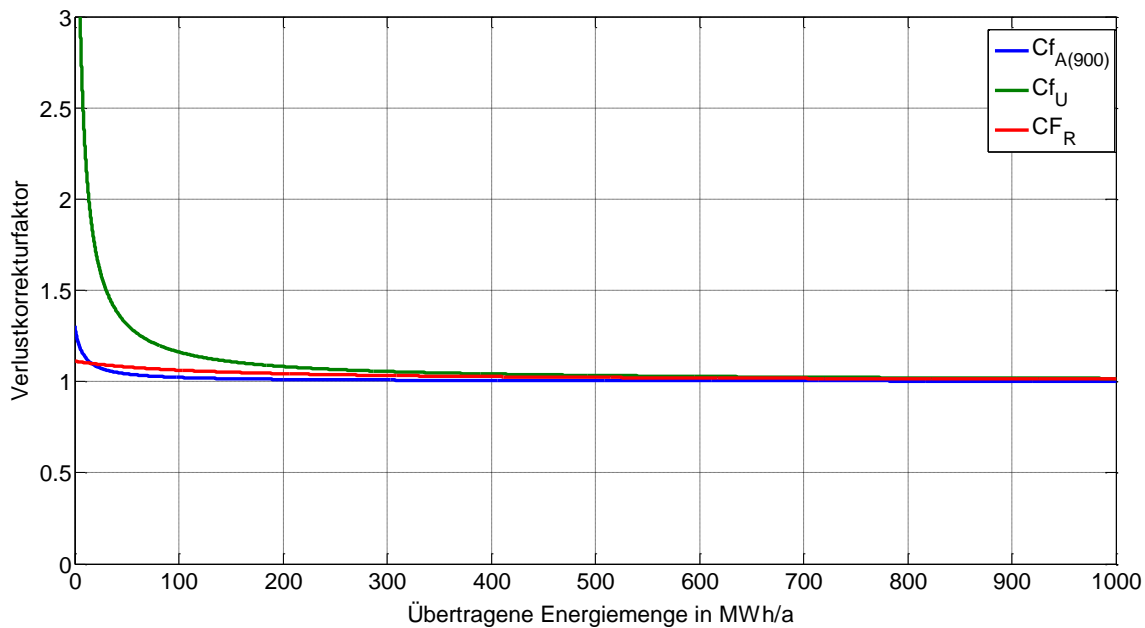


Abbildung 48: Vergleich der Verlustkorrekturfunktionen "Correction Function Averaging Time - $C_{f_{A(900s)}}$ ", "Correction Function Unbalance - C_{f_U} " und "Correction Function Reactive Power - C_{f_R} "

Spezifische Verlustkorrekturfunktionen können somit jeweils aus den Messdaten generiert werden. Für die weiteren Berechnungen erfolgt dies in Kapitel 4.3 anhand eines auf Standardlastprofilen basierenden Ansatzes.

4.3 Analyse für die Anwendung mit Standardlastprofilen

Aufgrund der Tatsache, dass heutige Messsysteme zu einem großen Teil noch nicht mit Smart Meter ausgerüstet sind und somit nur rollierend abgelesene (umgewandelte) Jahresenergiemengen zur Verfügung stehen, war es notwendig, eine alternative Methode zur Verlustbestimmung in Niederspannungsnetzen zu entwickeln, um eine betriebs- und messdatenbasierte Verlustberechnung zu ermöglichen.

4.3.1 Verlustkorrekturfunktion

Um die in Kapitel 4 beschriebenen Einflussfaktoren in einer automatisierten Verlustberechnung unter Anwendung von Standardlastprofilen einzubinden, wurde eine Verlustkorrekturfunktion LCf (Load Correction Function), welche den Zusammenhang zwischen Verlustenergieaufkommen und der Berechnung der Netzverluste auf Grundlage von Standardlastprofilen (SLP) beschreibt, ermittelt. Diese berücksichtigt die Abweichungen, welche durch die Anwendung von Standardlastprofilen, durch unsymmetrische Lastaufteilungen sowie auch eine Messwertmittlungszeit von 15 Minuten im Vergleich zu realen Messdaten entstehen.

Berechnung des Verlustkorrekturfaktors LCF

Die Basis dafür stellen die Messdatenreihen aus Kapitel 10.2 dar, woraus die Verlustkorrekturfaktoren LCF ermittelt wurden. Die Messungen wurden dazu an repräsentativen Messpunkten mit einem hohen Anteil an Haushaltslasten durchgeführt. Die Messwertaufösung betrug 1 Sekunde, der Messzeitraum variiert zwischen 7 und 30 Tagen.

Konkrete Verlustkorrekturfaktoren wurden nach folgender Formel ermittelt

$$LCF = \frac{W_L}{W_{L(SLP)}} = \frac{\sum_{L=1}^4 \left(\int_{t=0}^T I_{L(t)}^2 dt \right)}{3 \cdot \int_{t=0}^T \left(\frac{S_{(SLP)}}{3 \cdot U} \right)^2 dt} \quad (4.24)$$

und in Abbildung 49 dargestellt. Die Darstellung der auf Grundlage von Messwerten berechneten Verluste als Anteil der auf Grundlage von Standardlastprofilen berechneten Verluste wird aufgrund einer übersichtlicheren Darstellung des Streubereichs als invertierter Wert $1/LCF$ zwischen 0 und 1,2 dargestellt..

Es ist gut zu erkennen, dass ab einer übertragenen Energiemenge von ca. 400 MWh/a, dies entspricht stark ausgelasteten und somit stark überlagerten Lasten, die Verlustberechnung auf Basis von Standardlastprofilen zu höheren Verlusten führt als dies durch die reale Last geschehen würde. Somit muss eine etwaige Verlustkorrekturfunktion sowohl zusätzliche Verluste im Bereich < 400 MWh/a als auch Verlustreduktionen bei größerem Lastaufkommen berücksichtigen können.

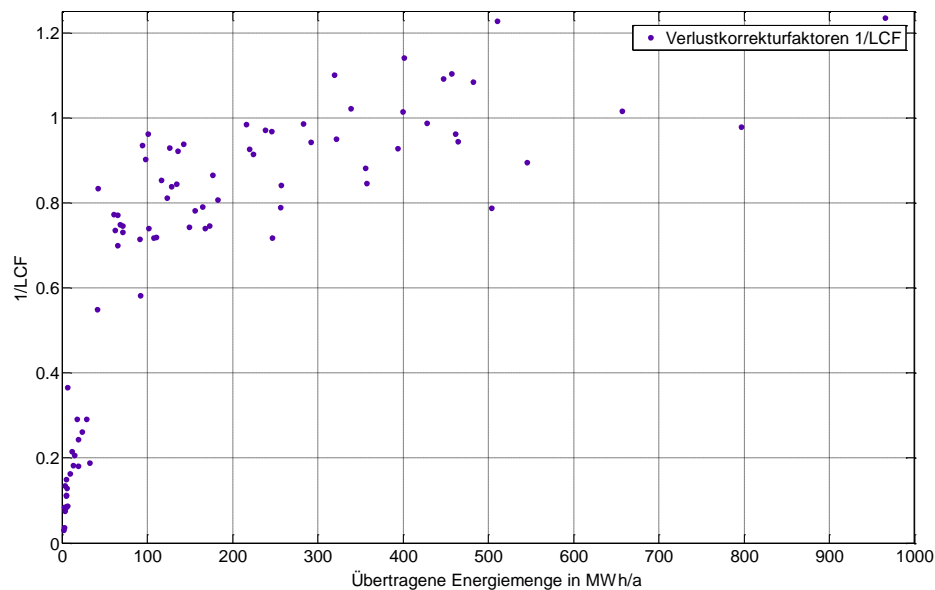


Abbildung 49: Ermittelte Verlustkorrekturfaktoren – Darstellung 1/LCF

Der aufgrund der Darstellung sehr klein erscheinende Bereich mit übertragenen Energiemengen von bis zu 50 MWh/a ist in folgender Abbildung 50 in erhöhter Auflösung dargestellt. Die Darstellung zeigt ebenfalls gut eine in diesem Bereich näherungsweise lineare Abhängigkeit des Verlustkorrekturfaktors von der übertragenen Energiemenge.

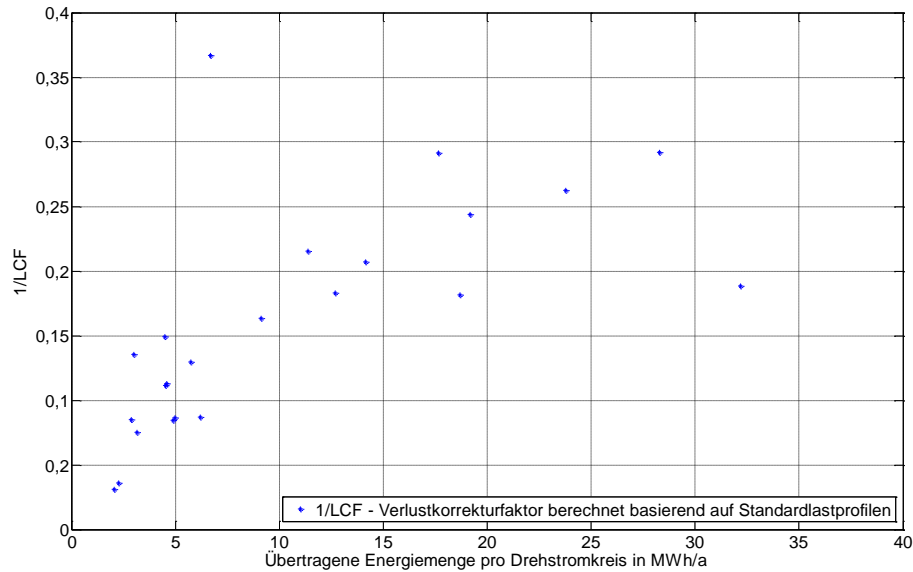


Abbildung 50: Ermittelte Verlustkorrekturfaktoren im Bereich bis 40 MWh/a– Darstellung LCF

Eine Darstellung der messwertbasierten Verluste als Vielfaches der standardlastprofilbasierten Verluste ergibt aufgrund der großen Faktoren eine unübersichtliche Abbildung. Zu Vergleichszwecken ist diese im Anhang unter Punkt 10.6 dargestellt.

Ermittlung der Verlustkorrekturfunktion

Auf Basis der berechneten Verlustkorrekturfaktoren LCF lässt sich eine Verlustkorrekturfunktion LCF zur Bestimmung eines Verlustkorrekturfaktors in Abhängigkeit von der übertragenen Jahresenergiemenge annähern. Mögliche Näherungsgleichungen dazu zeigt folgende Abbildung 51. Dabei wurden verschiedene Grundfunktionen wie auch ein linearer Ansatz zur Approximation der berechneten Punkte realisiert.

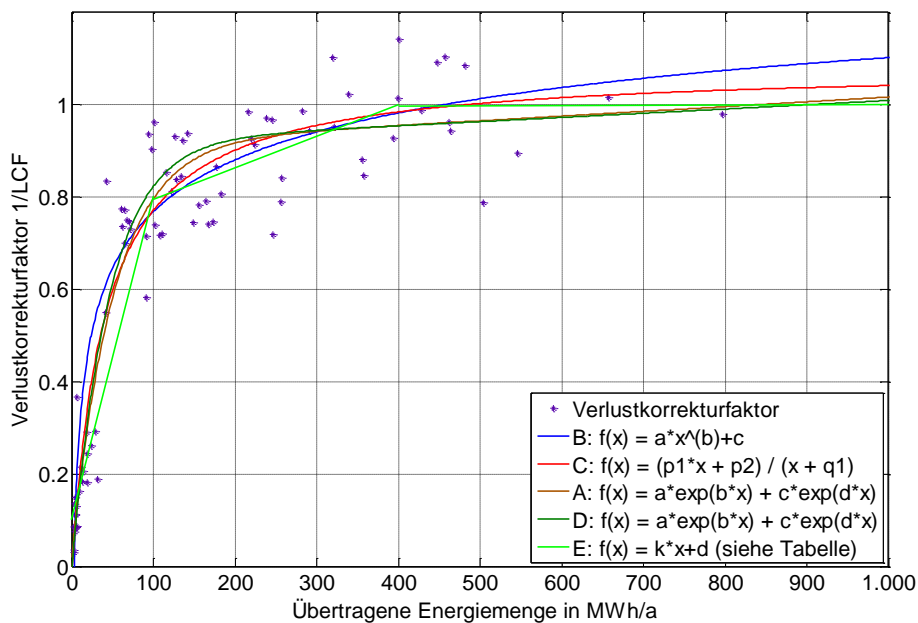


Abbildung 51: Approximierte Verlustkorrekturfunktionen

Im Rahmen der Funktionsapproximation wurden folgende in Tabelle 10 unter Modellfunktionen angeführte Funktionen unter Anwendung des CFTool (Matlab-Curve-Fitting-Tool) ermittelt. Dabei wurde die nichtlineare Regression nach dem Levenberg-Marquadt-Algorithmus, welche einer nicht-linearen Abwandlung der Methode der kleinsten Quadrate entspricht, angewendet.

Tabelle 10: Approximierte Näherungsfunktionen

Funktion	Modellfunktion	Funktionsparameter	R ²
A	$f(x) = a \cdot e^{(b \cdot x)} + c \cdot e^{(d \cdot x)}$	a = 0,92 b = 0,309e-008 c = -0,9235 d = -2,172e-5	0,89
B	$f(x) = a \cdot x^b + c$	a = -6,098 b = -0,141 c = 1,971	0,86
C	$f(x) = \frac{(p_1 \cdot x + p_2)}{(x + q_1)}$	p1 = 1,084 p2 = -768 q1 = 39480	0,91
D	$f(x) = a \cdot e^{(b \cdot x)} + c \cdot e^{(d \cdot x)}$	a = -0,8959 b = -1,934e-005 c = 0,9164 d = 1,041e-007	0,90
E	$f(x) = \begin{cases} 0,007 \cdot x/1000 + 0,1 \\ 0,00066 \cdot x/1000 + 0,733 \\ 1 \end{cases}$	$\{x \in R \mid 0 < x \leq 100\}$ $\{x \in R \mid 100 < x \leq 400\}$ $\{x \in R \mid x > 400 \text{ MWh/a}\}$	0,8

Als zusätzliche vereinfachte Variante wurde eine lineare Approximation der Abweichungen gewählt. Die Größenordnung der Abweichung aufgrund eines variierenden Verlustkorrekturfaktors kann damit bestimmt werden. Für sämtliche Funktionen gilt, dass maximal ein Wert von LCF= 20 erreicht werden kann. Dieser mittlere Wert wurde auf Basis der Untersuchung einzelner Lastprofile eruiert.

Aus den durchgeführten Approximationen ergibt sich somit die Verlustkorrekturfunktion LCF, die zugehörige Darstellung erfolgt in Abbildung 52.

$$LCf = \frac{1,084 * W_j[kWh] - 768}{W_j[kWh] + 39480} \quad (4.25)$$

Aufgrund des großen Streubereichs kann diese Näherung nur eine näherungsweise Lösung darstellen. Jedoch wird es mit Hilfe der Näherungsfunktion möglich, den mittleren Einfluss der Einflussfaktoren zu bestimmen.

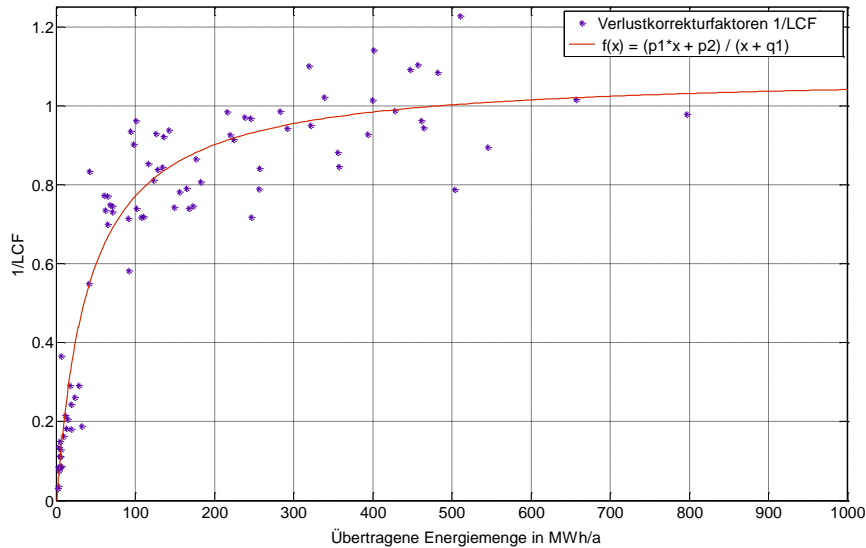


Abbildung 52: Verlustkorrekturfunktion LCF

4.3.2 Sensitivitätsanalyse - Profilzuordnung

Zur Beurteilung der Sensitivität der approximierten Kurve auf die näherungsweise angenommenen Standardlastprofile wurden die Verlustkorrekturfaktoren alternativ nur auf Basis des Standardlastprofils für Haushalte (H0) bestimmt. Das Ergebnis dieser Berechnungen, dargestellt in folgender Abbildung 53, zeigt, dass die Verlustkorrekturfaktoren, ermittelt aus H0-Profil-basierenden Berechnungen, weniger um die Näherungsfunktion streuen. Dies kann ebenfalls durch ein höheres Bestimmtheitsmaß von $R^2=0,93$ gezeigt werden. Die resultierende Funktion wird durch die unterschiedlichen Profile in der Berechnung nur sehr gering beeinflusst.

Mit diesem Ergebnis kann gezeigt werden, dass eine fehlerhafte Zuordnung der Standardlastprofile, welche als Basis der Berechnung dienen, den Verlustkorrekturfaktor nur im geringen Maße beeinflussen.

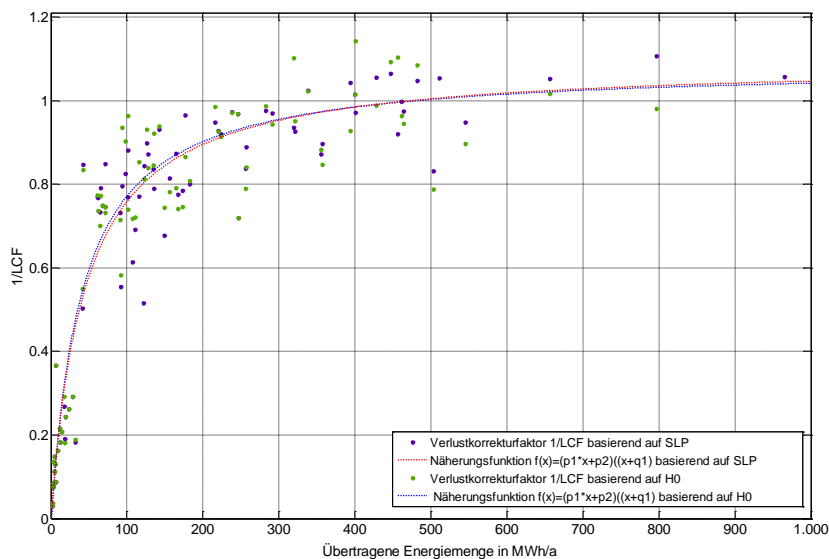


Abbildung 53: Variation der Berechnungsbasis - detailgetreue Standardlastprofile und H0 im Vergleich

Der im Folgenden angewendete Verlustkorrekturfaktor wurde somit auf Basis einer begrenzten Stichprobe in repräsentativen Niederspannungsnetzen ermittelt. Durch weitere Messungen kann der Faktor erwartungsgemäß verbessert werden. Von besonderem Interesse erscheinen dabei die Ermittlung und der anschließende Vergleich in weiteren Netzen unterschiedlicher Netzbetreiber.

4.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Bei der Untersuchung von längerfristigen Messdatenreihen in Stromnetzen stehen generell meist 15- bis 60-Minuten-Summenleistungs-Messmittelwerte zur Verfügung. Die Auswirkung des Lastverhaltens innerhalb dieser Mittelungszeiten wird daher bei einer Verlustberechnung nicht berücksichtigt.

In Hinblick auf die zukünftig verfügbaren 15-Minuten-Summenleistungs-Mittelwerte aus Smart-Meter-Messungen wurde auf Grundlage einer ausgedehnten Messreihe das detaillierte Lastverhalten anhand von Stichproben mit einer erhöhten Messwertauflösung von 1-Sekunden-Messmittelwerten untersucht. Die Messwertmittelungszeit führt dabei in Leitungen mit einer übertragenen Energiemenge von weniger als 1 MWh pro Woche zu Verluststeigerungen von im Mittel 3 % bis zu 30 %, bei höher ausgelasteten Leitungen nimmt der Effekt erwartungsgemäß rasch ab und beträgt bei 5 MWh pro Woche etwa 1-2 %.

Die Auswirkungen der unsymmetrischen Lastaufteilung, welche vorrangig im Niederspannungsnetz relevant ist, wurden ebenfalls auf Basis der Messdaten ermittelt. Bei einphasig gespeisten Verbrauchern vervielfachen sich die resultierenden Netzverluste um den Faktor 6. Durch die Lastüberlagerung, welche im Normalfall sehr bald stattfindet, sinken die Auswirkungen rasch ab. Bei einer übertragenen Energiemenge von 1 MWh pro Woche erhöhen sich durch die unsymmetrische Lastaufteilung die Verluste um lediglich 35 %. Die durch Blindleistungstransporte hervorgerufenen Verluststeigerungen können bei einer übertragenen Energiemenge von 1 MWh pro Woche mit 10-20 % beziffert werden. Der mittlere Leistungsfaktor liegt im Bereich zwischen 0,93 und 0,97.

Auf Basis der durchgeführten Messungen an Niederspannungsabgängen, an Transformatoren und Gebäuden in Verbindung mit der hinterlagerten Laststruktur, definiert über Standardlastprofile, wurde eine Verlustkorrekturfunktion LCF (Load Correction Function) bestimmt. Diese beschreibt das Verhältnis zwischen dem Verlustenergieaufkommen, berechnet auf Basis von Messdaten im Vergleich zur Berechnung der Netzverluste auf Grundlage von Standardlastprofilen (SLP). Die ermittelte Verlustkorrekturfunktion ermöglicht die näherungsweise Verlustberechnung unter Anwendung von Standardlastprofilen unter Berücksichtigung der Auswirkungen der Messwertmittelungszeit, der unsymmetrischen Lastschwankungen sowie die Abweichung der Anwendung von Lastprofilen auf das Ergebnis der Verlustberechnung.

Die entwickelten Faktoren sind sowohl für die Anwendung nach Kapitel 5, als auch bei Anwendung von Smart-Meter-Messwerten zur Verlustberechnung hilfreich, um die einzelnen Einflussfaktoren zu berücksichtigen bzw. deren Auswirkungen zu bestimmen.

Für die folgenden Berechnungen wird die Verlustkorrekturfunktion nach Ansatz C angewendet, da diese die besten Näherungswerte in Hinblick auf den Determinationskoeffizienten R^2 erreichte.

5 Messdatenbasierte Verlustberechnung

Folgendes Kapitel behandelt das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Konzept zur messdatenbasierten Verlustberechnung unter Berücksichtigung der realen Netzstrukturen. Auf Grundlage einer Lastflussberechnung wird die Verlustbestimmung unter Anwendung eines „Bottom-Up“-Ansatzes in Verbindung mit der in Kapitel 4 entwickelten Verlustkorrekturfunktion realisiert und deren Auswirkung auf das Berechnungsergebnis analysiert. Des Weiteren wird der Einfluss unterschiedlicher Siedlungsstrukturen auf das Netzverlustaufkommen untersucht und dargestellt.

5.1 Rahmenbedingungen und Datenverfügbarkeit

Die Bestimmung von Netzverlusten in einem Niederspannungsnetz stellt aufgrund der Vielzahl von Betriebsmitteln und der großen Varietät an Verbrauchern eine datenaufwendige und komplexe Aufgabe dar. Das im Rahmen dieser Arbeit realisierte Konzept zur messwertbasierten Verlustberechnung, auf Basis bestehender Datenbanken in Kombination mit Messdaten aus Lastprofilzählern bzw. idealerweise Messdaten aus Smart-Meter-Messungen, wird im Folgenden erläutert. Aufgrund der derzeit noch eingeschränkten Verfügbarkeit von Smart-Meter-Messwerten werden ersatzweise bekannte Energieverbrauchsdaten in Kombination mit Lastkurven auf Grundlage von VDEW-Standardlastprofilen angewandt, um Unterschiede in Hinblick auf die aufzuwendende Verlustenergiemenge in verschiedenen siedlungsstrukturellen Gebieten zu untersuchen.

Zur Vertiefung des Wissens über tatsächlich aufzubringende Netzverlustenergiemengen im Niederspannungsnetz wurde eine datentechnisch aufwendige Methode entwickelt, um eine Alternative zu Verlustabschätzungen unter Anwendung von Verlustfaktoren und bilanziellen Abgrenzungen zu zeigen sowie grundlegende Erkenntnisse für zukünftige Verlustbestimmungsverfahren zu gewinnen. Dabei werden die Auswirkung von typischen Siedlungsstrukturen auf Netzverlustleistungen in einem realen Netzgebiet durch die Nutzung bestehender Datenbasen untersucht. Diese Daten wurden im Rahmen der Arbeit digitalisiert und verschnitten, um realitätsnahe Verlustberechnungen durchführen zu können. Die Verlustberechnungen basieren dabei auf einer auf Basis einer ausgedehnten Messreihe ermittelten Verlustkorrekturfunktion (LCf – Kapitel 4.3.1), welche den Zusammenhang zwischen Verlustenergieaufkommen und der Berechnung der Netzverluste auf Grundlage von Standardlastprofilen beschreibt. Dieser Ansatz ermöglicht es, die bei vielen Netzbetreibern vorhandenen Informationen aus Netzdatenbanken sowie die Kenntnis über die Art des Verbrauchers zu nutzen und eine Verlustberechnung durchzuführen, welche realitätsnahe Ergebnisse liefert und das Problem einer für das Niederspannungsnetz nicht zulässigen Verallgemeinerung über ein mittleres Modellnetz umgeht.

5.1.1 Berechnungsablauf Übersicht

Folgende Abbildung 54 zeigt eine Übersicht über die durchgeführten Schritte zur Bestimmung der Netzverlustenergie in einzelnen Netzbereichen.

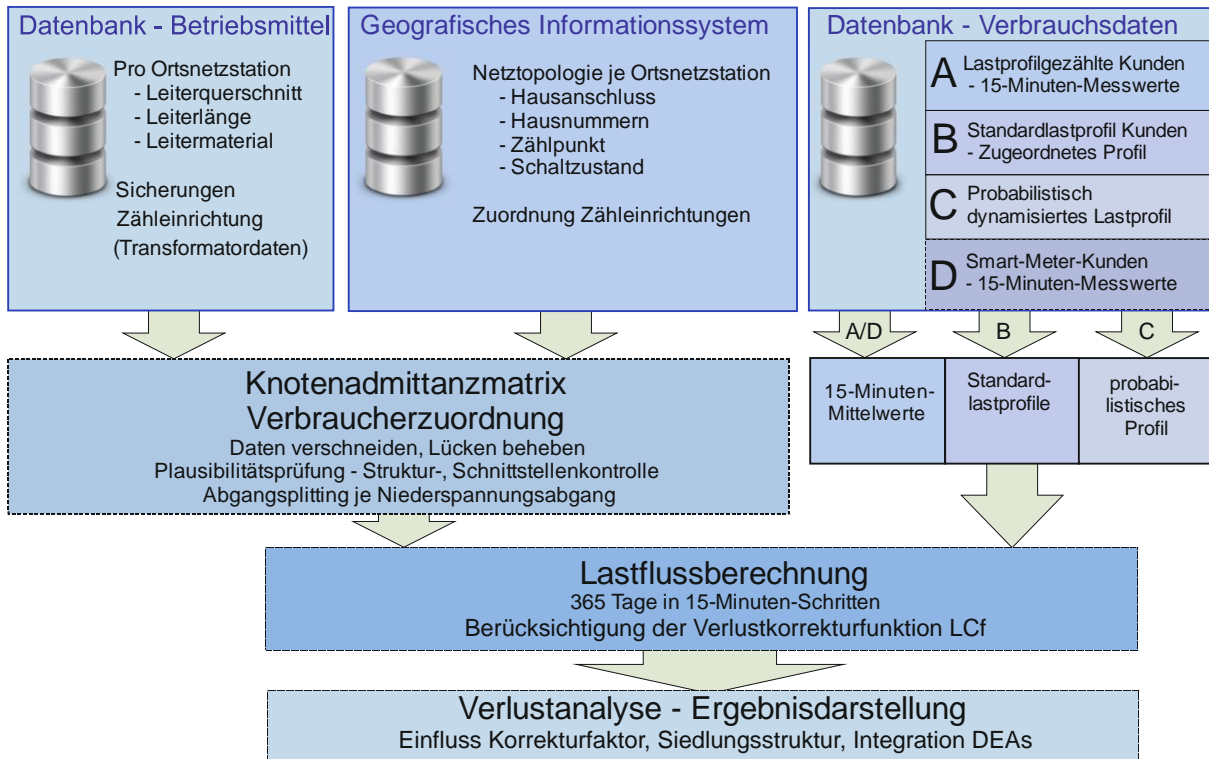


Abbildung 54: Grundsätzlicher Aufbau der messwertbasierten Verlustberechnung

Folgende Berechnungen basieren auf realen Netzdaten eines österreichischen Netzbetreibers. Die Daten beschreiben einen Netzbereich mit einer Fläche von rund 60 km² mit 50.000 Kundenanlagen, 370 Ortsnetzstationen, 18.000 Netzknoten mit unterschiedlicher Verteilung in charakteristischen Siedlungsräumen und einer übertragenen Energiemenge von 400 GWh/a, wobei etwa 50 % davon über die Niederspannungsebene übertragen werden.

5.1.2 Netztopologie

Die netztopologischen Informationen wurden in Form von Excel-Tabellen zur Verfügung gestellt und aufgrund der zahlreichen notwendigen Vergleiche von Textausschnitten zur effizienteren Bearbeitung in eine Datenbank integriert.

Betriebsmitteldaten

Anhand von Knotenbezeichnungen wurde die Topologie des Netzes nachgebildet. Datenlücken wurden nach Rücksprache geschlossen, sodass eine weitgehend vollständige Netzberechnung realisiert werden konnte. Der betreffende Niederspannungsnetzbereich stellt ein im Stich betriebenes topologisch vermaschtes Netz dar. Die Leitungsdaten stehen als Kombination aus

Leitungslänge und Leitungstyp zu Verfügung, womit einfach auf die einzelnen relevanten Impedanzdaten geschlossen werden konnte.

Schaltzustände

Bei nicht eindeutig bekannter Topologie wurde wie folgt vorgegangen: Waren Ringschlüsse im Niederspannungsnetz vor der Durchführung der Netzberechnungen vorhanden, so wurden diese systematisch erkannt und eliminiert. Die Trennung erfolgte an der Schnittstelle mit dem kleinsten am Ringschluss beteiligten Querschnitt. Bei äquivalenten Querschnitten der am Ringschluss beteiligten Leitungen, erfolgte die Trennung am mittleren Element. Eine ebenfalls durchgeführte Schnittstellentrennung auf Basis der Leitungsimpedanzen führte zu keinen geeigneten Ergebnissen. Die beschriebene Vorgehensweise stellt natürlich nur eine Annäherung an die tatsächliche Netzsituation dar und bietet Optimierungspotentiale in Hinblick auf das korrekte Abbild des Netzes. Folgende Abbildung 55 zeigt die prinzipielle Problematik der Ringschlüsse auf Basis der verfügbaren Netzdaten. Dabei können Ringschlüsse zwischen einzelnen Niederspannungsstationen, Niederspannungsabzweigen oder innerhalb eines Netzausläufers aufgrund fehlender Schnittstellendaten zustande kommen.

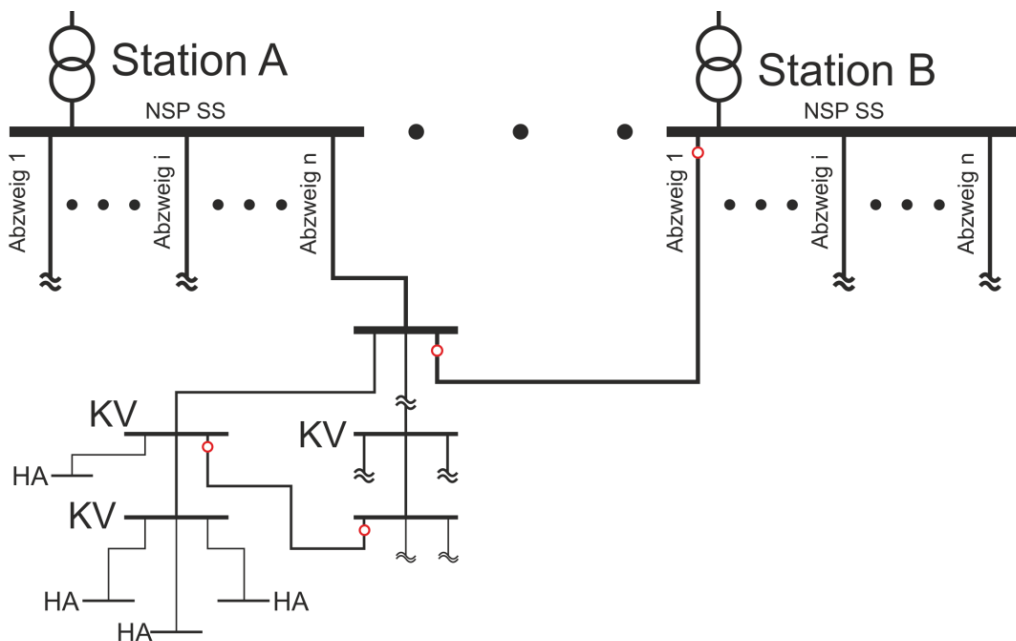


Abbildung 55: Grundsätzlicher Aufbau der Ringschlussdetektion (Köck, 2012)

Eine Sonderform stellen parallel geführte Leitungen dar, welche ebenfalls automatisiert erkannt und berücksichtigt wurden. Es wurde angenommen, dass sich immer beide Leitungen in Betrieb befinden.

5.1.3 Energieverbrauchsdaten

Die Verbrauchsdaten liegen zu einem großen Teil als Jahresenergiewerte in kWh pro Kundenanlage sowie teilweise als 15-Minuten-Energiemesswerte aus Lastprofilzählern vor. Der große Anteil an Jahresenergiewerten ist auf die hohe Anzahl von installierten Jahresenergiesummenzählern (Ferraris-Zählern) zurückzuführen. Zur Beschreibung des Verbraucherverhaltens wird die in den „Sonstigen Marktregeln“ (E-Control GmbH, 02.01.2013) vorgeschriebene Zuordnung von Endverbrauchern zu einzelnen Lastprofilen als Grundlage angewendet.

Diese Profile basieren auf einer Datenerhebung verschiedener Energieversorgungsunternehmen und des Vereins Deutscher Elektrizitätswerke (VDEW) Mitte der 1980er Jahre (VDEW, 1985). Dabei wurden mittlere Ganglinien für Werk-, Samstag sowie Sonn- und Feiertage bestimmt. Die Berücksichtigung der jahreszeitlichen Schwankungen erfolgt nach einer Dynamisierungsfunktion, welche über ein Polynom 4. Grades gebildet wird. Die VDEW-Lastprofile stellen den mittleren Leistungsbedarf einzelner Verbrauchsgruppen dar, wobei aufgrund des stochastischen Verhaltens der Einzelanlagen die Genauigkeit der Anwendung des Profils stark von der Anzahl der betrachteten Anlagen abhängt. Die Studie gibt dabei eine Genauigkeit von $\pm 10\%$ Abweichung um den Ganglinienmittelwert ab einer Anzahl von ca. 400 Haushalten an. Weiterführende Untersuchungen von (Engels, 2000) zeigen, dass sich bereits bei einer geringeren Anzahl von Haushalten (150) eine Streuung um den Gangmittelwert einstellt.

Zusätzlich zu den VDEW-Lastprofilen beinhalten die zur Verfügung gestellten Lastdaten auch die für österreichische Verbraucherstrukturen entwickelten Lastprofile (E-Control GmbH, 02.01.2013). Eine vollständige Aufstellung der angewendeten Daten findet sich im Anhang.

Die Jahresganglinien werden somit je Messpunkt auf Basis des zugeordneten Standardlastprofils skaliert und die Blindleistung unter Annahme eines jeweils konstanten Leistungsfaktors je Kundengruppe (siehe dazu Anhang Kapitel 10.7.2) berücksichtigt.

5.2 Modellerte Verlustquellen

Eine wesentliche Fragestellung in den durchgeführten Untersuchungen stellen die Auswirkungen einer phasenweise unsymmetrischen Lastverteilung sowie der Messwertgranularität auf die resultierenden Netzverluste im Netzbereich dar. Bisher wurden meist nur exemplarische Modellnetze bzw. einzelne Leitungen untersucht. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurde erstmals die Auswirkung einzelner Einflussfaktoren auf einen ausgedehnten realen Netzbereich bestimmt. Zur Ermittlung wird auf die Ergebnisse der im Rahmen der Arbeit durchgeführten Analysen von Messwerten im Anhang unter Punkt 10.2 zurückgegriffen.

Neben den in den Leitungen auftretenden Verlusten wurden auch die Verluste in den Hausanschlussleitungen berücksichtigt. Diese befinden sich zwar in der Regel nicht im Besitz des Netzbetreibers, jedoch waren die für die Verlustbestimmung notwendigen Daten größtenteils vorhanden und wurden somit in die Berechnungen integriert.

5.2.1 Stromwärmeverluste inkl. Verlustkorrekturfunktion

Im untersuchten Netzbereich sind (wie allgemein üblich) weder Informationen zur Phasenbelegung bei einphasigen Verbrauchern bzw. Einspeisern noch Informationen zur detaillierten Zusammensetzung einzelner Verbraucher (Anzahl der Bewohner, Elektrifizierungsgrad usw.) vorhanden. Diese und viele weitere Informationen zur Lastzusammensetzung wären für eine stochastische Lastnachbildung notwendig. Aufgrund der nicht vorhandenen Verbraucherinformationen sowie des wesentlich höheren Rechenaufwands, den eine Generierung von stochastischen Lastprofilen hervorruft, wird auf eine vereinfachte Berechnungsmethodik zurückgegriffen. Diese vereinfachte Berechnung basiert auf einer idealisierten symmetrischen Lastmodellierung mit Standardlastprofilen. Die Verlusterhöhung durch tatsächliches unsymmetrisches Lastaufkommen und eine Berechnung mit 15-Minuten-Messmittelwerten, generiert aus VDEW-Standardlastprofilen, wird anschließend durch Multiplikation mit dem Verlustkorrekturfaktor (LCF) berücksichtigt. Der Verlustkorrekturfaktor ermittelt sich aus der Verlustkorrekturfunktion LCf , welche den Zusammenhang zwischen dem Ergebnis einer Netzverlustberechnung von phasenexakten 1-Sekunden-Messdaten im Vergleich zum Ergebnis einer Netzverlustberechnung auf Basis der zugehörigen skalierten phasensymmetrischen Standardlastprofile beschreibt.

$$LCF = LCf(W) \quad (5.1)$$

Die entsprechenden Verlustkorrekturkurven wurden bereits in Kapitel 4.2.5 beschrieben und werden im folgenden Abschnitt in der Verlustberechnung berücksichtigt.

5.2.2 Sicherungselemente

Zum Schutz der Betriebsmittel findet auch eine große Anzahl von Sicherungen Anwendung, welche als Verlustquelle nicht vernachlässigt werden dürfen. Vor allem Niederspannungshochleistungsicherungen (NH-Sicherungen) sind ein häufig verwendetes Schutzelement in Niederspannungsnetzen. Dabei wird der Kontakt bei Erreichen des Schmelzintegrals getrennt, um etwaige Zerstörungen durch Über- oder Kurzschlussströme zu verhindern. Im realisierten Algorithmus wird die Verlustleistung der einzelnen NH-Sicherungen auf Basis der Stützstellen (Falkenberg, 2006) nachgebildet, woraus eine Näherungsfunktion nach Formel (5.2) ermittelt werden konnte.

$$P_{V_F(t)} = P_{V_F(I_N)} \cdot \left(1,124 \cdot \left(\frac{I(t)}{I_N} \right)^3 - 0,4048 \cdot \left(\frac{I(t)}{I_N} \right)^2 + 0,2765 \cdot \left(\frac{I(t)}{I_N} \right) \right) \quad (5.2)$$

Die Verlustleistung bei Bemessungsstrom I_N der einzelnen Sicherungstypen wurde ebenfalls aus (Falkenberg, 2006) entnommen, eine Auflistung der verwendeten Sicherungsgrößen findet sich im Anhang unter 10.7.1. Die Darstellung der erwähnten Funktionen erfolgt in Abbildung 56.

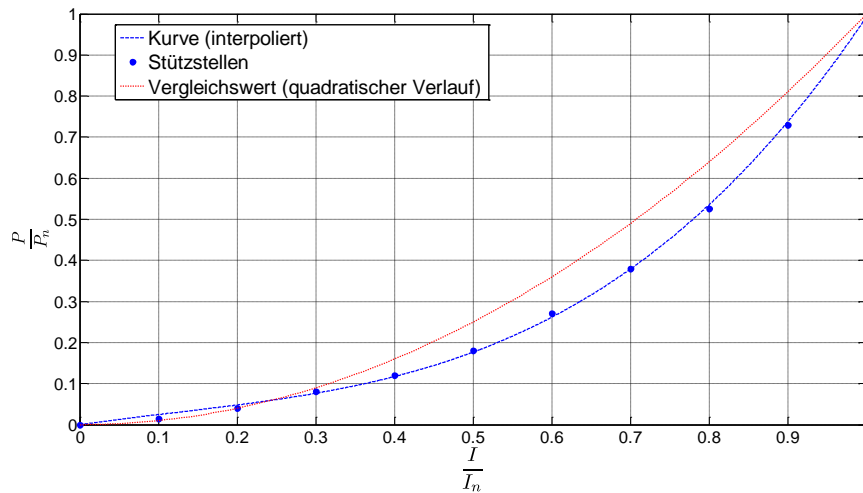


Abbildung 56: Korrekturdiagramm der Leistungsabgabe

5.2.3 Zählerinrichtungen

Installierte Zähl- und Messeinrichtungen stellen einen weiteren wesentlichen verlustbeeinflussenden Faktor im betrachteten Verteilnetz dar. Zu einem überwiegenden Teil werden konventionelle Ferraris-Zähler eingesetzt, einen geringeren Teil stellen elektronische Lastgangzähler dar. Aus den zur Verfügung gestellten Datenblättern (Landis & Gyr, 2009), (Actaris Zähler & Systmetechnik GmbH, 2002), (Iskraemeco, 2009) konnten mittlere spannungsabhängige Verluste von 1 W je Phasenleiter ermittelt werden. Die stromabhängigen Verluste werden aufgrund der geringen Dimension (s. Datenblätter) der quadratischen Abhängigkeit vom Lastaufkommen vernachlässigt. Die Verluste der elektronischen Lastprofilzähler werden mit 2 W je Spannungspfad angenommen.

Weiterführende Untersuchungen zur Auswirkung der Umstellung auf intelligente Zählerinrichtungen auf die Netzverluste finden sich anschließend in Kapitel 6.2.

5.2.4 Weitere Verlustquellen

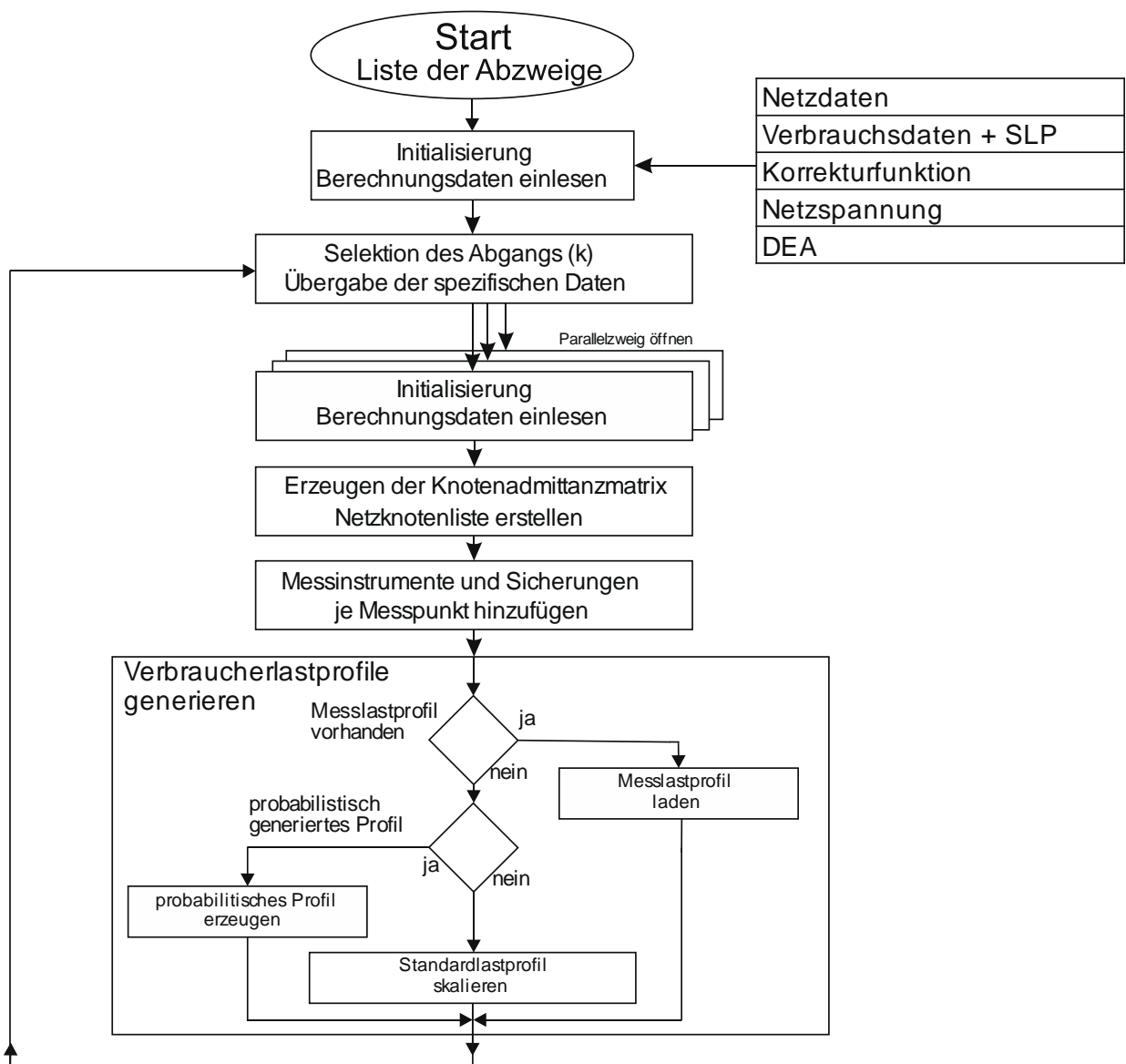
Ausdrücklich nicht berücksichtigt werden zusätzliche Verluste, welche aufgrund harmonischer Oberschwingungen sowie aufgrund von Klemmstellen mit hohen Übergangswiderständen auftreten.

Es gilt zu erwähnen, dass fehlerhafte Eintragungen in Datenbanken zu Abweichungen führen können, eine Elimination ist aufgrund der großen Datenmengen unrealistisch. Ein weiterer Unsicherheitsfaktor sind die Längenangaben in den Datenbanken, da in der Praxis die Leitungslängen, speziell im Bereich der Hausanschlüsse, häufig geschätzt werden. Dies führt dazu, dass die Angaben zu Leitungslängen zumindest im Hausanschlussbereich mit einem Unsicherheitsfaktor von $\pm 10\%$ behaftet sind. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass sich dieser Schätzfehler im Mittel näherungsweise selbst eliminiert.

5.3 Berechnungsalgorithmus

Die Verlustberechnung im untersuchten Netzbereich wurde in mehrere Teilschritte unterteilt, um durch eine parallele Ausführung von Berechnungen die Rechenzeit zu optimieren. Das Modell kann einerseits mit Verbrauchsdaten in Form skaliertes Standardlastprofile, probabilistisch dynamisierter Profile sowie mit tatsächlichen Messdatenreihen bzw. beliebigen Kombinationen daraus gespeist werden. Ebenso erfolgt die Anwendung der passenden Korrekturfunktion. Folgende Grafik zeigt dazu einen Überblick über einzelne Berechnungsschritte.

5.3.1 Ablaufdiagramm



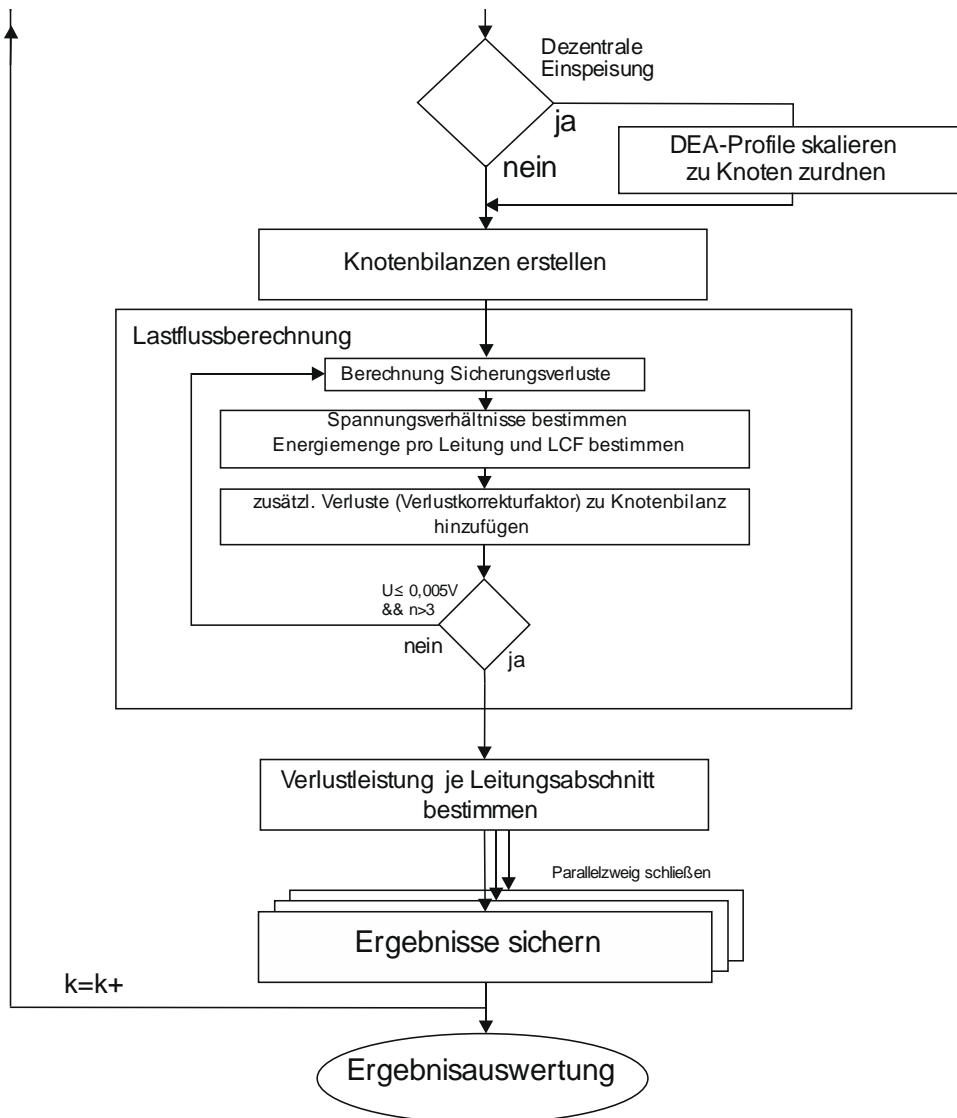


Abbildung 57: Ablaufdiagramm des Verlustberechnungsalgorithmus

5.3.2 Lastflussberechnung

Zur Lastflussberechnung wird die Niederspannungssammelschiene näherungsweise als Slackknoten nachgebildet, d. h. dieser Knoten besitzt eine starre Spannungsamplitude und kann unbegrenzt Wirkleistung als auch Blindleistung beziehen oder liefern.

Als Eingangsgröße für die einzelnen Lastknoten dienen die bekannten Wirkleistungs-, bzw. Scheinleistungslastgänge in Form eines Leistungsvektors mit 15-Minuten-Lastmittelwerten. Diese werden je nach Analyseziel und Datenverfügbarkeit über skalierte Standardlastprofile und einen zugeordneten Leistungsfaktor (10.7.2) berücksichtigt. Die Verbraucher werden dabei als Blindleistungsverbraucher nach Formel (5.3) simuliert.

$$\underline{S} = |S| \cdot e^{j \cdot \varphi} = \frac{P}{\cos(\varphi)} \cdot e^{j \cdot \varphi} \quad (5.3)$$

Auch der Blindanteil der Messlastprofile wird aufgrund nicht vorhandener Informationen zum Blindleistungsaufkommen mit einem fixen Leistungsfaktor angenommen. Als Eingangsgröße für die Lastflussberechnung dienen je zu berechnendem Stationsabzweig die Knotenströme \underline{I} , die in den folgenden beschriebenen Knotenadmittanzmatrix \underline{Y} Formel (5.4), welche die elektrische Verbindung der Knoten untereinander darstellt, sowie im ersten Iterationsschritt die Knotenspannung am Netzknoten.

Umgesetzte Realisierung

Anhand des Beispiels in Abbildung 57 wird ein Berechnungsdurchlauf an einem sehr einfachen Netzausläufer mit vier Lastknoten dargestellt.

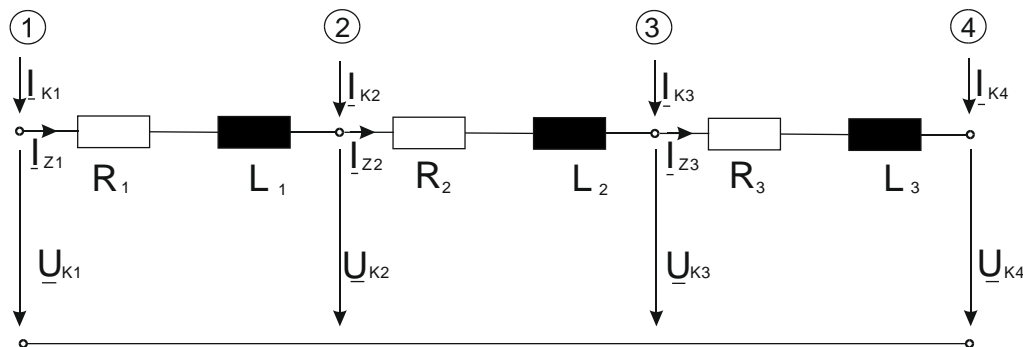


Abbildung 58: Exemplarischer Netzabschnitt

Aus diesem Beispiel lässt sich die Knotenadmittanzmatrix (Formel (5.4)), deren Ordnung der Anzahl der Knoten im zu beschreibenden Netzbereich entspricht, aufstellen.

$$\underline{Y} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{13} & \underline{Y}_{14} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \underline{Y}_{23} & \underline{Y}_{24} \\ \underline{Y}_{31} & \underline{Y}_{32} & \underline{Y}_{33} & \underline{Y}_{34} \\ \underline{Y}_{41} & \underline{Y}_{42} & \underline{Y}_{43} & \underline{Y}_{44} \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Die Summe sämtlicher Admittanzen der direkt mit dem Knoten i verbundenen Zweige stellt die Hauptdiagonale dar.

$$\underline{Y}_{ii} = \sum \frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad \forall i[1:n] \cup i = j \quad (5.5)$$

Die Elemente, welche verschiedene Knoten $i \neq j$ verbinden, nehmen den jeweiligen Wert der negativen Admittanz an und stellen die Nebendiagonalen dar.

$$\underline{Y}_{ij} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ij}} \quad \forall i \neq j \quad (5.6)$$

Betrachtet man das Knotenpotentialverfahren allgemein, stellt dabei \underline{U} den Vektor der Knotenspannungen und \underline{I} die Bilanz der in die Knoten eingespeisten und entnommenen Ströme dar.

$$\underline{I} = \underline{Y} \cdot \underline{U} \quad (5.7)$$

Die Knotenspannungen aller Netzknoten werden hierbei auch als Zustandsgrößen bezeichnet, da sie den Netzzustand eindeutig nach Betrag und Phase beschreiben. Sind sie bekannt, es lassen sich mit

Hilfe der Betriebsmittelgleichungen sowohl die Betriebsmittelströme als auch der Leistungsfluss, die Netzverluste und die Blindleistungsbilanz des Netzes berechnen. Werden eingespeiste Ströme, wie in Abbildung 58, positiv gezählt, so sind Lasten in der Knotenbilanzbildung negativ zu addieren.

$$\underline{I}_K = \sum_{n=1}^{kn} \underline{I}_{Erz(K)} - \underline{I}_{Ver(K)} \quad (5.8)$$

Bildet man im Knoten (K) nun die Stromsummen nach dem ersten Kirchhoffschen Gesetz und ersetzt anschließend die mit Hilfe der Knotenspannungen und Zweigimpedanzen ausgedrückten Zweigströme, so ergibt sich folgendes Gleichungssystem.

$$\begin{aligned} \underline{I}_{K1} &= \underline{I}_{Z1} = (\underline{U}_{K1} - \underline{U}_{K2}) \cdot \underline{Y}_{Z1} \\ \underline{I}_{K2} &= \underline{I}_{Z2} - \underline{I}_{Z1} = (\underline{U}_{K2} - \underline{U}_{K3}) \cdot \underline{Y}_{Z2} - (\underline{U}_{K1} - \underline{U}_{K2}) \cdot \underline{Y}_{Z1} \\ \underline{I}_{K3} &= \underline{I}_{Z3} - \underline{I}_{Z2} = (\underline{U}_{K3} - \underline{U}_{K4}) \cdot \underline{Y}_{Z3} - (\underline{U}_{K2} - \underline{U}_{K3}) \cdot \underline{Y}_{Z2} \\ \underline{I}_{K4} &= -\underline{I}_{Z3} = -(\underline{U}_{K3} - \underline{U}_{K4}) \cdot \underline{Y}_{Z3} \end{aligned} \quad (5.9)$$

Als Matrix dargestellt ergibt sich folgendes System.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{K1} \\ \underline{I}_{K2} \\ \underline{I}_{K3} \\ \underline{I}_{K4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{Z1} & -\underline{Y}_{Z1} & 0 & 0 \\ -\underline{Y}_{Z1} & \underline{Y}_{Z1} + \underline{Y}_{Z2} & -\underline{Y}_{Z2} & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_{Z2} & \underline{Y}_{Z2} + \underline{Y}_{Z3} & -\underline{Y}_{Z3} \\ 0 & 0 & -\underline{Y}_{Z3} & \underline{Y}_{Z3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{K1} \\ \underline{U}_{K2} \\ \underline{U}_{K3} \\ \underline{U}_{K4} \end{bmatrix} \quad (5.10)$$

Durch Vorgabe der Slackspannung in Knoten 1 und der bekannten Ströme (Lasten und Einspeiser) nach Formel (5.12) in den restlichen Knoten ist zur erfolgreichen Berechnung die Hybridmatrix zu bilden (5.12).

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{I}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{aa} & \underline{Y}_{ab} \\ \underline{Y}_{ba} & \underline{Y}_{bb} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \end{bmatrix} \quad (5.11)$$

Die erforderlichen Knotenströme berechnen sich dabei zu

$$\underline{I}_K = \frac{\frac{P_K}{\cos(\varphi_K)} e^{j \cdot a \cos(\cos(\varphi_K))}}{\underline{U}_K^*} \quad (5.12)$$

wobei sich P_K nach Formel (5.9) über die Knotenleistungsbilanz bildet.

$$\underline{P}_K = \sum_{n=1}^{kn} \underline{P}_{Erz(K)} - \underline{P}_{Ver(K)} \quad (5.13)$$

Schreibt man die Gleichungssysteme an, so ergeben sich folgende Ausdrücke:

$$\begin{aligned} \underline{I}_a &= \underline{Y}_{aa} \cdot \underline{U}_a + \underline{Y}_{ab} \cdot \underline{U}_b \\ \underline{I}_b &= \underline{Y}_{ba} \cdot \underline{U}_a + \underline{Y}_{bb} \cdot \underline{U}_b \end{aligned} \quad (5.14)$$

Sind die Knotenströme und die Spannung des Slackknotens bekannt, so müssen in den Knoten mit Stromvorgabe die Spannungen explizit dargestellt werden.

$$\underline{U}_b = \underline{Y}_{bb}^{-1} \cdot \underline{I}_b - \underline{Y}_{bb}^{-1} \cdot \underline{Y}_{ba} \cdot \underline{U}_a \quad (5.15)$$

Setz man \underline{U}_b nun auch in die zweite Gleichung des Systems ein, ergibt sich Formel:

$$\underline{I}_a = (\underline{Y}_{aa} - \underline{Y}_{bb}^{-1} \cdot \underline{Y}_{ab} \cdot \underline{Y}_{ba}) \cdot \underline{U}_a + \underline{Y}_{bb} \cdot \underline{Y}_{ab} \cdot \underline{I}_b \quad (5.16)$$

Diese Gleichung kann unter Anwendung der Hybridmatrix angeschrieben werden:

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{U}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{H}_{aa} & \underline{H}_{ab} \\ \underline{H}_{ba} & \underline{H}_{bb} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_a \\ \underline{I}_b \end{bmatrix} \quad (5.17)$$

Nach einem Koeffizientenvergleich ergibt sich die vollständige Hybridmatrix entsprechend nach:

$$H = \begin{bmatrix} \underline{H}_{aa} & \underline{H}_{ab} \\ \underline{H}_{ba} & \underline{H}_{bb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{aa} - \underline{Y}_{bb}^{-1} \cdot \underline{Y}_{ab} \cdot \underline{Y}_{ba} & \underline{Y}_{bb} \cdot \underline{Y}_{ab} \\ -\underline{Y}_{bb}^{-1} \cdot \underline{Y}_{ba} & \underline{Y}_{bb}^{-1} \end{bmatrix} \quad (5.18)$$

Anwendung im Vierleiternetz

Wird die Lastflussberechnung im Vierleiternetz unter Berücksichtigung einer unsymmetrischen Lastaufteilung angewendet, so ist die Admittanzmatrix für jeden Phasenleiter wie auch für den Neutralleiter aufzustellen.

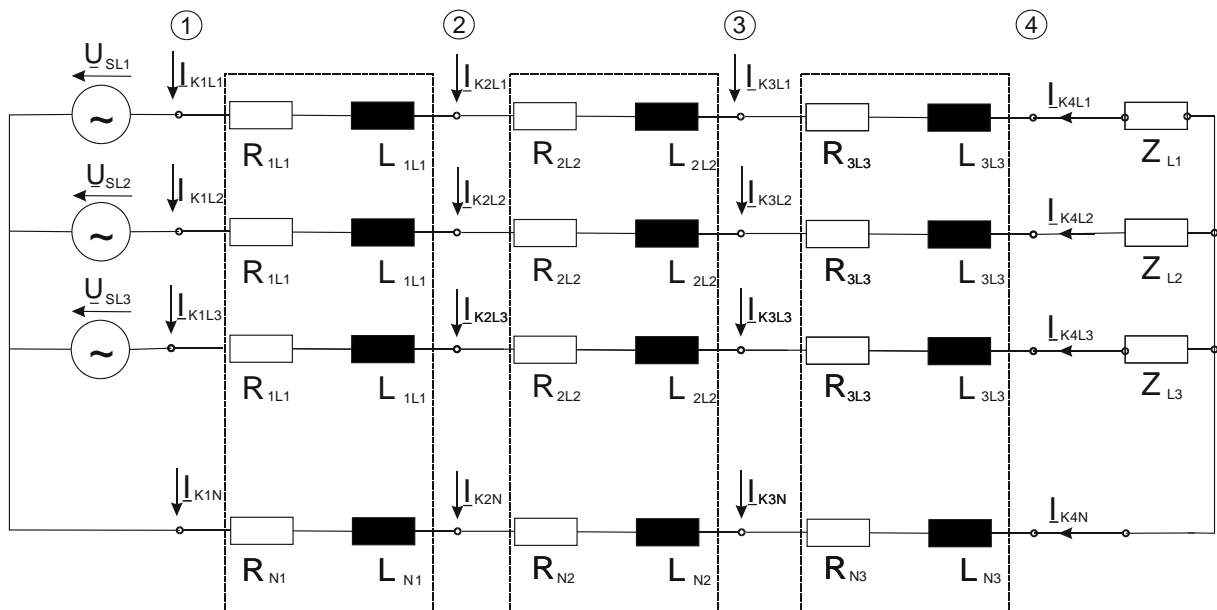


Abbildung 59: Exemplarischer Netzabschnitt im Vierleiternetz

Auf Basis der stromiterativen Lastflussberechnung wird anschließend das Ergebnis näherungsweise bestimmt, die Slackspannung wird dabei vorgegeben. Im ersten Iterationsschritt werden die Ströme entsprechend Formel (5.12) berechnet, bei unsymmetrischen Berechnungsabläufen wird der Neutralleiterstrom als negative Summe der komplexen Phasenströme ermittelt.

$$\underline{I}_{KnN} = -(\underline{I}_{KnL1} + \underline{I}_{KnL2} + \underline{I}_{KnL3}) \quad (5.19)$$

Somit können auch durch die Hybridmatrix des Neutralleiters unter Vorgabe von dessen Slackspannung von 0 V sowie die Neutralleiter-Knotenspannungen ermittelt werden. Zur Bestimmung der Eingangsgrößen für den nächsten Iterationsschritt wird die Differenz zwischen den Neutralleiterknotenspannungen U_{kN} und den zugehörigen Phasenknoten U_{kNp} gebildet.

$$\underline{U}_{K_nLpN} = \underline{U}_{K_nLp} - \underline{U}_{K_nN} \quad (5.20)$$

Die Iteration wird bis zur Erreichung der Genauigkeitsgrenzen durchgeführt. Sowohl im Vierleitermodell als auch im vereinfachten Modell ergeben sich daraus die Knotenspannungen an den jeweiligen Leitern, woraus in Verbindung mit den bekannten Kabelimpedanzen der Leiterstrom bestimmt wird. U_{k1} und U_{k2} stellen die Spannungen der Nachbarknoten des Leiters L dar.

$$I_L = \frac{U_{K1}^L - U_{K2}^L}{Z_L} \quad (5.21)$$

Daraus ist nun einfach die Bestimmung der Wirkverlustleistung möglich.

$$P_{VL} = \operatorname{Re}\{(\underline{U}_{K1}^L - \underline{U}_{K2}^L) \cdot \underline{I}_L^*\} = \operatorname{Re}\{(\Delta \underline{U}^L) \cdot \underline{I}_L^*\} \quad (5.22)$$

Aus den sich ergebenden Jahreszeitreihen der Verlustleistung je Betriebsmittel wird anschließend die Verlustenergiemenge bestimmt.

Integration des Verlustkorrekturfaktors

Im Rahmen der Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors LCF wurde die Integration innerhalb der Lastflussberechnung notwendig, da andernfalls eine Rücksichtnahme auf zusätzliche Verluste, berechnet auf Basis des Verlustkorrekturfaktors, nicht möglich ist. Basierend auf der Kenntnis der einzelnen Knotenbilanzen wird die transportierte Energiemenge je Betriebsmittel bestimmt. Nach der ersten Iteration wird je Betriebsmittel der Verlustkorrekturfaktor unter Anwendung der Verlustkorrekturfunktion nach Formel (5.1) bestimmt.

$$P_{VLn(LCF)} = P_{VLn} \cdot LCF = P_{VLn} \cdot LCF(W) \quad (5.23)$$

Die Differenz zwischen den Verlusten ΔP_{VLn} , mit und ohne Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors wird anschließend in den Knotenbilanzen (Formel (5.24)) berücksichtigt und bei jedem Iterationsdurchlauf in Abhängigkeit von der übertragenen Energiemenge aktualisiert.

$$\Delta P_{VLn} = \operatorname{Re}\{(\Delta \underline{U}) \cdot \underline{I}_L^*\} \cdot (LCF - 1) \quad (5.24)$$

Die Aufteilung der Verluste ΔP_{VL} erfolgte dabei zu je 50 % auf die beiden durch die Betriebsmittel verbundenen Knoten, dies entspricht zwar einer Näherung, ermöglicht jedoch die bessere Berücksichtigung einer möglichen Energieflussumkehr durch Erzeugungsanlagen.

$$P_{K1} = \sum P_{Erz(K)} - P_{Ver(K)} - \frac{\Delta P_{VLn}}{2} \quad (5.25)$$

$$P_{K2} = \sum P_{Erz(K)} - P_{Ver(K)} - \frac{\Delta P_{VLn}}{2} \quad (5.26)$$

Diese Annäherungen werden durchgeführt, bis die Abbruchbedingung (Mindestens 10 Iterationen und Erreichung der Stromiterationsschranke) erfüllt ist.

5.3.3 Probabilistischer Berechnungsansatz

Zur Bestimmung der Auswirkung dezentraler Erzeuger auf die Verlustentwicklung im Niederspannungsnetz ist das beschriebene Verfahren aufgrund des standardlastprofilbasierten Berechnungsansatzes nur bedingt geeignet. Besonders die durch die dezentrale meist photovoltaische Spitzenerzeugung hervorgerufenen Lastspitzen würden sich in der Berechnung wesentlich auswirken, da diese nur einem mittleren Lastprofil (Standardlastprofil) gegenübergestellt werden. Der bei Standardlastprofilen verwendete Ansatz eines linearen Zusammenhangs zwischen Maximallast und übertragener Energiemenge kann ebenfalls in folgendem Punkt widerlegt werden. Aus diesem Grund wird für Untersuchungen in Zusammenhang mit dezentralen Erzeugungseinheiten ein probabilistischer Berechnungsansatz angewendet.

Verhältnis Energiebezug zu Maximallast

Geht man vorerst noch von Netzbereichen ohne dezentrale Einspeiser aus und betrachtet das in (VDEW, 2000) und (VDEW, 1985) angewandte Verfahren, welches einen linearen Zusammenhang zwischen Maximallast und übertragener Energiemenge voraussetzt, so gilt es, dieses in einem ersten Schritt auf Basis von Messdaten zu überprüfen. Herangezogen wurden dazu 500 Messungen in verschiedenen Netzbereichen, sowohl im Niederspannungs- als auch im Mittelspannungsnetz.

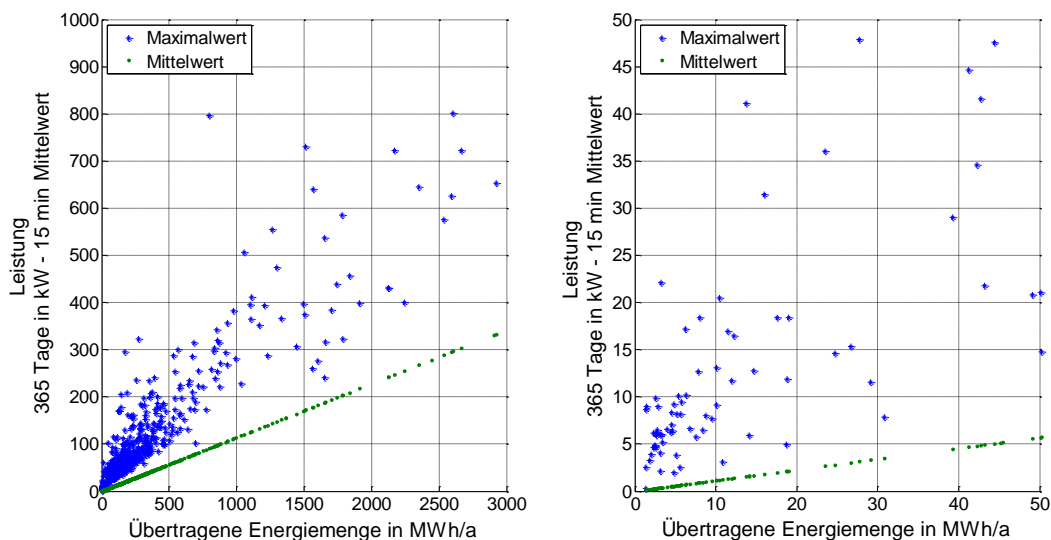


Abbildung 60: Maximal- und Mittelwert der Leistung in Abhängigkeit von der Jahresenergieabgabe, basierend auf 15-Min-Messmittelwerten (links MS, rechts NS)

Besonders bei geringem Energieverbrauch ist, wie Abbildung 60 - links zeigt, keine lineare Abhängigkeit von Maximallast zu übertragener Jahresenergiemenge zu erkennen, die Streuung der einzelnen Werte ist sehr groß. Die Maximallast nimmt erwartungsgemäß mit dem Jahresenergieverbrauch zu. Trotzdem ist nur eine schwache Korrelation der einzelnen Punkte erkennbar, womit ein streng linearer Zusammenhang widerlegt werden kann.

Betrachtet man nicht den Maximalwert, sondern den Medianwert, so ist bei geringem Jahresenergieverbrauch ebenfalls kein linearer Zusammenhang erkennbar, wie in Abbildung 61 zu erkennen ist.

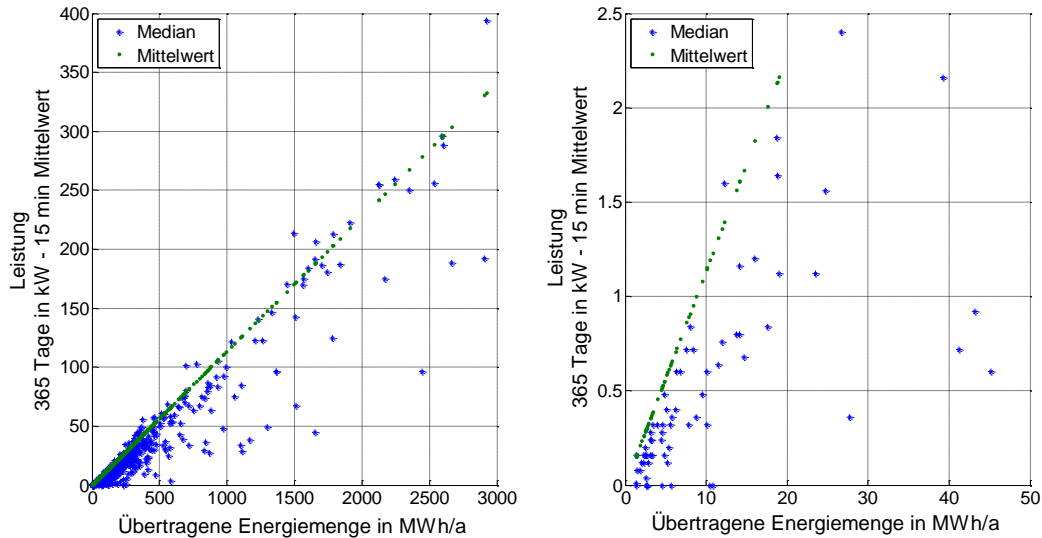


Abbildung 61: Median und Mittelwert der Leistung in Abhängigkeit von der Jahresenergieabgabe basierend auf 15-Min-Messmittelwerten (links MS, rechts NS)

Generierung von Lastprofilen

Um die Auswirkung einer flächendeckenden Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten ohne die Verfügbarkeit von 15-Minuten-Zählermessdaten auf das Verlustaufkommen zu untersuchen, stellen statistische Methoden ein wichtiges Hilfsmittel dar.

Generell gibt es eine Vielzahl von statistischen Möglichkeiten, welche sich zur Erzeugung von Lastprofilen in verbrauchernahen Netzebenen eignen. Ein großer Anteil dieser ist jedoch mit einem erheblichen Aufwand in Hinblick auf die notwendigen Informationen zu den Haushaltsgrößen und dem zugehörigen Nutzerverhalten (Anwesenheitszeiten, Freizeitgestaltung usw.) verbunden. Solche methodischen Ansätze wurden z.B. von (Dickert & Schegner, 2009), (Esslinger & Witzmann, 2012) oder (Ghaemi, 2011) zur Lastflussnachbildung und Untersuchung von Spannungsbändern im Mittel- und Niederspannungsnetz realisiert.

Da detaillierte Informationen zum Nutzerverhalten kaum verfügbar sind, werden häufig Berechnungsmethoden gewählt, welche die Lastnachbildung vereinfacht über Verteilungsfunktionen realisieren, wie dies zum Beispiel in (Heunis & Herman, 2002), (Herman & Gaunt, 2008) anhand der Beta-Verteilfunktion gezeigt wird.

Da die in dieser Arbeit zur Verfügung stehenden Netzdaten Informationen zu den verbraucherabhängigen Standardlastprofilen enthalten, wurde zur weiteren Simulation ein Ansatz basierend auf Standardlastprofilen mit hinterlegter probabilistischer Dynamisierungsfunktion gewählt. Näherungsweise wurde angenommen, dass diese mittleren Verteilungen für alle im Netz auftretenden und nicht lastgangerfassend gemessenen Lasten gültig sind.

Die in (Kayser, Probst, Braun, & Tenbohlen, 2012) durchgeführten Untersuchungen an Lastprofilen von etwa 1000 Smart-Meter-gezählten H0-Lastprofilen zeigen, dass für die daraus erzeugten Histogramme der Messwerte zu einem Messzeitpunkt hauptsächlich die allgemeine Extremwertverteilung $\mathcal{GEV}(\mu, \sigma, \xi)$ mit dem Positionsparameter $\mu \in \mathbb{R}$, dem Skalierungsfaktor $\sigma \in \mathbb{R}$ mit $\sigma > 0$, sowie dem Formparameter $\xi \in \mathbb{R}$

$$f(x|\xi, \mu, \sigma) =$$

$$\begin{cases} \frac{1}{\sigma} \cdot \left(1 + \xi \frac{(x - \mu)}{\sigma}\right)^{\left(\frac{1}{\xi} - 1\right)} \cdot \exp\left(-\left(1 + \xi \frac{(x - \mu)}{\sigma}\right)^{\frac{1}{\xi}}\right) & 1 + \frac{\xi(x - \mu)}{\sigma} > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (5.27)$$

zur Annäherung geeignet ist. Der bei der allgemeinen Extremwertverteilung vorkommende Faktor k hat nur einen sehr geringen Einfluss auf das Ergebnis der Funktion und wird mit dem Mittelwert des in Tabelle 11 angegebenen Wertes in der Berechnung angenommen.

Auf der anderen Seite wird die seltener anzutreffende lognormale Verteilungsfunktion $\mathcal{LN}(\mu, \sigma^2)$ als zweite auf Messdatenbasis approximierte Verteilungsfunktion ermittelt, wiederum mit dem Skalierungsfaktor $\mu \in \mathbb{R}$ und dem Formfaktor $\sigma \in \mathbb{R}$ mit $\sigma > 0$.

$$f(x|\mu, \sigma) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma \cdot x \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(\ln(x) - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right) & x > 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (5.28)$$

Für die Funktionsparameter werden folgende zugehörige Wertebereiche angegeben:

Tabelle 11: Wertebereiche der Funktionsparameter (Kayser, Probst, Braun, & Tenbohlen, 2012)

Funktion	μ	σ	ξ
$\mathcal{GEV}(\mu, \sigma, \xi)$	$150 < \mu < 5000$	$5 < \sigma < 400$	$0,1 < \xi < 0,65$
$\mathcal{LN}(\mu, \sigma)$	$6,1 < \mu < 6,3$	$0,9 < \sigma < 1,05$	-

In Abbildung 62 sind die zugehörigen Dichtefunktionen der mittleren Parameter dargestellt. Die Grenzszenarien aus den angegebenen Wertebereichen sind im Anhang unter Kapitel 0 angeführt. Da die Funktionsparameter nicht für jede Viertelstunde bekannt sind, werden die Funktionsparameter angenommen.

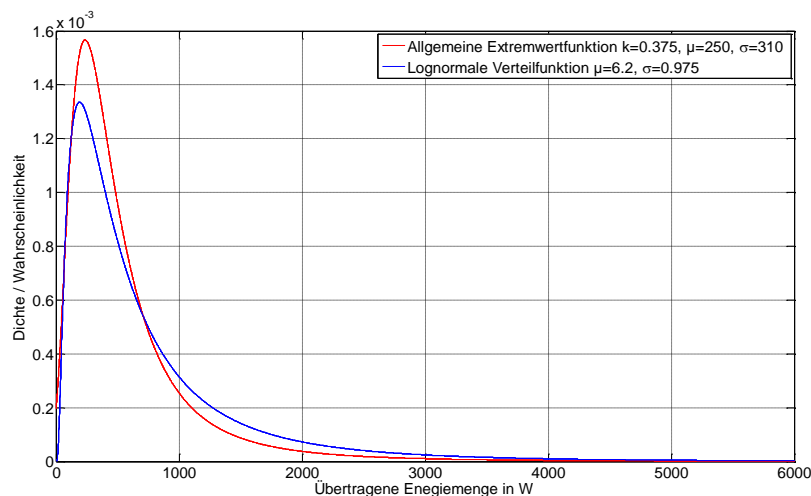


Abbildung 62: Dichtefunktionen, basierend auf mittleren Parametern aus Tabelle 13

Durch Integration der Dichtefunktion wird die kumulative Verteilungsfunktion zur Bestimmung des Erwartungswertes der $\mathcal{G}\mathcal{E}\mathcal{V}(\mu, \sigma, \xi)$ sowie der $\mathcal{LN}(\mu, \sigma)$ ermittelt.

$$E(x)_{\mathcal{G}\mathcal{E}\mathcal{V}} = \int_0^{\infty} \exp\left(-\left(1 + \xi \cdot \left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right)\right)^{\frac{-1}{\xi}}\right) dx = \mu - \frac{\sigma}{\xi} + \frac{\sigma}{\xi} \cdot \Gamma(1 + \xi) \quad (5.29)$$

$$E(x)_{\mathcal{LN}} = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \int_0^{\infty} x \cdot \frac{\exp\left(-\frac{(\ln(x) - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right)}{x} dx = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right) \quad (5.30)$$

Die verallgemeinerte Extremwertfunktion wie auch die lognormale Verteilungsfunktion lassen sich durch die Variation des Parameters μ skalieren. Dies wird exemplarisch am folgenden Beispiel in Abbildung 63 gezeigt. Mit den mittleren Parametern der lognormalen Verteilungsfunktion aus Tabelle 11 ($\mu=6,2, \sigma=0,975$) lässt sich nach Formel (5.30) ein Erwartungswert von 792,59 W bestimmen.

Nach der Anpassung der Standardlastprofile mit den zur Verfügung stehenden Jahresenergiemengen ist der Erwartungswert für jede Viertelstunde bekannt. Darauf basierend wird die Verteilungsfunktion, wie in Abbildung 63 zu sehen ist, auf jeden einzelnen der 35040 15-Minuten-Leistungsmittelwerte skaliert. Beträgt der Erwartungswert $E(x)$ beispielsweise 2000 W, so ist die skalierte Kurve ($\mu=7,125, \sigma=0,975$) aus Abbildung 63 (rot) zur Bestimmung des probabilistischen Wertes heranzuziehen.

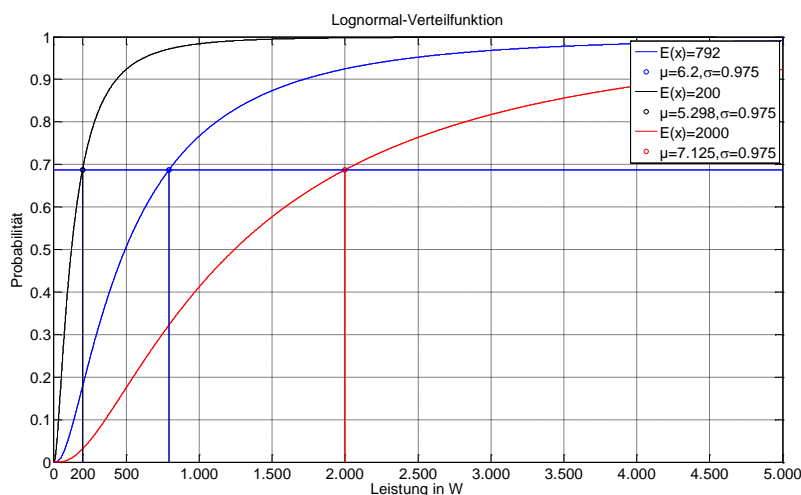


Abbildung 63: Skalieren der lognormalen Verteilungsfunktion durch Variation von μ

Dazu wird anschließend eine normal-verteilte Zufallszahl generiert, welche der Wahrscheinlichkeit der einzelnen Leistungen bei bekanntem Erwartungswert entspricht. Ist diese Zufallszahl beispielsweise 0,5, so kann daraus der zugehörige probabilistische Wert für die aktuelle Leistung im angeführten Beispiel in Abbildung 64 mit 1240 Watt bestimmt werden. Dieser Vorgang wird auf sämtliche Lastprofile und jeden Viertelstundenleistungsmittelwert angewandt.

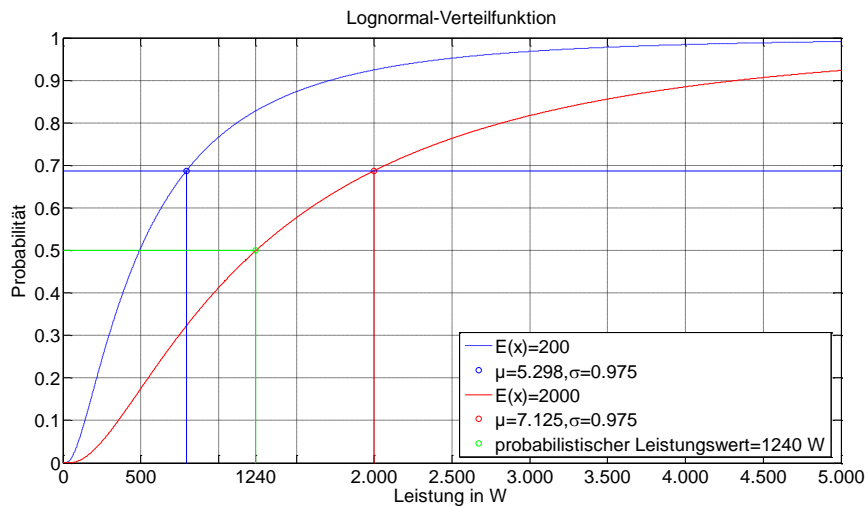


Abbildung 64: Beispielhafte Bestimmung des probabilistischen Leistungswertes

Grafische Darstellung probabilistisch erzeugter Lastprofile

Folgende Grafiken zeigen exemplarisch das Ergebnis der probabilistisch erzeugten Lastprofile, berechnet unter den angeführten Vereinfachungen, basierend auf den Werten der lognormalen Verteilfunktion. Zur Veranschaulichung werden Profile mit einer unterschiedlichen Anzahl von überlagerten Lastprofilen gezeigt. Abbildung 65 zeigt ein einzelnes Haushaltslastprofil.

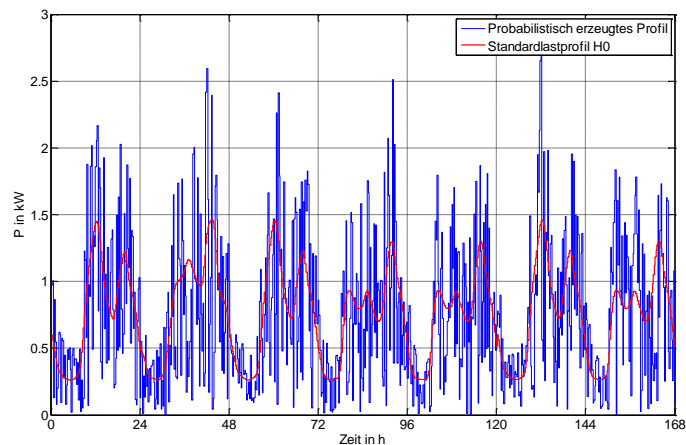


Abbildung 65: Beispielhafte Darstellung des resultierenden Lastverlaufs anhand einer einzelnen Tagesganglinie

Wird nun eine Vielzahl von Haushaltslastprofilen überlagert, so verschwindet der fluktuierende Charakter der Ganglinie. Je mehr Lastprofile überlagert werden, desto mehr nähern sich die Ganglinien dem ursprünglichen Lastprofil und somit, in diesem Fall, dem Standardlastprofil an, wie exemplarisch an folgenden Wochenlastprofilen in Abbildung 66 und Abbildung 67 gezeigt wird.

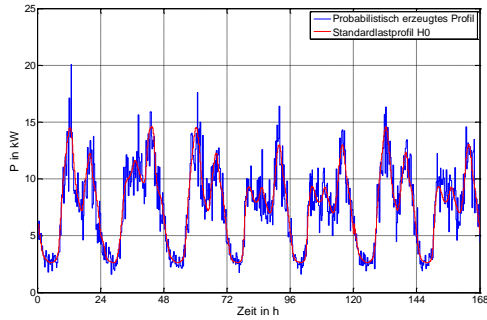


Abbildung 66: Beispielhafte Darstellung des resultierenden Lastverlaufs anhand von 10 Tagesganglinien

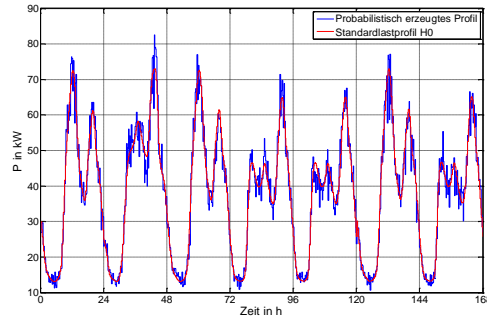


Abbildung 67: Beispielhafte Darstellung des resultierenden Lastverlaufs anhand von 50 Tagesganglinien

Entwicklungspotential dieser zufallsbasierten Profilgenerierung

Die in Kapitel 5.3.3 beschriebene Methode zur Lastprofilgenerierung zeigt ein besonderes Potential für zukünftige Lastflussuntersuchungen im Niederspannungsnetz. Aufgrund der Datenlage wurde im Rahmen dieser Arbeit auf die VDEW-Standardlastprofile als Basis der Berechnungen zurückgegriffen. Verfügt man über eine ausreichende Anzahl von Jahreganglinien von Haushalten, idealerweise aufgeschlüsselt nach verschiedenen Verbrauchsgruppen bzw. den Elektrifizierungsgraden, so können daraus ein reales Bezugslastprofil sowie für jede Viertelstunde (bzw. zu definierende Zeitkonglomerate) eine eigene passende Verteilungsfunktion bestimmt werden. Schwierigkeit dabei wird es sein, über eine entsprechend große Anzahl von Messwerten zu verfügen, die es ermöglichen, diese Verteilfunktionen nachvollziehbar zu ermitteln, bzw. unterschiedliche Verbrauchsgruppen zu definieren.

Als Basis einer solchen Profildefinition können die 15-Minuten-Messwerte aus Smart-Meter-Messungen dienen, da diese nach einem Roll-out, bzw. Teil-Roll-Out sehr schnell und einfach in einer großen Anzahl verfügbar sind. Idealerweise ermöglichen diese nicht nur eine Messung der Wirkleistung, sondern auch der Scheinleistung, womit zukünftig wesentlich detailliertere Informationen zum Lastverhalten generiert werden könnten und der große Aufwand von Einzelmessungen, wie diese auch im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt wurden, nicht mehr notwendig ist.

Stehen, wie zurzeit üblich, nur Wirkleistungs-Phasensummenmittelwerte zur Berechnung zur Verfügung, so können in Hinblick auf die Verlustrechnung wiederum die entwickelten Verlustkorrekturfaktoren zur Bestimmung der auftretenden Verluste angewendet werden.

Der Ansatz wird durch Erwartungswerte, welche unter Anwendung von Standardlastprofilen generiert werden, realisiert. Eine detaillierte Ermittlung der Erwartungswerte spezifischer Verbrauchergruppen wird aufgrund der notwendigen Zeit- und Datenintensität in dieser Dissertation nicht weiterverfolgt, stellt jedoch ein interessantes Feld für weitere Forschungsarbeiten dar.

5.4 Untersuchungen im realen Netz

Folgende Untersuchungen wurden an einem realen, typischen österreichischen Verteilnetz durchgeführt. Die Daten entstammen einer mittleren österreichischen Stadt der Versorgungsbereich des Netzbetreibers umfasst ca. 70000 Einwohnern, das Netz entspricht erfahrungsgemäß den typischen Strukturen, wie diese landesweit zu finden sind.

Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Strukturen in Bezug auf die vorherrschende siedlungs-technische Nutzung wurden die untersuchten Transformatorstationen in Abhängigkeit von ihrer Lage unterschiedlichen Siedlungsräumen zugeordnet. Im untersuchten Netzbereich konnten folgende vorherrschende siedlungsstrukturelle Gebietstypen identifiziert werden.

5.4.1 Siedlungsstrukturelle Gebietstypen

Die Einteilung in siedlungsstrukturelle Gebietstypen erfolgte in Anlehnung an (Hauswirth & Gielge, 2010), um die Unterschiede betreffend der Strukturabhängigkeit des Verlustaufkommens bewerten zu können. Die Einteilung erfolgte je Transformatorstation auf Grundlage einer Orthogonal-Projektion des untersuchten Netzgebietes. Folgende Grafiken enthalten die durchschnittlichen Kennwerte der im untersuchten Netzgebiet ausgewerteten Betriebsmittel, diese geben einen Anhaltspunkt für die Größenordnung der Abweichungen zwischen den siedlungsstrukturellen Gebietstypen.

A Ländliche Räume geringer Dichte – „Rural“

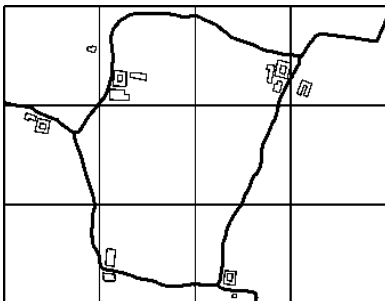


Abbildung 68: Ländliche Räume geringer Dichte

Anzahl analysierter Abgänge	66
Ø Abgänge pro Transformator	3,3
Ø Leiterlänge in m	91
Ø Leiterquerschnitt in mm ² CU	90
Ø Leiter pro Transformator	24
Ø Anzahl der Kundenanlagen/Transformator	28
Ø Energieabgabe in MWh/(Kundenanlage*a)	6,5
Ø Transformatorgröße in kVA	190

B Ländliche Räume höherer Dichte – dörfliche Strukturen – „Village“

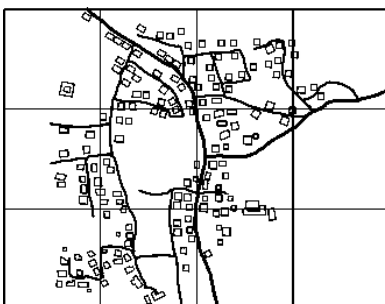


Abbildung 69: Ländliche Räume höherer Dichte

Anzahl analysierter Abgänge	220
Ø Abgänge pro Transformator	4,1
Ø Leiterlänge in m	40
Ø Leiterquerschnitt in mm ² CU	65
Ø Leiter pro Transformator	95
Ø Anzahl der Kundenanlagen/Transformator	153
Ø Energieabgabe in MWh/(Kundenanlage*a)	3,8
Ø Transformatorgröße in kVA	292

C Verstädterte Räume - Vorstadtbereich - „Provincial Suburban“

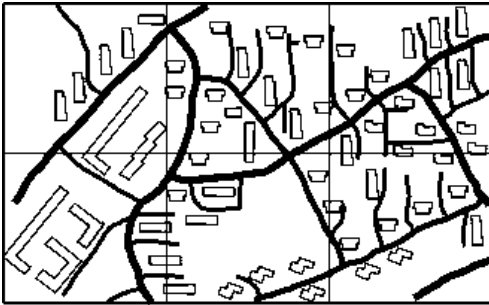


Abbildung 70: Verstädterte Räume - Vorstadtbereich

Anzahl analysierter Abgänge	387
Ø Abgänge pro Transformator	5,25
Ø Leiterlänge in m	37
Ø Leiterquerschnitt in mm ² CU	70
Ø Leiter pro Transformator	55
Ø Anzahl der Kundenanlagen/Transformator	337
Ø Energieabgabe in MWh/(Kundenanlage*a)	2,6
Ø Transformatorgröße in kVA	573

D Verstädterte Räume - Provinz(Bezirks)-städte - „Provincial Urban“



Abbildung 71: Verstädterte Räume - Kernstädte

Anzahl analysierter Abgänge	195
Ø Abgänge pro Transformator	6,29
Ø Leiterlänge in m	36
Ø Leiterquerschnitt in mm ² CU	79
Ø Leiter pro Transformator	43
Ø Anzahl der Kundenanlagen/Transformator	210
Ø Energieabgabe in MWh/(Kundenanlage*a)	4,3
Ø Transformatorgröße in kVA	678

E Vorwiegend gewerblich strukturierte Räume - „Commerce“

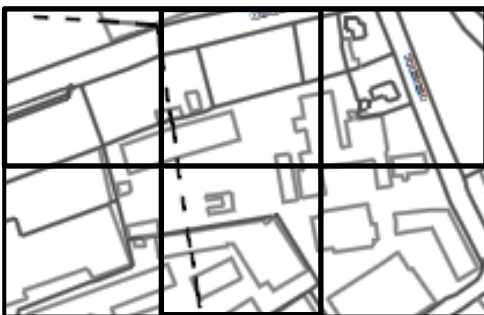


Abbildung 72: Räume mit vorwiegend gewerblicher Nutzung

Anzahl analysierter Abgänge	574
Ø Abgänge pro Transformator	3,9
Ø Leiterlänge in m	46
Ø Leiterquerschnitt in mm ² CU	80
Ø Leiter pro Transformator	32
Ø Anzahl der Kundenanlagen/Transformator	83
Ø Energieabgabe in MWh/(Kundenanlage*a)	6
Ø Transformatorgröße in kVA	907

Die angeführten Zahlen stellen Durchschnittswerte für die untersuchten Netzbereiche dar. Die Berechnungen basieren auf den einzelnen realen Datensätzen

5.4.2 Kalkulatorischer Rahmen

15 % (227 von 1447) der untersuchten Niederspannungsabgänge sind unbelastet und stellen Möglichkeiten zur Verbindung von Stationen im Fehlerfall dar. Diese haben somit auf die Verlustberechnung keinen Einfluss.

5.5 Ergebnisse - Verlustkorrekturfunktion

Auf folgenden Seiten werden die Berechnungsergebnisse der realisierten Verlustberechnungen auf Basis des beschriebenen Algorithmus dargestellt. Besonders der Einfluss der Korrekturfaktoren auf das Ergebnis der Verlustberechnung sowie die relativen Verlustkennzahlen in den einzelnen siedlungsstrukturellen Netzgebieten stellen die wichtigsten Eckpunkte der Analyse dar. Zur Analyse wurde das 0,99-Quantil (Q_{99}) der Leitungsverluste herangezogen, um einzelne Ausreißer zu eliminieren. Als Bezugswert für die Verlustzahlen wird die abgegebene Energiemenge herangezogen. Diese ist im Falle, dass keine Erzeugungseinheiten im Niederspannungsnetz einspeisen, gleich der transportierten Energiemengen reduziert um die Netzverluste.

Ein exemplarisches Berechnungsergebnis in Form einer Jahresganglinie der Niederspannungsnetzverluste ist in folgender Abbildung 73 zu sehen. Sowohl die jahreszeitlichen Schwankungen, wie auch die Auswirkungen von wöchentlichen Lastschwankungen sind dabei gut zu erkennen.

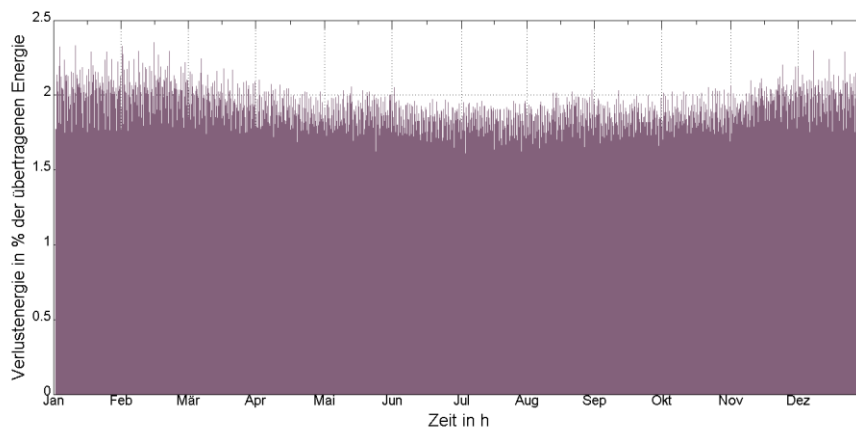


Abbildung 73: Jahresganglinie der Netzverluste in NE 7 des gesamten betrachteten Niederspannungsnetzes

5.5.1 Ohne Anwendung der Verlustkorrekturfunktion

Im ersten Analyseschritt wurden die Netzberechnungen auf Basis von Standardlastprofilen ohne die Anwendung von Verlustkorrekturfaktoren durchgeführt. Dabei ist bereits ersichtlich, dass sowohl die Stromwärmeverluste in Kabeln wie auch die Zählerverluste wesentliche Anteile der Verluste im Niederspannungsnetz begründen. Die Sicherungsverluste fallen aufgrund der häufigen Situierung an den Leitungsenden vergleichsweise gering aus.

Stellt man die Ergebnisse je Niederspannungsabgang dar, so sind, wie in folgender Abbildung 74 exemplarisch am Beispiel der Siedlungsstruktur „Village“ zu sehen ist, sowohl der relative Verlustanteil als auch die Energieabgabe je Niederspannungsabgang trotz der Einteilung in siedlungsstrukturelle Einheiten starken Schwankungen unterworfen. Dies stellt ein wichtiges Indiz dar, dass eine detaillierte Verlustermittlung und Optimierung nur auf Basis von genauen Verlustberechnungen möglich ist.

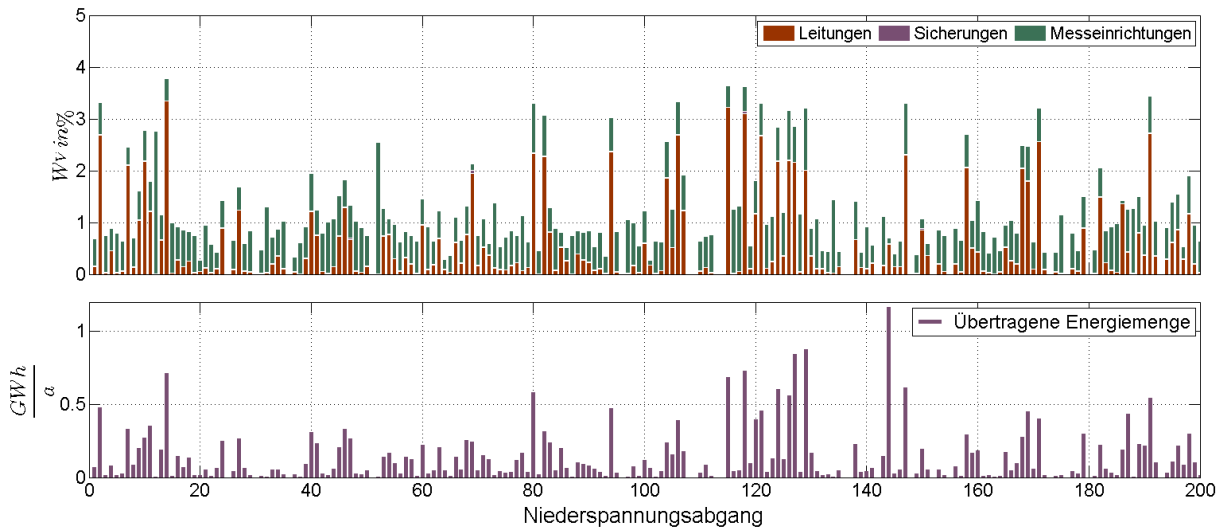


Abbildung 74: Siedlungsstruktur „Village“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) ohne Berücksichtigung der Verlustkorrekturfunktion für 220 verschiedene Abgänge

Betrachtet man nun das mittlere Verlustaufkommen je Siedlungsstruktur, so kommt es unter Anwendung des analysierten Netzbereichs zu wesentlichen Unterschieden in den einzelnen Clustern.

Abbildung 75 zeigt die mittleren relativen Netzverluste bezogen auf die abgegebene Energiemenge in NE 7 unter Berücksichtigung der definierten siedlungsstrukturellen Einteilung sowie der Zuordnung zu Leitungs-, Sicherungs- und Zählerverlusten.

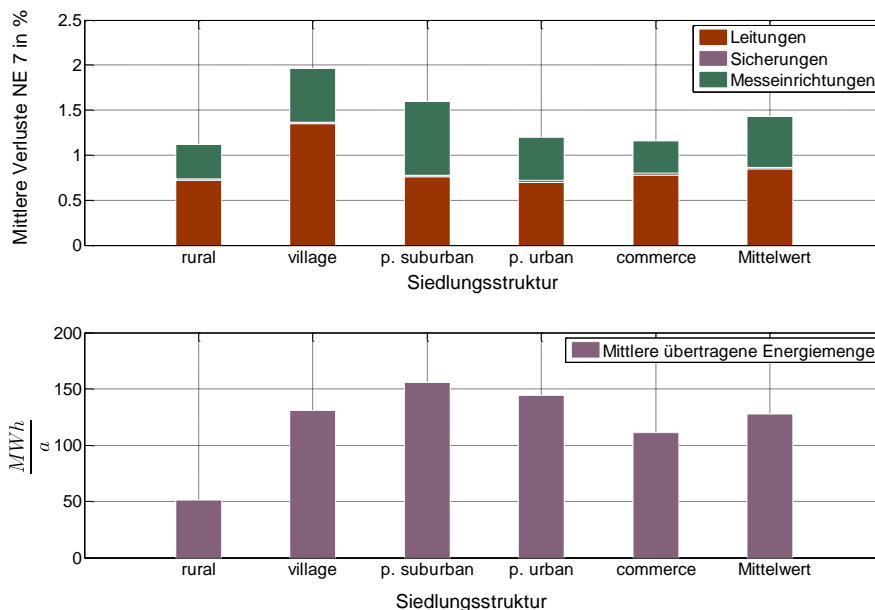


Abbildung 75: Relatives Verlustaufkommen in siedlungsstrukturell unterschiedlichen Netzbereichen (oben) sowie mittlere abgegebene Energiemenge (unten) in NE 7

Dabei zeigt sich die Auswirkung der ständig auftretenden Zählerverluste, welche besonders in Bereichen mit großen Wohnsiedlungen (Siedlungsstruktur „P. Suburban“) und der damit eingehenden hohen Anzahl an Zähleinrichtungen einen wesentlichen Anteil der gesamten Netzverluste in NE 7 darstellen. Die mittlere Energieabgabe je Leitungsabgang am Transformator erreicht ihren höchsten

Wert ebenfalls im vorstädtischen Siedlungsgebiet (P. Suburban). Eine Erklärung hierfür kann in der Betriebsmittelauslegung liegen, da bei vielen Anlagen bereits bei der Realisierung des Abgangs die Situation im Endausbau bekannt ist und somit geringere Reserven für Erweiterungen eingeplant werden müssen. Die vergleichsweise geringe mittlere Energieabgabe je Abgang in gewerblich strukturierten Gebieten lässt sich in vielen Fällen darauf zurückzuführen, dass Großabnehmer häufig direkt an die NE 6 oder 4 angeschlossen sind, wodurch keine Detailinformationen vorhanden sind und diese in dieser Analyse nicht auftreten. Des Weiteren sind auch leerstehende Gewerbeeinheiten erfasst, womit die mittlere Energiemenge je Abgang zusätzlich reduziert wird. Nicht belastete Leitungsabgänge sowie Verbindungsleitungen wurden in den durchgeführten Analysen nicht berücksichtigt.

Zur realistischeren Bestimmung der Netzverlustleistungen und Netzverlust-Energiemengen wird in Abschnitt 5.5.2 die Netzverlustkorrekturfunktion L_{Cf}, mit welcher in Abhängigkeit von der jährlichen übertragenen Energiemenge der Verlustkorrekturfaktor L_{Cf} bestimmt werden kann, für jedes Betriebsmittel ermittelt und in die Berechnungen integriert.

5.5.2 Mit Anwendung der Verlustkorrekturfunktion

Zur exakteren Bestimmung der Netzverlustenergiemengen wird für die Verlustberechnungen die entwickelte Verlustkorrekturfunktion nach Typ C aus Kapitel 4.2.5 herangezogen, um realistischere Berechnungsergebnisse zu erreichen. Eine detaillierte Darstellung der Verluste in einzelnen Niederspannungsabgängen inklusive der Berücksichtigung der Verlustkorrekturfunktion L_{Cf} findet sich in folgender Abbildung 76.

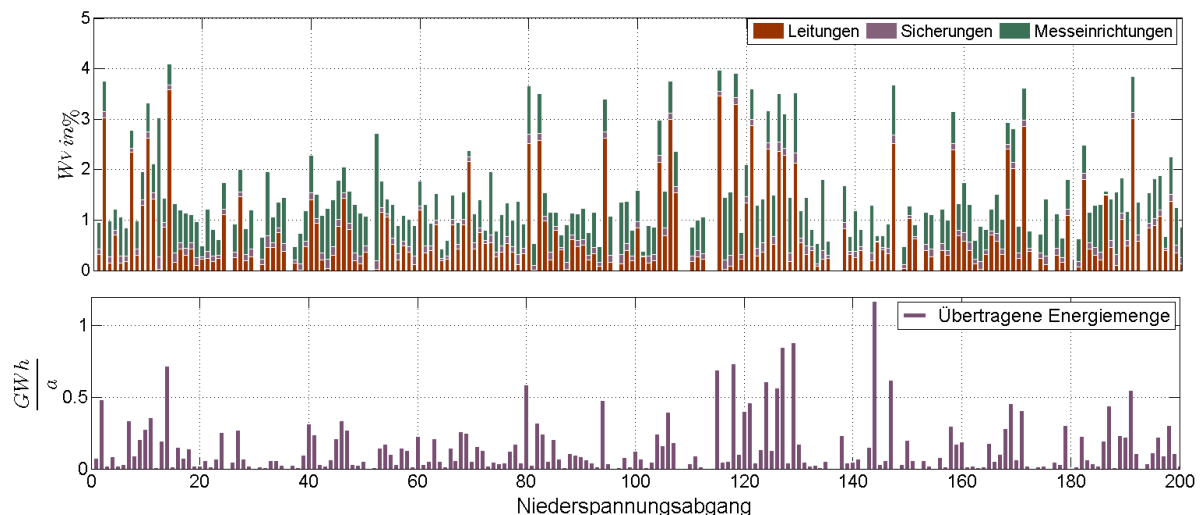


Abbildung 76: Siedlungsstruktur „Village“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung der Verlustkorrekturfunktion für 220 verschiedene Abgänge

Folgende Abbildung 77 zeigt analog zu Abbildung 75 die mittleren relativen Netzverluste in NE 7 unter Berücksichtigung der definierten siedlungsstrukturellen Einteilung sowie der Zuordnung zu Leitungs-, Sicherungs- und Zählerverlusten unter Berücksichtigung der entsprechenden Verlustkorrekturfaktoren. Bei detaillierter Betrachtung ist ersichtlich, dass die höchsten Verlustwerte

ebenfalls im Siedlungsbereich „Village“ auftreten. Dies kann in erste Linie auf die langen Leitungen bei vergleichsweise geringen Querschnitten zurückgeführt werden.

In der Abbildung ist auch gut ersichtlich, dass zwar einige Abgänge relative Verluste von bis über vier Prozent erreichen, jedoch der Großteil der Abgänge im Bereich zwischen 1-2 % liegt.

Sehr effektiv wird die elektrische Energie im untersuchten Netzgebiet im städtischen Gebiet „P. Urban“ übertragen. Hier treten aufgrund der großen Querschnitte und niedrigen Leitungslängen nur geringe Verluste auf. Besonders im Bereich der vorstädtischen Wohnsiedlungen „P. Suburban“ ist der Verlustanteil von Zählerinrichtungen wesentlich ausgeprägter als in den übrigen untersuchten siedlungsstrukturellen Gebieten, was auf die hohe Dichte an Wohnhaushalten speziell bei Blockbauten zurückzuführen ist.

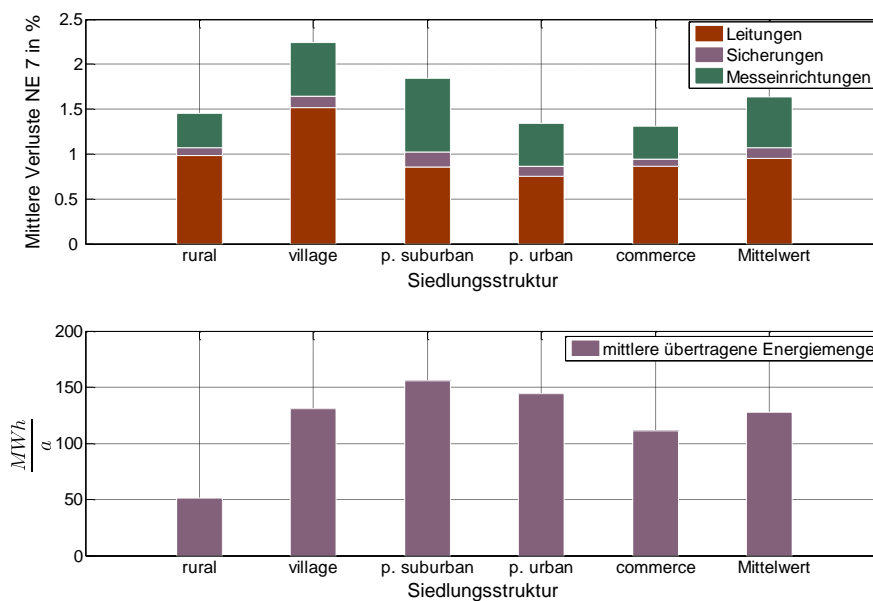


Abbildung 77: Relatives Verlustaufkommen in siedlungsstrukturell unterschiedlichen Netzbereichen (oben) sowie mittlere abgegebene Energiemenge pro NSP-Abgang (unten)

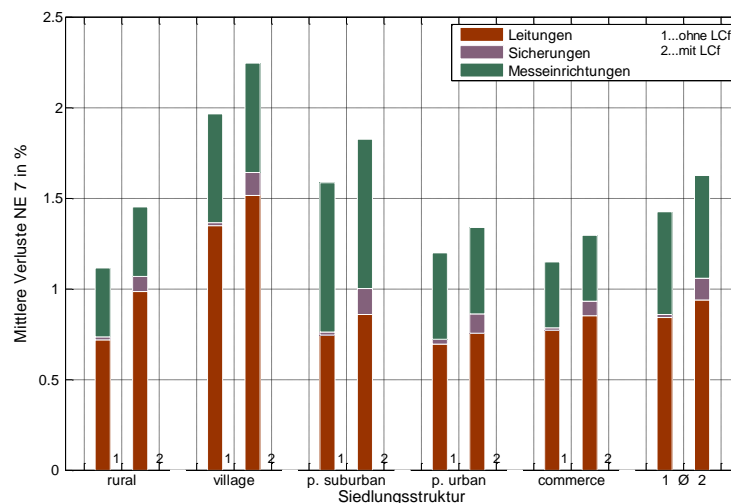
5.5.3 Gegenüberstellung der Ergebnisse

Die Gegenüberstellung der Ergebnisse aus den Berechnungen aus Abbildung 75 und Abbildung 77 zeigt die Auswirkungen der Korrekturfunktion LCF in den einzelnen siedlungsstrukturellen Gebiets-typen. Erwartungsgemäß fallen die Anpassungen in schwach besiedelten Gebieten „Rural“ und „Village“ am größten und im dicht besiedelten städtischen Gebiet am geringsten aus. Folgende Tabelle 12 gibt einen Überblick der Verlustanalyse ohne und mit Anwendung der Verlustkorrekturfunktion, die Darstellung erfolgt in Abbildung 78.

Tabelle 12: Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse je siedlungsstrukturellem Gebietstyp und einzelner Verlustquelle

Siedlungsstruktur	Ursache	Ohne LCf	Mit LCf	Änderung
		%	%	%
Rural	Leitungen	0,72	0,98	+37
	Sicherungen	0,02	0,08	+391
	Messeinrichtungen	0,38	0,38	-
	Summe	1,12	1,45	+29
Village	Leitungen	1,35	1,52	+12
	Sicherungen	0,02	0,13	+707
	Messeinrichtungen	0,60	0,60	-
	Summe	1,97	2,24	+14
P. Suburban	Leitungen	0,74	0,86	+15
	Sicherungen	0,02	0,14	+730
	Messeinrichtungen	0,82	0,82	-
	Summe	1,58	1,82	+15
P. Urban	Leitungen	0,69	0,75	+9
	Sicherungen	0,03	0,11	+292
	Messeinrichtungen	0,48	0,48	-
	Summe	1,20	1,34	+12
Commerce	Leitungen	0,77	0,85	+11
	Sicherungen	0,02	0,08	+381
	Messeinrichtungen	0,36	0,36	-
	Summe	1,15	1,29	+12
Gesamtes Untersuchungsgebiet	Leitungen	0,84	0,94	+12
	Sicherungen	0,02	0,12	+545
	Messeinrichtungen	0,57	0,57	-
	Summe	1,42	1,62	+14

Die Detailgrafiken der einzelnen siedlungsstrukturellen Cluster analog zu Abbildung 74 finden sich im Anhang unter Kapitel 10.9.1. Die Berechnungsergebnisse zeigen, dass die Anwendung des Verlustkorrekturfaktors im Mittel zu einem Anstieg des Berechnungsergebnisses von 14 % führt. Dabei ist zu sehen, dass besonders in ländlichen Gebieten mit dörflicher Siedlungsstruktur die Auswirkung aufgrund der geringen Lastüberlagerung und der vergleichsweise großen zu bewältigenden Entfernungen am größten ist.


Abbildung 78: Gegenüberstellung des relativen Verlustaufkommens bei Berechnung mit (links) und ohne Verlustkorrekturfaktor (rechts)

Mit den vorangegangenen Auswertungen kann somit die zentrale Frage der Abweichungen einer Berechnung von Netzverlusten auf Basis von Standardlastprofilen im Vergleich zu realen Messdaten näherungsweise beantwortet werden. Die Korrektur des Berechnungsergebnisses aufgrund des Verlustkorrekturfaktors beträgt im Mittel +14 %. Eine weitere Erkenntnis stellt die Größenordnung der Netzverluste dar. So kann diese im untersuchten Niederspannungsnetz im Mittel mit 1,6 % bezogen auf die abgegebene Energiemenge bestimmt werden. Die hohen Änderungen bei den Sicherungsverlusten sind hauptsächlich auf die Annahme zurückzuführen, dass ein jeder Zähler mit eigenen Zählervorsicherungen ausgeführt ist.

Die Verlustkorrekturfunktion beinhaltet nicht nur die Auswirkungen einer unsymmetrischen Lastaufteilung und kurzzeitiger Lastschwankungen (Granularität) sondern auch die Abweichung zwischen Standardlastprofil und realem Lastprofil in Bezug zur transportierten Energie. Zur Einschätzung der Größenordnung der Einflussfaktoren bei Anwendung auf ein reales Niederspannungsnetz werden diese einzeln betrachtet bzw. deren Auswirkungen einzeln unter Anwendung der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Dynamisierung von Lastprofilen bestimmt.

5.5.4 Verlustkorrekturfunktionen Detailauswertung

Bei Anwendung der einzelnen Verlustkorrekturfaktoren, wie in Kapitel 4 entwickelt, ergeben sich je nach betrachtetem siedlungsstrukturellen Gebiet unterschiedliche relative Verluststeigerungen aufgrund der entwickelten Verlustkorrekturfaktoren. Die größten Verluststeigerungen sind erwartungsgemäß in ländlichen Gebieten (rural) zu sehen, wie auch Abbildung 79 zeigt. Im Mittel können die Auswirkungen auf das Berechnungsergebnis einer Verlustberechnung im untersuchten Verteilnetz aufgrund kurzzeitiger Lastschwankungen mit 1 %, unsymmetrischer Lastaufteilung mit 7 % und der Blindleistungsübertragung mit etwa 2 % bestimmt werden.

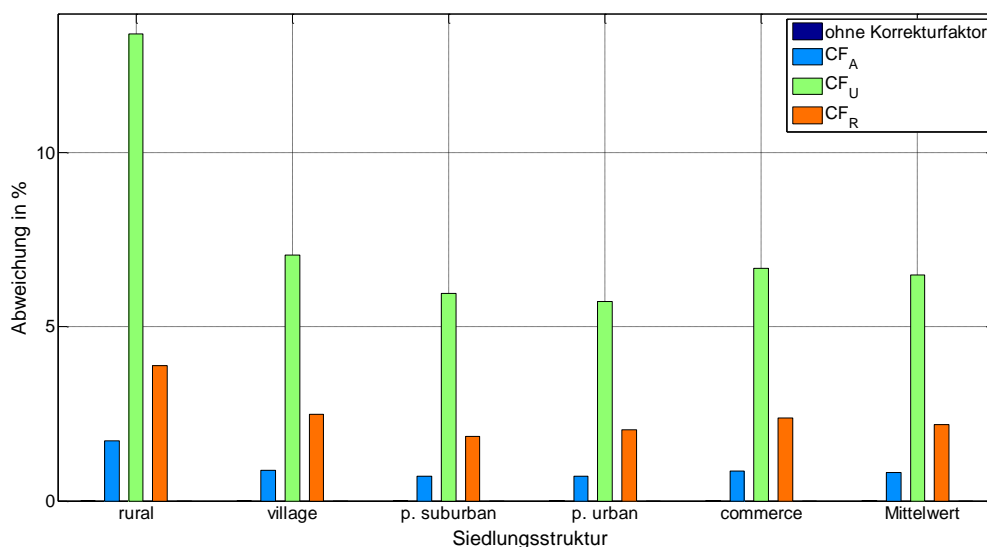


Abbildung 79: Auswirkungen der einzelnen Verlustkorrekturfaktoren auf das Berechnungsergebnis

Vergleicht man die Ergebnisse aus Abbildung 79 mit jenen aus Abbildung 78, so ergeben sich Differenzen zwischen den Steigerungen auf Grund der einzelnen Korrekturfaktoren und des Verlustkorrekturfaktors LCF. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für die Erwartungswerte der

probabilistischen Lastflusserzeugung nur Näherungswerte verwendet werden konnten, da die zur Verfügung stehende Anzahl von Messungen nicht groß genug war, um eine wie in Kapitel 5.3.3 beschriebene Auswertung durchzuführen.

5.5.5 Verlustenergiemengen pro Abgang

Zur Veranschaulichung der Verlustenergiemengen im untersuchten Netzgebiet dient folgende Abbildung 80. In dieser ist die auftretende Verlustenergie pro Niederspannungsabgang als Histogramm über alle untersuchten Abgänge im Netzgebiet dargestellt. Der Mittelwert der Verlustenergie liegt dabei bei ca. 2000 kWh/a pro Niederspannungsabgang, einzelne stark belastete Abgänge zeigen entsprechend höhere Verlustenergiemengen.

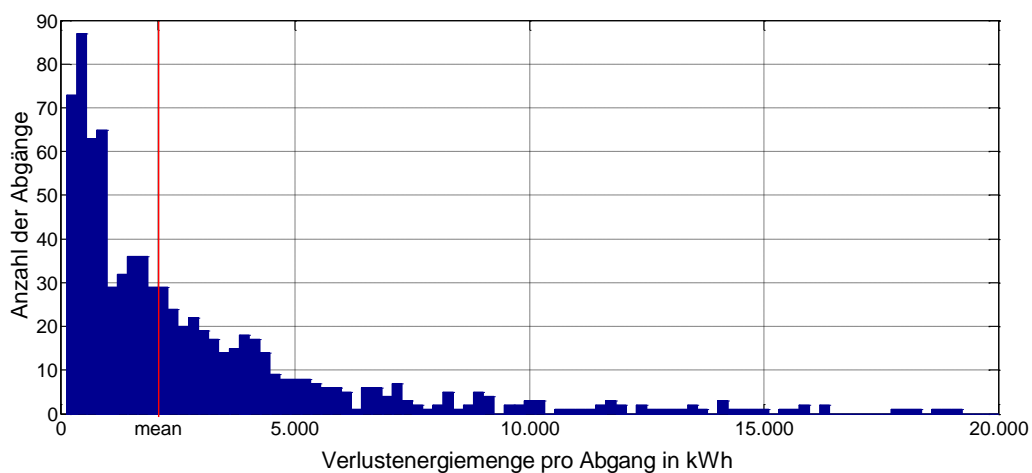


Abbildung 80: Histogramm der lastabhängigen Verlustenergiemenge je Niederspannungsabgang

Um diese zu relativieren, wird in folgender Abbildung 81 die Verlustenergiemenge relativ zur abgegebenen Energiemenge dargestellt. Dabei sind die Verteilung um den Medianwert von ca. 1 %, sowie die Abgänge mit höheren relativen Verlustwerten bis in den Bereich von 5 % der abgegebenen Energiemenge gut zu erkennen.

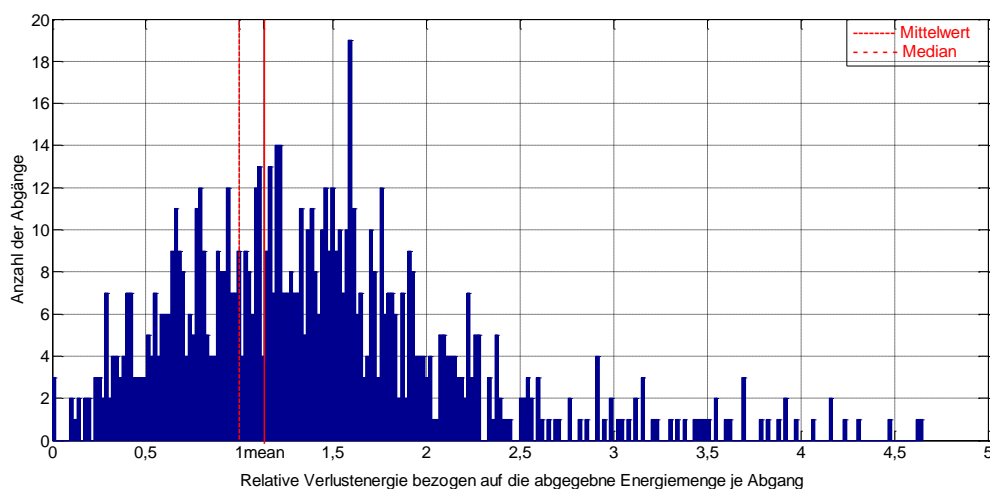


Abbildung 81: Histogramm der relativen lastabhängigen Verlustenergiemengen je Niederspannungsabgang

5.5.6 Anwendung der probabilistisch dynamisierten Lastprofile

Durch Anwendung der in Kapitel 5.3.3 beschriebenen probabilistischen Dynamisierung von Lastprofilen ändert sich erwartungsgemäß das Ergebnis der Berechnung. Die Änderungen bewegen sich dabei in einer Größenordnung von +1 % bis +2,5 % bei Betrachtung der Jahresverlustenergie je nach betrachteter Siedlungsstruktur und wirken sich daher nur geringfügig aus. Des Weiteren hängt die Abweichung von der gewählten statistischen Verteilung ab, wie dies bereits im Theorieteil gezeigt wurde. Die Auswirkungen der angewendeten Verteilungskurven sind aber generell als gering einzustufen. Dies ist auf den gewählten Erwartungswert sowie die Berechnung über 35040 Einzelrechnungen zurückzuführen.

5.6 Dezentrale Erzeugungseinheiten - Auswirkungen auf die Verlustenergiemenge

Durch die zunehmende Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz kommt es zu einer Änderung des Netzverlustaufkommens in den betroffenen Netzgebieten. In Siedlungsgebieten werden aktuell hauptsächlich Photovoltaikanlagen an das Niederspannungsnetz angeschlossen. Zur Bestimmung der Auswirkungen auf das Verlustaufkommen werden Simulationen, basierend auf der Annahme eines Zubaus von dezentralen Erzeugungsanlagen in Form von Photovoltaikanlagen und Mikro-Blockheizkraftwerken (BHKWs), durchgeführt.

5.6.1 Einspeisung von dezentralen Erzeugern

Für die Untersuchung der Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen auf die Verlustentwicklung wurden unterschiedliche Szenarien mit steigenden Durchdringungsdichten von dezentralen Erzeugern berücksichtigt. Als Netz wird wiederum das digitalisierte repräsentative Verteilnetz aus 5.4 herangezogen. In das Niederspannungsnetz speisen vordringlich Photovoltaikanlagen und Mikro-Blockheizkraftwerke ein. Ebendiese werden in den Simulationen berücksichtigt. Die Erzeugungsanlagen werden zufallsbasiert (gleichverteilt) in verschiedenen Dichten in das untersuchte Niederspannungsnetz integriert. Das jeweilige Ergebnis stellt den Mittelwert von mehreren Berechnungsdurchläufen dar. Als potentielle Anschlusspunkte gelten Zählpunkte mit einem Jahresenergieverbrauch größer 2000 kWh, womit maximal 2/3 der Anlagen mit einer dezentralen Einspeisungsanlage ausgestattet werden.

Prinzipielle Vorgehensweise

Die Auswirkung dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzverlustenergie wird auf Basis unterschiedlicher Szenarien durchgeführt. An die potentiellen Anschlusspunkte werden gleichverteilt Erzeugungsanlagen in verschiedenen Durchdringungsdichten angeschlossen und deren erzeugte Energiemengen in der Lastflussberechnung berücksichtigt. Folgende Abbildung 82 zeigt die prinzipielle Vorgehensweise bei der Positionierung der dezentralen Erzeuger. Die Berechnung erfolgt in einer Vielzahl von Durchläufen, wobei die Position der einzelnen Einspeiser jeweils zufällig mit der

entsprechenden Wahrscheinlichkeit stattfindet. Die Verfügbarkeit von Dachflächen bzw. reale Möglichkeit einer Installation von BHKWs wird bei den Berechnungen vorausgesetzt.

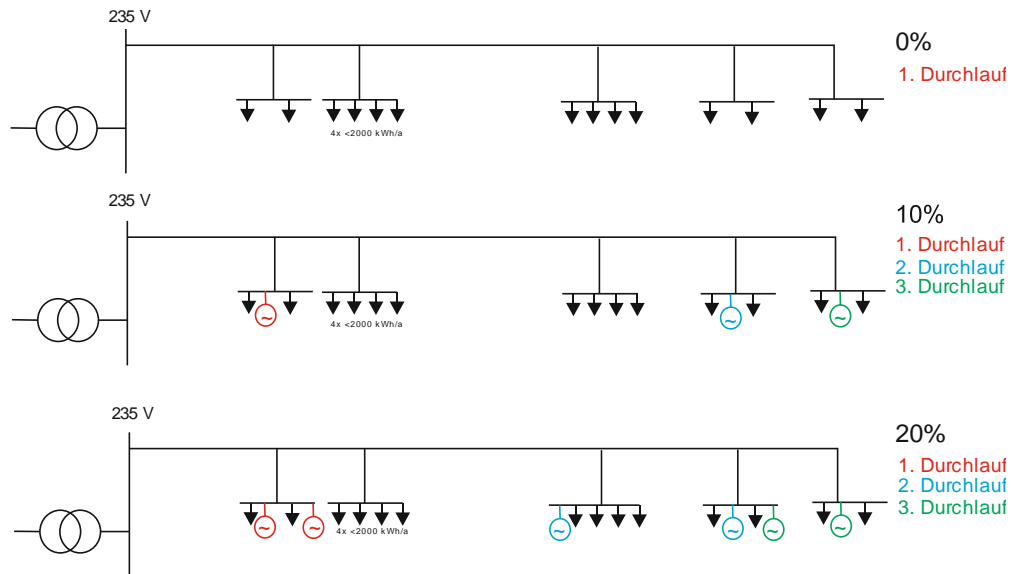


Abbildung 82: Prinzipielle Vorgehensweise bei der Verlustberechnung bei verschiedenen Dichten von dezentralen Erzeugungsanlagen

Die Einspeisung der Photovoltaikanlage wird zur realitätsnahen Anwendung auf Basis unterschiedlicher gemessener Photovoltaik-Ganglinien aus den Jahren 2010-2012 realisiert. Die Ganglinie ist dabei sowohl im gesamten betrachteten repräsentativen Netzgebiet als auch bei der Berechnung der einzelnen Abgänge einheitlich, da aufgrund der Wetterabhängigkeit von einer sehr starken Korrelation ausgegangen werden kann. Geringe Unterschiede, hervorgerufen durch unterschiedliche Ausrichtungen und Wirkungsgrade, werden vernachlässigt. Die Lastflussrechnung erfolgt auf Grundlage der probabilistisch dynamisierten Lastprofile unter Berücksichtigung der Korrekturfaktoren der Unsymmetrie wie auch der Granularität. Der Leistungsfaktor wird konstant nach Tabelle 24 angenommen.

Szenario PV-2500 kWh

In diesem Szenario werden die integrierten Photovoltaikanlagen mit einer Einspeiseleistung von 2,5 kW und einer jährlichen Energieerzeugung von 1000 kWh/kWp realisiert. Die Einspeisung wird in 10 %-Schritten gesteigert.

Abbildung 83 zeigt das Ergebnis der Berechnungen, wobei die Verluste im erzeugerfreien Zustand 100 % entsprechen. Durch die steigende Einspeisung dezentraler Erzeuger wird bei vorliegender Auflösung bei einer Durchdringungsrate von 20 % der Kundenanlagen mit einem Jahresverbrauch größer 2000 kWh/a ein Minimum der relativen Gesamtverluste von 95 % jener des erzeugerfreien Zustandes erreicht. Die dargestellte übertragene Energie stellt die Summe des Absolutbetrages der Residuallast am Gebäudeabgang dar.

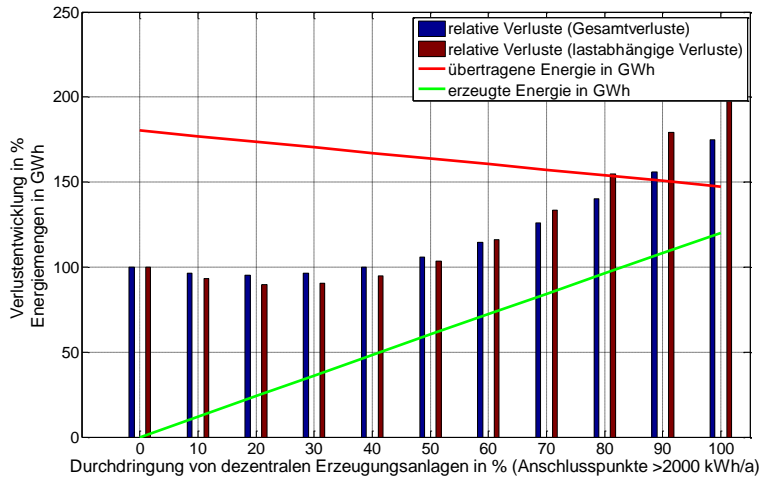


Abbildung 83: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – Photovoltaik á 2500 kWh/a

Bereits bei einer Durchdringungsrate von 30-40 % der Kundenanlagen steigen die relativen Verluste über die Verluste des erzeugerfreien Zustandes hinaus. Die abgegebene Energiemenge sinkt erwartungsgemäß mit steigender Einspeisung, was auf den steigenden Eigenverbrauchsanteil zurückzuführen ist.

Besonders zu beachten ist dabei, dass die Verlustsenkung selbst bei einem Verlustminimum gering ausfällt. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass die lastabhängigen Verluste nur einen Teil der Gesamtverluste darstellen und auf der anderen Seite die abgegebene Energiemenge sinkt. Was sich erwartungsgemäß zusätzlich auf das Ergebnis auswirkt. Die Darstellung der Ergebnisse der einzelnen siedlungsstrukturellen Gebietstypen findet sich im Anhang unter 10.9.4. Die absolut im betrachteten Niederspannungsnetz (Kapitel 5.4) auftretenden Verluste werden in folgender Abbildung 84 dargestellt. Anzumerken ist, dass es in einzelnen Netzabgängen sehr wohl zu starken Verlustreduktionen kommt, diese Betrachtung jedoch das Verhalten des gesamten untersuchten Niederspannungsnetzes darstellt.

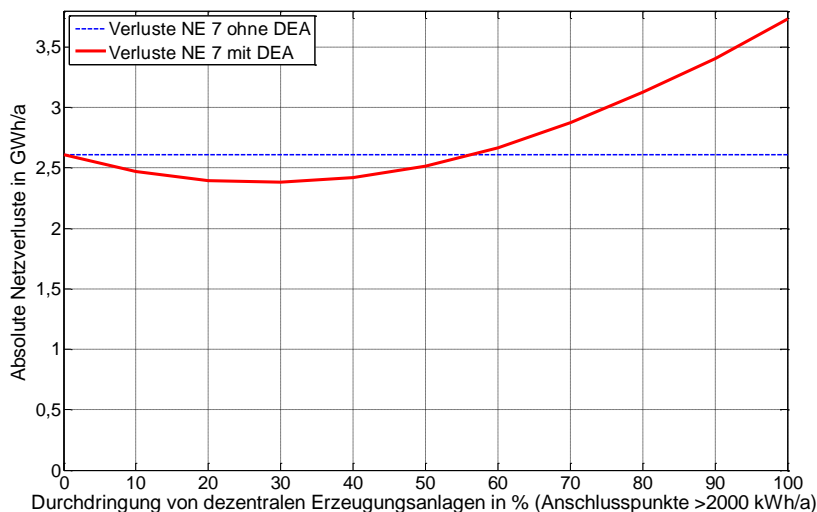


Abbildung 84: Absolut im betrachteten Netzbereich auftretende Verlustenergiemengen

Die Berechnungen zeigen, dass die relativen mittleren Verluste im untersuchten Netz bei dezentraler Einspeisung nur geringfügig sinken, dies ist einerseits auf die vergleichsweise hohen Lastspitzen der simulierten PV-Einspeiser, wie bereit in Kapitel 3.3.3 – Abbildung 32 gezeigt, zurückzuführen und andererseits der Tatsache, dass Photovoltaikanlagen nur über vergleichsweise geringe Volllaststunden verfügen, geschuldet, wie auch in folgender Abbildung 85 zu sehen ist. Diese zeigt die Dauerlinien der in der Berechnung angewendeten Photovoltaik-Einspeisekurven aus unterschiedlichen Netzen, der geringe Schwankungsbereich bei einer Relativierung auf die maximale Einspeiseleistung ist gut zu erkennen.

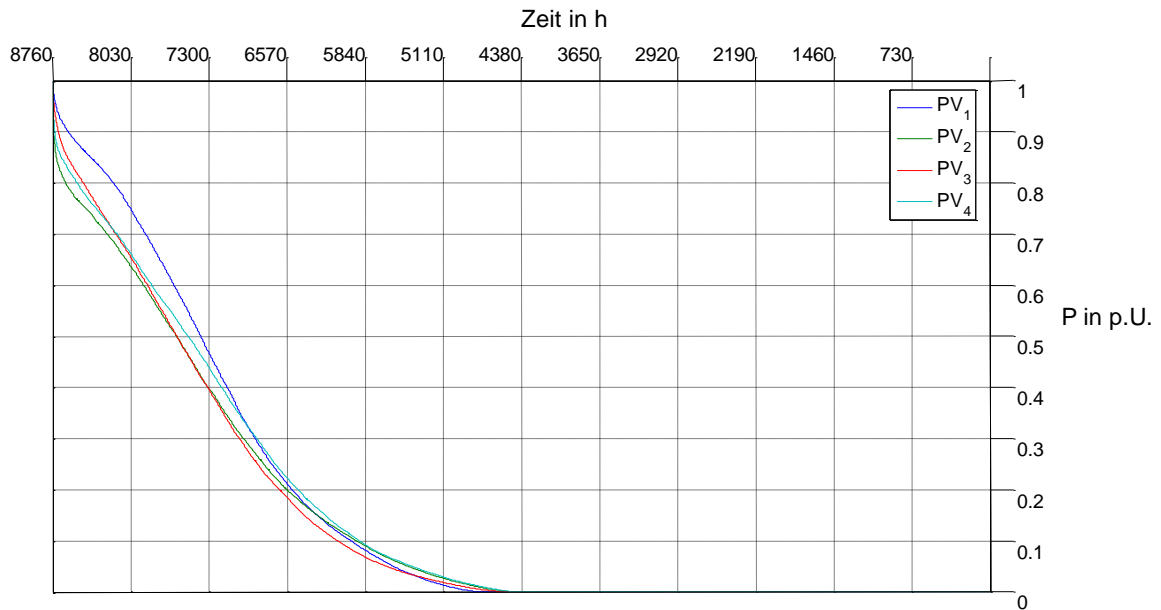


Abbildung 85: Normierte Dauerlinien der in den Berechnungen angewendeten PV-Einspeiseanlagen

Reales Verhalten – Exemplarisches Beispiel

Als kleinen Exkurs zeigt folgende Grafik anhand einer Messung am Ende eine Hausanschlussleitung, wie sich die Einspeisung eines dezentralen Erzeugers in Form einer Photovoltaikanlage mit 4 kWp (ca. 4300 kWh/a) an einem Abgang mit einem Jahresenergiebedarf von ebenfalls ca. 4300 kWh auf die Auslastung der speisenden Leitung auswirkt. Es ist einerseits zu erkennen, dass die vor allem verlustrelevanten Leistungsspitzen (im Vergleich Sommer-, Winterhalbjahr) zwar geringer werden, aber die gleichzeitig auftretenden Erzeugungsspitzen großteils, trotz Lastüberlagerung höher ausfallen als die Verbrauchsspitzen.

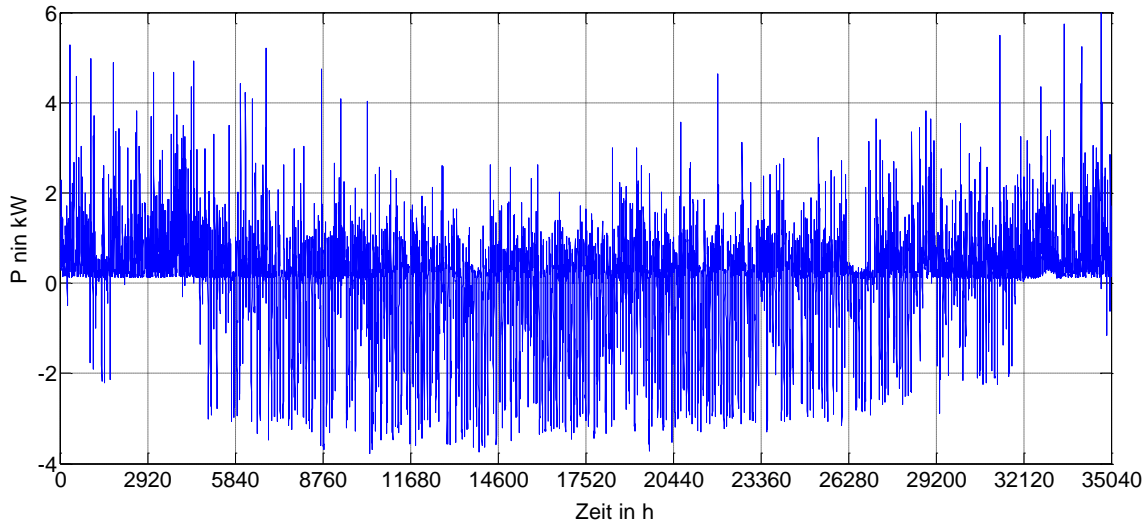


Abbildung 86: Lastverlauf an einem Hausanschluss (Einfamilienhaus) mit dezentralem Erzeuger (PV-Erzeugung als auch Verbrauch ca. 4300 kWh/a)

Szenario Mikro-BHKW- 2500 kWh

Berechnet man die Netzverluste im untersuchten Verteilnetz alternativ zu Photovoltaik-Einspeisern mit Mikro-Blockheizkraftwerken, deren Leistungsspitzen geringer ausfallen, so erhält man folgendes in Abbildung 87 dargestelltes Ergebnis.

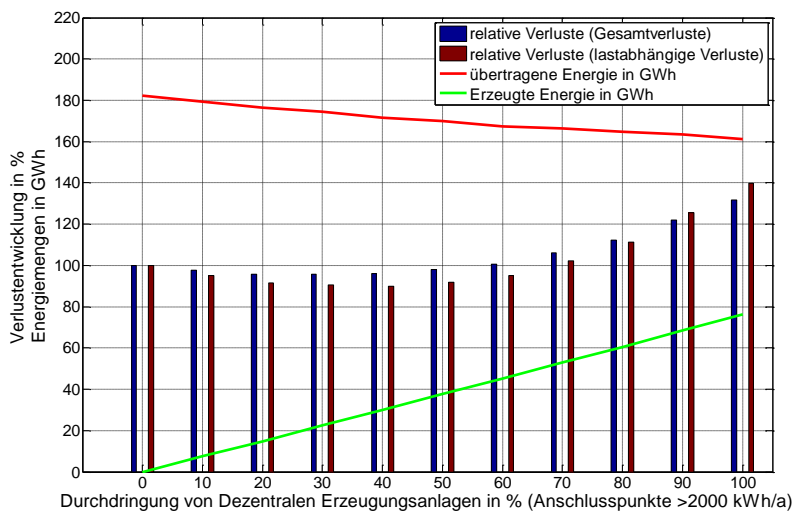


Abbildung 87: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – á BHKW 2500 kWh/a

Die Berechnungen erfolgen auf Annahme der im Anhang unter Punkt 10.9.6 dargestellten, angenommenen Betriebszeiten.

Szenario PV – 4000 kWh

Werden Photovoltaikanlagen mit größeren Nennleistungen installiert, steigen die resultierenden Verluste erwartungsgemäß bereits bei geringer Anlagendichte an, da sich der Lastfluss zu den Haupterzeugungszeiten der dezentralen Anlagen umkehrt und dabei die Auswirkung der Lastspitzen in Verbindung mit einer rückläufigen übertragenen Energiemenge zu einer erhöhten relativen

Verlustzahl führt. Dies ist gut in folgender Abbildung 88 zu sehen. Sind über 60 % der Einspeisepunkte mit PV-Anlagen bestückt kommt es im untersuchten Netzgebiet zusehends zu Leitungsüberlastungen, weshalb eine Darstellung dieses Bereiches nicht sinnvoll ist.

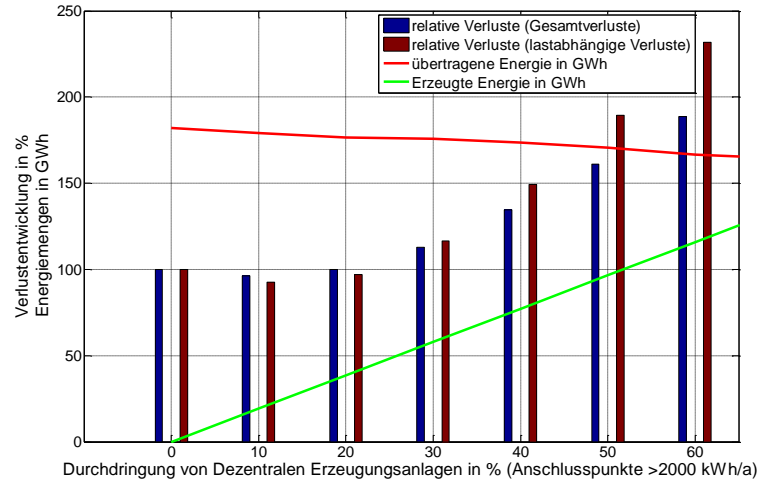


Abbildung 88: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – á PV 4000 kWh/a

Szenario Mikro-BHKW- 4000 kWh

Auch die Integration von Mikro-Blockheizkraftwerken mit gesteigerten Einsatzzeiten wurde durchgeführt. Die Auslegung erfolgte wiederum auf eine Generatorleistung von 1 kW, in diesem Fall mit einer Jahreseinsatzzeit von 4000 h. Durch die höheren Volllaststunden bei geringerer Maximalleistung ergeben sich Verlustenergiemengen, die wesentlich unterhalb jener von Photovoltaikanlagen liegen, wie in Abbildung 89 zu sehen ist. In der Realität wird die Gleichzeitigkeit der Blockheizkraftwerke erwartungsgemäß geringer sein als im simulierten Fall, dennoch fallen die Betriebszeiten hauptsächlich auf tagnahe Stunden in Winter- und Übergangszeiten.

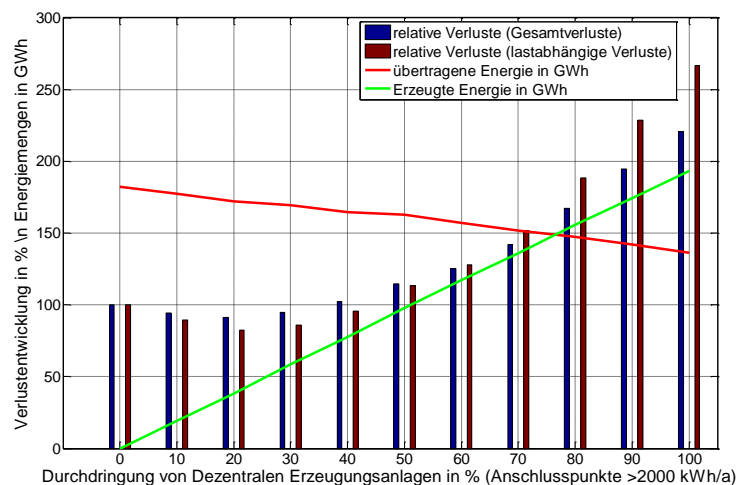


Abbildung 89: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – á BHKW 4000 kWh/a

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass ein allgemein verlustsenkender Effekt von dezentralen Erzeugungseinheiten gering ausfällt. Im Speziellen bei der Betrachtung von Photovoltaikanlagen erhöhen sich die resultierenden Verlustenergiemengen bereits ab Durchdringungsraten von 30 %. Dies ist auf die dargebotsabhängige, jedoch gleichzeitigen Produktion zurückzuführen. Bei Blockheizkraftwerken ist dieser Effekt aufgrund der höheren Betriebsstundenanzahl nicht so stark ausgeprägt.

Betrachtet man die Verluste jedes einzelnen Niederspannungsabgangs bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Erzeugern, so ist eine Verlustentwicklung wie in folgender Abbildung 90 zu erwarten. Für die Berechnungen wurde eine Installation von Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 2,5 kW und einer Jahreserzeugung von 1000 kWh/kWp angenommen.

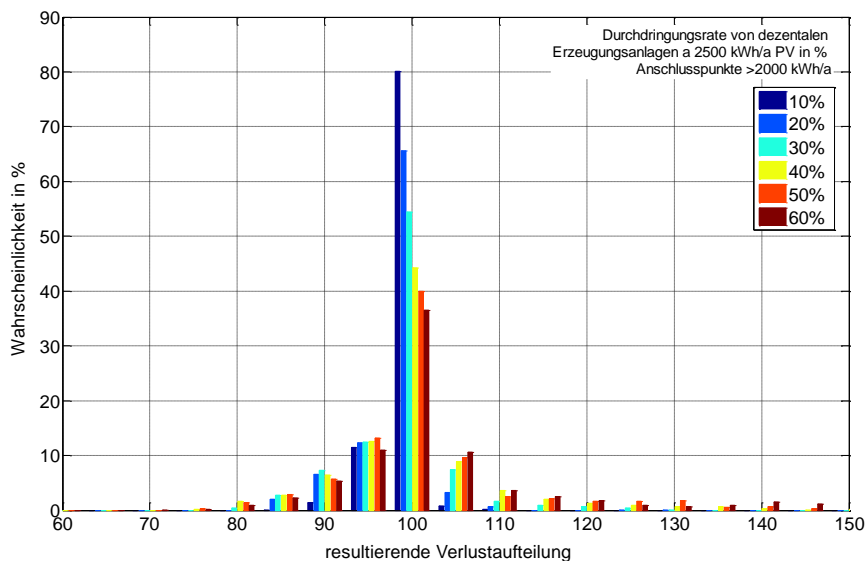


Abbildung 90: Verlustentwicklung - Wahrscheinlichkeit der Verlustentwicklung bei unterschiedlichen Durchdringungsraten - Gesamtnetz

Es ist gut ersichtlich, dass bei geringen Durchdringungsraten die Wahrscheinlichkeit einer Verlustsenkung auf Grund der Einspeisung sehr hoch ist (Verlustanteil unter 100 %). Bei steigender Anzahl von dezentralen Erzeugern steigt die Wahrscheinlichkeit einer verluststeigernden Wirkung in den betrachteten Niederspannungsnetzausläufern an.

Es gilt zu beachten, dass die Ergebnisse das Verhalten des Niederspannungsnetzes darstellen, in Übergelagerten Netzebenen kommt es je nach Dichte und installierter Leistung sehr wohl zu weiteren Verlustreduktionen.

5.7 Transformatorverluste - Ortsnetzstationen

Auf Basis der Berechnungen aus NE 7 unter Berücksichtigung der zusätzlichen Abgaben und Einspeisungen in NE 6 können der Vollständigkeit halber die Netzverlustenergiemengen für die Transformatorverluste der Ortsnetzstationen näherungsweise bestimmt werden.

5.7.1 Verlustbestimmung

Die Berechnung der Transformatorverluste erfolgt nach den bekannten Formeln unter Anwendung der verfügbaren Kenngrößen für die einzelnen Transformatoren, wobei eine sekundäre Klemmenspannung von 235 V angenommen wird.

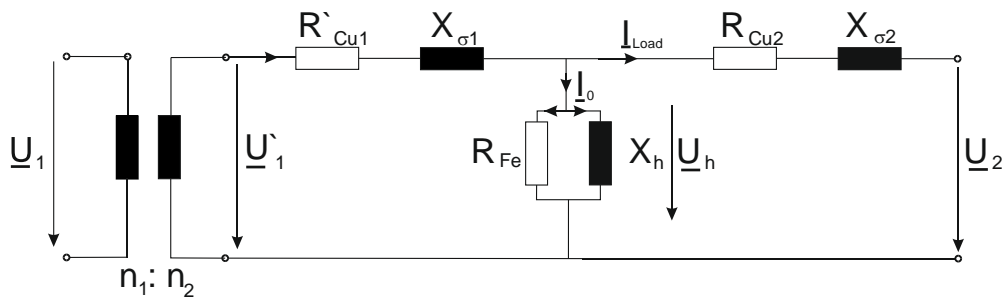


Abbildung 91: Ersatzschaltbild Transformator

$$\underline{U}_h = \underline{U}_2 + I_{Load} \cdot \frac{(R_{Cu} + j \cdot X_\sigma)}{2} \quad (5.31)$$

$$\underline{I}_0 = \underline{U}_h \cdot \underline{Y}_{Fe} \quad (5.32)$$

$$P_{Fe} = \text{Re}\{\underline{U}_h \cdot (\underline{U}_h \cdot \underline{Y}_{Fe})^*\} \quad (5.33)$$

$$P_{CuP} = \text{Re}\left\{(\underline{I}_{Load} + \underline{I}_0)^2 \cdot \frac{(R_{Cu} + j \cdot X_\sigma)}{2}\right\} \quad (5.34)$$

$$P_{CuS} = \text{Re}\left\{\underline{I}_{Load}^2 \cdot \frac{(R_{Cu} + j \cdot X_\sigma)}{2}\right\} \quad (5.35)$$

$$P_{V\ Trafo} = P_{Fe} + P_{CuP} + P_{CuS} \quad (5.36)$$

5.7.2 Verlustspektrum - Vergleich einzelner Stationen

Auf Basis der Ergebnisse aus der messdatenbasierten Lastflussberechnung stehen im untersuchten Netz sämtliche Belastungen an der Niederspannungssammelschiene der einzelnen Transformatoren zur Verfügung, welche eine gute Bestimmung der Transformatorverluste ermöglichen.

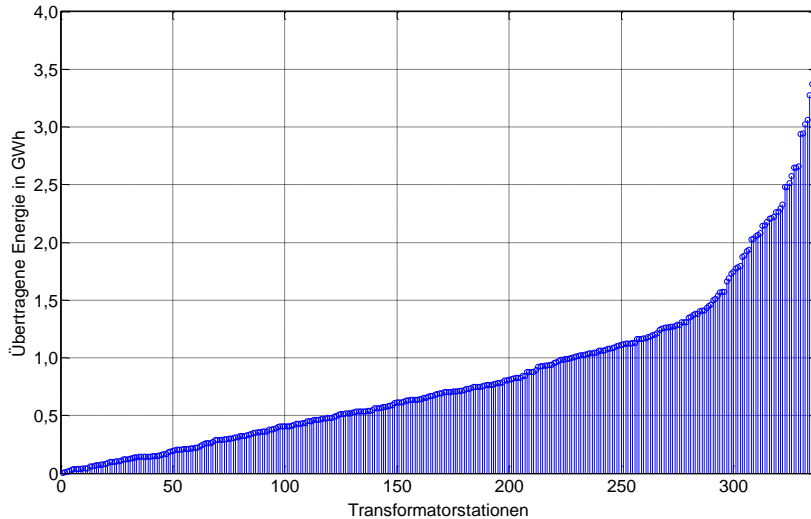


Abbildung 92: Übertragene Energiemenge je Transformatorstation

Beim Vergleich der übertragenen Energiemengen je Transformator wird, wie in Abbildung 92 ersichtlich, der große Variationsbereich der einzelnen Transformatoren erkennbar. Um Transformatoren mit einer erhöhten Verlustbeteiligung an den Gesamtverlusten zu eruieren, bietet sich eine direkte Gegenüberstellung sämtlicher im Netz befindlicher Transformatoren an. Durch die Anordnung der einzelnen Stationen nach Anteil an der übertragenen Energiemenge und gleichzeitiger Darstellung des relativen Verlustanteils, bezogen auf die gesamten MS/NS-Transformatorverluste, lassen sich einzelne Stationen mit erhöhtem Verlustaufkommen schnell identifizieren und für Optimierungen im Rahmen anstehender Wartungsarbeiten vormerken (Abbildung 93).

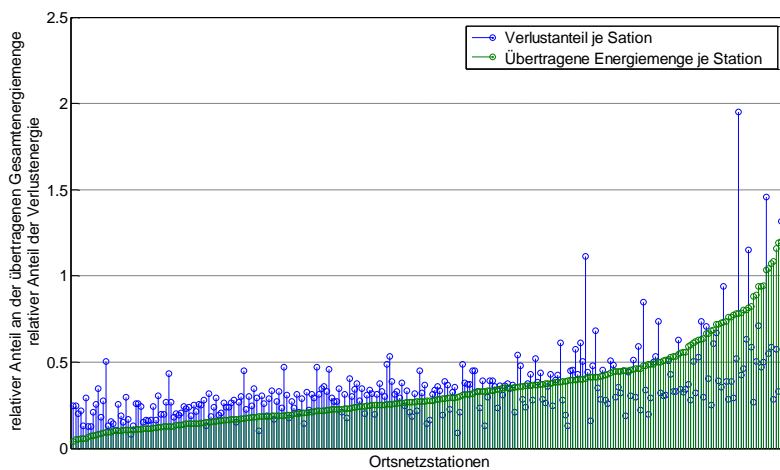


Abbildung 93: Übertragene Energiemenge je Transformatorstation

Aus Abbildung 92 und Abbildung 93 ist wiederum die bereits erwähnte Inhomogenität einzelner Niederspannungsnetzbereiche ersichtlich, welche im Widerspruch zur Anwendung von mittleren Modellnetzen zur Verlustberechnung steht.

5.7.3 Einfluss der Siedlungsstruktur

Wie bereits im Niederspannungsnetz wird auch für die Ortsnetzstationen der Einfluss der siedlungsstrukturellen Gebietstypen nach Kapitel 5.4.1 untersucht. Folgende Abbildung 94 zeigt dabei die mittleren Verlustbeteiligungen der Transformatorstationen, bezogen auf die übertragene Energiemenge, unterteilt in lastabhängige und lastunabhängige Verluste. Es ist zu erkennen, dass im Mittel die Siedlungsstruktur nur einen geringen Einfluss auf die Transformatorverluste hat.

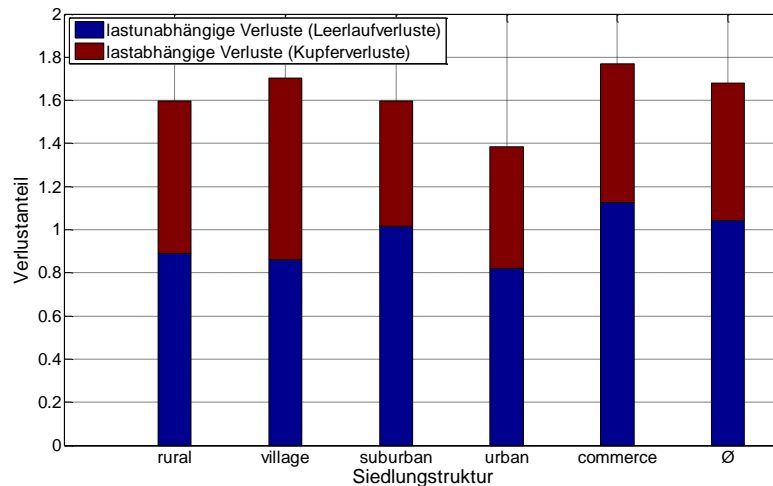


Abbildung 94: Aufteilung von lastabhängigen und lastunabhängigen Transformatorverlusten in unterschiedlichen siedlungsstrukturellen Gebieten, bezogen auf die übertragene Energiemenge

Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass ca. 60 % der Verlustenergie den Leerlaufverlusten zuzuordnen sind, was auf eine großzügige Dimensionierung der einzelnen Stationen hinweist. Bei heutiger Transformatorauslegung ist aus den Ergebnissen zu schließen, dass bei Neuinvestitionen insbesondere auf Transformatoren mit geringen Leerlaufverlusten Wert gelegt werden sollte.

5.8 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Auf Basis eines realen Netzes wurde ein digitales Netzmodell zur Untersuchung von Netzverlusten realisiert. Berücksichtigt wurden dabei Stromwärmeverluste in Leitern und Sicherungselementen, welche einen lastabhängigen Charakter aufweisen, sowie Verluste in Zähleinrichtungen, welche hauptsächlich lastunabhängige Verluste darstellen.

Die zur Verlustermittlung notwendige Lastflussberechnung basiert auf der Methode der Stromiteration, welche durch die Integration der in Kapitel 4 entwickelten Verlustkorrekturfunktion LCF angepasst wurde. Die Erfassung des realen Netzes und die Zuordnung einzelner charakteristischer siedlungsstruktureller Gebiete ermöglicht es, einerseits die Dimension, andererseits auch die Auswirkung der Verlustkorrekturfunktion in den unterschiedlichen Bereichen zu bestimmen

Unter Anwendung des Berechnungsalgorithmus wird gezeigt, dass eine Verlustberechnung, basierend auf VDEW-Standardlastprofilen, zu einer erheblichen Unterschätzung von bis zu etwa

+30 % führt. Diese hohen Abweichungen treten vor allem in ländlichen (ruralen) Räumen auf was auf geringe Querschnitte bei vergleichsweise hohen Distanzen und geringer Lastüberlagerung zurückzuführen ist. In dörflichen bzw. dichter besiedelten Netzgebieten reduziert sich diese Abweichung auf etwa +10 %, wodurch sich im Mittel Abweichungen von +15 % bestimmen lassen. Stehen somit nur Jahresenergiemengen zur Verlustberechnung zur Verfügung, stellen Standardlastprofile in Verbindung mit der entwickelten Verlustkorrekturfunktion ein Mittel zur Verlustberechnung dar.

Generell betragen die mittleren Verluste im untersuchten Niederspannungsnetz je nach Siedlungsstruktur 1,3 % - 2,25 % der übertragenen Energiemenge, wobei die größten Verlustanteile den Leitungsverlusten zuzuordnen sind. Danach folgen die vor allem in dicht besiedelten Gebieten hohen Anteile der Zählerverluste, welche durch die Vielzahl von Zähleinrichtungen hervorgerufen werden. Einzelne Abgänge erreichen erwartungsgemäß noch größere Verlustanteile, welche sich im Bereich um 5 % bewegen. Die Ergebnisse zeigen, dass heutige Kabelnetze aufgrund der verlegten Querschnitte, welche im Vergleich zu früheren Freileitungsnetzen groß ausfallen, sehr effiziente Systeme zur Verteilung der elektrischen Energie unter heutigen Rahmenbedingungen darstellen.

Zur Untersuchung der zukünftigen Verlustentwicklung bei steigender Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten, welche im Niederspannungsnetz überproportional durch Photovoltaikanlagen repräsentiert werden, wurde eine Dynamisierung der Standardlastprofile unter Anwendung einer probabilistischen Berechnungsmethode durchgeführt. Dies ist notwendig, da die Einspeisung von Photovoltaikanlagen zu vergleichsweise starken Lastschwankungen im ganzen Netzgebiet führt und somit zur realistischen Betrachtung auch die Betrachtung der Unregelmäßigkeit wenig superpositionierter Lastprofile notwendig ist.

Die Verlustentwicklung durch die Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten ist im Wesentlichen von der Größe sowie der Durchdringungsrate von dezentralen Anlagen abhängig. Eine wichtige Erkenntnis der Arbeit stellt dabei die Auswirkung der hohen Leistungsspitzen bei geringen Volllaststunden von Photovoltaikanlagen dar. So führen diese nur anfangs bei geringen Durchdringungsdichten zu Verlustminderungen, da die hohe Einspeisespitzen schnell zu einer Umkehr der Leistungstransportrichtung führen und die Leistungsspitzen somit bei einer steigenden Anzahl von Erzeugern zu einer beträchtlichen Steigerung der Verluste führen können.

6 Sensitivitäten und Detailbetrachtungen

Dieses Kapitel zeigt einerseits detaillierte Einzeluntersuchungen sowie die Sensitivitätsbetrachtungen einzelner Einflussfaktoren, welche im Rahmen der vorliegenden Forschungsarbeit durchgeführt wurden. Diese umfassen einzelne Detailbetrachtungen in Hinblick auf Leitungs- und Transformatorinvestitionen als auch für die anstehenden Erneuerungen im Bereich der Erbringung der Messdienstleistung.

6.1 Sensitivitätsbetrachtungen zum Leitungsnetz

Auf Grundlage des digitalisierten repräsentativen Verteilnetzmodells, welches einer repräsentativen österreichischen Bezirksstadt mit umgebenden Gemeinden und einer Bevölkerung von ca. 70000 Einwohnern entspricht, wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, um Auswirkungen von verlustrelevanten Anpassungen sowie mögliche Optimierungspotentiale zu bestimmen. Die Berechnungen basieren wiederum auf dem Mittelwert aus jeweils fünf Berechnungsdurchläufen unter Anwendung der probabilistisch dynamisierten Lastprofile (Ausnahme 6.1.1). Die Abweichungen der einzelnen Teilergebnisse fallen dabei gering aus. Dies ist auf die Anwendung der Standardlastprofile (SLP) als Datengrundlage zurückzuführen, weshalb eine kleine Anzahl von Berechnungen zur Mittelwertbildung ausreicht.

6.1.1 Vollversorgung bei gleichmäßiger Lastverteilung

Theoretisch treten die minimalen lastabhängigen Verluste bei zeitlich konstantem Lastaufkommen über den gesamten Betrachtungszeitraum auf. Geht man von einer idealen Speichersituation aus, sodass jeder Netzteilnehmer über das gesamte Jahr dieselbe konstante Leistung bezieht und somit theoretisch über entsprechend große Speicher verfügt, um somit die Verbrauchsspitzen eines Abnehmers zu glätten, so können die theoretisch minimalen Verluste zum Transport der benötigten Energiemengen bestimmt werden.

Die lastunabhängigen Verluste in NE 7, in diesem Fall für die Messeinrichtungen, bleiben unverändert. Die Berechnung der lastabhängigen Verluste erfolgt ohne die Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors, da weder unsymmetrische Ströme noch Abweichungen durch Messwertmittelungszeiten zu erwarten sind.

Die Berechnungsergebnisse (Abbildung 95) zeigen ein deutliches Verlust-Reduktionspotential wenn eine gleichmäßige Lastverteilung ermöglicht wird. Die mittleren lastabhängigen Verluste können um 35 % reduziert werden, die Reduktionen in den einzelnen siedlungsstrukturellen Gebieten fallen sehr ähnlich aus.

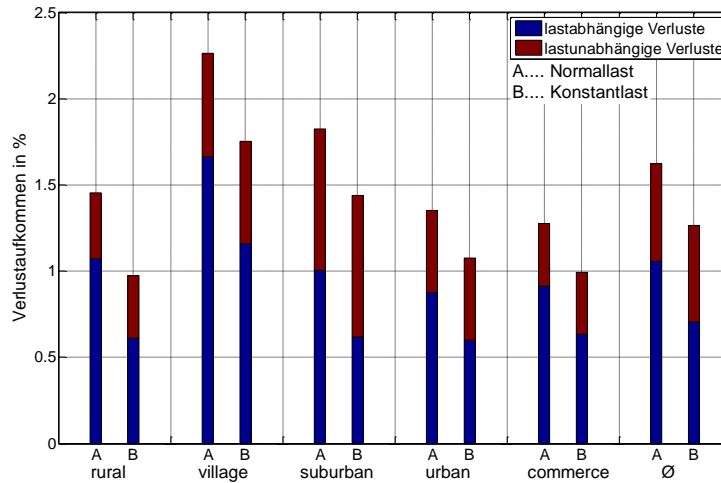


Abbildung 95: Auswirkungen einer gleichmäßigen Lastverteilung auf das Verlustaufkommen

6.1.2 Blindleistungsoptimierter Betrieb

Geht man von idealen Verhältnissen in Hinblick auf den Blindleistungsbedarf aus, so erfolgt die Versorgung sämtlicher Verbraucher mit einem Leistungsfaktor $\cos(\varphi)=1$. Zur Darstellung des Einflusses des Leistungsfaktors auf das Netzgebiet wird das Verhalten der einzelnen Verbrauchergruppen je Kollektiv zwischen $\cos(\varphi)=0,9$ (induktiv) und 1 variiert, Heizlasten verfügen weiterhin über einen Leistungsfaktor $\cos(\varphi)=1$ (Anhang - Tabelle 24).

Das Verlustaufkommen im Szenario „Sim I“ (Abbildung 97) beschreibt dabei die in der Basisberechnung ermittelten Verlustenergiemengen auf Grundlage der getätigten Annahmen zu den Leistungsfaktoren der einzelnen Verbraucher. Würde man somit sämtliche Lasten im Niederspannungsnetz vollständig kompensieren, so wäre im Mittel eine Reduktion der lastabhängigen Verluste in NE 7 um 11 % oder eine Reduktion der absoluten Verluste um etwa 0,1 % zu erwarten.

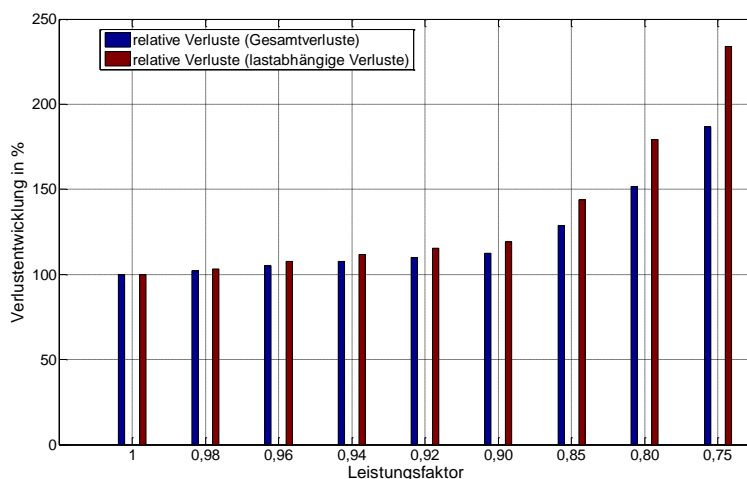


Abbildung 96: Verlustaufkommen bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren im untersuchten Netzgebiet

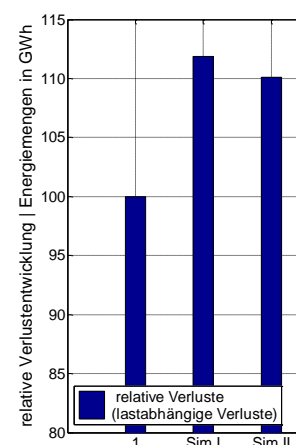


Abbildung 97: Detailszenarien SIM I und SIM II- Kompensation

Da eine generelle Kompensation aller im Netz befindlicher Lasten als unrealistisch anzusehen ist, werden sämtliche lastprofilgezählten Großverbraucher als kompensierte Verbraucher mit einem Leistungsfaktor gleich 1 angenommen. Vom Energieversorger wird derzeit Blindarbeit bis zu einem Wert von 50 % der Wirkarbeit unentgeltlich zur Verfügung gestellt. Bei darüber hinausgehendem Bezug wird dieser zusätzlich in Rechnung gestellt, womit nur eine begrenzte Optimierung in Hinblick auf den Blindleistungsbedarf erfolgt. Die Auswirkung einer Kompensation sämtlicher Großverbraucher (lastprofilgezählte Kunden) auf die Netzverluste zeigt Abbildung 97 für das Szenario SIM II.

Berechnet man die Energiemenge, welche durch die Blindleistungsoptimierung zur Verlustdeckung nicht mehr aufgewendet werden muss, kann diese Zahl im betrachteten Jahr mit 8 GWh beziffert werden. Dies entspricht wiederum einem Äquivalent von 0,44 Mio. € Verlustreduktion pro Jahr (ca. 9 € pro Kunde/a) bei einem mittleren Energiepreis von 55 €/MWh.

6.1.3 Netzspannungsvariation

Auch die Spannung der Netzebene stellt einen wichtigen Variationsparameter dar. Durch Variation der Spannung am Niederspannungstransformator können die Netzverluste ebenfalls beeinflusst werden. Im Rahmen der bisher durchgeführten Berechnungen wurde eine Spannung von 235 V am Netzknoten als Ausgangsbasis angenommen. Durch Variation der Spannung am Netzknoten ändern sich die resultierenden Verlustenergiemengen, die Lasten werden dabei als konstante Impedanzen simuliert. Das Ausmaß der Änderung ist in folgender Abbildung 98 dargestellt. Als Referenzwert auf der Sekundärseite des Transformators wurde die derzeit häufig in Verwendung befindliche Spannung von 235 V gewählt.

Es ist gut ersichtlich, dass die lastabhängigen Verluste im untersuchten Netzbereich ohne die Spannungsharmonisierung von 220 auf 230 V in Österreich um mehr als 10 % höher ausfallen würden. Diese Annäherung beruht auf der Annahme, dass die Lasten näherungsweise einen spannungsunabhängigen konstanten Widerstand darstellen, bzw. dass sich die Auswirkungen von Asynchronmaschinen und ohmschen Verbrauchern in etwa ausgleichen.

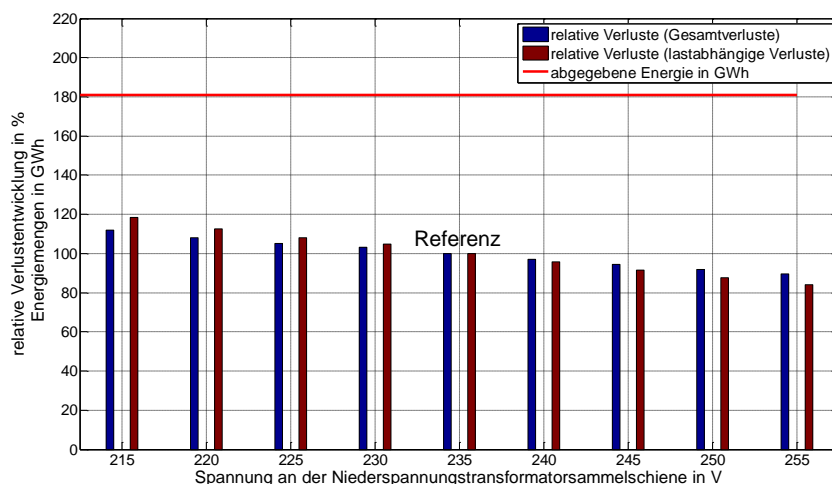


Abbildung 98: Verlustaufkommen bei Variation der Versorgungsspannung

Die Nachbildung der Last als konstante Impedanz stellt nur eine von mehreren möglichen Varianten zur Realisierung der Lastmodellierung dar. In der Realität setzt sich die Last aus einer Vielzahl von einzelnen Teillasten zusammen, welche allesamt unterschiedliche Lastcharakteristiken zeigen. Abgesehen von der Modellierung als konstante Impedanz ist auch eine Nachbildung als konstante Strom- oder konstante Leistungskomponente möglich. Jedes Modell für sich stellt dabei ein extrem dar, die tatsächliche Mischlast wird eine Kombination der einzelnen Modelle sein.

Ein statisches Lastmodell nach Formel (6.1) und (6.2) basierend auf einzelnen lastspezifischen Koeffizienten (p, q) zur Lastbeschreibung wird in (Kundur, 1994) beschrieben. Die gezeigten Koeffizienten wurden jedoch bei einer Nennspannung von 120 V ermittelt, zusätzlich entsprechen die aus Messungen gewonnen Daten einem Haushaltsgerätereptoire, welches mit dem heutigen, geprägt durch eine Vielzahl elektronischer Umrichter, nicht mehr vergleichbar ist.

$$P = P_0 \left[p_1 \cdot \left(\frac{U_i}{U_0} \right)^2 + p_2 \cdot \left(\frac{U_i}{U_0} \right) + p_3 \right] \quad (6.1)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \cdot \left(\frac{U_i}{U_0} \right)^2 + q_2 \cdot \left(\frac{U_i}{U_0} \right) + q_3 \right] \quad (6.2)$$

Die gezeigte Lastmodellierung stellt einen Einflussfaktor in der Verlustbestimmung dar, die realitätsnahe Abbildung der Lasten sollte dabei auf Basis der Messung einer Vielzahl von aktuellen Elektrogeräten erfolgen. Unter Anwendung von Lastkollektiven können daraus entsprechende Koeffizienten für unterschiedliche Verbrauchergruppen in der Lastflussberechnung etabliert werden. Folgende Berechnungen beruhen auf den Annahmen der von (Bokhari, et al., 2013) experimentell ermittelten mittleren lastspezifischen Koeffizienten für vorwiegend durch Siedlungsgebiete (Residential) geprägte Lasten.

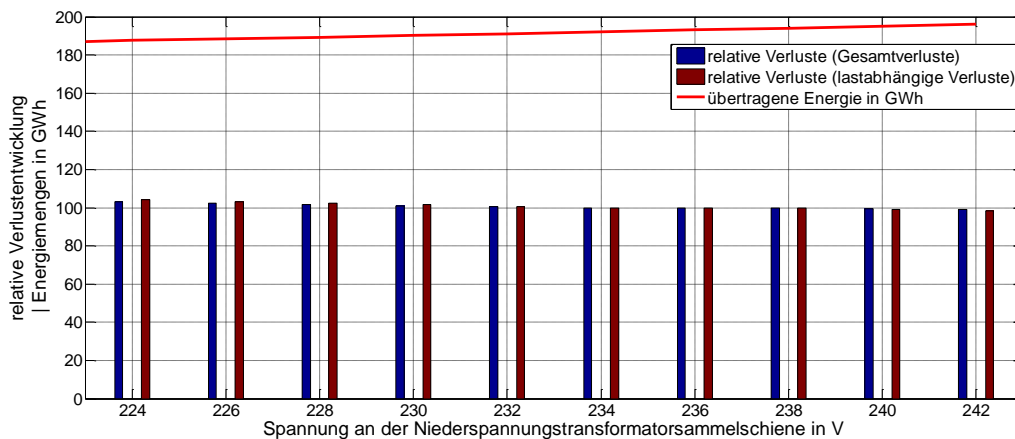


Abbildung 99 zeigt dabei im Vergleich zu Abbildung 98, dass die relativen Änderungen aufgrund einer realeren Nachbildung der Spannungsabhängigkeit geringer ausfallen.

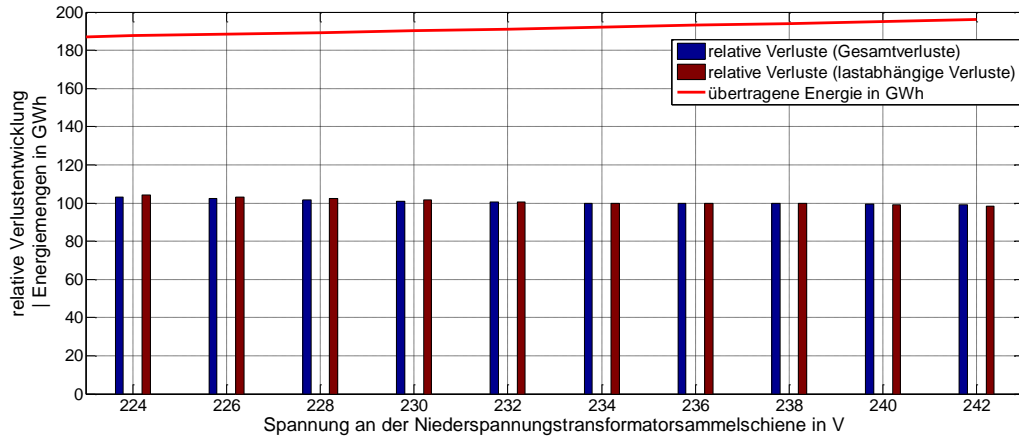


Abbildung 99: Resultierende Netzverluste bei spannungsabhängiger Last nach (Bokhari, et al., 2013)

6.1.4 Laststeigerung

Folgende Berechnung basiert auf der Annahme eines steigenden Lastwachstums im untersuchten Netzgebiet. Allgemein fällt das Lastwachstum besonders in urbanen Regionen meist sehr gering aus. Der Haushaltsstromverbrauch stagniert aufgrund der effizienteren Geräte, obwohl die Gerätedichte ansteigt. Unter Annahme einer Steigerung der Last von 2 % pro Berechnungsschritt und gleichmäßiger Aufteilung der zusätzlichen Verbrauchsmengen ergeben sich folgende in Abbildung 100 dargestellten Ergebnisse.

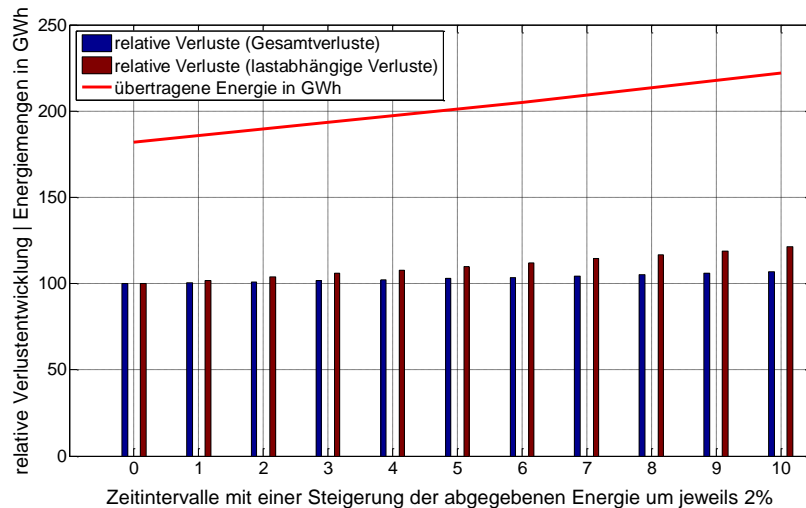


Abbildung 100: Auswirkung einer Laststeigerung von 2 % je Zeitintervall

Das Lastwachstum in bestehenden Netzbereichen stellte vor allem in Zeiten mit großem Wirtschaftswachstum Probleme an die bestehende Infrastruktur dar. Heutige Stagnation bzw. Zuwachszahlen im niedrigen einstelligen Prozentbereich beeinflussen das Verlustgeschehen und die Betriebsmittelauslastung nur gering.

6.2 Ortsnetzstationen

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass aufgrund der hohen Verlustkonzentration in Ortsnetzstationen im Vergleich zu den Leitungen punktuell Reduktionspotentiale realisiert werden können.

6.2.1 Auslastungssituation

Bei der Betrachtung von Ortsnetzstationen in Hinblick auf die resultierenden Verlustenergiemengen ist es sinnvoll, die jeweilige Wirkungsgradkurve der einzelnen Transformatoren zu betrachten. Beispielhaft zeigt folgende Abbildung 101 die Wirkungsgradkurve eines typischen Niederspannungs- bzw. Ortsnetztransformators. Zur Darstellung wurden Daten aus der Norm (ÖVE/ÖNORM, EN 50464-1, 2012) angewendet. Die angewendeten Verlustwerte entsprechen dem bereits effizienten Label BB nach EN 50464. Der optimale Betriebsbereich liegt dabei zwischen 20 % und 60 %. Eine tatsächliche Belastung außerhalb dieses Bereiches führt somit zu einer Verminderung des Gesamtwirkungsgrades.

$$\eta = \frac{S_{Tr}}{S_{Tr} + P_{V\text{Trafo}}} \quad (6.3)$$

Besonders bei sehr schwach belasteten Transformatoren verringert sich der Wirkungsgrad aufgrund der Leerlaufverluste sehr schnell in Richtung 95 %, weshalb bei üblicher Betriebsweise insbesondere auf geringe Leerlauf- bzw. (Eisenverluste) Wertzulegen ist.

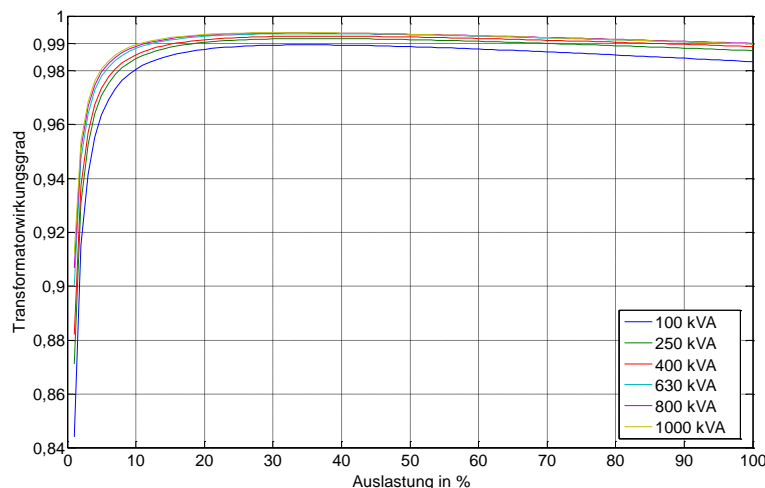


Abbildung 101: Wirkungsgrad unterschiedlicher Transformatorbaugrößen nach EN 50464 BB

Der Wirkungsgrad aktuell in Verwendung befindlicher Transformatoren liegt häufig deutlich unter den in der Norm erwähnten Wirkungsgraden. Dies ist hauptsächlich auf die hohen Leerlaufverluste älterer Transformatoren zurückzuführen, weshalb diese im Belastungsbereich bis 20 % der Bemessungsleistung noch geringere Wirkungsgrade als dargestellt aufweisen. Sowohl die Auswertung der Messdaten aus Kapitel 3 als auch die Simulationen aus Kapitel 5 zeigen, dass die in den untersuchten Netzgebieten im Einsatz befindlichen Transformatoren häufig nur sehr geringe

Auslastungen zeigen, wie folgende Abbildung 102 und Abbildung 103 basierend auf den Messdaten aus 10.1.2 zeigen.

Betrachtet man dabei den idealen Betriebsbereich (maximaler Wirkungsgrad - Abbildung 103 – rote Linien), so ist gut zu erkennen, dass dieser Bereich nach oben nur selten ausgeschöpft wird. Zusätzlich befinden sich die gemessenen Transformatoren häufig im, aus Sicht des Wirkungsgrades, effizienzarmen unteren Auslastungsbereich, wie dies im Histogramm in Abbildung 102 sowie der Darstellung des Belastungsspektrums in Abbildung 103 veranschaulicht wird.

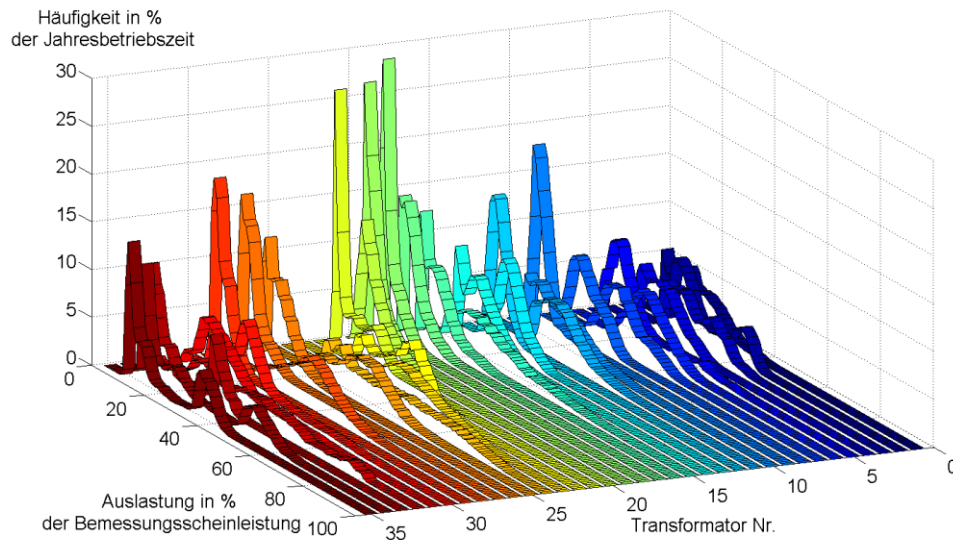


Abbildung 102: Auslastung einzelner Transformatoren – Histogramm über 365 Tage a 15 Min

Diese großzügigen Dimensionierungen geschehen häufig mit dem Hintergrund, das anstehende Lastwachstum ohne Probleme bewältigen zu können. Dieser Fall der starken Laststeigerung tritt jedoch häufig nicht ein, da beispielsweise urbane Wohngebiete oft einem energetisch gesättigten Bereich entsprechen.

Des Weiteren hat sich der Einsatz elektrischer Energie als Raumwärmeerzeuger aufgrund der im Vergleich zu anderen Energieträgern hohen Kosten reduziert, womit zum Teil wesentliche Verbraucher nicht mehr in Verwendung sind. Diese Tatsache stellt ebenfalls einen Grund für die teilweise großzügig dimensionierten Transformatoren dar.

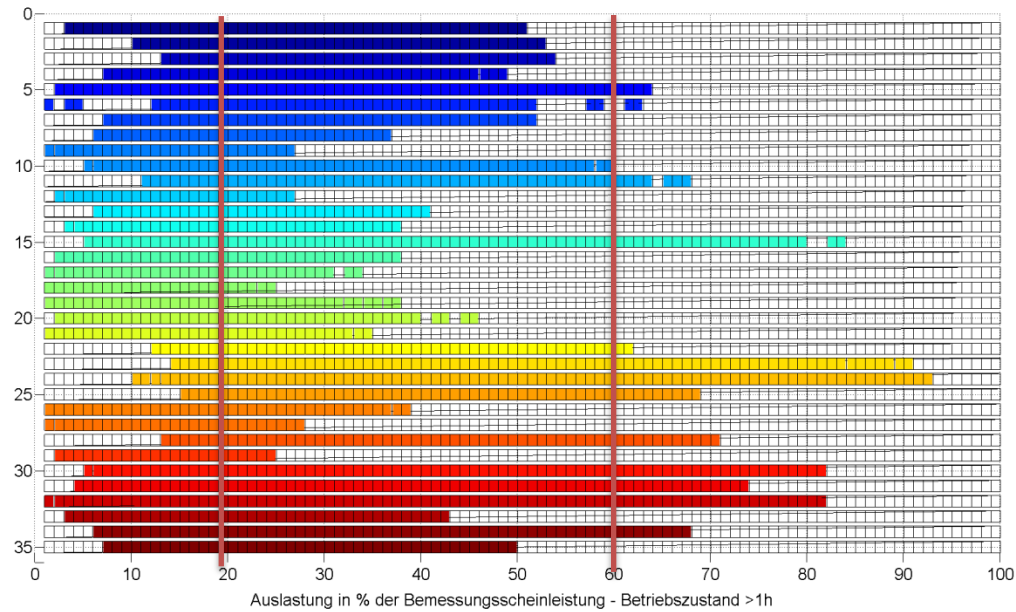


Abbildung 103: Auslastung einzelner Transformatoren – Belastungsspektrum über 365 Tage – 15 Min

6.2.2 Lastmaxima - Rundsteuersignale

Im Rahmen der durchgeführten Messungen wurden teilweise sehr hohe Leistungsspitzen festgestellt, die durch in Österreich weit verbreitete Fernwirkanlagen zur Lastscheidung hervorgerufen werden. Durch die zeitgleiche Ansteuerung von Warmwasserboilern und Speicherheizungen kommt es zum Zeitpunkt der Lastscheidung zu relativ hohen Einschaltspitzen im Vergleich zu einer z.B. in gering besiedelten Gebieten geringen Grundlast.

Folgende Abbildung 104 (rot) zeigt exemplarisch eine Wochenganglinie, gemessen an einem Niederspannungstransformator. Sehr charakteristisch für Netzbereiche mit elektrischer Wasserebereitung ist die markante Einschaltspitze in den späten Abendstunden. Im Rahmen der Verlustbetrachtung gilt es, den Nutzen einer Reduzierung bzw. Eliminierung dieser Einschaltspitze zu bestimmen bzw. mögliche Lösungen aufzuzeigen.

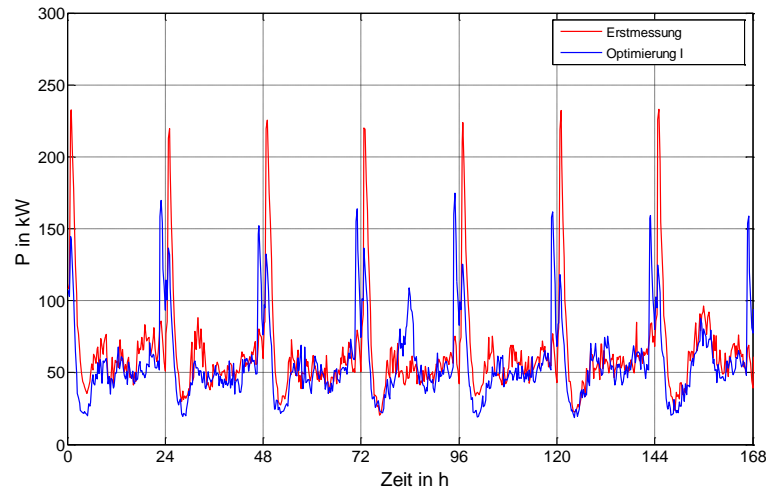


Abbildung 104: Leistungsspitzen, hervorgerufen durch Rundsteuersignale

Im ersten Schritt wurden die Einschaltzeitpunkte der Rundfrequenzempfänger auf zwei Zeitpunkte aufgeteilt, womit auf Basis der untersuchten Transformatoren das lastabhängige Verlustaufkommen der betrachteten Transformatoren um jeweils 10 % bis 35 % gesenkt werden konnte, wie die durchgeführten Messungen zeigen. Das wesentlich höhere Potential lässt sich in einem weiteren Schritt durch die nun mögliche Transformatorbemessungsleistungsreduzierung realisieren. Diese ermöglicht in einzelnen Fällen eine Reduktion der gesamten Transformatorverluste um bis zu 50 %.

Eine Wirtschaftlichkeit der genannten Maßnahmen hängt hauptsächlich von der Verfügbarkeit der Transformatoren mit geringerer Bemessungsleistung wie auch von der zukünftig erwarteten Verbrauchsentwicklung im Versorgungsbereich des jeweiligen Transformators ab. Die durchschnittlichen energetischen Verlustreduktionspotentiale in Hinblick auf die Transformatorverluste wurde bei den durchgeführten Untersuchungen mit 2500 kWh/a bestimmt.

6.2.3 Belastungsinformation – Messung Transformatorstation

Wie aus Abbildung 104 hervorgeht, ist speziell bei der Anwendung von Maximallastanzeigern zur Betriebsmitteldimensionierung auf mögliche Auswirkungen von rundsteuersignal-getriggerten Lastschaltungen zu achten und gegebenenfalls die Laststaffelung zu optimieren, da dies ebenfalls zu stark überdimensionierten Anlagen führen kann.

Um die Auslastungssituation im Ortsnetzbereich, welche bereits heute, aber besonders zukünftig wesentlich von bidirektionalen Stromtransporten geprägt sein wird, besser zu kennen, stellt das Roll-Out einer neuen Zählergeneration eine Chance für ein lastbasiertes Asset-Management dar. Versieht man zusehends die Transformatoren der Ortsnetzstationen mit Lastprofilzählern, so ermöglicht dies mehrere wichtige Möglichkeiten für eine Optimierung des Netzausbaus. Einerseits ist durch eine Zählung der Transformatoren der gesamte Mittelspannungslastfluss einfach in einem Leitsystem abbildbar, andererseits kann basierend darauf eine ideale Auslegung von Transformatorstationen erfolgen. Des Weiteren können sehr stark (häufig durch die voranschreitende Integration korrelierender dezentraler Erzeugungseinheiten) oder sehr gering ausgelastete Transformatoren auf einfachem Wege erkannt und entsprechende Maßnahmen gesetzt werden.

6.3 Messeinrichtungen

Bei der näheren Betrachtung der Zählerverluste stellt sich aufgrund der aktuellen Entwicklungen bei der Erbringung der Zählerdienstleistung durch die Umstellung der Zählerleinrichtungen auf digitale Zählerleinheiten häufig die Frage, wie sich dieser Technologiewandel bei Zählern durch den Wechsel von konventionellen Ferraris-Zählern hin zu Smart Meter auf die Verlustenergie im Netz auswirkt. Um diese Fragestellung näher zu betrachten, wurden vom Autor im Rahmen der Dissertation am Institut für Elektrische Anlagen der Technischen Universität Graz Messungen an verfügbaren konventionellen Zählern und Smart Metern durchgeführt.

Die Betrachtung der Verlustenergie für die Erbringung der Messdienstleistung erfolgt auf Basis der in Österreich üblichen Erbringung der Messdienstleistung durch den Netzbetreiber. Die dabei aufzuwendende Energie wird dabei den Netzverlusten zugerechnet.

6.3.1 Rahmenbedingungen

Im internationalen Standard für Zähler und Zählerinfrastruktur IEC 622053-21 (2003) werden die Grenzwerte für die Leistungsaufnahme von Stromzählern mit 2 W je Phasenleiter bzw. 10 VA und somit maximal 6 W und 30 VA je Drehstromzähler bestimmt. Für die Betrachtung von Smart Metern ist über diese Norm nur die Messeinheit der Zählerleinrichtung definiert. Dies umfasst somit einigen Spielraum nach oben, da die Übertragungseinrichtungen nicht mitbetrachtet werden.

In der Bundesrepublik Deutschland wurde mit der neu eingeführten VDE-Anwendungsregel "VDE-AR-N 4400:2011-09 Messwesen Strom" das gesamte Zählerprodukt als verbrauchsintensive technische Komponente eines Metering-Systems bestimmt, womit auch diese weiter gefasste Systemgrenze von den entsprechenden Grenzwertvorgaben betroffen ist.

Somit sind realistischerweise die Verlustgrenzen nach oben definiert. Ziel sollte es jedoch sein, die Zählerleinrichtungen so effizient wie möglich zu gestalten, da diese in Summe zu großen lastunabhängigen Verlusten führen, wie auch die Berechnungen im vorangegangenen Kapitel zeigen.

6.3.2 Verlustermittlung

Generell wurde bei den durchgeführten Messungen zwischen Einphasenzählern und Dreiphasenzählern unterschieden. Zu Vergleichszwecken wurden die Leerlaufverluste der Zähler herangezogen, da sich die lastabhängigen Verluste sowohl bei Ferraris-Zählern als auch bei Smart Metern nur sehr gering und vor allem nur bei hohem Lastaufkommen auswirken. Für die Untersuchungen standen sechs Einphasenzähler (davon fünf Smart Meter) und zehn Dreiphasenzähler (davon sieben Smart Meter) zur Verfügung. Die Geräte sind jeweils von unterschiedlichen Herstellern und stellen insgesamt einen groben Marktüberblick dar.

Der Messaufbau sowie die resultierenden Messfehler, welche bei der Messung von sehr kleinen Strömen bzw. Spannungen eine Rolle spielen können, werden im Anhang in Kapitel 10.10 beschrieben.

Die Ergebnisse der Messungen sind in folgenden Abbildungen dargestellt. In Hinblick auf das Verlustaufkommen ist dabei zu sehen, dass die Einführung von Smart Metern je nach gewähltem Hersteller und somit Produkt sowohl zu einer Senkung des Verlustaufkommens als auch zu einer Steigerung führen kann. Nicht betrachtet wurden die zusätzlichen Aufwendungen, die für den Betrieb der Übertragungsstruktur und die Datenverarbeitung notwendig sind. Diese werden im Allgemeinen gering eingeschätzt (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, 2012), jedoch kann eine mangelhafte Anbindung von Power-Line-Carrier-Modulen aufgrund ständiger Übertragungsversuche zu wesentlichen Verbrauchssteigerungen führen. Eine solche Fehlfunktion findet in folgenden Überlegungen jedoch keine Berücksichtigung.

Abbildung 105 zeigt dazu die Verluste von Einphasenzählern. Hierbei ist zu erkennen, dass einzelne Produkte einen wesentlich höheren Energiebedarf haben als die konventionellen Ferraris-Zähler. Nur einer der fünf untersuchten Smart Meter zeigt ein geringeres Verlustaufkommen, womit gezeigt werden kann, dass bei der Verwendung von Einphasenzählern die Verlustenergieaufwendung tendenziell steigen wird.

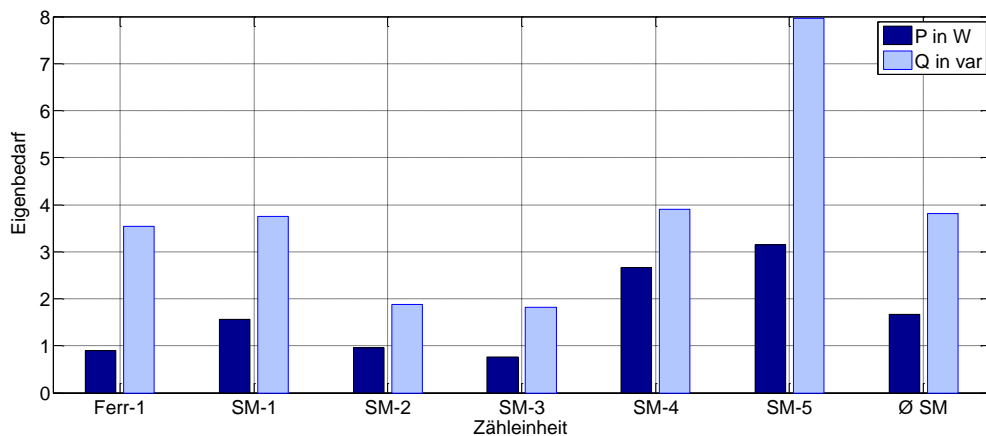


Abbildung 105: Energiebedarf von 1-phasigen Zähleinrichtungen

Führt man dieselbe Untersuchung bei Dreiphasenzählern durch, so kann der Energiebedarf der Ferraris-Zähler, wie auch in der Verlustberechnung berücksichtigt, mit etwa 3 W/Zähler ermittelt werden. Bei Smart Metern ist abermals eine große Abhängigkeit vom jeweiligen Hersteller zu sehen. So können die Verluste mit einigen Produkten wesentlich reduziert werden. Aber auch in dieser Untersuchung liegt der Energiebedarf einzelner Geräte (SM3, SM4) (abermals ohne Berücksichtigung der Übertragungsstruktur) über jenen der bisherigen Smart Meter, wie folgende Abbildung 106 zeigt.

Somit kann gezeigt werden, dass der Energiebedarf der Zähler in einem Netz durch die Einführung von Smart Metern nicht zwangsläufig steigen muss, selbst wenn man die Aufwendungen für den Betrieb der Übertragungsstruktur berücksichtigt. Es ist aus den Messungen zu schließen, dass die Berücksichtigung des Energiebedarfs ein wesentliches Kriterium bei der Zählerwahl darstellen muss. Die Wirkleistungsverluste können dabei, wie aus den Messungen ersichtlich (vgl. Abbildung 105 Ferr-1 vs. Abbildung 105 SM-5), bei der Wahl von ineffizienten Zähleinheiten um den Faktor drei steigen oder bei der Wahl eines effizienten Geräts (vgl. Abbildung 105 Ferr-1 vs. Abbildung 105 SM-3) reduziert werden.

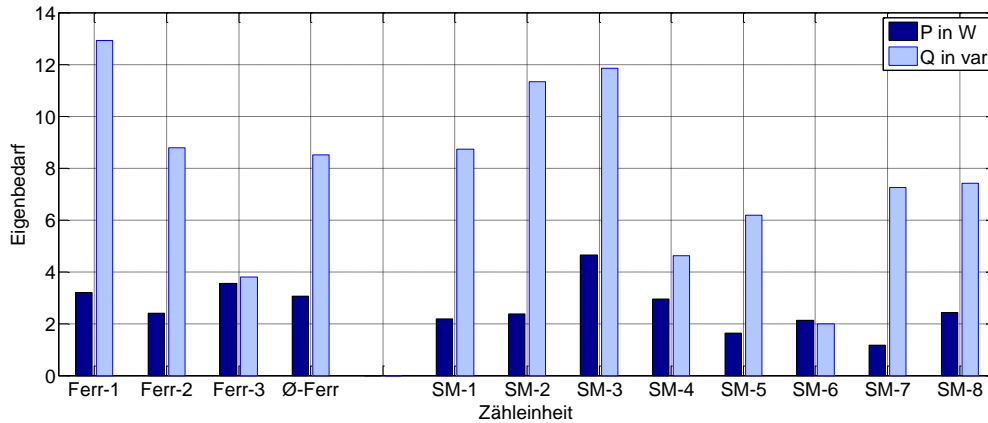


Abbildung 106: Energiebedarf von 3-phasigen Zähleinrichtungen

Generell ist die Wahrscheinlichkeit einer Reduktion der Wirkleistungsverluste bei Drehstromzählern höher, da der Eigenbedarf aufgrund der drei unabhängigen Strom- und Spannungsspulen höher ausfällt als jener der digitalen Messung, welche sowohl bei Einphasenzähler, als auch bei Dreiphasenzähler ähnliche Verlustwerte zeigt.

6.3.3 Auswirkungen

Berücksichtigt man die näherungsweise 5,5 Mio. installierten Zähleinheiten in Österreich entspricht ein zusätzlicher durchschnittlicher Verbrauch von 0,1 W je Zähleinheit einer Erhöhung der jährlichen Verlustenergiemenge um fast 5 GWh.

Zieht man die veröffentlichten Werte aus (Ernst & Young, 2013) heran, so wird von einem durchschnittlichen Verbrauch von 4,6 W je Zähler ausgegangen. Dies entspricht einem Mehrverbrauch von 1,6 W je Zähler und würde wiederum zu einer Steigerung der gesamten Netzverluste in Österreich um 2,3 % führen, basierend auf der Annahme der vom österreichischen Regulator veröffentlichten Verluste von 3,35 TWh/a.

Die derzeitige Integration der Verluste von Zähleinrichtungen in die Netzverluste stellt eine historisch gewachsene Konstellation dar, welche auf die Zeit vor der Liberalisierung des Energiemarktes zurückgeht. Wird die Erbringung der Messdienstleistung zukünftig ebenfalls für externe Anbieter geöffnet, so ist eine Trennung zwischen Netzverlusten und der Energieaufwendung zum Betrieb von Zähleinrichtungen anzustreben. Diese Trennung fördert einerseits den Einsatz effizienter Messsysteme, da, wie in den vorangegangenen Messungen gezeigt, teils beträchtliche Unterschiede der Effizienz einzelner Systeme auftreten, und begünstigt andererseits die realistische Darstellung der tatsächlichen Übertragungsverluste im Elektrizitätsnetz.

6.4 Relevanz in Hinblick auf die gesamten Netzverluste

Die vorliegende Arbeit behandelt im Rahmen der messwertbasierten Verlustberechnung in erster Linie die Netzverluste in NE 6 und 7. Um die Ergebnisse im gesamten Kontext darzustellen, werden die Verlustenergiemengen in Bezug auf die gesamten im untersuchten Netzbereich notwendigen

Energiemengen zur Deckung der Netzverluste dargestellt. Dabei wurden die Netzverluste in NE3-NE5 auf Basis von Lastflussrechnungen mit verfügbaren Lastprofilen in Kombination mit an die Verbrauchslast angepassten Standardlastprofilen durchgeführt.

6.4.1 Energieabgabe in unterschiedlichen Netzebenen

Betrachtet man die Aufteilung von Verlusten in einzelnen Netzebenen öffentlicher Netze, so ist die Energieabgabe in jeder einzelnen Netzebenen von Relevanz. Von der gesamten Energiemenge werden nur 44 % über das Niederspannungsnetz verteilt. Über die Hälfte der gesamten Energieabgabe erfolgt über die NE 6 und NE 5 wie folgende Abbildung 107 zeigt.

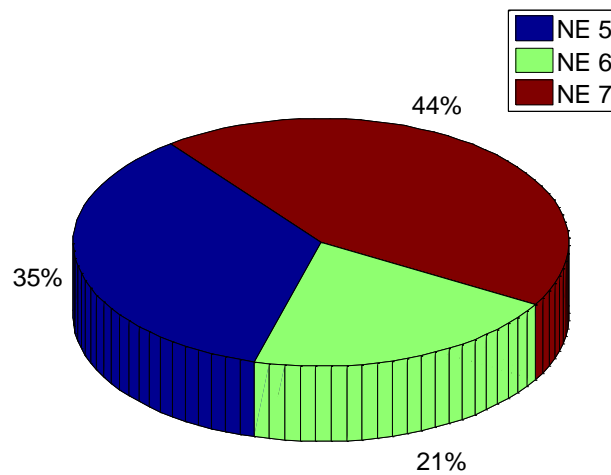


Abbildung 107: Relative Energieabgabe nach einzelnen Netzebenen im untersuchten Netzgebiet vgl. (5.1)

Ausgehend von der Information zur Energieabgabe, lässt sich die Verlustenergiemenge beschreiben. Die Verluste in den in der durchgeführten Untersuchung relevanten NEn 3-5 wurden auf Basis von Netzberechnungen unter Anwendung von Jahreszeitreihen und der Annahme einer symmetrischen Last unter Berücksichtigung von zusätzlich auftretenden Verlustquellen wie diese Ableitverluste in MS-Kabeln, Messeinrichtungen usw. darstellen.

6.4.2 Aufteilung der Netzverluste NE 3-NE 7

Insbesondere die Verluste in NE 1-NE 3 sind sehr struktur- und regionsabhängig, da diese zusätzlich durch nationale und internationale Transite beeinflusst werden. Dies ist aufgrund der meist nicht vermaschten Struktur in NE 4-NE 7 nicht der Fall.

Folgende Abbildung 108 zeigt das Verlustaufkommen in den einzelnen Netzebenen. Dabei ist zu erkennen, dass die Netzverluste in den Ebenen NE 5, NE 6 und NE 7 in einer sehr ähnlichen Größenordnung liegen.

Für Maßnahmen, die die Verlustreduktion in den Netzebenen 5-7 betreffen, kann daraus gefolgert werden, dass Optimierungsmaßnahmen aufgrund der vergleichsweise wesentlich geringeren Betriebsmittellanzahl im Bereich der MS-Leitungen sowie der MS/NS-Transformatorstationen kosteneffizienter umgesetzt werden können.

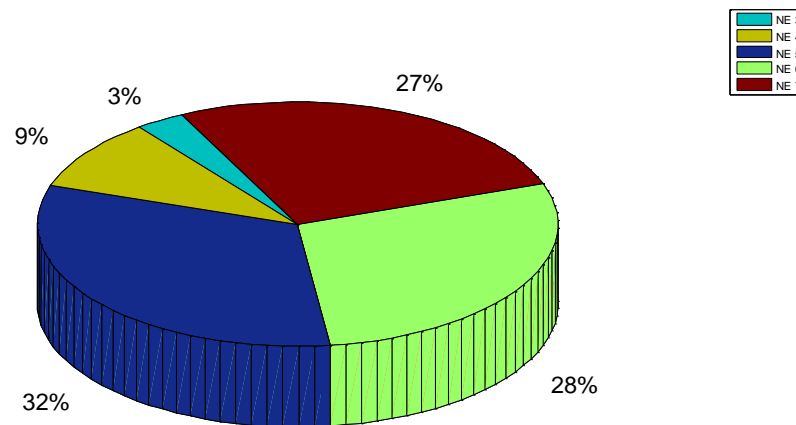


Abbildung 108: Relative Netzverluste in den einzelnen Netzebenen

6.5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die im Rahmen der Sensitivitätsuntersuchungen durchgeführten Analysen unter Anwendung der messdatenbasierten Verlustberechnung zeigen, dass bei bestehender Netz- und Verbraucherstruktur eine Reduktion der lastabhängigen Verlustenergiemenge in NE 7 um 35 % erreicht werden könnte, würde die Versorgung als symmetrische, konstante Last erfolgen. Eine Kompensation sämtlicher Lasten auf $\cos\varphi=1$ könnte zu einer Verlustreduktion von über 10 % in NE 7 beitragen, jedoch steht auch in diesem Fall der Aufwand zur Kompensation in keinem Verhältnis zu den generierbaren Vorteilen aus den Kostenreduktionen durch Verlustreduktionen.

Im Rahmen der Messdatenanalyse konnte weitergehend eine Häufung von gering ausgelasteten MS/NS-Transformatorstationen festgestellt werden. Aufgrund der geringen Auslastungssituation bewegen sich die Transformatorstationen somit häufig in einem nichtoptimalen Wirkungsgradbereich. Diese Tatsache ermöglicht Optimierungen, welche sich idealerweise durch Einführung von Messeinheiten am Niederspannungstransformator zur optimalen Nutzung bestehender Assets realisieren ließen. Dies umfasst ebenso die im Rahmen der Messungen eruierten hohen Lastspitzen, welche durch rundsteuersignalgetriggerte Lastschaltungen hervorgerufen werden und zu einer nicht notwendigen Überdimensionierung von Betriebsmitteln führen.

Aufgrund des hohen Einflusses von Zähleinrichtungen auf die Netzverlustenergie wurde eine detaillierte Eigenbedarfsmessung von am Markt befindlichen intelligenten Zähleinrichtungen durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Einführung von Smart Metern je nach Modellwahl zu Steigerungen, aber auch Reduktionen der Verlustenergie führen kann. Somit stellt die Berücksichtigung des Energiebedarfs ein wesentliches Kriterium bei der Zählerwahl dar. Die durch den Eigenbedarf der Zähler hervorgerufenen Verluste schwanken innerhalb der neuen Gerätegeneration um den Faktor drei. Im Vergleich zu den bestehenden Ferraris-Zählern könnten die Zählerverluste durch geschickte Gerätewahl im Idealfall halbiert werden.

7 Interdisziplinäre Aspekte der Verlustbestimmung

Um eine Bewertung der ökonomischen Sinnhaftigkeit einer Investition zu unternehmen, ist eine dynamische Investitionsrechnung sinnvoll. Diese bedingt allerdings Annahmen von Rahmenbedingungen, welche bestenfalls durch die Untersuchung von Entwicklungen der Vergangenheit bestimmt werden können. Im Folgenden wird anhand einzelner exemplarischer Berechnungen die Investition über die Kapitalwertrechnung bewertet. Anschließend werden die aktuellen Entwicklungen am Terminmarkt für elektrische Energie und deren Einfluss auf Investitionen in verlustsenkende Maßnahmen untersucht. Bei Betrachtung der aus folgenden Berechnungen resultierenden Ergebnisse ist zu sehen, dass aus betriebswirtschaftlicher Sicht verlustreduktionsgetriebene Leitungserneuerungen nur in seltenen Fällen einen finanziellen Nutzen generieren.

7.1 Finanzielle Betrachtung

7.1.1 Kapitalwertberechnung

Der Kapitalwert einer Investition zum Zeitpunkt $t=0$ ist definiert als Barwert der Nettozahlungen bzw. als Barwert der Rückflüsse zuzüglich dem Barwert des Liquidationserlöses und abzüglich dem Barwert der Investitionsausgaben. Unter der Voraussetzung, dass alle mit der Investition verbundenen Zahlungen in diskreten, zeitmäßig konstanten Zeitpunkten anfallen, kann der Kapitalwert nach folgender bekannten Formel bestimmt werden.

$$C_0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n (E_t - A_t) * \frac{1}{(1 + i^r)^t} \quad (7.1)$$

Steigt die Summe der Kapitalwerte der einzelnen Jahreswerte über 0, so wird die vorgegebene Mindestverzinsung erreicht. Eine Besonderheit der Berechnung von Investitionen in die Infrastruktur stellt deren Langlebigkeit und Kostenintensität dar. Für die Berechnungen wurden folgende Rahmenbedingungen angenommen.

Strompreisentwicklung

Zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit einer Investition in ein bestehendes Leitungsnetz, getrieben durch die auftretenden Netzverluste, ist die Kenntnis der Strompreisentwicklung notwendig. Betrachtet man dessen Entwicklung über die letzten 40 Jahre (Abbildung 109) unter Berücksichtigung

der Inflation, so ist zu erkennen, dass der Energiepreis, welcher, wie in Kapitel 7.2 erläutert, für Verlustberechnungen heranzuziehen ist, für Sonderverbraucher (Industrie usw.) annähernd stabil geblieben ist. Anders ist es beim Haushaltsverbraucher, wo der Energiepreis inflationsbereinigt einen Anstieg um ca. 0,5 % pro Jahr zeigt. Somit wird für die Investitionsrechnung ein Energiepreisanstieg von nominal 2,5 %/a bzw. bereinigt 0,5 %/a angenommen. Der Preisanstieg in Abbildung 109 ab dem Jahre 2005 ist auf die in Deutschland eingeführte Ökostromförderung im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes zurückzuführen und in Österreich nicht derart stark ausgeprägt. Bei der Betrachtung der verfügbaren Daten in Hinblick auf die österreichische Strompreisentwicklung (Energie und Netz) (Österreichs Energie, E-Control, A.T. Kearney, AEA, Statistik Austria, 2013) ist zu erkennen, dass der Strompreis seit dem Jahr 2006 bis 2012 um 2,8 %/a zugelegt hat, über langfristige Betrachtungen relativiert sich dieser Wert wieder auf die bereits genannten niedrigen Steigerungsraten.

Der derzeit tendenziell niedrige Strompreis, welcher in fast allen europäischen Ländern zu sehen ist, ist einerseits auf die aktuell niedrigen Preise für Kohle bzw. CO₂-Zertifikate und andererseits auf den starken Zubau von Energieerzeugungsanlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern zurückzuführen.

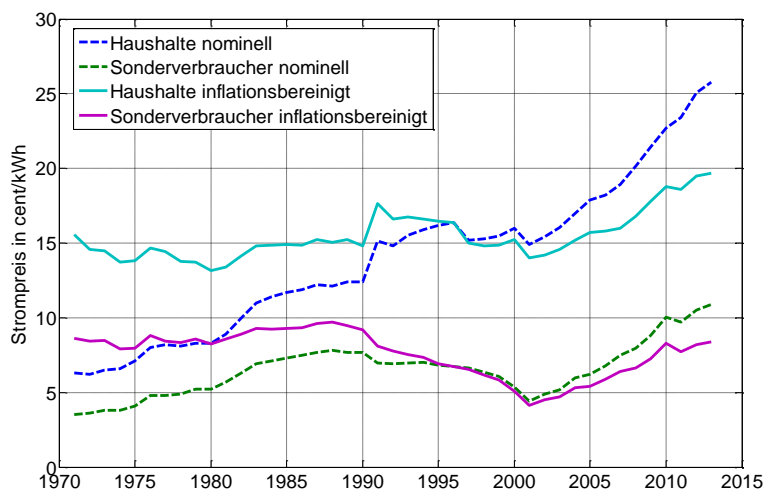


Abbildung 109: Strompreisentwicklung Deutschland (Energieagentur NRW, 2013)

Stromverbrauchsentwicklung

Einen weiteren Faktor stellt die Stromverbrauchsentwicklung dar. Betrachtet man folgende Abbildung 110, ist der näherungsweise lineare Anstieg des Stromverbrauchs in Österreich seit dem Jahre 1960 zu erkennen. Diese Steigerung kann mit etwa 1300 kWh/10a pro Einwohner bestimmt werden. Aus diesen Daten automatisch auf ein Wachstum des Energieverbrauchs zu schließen, erscheint jedoch nicht korrekt. Zieht man die Untersuchungen aus (Statistik Austria, Direktion Raumwirtschaft, 2011) heran, so sinkt der Haushaltsstromverbrauch pro Person von 2003 bis 2010 um 1,6 % bzw. 0,2 %/a. Der Gesamtverbrauch aller Haushalte steigt im selben Zeitraum um 2 %.

Vergleicht man diese Verbrauchsentwicklung mit dem Flächenverbrauch (erfasste Baufläche) in Österreich, welcher in den Jahren 2002 – 2012 um etwa 1,5 % pro Jahr angestiegen ist (Umweltbundesamt GmbH, 2013), so scheint der Energieverbrauchszuwachs größtenteils durch

Erschließung neuer Flächen und somit neuer Leitungen einherzugehen. Aus diesem Grund wird für die Investitionsrechnung ein Verbrauchsanstieg von nur 0,25 %/a angenommen.

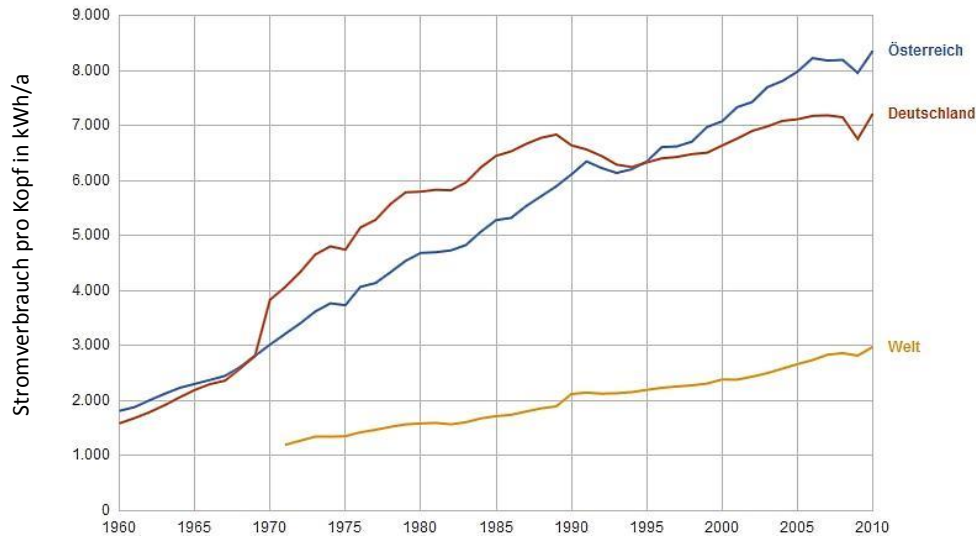


Abbildung 110: Stromverbrauch Entwicklung 1960 – 2010 (Weltbank, 2013)

Zinssatz und Betrachtungszeitraum

Der Zinssatz stellt einen wesentlichen Parameter bei der Bewertung einer Investition dar. Betrachtet man die Kapitalkosten von Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft, so bewegen sich diese Kapitalkosten vor Steuern am Beispiel der Verbund AG bei 7,3 % (2012) bzw. der EVN AG bei 8,1 % (2012). In Hinblick auf die Eigenkapitalverzinsung in der Energiewirtschaft liegen die typischen Anforderungen in einem Bereich von 8 % bis 12 % (KPMG, 2012). Je nach Eigenkapitalquote der Gesellschaft ist somit von unterschiedlichen Verzinsungsszenarien auszugehen. Im Rahmen der Arbeit wird den Berechnungen ein Kalkulationszinssatz von 6 % unterstellt, dies entspricht einer Nominalverzinsung von ca. 8,1 % bei einer angenommenen Inflationsrate von konstant 2 %.

$$i^r = \frac{(1 + i)}{(1 + g)} - 1 \quad (7.2)$$

Da es sich bei Energieübertragungsinfrastruktur um sehr langlebige Investitionsgüter handelt, wird für die Berechnungen ein Betrachtungszeitraum von 30 bzw. 50 Jahren gewählt. Aufgrund der Abzinsung der Zahlungsströme bei der Ermittlung des Kapitalwerts beeinflusst ein längerer Betrachtungszeitraum das Ergebnis nur unwesentlich.

7.1.2 Leitungs-Ersatzinvestitionen

Die Leitungsverstärkung stellt im Niederspannungsnetz theoretisch ein mögliches Mittel zur Reduktion der auftretenden Leitungsverluste dar. Wesentliche Einflussfaktoren in Hinblick auf die resultierenden Kosten sind dabei sowohl die Bebauungsdichte als auch weitere strukturelle Gegebenheiten (Versiegelungsgrad, bestehende Einbauten usw.). Für die angestellten Berechnungen wurden die Werte für Grabungsarbeiten aus (Hyvärinen, 2008) angewendet. Die Preise wurden mit +4 %/a auf das Preisniveau (Stand 2013) angepasst. Die Kabelpreise wurden aktuell (Okt. 2013) abgerufen

sowie die Installationskosten über eine Pauschale berücksichtigt. Eine Aufstellung der zugrundeliegenden Kosten für Grabungsarbeiten bei unterschiedlichen siedlungsstrukturellen Gegebenheiten finden sich im Anhang unter Kapitel 10.11.

Die durchschnittlich übertragene Jahresenergiemenge pro belasteten 400-V-Leitungsabgang beträgt im untersuchten Netzgebiet 140 MWh/a, wobei einzelne Ausreißer wesentlich höhere Energiemengen übertragen. Die dabei betroffenen Transformatorabgänge bzw. Verbraucherzuleitungen, meist Großabnehmer aus dem Gewerbebereich, sind meist bereits mit entsprechenden Querschnitten versehen.

Szenario - Leitungserneuerung durch Querschnittserhöhung

Folgendes exemplarisches Beispiel einer stark belasteten Leitung (vgl. 780 MWh/a vs. 140 MWh/a) soll die Problematik der hohen Kosten für die Leitungserneuerung in Hinblick auf deren Wirtschaftlichkeit darstellen. Eine sehr stark ausgelastete Bestandsleitung 120 mm² CU soll durch eine neue Leitung mit 300 mm² Aluminium ersetzt werden.

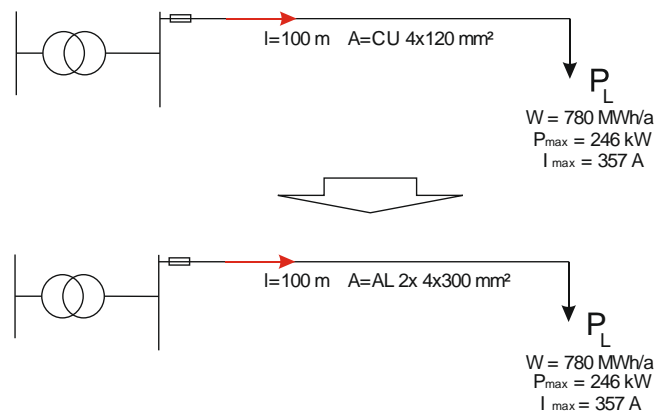


Abbildung 111: Exemplarisches Szenario Verlustreduktion durch Querschnittserhöhung, Lastzuwachs

Durch den üblichen Kalkulationszinssatz von ca. 6 % und weiteren Annahmen nach Tabelle 13 flacht die Barwertkurve im Betrachtungszeitraum deutlich ab, weshalb die Wirtschaftlichkeit der Investition trotz hoher Verluste nicht erreicht wird. Unter den angenommenen Rahmenbedingungen entstehen am betrachteten Leitungsstück bei Beibehaltung der bestehenden Leitung über den Betrachtungszeitraum von 50 Jahren Verluste von 631 MWh. Durch die angestrebte Querschnittserhöhung könnten die Verluste im Betrachtungszeitraum um 330 MWh reduziert werden. Eine Wirtschaftlichkeit der Maßnahme ist jedoch nicht gegeben.

Tabelle 13: Leitungs-Ersatzinvestition - Berechnungsparameter

Korrekturfaktor	LCf(W)	Energiepreis	55/75 €/MWh
Berechnungszeitraum	50 Jahre	Energiepreisanstieg (inflationbereinigt)	+0,5 %/a
Leistungsfaktor	0,97	Kalkulationszinssatz	6,0 %/a
Querschnitt (mm ²)	2x300	Leiterlänge	100 m
Lastprofil (real)	SLP	Investitionskosten lt.	Tabelle 26
Abgabesteigerung (konstant)	+0,5 %/a	Inflationsrate	2 %/a

Folgende Abbildung 112 zeigt die Kapitalwertentwicklung des beschriebenen Beispiels, dabei wurde der Berechnung einerseits ein Energiepreis zu Beginn des Betrachtungszeitraums mit 55 €/MWh und

andererseits ein Energiepreis mit 75 €/MWh unterstellt. Es ist gut ersichtlich, dass der Kapitalwert in keinem der Szenarien positiv wird und somit eine Wirtschaftlichkeit der Investition nicht gegeben ist.

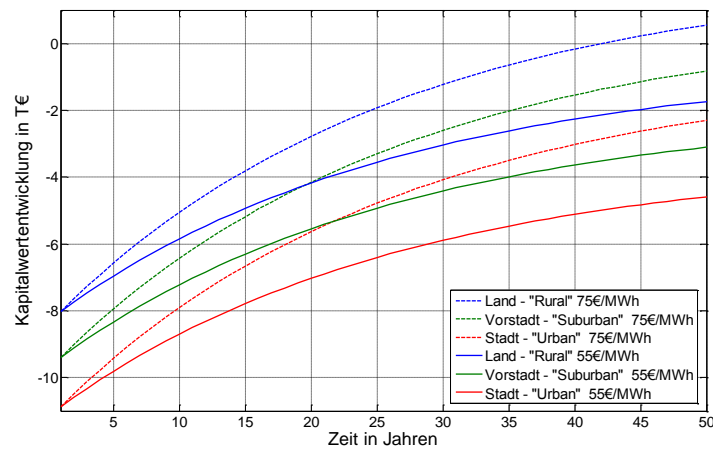


Abbildung 112: Kapitalwertentwicklung einer Verlustreduktion durch Querschnittserhöhung in verschiedenen siedlungsstrukturellen Gebieten

Der Erlös aus der Kupferschrottverwertung wurde dabei nicht miteinbezogen, würde bei heutigen Preisen (4000 €/t) jedoch in einer Größenordnung von 1700 € für das betrachtete Leitungsstück liegen und somit die Berechnung zwar beeinflussen, jedoch das Ergebnis nicht wesentlich verändern. Aufgrund der Tatsache, dass die Grabungsarbeiten einen wesentlichen Kostenfaktor darstellen, sinkt bei der Berechnung von Investitionsfällen mit geringeren Übertragungsleistungen und Querschnitten die Rentabilität ebenfalls.

Da im Rahmen der Basisannahme natürlich Unsicherheiten bestehen, wird im Folgenden (Abbildung 114) eine Variation der wesentlichen Eingangsparameter durchgeführt und ihre Sensitivität in Hinblick auf den resultierenden Kapitalwert diskutiert.

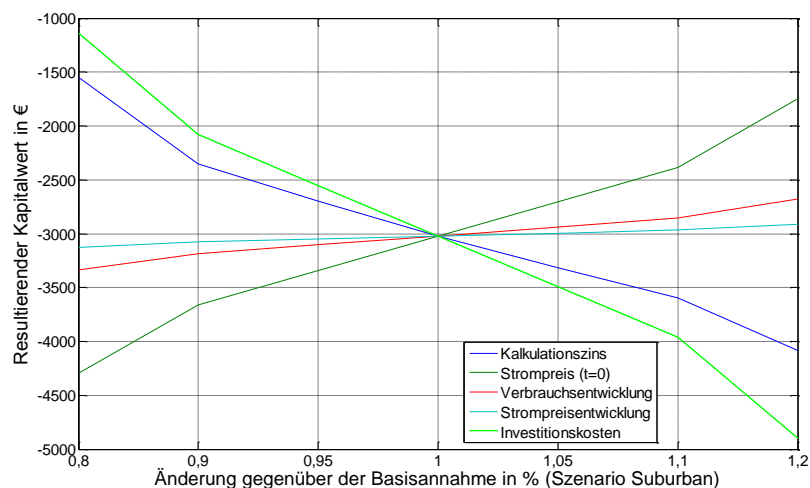


Abbildung 113: Kapitalwertentwicklung bei Variation wesentlicher Eingangsparameter

Den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten zeigen die Investitionskosten, der Strompreis sowie der Kalkulationszinssatz. Somit können durch reduzierte Investitionskosten, beispielsweise durch eine Reduktion der Grabungskosten (entspricht im Bsp. etwas 25 % der Investitionskosten) zu

einer Reduktion des resultierenden Kapitalwertes auf etwa 1000 € beitragen. Der Sensitivitätsdarstellung wird ein Börsenstrompreis von 55 €/MWh unterstellt, dies liegt 10 €/MWh über dem Mittel der vergangenen 13 Jahre, sowie knapp 20 €/MWh über der Forward Notierung von 2018.

Somit kann Anhand des Beispiels zusammenfassend erwähnt werden, dass durch die Reduzierung von Netzverlusten getriebene Querschnittserhöhungen nur sehr selten unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten als sinnvoll bewertet werden können.

7.1.3 Leitungs-Neuinvestitionen

Bei einer Leitungs-Neuinvestition im 400-V-Niederspannungsnetz ist eine verlustoptimierte Auslegung unter Annahme einer Vielzahl von Kenngrößen möglich. Folgende Berechnung wurde unter Anwendung von Standardlastprofilen und unter Anwendung der entwickelten Verlustkorrekturfunktion LCF sowie der zuvor beschriebenen Eckdaten durchgeführt. Eine kurze Zusammenfassung findet sich in folgender Tabelle 14.

Tabelle 14: Leitungs-Neuinvestition - Berechnungsparameter

Korrekturfaktor	LCf(W)	Energiepreis	55 €/MWh
Berechnungszeitraum	30 Jahre	Energiepreisanstieg (inflationbereinigt)	0,5 %/a
Leistungsfaktor	0,97	Kalkulationszinssatz	6,0 %/a
Querschnitt (max)	300 mm ²	Leiterpreis (Aluminium)	0,08 €/(m*mm ²)
Lastprofil (Annahme)	SLP	Jahresenergiemenge im 1. Jahr max.	550 MWh
Abgabesteigerung (konstant)	0,25 %/a		

Folgende Abbildung 114 zeigt die als Barwert zum Investitionszeitpunkt dargestellten Verlustkosten bei Installation eines Aluminiumleiters.

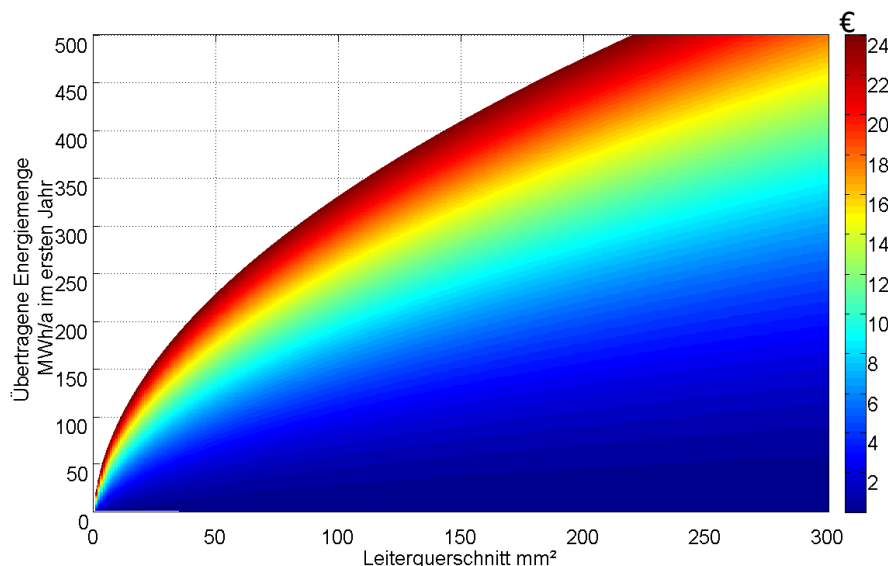


Abbildung 114: Verlustkosten auf Basis der Annahmen aus Tabelle 14 über einen Berechnungszeitraum von 30 Jahren bei unterschiedlichen Querschnitten und übertragenen Energiemengen

Die Grabungs- und Installationskosten wurden ebenso wie die Leiterkosten/mm² vereinfacht für alle Querschnitte in der gleichen Größe angenommen. Kupferleiter können aufgrund der hohen Kosten bei großen Querschnitten vernachlässigt werden und werden somit in dieser Arbeit nicht betrachtet. Der obere Grenzbereich maximal angenommene Verlustkosten (rot) zeigt das Verhältnis zwischen

übertragener Energiemenge und Leiterquerschnitt bei Verlustkosten von 24 €/ (30 Jahre * m), dies entspricht den maximalen Leiterkosten pro Meter bei Installation eines 300 mm² Leiters. Die Farbskala an der rechten Seite beschreibt die auftretenden Verlustkosten über einen Zeitraum von 30 Jahren bei Anwendung der in Tabelle 14 getätigten Annahmen.

Will man das Optimum zwischen Investitionskosten für den Leiterquerschnitt im Vergleich zu den Verlustkosten über 30 Jahre ermitteln, so ist dieses erreicht, wenn beide Barwerte gleich groß sind. Diesen Zeitpunkt zeigt der untere Übergang zwischen der farblichen Skala und dem weißen Bereich in folgender Abbildung 115.

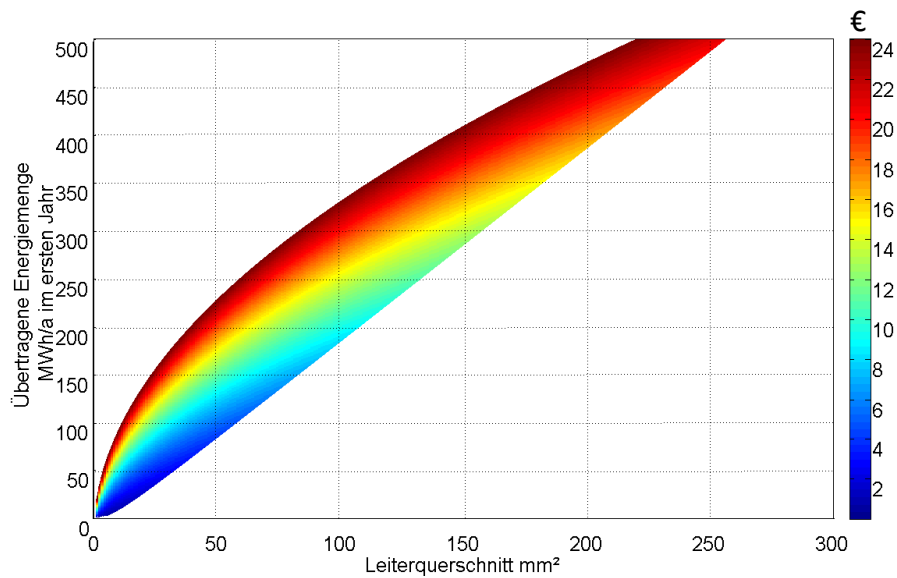


Abbildung 115: Optimum zwischen Verlustkosten (€/m) und Leiterinvestitionen (€/m) (Betrachtungszeitraum 30 Jahre)

Ohne Berücksichtigung des Kalkulationszinssatzes von 6 % stellen erwartungsgemäß wesentlich höhere Querschnitte ein Optimum dar, wie folgende Abbildung 116 zeigt.

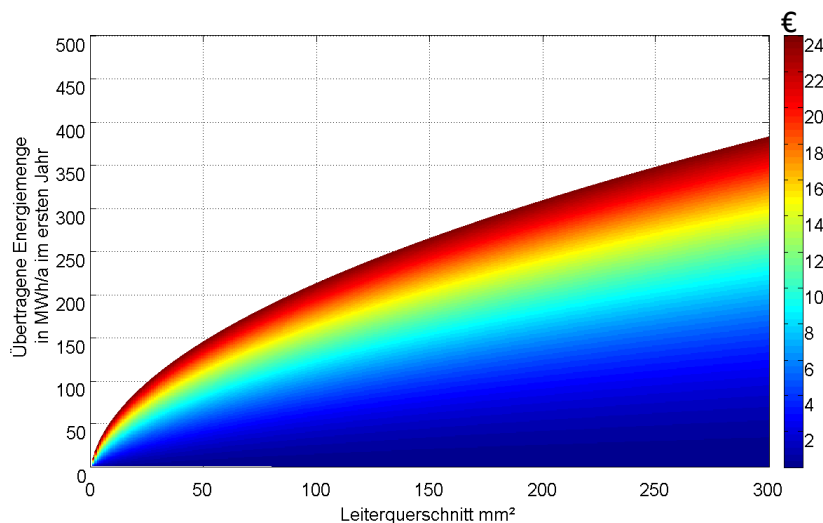


Abbildung 116: Verlustkosten (Basis Annahmen aus Tabelle 14) über einen Berechnungszeitraum von 30 Jahren bei unterschiedlichen Querschnitten und übertragenen Energiemengen, ohne Kalkulationszinssatz

Ein Vergleich zwischen Kupfer und Aluminium ist bei der heutigen Preisgestaltung nicht zielführend. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass der Kupferpreis in den letzten 50 Jahren inflationsbereinigt (Basis Jänner 2013) um etwa 20 % gestiegen ist, im Vergleich dazu hat sich der Aluminiumpreis inflationsbereinigt (Basis Jänner 2013) um über 50 % reduziert und stellt im Allgemeinen die günstigere Lösung dar, weshalb im 20. Jhd. hauptsächlich Kupferkabel und heute hauptsächlich Aluminiumkabel im Netzausbau Anwendung finden.

7.1.4 Transformator-Ersatzinvestitionen

Die vorangegangenen Berechnungen und Messungen aus Kapitel 5.7 und 6.2 lassen darauf schließen, dass im Bereich der Ortsnetzstationen noch Potential zur Verlustsenkung durch die Anpassung von Transformatoren an die vorherrschende Last besteht. Hauptsächlich handelt es sich dabei um eine Reduzierung der Leerlaufverluste durch eine Anpassung der Bemessungsleistung auf die tatsächlichen Lastverhältnisse.

Sowohl die Leerlaufverlustkennwerte als auch die Kupferverlustkennwerte von Transformatoren wurden in den letzten Jahrzehnten wesentlich reduziert, wie folgende Stichprobe von über 500 Transformatoren in Abbildung 117 zeigt. So konnten die Leerlaufverluste von 1,6 auf etwa 0,8 W/kVA reduziert werden.

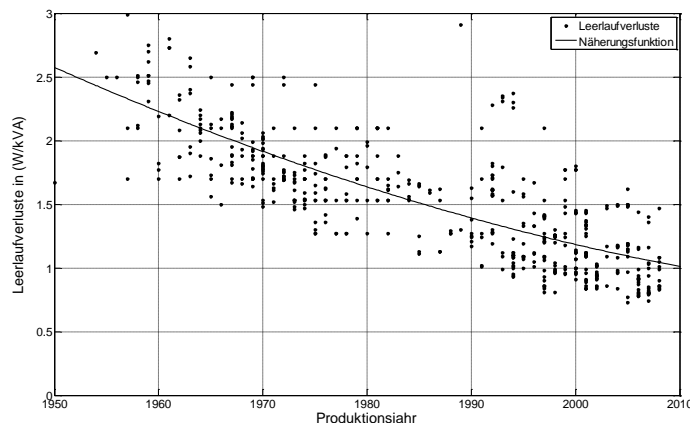


Abbildung 117: Entwicklung von Ortsnetztransformator-Leerlaufverluste über die letzten 60 Jahre

Auch die Kupferverluste reduzierten sich im selben Zeitraum von 25 auf unter 12 W/kVA um mehr als die Hälfte, wie Abbildung 118 zeigt.

Wie bereits bei der Betrachtung der Verlustenergiemengen in den Kabelleitungen, stellt auch bei der Betrachtung von Niederspannungstransformatoren die Wirtschaftlichkeit der Eingriffe einen wesentlichen Faktor dar. Auch in diesem Fall werden die vergleichsweise geringen Kosten für die Verlustenergiemenge nur begrenzt Anreize zur Verlustreduktion bieten, wie folgende Berechnungen unter Anwendung der Kapitalwertmethode zeigen.

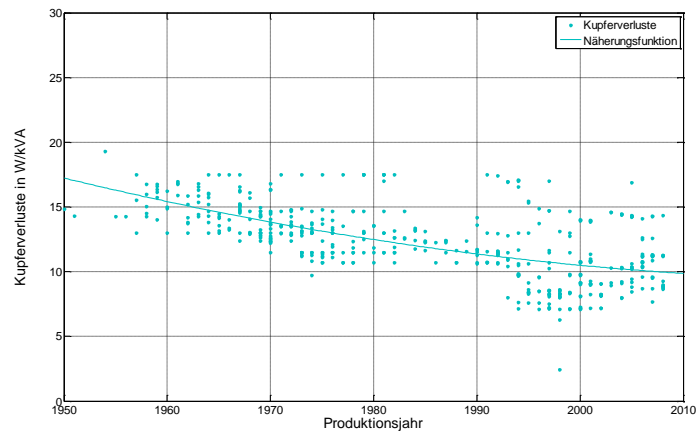


Abbildung 118: Entwicklung von Niederspannungstransformator-Kupferverlusten über die letzten 60 Jahre

Kapitalwert der Verlustreduktion

Vernachlässigt man näherungsweise den Anstieg der Kupferverluste durch die Reduktion der Transformatorbemessungsleistung und betrachtet rein die Reduktion der Leerlaufverluste, so lässt sich bereits zeigen, dass die Amortisationszeit unter den angenommenen Berechnungsparametern (Tabelle 15) trotz der teilweise hohen Verlustreduktionen einen langen Zeitraum in Anspruch nimmt. Folgende Abbildung 119 zeigt den Kapitalwert einer Leerlaufverlustreduktion, berechnet über den Zeitraum von 50 Jahren.

Tabelle 15: Transformator - Leerlaufverlustreduktion - Berechnungsparameter

Korrekturfaktor	LCf(W)	Energiepreis	55 €/MWh
Berechnungszeitraum	50 Jahre	Energiepreisanstieg (inflationsbereinigt)	0,5 %/a
Lastprofil (Annahme)	SLP	Kalkulationszinssatz	6,0 %/a

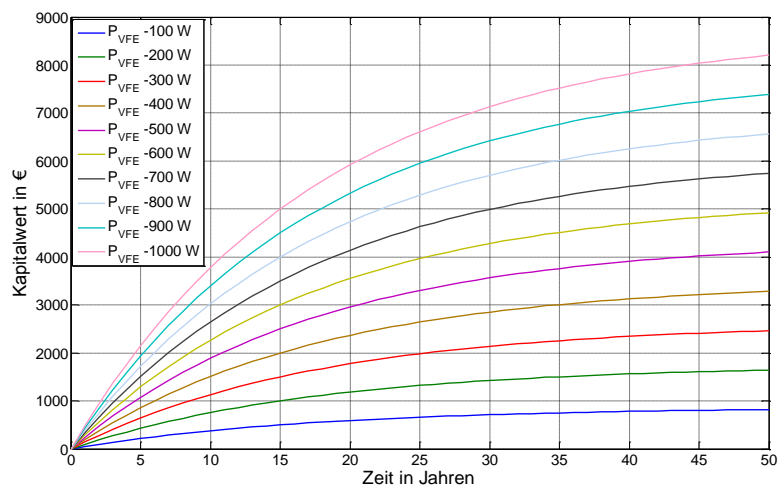


Abbildung 119: Kumulierter Barwert unterschiedlicher Leerlaufverlustreduktionen an Transformatoren

Reduziert man die Werte aus dem Diagramm um die Investitionskosten für den neuen Transformator inkl. Umbaukosten, erhält man je nach Baugröße den entsprechenden Kapitalwert der Investition. Da sehr hohe absolute Leerlaufleistungsreduktionen nur bei vergleichsweise großen Transformatoren realisiert werden können, kann ein positiver Kapitalwert nur bei großen Differenzen zwischen Bemessungsleistung und Auslastung erzielt werden.

Diese Tatsache zeigt auch, dass in Hinblick auf die Transformator-Auslastungsoptimierung ein gezielter Austausch von Transformatorstationen die Investitionskosten für die Montagearbeiten reduziert und somit die Realisierung von positiven Kapitalwerten wesentlich zeitnaher möglich ist.

7.2 Zukünftige Entwicklungen – Energiepreis

Einen weiteren wichtigen Faktor bei der Betrachtung und Bewertung von Netzverlusten stellen die Energiekosten bzw. Stromkosten dar, da damit jegliche Investition aus ökonomischer Sicht an Relevanz gewinnt bzw. verliert. Kurz vor Höhepunkt des letzten Konjunkturzyklus vor Beginn der Rezession in Europa stiegen die Börsen- bzw. Großhandelspreise für elektrische Energie stark an, womit auch die Relevanz der Reduzierung von Netzverlusten an Bedeutung gewann. Seit diesem Zeitpunkt ist der Großhandelsstrompreis im Sinken begriffen. Dies ist auf die starke Förderung von erneuerbaren Energieträgern vor allem in Deutschland zurückzuführen. Die historische Entwicklung ist dabei in Abbildung 120 dargestellt.

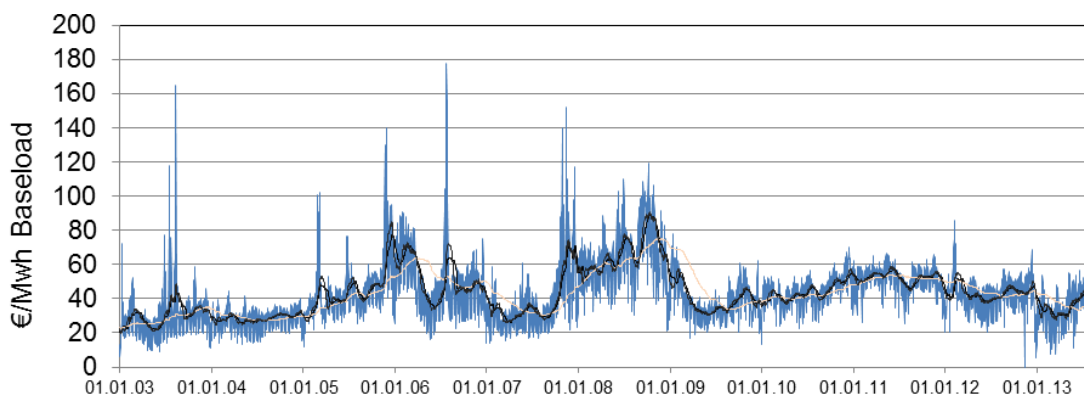


Abbildung 120: Börsenpreis – EXXA – historische Darstellung 2003–2013– 30 Tage / 180 Tage Moving-Average

Nicht zu verwechseln ist der Börsenstrompreis mit dem Haushaltsstrompreis, welcher besonders in Deutschland seit Einführung des „Erneuerbaren Energien Gesetzes“ und der dazugehörigen EEG-Umlage wesentlich angestiegen ist (Bundesnetzagentur, 2014). Dieser Preis ist jedoch für die Begleichung von Netzverlusten nicht relevant. Netzverluste werden zu Börsenpreisen und somit mit den gehandelten Produkten Base und Peak bzw. über eigene Ausschreibungen zur Netzverlustdeckung abgedeckt (Austrian Power Grid AG, 2013).

Zur Einschätzung der zukünftigen Börsenpreisentwicklung sind vor allem die Terminkontrakte (CAL) der nächsten Jahre interessant. Betrachtet man diese am Beispiel der Settlement-Preise an der EEX, Abbildung 121, so haben sich diese seit Februar 2011 zeitweise fast halbiert. Zusätzlich ist der Spread zwischen den einzelnen Jahren gesunken, was wiederum ein Indiz für sicherere Prognoserechnung seitens der Käufer darstellt. Vor Einführung des EEG und somit vor der extensiven Einspeisung

erneuerbarer Energieträger waren zukünftige Strompreislieferungen stets teurer als der aktuelle Börsenpreis. Die Differenz galt als Sicherheit, da viele Energieversorger die Preise für ihr zukünftiges Stromangebot hedgten.

In Hinblick auf die Netzverlustoptimierung ist dabei zu erwähnen, dass sich bei Eintreten der sich aktuell abzeichnenden Entwicklung am Strommarkt mit dem Energiepreis auch die Kosten für die Aufbringung der Netzverlustenergie im Jahr 2014 im Vergleich zu 2011 um bis zu 25 €/MWh reduzieren. Dies führt vor allem dazu, dass sich die Amortisationszeit von Investitionen zur Reduktion von Netzverlusten weiter erhöht.

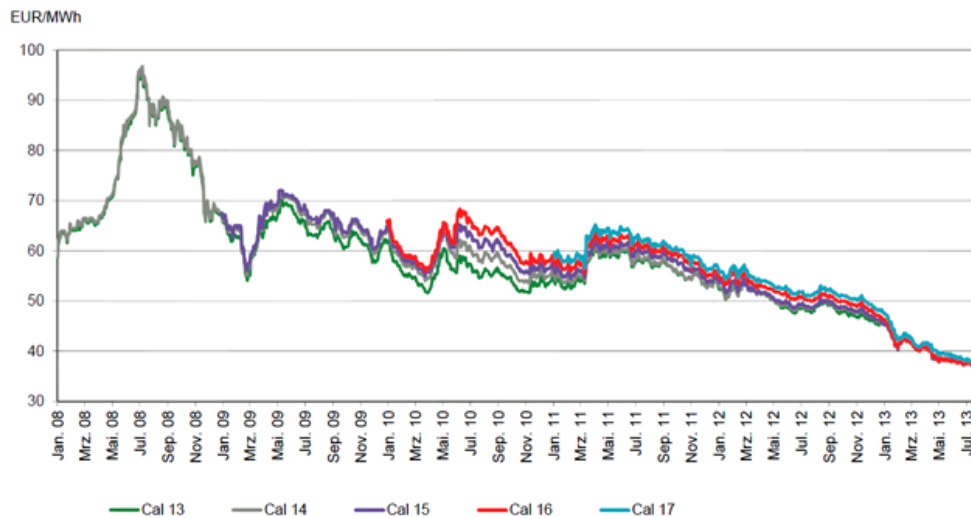


Abbildung 121: Börsenstrompreise am Terminmarkt der EEX von Jänner 2011 bis Juni 2013 (IWR, 2013)

Tritt die beschriebene Entwicklung der Strompreise wie in Abbildung 122 dargestellt ein, so würden die Verlustenergiekosten von derzeit (2012) ca. 55 €/MWh, wie das Ergebnis der Verlustenergiebeschaffung in Abbildung 122 zeigt, auf zumindest ca. 45 €/MWh sinken.

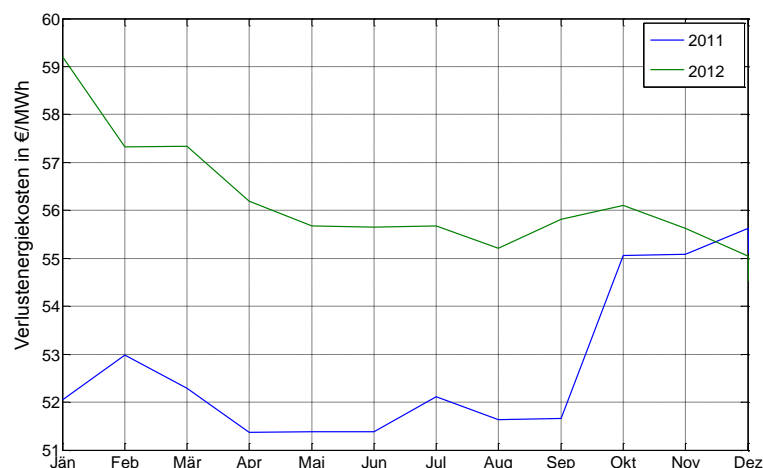


Abbildung 122: Erzielte Preise der Verlustenergiebeschaffung in den Jahren 2011 und 2012 (APG, 2013)

Bestimmt man damit die gesamten Aufwendungen zur Deckung des Verlustenergiebedarfs in Österreich im Jahr 2012, so kann eine Verlustenergiemenge von 3,528 TWh mit Beschaffungskosten in der

Höhe von etwa 200 Mio € bestimmt werden. Durch die Reduktion des Energiepreises würden die Verlustenergiekosten (ohne Organisationsaufwand usw.) auf knapp über 150 Mio. € sinken.

Aus dieser Perspektive wird ein großer Teil der Investitionen zur Optimierung und somit Reduzierung von Netzverlusten aus betriebswirtschaftlicher Sicht als unrentabel zu deklarieren sein.

7.3 Zukünftige Entwicklungen – Bezugsgrößen

Durch die zunehmende Integration dezentraler Erzeuger in der Niederspannungsebene wird die Tatsache, dass für die Verlustbestimmung die Residuallast ausschlaggebend ist, immer wichtiger. Dies ist nicht nur in der Berechnung wesentlich, sondern beeinflusst auch bestehende Vergleichswerte. Zum Vergleich der Effizienz von elektrischen Netzen werden die Netzverluste als Relativwerte verglichen, wie dies z.B. auch in Abbildung 1 (Seite 2) bei einem Ländervergleich der Fall ist. Bereits in dieser Grafik zeigt sich, dass es in Hinblick auf die Bestimmung des Bezugswertes unterschiedliche Herangehensweisen gibt. Ein Teil der Netzbetreiber bezieht die Netzverluste auf die Energieaufbringung, die übrigen beziehen die Netzverluste auf die Verwendung bzw. Abgaben (inkl. Verbrauch für Pumpspeicher und physikalische Exporte). Des Weiteren führen die Auswirkungen unterschiedlicher Grundgesamtheiten ebenfalls zu Abweichungen. So können sowohl die gesamte aufgebrauchte elektrische Energie (inkl. Bahnstrom usw.) als auch nur der öffentliche Anteil der aufgebrauchten elektrischen Energie als Bezugswert herangezogen werden.

7.3.1 Effizienzvergleiche

Am Beispiel Österreichs lassen sich die daraus resultierenden Unterschiede auf Basis der Daten der Energiestatistik (2012) (E-Control GmbH, 2013), welche vom Regulator zur Verfügung gestellt werden, zeigen. Folgende Tabelle zeigt die Anwendung elektrischer Energie in der gesamten österreichischen Energieversorgung. Die Netzverluste werden dabei in der Statistik basierend auf der verwendeten Elektrischen Energie mit 3,7 % bestimmt. Diese verwendete elektrische Energie entspricht dem Inlandsstromverbrauch inkl. des Verbrauchs von Pumpspeichern und zusätzlichen physikalischen Exporten.

Tabelle 16: Bezugsgröße – Gesamte elektrische Energieversorgung in Österreich

Gesamte elektrische Energieversorgung in Österreich (2012)				
Netzverluste	Verwendete elektrische Energie	Stromverwendung exkl. PSP-KW	Inlandsstromverbrauch	Endverbraucher
GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
3.528	95.667	90.104	69.649	64.002
Verlustanteil in %	3,69	3,92	5,07	5,51

Im Vergleich dazu wird in der Statistik des österreichischen Elektrizitätsnetzes eine abweichende Methode zur prozentualen Verlustermittlung gewählt.

Tabelle 17: Bezugsgröße – Öffentliches Elektrizitätsnetz in Österreich

Öffentliches Elektrizitätsnetz - Österreich (2012)				
Netzverluste	Verwendete elektrische Energie	Stromverwendung exkl. PSP-KW	Inlandsstromverbrauch	Endverbraucher
GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
3.359	86.382	80.824	60.466	55.685
Verlustanteil in %	3,89	4,16	5,56	6,03

Nur durch die Änderung des Bezugswertes ergibt sich eine Schwankungsbreite der Netzverluste von 3 % bis über 6 %. Dies mahnt besonders dazu, bei der Einschätzung von relativen Verlustangaben unterschiedlicher Datenquellen entsprechende Vorsicht walten zu lassen und die Bezugswerte zu hinterfragen. Besonders bei der länderübergreifenden Betrachtung von Netzverlusten kann es aufgrund dieser Unterschiede schnell zu Verzerrungen des Ergebnisses kommen. Dieses Faktum einerseits sowie unterschiedliche Netzstruktur und Topologie andererseits stellen ein wesentliches Problem beim Vergleich unterschiedlicher Netzbetreiber dar.

Um nun die Effizienz einzelner Netzbetreiber und Netzgebiete zu vergleichen, bietet sich die separierte Betrachtung von einzelnen Netzebenen für die Verlustbestimmung an. Im Rahmen von Benchmarking-Prozessen können dazu Netzbetreiber untereinander verglichen werden.

7.3.2 Effizienzvergleich einzelner Netzebenen

Die prinzipielle Problematik des Verlustvergleichs in einzelnen Netzebenen wird am Beispiel des Niederspannungsnetzes erläutert. Dabei ist die deutliche Erhöhung der Erzeugungskapazitäten im Niederspannungsnetz ein wesentlicher Einflussfaktor für zukünftige Vergleichsverfahren.

Aktuelle Methodik

Durch die Einspeisung von Energie in das Niederspannungsnetz ändert sich die über die NE 7 abgegebene bzw. transportierte Energiemenge (Endverbrauch) entsprechend. Bisher diente die abgegebene Energiemenge als Bezugsfaktor zur Bestimmung von Netzverlusten, d.h. die auftretenden Netzverluste wurden in Verhältnis zur abgegebenen Energiemenge gesetzt wie Abbildung 123 zeigt. Diese Herangehensweise wurde einerseits in der Systemnutzungstarif-Verordnung (E-Control Kommission, 2010) sowie in einem Papier zur Verlustentgeltbestimmung (E-Control GmbH, 2009) seitens der E-Control beschrieben.

Nun ergeben sich durch die zunehmende Einspeisung in unterschiedlichen Verteilnetzebenen neue Szenarien, welche diese bisher bewährte Methode über die einfache Anwendung der abgegebenen Energiemenge zum Vergleich von Verlustaufkommen in Frage stellt. Durch die Einspeisung bzw. die in Österreich häufige Einspeisung von Überschussenergie ist der Bezugswert Energieverbrauch nicht mehr eindeutig bestimmbar, bzw. sind die relativen Netzverluste bezogen auf die übertragene Energiemenge für einen Vergleich nicht mehr aussagekräftig. Des Weiteren würden die Verluste bei einem Erzeugungsüberschuss zu einem negativen Ergebnis führen (Abbildung 123).

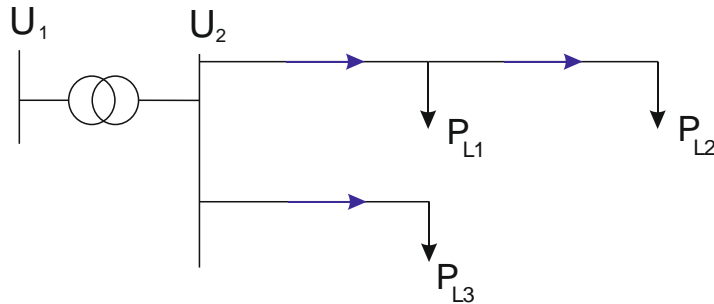


Abbildung 123: Aktuelle Methodik der relativen Verlustwertbestimmung (nur Verbraucher P_{L1} - $P_{L3}>0$)

Sind die Netzverluste im untersuchten Netzgebiet zum Beispiel durch eine bilanzielle Abgrenzung bekannt, so können die relativen Netzverluste in Beziehung mit der abgegebenen Energiemenge gebracht werden, um den relativen Vergleichswert zu eruieren.

$$NV[\%] = \frac{W_V}{\sum_1^N \left(\int_1^T P_{Ln}(t) dt \right) + W_V} \quad (7.3)$$

Solange sich neue Netzkomponenten, wie beispielsweise dezentrale Erzeugungsanlagen, intelligente Energiespeicher bzw. Vehicle2Grid-Fahrzeuge in einer starken Minderheit befinden, wird die derzeitige Methodik gangbar bleiben. Verwischen jedoch die Konturen zwischen Verteil- und „Erzeugungsnetz“ aufgrund der steigenden Anzahl von aktiven Netzkomponenten, so ist aus Gründen der Vergleichbarkeit eine Änderung der Bezugsbasis anzudenken.

Angepasste Methodik

Folgende Abbildung 124 zeigt ein exemplarisches Netz mit dezentraler Einspeisung. Wird in diesem Fall die bestehende Methodik zur Verlustbestimmung angewendet, so führt dies zu einer Steigerung des relativen Verlustaufkommens ohne Berücksichtigung der zusätzlichen zu erfüllenden Transportaufgabe.

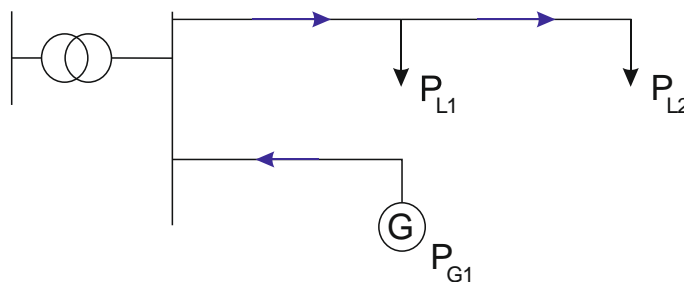
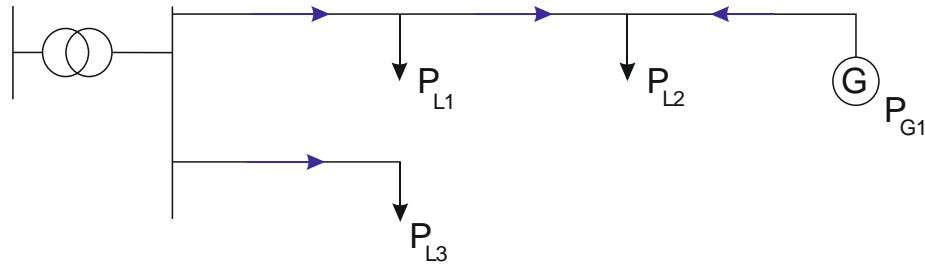


Abbildung 124: Dezentrale Einspeisung I

Einen weiteren Problemfall stellt Abbildung 125 dar. Auch hier wird eine dezentrale Erzeugungsanlage in das Netz integriert. Je nach Belastungszustand und Dimensionierung der Erzeugungsanlage kann diese sowohl zu einer Steigerung als auch zu einer Reduktion der Netzverluste beitragen.


Abbildung 125: Dezentrale Einspeisung II

Um auch in diesen Fällen eine vergleichbare Bewertung der Netzverluste zu ermöglichen, sollte ebenfalls die Transportaufgabe und somit die transportierte Energiemenge als Vergleichswert herangezogen werden. Das heißt, für die Verlustbestimmung wird die Summe der Beträge von Einspeisung und Verbrauch als Bezugswert herangezogen, wie Formel (7.4) zeigt.

$$NV[\%] = \frac{W_V}{\sum_1^N \left(\int_1^T |P_{Ln}(t)| dt \right) + \sum_1^N \left(\int_1^T |P_{Gn}(t)| dt \right) + W_V} \quad (7.4)$$

Um zukünftig die Vergleichbarkeit von Netzbereichen sicherzustellen, ist es notwendig, die zu bewältigende Transportaufgabe zu kennen. Dies stellt durch Einsatz von intelligenten Zählleinrichtungen nur einen geringen Mehraufwand dar.

In Netzen mit aktueller Zählerstruktur ist eine Abgrenzung aufgrund der Tatsache, dass kleine Einspeiseanlagen teilweise nur über einen Energiesummenzähler verfügen, nicht immer problemlos möglich. Abhilfe schafft bei diesem Problem jedenfalls die unabhängige Zählung von Exporten und Importen im Netzbereich.

Doch auch die Netzebenen NE 4 bis NE 6 sind durch die zunehmende Dichte von dezentralen Erzeugungsanlagen zusehends von Richtungsänderungen des Energieflusses geprägt. Um bereits heute und auch zukünftig die Vergleichbarkeit einzelner Netze sicherzustellen, ist es auch hier notwendig, die zu bewältigende Transportaufgabe als Bezugswert zu definieren. Dies funktioniert innerhalb der Grenzen, dass das betrachtete Netz über Stichleitungen versorgt wird. Kommt nun eine übergeordnete Transportaufgabe durch eine Vermaschung des Leitungsnetzes zustande, wie dies in den übergeordneten Netzebenen der Fall ist, erscheint ein Vergleich der einzelnen Netze aufgrund der wesentlich abweichenden, häufig vom Elektrizitätsmarkt getriebenen Leistungsflüsse, als nicht mehr zielführend.

Berücksichtigung von Übertragungsaufgaben

Besonders in den übergeordneten Netzebenen NE 1 bis NE 3 variieren die Transportaufgaben in Hinblick auf auftretende Energietransite sehr stark. Die Dimension ist sehr stark von der umgebenden Netzstruktur sowie der Positionierung im Energienetz abhängig. Die Auswirkungen zeigen sich beispielsweise im Speziellen bei Pumpspeichieranlagen, welche aufgrund der steigenden Fluktuation der Energieerzeugung ständig steigende Einsatzzeiten (E-Control, 2013) zeigen und somit das Verbundnetz mit steigenden Energietransiten belasten. Auf die Auswirkung und Zuordnung von Netzverlusten, welche durch Energietransite hervorgerufen werden wird hier nicht weiter eingegangen, allenfalls ist jedoch eine europaweit einheitliche Regelung hierfür zu forcieren.

Für die Netzverluste ist daher ab diesem Zeitpunkt die übertragene Energiemenge als Bezugswert heranzuziehen, um auch zukünftig Vergleiche zur Effizienz des Verteilnetzes zuzulassen.

Bei Betrachtung der Strompreisentwicklung am europäischen Strommarkt wird erwartet, dass verlustgetriebene Netzoptimierungen zukünftig weiter abnehmen werden, da der Energiepreis aufgrund der niedrigen Grenzkosten von dargebotsabhängigen regenerativen Energieerzeugungsanlagen stetig im Sinken begriffen ist. Bei Betrachtung der derzeitigen Terminpreise ist eine Halbierung der Verlustenergiekosten bis 2017 zu erwarten, wodurch sich die Beschaffungskosten in Österreich auf 100 Mio € reduzieren würden. Daraus resultiert eine wesentliche Verlängerung der Amortisationszeit der selbst für heute wirtschaftlichen verlustsenkenden Maßnahmen.

7.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Die Investitionsrechnungen zeigen, dass verlustgetriebene Leitungserneuerung aufgrund der hohen Kosten für die Ersatzleitungen sowie die Tiefbauarbeiten nur in den wenigsten Fällen betriebswirtschaftlich zu begründen sind, wobei die Investitionskosten sowie der zugrunde gelegte Kalkulationszinssatz und die aktuell niedrigen Energiepreise die größten Einflussparameter in Hinblick auf die Amortisationszeit darstellen. Ob die rein betriebswirtschaftliche Betrachtung von langfristigen Investitionsgütern immer die Richtige ist, die in Hinblick auf die Berücksichtigung von volkswirtschaftlichen Aspekte dahingestellt.

Im Bereich von Ortsnetzstationen kann gezeigt werden, dass sich die relativen Leerlaufverluste von Transformatoren in den letzten 60 Jahren annähernd halbiert haben. Dies ermöglicht wiederum, Verlustreduktionen im Rahmen von Instandhaltungsmaßnahmen umzusetzen, wobei auch in diesem Fall eine optimale Auslegung anhand von Lastprofilaten einen wesentlichen Vorteil bietet.

Durch die Entwicklung der Strompreise an der EEX ist von einer weiteren Reduktion der Kosten für die Verlustenergieerbringung auszugehen. Unter Beachtung der heutigen Verlustenergiekosten von 55 €/MWh ist zukünftig mit einer nochmals reduzierten Wirtschaftlichkeit von netzverlustoptimierenden Handlungen zu rechnen.

Durch die voranschreitende Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten im Nieder- und Mittelspannungsnetz ist ein Vergleich von Netzbetreibern auf Basis heutiger Benchmarks nicht mehr zielführend, da die Energieabgabe in einem Netzbereich keinen fixen Bezugspunkt mehr darstellt. Vielmehr ist zukünftig die übertragene Energiemenge bzw. die Transportaufgabe in einem Netzbereich als Vergleichsparameter heranzuziehen, da dieser die tatsächliche vom Netz zu bewältigende Aufgabe abbildet.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Ausgehend von der Verlustbestimmung in elektrischen Netzen liegt der Schwerpunkt der Untersuchungen der vorliegenden Dissertation in der Verlustbestimmung bzw. Verlustberechnung in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Es werden sowohl bestehende Methoden in Hinblick auf deren Gültigkeit bei steigender dezentraler Einspeisung untersucht, als auch eine neue Berechnungsmethode, aufbauend auf heutig und zukünftig verfügbaren Messdatendichten unter Berücksichtigung von eigens entwickelten Verlustkorrekturfunktionen entwickelt und anschließend zur Berechnung angewendet.

8.1 Arbeitsverlustfaktoren

Die Verlustberechnung unter Verwendung von Arbeitsverlustfaktoren, ursprünglich zu Beginn des letzten Jahrhunderts entwickelt aufgrund der fehlenden Möglichkeiten zur simultanen Messdatenaufzeichnung, beruht hauptsächlich auf der Nachbildung von Dauerlinien zur Verlustannäherung anhand von verschiedensten Dauerlinien-Approximationskurven.

Durch die Analyse von im Rahmen der Arbeit gemessener Jahreszeitreihen aus verschiedenen repräsentativen Netzen wird gezeigt, dass die Näherungsgleichungen nach (Wolf M. , 1931) (Junge, 1938) und (Soschinski, 1918) die besten Näherungen in Hinblick auf das heutige Lastaufkommen mit einer mittleren Genauigkeit von $\pm 10\%$ ermöglichen, während aus der Verwendung von weiteren in der Literatur beschriebenen Gleichungen wesentlich höhere mittlere Abweichungen resultieren.

Im Speziellen kann auf Grundlage der Messdatenauswertung gezeigt werden, dass die Wahl eines einheitlichen Arbeitsverlustfaktors für eine Vielzahl unterschiedlich belasteter Betriebsmittel in einem großen Netzgebiet nicht geeignet ist, um Verlustenergiemengen zu bestimmen. Dies ist, wie dargestellt wird, auf den großen Variationsbereich des Arbeitsverlustfaktors innerhalb einzelner Netzgebiete zurückzuführen.

Die Gültigkeit der häufig angewendeten Näherungsformel nach Holmgren (Rung, 1925), welche einen halb so großen prozentuellen Zuwachs der Blindleistung im Vergleich zum prozentualen Zuwachs der Wirkleistung beschreibt, konnte im Rahmen der Untersuchung für heutiges Lastaufkommen nicht bestätigt werden. Vielmehr zeigt sich eine bessere Korrelation bei einem linearen Ansatz. In Hinblick auf die Anwendung des Arbeitsverlustfaktors zur Verlustermittlung wird empfohlen, Messwerte der Scheinleistung zur Ermittlung des Arbeitsverlustfaktors heranzuziehen.

Erstmals wurde die Gültigkeit der Arbeitsverlustfaktoren an Betriebsmitteln mit stark fluktuierender dezentraler Einspeisung untersucht. Es wird gezeigt, dass für die erfolgreiche Anwendung der Näherungsfunktionen die Dauerlinie des Betrags der übertragenen Wirkleistung heranzuziehen ist.

Des Weiteren ist bei integrierter Photovoltaikeinspeisung eine maximale installierte Leistung dezentraler Erzeuger von $P_{\max\text{-DEA}} < 1,5 \cdot P_{\max\text{ Last}}$ einzuhalten, damit die mittlere Genauigkeit der erwähnten Näherungsfunktionen innerhalb von 15 % bleibt.

Bekannterweise ist für die Verlustbestimmung auf Basis von Arbeitsverlustfaktoren die Kenntnis des Belastungsgrades und somit die mittlere als auch die maximal auftretende Last je Betriebsmittel notwendig. Da diese in Mittel- und Niederspannungsnetzen häufig nicht zur Verfügung stehen, ist eine detaillierte Betrachtung zur Verlustberechnung nötig. Eine mögliche Realisierung wurde anschließend anhand einer messdatenbasierten Verlustberechnung unter Anwendung realer Netzdaten durchgeführt.

8.2 Einflussfaktoren

Bei der Untersuchung von längerfristigen Messdatenreihen in Stromnetzen stehen im Allgemeinen bestenfalls 15- bis 60-Minuten-Summenleistungs-Messmittelwerte zur Verfügung. Die Auswirkung des Lastverhaltens innerhalb dieser Mittelungszeiten wird bisher bei einer detaillierten Verlustberechnung nicht berücksichtigt. Besonders für die zukünftige Verfügbarkeit von 15-Minuten-Energiemittelwerten aus Smart-Meter-Messungen konnten Korrekturfunktionen zur Berücksichtigung von

- Messwertgranularität (4.2.1),
- unsymmetrischer Lastaufteilung (4.2.2) sowie
- übertragener Blindleistung (4.2.3)

entwickelt werden. Dies geschieht auf Basis einer Auswertung von im Rahmen der Dissertation generierten Stichproben, in Form hochaufgelöster repräsentativer Messwertreihen. Den größten Einflussfaktor in Hinblick auf die lastabhängigen Verluste stellt die unsymmetrische Lastaufteilung dar.

In heutigen Netzen stehen im Normalfall nur die Messpunkte inkl. der zugehörigen Jahresenergiemengen sowie das zugeordnete Standardlastprofil zur Verfügung. Um auch auf Grundlage dieser Datenbasis eine Verlustberechnung zu ermöglichen, wurde eigens eine neue Verlustkorrekturfunktion LC_f (Abbildung 52), welche sowohl die Einflussfaktoren Unsymmetrie, Blindleistungseinfluss und Messwertmittelungszeit, als auch einen näherungsweise Einfluss der Berechnung mit Standardlastprofilen berücksichtigt, definiert.

8.3 Messwertbasierte Verlustberechnung

Zur automatisierten Verlustberechnung wurde ein messwertbasierter Algorithmus, beruhend auf einem der Verlustkorrekturfunktion angepassten Stromiterationsverfahren realisiert. Auf Basis des entwickelten Berechnungstools wurde das Verlustaufkommen in den einzelnen Niederspannungsabgängen sowie den zugehörigen Transformatorstationen untersucht.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Verlustberechnung unter Anwendung von VDEW-Standardlastprofilen in der Niederspannungsebene möglich ist. Grundlage dafür stellt die Nutzung der entwickelten Verlustkorrekturfunktion dar, deren mittlerer Einfluss zu Verlustanpassungen in einer

Größenordnung von +30 % liegt. Im Mittel führt die Verwendung der Verlustkorrekturfunktion zu einer Erhöhung der Berechnungsergebnisse von +15 %. Die Auswirkung in einzelnen Abgängen ist jedoch stark von der Netz- und Verbraucherstruktur abhängig.

Generell betragen die Verluste im untersuchten Niederspannungsnetz je nach Siedlungsstruktur im Mittel 1,3 % - 2,25 % der übertragenen Energiemenge, wobei die größten Verlustanteile den Leitungsverlusten zuzuordnen sind. Danach folgen die vor allem in dicht besiedelten Gebieten hohen Anteile der Zählerverluste, welche durch die Vielzahl von Zähleinrichtungen hervorgerufen werden. Einzelne Abgänge erreichen erwartungsgemäß größere Verlustanteile, welche sich im Bereich um 5 % der übertragenen Energiemenge bewegen.

Die Ergebnisse zeigen, dass heutige Kabelnetze bei aktuellem Lastaufkommen aufgrund der verlegten Querschnitte, welche im Vergleich zu früheren Freileitungsnetzen vergleichsweise groß ausfallen, sehr effiziente Systeme zur Verteilung der elektrischen Energie darstellen.

Zur Untersuchung der zukünftigen Verlustentwicklung bei steigender Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten, welche im Niederspannungsnetz überproportional durch Photovoltaikanlagen repräsentiert werden, wurde eine Dynamisierung der Standardlastprofile unter Anwendung einer probabilistischen Berechnungsmethode durchgeführt. Dies war notwendig, da die fluktuierende Einspeisung von Photovoltaikanlagen zu vergleichsweise starken Lastschwankungen in Niederspannungsnetzen führt, um eine realistische Betrachtung wenig superpositionierter Lastprofile zu ermöglichen.

Die Arbeit zeigt, dass stark fluktuierende dezentrale Erzeuger bei Einspeisung in das Niederspannungsnetz aufgrund der hohen Einspeisespitzen und der einhergehenden Leistungsflussumkehr im Stromnetz sowie der vergleichsweise geringen Volllaststunden im Allgemeinen nur zu geringen Verlustminderungen führen.

8.4 Detailbetrachtungen

Im Rahmen der Messdatenanalyse konnte weiters eine Häufung von gering ausgelasteten MS/NS-Transformatorstationen festgestellt werden. Aufgrund der geringen Auslastungssituation bewegen sich die Transformatorstationen somit häufig in einem nichtoptimalen Wirkungsgradbereich. Diese Tatsache ermöglicht Optimierungspotentiale, welche sich idealerweise durch Einführung von Messungen am Niederspannungstransformator zur optimalen Nutzung bestehender Assets realisieren ließen.

Die Verluste, hervorgerufen durch den Energiebedarf der Zähler, schwanken innerhalb der neuen Gerätegeneration um den Faktor drei und übersteigen teilweise jene von herkömmlichen Ferraris-Zählern. Die Zählerverluste können durch eine geschickte Gerätewahl beim Roll-out von Smart Metern im Vergleich zur derzeitigen Situation im Idealfall halbiert werden.

Aufgrund der hohen Kosten (Grabungs- und Leiterkosten), welche mit einem Tausch von Kabelleitungen verbunden sind, ist eine wirtschaftlich lohnende Querschnittserhöhung nur in den seltensten Fällen unter langen Amortisationszeiten möglich.

Bei Betrachtung der derzeitigen Terminpreise ist eine Reduktion der Verlustenergiekosten von 25 % bis 2017 zu erwarten. Daraus resultiert eine wesentliche Verlängerung der Amortisationszeit selbst für heute wirtschaftliche verlustsenkende Maßnahmen.

Durch die voranschreitende Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten im Nieder- und Mittelspannungsnetz ist ein Vergleich von Netzbetreibern auf Basis heutiger Benchmarks nicht mehr zielführend, da die Energieabgabe in einem Netzbereich keinen fixen Bezugspunkt mehr darstellt. Vielmehr ist zukünftig die übertragene Energiemenge bzw. die Transportaufgabe in einem Netzbereich als Vergleichsparameter heranzuziehen, da dieser die tatsächliche vom Netz zu bewältigende Aufgabe abbildet.

8.5 Ausblick

Die detaillierte Verlustberechnung in elektrischen Energienetzen mit geringer Lastsuperposition stellt eine sehr spezifische Art der Netzberechnung dar, da bei vielen Netzbetreibern nur ein geringer Anteil der Daten digital und vor allem kongruent über mehrere Datenbanken zur detaillierten Netzberechnung zur Verfügung steht. Die zunehmende Digitalisierung der Betriebsmitteldaten und die zukünftige Verfügbarkeit von zeitlich vergleichsweise zu heute sehr granular aufgelösten Messdaten birgt zukünftig die Möglichkeit, alle Netzebenen digital abzubilden. Die entwickelten Korrekturfunktionen stellen dazu einen Beitrag dar, einzelne Faktoren in einem entsprechend angepassten Netzberechnungsprogramm zu realisieren.

Des Weiteren bietet sich die Möglichkeit, durch Analyse von ersten Smart-Meter-Jahres-Messdatenreihen die Variationsfaktoren der derzeit auf Standardlastprofilen basierenden probabilistisch dynamisierten Berechnung zu optimieren. Auf Grundlage von realitätsnahen probabilistischen Lastprofilen ist eine weitere Verbesserung der bestehenden Netzberechnung möglich.

Dennoch ist unter Annahme der dargestellten Strompreisentwicklung anzunehmen, dass sich die Investitionen zur Verlustbestimmung sowie der Reduktion der Verluste im Mittel- und Niederspannungsnetz in bescheidenen Grenzen halten werden, da die Wirtschaftlichkeit nur in den seltensten Fällen gegeben ist.

9 Verzeichnisse

9.1 Literatur

- Actaris Zähler & Systmeteknik GmbH. (2002). *Elektrizitätszähler. Typenreihe 114/116*.
- APCS Power Clearing and Settlement AG. (10. 01 2012). *Synthetische Lastprofile 2011*. Von <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile/synthload2012.zip> abgerufen
- APG. (10. 08 2013). *Austrian Power Grid*. Von www.apg.at: <https://www.apg.at/emwebapgem/AuctionResults.do> abgerufen
- Austrian Power Grid AG. (15. 10 2013). *Homepage APG*. Von <http://www.apg.at/de/markt/netzverluste/verlustenergiebeschaffung> abgerufen
- Baumann, R. (1963). Lastflussberechnungen in Hochspannungsnetzen bei optimaler Blindleistungsverteilung. *Ach. Elektrotechnik*, S. 213-224.
- Bayliss, R., Brian, B., Colin, C., & Hardy, J. (2012). *Transmission and Distribution Electrical Engineering*. Waltham: Elsevier.
- BGB. (1974). *Bundesgesetzblatt Nr.60/1974 Strafgesetzbuch §132 zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 130 2001*.
- Bokhari, A., Alkan, A., Dogan, R., Diaz-Aguiló, M., de Leon, F., Czarkowski, D., . . . Uosef, R. (28. October 2013). Experimental Determination of the ZIP Coeffizients for Modern Residential, Commercial and Industrial Loads. *IEEE Transactions on Power Delivery*.
- Brandauer, W. (2009). *Verluste im Niederspannungsverteilstnetz*. Graz: Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz.
- Buller, & Woodrow. (1928). Der Belastungsfaktor im Vergleich zu äquivalenten Stundenwerten. *Electrical World*, S. 95;320;.
- Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. (2012). *Smart Metering consumption*. Wien: BMVIT.
- Bundesnetzagentur. (20. 01 2014). Von [Homepage Bundesnetzagentur: http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14) abgerufen

- Chembe, D. (2009). Reduction of Power Losses Using Phase Load Balancing Method in Power Networks. *Proceedings of the World Congress on Engineering and Computer Science* (S. 6). San Francisco, USA: IEEE.
- Chen, T.-H. (March 1995). Evaluation of line loss under load unbalance using the complex unbalance factor. *IEE, Proc.-Gener. Transm. Distrib.,*, S. 173-178.
- Consentec GmbH. (2013). *Kurzgutachten zur Ermittlung von Verlustanteilen je Netzebene*. Wien: Energie-Control-Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft, Österreichs Energien.
- Dán, A., & Raisz, D. (2008). A Novel Methodology for Measurement-Based Low-Voltage Loss Estimation. *PQ 2008*. Pärnu.
- Dickert, J., & Schegner, P. (2009). Energy Loss Estimation in Distribution Networks for Planning Purposes. *2009 IEEE Bucharest PowerTech* (S. 6). Bucharest: IEEE.
- Dortolina, C. A., & Nadira, R. (May 2005). The Loss That is Unknown is No Loss At All: A Top-Down/Bottom-Up Approach for Estimating Distribution Losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, S. 1119-1125.
- E-Control. (10 2013). *Jährliche Bilanz elektrischer Energie*. Von [www.e-control.at](http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen): <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen> abgerufen
- E-Control GmbH. (02.01.2013). *Sonstige Marktregeln Strom - Kapitel Kapitel 6*. Wien: E-Control-GmbH.
- E-Control GmbH. (2009). *Letter of Intent betreffend die Bestimmung des Netzverlustentgelts unter Berücksichtigung angemessener Mengen- und Preiskomponenten*. Wien: E-Control-GmbH - VEÖ.
- E-Control GmbH. (2013). *Energiestatistik 2012*. Von www.e-control.at: www.e-control.at/de/statistik/strom abgerufen
- E-Control Kommission. (2010). *Systemnutzungstarif-Verordnung 2010*. Wien.
- Electricity Authority TE MANA HIKO. (2013). *Guidelines on the calculation and use of loss factors - DRAFT*. Electricity Authority New Zealand.
- ELWOG. (1998). *BGBI. I Nr. 143/1998 Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz – EIWOG)*.
- Energieagentur NRW. (2. 10 2013). *EnergieAgentur.NRW GmbH*. Von [www.energieagentur.nrw.de](http://www.energieagentur.nrw.de/infografik.ea-nrw.de): [infografik.ea-nrw.de](http://www.energieagentur.nrw.de/infografik.ea-nrw.de) abgerufen
- Engels, K. (2000). *Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen, Dissertation*. Aachen: RWTH Aachen.
- Ernst & Young. (2013). *Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler*. Düsseldorf - München: Ernst & Young GmbH - Power & Utilities.
- Esslinger, P., & Witzmann, R. (2012). Entwicklung und Verifikation eines stochastischen Verbraucherlastmodells für Haushalte. *Symposium Energieinnovation* (S. 11). Graz: IEE TU Graz.

- Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union. (19. 12 1996). Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften fuer den Elektrizitätsbinnenmarkt. *Geltendes Gemeinschaftsrecht*.
- European Commission. (3. March 2012). Commission Recommendation on preparations for the roll-out of smart metering systems. *Official Journal of the European Union*, S. 14.
- European Energy Regulators. (2009). *Treatment of Electricity Losses by Network Operators ERGEG Position Paper*. Bruxelles: European Regulators Group for Electricity and Gas.
- Falkenberg, T. (2006). D0- und D-Sicherungen für den kombinierten Halbleiter- und Leitungsschutz. *ETZ/S3*, S. 2-7.
- Fleck, & Rahn. (1934). Verbesserung des Wirkungsgrades von Netztransformatorstationen durch selbstständige, lastabhängige Schalteinrichtungen. *E&M*, S. 501.
- Flosdorff, R., & Hilgarth, G. (2000). *Elektrische Energieverteilung* (7. Auflage Ausg.). Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden: B.G. Teubner GmbH.
- Gangel, M., & Probst, R. (August 1965). Distribution Transformer Load Characteristics. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, S. 671-684.
- Gaspercic, S. (2011). Energy Losses in Low Voltage Distribution Network. *IYCE, 3rd International Youth Conference on Energetics* (S. 5). Leiria: IEEE.
- Gattnarzik, J. (lt. (Wolf 58) n.v.). Die Blindbelastung, ihre mathematische Erfassung und die Berechnung der optimalen Kondensatorenleistung für die Kompensation. *Wirtschaftsberatung AG Düsseldorf*.
- Ghaemi, S. (2011). *Efficiency potential in private sector in ADRES*. Wien: TU Wien.
- Gustafson, M., & Baylor, J. (4. November 1988). The equivalent hours loss factor revisited. *IEEE Trnsactions on Power Systems*, S. 1502-1508.
- Gyr, L. u. (kein Datum). www.landisgyr.com. Abgerufen am 01. 10 2012 von http://www.landisgyr.com/chde/de/pub/support/productfolder/docs/05.301%20ZMD300AT_CT%20Technische%20Daten.pdf
- Haubrich, H. J., & Swoboda, P. (1998). *Grundlagen für die Systemnutzungs-/tarif-/regelungen im Bereich der öffentlichen Elektrizitätsnetze*. Aachen / Graz: Bundesministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten der Republik Österreich.
- Hauswirth, R., & Gielge, J. (2010). *Neudefinition der Gebietstypen, Beiträge zur Stadtentwicklung*. Wien: MA 18.
- Heckmann, W., Hamann, L., Braun, M., Barth, H., Dasenbrock, J., MA, C., . . . Scheidler, A. (2013). Detailed analysis of network losses in a million customer distribution grid with high penetration of distributed generation. *22th International Conference on Electricity Distribution* (S. 4). Stockholm: CIRED.
- Herman, R., & Gaunt, T. C. (4. October 2008). A Practical Probabilistic Design Procedure for LV Residential Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, S. 2247-2254.

- Herold, G. (2006). *Elektrische Energieversorgung 1* (2. Auflage Ausg.). Wilburgstetten: J.Schlembach Fachverlag.
- Heunis, S. W., & Herman, R. (3. August 2002). A Probabilistic Model for Residential Consumer Loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, S. 621-625.
- Höft, H. (1977). *Elektrische Kontakte - Pysikalische Grundlagen*. Berlin: Verlag Technik Berlin.
- Hyvärinen, M. (2008). *Electrical Networks and Economies of Load Density*. Helsinki: Helsinki University of Technology.
- Institut für Elektrische Anlagen - TU Graz. (2012). *Smart Loss Reduction*. Graz.
- Iskraemeco. (2009). MD 300--/MT300. *Technische Beschreibung*.
- Iskramento ENergie-, Meßtechnik und Management, AG. (2010). Wechselstromzähler 72...-01. *Datenblatt*.
- IWR. (10. 08 2013). *Int. Wirtschaftsforum Regenerative Energien*. Von www.iwr.de. abgerufen
- Jansen, B. (1926). Über die Querschnittsberechnung von Hochspannungsfrenleitungen. *ETZ*, S. 819-821.
- Junge, H. (15. September 1938). Die Jahresdauerlinie in Abhängigkeit vom Belastungsfaktor. *ETZ*, S. 999-1002; 1049;.
- Kang, M., Chen, C. S., Lin, C. H., Huang, C. W., & Kao, M. F. (August 2006). A Systematic Loss Analysis of Taipower Distribution System. *IEEE Transactions on Power Systems*, S. 1062-1068.
- Kau, S., & Cho, M. (May 1995). Distribution Feeder Loss Computation by Artificial Neural Network. *Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference Record (S. 73-78)*. San Antonio, TX,USA: IEEE.
- Kayser, G., Probst, A., Braun, M., & Tenbohlen, S. (2012). Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten. *IEEE PES* (S. 5). Illmenau: IEEE.
- Kerber, G. (2011). *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*. München: TU München.
- Köck, K. (2012). *Verlustbetrachtung im Netz der Wels Strom GmbH - Masterarbeit*. Graz: TU Graz.
- KPMG. (2012). *Kapitalkostenstudie 2012/2013 - Steuerung in der Unsicherheit*. KPMG.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. Electric Power Research Institute.
- Landis & Gyr. (2009). Haushaltzähler. *Landis+Gyr CM 100 - Zuverlässig und Kosteneffizient Heute und in Zukunft*.
- Landis+Gyr. (08 2012). Electricity Meters Residential. *Electricity Meters Ferraris*. Landis+Gyr Ag.
- Langrehr, H. (1943). Wahl der Betriebsspannung. *ETZ*, S. 365.
- Levenberg, K. (1944). A Method for the Solution of Certain Problems in Least Squares. *Quart. Appl. Math.* 2, S. 164-168.
- Marquardt, D. (1963). An Algorithm for Least-Squares Estimation of Nonlinear Parameters. *SIAM j. Appl. Math.*, S. 431-441.

- Meadows, D. H., Meadows, D. L., Zahn, E. K., & Milling, P. (1972). *Limits of Growth*. Club of Rome.
- Mehlhorn, K., & Kliemt, J. (1-2 2004). Bestimmung der elektrischen Verluste im Netz eines städtischen Netzbetreibers. *Elektrizitätswirtschaft (EW)*, S. 20-23.
- Mehlhorn, K. (Heft 21. Jg 107 2008). Analyse von Einflussfaktoren auf Netzverluste in Niederspannungsnetzen. S. 50-54.
- Morgenstern, E. (5. Januar 1961). Ermittlung des Arbeitsverlustfaktors. *EW*, S. 15-17.
- Norberg-Schulz. (10. Juli 1913). Die Anwendung symbolischer Belastungskurven für Elektrizitätswerke. *ETZ*, S. 809-810.
- Norberg-Schulz. (7. Januar 1926). Die Stromlieferkurven der Elektrizitätswerke. *ETZ*, S. 11-14.
- Obkircher, C., Achleitner, G., Fickert, L., & Sakulin, M. (2007). Reduction of the Net Losses in Distributed Networks. *International Conference on Clean Electrical Power*, (S. 128-131). Capri.
- Öding, D., & Oswald, B. (2004). *Elektrische Kraftwerke und Netze*. Berlin: Springer.
- Oliveira, M., Padilha-Feltrin, A., & Candian, F. (2008). Investigation of the Relationship between Load and Loss Factors for a Brazilian Electric Utility. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America* (S. 1,159). Bogota: IEEE.
- Österreichs Energie, E-Control, A.T. Kearney, AEA, Statistik Austria. (1. 12 2013). *Strompreise wirken inflationsdämpfend - Steuern und Abgaben sind Preistreiber*. Von www.oesterreichs-energie.at abgerufen
- ÖVE/ÖNORM, EN 50464-1. (2012). *Ölgefüllte Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50Hz, 50kVA bis 2500kVA*. Wien Austria: OVE/Austrian Standards Institute.
- Piepkke, H. (Oktober 1959). Die Verlustarbeit in Netzen. *ETZ*, S. 680-686; 715-719;.
- Queiroz, L., Ca Velluci, C., & Lyra, C. (2009). Evaluation of Technical Losses - Evaluation in LV Power Distribution Systems. *20th International Conference on Electricity Distribution* (S. 4). Prague: CIRED.
- Ragnar, H. (1941). *Die technische Physik der elektrischen Kontakte*. Berlin: Julius Springer.
- Ritz, I. T. (kein Datum). www.ritz-international.com. Abgerufen am 2012. 10 01 von <http://www.ritz-international.com/fileadmin/pictures/cms/pdf/downloads/N7-2002-11.pdf>
- Rossander, C. (1. Mai 1913). Die Anwendung von Symbolischen Belastungskurven für Elektrizitätswerke. *ETZ*, S. 489-492.
- Rung. (Nr 16 1925). *Elektrotechniker*.
- Scheffler, J. (2002). *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*. Chemnitz: TU Chemnitz.
- Scheuffele, F. (2003). *Die Essential-Facilities-Doktrin*. Baden-Baden: Nomos.
- Schröder, K.-H. (1992). *Werkstoffe für elektrische Kontakte und ihre Anwendung*. Ehningen bei Böblingen: expert verlag.

- Schultz, N. (06. Januar 1910). Die wirtschaftliche Ausnutzung der Wasserkräfte in den Beleuchtungs- und kraftverteilungsanlagen größerer Städte. *ETZ*, S. 2-5.
- Solling. (1949). Zur Mathematik der Jahresbelastungsdauerlinien. *Deutsche Elektrotechnik*, S. 41.
- Soschinski, B. (28. März 1918). Die Vorausberechnung der Selbstkosten von Elektrizitätswerken. *ETZ*, S. 125;.
- Spitzl, W. (2002). *Verbraucherstrukturabhängige Lastmodellierung*. Wien.
- Statistik Austria, Direktion Raumwirtschaft. (2011). *Modellierung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten Österreichs nach unterschiedlichen Verwendungszwecken*. Wien: Statistik Austria.
- Sun, D., Abe, S., Shoultz, R., Chen, M., Elchenberger, P., & Farris, D. (July 1980). Calculation of Energy Losses in A Distribution System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, S. 1347-1356.
- Tedas. (25. 05 2009). www.tedas.gov.tr. Von www.tedas.gov.tr/29,Istatistiki_Bilgiler.html abgerufen
- Tofoli, F., Morais, A., Gallo, C., Sanhueza, S., & de Oliveira, A. (2004). Analysis of Losses in Cables and Transformers Under Power Quality Related Issues. *Applied Power Electronics C. a. E., 2004. APEC.04* (S. 1521-1526). Anaheim, CA, USA: IEEE.
- Tröger, R. (1920). Großkraftübertragung. *ETZ*, S. 905;925;.
- Tröger, R. (1920). Großkraftübertragung. *ETZ*, S. 905;927.
- Tuercke, J. (20. Juni 1961). Der Schein-Arbeitsverlustfaktor in der Praxis. *EW*, S. 439-441.
- Umweltbundesamt GmbH. (10 2013). *Umweltbundesamt*. Von <http://www.umweltbundesamt.at/umweltsituation/raumordnung/flchen-inanspruch/> abgerufen
- VDEW. (1985). *Ermittlung der Lastganglinien bei der Benutzung elektrischer Energie durch die bundesdeutschen Haushalte während eines Jahres*. Frankfurt: Vereinigung Dueter Elektrizitätswerke-VDEW-Verlag.
- VDEW. (20. 01 2000). M-02/2000 "Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland. *VDEW-Materialien*, S. 38.
- VDEW e.V. (1956). *Netzverluste - Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung*. Frankfurt am Main: VDEW.
- VDEW e.V. (1978). *Netzverluste; Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Vermeidung*. Frankfurt am Main: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H.
- Wachter, I. (1944). Die wirtschaftliche Nennleistung genormter Umspanner für kleine und mittlere Verbraucher. *ETZ*, S. 377.
- Weingärtner, W. (22. September 1932). Die Berechnung der elektrischen Verluste bei schwankenden Lastverhältnissen in Netzen und Energiewandlern auf Grund von Erfahrungswerten - Erwiderung. *ETZ*, S. 927.
- Weltbank. (10 2013). *Weltbank*. Von Data and Research: www.worldbank.org abgerufen

- Wessel, H. A. (2002). *Das elektrische Jahrhundert. Entwicklungen und Wirkungen der Elektrizität im 20. Jahrhundert*. Essen.
- Wichmann. (1936). *Die mathematische Form der Belastungskurve in Zusammenhang mit der Verlustdauer der Stromwärmeverluste*. Berlin: TH Berlin.
- Wolf, M. (1930). *Die Grundlagen der Mathematik der Belastungskurven und der Netzverluste - Dissertation*. Darmstadt: T.H. Darmstadt.
- Wolf, M. (1931). Die Berechnung der elektrischen Verluste bei schwankenden Lastverhältnissen in Netzen und Energiewandlern auf Grund von Erfahrungswerten. *ETZ*, S. 1267-1270.
- Wysocki, W., & Szlosek, M. (2011). Compensation of reactive power as a method for reducing energy losses. *Electric Power Quality and Utilisation* (S. 5). Lisbon: IEEE.
- Zebisch, M. (1959). *Netzverluste, Die Verluste in elektrischen Versorgungsnetzen, ihre Ursachen und Ermittlung*. Berlin: VEB Verlag Technik Berlin.
- Zollenkopf, K. (January 1968). Load flow calculation using loss minimisation techniques. *IEE Proc.*, S. 121-127.

9.2 Publikationen

Im Rahmen der Dissertation wurden folgende Arbeiten veröffentlicht:

- [P1] W. Brandauer, C. Wakolbinger, K. Köck, L. Fickert, „Loss calculation and optimisation in low-voltage distribution networks“, Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution 2013, Stockholm, pp.1-4, 2013.
- [P2] W. Brandauer, C. Wakolbinger, K. Köck, L. Fickert, „Measurement based loss calculation and optimization in low voltage networks“, 4. International Youth Conference on Energy 2013, Shiofok, pp.1-4, 2013.
- [P3] W. Brandauer, L. Fickert, „Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen durch zeitgetreue Erfassung und optimierte Steuerung der Lastströme“, Forschungsbericht 2012.
- [P4] W. Brandauer, C. Wakolbinger, K. Köck, L. Fickert, „Netzverluste – Berechnung und Optimierung in Niederspannungsnetzen basierend auf realen Lastflussdaten“, 8. Energiewirtschaftstagung, Wien, pp.1-9, Feb. 2013.
- [P5] W. Brandauer, E. Schmutzner, L. Fickert, „Smart Loss Reduction – Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen“, 10. Symposium für Energieinnovation, Graz, pp.1-8, Feb. 2012.
- [P6] W. Brandauer, L. Fickert, E. Schmutzner, A. Sillaber, „Verluste im Niederspannungsverteilstrom“, 9. Symposium für Energieinnovation, Graz, pp.1-8, Feb. 2010.
- [P7] W. Brandauer „Verluste im Niederspannungsverteilstrom“, Diplomarbeit, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2009.

Des Weiteren sind im selben Zeitraum folgende themenferne Veröffentlichungen im Bereich Smart Grids und Netzentwicklung entstanden:

- [P8] C. Wakolbinger, W. Brandauer, K. Köck, L. Fickert, „A vigilant Concept for Smart Emergency Supply of Critical Infrastructure“, ETG Kongress 2013 VDE Berlin.
- [P9] C. Wakolbinger, L. Fickert; W. Brandauer, H. Malleck, „SMART EMERGENCY – NEW ISSUES OF EMERGENCY SUPPLY SYSTEMS FOR CRITICAL INFRASTRUCTURE“, Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution 2013, Stockholm, pp.1-4, 2013.
- [P10] Nischler, G.; Renner, H.; Bachhiesl, U.; Brandauer, W.; Fickert, L.; Stigler, H.: „Herangehensweise an die Netzplanung im Rahmen des deutschen Netzentwicklungsprozesses 2012 am Energie Zentrum Graz“, 8. Energiewirtschaftstagung - Erneuerbare Energien: Überforderte Märkte?, Wien, pp.1-20, Feb. 2013.

9.3 Abkürzungen

[I]	Matrix I
Z	Betrag der Größe Z
A	Leiterquerschnitt
a	maximale Auslastung
AL	Aluminium
A_t	Ausgaben im Zeitraum t
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNA	Bundesnetzagentur - Regulierungsbehörde Deutschland
C_0	Kapitalwert
Cf	Korrekturfunktion
$CF_{A(ns)}$	Korrekturfaktor Messwertmittlungszeit – Mittelungszeit n Sekunden
CF_R	Korrekturfaktor Blindleistung
CF_U	Korrekturfaktor Unsymmetrische Lastaufteilung
CU	Kupfer
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DSO	Verteilnetzbetreiber
E-Control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz (D)
ELWOG	Elektrizitätswirtschaftsorganisationsgesetz
Erz	Erzeugung
E_t	Einnahmen im Zeitraum t
F_p	Faktor Proximityeffekt
F_s	Faktor Skineffekt
GEV	Allgemeine Extremwertverteilung
GL	Ganglinie
GW	Gewerbe
GWh	Gigawattstunden
H	Hybridmatrix
H0	Standardlastprofil für Haushaltsverbraucher
HA	Hausanschluss
HH	Haushalt
i	Kalkulationszinssatz
\underline{I}^*	Konjugiert komplexer Wert der komplexen Größe I
I_0	Investition
I_B	Blindanteil des Stromes
I_{H1}	Grundschwingungsstrom
I_{knN}	Neutralleiterstrom im Knoten N
I_N	Bemessungsstrom
I_W	Wirkanteil des Stromes
ϑ	Arbeitsverlustfaktor
φ	Phasenwinkel
k	Zählvariable (z.B. Transformatoren)
Kn	Knoten n
KV	Kabelverteiler
KWKW	Kleinwasserkraftwerk
l	Leiterlänge
LCF	Verlustkorrekturfaktor (Loss Correction Factor)

LCf	Verlustkorrekturfunktion (Loss Correction Function)
Ln	Leiter Phase n
LN	Lognormalverteilung
m	Belastungsgrad
m_0	Lastverhältnis
N	Anzahl der Proben
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene
NH	Niederspannungshochleistung
NV	Netzverluste
ONS	Ortsnetzstation
P	Wirkleistung
P_{AB}	aus dem Netz abgegebene Leistung
P_{ERZ}	erzeugte Leistung
P_{ES}	In das Netz eingespeiste Leistung
P_K	Knotenleistung
P_{max}	Maximal auftretende Leistung
P_V	Verlustleistung
P_{ver}	Verbrauchte Leistung
P_{V-H1}	Verlustleistung hervorgerufen durch die Grundschiwingung
P_{V-max}	Maximal auftretende Verlustleistung
Q	Blindleistung
r	Variationskoeffizient
R	Resistanz
R_+	Gleichstromwiderstand
S	Scheinleistung
s	Streuung
SLP	Standardlastprofil
SM	Smart Meter
S_{max}	Maximal auftretende Scheinleistung
S_{Tr}	Übertragene Scheinleistung
S_N	Bemessungsscheinleistung
SS	Sammelschiene
T	Betrachteter Zeitraum T
THD	Total Harmonic Distortion
TRMS	Effektivwert
TSO	Transportnetzbetreiber
U_K	Knotenspannung
UW	Umspannwerk
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
Ver	Verbrauch
W	Elektrische Arbeit
W_{AB}	Aus dem Netz abgegebene Arbeit
WKA	Windkraftanlagen
W_{KOM}	Kommerzielle Verlustarbeit
WKW	Wasserkraftwerk
W_T	Übertragene Elektrische Energie je Trafo
W_V	Verlustarbeit
W_{VB}	Verlustarbeit durch Blindstromanteil verursacht
x	Formparameter der Extremwertverteilung
Y	Leitwert
Y	Admittanz
Z	Impedanz

9.4 Abbildungen

Abbildung 1: Verluste in europäischen Stromnetzen – Darstellung auf Basis von CEER (European Energy Regulators, 2009)	2
Abbildung 2: Netzebenen und bevorzugte Verlustberechnungsmethoden	3
Abbildung 3: Einteilung von Netzverlusten	13
Abbildung 4: Beispiel eines Modellnetzes nach (Kerber, 2011) für eine dörfliche Siedlungsstruktur	21
Abbildung 5: Grenzszenario A für einen Belastungsgrad $m=0.2$ im Betrachtungszeitraum T	24
Abbildung 6: Grenzszenario B für einen Belastungsgrad $m=0.2$ im Betrachtungszeitraum T	24
Abbildung 7: Grenzen des Verhältnisse zwischen Belastungsgrad m und Arbeitsverlustfaktor ϑ	25
Abbildung 8: Ausgewählte Näherungsformeln (Tabelle 1) zur Bestimmung des Wirkarbeitsverlustfaktors und deren Abhängigkeit vom Belastungsgrad m im Vergleich	26
Abbildung 9: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor, dargestellt nach Netzbetreiber	27
Abbildung 10: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor, dargestellt nach vorwiegendem Lastgeschehen	27
Abbildung 11: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor auf Basis der Auswertung von Wochendauerlinien – Exponent $x=1,85$	30
Abbildung 12: Verhältnisse zwischen Belastungsgrad und Arbeitsverlustfaktor auf Basis der Auswertung von Wochendauerlinien – Exponent $x=1,59$	30
Abbildung 13: Ergebnis der Exponenten-Bestimmung aller untersuchter Transformatoren, basierend auf Wochendauerlinien	30
Abbildung 14: Näherung nach Holmgren-Rung exemplarisch – schlechte Näherung	32
Abbildung 15: Näherung nach Holmgren-Rung exemplarisch – gute Näherung	32
Abbildung 16: Wirk-, Blindleistungsdiagramm am Transformatorabgang mit zugehörigen linearen Regressionsgeraden, Farbe je Transformator – 15-Minuten-Phasensummen-Leistungsmittelwerte 8760 h	33
Abbildung 17: P/Q-Diagramm an gemessenen Ortsnetztransformatorabgängen	33
Abbildung 18: Ausschnitt des P/Q-Diagramms aus Abbildung 17	33
Abbildung 19: Korrelationskoeffizienten für ein lineares bzw. quadratisches Verhältnis von P zu Q Wertebereich – schwarz, 25 % bzw. 75 % Quantil – blau, Median – rot	34
Abbildung 20: Histogramm des mittleren Verhältnisses von Wirkleistung zu Blindleistung	34
Abbildung 21: Beispielhafte Darstellungen der P/Q-Dauerlinien inkl. quadratischer (grün) und linearer Näherung (schwarz) für die Blindleistung	35
Abbildung 22: Typisches Modellnetz für einen städtischen MS-Ausläufer- Verlustbestimmung – Einzelne Betriebsmittelgruppen – Bsp. MS/NS-Transformatorverluste	36
Abbildung 23: Grafische Darstellung der Ergebnisse aus der Clusterberechnung	40
Abbildung 24: Typisches Modellnetz für einen städtischen MS-Ausläufer – Verlustbestimmung – Überlagerung von GL	40
Abbildung 25: Überlagerung von Ganglinien – Szenario A	41
Abbildung 26: Überlagerung von Ganglinien – Szenario B	42
Abbildung 27: Szenario A - Histogramm der exemplarischen Verlustberechnungen	42
Abbildung 28: Szenario B - Histogramm der exemplarischen Berechnungen	42
Abbildung 29: Übertragene Energiemenge im Vergleich zur installieren Transformatorbemessungsleistung	43
Abbildung 30: Typische Jahresganglinie (blau) und Jahresleistungsdauerlinie (rot) – Haushaltslasten	44
Abbildung 31: Typische Jahresganglinie (blau) und Jahresleistungsdauerlinie (rot) – PV-Einspeisung	44
Abbildung 32: Überlagerung des Lastgangs aus Abbildung 30 und Abbildung 31 und daraus resultierende Dauerlinie	44
Abbildung 33: Für Verlustbestimmung relevante Dauerlinie von $ P $	44
Abbildung 34: Resultierende Dauerlinien bei unterschiedlichen Einspeisemaxima	45

Abbildung 35: Auswirkung dezentraler Einspeisung auf die Bestimmung des Arbeitsverlustfaktors, dargestellt durch die Änderung der Standardabweichung bzw. der relativen Abweichung von ϑ	45
Abbildung 36: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 1-Sekunden-Messwertmittelung	48
Abbildung 37: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 15-Minuten-Messwertmittelung	48
Abbildung 38: Beispielhafte Darstellung einer hochaufgelösten Strommessung am Abgang eines Niederspannungstransformators mit zahlreichen Lastvariationen über einen Messzeitraum von 360 s	49
Abbildung 39: Ergebnis der Verlustberechnung bei unterschiedlichen Effektivwert-Messwert-Mittelungszeiten in der Verlustberechnung	50
Abbildung 40: Berechnete Korrekturfaktoren $C_{F_{A(900s)}}$ und daraus ermittelte Korrekturfunktion $C_{f_{A(900s)}}$ zur Berücksichtigung der Auswirkungen von kurzzeitigen Lastschwankungen – Messwertmittelungszeit 15-Minuten	51
Abbildung 41: Korrekturfunktion $C_{f_{A(ns)}}$ zur Berücksichtigung der Auswirkungen von kurzzeitigen Lastschwankungen bei unterschiedlichen Messwert-Mittelungszeiten	53
Abbildung 42: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 6 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte	53
Abbildung 43: Symmetrischer Strom, berechnet aus Messung in Abbildung 42 – 6 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte	53
Abbildung 44: Ergebnisse der Verlustberechnung unter Berücksichtigung der auftretenden unsymmetrischen Leiterströme im Vergleich zu einer idealisierten symmetrischen Verlustberechnung.....	56
Abbildung 45: Exemplarische Darstellung der Auswirkung einer Blindleistungsübertragung auf die Scheinleistung auf Basis von 15-Minuten-Messmittelwerten	56
Abbildung 46: Mittlerer Leistungsfaktor $\cos\varphi$ und mittlerer $\tan^2\varphi$ der einzelnen durchgeführten Messungen.....	58
Abbildung 47: Ergebnisse der Verlustberechnung unter Berücksichtigung der übertragenen Blindleistungsanteile im Vergleich zu reiner Wirkleistungsübertragung	59
Abbildung 48: Vergleich der Verlustkorrekturfunktionen “Correction Function Averaging Time - $C_{f_{A(900s)}}$ ”, “Correction Function Unbalance - C_{f_U} ” und “Correction Function Reactive Power - C_{f_R} ”	60
Abbildung 49: Ermittelte Verlustkorrekturfaktoren – Darstellung $1/LCF$	61
Abbildung 50: Ermittelte Verlustkorrekturfaktoren im Bereich bis 40 MWh/a– Darstellung LCF	62
Abbildung 51: Approximierte Verlustkorrekturfunktionen	62
Abbildung 52: Verlustkorrekturfunktion LCf	64
Abbildung 53: Variation der Berechnungsbasis - detailgetreue Standardlastprofile und H0 im Vergleich	64
Abbildung 54: Grundsätzlicher Aufbau der messwertbasierten Verlustberechnung	68
Abbildung 55: Grundsätzlicher Aufbau der Ringschlussdetektion (Köck, 2012)	69
Abbildung 56: Korrekturdiagramm der Leistungsabgabe	72
Abbildung 57: Ablaufdiagramm des Verlustberechnungsalgorithmus	74
Abbildung 58: Exemplarischer Netzabschnitt	75
Abbildung 59: Exemplarischer Netzabschnitt im Vierleiternetz	77
Abbildung 60: Maximal- und Mittelwert der Leistung in Abhängigkeit von der Jahresenergieabgabe, basierend auf 15-Min-Messmittelwerten (links MS, rechts NS).....	79
Abbildung 61: Median und Mittelwert der Leistung in Abhängigkeit von der Jahresenergieabgabe basierend auf 15-Min-Messmittelwerten (links MS, rechts NS).....	80
Abbildung 62: Dichtefunktionen, basierend auf mittleren Parametern aus Tabelle 13	81
Abbildung 63: Skalieren der lognormalen Verteilfunktion durch Variation von μ	82
Abbildung 64: Beispielhafte Bestimmung des probabilistischen Leistungswertes	83
Abbildung 65: Beispielhafte Darstellung des resultierenden Lastverlaufs anhand einer einzelnen Tagesganglinie	83
Abbildung 66: Beispielhafte Darstellung des resultierenden Lastverlaufs anhand von 10 Tagesganglinien	84
Abbildung 67: Beispielhafte Darstellung des resultierenden Lastverlaufs anhand von 50 Tagesganglinien	84
Abbildung 68: Ländliche Räume geringer Dichte.....	85
Abbildung 69: Ländliche Räume höherer Dichte	85
Abbildung 70: Verstädterte Räume - Vorstadtbereich	86
Abbildung 71: Verstädterte Räume - Kernstädte.....	86

Abbildung 72: Räume mit vorwiegend gewerblicher Nutzung.....	86
Abbildung 73: Jahresganglinie der Netzverluste in NE 7 des gesamten betrachteten Niederspannungsnetzes.....	87
Abbildung 74: Siedlungsstruktur „Village“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) ohne Berücksichtigung der Verlustkorrekturfunktion für 220 verschiedene Abgänge	88
Abbildung 75: Relatives Verlustaufkommen in siedlungsstrukturell unterschiedlichen Netzbereichen (oben) sowie mittlere abgegebene Energiemenge (unten) in NE 7	88
Abbildung 76: Siedlungsstruktur „Village“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung der Verlustkorrekturfunktion für 220 verschiedene Abgänge	89
Abbildung 77: Relatives Verlustaufkommen in siedlungsstrukturell unterschiedlichen Netzbereichen (oben) sowie mittlere abgegebene Energiemenge pro NSP-Abgang (unten)	90
Abbildung 78: Gegenüberstellung des relativen Verlustaufkommens bei Berechnung mit (links) und ohne Verlustkorrekturfaktor (rechts)	91
Abbildung 79: Auswirkungen der einzelnen Verlustkorrekturfaktoren auf das Berechnungsergebnis	92
Abbildung 80: Histogramm der lastabhängigen Verlustenergiemenge je Niederspannungsabgang	93
Abbildung 81: Histogramm der relativen lastabhängigen Verlustenergiemengen je Niederspannungsabgang	93
Abbildung 83: Prinzipielle Vorgehensweise bei der Verlustberechnung bei verschiedenen Dichten von dezentralen Erzeugungsanlagen.....	95
Abbildung 84: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – Photovoltaik á 2500 kWh/a.....	96
Abbildung 85: Absolut im betrachteten Netzbereich auftretende Verlustenergiemengen	96
Abbildung 86: Normierte Dauerlinien der in den Berechnungen angewendeten PV-Einspeiseanlagen.....	97
Abbildung 87: Lastverlauf an einem Hausanschluss (Einfamilienhaus) mit dezentralem Erzeuger (PV-Erzeugung als auch Verbrauch ca. 4300 kWh/a).....	98
Abbildung 88: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – á BHKW 2500 kWh/a.....	98
Abbildung 89: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – á PV 4000 kWh/a.....	99
Abbildung 90: Entwicklung der Netzverluste bei unterschiedlichen Durchdringungsraten von dezentralen Einspeisern – á BHKW 4000 kWh/a.....	99
Abbildung 91: Verlustentwicklung - Wahrscheinlichkeit der Verlustentwicklung bei unterschiedlichen Durchdringungsraten - Gesamtnetz	100
Abbildung 92: Ersatzschaltbild Transformator	101
Abbildung 93: Übertragene Energiemenge je Transformatorstation.....	102
Abbildung 94: Übertragene Energiemenge je Transformatorstation.....	102
Abbildung 95: Aufteilung von lastabhängigen und lastunabhängigen Transformatorverlusten in unterschiedlichen siedlungsstrukturellen Gebieten, bezogen auf die übertragene Energiemenge	103
Abbildung 96: Auswirkungen einer gleichmäßigen Lastverteilung auf das Verlustaufkommen	106
Abbildung 97: Verlustaufkommen bei unterschiedlichen Leistungsfaktoren im untersuchten Netzgebiet.....	106
Abbildung 98: Detailszenarien SIM I und SIM II- Kompensation	106
Abbildung 99: Verlustaufkommen bei Variation der Versorgungsspannung	107
Abbildung 100: Resultierende Netzverluste bei spannungsabhängiger Last nach (Bokhari, et al., 2013).....	109
Abbildung 101: Auswirkung einer Laststeigerung von 2 % je Zeitintervall.....	109
Abbildung 102: Wirkungsgrad unterschiedlicher Transformatorbaugrößen nach EN 50464 BB	110
Abbildung 103: Auslastung einzelner Transformatoren – Histogramm über 365 Tage á 15 Min	111
Abbildung 104: Auslastung einzelner Transformatoren – Belastungsspektrum über 365 Tage – 15 Min.....	112
Abbildung 105: Leistungsspitzen, hervorgerufen durch Rundsteuersignale	113
Abbildung 106: Energiebedarf von 1-phasigen Zählerinrichtungen	115
Abbildung 107: Energiebedarf von 3-phasigen Zählerinrichtungen	116

Abbildung 108: Relative Energieabgabe nach einzelnen Netzebenen im untersuchten Netzgebiet vgl. (5.1)	117
Abbildung 109: Relative Netzverluste in den einzelnen Netzebenen	118
Abbildung 110: Strompreisentwicklung Deutschland (Energieagentur NRW, 2013)	120
Abbildung 111: Stromverbrauch Entwicklung 1960 – 2010 (Weltbank, 2013).....	121
Abbildung 112: Exemplarisches Szenario Verlustreduktion durch Querschnittserhöhung, Lastzuwachs	122
Abbildung 113: Kapitalwertentwicklung einer Verlustreduktion durch Querschnittserhöhung in verschiedenen siedlungsstrukturellen Gebieten.....	123
Abbildung 114: Kapitalwertentwicklung bei Variation wesentlicher Eingangsparameter	123
Abbildung 115: Verlustkosten auf Basis der Annahmen aus Tabelle 14 über einen Berechnungszeitraum von 30 Jahren bei unterschiedlichen Querschnitten und übertragenen Energiemengen	124
Abbildung 116: Optimum zwischen Verlustkosten (€/m) und Leiterinvestitionen (€/m) (Betrachtungszeitraum 30 Jahre)	125
Abbildung 117: Verlustkosten (Basis Annahmen aus Tabelle 14) über einen Berechnungszeitraum von 30 Jahren bei unterschiedlichen Querschnitten und übertragenen Energiemengen, ohne Kalkulationszinssatz	125
Abbildung 118: Entwicklung von Ortsnetztransformator-Leerlaufverluste über die letzten 60 Jahre	126
Abbildung 119: Entwicklung von Niederspannungstransformator-Kupferverlusten über die letzten 60 Jahre	127
Abbildung 120: Kumulierter Barwert unterschiedlicher Leerlaufverlustreduktionen an Transformatoren	127
Abbildung 121: Börsenpreis – EXXA – historische Darstellung 2003-2013– 30 Tage / 180 Tage Moving-Average	128
Abbildung 122: Börsenstrompreise am Terminmarkt der EEX von Jänner 2011 bis Juni 2013 (IWR, 2013).....	129
Abbildung 123: Erzielte Preise der Verlustenergiebeschaffung in den Jahren 2011 und 2012 (APG, 2013)	129
Abbildung 124: Aktuelle Methodik der relativen Verlustwertbestimmung (nur Verbraucher $P_{L1}-P_{L3}>0$).....	132
Abbildung 125: Dezentrale Einspeisung I	132
Abbildung 126: Dezentrale Einspeisung II	133
Abbildung 127: Sekundärseitig installierte Messsysteme zur Lastgangaufzeichnung an Niederspannungstransformatoren... 154	154
Abbildung 128: Sekundärseitig installierte Messsysteme zur Lastgangaufzeichnung an Niederspannungstransformatoren... 154	154
Abbildung 129: Problematik der Verwendung von Arbeitsverlustfaktoren aus übergeordneten Netzebenen anhand eines veranschaulichten Beispiels.....	158
Abbildung 130: P/Q-Diagramm sämtlicher Transformatorabgänge – Auswirkung einer Variation der Messwertmittelungszeiten	159
Abbildung 131: P/Q-Diagramm sämtlicher Transformatorabgänge aus Kap. 4 – Messung Kap. 10.4 – Carpet Plot – exponentielle Darstellung.....	159
Abbildung 132: Prinzipielle Darstellung des Messaufbaus	162
Abbildung 133: Verlustkorrekturfaktoren LCF.....	164
Abbildung 134: Angewandte Variationen der lognormalen Verteilfunktion	166
Abbildung 135: Variationen der allgemeinen Grenzwertfunktion.....	166
Abbildung 136: Siedlungsstruktur „Rural“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors	167
Abbildung 137: Siedlungsstruktur „Village“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors	167
Abbildung 138: Siedlungsstruktur „Provincial. Suburban“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors	168
Abbildung 139: Siedlungsstruktur „Provincial Urban“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors	168
Abbildung 140: Siedlungsstruktur „Commerce“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors.....	169
Abbildung 141: Auswirkung der untersuchten Verlustkorrekturfaktoren im Vergleich	169
Abbildung 142: Grafische Darstellung der gesamten resultierenden Verlustenergiemenge Sicherungen (grün), Leiter (rot), Messeinrichtungen (blau).....	170
Abbildung 143: Verlustentwicklung bei dezentraler Einspeisung (PV-4000) bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden.....	170

Abbildung 144: Einspeiseprofil BHKW 4000 kWh	171
Abbildung 145: Einspeiseprofil BHKW 2500 kWh	171
Abbildung 146: Eigenverbrauch p_{eig} eines einphasigen Smart Meter	172
Abbildung 147: Messaufbau zur Bestimmung der Leerlaufverluste	172
Abbildung 148: Relative Messabweichungen bei der Smart-Meter-Energiebedarfsmessung	174
Abbildung 149: Strompreisentwicklung in Österreich (Österreichs Energie, E-Control, A.T. Kearney, AEA, Statistik Austria, 2013)	176

9.5 Tabellen

Tabelle 1: Näherungsgleichungen zur Beschreibung von Lastkurven - Literaturrecherche	25
Tabelle 2: Standardabweichung und Variationskoeffizienten der untersuchten Näherungsfunktionen für alle untersuchten Messwerte	28
Tabelle 3: Standardabweichung und Variationskoeffizienten für unterschiedliche Netzbetreiber	29
Tabelle 4: Standardabweichung und Variationskoeffizienten nach vorwiegenden Lastaufkommen	29
Tabelle 5: Szenarien in der Verlustenergiebestimmung basierend auf Arbeitsverlustfaktoren	37
Tabelle 6: Ergebnisse - absolute Ergebnisse	39
Tabelle 7: Ergebnisse – relative Abweichungen	39
Tabelle 8: Koeffizienten der Korrekturfunktion-Messwertmittelungszeit bei verschiedenen Messwertmittelungszeiten	52
Tabelle 9: Faktor zur Ermittlung der zusätzlichen Stromwärmeverluste durch Blindstromtransport	57
Tabelle 10: Approximierte Näherungsfunktionen	63
Tabelle 11: Wertebereiche der Funktionsparameter (Kayser, Probst, Braun, & Tenbohlen, 2012)	81
Tabelle 12: Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse je siedlungsstrukturellem Gebietstyp und einzelner Verlustquelle	91
Tabelle 13: Leitungs-Ersatzinvestition - Berechnungsparameter	122
Tabelle 14: Leitungs-Neuinvestition - Berechnungsparameter	124
Tabelle 15: Transformator - Leerlaufverlustreduktion - Berechnungsparameter	127
Tabelle 16: Bezugsgröße – Gesamte elektrische Energieversorgung in Österreich	130
Tabelle 17: Bezugsgröße – Öffentliches Elektrizitätsnetz in Österreich	131
Tabelle 18: Anpassungen an den Transformator-Messreihen bei Messwertunterbrechungen	155
Tabelle 19: Kenndaten der untersuchten Netzgebiete	155
Tabelle 20: Kenndaten – Transformatorstationen Netzbetreiber 1	156
Tabelle 21: Kenndaten - Transformatorstationen Netzbetreiber 2	157
Tabelle 22: Anwendungsproblematik von Arbeitsverlustfaktoren aus übergeordneten Netzebenen - Ergebnisse	158
Tabelle 23: Verluste von NH-Sicherungen nach (Falkenberg, 2006)	164
Tabelle 24: Verwendete Leistungsfaktoren je Kundengruppe	165
Tabelle 25: Berücksichtigte Standardlastprofile	165
Tabelle 26: Für Kalkulationen angewendete Kostenparameter	175
Tabelle 27: Transformatorleerlaufverluste nach EN50464-1	175
Tabelle 28: Transformator - Investitionskosten	176

10

Anhang

10.1 Messungen an Niederspannungstransformatoren

10.1.1 Messsystem - MS/NS-Transformatoren

Die Messwertaquisition zur Untersuchung von MS/NS-Transformatorverlusten sowie den Leitungsverlusten der vorgelagerten MS-Leitungen wurde auf Basis von Messsystemen, welche direkt an der Sekundärseite der Transformatoren installiert sind, durchgeführt. Eine Separation auf einzelne NS-Abgänge auf Basis dieser Messwerte ist nicht möglich. Folgende Abbildung 126 zeigt die Positionierung der Messwertaufnehmer.

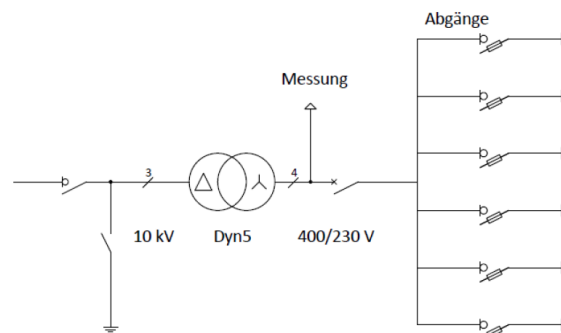


Abbildung 126: Sekundärseitig installierte Messsysteme zur Lastgangaufzeichnung an Niederspannungstransformatoren

Je Messung stehen somit die Phasenströme sowie die übertragenen Leistungswerte zur Verfügung. Die Strommessung erfolgte auf Grundlage von Durchflusswandlern, die Messwerte stehen im Idealfall vollständig abrufbar über ein Datenbanksystem zur Verfügung.

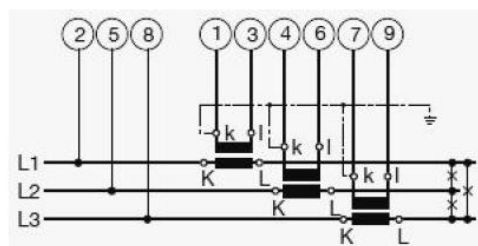


Abbildung 127: Sekundärseitig installierte Messsysteme zur Lastgangaufzeichnung an Niederspannungstransformatoren

Die Messungen wurden an repräsentativen Transformatoren im Netz von zwei ausgewählten österreichischen Netzbetreibern durchgeführt. Messungen wurden teilweise speziell für die durchgeführten Verlustuntersuchungen installiert, um mögliche Optimierungspotentiale zu eruieren. Folgende Tabellen zeigen eine Übersicht über die einzelnen Messpunkte sowie deren Kennwerte.

Die Wirkleistungsmessung an den Verteiltransformatorstationen erfolgte über eine konventionelle Stromwandler-Lastprofilmessung. Anwendung fand dabei eine Produktkombination aus dem Elektrizitätszähler ZMD400AT/CT der Landis+Gyr AG (Gyr) sowie passendem Kabelumbau-Stromwandler (Serie ERKU 23 / (Ritz) bei Messdaten aus dem Verteilnetz 1 (Transformator 1-35) und dem Messsystem SINEAX CAM (Camille Bauer – Gossen Metrawatt) in Kombination mit passenden Stromwandlereinheiten bei den Messdaten aus dem Verteilnetz 2 (Transformator 36-90).

Im Rahmen der Plausibilisierung der Messwerte zur Überprüfung der Nachvollziehbarkeit wurden einzelne Unstetigkeiten, hauptsächlich hervorgerufen durch fehlende Messwerte in der Messwertaufzeichnung, festgestellt und behoben. Diese sind primär auf kurze Netzausfälle bzw. einen Ausfall der Messeinrichtung zurückzuführen. Um die Interpretierbarkeit im Rahmen der Anwendung von Arbeitsverlustfaktoren zu gewährleisten, werden die genannten Unstetigkeiten, wie in Tabelle 18 beschrieben, behoben. Aufgrund der geringen Anzahl von betroffenen Werten sind die Auswirkungen auf die Auswertung der Messwerte zu vernachlässigen.

Tabelle 18: Anpassungen an den Transformator-Messreihen bei Messwertunterbrechungen

Dauer der Messwertunterbrechung	Anzahl real betroffener Messwerte	Durchgeführte Anpassung an Messreihen
h	Stk.	
≤ 2h	1-10	Übernahme der Messwerte aus der vorangegangenen Stunde
> 2h	>10	Übernahme der Messwerte aus dem gleichen Wochentag und den gleichen Stunden der Vorwoche

Bei der Anwendung von 15-Minuten-Messmittelwerten kann der Zeitpunkt des Ausfalleintritts nicht genau abgegrenzt werden, weshalb der erste Messwert vor bzw. der erste nach einer Messwertunterbrechung ebenfalls wie in Tabelle 18 beschrieben behandelt und ersetzt werden. Die untersuchten Transformatorstationen können auf Basis der zu versorgenden Verbraucherstruktur in Netzbereiche mit überwiegender Gewerbenutzung und in Netzbereiche mit überwiegender Haushaltsnutzung eingeteilt werden. Einige Kenndaten der beiden Netzgebiete sind in Tabelle 19 angeführt.

Tabelle 19: Kenndaten der untersuchten Netzgebiete

	Übertragene Energiemenge	Anzahl der Transformatoren	Vorherrschende Laststruktur	Vorherrschende Siedlungsstruktur
	GWh		HH/GW	
Netzbetreiber 1	24,0	35	25/10	provinziell urban
Netzbetreiber 2	69,2	55	24/31	urban

10.1.2 Detailaufstellung der untersuchten Transformatorstationen

Tabelle 20: Kenndaten – Transformatorstationen Netzbetreiber 1

Station Nr.	Bemessungsleistung	P _{Vcu} bei IN	Eisenverluste	Belastungsgrad	Arbeitsverlustfaktor	Netzbetreiber	Last	P _{max}	P _{mean}	W/a	Exp. Woche	R ²	
	VA	W	W					1/2	H/G	kW			kW
1	630	538	4526	0,33	0,13	1	H	309	101	0,88	1,80	1,85	0,96
2	400	632	4542	0,50	0,29	1	G	207	104	0,91	1,79	1,75	0,98
3	630	606	4477	0,53	0,30	1	G	328	173	1,52	1,87	1,85	0,99
4	250	338	2149	0,46	0,23	1	H	118	54	0,47	1,90	1,88	0,99
5	400	610	4600	0,25	0,09	1	H	252	63	0,55	1,74	1,71	0,89
6	630	610	4600	0,46	0,22	1	G	390	178	1,56	1,93	1,92	1,00
7	315	770	3900	0,49	0,26	1	H	159	78	0,69	1,89	1,89	1,00
8	400	400	3813	0,49	0,26	1	H	141	69	0,60	1,88	1,88	1,00
9	400	428	3656	0,25	0,08	1	H	102	26	0,22	1,86	1,86	0,98
10	160	300	2350	0,32	0,12	1	H	93	30	0,26	1,83	1,81	0,99
11	100	300	2350	0,39	0,16	1	H	66	26	0,23	1,92	1,90	0,99
12	160	139	1473	0,34	0,13	1	H	41	14	0,12	1,90	1,88	1,00
13	630	539	5504	0,46	0,23	1	H	250	116	1,01	1,91	1,90	1,00
14	250	338	2149	0,35	0,15	1	H	92	32	0,28	1,83	1,80	0,99
15	100	210	1750	0,29	0,10	1	H	83	24	0,21	1,81	1,80	0,99
16	100	226	1706	0,26	0,09	1	H	37	9	0,08	1,80	1,77	0,94
17	160	300	2350	0,20	0,05	1	H	52	10	0,09	1,82	1,78	0,97
18	250	425	3250	0,17	0,05	1	H	59	10	0,09	1,75	1,71	0,97
19	100	210	1750	0,12	0,02	1	H	36	4	0,04	1,76	1,70	0,97
20	100	150	1426	0,22	0,06	1	H	44	10	0,09	1,84	1,81	0,93
21	800	869	7333	0,24	0,09	1	G	270	66	0,57	1,68	1,59	0,96
22	250	425	3250	0,52	0,29	1	H	151	79	0,69	1,89	1,85	0,99
23	200	500	2850	0,45	0,22	1	H	178	81	0,71	1,90	1,88	1,00
24	250	400	3250	0,46	0,25	1	G	229	104	0,91	1,77	1,75	0,99
25	200	500	2850	0,52	0,29	1	H	135	70	0,62	1,90	1,89	1,00
26	100	158	1543	0,29	0,10	1	H	37	11	0,10	1,86	1,84	0,99
27	250	285	2674	0,25	0,08	1	H	65	16	0,14	1,81	1,77	0,97
28	400	610	4100	0,50	0,26	1	G	279	138	1,21	1,91	1,89	1,00
29	100	150	1420	0,32	0,12	1	H	23	7	0,06	1,89	1,86	0,99
30	400	358	3005	0,29	0,11	1	H	320	94	0,82	1,83	1,83	0,96
31	400	610	4600	0,28	0,10	1	G	289	80	0,70	1,82	1,83	1,00
32	400	610	4600	0,47	0,27	1	H	324	153	1,34	1,74	1,88	0,99
33	630	610	5559	0,37	0,21	1	G	263	97	0,85	1,56	1,48	0,90
34	1260	1061	13331	0,41	0,25	1	G	838	348	3,05	1,58	1,52	0,96
35	1260	1079	14012	0,44	0,26	1	G	605	266	2,33	1,62	1,58	0,98

Tabelle 21: Kenndaten - Transformatorstationen Netzbetreiber 2

Station Nr.	Bemessungsleistung	P _{Vcu} bei IN	Eisenverluste	Belastungsgrad	Arbeitsverlustfaktor	Netzbetreiber	Last	P _{max}	P _{mean}	W/a	Exp	Exp. Woche	R ²
	VA	W	W										
36	500	6150	910	0,25	0,08	2	G	117	29	0,25	1,78	1,71	0,97
37	500	7348	936	0,39	0,19	2	G	190	74	0,65	1,76	1,71	0,94
38	1250	10001	760	0,46	0,30	2	G	488	226	1,98	1,57	1,53	0,95
39	1250	9717	728	0,46	0,31	2	G	962	440	3,86	1,48	1,41	0,98
40	800	10000	1200	0,37	0,20	2	G	435	159	1,40	1,60	1,47	0,80
41	630	4971	415	0,29	0,15	2	G	252	74	0,65	1,56	1,46	0,95
42	800	5353	667	0,47	0,29	2	G	456	215	1,88	1,62	1,57	0,98
43	800	6686	548	0,27	0,13	2	G	787	215	1,89	1,55	1,38	0,90
44	1250	10206	747	0,32	0,17	2	H	202	64	0,56	1,54	1,47	0,87
45	800	6779	1015	0,39	0,17	2	G	164	64	0,56	1,84	1,78	0,96
46	800	6881	1040	0,26	0,09	2	G	419	107	0,94	1,76	1,80	0,99
47	1250	9573	1447	0,57	0,38	2	G	724	415	3,64	1,75	1,69	0,96
48	1250	11094	1628	0,46	0,36	2	G	939	427	3,74	1,31	1,29	0,88
49	1250	11116	1609	0,33	0,13	2	H	153	50	0,44	1,85	1,81	0,98
50	400	3989	368	0,36	0,15	2	H	293	106	0,93	1,88	1,90	0,99
51	500	6150	910	0,41	0,24	2	H	196	80	0,70	1,57	1,56	0,90
52	800	6665	542	0,50	0,28	2	H	293	146	1,28	1,86	1,83	0,98
53	1250	10444	763	0,49	0,27	2	G	538	263	2,30	1,82	1,89	0,99
54	1250	10088	779	0,33	0,17	2	G	327	109	0,95	1,59	1,65	0,94
55	1250	10142	765	0,60	0,41	2	G	706	427	3,74	1,78	1,75	0,98
56	630	4911	429	0,51	0,27	2	G	447	227	1,99	1,91	1,92	1,00
57	800	6705	544	0,54	0,35	2	G	471	256	2,25	1,75	1,72	0,97
58	800	5461	648	0,56	0,34	2	G	212	118	1,03	1,82	1,80	0,98
59	800	5445	654	0,27	0,11	2	H	60	16	0,14	1,69	1,62	0,96
60	630	4988	425	0,31	0,13	2	G	101	32	0,28	1,77	1,71	0,96
61	500	7039	744	0,54	0,32	2	H	165	90	0,78	1,86	1,85	0,99
62	630	4983	420	0,36	0,20	2	G	296	106	0,93	1,57	1,51	0,96
63	800	6634	531	0,44	0,27	2	G	591	261	2,28	1,59	1,54	0,95
64	500	6144	953	0,37	0,19	2	G	120	44	0,38	1,65	1,58	0,90
65	800	5450	674	0,17	0,03	2	H	198	33	0,29	1,87	1,89	1,00
66	1250	9685	727	0,12	0,03	2	G	576	69	0,61	1,66	1,72	0,91
67	630	5909	760	0,56	0,34	2	G	298	167	1,47	1,88	1,84	0,99
68	500	6590	1168	0,23	0,08	2	H	177	41	0,36	1,70	1,63	0,95
69	500	6575	1120	0,35	0,14	2	H	229	79	0,69	1,86	1,81	0,99
70	500	6150	910	0,46	0,23	2	H	210	96	0,84	1,88	1,89	1,00
71	500	6150	910	0,29	0,10	2	H	265	77	0,67	1,88	1,82	0,99
72	500	7160	876	0,45	0,23	2	H	387	173	1,52	1,83	1,81	0,99
73	630	7408	1339	0,48	0,26	2	G	467	225	1,97	1,85	1,83	0,99
74	500	8500	880	0,40	0,18	2	H	315	126	1,10	1,90	1,92	1,00
75	500	6900	760	0,35	0,15	2	H	327	113	0,99	1,81	1,85	0,99
76	800	10500	1240	0,39	0,19	2	G	426	166	1,46	1,76	1,69	0,98
77	630	8850	1040	0,36	0,18	2	G	480	171	1,50	1,68	1,63	0,97
78	500	4960	800	0,36	0,15	2	H	248	89	0,78	1,87	1,86	0,99
79	630	5909	760	0,05	0,00	2	H	236	12	0,10	1,83	1,77	0,67
80	1250	9474	798	0,53	0,30	2	H	469	249	2,18	1,88	1,88	0,99
81	1250	9423	790	0,40	0,18	2	H	377	151	1,32	1,88	1,84	0,99
82	1250	9454	794	0,40	0,18	2	G	72	29	0,25	1,90	1,85	0,98
83	800	10650	1200	0,38	0,26	2	G	435	165	1,44	1,41	1,32	0,94
84	800	6659	551	0,44	0,20	2	H	82	36	0,31	1,96	1,95	1,00
85	500	8215	776	0,44	0,23	2	G	225	99	0,86	1,78	1,74	0,95
86	500	7132	788	0,38	0,19	2	H	376	141	1,24	1,71	1,61	0,88
87	800	6662	539	0,47	0,26	2	H	159	75	0,66	1,79	1,73	0,98
88	1250	9495	993	0,55	0,36	2	G	488	267	2,34	1,69	1,58	0,99
89	630	5273	452	0,45	0,22	2	H	398	178	1,56	1,85	1,87	1,00
90	800	8266	623	0,52	0,29	2	H	76	39	0,34	1,89	1,85	0,99
Cluster 1*	13065	136698	16294	0,59	0,37	-	-	4652	2740	24,00		1,83	0,95
Cluster 2*	24170	209519	22172	0,55	0,36	-	-	8717	4795	42,00		1,65	0,99
Cluster 3*	19700	203543	23221	0,58	0,36	-	-	5385	3109	27,23		1,82	0,99
Cluster 4*	23365	238737	28180	0,61	0,39	-	H	5921	3605	31,00		1,88	0,98
Cluster 5*	33570	311023	33507	0,57	0,39	-	G	12362	7039	61,66		1,67	0,99
Cluster 6*	56935	549760	61687	0,60	0,40	-	-	17754	10644	93,23		1,75	0,98

*Die zur Berechnung herangezogenen Cluster 1-6 wurden zufällig durch Summation einzelner Transformatorlastgänge erzeugt

10.2 Arbeitsverlustfaktoren – Abweichung

Folgende Abbildung 128 zeigt prinzipiell die Problematik einer Anwendung von Summenlastprofilen zur Arbeitsverlustfaktorbestimmung von Betriebsmitteln, welche nur einen Teil der Summenlastkurve abbilden.

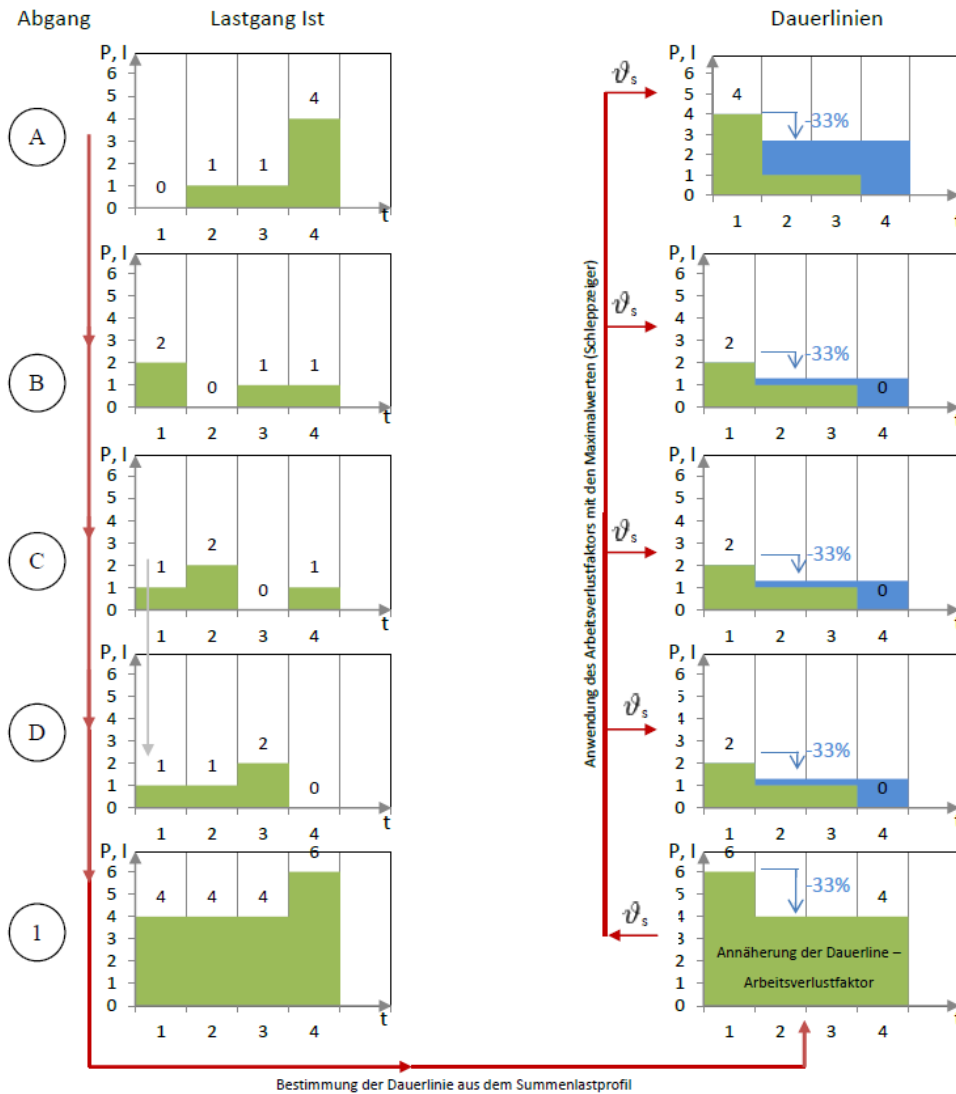


Abbildung 128: Problematik der Verwendung von Arbeitsverlustfaktoren aus übergeordneten Netzebenen anhand eines veranschaulichten Beispiels

Tabelle 22: Anwendungsproblematik von Arbeitsverlustfaktoren aus übergeordneten Netzebenen - Ergebnisse

W_{verl} (real)	W_{verl} (inkorrekt AVF)	W_{trans} (real)	W_{trans} (inkorrekt AVF)
$0+12+12+42=18$	$2,72+2,72+2,72+42= 37,9$	$0+1+1+4= 6$	$4+2,7+2,7+2,7= 12$
$22+02+12+12=6$	$1,32+1,32+1,32+22= 9$	$2+0+1+1= 4$	$2+1,3+1,3+1,3= 6$
$12+22+02+12=6$	$1,32+1,32+1,32+22= 9$	$1+2+0+1= 4$	$2+1,3+1,3+1,3= 6$
$12+12+22+02=6$	$1,32+1,32+1,32+22= 9$	$1+1+2+0= 4$	$2+1,3+1,3+1,3= 6$
$\Sigma = 36$	$\Sigma = 64,9$	$\Sigma = 18$	$\Sigma = 30$

10.3 Arbeitsverlustfaktoren - Wirk-/ Blindleistungsverhalten

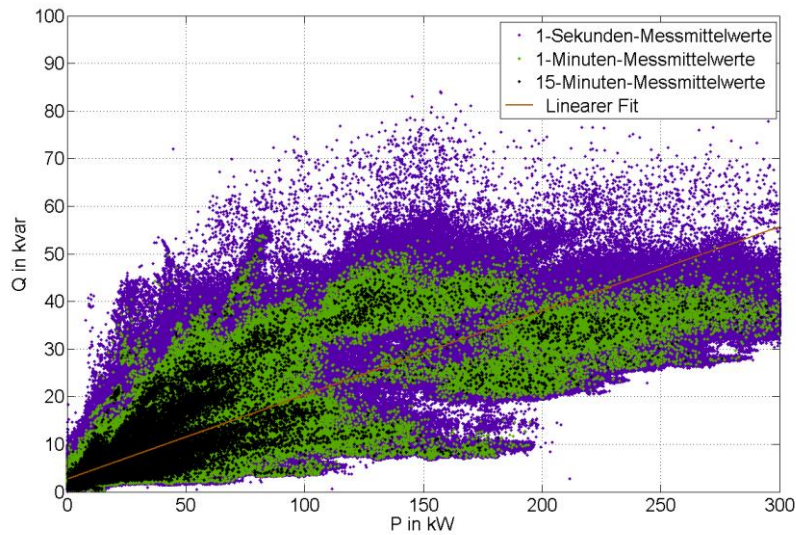


Abbildung 129: P/Q-Diagramm sämtlicher Transformatorabgänge – Auswirkung einer Variation der Messwertmittelungszeiten

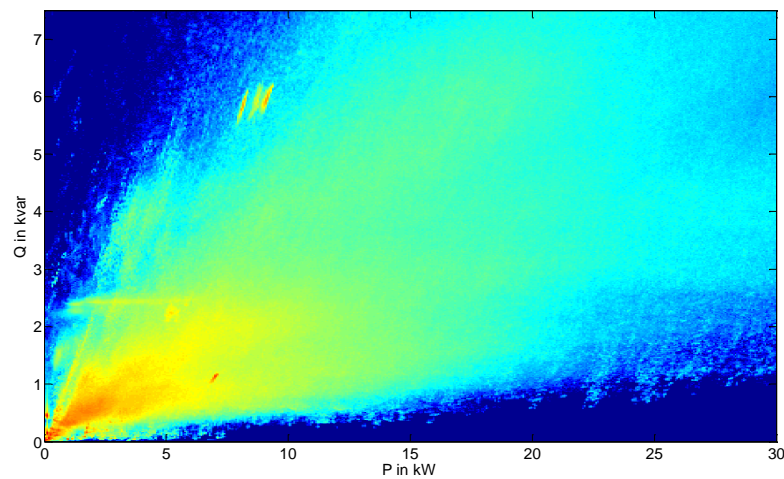


Abbildung 130: P/Q-Diagramm sämtlicher Transformatorabgänge aus Kap. 4 – Messung Kap. 10.4 – Carpet Plot – exponentielle Darstellung

10.4 Hochaufgelöste Messungen im Niederspannungsnetz

Zur Bestimmung des tatsächlichen Lastgeschehens im Niederspannungsnetz wurden Messungen an unterschiedlichen Netzknoten durchgeführt. Diese Messungen wurden vor allem zur Bestimmung der Dimension und Auswirkung von kurzzeitigen Lastschwankungen sowie der unsymmetrisch auftretenden Lasten durchgeführt.

10.4.1 Datenschutzrechtliche Betrachtung

Nicht erst seit in Deutschland erste Bedenken gegen die flächendeckende Einführung der Smart-Meter-Energiedatenerfassung geäußert wurden, ist bekannt, wie heikel der Umgang mit benutzerspezifischem Datenmaterial sein kann. Aus diesem Grund war vor Beginn der Messungen die rechtliche Situation zu klären, inwieweit die Durchführung von zeitnahen Belastungsmessungen in privaten Kundenanlagen sowie in übrigen Netzbereichen zulässig ist.

Auszug aus dem Datenschutzgesetz „Wissenschaftliche Forschung und Statistik“

§ 46. (1) Für Zwecke wissenschaftlicher oder statistischer Untersuchungen, die keine personenbezogenen Ergebnisse zum Ziel haben, darf der Auftraggeber der Untersuchung alle Daten verwenden, die

1. öffentlich zugänglich sind oder
2. er für andere Untersuchungen oder andere Zwecke zulässigerweise ermittelt hat oder
3. für ihn nur indirekt personenbezogen sind.

Andere Daten dürfen nur unter den Voraussetzungen des Abs. 2 Z 1 bis 3 verwendet werden.

(2) Bei Datenanwendungen für Zwecke wissenschaftlicher Forschung und Statistik, die nicht unter Abs. 1 fallen, dürfen Daten nur

1. gemäß besonderen gesetzlichen Vorschriften oder
2. mit Zustimmung des Betroffenen oder
3. mit Genehmigung der Datenschutzkommission gemäß Abs. 3 verwendet werden.

(3) Eine Genehmigung der Datenschutzkommission für die Verwendung von Daten für Zwecke der wissenschaftlichen Forschung oder Statistik ist auf Antrag des Auftraggebers der Untersuchung zu erteilen, wenn

1. die Einholung der Zustimmung der Betroffenen mangels ihrer Erreichbarkeit unmöglich ist oder sonst einen unverhältnismäßigen Aufwand bedeutet und
2. ein öffentliches Interesse an der beantragten Verwendung besteht und
3. die fachliche Eignung des Antragstellers glaubhaft gemacht wird.

Sollen sensible Daten ermittelt werden, muss ein wichtiges öffentliches Interesse an der Untersuchung vorliegen; weiters muss gewährleistet sein, dass die Daten beim Auftraggeber der Untersuchung nur von Personen verwendet werden, die hinsichtlich des Gegenstandes der Untersuchung einer gesetzlichen Verschwiegenheitspflicht unterliegen oder deren diesbezügliche Verlässlichkeit sonst glaubhaft ist. Die Datenschutzkommission kann die Genehmigung an die Erfüllung von Bedingungen und Auflagen knüpfen, soweit dies zur Wahrung der schutzwürdigen Interessen der Betroffenen, insbesondere bei der Verwendung sensibler Daten, notwendig ist.

(3a) Einem Antrag nach Abs. 3 ist jedenfalls eine vom Verfügungsbefugten über die Datenbestände, aus denen die Daten ermittelt werden sollen, oder einem sonst darüber Verfügungsbefugten unterfertigte Erklärung anzuschließen, dass er dem Auftraggeber die Datenbestände für die Untersuchung zur Verfügung stellt. Anstelle dieser Erklärung kann auch ein diese Erklärung ersetzender Exekutionstitel (§ 367 Abs. 1 der Exekutionsordnung – EO, RGBI. Nr. 79/1896) vorgelegt werden.

(4) Rechtliche Beschränkungen der Zulässigkeit der Benützung von Daten aus anderen, insbesondere urheberrechtlichen Gründen bleiben unberührt.

(5) Auch in jenen Fällen, in welchen gemäß den vorstehenden Bestimmungen die Verwendung von Daten für Zwecke der wissenschaftlichen Forschung oder Statistik in personenbezogener Form zulässig ist, ist der direkte Personsbezug unverzüglich zu verschlüsseln, wenn in einzelnen Phasen der wissenschaftlichen oder statistischen Arbeit mit nur indirekt personenbezogenen Daten das Auslangen gefunden werden kann. Sofern gesetzlich nicht ausdrücklich anderes vorgesehen ist, ist der Personsbezug der Daten gänzlich zu beseitigen, sobald er für die wissenschaftliche oder statistische Arbeit nicht mehr notwendig ist.

Auslegungen

Sieht man nun die TU Graz respektive den Dissertanten im Verbund mit dem unterstützenden Elektrizitätsunternehmen als Auftraggeber der Datenanwendung, indem er gemeinsam mit dieser die Entscheidung trifft, die Daten für den Zweck der wissenschaftlichen Forschung zu verarbeiten, so ist keine gesonderte Zustimmung der Kunden erforderlich. Die Messdaten werden bereits bei der Speicherung anonymisiert, daher ist im Datenmaterial zu keiner Zeit ein Personenbezug abzuleiten. Durchgeführte Messungen an Leitungen, welche im Eigentum des Elektrizitätsunternehmens stehen, sind immer möglich.

Eine Weitergabe von Daten zu Forschungswecken ist jedenfalls dann zulässig, wenn die TU Graz die Daten im Auftrag eines Netzbetreibers im Rahmen eines konkreten Forschungsprojektes zu gesetzlich besonders gerechtfertigten Zwecken (sei es zum besonderen Verwendungszweck für Wissenschaft und Forschung oder z.B. zu Zwecken der Energielenkung) verwendet. Ein Unterschied in der Beurteilung nach DSGVO und EIWOG könnte sich insoweit ergeben, als dass aus dem EIWOG nicht ersichtlich ist, inwieweit Forschungsergebnisse publiziert werden dürfen.

Es kann aber davon ausgegangen werden, dass generell nur anonymisierte bzw. nicht rückführbare Ergebnisse, die keine personenbezogenen Daten enthalten, publizistisch, und damit auch im Rahmen einer Diplomarbeit, verwertet werden dürfen.

10.4.2 Anforderungen an das Messsystem

Zusammenfassend können folgende Anforderungen an das Messsystem angegeben werden:

- Transportabilität
- Einfacher und schneller Auf- und Abbau in Ortsnetzstationen
- Hohe Anzahl von Messkanälen
- Hohe Speicherkapazität für hoch aufgelöste Messwertaufzeichnung über mehrere Wochen
- Spannungs-/ Strommessung
- Externe Kontrolle sowie externer Zugriff auf Messdaten
- Einfache Bedienbarkeit

10.4.3 Prinzipielle Darstellung des Messaufbaus

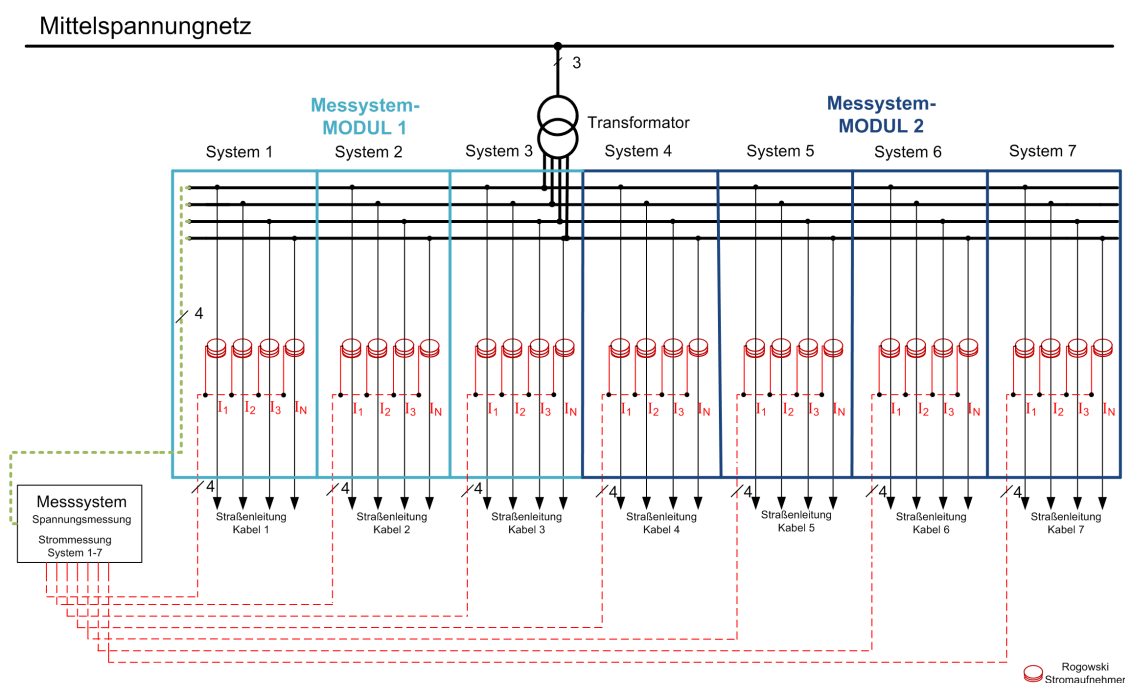


Abbildung 131: Prinzipielle Darstellung des Messaufbaus

10.4.4 Detailaufstellung durchgeführter Messungen

Für weitere Details zu den durchgeführten Messungen wird auf den Abschlussbericht zum Forschungsprojekt Smart Loss Reduction (Institut für Elektrische Anlagen - TU Graz, 2012) verwiesen.

10.5 Lastzusammensetzung der einzelnen Messpunkte

Messpunkt	H0	G0	G1	G2	G3	G4	ULA	ULB	ULC	ULD	ULE	ULF	HF
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
1	62	1	11	19	0	2	1	0	4	0	0	0	0
2	86	0	11	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
3	45	0	1	19	0	0	20	0	14	0	0	0	0
4	70	3	9	8	0	2	3	0	5	0	0	0	0
5	58	11	6	0	0	16	1	0	8	0	0	0	0
6	88	0	11	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
7	84	2	11	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
8	62	1	11	19	0	2	1	0	4	0	0	0	0
9	86	0	11	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
10	45	0	1	19	0	0	20	0	14	0	0	0	0
11	70	3	9	8	0	2	3	0	5	0	0	0	0
12	58	11	6	0	0	16	1	0	8	0	0	0	0
13	88	0	11	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
14	84	2	11	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
15	75	2	8	0	0	0	15	0	0	0	0	0	0
16	69	0	5	0	0	0	26	0	0	0	0	0	0
17	81	0	0	0	0	5	14	0	0	0	0	0	0
18	81	0	0	0	0	7	12	0	0	0	0	0	0
19	86	0	4	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0
20	78	0	0	0	0	5	3	14	0	0	0	0	0
21	81	0	1	0	0	3	5	9	0	0	0	0	0
22	0	78	0	0	22	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	92	4	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	74	1	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	25	25	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0
28	0	8	22	0	0	70	0	0	0	0	0	0	0
29	67	2	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
31	3	1	27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	70
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
35	77	11	0	0	0	8	2	0	0	2	0	0	0
36	60	0	0	0	0	40	0	0	0	0	0	0	0
37	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	75	0	0	0	0	0	11	0	0	14	0	0	0
39	72	28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
41	19	18	17	35	3	1	0	0	0	0	0	6	0
42	67	0	0	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0
43	44	5	13	26	1	6	3	0	0	1	0	2	0
44	94	0	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0
45	0	0	31	50	0	19	0	0	0	0	0	0	0
46	88	0	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0
47	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
48	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
55	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
56	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
57	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
58	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
61	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
62	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
63	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
64	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
65	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
66	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
67	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

10.6 Verlustkorrekturfaktoren LCF

Eine Darstellung der messwertbasierten Verluste als Vielfaches der standardprofilbasierten Verluste stellt aufgrund der großen Faktoren eine unübersichtliche Abbildung dar. Zu Vergleichszwecken ist diese folgend abgebildet. Die hohen Abweichungen speziell bei geringen übertragenen Energiemengen sind gut ersichtlich.

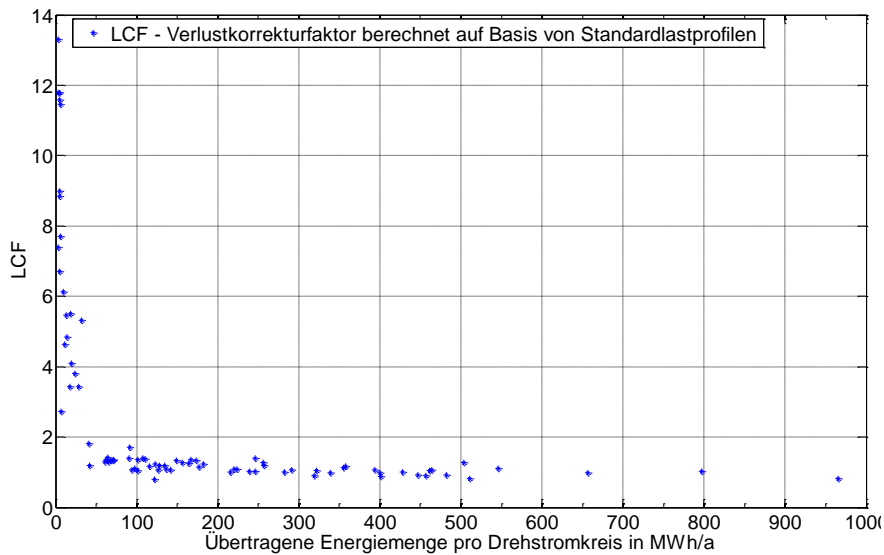


Abbildung 132: Verlustkorrekturfaktoren LCF

10.7 Anhang zur messdatenbasierten Verlustermittlung

10.7.1 Verluste von Sicherungseinrichtungen

Tabelle 23: Verluste von NH-Sicherungen nach (Falkenberg, 2006)

Bemessungsstrom IN	Verlustleistung bei IN	Widerstand R	Bemessungsstrom IN	Verlustleistung bei IN	Widerstand R
A	W	Ω	A	W	Ω
25	3,1	0,00486	300	24	0,00026667
35	3,3	0,00285467	315	24,2	0,00024389
50	4,1	0,00164	355	30	0,00023805
63	5,4	0,00136054	400	33	0,00020625
80	7,3	0,00114063	425	33	0,0001827
100	7,8	0,00078	500	37	0,000148
125	11	0,000704	600	24	0,00026667
160	14	0,00054688	630	24,2	0,00024389
200	17,2	0,00043	710	30	0,00023805
224	18,8	0,00037468	800	33	0,00020625
250	21,5	0,000344			

10.7.2 Angenommene Leistungsfaktoren

Tabelle 24: Verwendete Leistungsfaktoren je Kundengruppe

Profil	$\cos(\phi)$	
H0, HA, HF	0,97	Haushalt
ULA, ULB, ULC, U0, U1	1	Wasser und Nachtspeicher
G0, G1, G2, G3, G4, G5, G6	0,95	Gewerbe
L0, L1	0,92	Landwirtschaft
E1	1	Einspeisung PV
E0	0,95	Einspeisung KWK, WKW, Biogas
B1	1	Beleuchtung
LP	0,95	Lastprofilgezählte Kunden

10.7.3 Berücksichtigte Standardlastprofile

Tabelle 25: Berücksichtigte Standardlastprofile

1	H0	Haushalt
2	G0	Gewerbe allgemein
3	G1	Gewerbe werktags 8-18
4	G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
5	G3	Gewerbe durchlaufend
6	G4	Laden/Friseur
7	G5	Bäckerei mit Backstube
8	G6	Wochenendbetrieb
9	L0	Landwirtschaftsbetriebe
10	L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebene
11	L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe
12	U0	Warmwasserbereitung unterbrechbar
13	U1	Heizung unterbrechbar
14	E0	Wasserkraft, Windkraft, Biogas
15	E1	Photovoltaik
17	ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
16	ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
19	ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
18	ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
21	ULF	Mischanlage mit Tagnachladung
20	ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung
25	HF	Haushalt mit Speicherheizung an einem Zählpunkt
24	HA	Haushalt mit Warmwasserspeicher an einem Zählpunkt
27	B1	Öffentliche Beleuchtung
26	G7	Mobilfunkstationen

10.8 Angewandte Verteilfunktionen

Folgende Funktionen wurden im Rahmen der probabilistischen Erzeugung von Verbrauchsprofilen angewendet:

10.8.1 Lognormale Verteilfunktion

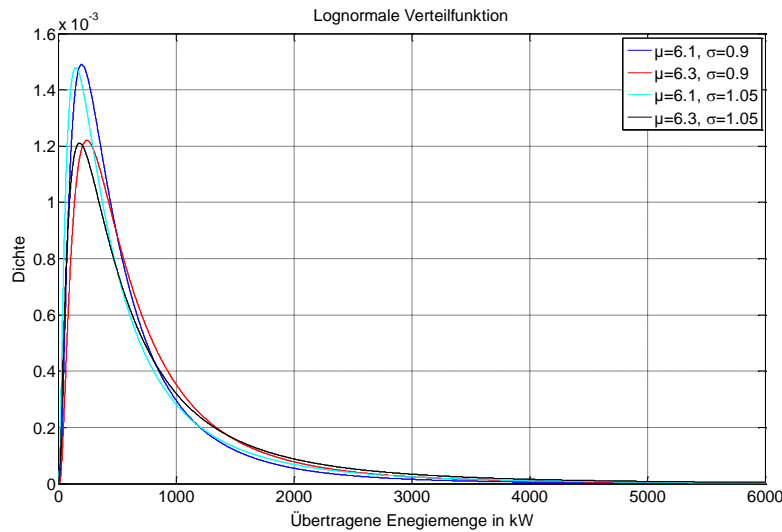


Abbildung 133: Angewandte Variationen der lognormalen Verteilfunktion

10.8.2 Allgemeine Grenzwertfunktion

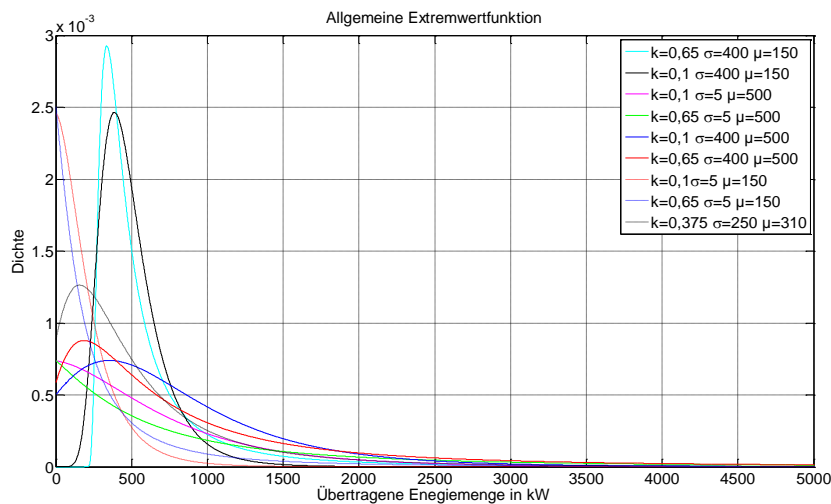


Abbildung 134: Variationen der allgemeinen Grenzwertfunktion

10.9 Detaildarstellung Berechnungsergebnisse

10.9.1 Siedlungsstrukturelle Räume - Detailergebnisse

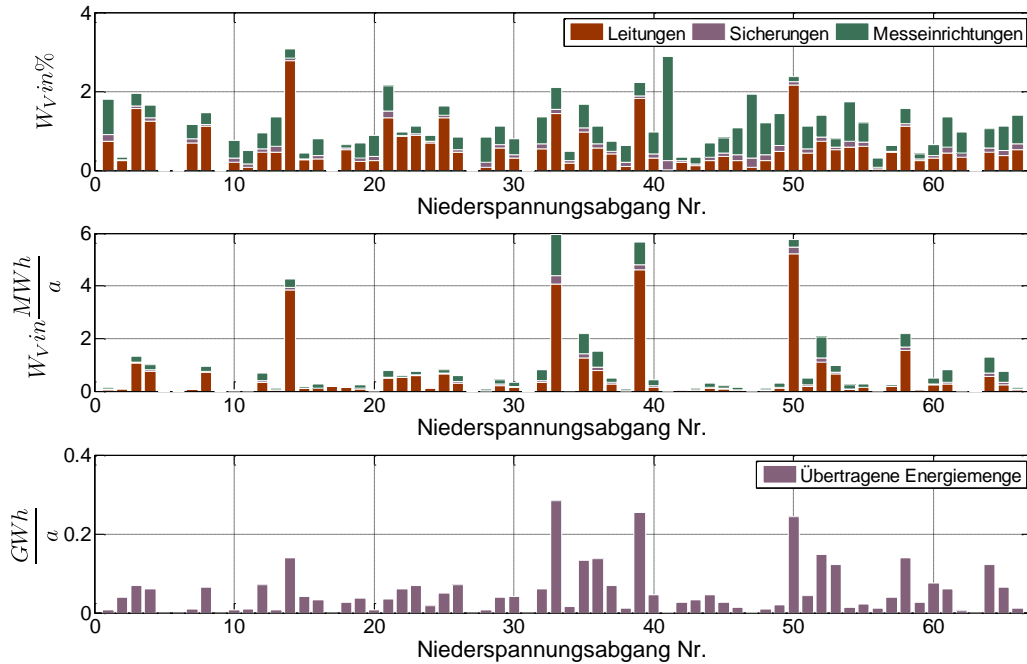


Abbildung 135: Siedlungsstruktur „Rural“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors

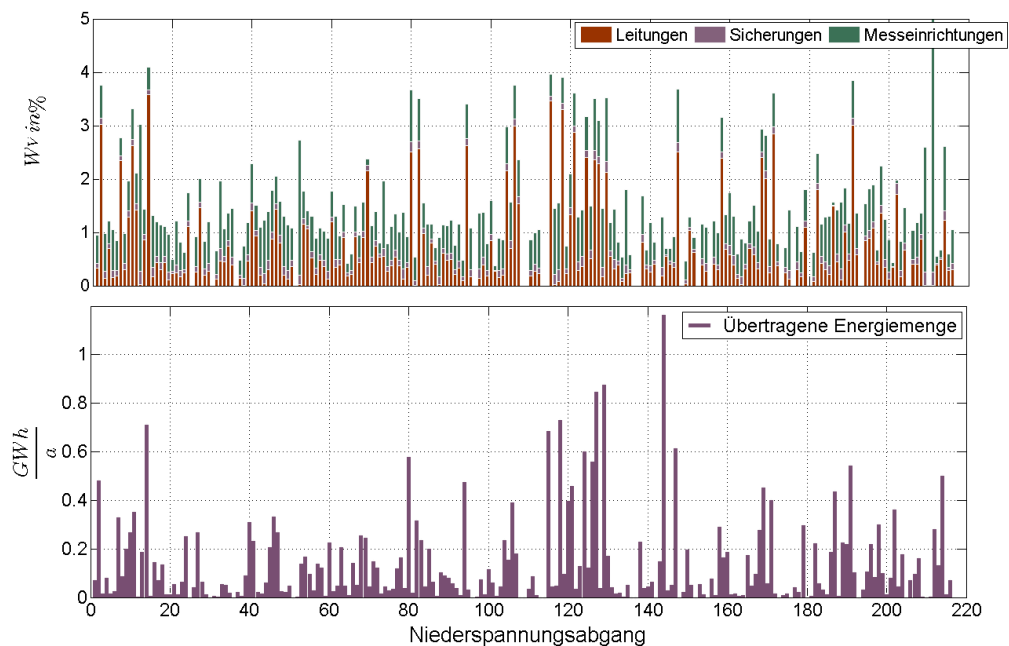


Abbildung 136: Siedlungsstruktur „Village“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors

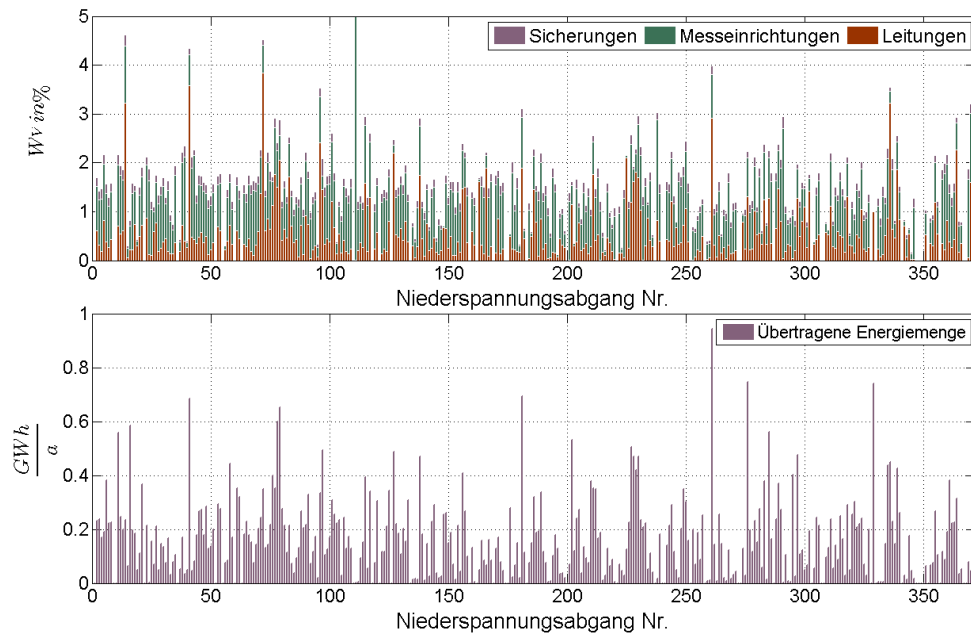


Abbildung 137: Siedlungsstruktur „Provincial Suburban“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors

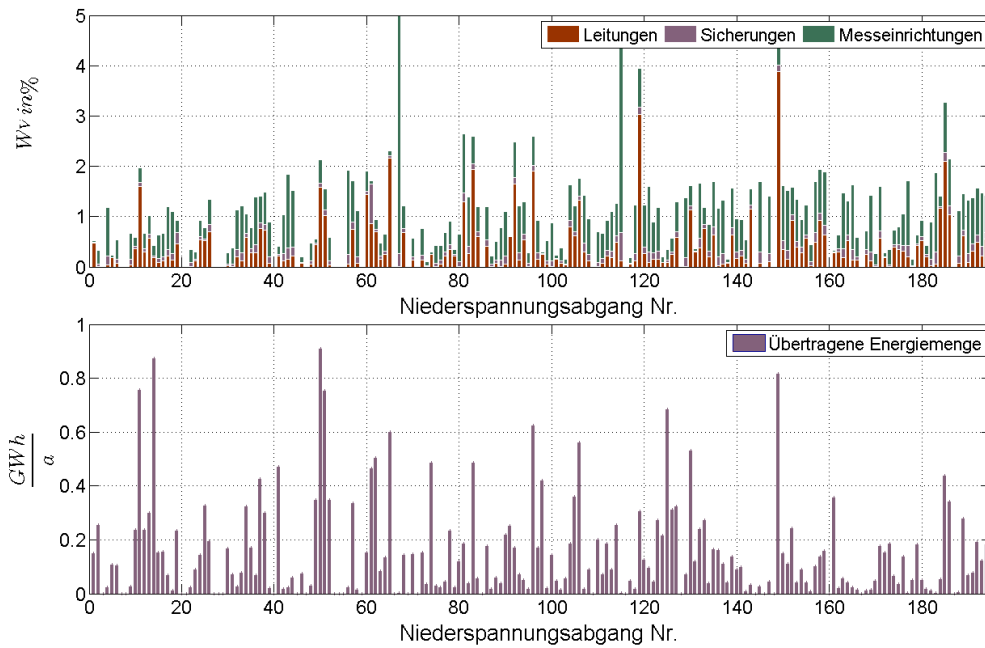


Abbildung 138: Siedlungsstruktur „Provincial Urban“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors

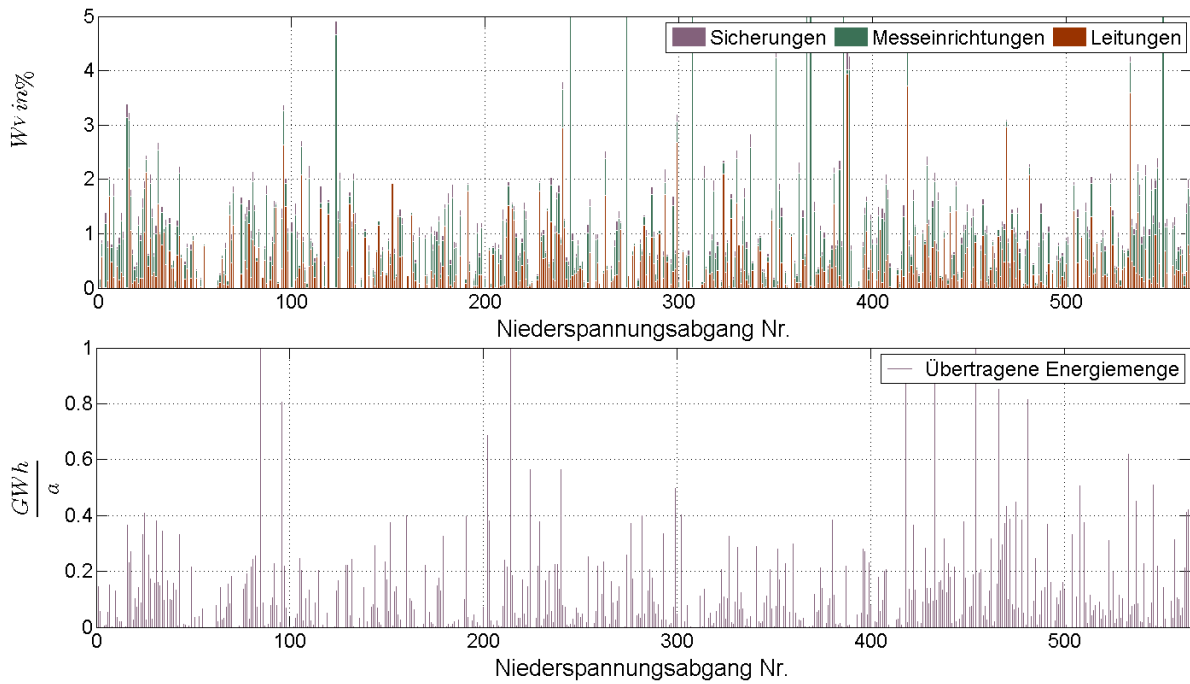


Abbildung 139: Siedlungsstruktur „Commerce“. Relatives Verlustaufkommen (oben) und abgegebene Energiemenge (unten) unter Berücksichtigung des Verlustkorrekturfaktors

10.9.2 Verlustkorrekturfaktoren im Vergleich

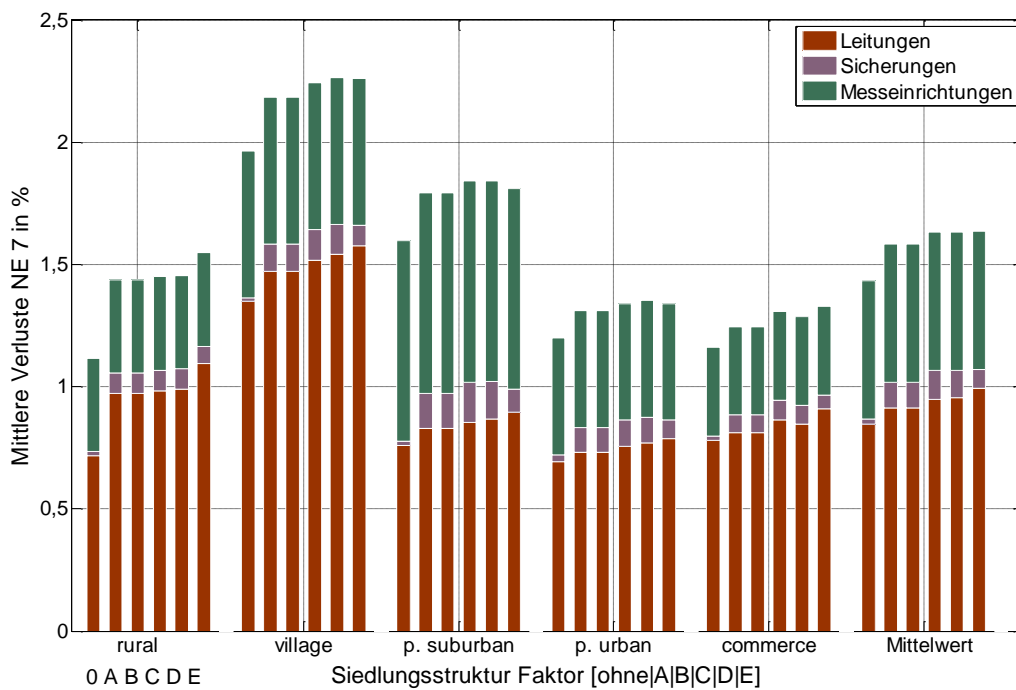


Abbildung 140: Auswirkung der untersuchten Verlustkorrekturfaktoren im Vergleich

10.9.3 Resultierende Verlustleistung

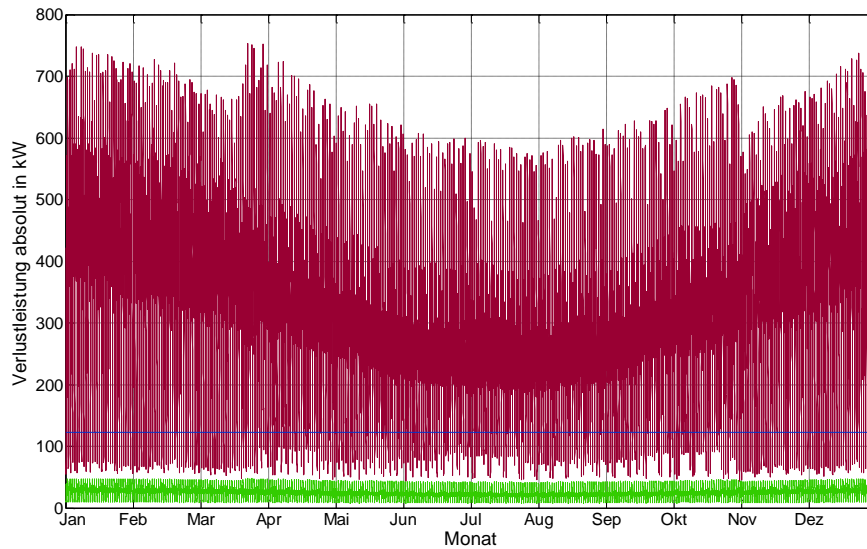


Abbildung 141: Grafische Darstellung der gesamten resultierenden Verlustenergiemenge Sicherungen (grün), Leiter (rot), Messeinrichtungen (blau)

10.9.4 Verlustentwicklung bei dezentraler Einspeisung

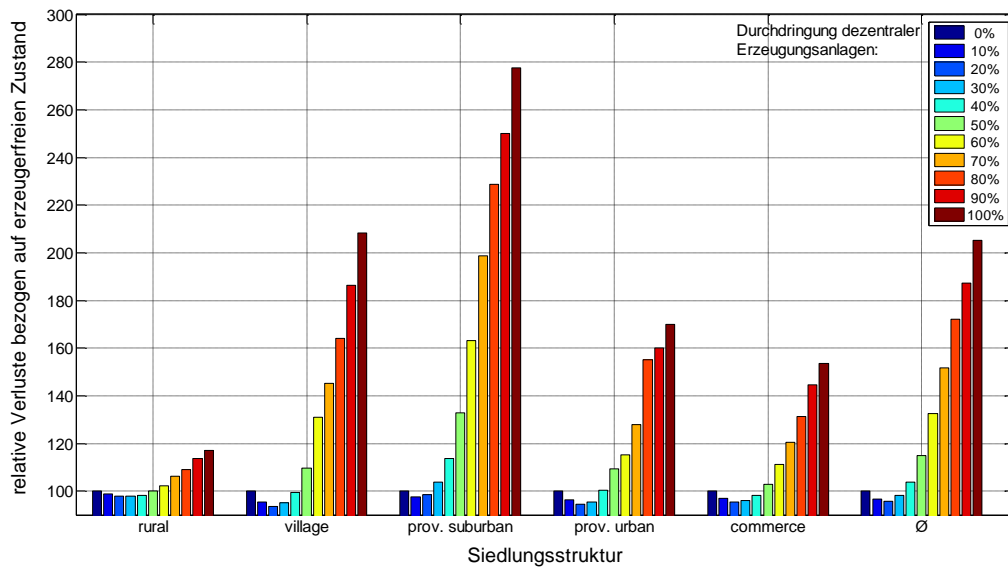


Abbildung 142: Verlustentwicklung bei dezentraler Einspeisung (PV-4000) bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden

10.9.5 Einspeiseprofil BHKW 4000 kWh

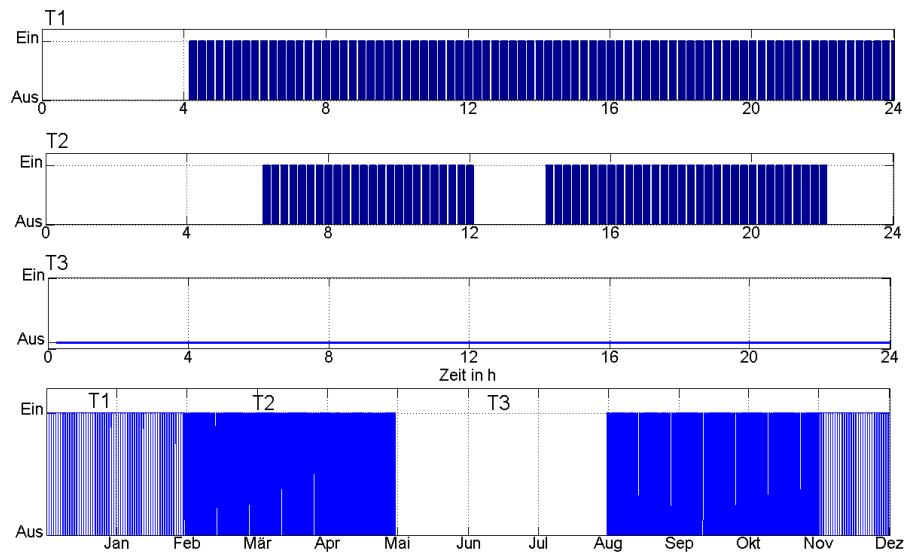


Abbildung 143: Einspeiseprofil BHKW 4000 kWh

10.9.6 Einspeiseprofil BHKW 2500 kWh

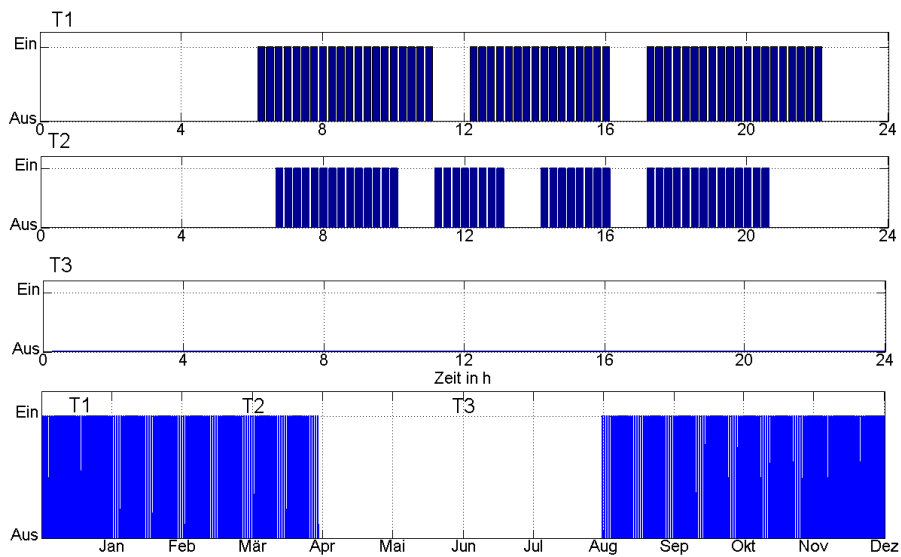


Abbildung 144: Einspeiseprofil BHKW 2500 kWh

10.10 Messkonzept zur Messung des Energiebedarfs von Zählerinrichtungen

10.10.1 Bestimmung des Energiebedarfs im Leerlauf

Zur Bestimmung des Eigenverbrauchs eines Smart Meters wird die Differenz zwischen Eingangswirkleistung ($p_i(t)$) und Ausgangswirkleistung ($p_o(t)$) ermittelt (siehe folgende Abbildung).

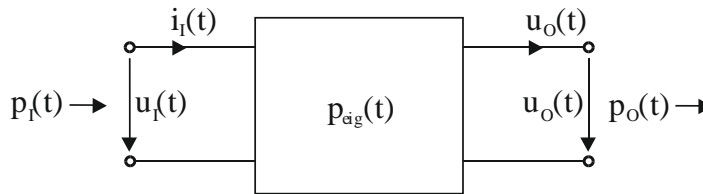


Abbildung 145: Eigenverbrauch p_{eig} eines einphasigen Smart Meter

Die Eingangswirkleistung $p_i(t)$ und die Ausgangswirkleistung $p_o(t)$ ergeben sich zu:

$$p_i(t) = u_i(t) \cdot i_i(t)$$

$$p_o(t) = u_o(t) \cdot i_o(t)$$

$p_i(t)$... Eingangswirkleistung (Momentanwert)

$p_o(t)$... Ausgangswirkleistung (Momentanwert)

$u_i(t)$... Eingangsspannung (Momentanwert, netzseitig)

$u_o(t)$... Ausgangsspannung (kundenseitig)

$i_i(t)$... Eingangsstrom (Momentanwert)

$i_o(t)$... Ausgangsstrom (Momentanwert)

$$p_{\text{eig}}(t) = \Delta p(t) = p_i(t) - p_o(t) = u_i(t) \cdot i_i(t) - u_o(t) \cdot i_o(t)$$

Für eine vereinfachte Betrachtung werden dazu die lastabhängigen Verluste vernachlässigt und eine Leerlaufmessung an Smart Metern verschiedener Hersteller durchgeführt, der Messaufbau kann dazu wie folgt dargestellt werden.

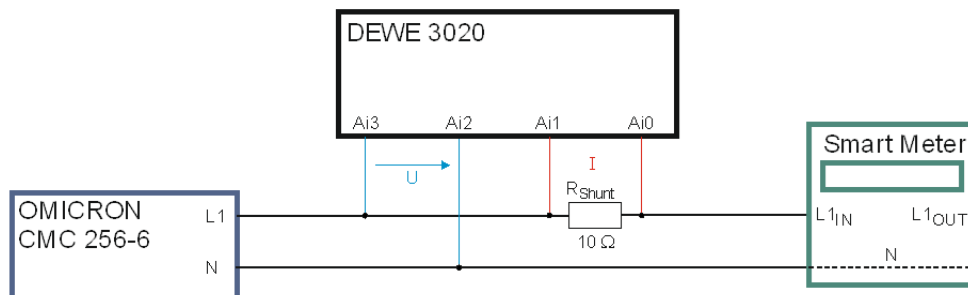


Abbildung 146: Messaufbau zur Bestimmung der Leerlaufverluste

10.10.2 Messabweichung im Leerlauf (Shuntmessung)

Die gesamte Messabweichung ist abhängig von der Messgenauigkeit der Spannung, dem Strom und dessen eingeschlossenem Phasenwinkel.

Die Berechnung der Messabweichung soll bei einer Frequenz von 50 Hz, also bei $k=1$, beispielhaft gezeigt werden. Wird zur Messung des Stromes ein Shunt-Widerstand verwendet, so kann folgendes beschrieben werden:

$$P = U_U \cdot \frac{U_{Shunt}}{R_{Shunt}} \cdot \cos \varphi$$

U_{Shunt} ... Spannungsabfall am Widerstand

U_U ... Spannung

R_{Shunt} ... Widerstandswert des Shunts

φ ... Winkel zwischen U_U und U_i

Das Fehlerfortpflanzungsgesetz nach Gauß für das Produkt mehrerer voneinander unabhängiger Größen, betreffend der maximalen, absoluten Abweichung, ist wie folgt beschrieben:

$$\Delta f = \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \cdot \Delta x_i \right)^2}$$

Δf ... Maximale absolute Messabweichung laut Fehlerfortpflanzungsgesetz

Δx_i ... Absolute Messabweichung der Eingangsgröße x_i

N ... Anzahl der berücksichtigten Eingangsgrößen

Daraus ergibt sich die absolute Messabweichung zu

$$\frac{\Delta P}{P} = \sqrt{\left(\frac{\Delta U_U}{U_U} \right)^2 + \left(\frac{\Delta U_{Shunt}}{U_{Shunt}} \right)^2 + \left(\frac{\Delta R_{Shunt}}{R_{Shunt}} \right)^2 + (\tan(\varphi) \cdot \Delta \varphi)^2}$$

Relative Abweichung der Spannung

Die gesamte maximale absolute Messabweichung der Spannung ΔU_U setzt sich aus der Messbereichsabweichung ΔU_{Range} und der Messwertabweichung $\Delta U_{Reading}$ zusammen und errechnet sich zu:

$$\Delta U_U = \Delta U_{Range} + \Delta U_{Reading}$$

$$\Delta U_U = 0,05 \% \cdot 400 \text{ V} + 0,05 \% \cdot 230 \text{ V} = 0,315 \text{ V}$$

Durch Division der absoluten Messabweichung durch die Spannung ergibt sich die gesamte maximale relative Messabweichung zu:

$$\frac{\Delta U_U}{U_U} = \frac{0,315 \text{ V}}{230 \text{ V}} \cdot 100 \% = 0,137 \%$$

10.10.3 Relative Abweichung der stromproportionalen Spannung

Die gesamte maximale Messabweichung ΔU_{Shunt} der stromproportionalen Spannung setzt sich aus der Messbereichsabweichung und der Messwertabweichung der verwendeten Messkarten zusammen und errechnet sich zu:

$$\Delta U_{Shunt} = 0,05 \% \cdot 1 V + 0,04 \% \cdot 0,33 V = 0,63 mV$$

Durch Division der absoluten Messabweichung durch die jeweilige stromproportionale Spannung der Messreihe ergibt sich die gesamte maximale relative Messabweichung zu:

$$\frac{\Delta U_{Shunt}}{U_{Shunt}}$$

Genauigkeit des Messshunts

$$\frac{\Delta R_{Shunt}}{R_{Shunt}} = 0,1 \% \quad (\text{lt. Aufdruck am Widerstand})$$

Absolute Messabweichung des Phasenwinkels

Die Absolute Messabweichung des Phasenwinkels lässt sich lt. Datenblättern bestimmen.

$$\Delta \varphi = \Delta \varphi_I + \Delta \varphi_U = 0,01^\circ + 0,01^\circ = 0,02^\circ$$

Somit lassen sich die Messabweichungen für einphasige und dreiphasige Zähler wie folgt bestimmen. Der letzte Term kann aufgrund seiner Größenordnung vernachlässigt werden.

$$\frac{\Delta P_{1ph}}{P} = \sqrt{\left(\frac{\Delta U_U}{U_U}\right)^2 + \left(\frac{\Delta U_{Shunt}}{U_{Shunt}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta R_{Shunt}}{R_{Shunt}}\right)^2 + (\tan(\varphi) \cdot \Delta \varphi)^2}$$

$$\frac{\Delta P_{3ph}}{P} = \frac{\Delta P_{L1} + \Delta P_{L2} + \Delta P_{L3}}{P} \cdot 100 \%$$

Aus diesen Berechnungen ergeben sich folgende relative Messabweichungen in %:

Zähler	Relative Messabweichung			Zähler	Relative Messabweichung
	L1	L2	L3		
3-phasige				1-phasige	L1
Ferr-1	0,35	0,34	0,35	Ferr_1	0,39
Ferr-2	0,46	0,45	0,44	SM-1	0,37
Ferr-3	0,37	0,36	0,36	SM-2	0,61
SM-1	0,46	0,48	0,44	SM-3	0,65
SM-2	0,25	0,86	0,69	SM-4	0,33
SM-3	0,25	0,55	0,55	SM-5	0,24
SM-4	0,71	0,71	0,67		
SM-5	0,59	0,60	0,61		
SM-6	1,26	1,25	1,20		

Abbildung 147: Relative Messabweichungen bei der Smart-Meter-Energiebedarfsmessung

10.11 Investitionsrechnung

10.11.1 Leiterkosten

Tabelle 26: Für Kalkulationen angewendete Kostenparameter

Kosten	Querschnitt	l _{max} (ca)	Leiter- kosten	Installation	Tiefbau			Gesamtkosten		
					Ann.	Rural	P.Suburban	P. Urban	Rural	P. Suburban
	mm ²	A	€/km		€/km	€/km	€/km	€/km	€/km	€/km
CU 16	107	5700	5000	9500	23200	38000	20100	33900	48700	
CU 25	138	13400	5000	9500	23200	38000	27900	41600	56400	
CU 35	174	17600	5000	9500	23200	38000	32000	45700	60500	
CU 50	206	23100	5000	9500	23200	38000	37500	51300	66100	
CU 70	254	31400	5000	9500	23200	38000	45900	59600	74400	
CU 95	307	41900	5000	9500	23200	38000	56300	70000	84800	
CU 120	348	53100	9000	9500	23200	38000	71600	85300	100100	
CU 150	393	64000	9000	9500	23200	38000	82500	96200	111000	
CU 185	445	80100	9000	9500	23200	38000	98500	112200	127000	
CU 240	517	108000	9000	9500	23200	38000	126500	140200	155000	
CU 300	583	135000	9000	9500	23200	38000	153500	167200	182000	
AL 16	78	2900	5000	9500	23200	38000	17300	31000	45800	
AL 25	100	4000	5000	9500	23200	38000	18500	32200	47000	
AL 35	125	4300	5000	9500	23200	38000	18800	32500	47300	
AL 50	150	4800	5000	9500	23200	38000	19200	32900	47700	
AL 70	185	6100	5000	9500	23200	38000	20600	34300	49100	
AL 95	220	7700	5000	9500	23200	38000	22200	35900	50700	
AL 120	255	9100	9000	9500	23200	38000	27600	41300	56100	
AL 150	290	11200	9000	9500	23200	38000	29700	43400	58200	
AL 185	330	13900	9000	9500	23200	38000	32300	46100	60800	
AL 2x185	660	27700	9000	9500	23200	38000	46200	59900	74700	
AL 240	375	17500	9000	9500	23200	38000	36000	49700	64500	
AL 2x240	750	35000	9000	9500	23200	38000	53400	67200	82000	
AL 300	430	30900	9000	9500	23200	38000	49300	63100	77900	
AL 2x300	860	61800	9000	9500	23200	38000	80200	94000	108800	

10.11.2 Transformator - Leerlaufverluste

Tabelle 27: Transformatorleerlaufverluste nach EN50464-1

Leerlaufverluste 8760h					
Nennleistung	Effizienzgruppe nach EN 50464-1				
	E0	D0	C0	B0	A0
kVA	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
100	2803	2278	1840	1577	1270
160	4030	3285	2628	2278	1840
250	5694	4643	3723	3154	2628
315	6745	5519	4555	3854	3154
400	8147	6570	5344	4555	3767
500	9636	7709	6307	5344	4468
630	11388	9023	7534	6395	5256
800	12264	10074	8147	7008	5694
1250	18396	15330	11826	10074	8322

10.11.1 Transformator - Kalkulation

Tabelle 28: Transformator - Investitionskosten

Baugröße in kVA	Kosten in €/kVA
160-250	13
315-1600	20

10.11.2 Strompreisentwicklung Österreich

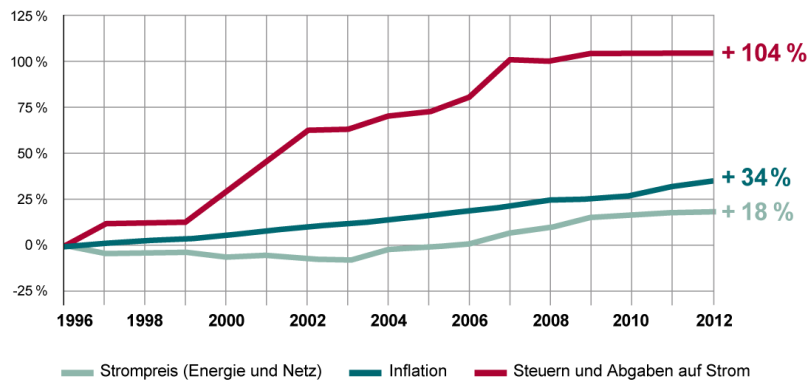


Abbildung 148: Strompreisentwicklung in Österreich (Österreichs Energie, E-Control, A.T. Kearney, AEA, Statistik Austria, 2013)



PERSONAL INFORMATION

NAME	DIPL.-ING. WERNER BRANDAUER
ADDRESS	SANDGASSE 23A/W34, A-8010 GRAZ, STYRIA
PHONE	+ 43 (0) 650 / 373 07 66
E-MAIL	WERNER.BRANDAUER@GMX.AT
NATIONALITY	AUSTRIAN
DATE OF BIRTH	OCTOBER 1 ST 1982, KUFSTEIN
LANGUAGE SKILLS	GERMAN (NATIVE) ENGLISH (PROFESSIONAL WORKING PROFICIENCY)) SPANISH (ELEMENTARY PROFICIENCY)

EDUCATION

2009-2014	Graz University of Technology (TU Graz) Faculty of Electrical Engineering and Informatics Doctoral School of Electrical Engineering Sciences
2003-2009	Graz University of Technology Faculty of Electrical Engineering and Informatics Electrical Engineer, Electrical Power Systems and Economics
1997-2002	Higher-Level Secondary College for Electrical Engineering (HTL), Innsbruck, Austria Special training focus on Electrical Power Systems, Power Electronics and Information Technology

PROFESSIONAL EXPERIENCE

2009 - 2014	Scientific Assistant at the Institute of Electrical Power Systems (IFEA), Main research activities: efficient power transport/supply (grid losses), network development plan 2022 (“Energiewende”), emergency power supply, earthing systems
03/09–08/09	Project Assistant (PA) – TU Graz - Asset Management – Network development
09/08–10/08	PA – TU Graz - Loss determination - Electrical networks in developing countries
02/07–06/09	PA – TU Graz - Electromagnetic compatibility
10/08–01/09	Project Staff Innsbrucker Kommunalbetriebe AG - Load flow analysis
1997 – 2009	Various employments and internships Scope of Activities: Electrical design, electrical customer service, project preparation, project calculation, market research, process automation, process monitoring, engineering draftsman, ski and snowboard instructor, electrician, technician for satellite installations.

EXTRA CURRICULAR ACTIVITIES

2006–2009	Active member in Austrian Electrotechnical Young Association (young OVE)
2007–2009	Student representative - Austrian Society of Energy Technology (OGE)