NEUE ENERGIEN 2020

Endbericht – Tätigkeitsbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

1 Projektdaten

Kurztitel	Smart Loss Reduction	
Langtitel	Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen durch zeitgetreue Erfassung und optimierte Steuerung der Lastströme	
Projektnummer	[825487]	
Programm/Programmlinie	**Neue Energien 2020** **3. Ausschreibung**	
Antragsteller	Technische Universität Graz Institut für Elektrische Anlagen Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert	
Projektpartner	Wienenergie Stromnetz GmbH	
Projektstart u. - Dauer	Projektstart: 01.03.2010	Dauer: 30 Monate
Berichtszeitraum	von 01.03.2010 bis 31.08.2012	

Synopsis:

„Smart Loss Reduction" erforscht im Sinne der Nachhaltigkeit die wirtschaftlich realisierbaren Potenziale zur Verringerung der Stromwärmeverluste beim Transport elektrischer Energie in Niederspannungsnetzen, zur Kontrolle und Optimierung der verbrauchernahen Lastflüsse. Die Kenntnis über die tatsächlich auftretenden Ströme im Niederspannungsnetz ermöglicht es erstmals die Erhöhung der Energieeffizienz durch Reduktion der Verluste in Niederspannungsnetzen, bei Anwendung von Smart-Grid-Lösungen zur Lastflussoptimierung, zu evaluieren.

Inhaltsverzeichnis

1 Projektdaten 1
2 Einleitung 3
2.1 Projektabriss 3
2.2 Kurzbeschreibung des Projekts 3
2.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen 4
3 Inhalte und Ergebnisse des Projekts 5
3.1 Ausgangssituation/Motivation des Projekts 5
3.2 Zielsetzung des Projekts 5
3.3 AP 2 – Erstellung eines Messkonzepts und Entwicklung eines Messsystems 6
3.3.1 Erstellung eines Messkonzepts zur Erfassung der relevanten physikalischen Größen 6
3.3.2 Entwicklung eines Messsystems zur effizienten Messung an verschiedenen Punkten im Niederspannungsnetz 8
3.3.3 Test des Gesamtsystems in Laborumgebung 9
3.4 AP 3 – Systematische Analyse der Lastflüsse charakteristischer Niederspannungsnetze 10
3.4.1 Messung von Lastflüssen an verschiedenen Punkten im Niederspannungsnetz 10
3.4.2 Auswertung und Analyse der generierten Messdaten 10
3.4.3 Klassifizierung von charakteristischen Niederspannungs-Ortsnetzen 15
3.4.4 Nachfolgende Messungen im gleichen Netzabschnitt nach Lastflussoptimierung 17
3.4.5 Vergleich der einzelnen gemessenen Lastflüssen mit generierten Lastflüssen 20
3.5 AP 4 – Bestimmung des Verlustreduktionspotentials 21
3.5.1 Bestimmung der Verlustoptimierungspotentiale 21
3.5.2 Bewertung von Verlustoptimierungsmaßnahmen 27
3.6 Auswertung für zukünftige Anwendung der Erkenntnisse 29
3.7 Ergebnisse und Meilensteine 30
4 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen 31
4.1 Erkenntnisse des Forschungsprojekts 31
4.2 Verwertung der Forschungsergebnisse 31
4.3 Zielgruppe der Forschungsarbeit 32
5 Ausblick 33
6 Literaturverzeichnis 34

2 Einleitung

2.1 Projektabriss

Jegliche konventionelle Übertragung elektrischer Energie vom Ort der Erzeugung zum Ort des Verbrauchs ist mit Verlusten verbunden. Die Verlustenergie wird dabei meist in Wärme umgewandelt und an die Umgebung abgegeben. Diese sogenannten technischen Netzverluste stellen in entwickelten Stromnetzen, wie sie in Mitteleuropa vorherrschen, einen beträchtlichen Teil der gesamten auftretenden Netzverluste dar. Diese bewegen sich erfahrungsgemäß bei Betrachtung regionaler und überregionaler Netze je nach Netzstruktur bis zu etwa 5% abhängig von der Ausdehnung und der Lastdichte in den betrachteten Netzbereichen.
Aufgrund der geringen Spannung und der daraus resultierenden hohen Ströme in der Niederspannungsebene (inkl. Ortsnetztransformatoren), treten die höchsten Verluste in der Größenordnung von bis zu 50% der Gesamtverluste auf. Die tatsächlich auftretenden Lastflüsse in der Niederspannungsebene sind bisher aufgrund der wenigen lastfluss-erfassenden Messeinrichtungen kaum bekannt. Dies führt dazu, dass eine Bestimmung der Netzverluste nur mithilfe grober Näherungen möglich ist. Typischerweise werden die Netzverluste durch eine bilanzielle Abgrenzung von eingespeister Energiemenge zu abgegebener Energiemenge bestimmt. Bei dieser Berechnung sind erwartungsgemäß große Ungenauigkeiten hinsichtlich der Bestimmung der abgegebenen Energiemenge durch eine rollierende Ablesung und unbekannten Parametern in Hinblick auf den Delikt des „Entzugs elektrischer Energie" zu berücksichtigen.
Durch aktuelle und zukünftige Entwicklungen im Bereich des Zählwesens sowie durch die zunehmende Durchdringung des Niederspannungsnetzes mit dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) ergeben sich neue Potentiale zur Optimierung der Übertragungseffizienz besonders im bisher informationstechnisch kaum erschlossenen Niederspannungsnetz. Hier können aufgrund der verbesserten Datenlage betriebsmittelspezifische Eingriffe, wie zum Beispiel der Austausch einzelner Betriebsmittel auf Grund ungünstiger Auslastungssituationen, zur Effizienzsteigerung vorgenommen werden.

2.2 Kurzbeschreibung des Projekts

Das Projekt „Smart Loss Reduction" zeigt Einflussfaktoren in der Verlustberechnung und zeigt mögliche Angriffspunkte zur wirtschaftlichen Verlustoptimierung in Niederspannungsnetzstationen und Niederspannungsnetzen. Ein besonderes Augenmerk stellt dabei die Berücksichtigung zukünftiger Effizienzsteigerungspotentiale durch die Nutzung der im Ausbau befindlichen intelligenten Zähleinrichtungen (Smart–Meter) bzw. des daraus zur Verfügung stehenden Datenmaterials liegt. Die durch diese Zähleinrichtungen generierbaren Lastdaten sollen in Zukunft zur optimierten lastabhängigen Aus-, Um- und Rückbauplanung in Niederspannungsnetzen herangezogen werden. Zuzüglich zählen verbesserte Ansätze zur Modellierung, der Planung und dem Betrieb von Niederspannungsnetzen zur Zielsetzung dieses Forschungsprojekts. Zu den dabei notwendigen Zwischenzielen zählte die Durchführung von Messungen in verschiedenen repräsentativen Niederspannungsnetzen, um tatsächlich auftretenden Netzbelastungen zu bestimmen. Im Rahmen des Projekts stellt die Auswahl und Zusammenstellung eines geeigneten Messsystems inkl. der Datenübertragung und der anschließenden Datenverarbeitung einen wichtigen Meilenstein für dieses Projekt. Durch die zu generierenden hoch aufgelösten Messreihen im Niederspannungsnetz wird ein Überblick über die tatsächlich auftretenden Lastflüsse gewonnen (Beobachtung der auftretenden Verhältnisse). Etwaige Potentiale zur Optimierung des Lastflusses bzw. zur Betriebsmittelauslastung können durch die Analyse der Messdaten und zugehöriger

Modellbildung identifiziert werden. Durch die Simulation von Maßnahmen zur Optimierung des Lastflusses können diese sowohl technisch als auch wirtschaftlich bewertet werden. Zeigen sich Verlustsenkungspotentiale in einer Größenordnung, in der Verlustoptimierungshandlungen wirtschaftlich sinnvoll sind, so werden diese realisiert und die modellierten Auswirkungen / Verbesserungen durch wiederholte Messungen kontrolliert, sowie das angewandte System optimiert.

2.3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Messungen an ausgewählten Ortsnetzstationen im Niederspannungsnetz konnten erfolgreich abgeschlossen werden. Durch die Auswertung der Messreihen können die Abweichungen der Verlustberechnung auf Grundlage von 15-Minuten-Messmittelwerten sowie die Auswirkungen der Unsymmetrie auf die entstehende Verlustenergiemenge an den direkten Leitungsabgängen der untersuchten Transformatoren bestimmt werden. Die Auswirkungen der erhöhten Lastüberlagerungen auf die Verlustbestimmung sind dabei gut zu erkennen (Kapitel 3.4.2).
Die im Rahmen der Untersuchung festgestellten Lastspitzen, hervorgerufen durch die Lastschaltung durch Rundsteueranlagen, werden untersucht und die Möglichkeiten zur Eliminierung bzw. zur Reduzierung der Lastspitzen eruiert. Im Realbetrieb werden die Lastspitzen durch eine beabsichtigte Staffelung und zugehöriger Änderung der Ansteuerfrequenzen um bis zu 40% gesenkt. Die dadurch möglichen Verlustreduktionspotentiale lassen sich in diesem Fall nicht nur durch die Reduzierung der Kupferverluste in den Versorgungsleitungen, sondern im speziellen auf die geringeren Leerlaufverluste der Transformatoren zurückführen, da bestehende Transformatorstationen aufgrund der geringeren Lastspitzen redimensioniert werden können (Kapitel 3.4.4).
Des Weiteren zeigt die Untersuchung einzelner Netzstationen, dass die Kenntnis der auftretenden Lastströme zur Optimierung der Transformatorgröße für einzelne Standorte beitragen kann. So führen sowohl überdimensionierte als auch unterdimensionierte Transformatoren zu erhöhtem Verlustaufkommen im Niederspannungsnetz. (Kapitel 3.5.2.)
Eine Methodik zur lastflussbasierten und betriebsmittelspezifischen Verlustbestimmung wird vorgestellt und für theoretische Betrachtungen in Hinblick auf Leitungsoptimierungen angewendet, dabei finden die im Rahmen der Messungen bestimmten Faktoren Anwendung und tragen zu einem exakteren Ergebnis bei der Bestimmung verbrauchernaher Lastflüsse bei Kapitel (3.5.1).
Verlustberechnungsmethoden auf Grundlage von Arbeitsverlustfaktoren werden ebenfalls untersucht und im Vergleich zu Messdatenreihen gesetzt. Dabei konnte gezeigt werden, dass die Anwendung ermittelter Arbeitsverlustfaktoren immer nur auf einzelne bzw. gleich belastete Betriebsmittel erfolgen kann. Die Anwendung auf ganze Netzebenen führt zu keinem zufriedenstellenden Ergebnis, wie die Auswertung zeigt (zum 12. Symposium für Energieinnovation (Brandauer, Schmautzer, & Fickert, Smart Loss Reduction - Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen, 2011)).

3 Inhalte und Ergebnisse des Projekts

Das folgende Kapitel erläutert die im Rahmen des Projekts „Smart Loss Reduction" untersuchten Ergebnisse. Außerdem wird auf die durchgeführten Arbeiten, die angewandte Methodik sowie dabei entstandene Herausforderungen eingegangen, um einen Überblick zu den bearbeiteten Arbeitspaketen zu geben. Im Rahmen der Messungen wurden Untersuchungen im Netz des Projektpartners Wienenergie Stromnetz GmbH, also auch in verschiedenen Netzen weiterer Netzbetreiber durchgeführt, um ein möglichst breites Spektrum an Informationen zur Netzmodellierung zu erhalten.

3.1 Ausgangssituation/Motivation des Projekts

Zur Bestimmung der Verluste wird in der Regel die übertragene Energiemenge summiert und auf Grundlage dieser Daten, unter Anwendung zahlreicher Vereinfachungen, eine näherungsweise Verlustbestimmung durchgeführt. Betrachtet man nun die Umwandlungseffizienz als Differenz aus Energieeinsatz der zur Erzeugung notwendigen Energiemenge, zu der dem Verbraucher zur Verfügung stehenden Energiemenge, so kann diese Umwandlungseffizienz durch eine Senkung der Verluste in Niederspannungsnetzen verbessert werden.
Die tatsächlich auftretenden zeitlich variablen Belastungen der Betriebsmittel und die entstehenden Verluste können zurzeit nur geschätzt werden. Um eine Aussage über die Größenordnung der auftretenden Verluste, die Potenziale zur Erhöhung der Energieeffizienz bzw. zur Verbesserung der gleichmäßigen Netzauslastung zu treffen, ist eine detaillierte Kenntnis des Niederspannungsnetzes unumgänglich.
Dazu sind Lastflussuntersuchungen zum tatsächlichen Lastaufkommen mit Hilfe von zeitgetreuen, hochaufgelösten Messungen an verschiedenen Punkten in der Netzebene 6 und 7 notwendig. Auf Grundlage dieser erfassten Lastströme können die Verlustreduktionspotenziale analysiert und die verbrauchernahen Lastflüsse und damit die Ströme in den einzelnen Leitern optimiert werden. Eine besondere Relevanz ist dabei der Lokalisierung von Betriebsmitteln mit erhöhtem Effizienzsteigerungspotential zuzuordnen, insbesondere in Hinblick auf die Nutzung von Lastganginformationen aus zukünftigen Smart-Mete ring-Infrastrukturen. Um diese Lokalisierung zu ermöglichen, ist in einem ersten Schritt die generelle Ermittlung von lastflussbasierten Betriebsmittelverlustdaten notwendig, um mögliche Angriffspunkte zu bestimmen (Brandauer, Schmautzer, & Fickert, Smart Loss Reduction - Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen, 2011).

3.2 Zielsetzung des Projekts

Projektziele stellen die Schaffung von praxisgerechten Grundlagen zur Bestimmung der Verlustreduktionspotenziale in Niederspannungsnetzstationen und Niederspannungsnetzen sowie Aussagen zum quantitativen Nutzen bezogen auf Verlustreduktionshandlungen dar. Fundierte Aussagen zu den auftretenden Belastungen im Neutralleiter, und dadurch zusätzlich auftretende Verlustenergiemengen gehören ebenfalls zum Ziel dieses Projekts. Die Erhöhung der Genauigkeit von Verlustberechnungen und darauf aufbauende Effizienzsteigerungsmaßnahmen in der gesamten Übertragung elektrischer Energie helfen mit, Maßnahmen zur Erhöhung von Ressourcen- und Energieeffizienz zu bewerten. Die Entwicklung verbesserter Ansätze bei der Modellierung von Niederspannungsnetzen und weiterführend bei der Anwendung in der effizienten Planung, der Ausführung und dem Betrieb von Betriebsmitteln im Niederspannungsnetz tragen dazu bei, effiziente und nachhaltige Energiesysteme zu entwickeln und stellen somit eine wichtige Teilaufgabe dieses Projekts dar.

Die Programmziele lassen sich wie folgt zusammenfassen:

→ Untersuchung von Effizienzsteigerungen durch die Reduzierung von Netzverlusten in verbrauchernahen Netzbereichen

→ Bewertung von verlustreduzierenden Handlungen im Niederspannungsnetz

→ Verbesserte Ansätze zur Modellierung der Planung und dem Betrieb von Niederspannungsnetzen

Die Erreichung dieser Ziele erfolgt durch Anwendung folgender innovativer Ansätze:

→ Entwicklung einer spezifizierten Messanordnung zur Generierung der zur Analyse des Niederspannungsnetzes erforderlichen Größen

→ Durchführung einer Messreihe in mehreren repräsentativen Niederspannungsnetzen

→ Bestimmung der Auswirkung von Messmittelwerten in der Verlustberechnung

→ Analyse der Potenziale zur Erhöhung der Energieeffizienz durch Optimierung des Lastflusses

→ Anwendbarkeit in Hinblick auf die Realisierung zukünftiger aktiver Niederspannungsnetze

3.3 AP 2 – Erstellung eines Messkonzepts und Entwicklung eines Messsystems

Zur Untersuchung des Lastverhaltens und daraus folgend zur Ermittlung von Einflussfaktoren zur Bestimmung von Netzverlusten im Niederspannungsnetz wird im ersten Arbeitspaket ein Konzept zur Messung von ausgesuchten Systemparametern und daraus ein Messsystem entwickelt.

3.3.1 Erstellung eines Messkonzepts zur Erfassung der relevanten physikalischen Größen

Vorrangiges Ziel der durchgeführten Messungen ist die Analyse von Lastaufkommen in Niederspannungsnetzen, wobei insbesondere die Auswirkungen von kurzfristigen Lastschwankungen sowie der Messwertauflösung auf das Ergebnis einer messwertbasierten Verlustberechnung untersucht werden.
Für die Auswertung ist vor allem die Aufzeichnung des zeitlichen Verlaufs der Phasenspannungen sowie der Leiterströme je System notwendig. Aus dem Messkonzept können folgende Anforderungen an das Messsystem bestimmt werden:

→ Transportabilität

Um die Lastganguntersuchungen an unterschiedlichen Niederspannungsnetzknoten durchzuführen ist die Sicherstellung einer leichten Transportabilität des Messsystems unabdingbar.

→ Einfacher und schneller Auf- und Abbau in Ortsnetzstationen

Ebenfalls in Hinblick auf Standortwechsel ist ein einfacher und schneller Auf- und Abbau des Messsystems wichtig. Dies betrifft vor allem die Messwertaufnahme. Strom-, als auch Spannungsmessung müssen dazu einfach zu installieren sein.

→ Hohe Anzahl von Messkanälen

Um die Belastung einzelner Netzausläufer besser untersuchen zu können, ist eine möglichst hohe Anzahl von Messkanälen (>31 für mindestens 7 Systeme) vorteilhaft. Dabei sind für das erste System 7 Kanäle, für jedes weitere System 4 Messkanäle notwendig.

→ Hohe Speicherkapazität für hoch aufgelöste Messwertaufzeichnung über mehrere Wochen

Das Messsystem muss über eine große Speicherkapazität verfügen, um eine hochaufgelöste Messwertaufzeichnung über mindestens zwei Wochen gewährleisten zu können.

→ Spannungs-/ Strommessung

Die Spannungsmessung erfolgt idealerweise nur einmal pro Messort, die Strommessung ist an die örtlichen Gegebenheiten anzupassen.

→ Externe Kontrolle sowie externer Zugriff auf Messdaten

Um eine Überwachung der Messung zu ermöglichen und etwaige Störungen während der Messung zu erkennen bzw. Messdaten direkt zur Auswertung zu übertragen, ist eine Datenverbindung vorzusehen.

→ Einfache Bedienbarkeit

Durch die Entwicklung geeigneter Messsetups ist das Messsystem auf verschiedene Stationsgrößen einfach anzupassen.

In Hinblick auf den Speicherbedarf wird für die ersten Untersuchungen eine Messwert-Mittelungszeit von einer Sekunde gewählt, diese Auflösung ist für die geplanten Aufzeichnungsperioden noch mit einem vertretbaren Speicheraufwand realisierbar.

Folgende Abbildung 1 zeigt eine prinzipielle Darstellung der Messung:

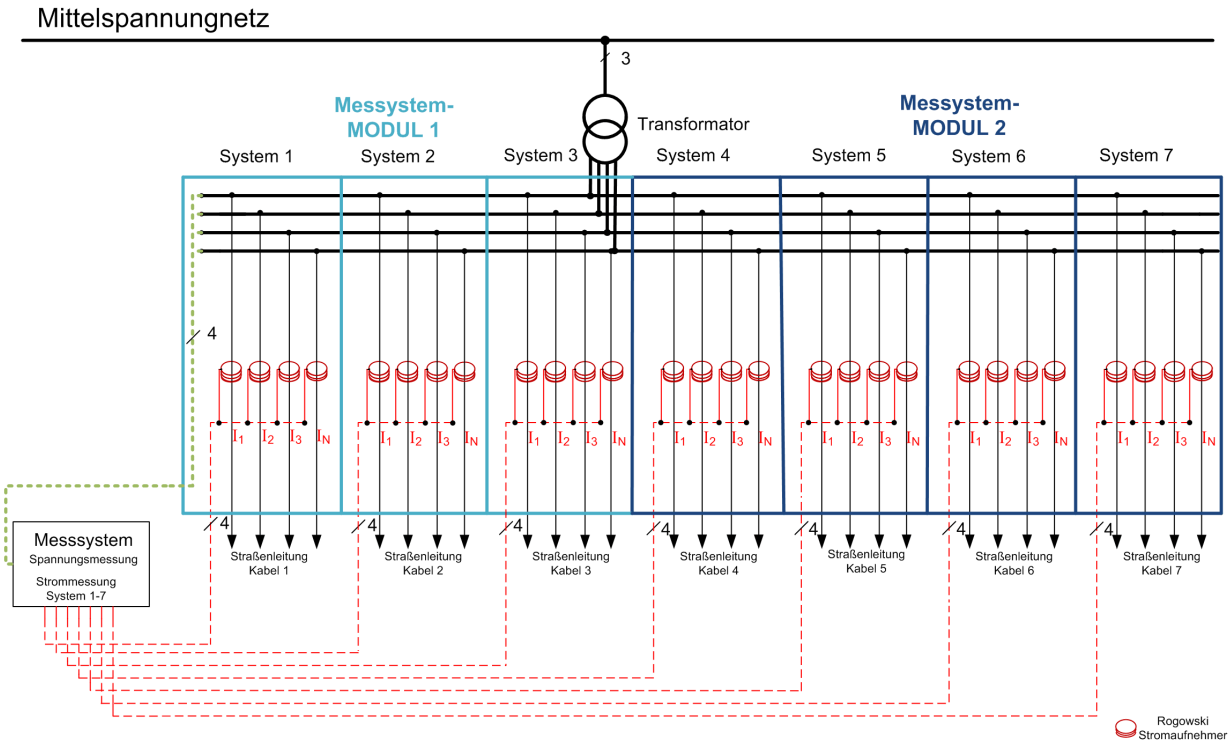

Abbildung 1: Prinzipielle Darstellung der Messung in ausgesuchten Niederspannungsnetzknoten

3.3.2 Entwicklung eines Messsystems zur effizienten Messung an verschiedenen Punkten im Niederspannungsnetz

Die Verwendung mehrerer Messgeräte zur Erreichung einer möglichst hohen Kanalanzahl stellte sich aufgrund von unterschiedlichen A/D-Converter-Fabrikaten als problematisch heraus, da eine simultane Abtastung durch nicht vorhandene Synchronisationssignalgeber bzw. Aufnehmer nicht möglich war. Hinzukommend kam es durch die autonom berechnete Zeit der einzelnen Rechner in Verbindung mit der nicht vorhandenen Synchronisationsmöglichkeit zu einem Zeitserver zu abweichenden Systemzeiten, was wiederum zu Problemen bzw. Abweichungen bei der Zusammenführung der Messdaten der einzelnen Systeme führt.
Um möglichst flexibel im Hinblick auf die Einbausituation (siehe Abbildung 4) am Messort zu sein, wurden Rogowski-Messwandlersysteme für die Strommessung gewählt. Diese bieten zu herkömmlichen Stromzangen den Vorteil, dass sie unabhängig vom Kabelquerschnitt und trotzdem ohne eine Auftrennung des Stromkreises und somit mit geringem Montageaufwand installiert werden können. Dies ermöglicht einen schnellen Auf- und Abbau des Messsystems, womit gewährleistet ist, dass der Messort innerhalb weniger Stunden geändert werden kann.
Die Verbindungselemente für die Spannungsmessung wurden derart gewählt, dass eine möglichst sichere Verbindung zur Stromschiene durch ein Klemmelement mit integrierter Sicherung hergestellt werden konnte.
Aufgrund der angeführten Problemstellungen, welche sich bei Versuchsmessungen ergaben, und dem hohen damit verbunden Adaptionsaufwand fiel die Entscheidung schlussendlich auf ein Modulares Messsystem mit 16 bis 32 zeitsynchronen Signaleingängen.
Um den genannten Anforderungen bestmöglich gerecht zu werden, wurde bei der Realisierung des Messkonzepts ein modular aufgebautes Messsystem gewählt, um dieses je nach Bedarf an die Situation in den Niederspannungsnetzknoten anzupassen. Dabei wurden folgende Module gewählt:

<u>Hauptmodul Dewe 2600</u>

Das Messgerät Dewe 2600 ist in der verwendeten Ausführung ein mit 16 integrierten, isolierten Messkanälen ausgestattetes Messgerät. Auf der installierten Firmware werden für die Messung abgestimmte „Mess-Setups" gespeichert, welche die Kanalzuweisungen und Messbereichs-informationen für die jeweiligen Messwertaufnehmer beinhalten. Der Analog/Digitalwandler verfügt über 32 Kanäle womit der Anschluss von Modul 2 ermöglicht wird.

Abbildung 2: Hauptmodul DEWE 2600 inkl. 16 isolierter Messkanäle – Seitenansicht (links) Rückansicht (rechts)

<u>Nebenmodul Dewe-30-16</u>

Zur Erweiterung der Analogmesskanäle von 16 auf 32 dient ein Modulrack der Serie DEWE-30-16 welches weitere 16 Kanäle zur Messsignalkonditionierung zur Verfügung stellt. Dieses ist notwendig, da mit den 16 Kanälen des Dewe 2600 nur 3 System gemessen werden können, sehr viele Ortsnetzstationen jedoch mehr als drei Abgänge aufweisen.

Abbildung 3: Erweiterungsmodul DEWE-30-16 (links)

Die Messwertaufnehmer für die Strommessung setzen sich aus 16 Rogowskispulen FLUKE i3000 und 12 Rogwoskispulen AmpFLEX CA-A100 mit externer Stromversorgung zusammen. Diese externe Versorgung wurde speziell entwickelt und angefertigt. Die Versorgung wird dazu in das Gehäuse des Stromwandlers integriert und ermöglicht Aufzeichnungen über längere Zeiträume hinweg, da im Normalfall eine Messeinheit durch die Batterielebensdauer auf ca. 1 Woche begrenzt ist. Ein UMTS-Datenmodem gewährleistet eine Funktionsüberwachung der Messung von extern inkl. der Messdatenübertragung. Eine externe unterbrechungsfreie Spannungsversorgung vervollständigt das Messsystem und bietet eine Überbrückung von kurzzeitigen Spannungsausfällen, welche ansonsten zu Messunterbrechungen führen würde.

3.3.3 Test des Gesamtsystems in Laborumgebung

Zur Überprüfung der einzelnen Funktionen wurde ein Testaufbau im Labor des Instituts für Elektrische Anlagen an der Technischen Universität in Graz realisiert. Die Lasten der Netzausläufer wurden mit Hilfe ohmscher Verbraucher simuliert und die Leiterspannungen und Ströme sowie die Leistungen der einzelnen Systeme hochaufgelöst mit einer Messwert-Mittelungszeit von einer Sekunde über eine bzw. zwei Wochen hinweg aufgezeichnet. Ebenfalls wurden die Teilkomponenten wie Messwertaufnehmer auf Funktion und Genauigkeit geprüft. Es zeigte sich, dass es hinsichtlich der Leistungsmessung unbedingt notwendig ist, die optimalen Messbereiche der Messsensoren zu nutzen, um die korrekte Phasenlage der Ströme zu bestimmen. Des Weiteren wurde das Fernwartungskonzept sowohl für die Datenübertragung als auch zur Änderungen am Setup des Messsystems erfolgreich getestet.

Der anfängliche stationäre Messaufbau mit externen Digital-Analog-Wandler-Karten und externer Messsignalkonditionierung erwies sich aufgrund der vielen Einzelkomponenten bereits bei einer 24-Kanal-Variante als unübersichtlich. In der Praxis wird ausschließlich das daraufhin entwickelte mobile Messsystem eingesetzt und auch im stationären Fall ist die mobile Variante mit bis zu max. 32 Messkanälen und aktueller Konfiguration zu bevorzugen.

Beim Aufbau des Messsystems war zu sehen, dass aufgrund der großen Anzahl von Messwertaufnehmern inkl. der zugehörigen Signal- und Versorgungskabel eine schrittweise Installation mit anschließender Kontrolle der Stromrichtung und Dokumentation der einzelnen Kanäle je Niederspannungsabgang unbedingt notwendig war, um einen nachvollziehbaren Messaufbau zu erhalten. Für die Dokumentation wurde ein eigenes Messprotokoll erstellt, um die Nachvollziehbarkeit der einzelnen Kanalzuordnungen in Hinblick auf die Messdatenauswertung sicherzustellen. Anschließend an die Tests bei Laborbedingungen wurde eine Erstinstallation in einer

Niederspannungsnetzstation im Netz der Wienenergie Stromnetz GmbH durchgeführt (siehe Abbildung 4).

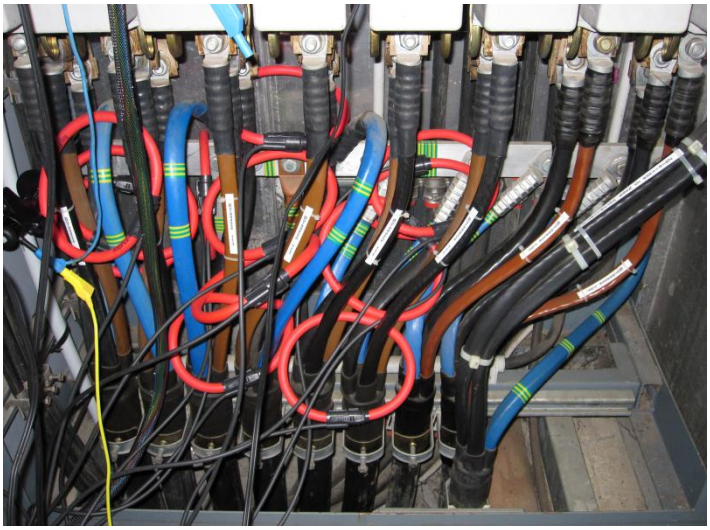

Abbildung 4: Messwertaufnehmer am Niederspannungsabgang links, 16-Kanal Messsystem rechts

3.4 AP 3 – Systematische Analyse der Lastflüsse charakteristischer Niederspannungsnetze

3.4.1 Messung von Lastflüssen an verschiedenen Punkten im Niederspannungsnetz

Nach erfolgreicher Erstanwendung des Messsystems im Netzbetrieb wurde die Messreihe zur Generierung von realen Belastungsdaten im Niederspannungsnetz gestartet. Im unbeeinflussten Betrieb (Originalzustand ohne Änderung von Lasten oder Betriebsmitteln) wurden in Zusammenarbeit mit der Wienenergie Stromnetz GmbH im Zeitraum von 10/2010 bis 03/2012 Messungen an Ortsnetzstationen durchgeführt. Jede Messung bestand aus der Aufzeichnung von jeweils bis zu sieben Drehstromsystemen mit einer Messwertmittelungszeit von einer Sekunde. Die Messungen fanden sowohl innerstädtisch, in vorstädtischen Siedlungsstrukturen als auch in der Umgebung von Gewerbegebieten statt.
Die Auswahl der Messpunkte erfolgte nach Absprache mit dem Projektpartner Wienenergie Stromnetz GmbH nach ursprünglichen charakteristischen Netzgebieten. Insgesamt stehen zur Auswertung hochaufgelöste Messwertreihen aus über 25 Transformatorstationsmessungen mit einer Messdauer von jeweils 1 bis 3 Wochen zur Verfügung. Die Durchgeführten Messungen dienen als Basis für einen Großteil der durchgeführten Untersuchungen und nehmen daher einen wesentlichen Punkt in diesem Projektverlauf ein

3.4.2 Auswertung und Analyse der generierten Messdaten

Die Messdaten wurden zur schnelleren Verarbeitung konvertiert, einzelne Messdateien einer Messreihe zusammengefügt und zur Auswertung mit Hilfe der entwickelten Software in einem schnell bearbeitbaren Datenformat abgespeichert. Für Berechnungen und Simulationen kommen je nach Aufgabe und Ziel der Untersuchung die Programme DigSILENT PowerFactory, NEPLAN® und Matlab® bzw. eine Kombination zur Anwendung.

Nachbildung der aufgenommenen Netzausläufer im Netzberechnungsprogramm

Zur Nachbildung der gemessenen Netzausläufer wurde das Softwarepaket PowerFactory ausgewählt, da die Automatisierung der Lastflussberechnung im symmetrischen als auch unsymmetrischen Lastfall, selbst bei großen Messdatenreihen, mit dieser Software gut durchgeführt werden kann. Folgendes Beispiel veranschaulicht die Nachbildung einer Ortsnetzstation:

Abbildung 5: Lerchengasse–Luftbild der Gebäudestruktur-innerstädtisch (© Google Earth)

Das Beispiel Lerchengasse, 1080 Wien, zeigt ein typisches innerstädtisches Netzgebiet in Blockbebauung, die Nutzung der Gebäude erfolgt hauptsächlich zu Wohnzwecken und als Büroflächen. Das Leitermaterial sowie der Leiterquerschnitt sind im untersuchten Netzgebiet sehr homogen bis zum jeweiligen Hausabgang ausgeführt. Ab diesem Knotenpunkt werden unterschiedliche Netzvarianten (Steigleitung, Sternverkabelung) realisiert, wobei die Unterschiede hauptsächlich durch unterschiedliche Errichtungsjahre zustande kommen.

Nachbildung der aufgenommenen Netzausläufer im Netzberechnungsprogramm

Aufbauend auf verfügbaren Netzdaten, welche aus den Datenbanken seitens Wienenergie Stromnetz GmbH zur Verfügung gestellt wurden, wird der Netzabschnitt im Netzberechnungsprogramm nachgebildet. Um detaillierte Untersuchungen zu ermöglichen, wird jede Phasenlast unabhängig nachgebildet. In einem ersten Schritt erfolgt die Verlustbestimmung auf Grundlage von Standardlastprofilen. Anschließend wird ein Vergleich durchgeführt und die Verlustenergiemenge in einem bestimmten Zeitraum auf Grundlage realer Messwerte berechnet, die Ergebnisse zu diesen Berechnungen finden sich gesammelt in Kapitel 3.4.5.

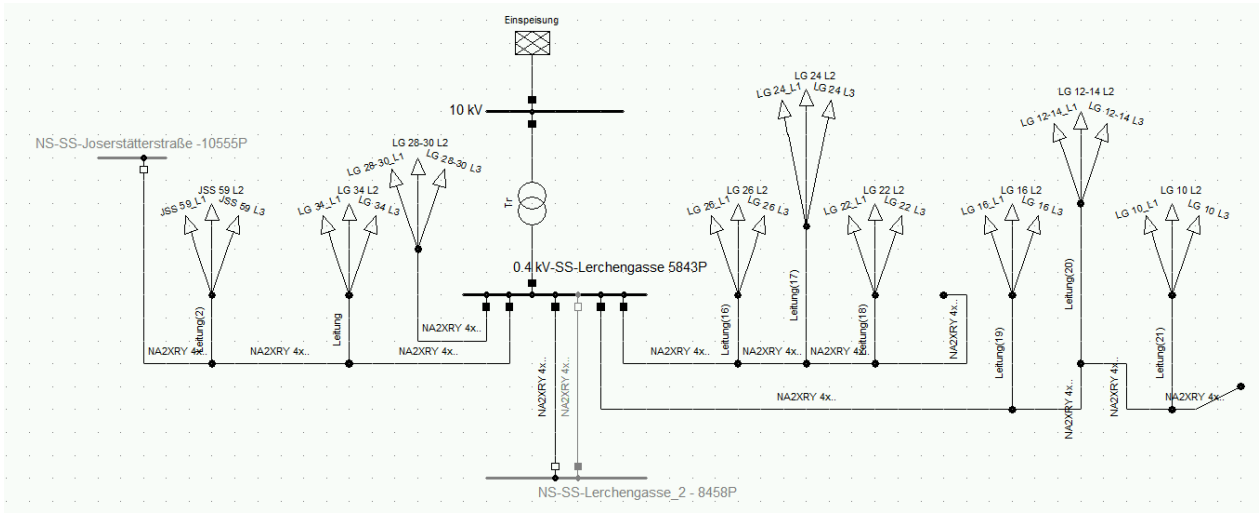

Abbildung 6: Nachbildung des beispielhaften Netzausläufers im Netzberechnungsprogramm

Datenanalyse – Kurzzeitige Lastschwankungen „Granularität"

Die zukünftig mögliche Verfügbarkeit von realen Lastdaten mit einer Messewertauflösung von 15-Minuten-Messmittelwerten wie sie „Smart-Meter" liefern können eröffnet eine völlig neue Ebene in der Modellierung und Simulation von realen Niederspannungsnetzen. Aus diesem Grund wird der Untersuchung der Auswirkung von kurzzeitigen Lastschwankungen ein besonderer Stellenwert zugeordnet. Durch die Bildung von 15-Minuten-Messmittelwerten werden allerdings kurzzeitige Lastspitzen eliminiert und stehen nicht mehr zur Bestimmung der Verlustenergiemenge zur Verfügung. Abbildung 7 veranschaulicht diese Tatsache anhand eines gemessenen Tageslastprofiles an einem Niederspannungskabel einer Ortsnetzstation. Bei einer Messwert-Mittelungszeit von einer Sekunde werden Lastspitzen von bis zu 120 A aufgezeichnet, durch die Mittelung liegt der Höchstwert anschließend lediglich bei ca. 80 A.

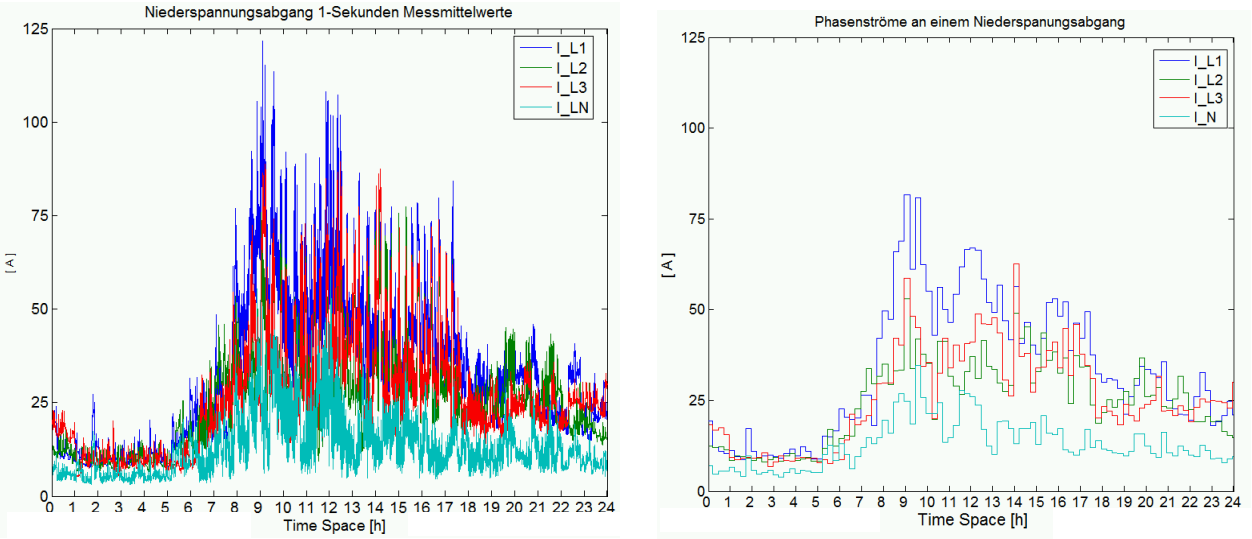

Abbildung 7: Strommessung an einem Niederspannungskabel über 24 h, 1-Sekunden-Messmittelwerte (links) und bei 15-Minuten-Messwertmittelung (rechts)

Diese Abweichungen führen aufgrund der quadratischen Abhängigkeit der Netzverluste vom Leiterstrom zu Abweichungen in der Verlustberechnung. Folgende Abbildung zeigt die prozentuelle Erhöhung der Leiterverluste bei einer Berechnung mit 1-Sekunden-Messmittelwerten im Vergleich zur Berechnung auf Basis von 15-Minuten-Messmittelwerten:

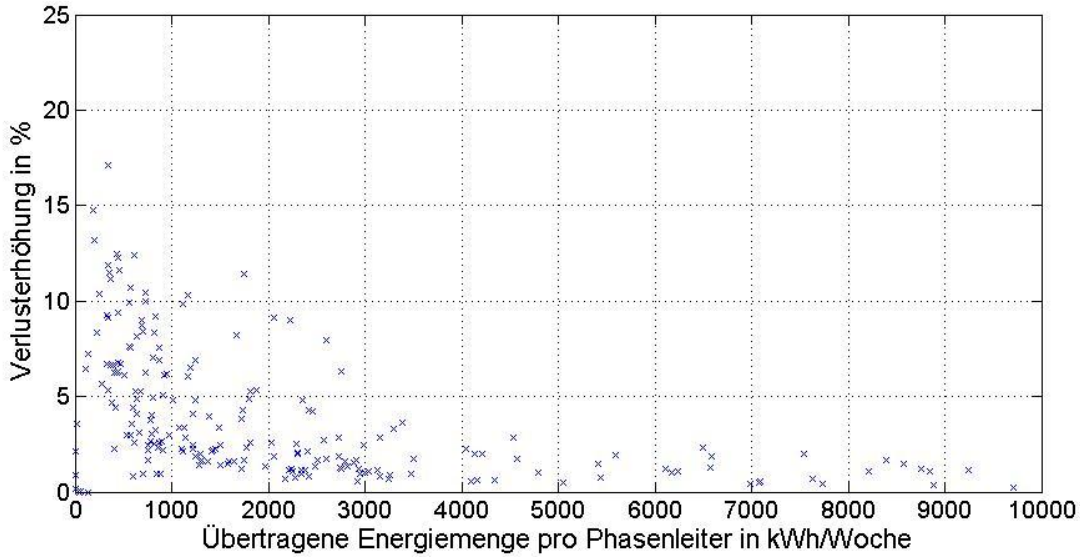

Abbildung 8: Erhöhung der Stromwärmeverluste bei Berechnung unter Berücksichtigung kurzfristiger Lastspitzen im Vergleich zur Verlustberechnung auf Grundlage von 15-Minuten-Messmittelwerten (0%)

Es ist dabei gut zu erkennen, dass Ungenauigkeiten vor allem in niedrig belasteten Netzbereichen auftreten, dies ist wiederum auf den relativ gesehen hohen Anteil der Lastschwankung an der Gesamtlast zurückzuführen.

Datenanalyse – Phasenunsymmetrische Belastungen – „Lastunsymmetrie"

Betrachtet man die auftretende Lastunsymmetrie in den Phasenleitern (s. Abbildung 9 links), so können die auftretenden Verluste in diesem Beispiel um den Faktor 2 höher sein als im phasensymmetrischen Lastfall. Dies wirkt sich erwartungsgemäß auch auf die mittlere Verlusterhöhung aus, so dass der Faktor im hochaufgelösten Fall größer ausfällt. Diese Tatsache kann in der Verlustberechnung basierend auf 15-Minuten-Phasenstrommittelwerten berücksichtigt werden.

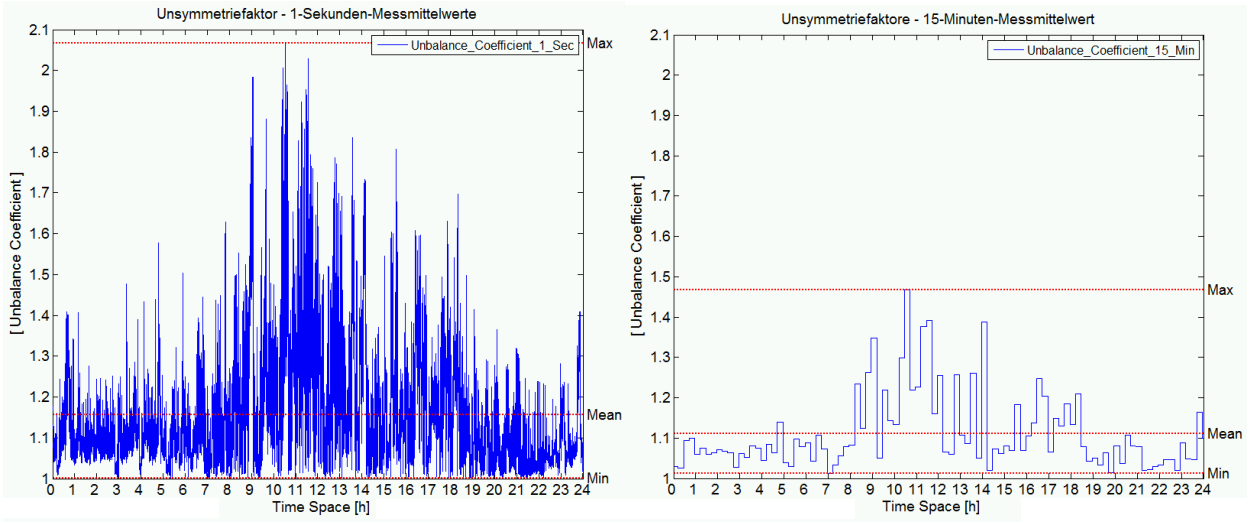

Abbildung 9: Auswirkung auf die Bestimmung des Unsymmetriefaktors

Im ungünstigsten Fall sind die Verluste um den Faktor 6 (einphasiger Verbraucher/Erzeuger) erhöht im Vergleich zum symmetrischen Lastfall, Da dieser Effekt kann man bei geringer Lastüberlagerung (Abbildung 10 - links) erkennen, da dieser Faktor in den Messungen bereits Werte bis zu 350% annimmt.

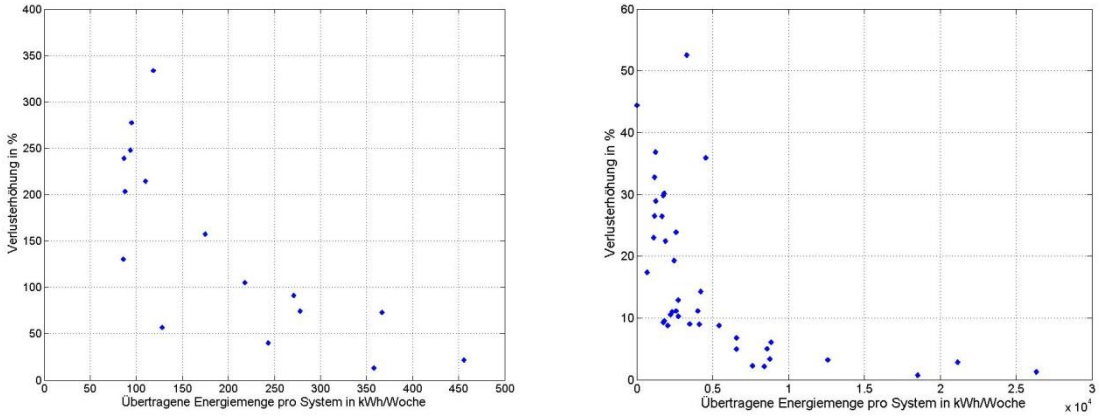

Abbildung 10: : Verlusterhöhung durch Berücksichtigung der auftretenden Phasenunsymmetrien am Gebäudeabgang (links), sowie nach dem Transformator-Niederspannungsabgang (rechts)

Durch die bereits hohe Überlagerung von Einzellasten im Bereich der Transformator-Niederspannungsabgänge werden dort diese Verlusterhöhungen nicht mehr erreicht. Je nach Überlagerung konnten Verlusterhöhungen im Bereich von 1 - 50% berechnet werden, wie dies in

Abbildung 10 - rechts zu sehen ist. Mit steigender übertragener Energiemenge und daher größere Anzahl von überlagerten Lasten sinkt diese Abweichung rasch auf unter 10% ab.

Größenordnung und Prognostizierbarkeit von Lastschwankungen/spitzen

Die Prognostizierbarkeit von Lastschwankungen und Lastspitzen im Niederspannungsnetz hängt von verschiedenen Faktoren ab. Den größten Einflussfaktor stellt die Verbraucherstruktur dar, so unterscheiden sich Haushalte mit überwiegend einphasigen Lasten sowie stark verbraucherabhängigen Lastmustern erwartungsgemäß sehr stark von Gewerbebetrieben mit einem größeren Anteil an dreiphasigen Verbrauchern. Ebenfalls kommt es durch verschiedene Arten der Elektrifizierung von Haushalten (voll-, teilelektrifiziert) sowie dem einzelnen Verbrauchsverhalten zu erheblichen Unterschieden im Hinblick auf die Prognostizierbarkeit von Lastschwankungen. Für die Nachbildung von Verbraucherprofilen wurden die VDEW-Lastprofile eingeführt (VDEW, 2000). Ab einer Überlagerung von ca. 400 Haushalten ist dabei mit einer maximalen Abweichung von +/- 10 % zu rechnen. Nach weiterführenden Untersuchungen (Engels, 2000) konnte gezeigt werden, dass bereits ab 150 Haushalten eine brauchbare Näherung auf Basis dieser standardisierten Lastprofile möglich ist.

Für die Nachbildung des Verbrauchsverhaltens im Niederspannungsnetz stellt selbst diese Anzahl von 150 Haushalten noch eine zu hohe Anzahl dar, da diese etwa der gesamten Anzahl von Haushalten pro Niederspannungstransformator entspricht, daher ist die Verwendung von Standardlastprofilen in den Netzausläufern häufig nicht zulässig. Es sind detaillierte Messungen notwendig welche im Rahmen dieses Projekts durchgeführt werden. Abbildung 11 zeigt dazu den Wochenlastgang an einem Gebäudeabgang (Innerstädtische Blockbebauung) im Vergleich zu den errechneten Werten mit dem passenden Standardlastprofil berechnet auf Wochenbasis (blau).

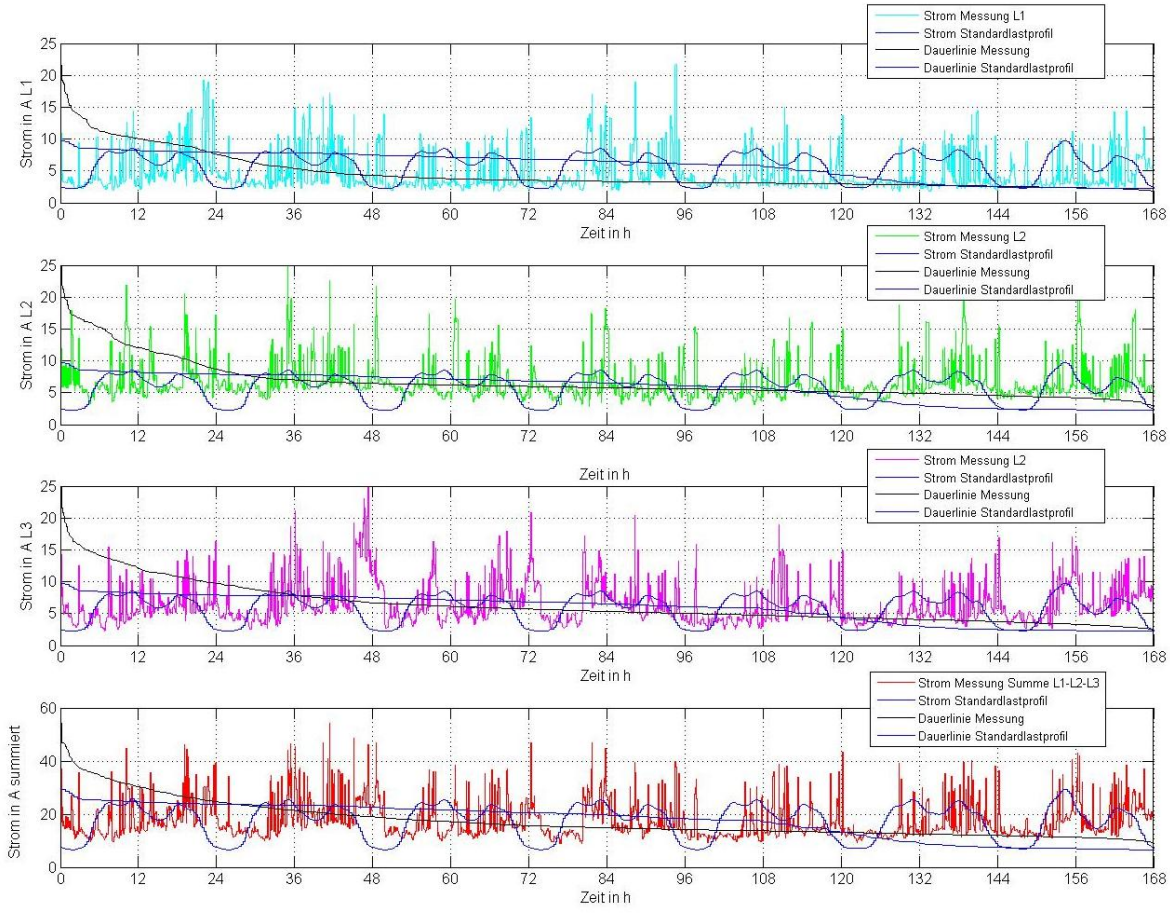

Abbildung 11: Vergleich einer Messung mit dem entsprechenden Standardlastprofil

3.4.3 Klassifizierung von charakteristischen Niederspannungs-Ortsnetzen

Bestimmung geeigneter Bewertungskriterien

Im Rahmen der Untersuchung werden charakteristische städtische Siedlungsstrukturen betrachtet. Dabei wird zu Beginn eine Einteilung auf Basis von Untersuchungen des Wiener Stadtentwicklungsamtes (Hauswirth & Gielge, 2010) herangezogen.
Dabei sind im Netzgebiet der Wienenergie Stromnetz GmbH vorrangig folgende Siedlungsstrukturen anzutreffen:

- Historische Blockbebauung
- Innerstädtische Blockbebauung
- Großformatige Wohnanlagen (z.B. Alt Erlaa)
- Zeilenbebauung(z.B. Hietzing)
- Reihenhaussiedlung (z.B. Penzing)
- Einfamilienhaussiedlung / Cottage

Nach genauer Analyse wird ersichtlich, dass bei detaillierter Betrachtung einzelner Netzbezirke gezeigt werden kann, dass diese Einteilung in die angeführten Siedlungsstrukturen zwar prinzipiell funktioniert, jedoch die Homogenität oftmals nicht gegeben ist, sodass ein Transformator meist mehrere verschiedenen charakteristische Siedlungsstrukturen, aber vor allem auch Gewerbebetriebe in verschiedenen Größen versorgt.

Diese Erkenntnisse wird wiederum mit Daten eines realen Netzes belegt, so zeigt folgende Abbildung 12 (links), dass die durchschnittliche Leitungslänge pro installierte kVA-Transformatorleistung alleine im 20. Wiener Gemeindebezirk, welcher ein städtisches Siedlungsgebiet mit innerstädtischer Blockbebauung und historischer Blockbebauung darstellt, wesentlich variiert. Die minimale und maximale Leitungslänge pro Transformator bewegt sich im Bereich zwischen 0,3 m und über 4 m Leitungslänge pro installierter kVA-Transformatorleistung. Bei Betrachtung der maximalen Transformatorauslastung (Schleppzeigerwerte) Abbildung 12 (rechts) ist zu sehen, dass diese ebenfalls großen Schwankungen unterliegen.

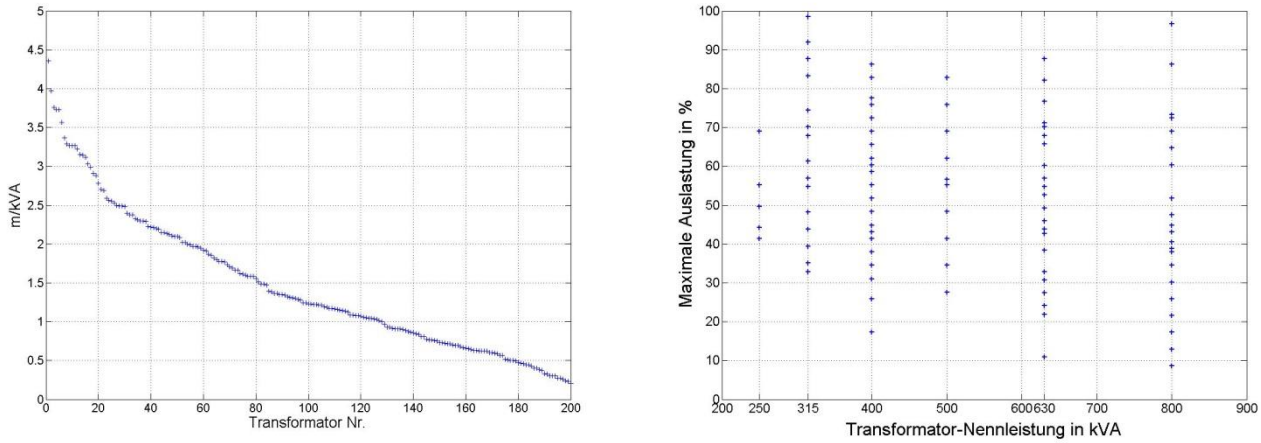

Abbildung 12: Leitungsmeter pro installierter kVA Transformatornennscheinleistung (links), maximale Transformatorauslastung (365 Tage) (rechts), beides WIEN 20. Bezirk

Selbst bei Transformatoren derselben Baugröße ist die große Schwankungsbreite bei gleicher Transformator-Nennscheinleistung zu sehen, dies lässt wiederum auf eine unterschiedliche Anzahl und ungleichmäßige Verteilung von Lasten schließen.

Auf Grundlage dieser Erkenntnisse wird der Ansatz der charakteristischen Niederspannungsnetze vorerst nicht weiterverfolgt, da eine spezifische Betriebsmittelauslastung zur späteren Verlustoptimierung nicht ermittelt werden kann und somit dem Projektziel der Bestimmung von Verlustoptimierungs-Maßnahmen nur bedingt entspricht. In Hinblick auf Siedlungsstrukturen sei an diesem Punkt an die Literaturstelle (Scheffler, 2002) verwiesen, in dieser Arbeit werden Siedlungsstrukturen im deutschsprachigen Raum erläutert.

Prinzipiell seien in der folgenden Tabelle 1 die wichtigsten Einflussfaktoren im Hinblick auf die Verluste im Niederspannungsnetz angeführt:

Tabelle 1: Einflussnehmer in der Verlustberechnung

Netzspezifische Daten	**Haupteinflussnehmer**
Struktur	
Transformatornennleistung – Ø Leerlaufverluste – Kupferverluste	Netzbetreiber
Ø Leitungsabgänge (Straßenleitungen) pro Niederspannungstransformator	Netzbetreiber
Leitungsdaten – Querschnitt – Länge	Netzbetreiber, stark historisch bedingt
Hausanschlusskästen – Anzahl pro Straßenleitung – Abstand – Topologie	Netzbetreiber
Gebäudeverkabelung – Stockwerksanzahl – Wohneinheiten/Stockwerk – Querschnitt/Material – Topologie	Bauträger
Verbrauch	
Verbraucherstruktur – Verbrauchertyp (z. B. nach Lastprofil) – Blindleistungsbedarf – Elektrifizierungsgrad – Gerätedurchdringung	Verbraucher
Jahresenergieverbrauch	Verbraucher
Erzeugung	
Einspeiseverhalten – Dargebotsabhängig – Bedarfsgerecht..	Erzeuger, Markt, Umwelt,

Es zeigt sich sehr schnell, dass eine große Anzahl von Faktoren maßgeblichen Einfluss auf die resultierende Verlustenergiemenge nimmt. Wird eine exakte Bestimmung der Verlustenergiemenge für eine Transformatorstation (inkl. dem zugehörigen Niederspannungsnetz) bzw. für ein begrenztes Netzgebiet angestrebt, ist die Kenntnis detaillierter Verbraucherströme notwendig. Zur Realisierung einer solchen netzspezifischen betriebsmittelorientierten Verlustbestimmung wurde ein Konzept entwickelt und testweise auf ein reales Niederspannungsnetz angewendet. Details zu diesem Konzept werden unter Absatz 3.5 erläutert.

Durch die Integration von intelligenten Messeinrichtungen können zukünftig neue Möglichkeiten zur Verlustbestimmung und Minimierung der Netzverluste realisiert werden. Eine detaillierte Ausführung dazu befindet sich im veröffentlichten Beitrag „Smart Loss Reduction – Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen" zum 12. Symposium für Energieinnovation [11].

3.4.4 Nachfolgende Messungen im gleichen Netzabschnitt nach Lastflussoptimierung

Optimierung des Transformatorausnutzungsgrades

Im Rahmen durchgeführter Untersuchungen konnten ebenfalls örtlich nahe Transformatoren mit niedriger Auslastung identifiziert werden, hier kann durch eine Umschaltung die gesamte Leistung mit einem Transformator zur Verfügung gestellt werden. Um schwach ausgelastete Transformatoren zu identifizieren, ist die Kenntnis der Lastflüsse oder zumindest der Schleppzeigerwerte am Transformator über mehrere Jahre hinweg hilfreich. Zusammenlegungen dieser Art bedürfen zuvor einer Untersuchung der hinterlagerten Netz- und Verbraucherstruktur um negative Auswirkungen auf die Leistungsbereitstellung und die Spannungshaltung auszuschließen. Abbildung 13 zeigt den Lastverlauf in phasensummierter Darstellung vor (Transformator 1 - blau, Transformator 2 - grün) und nach der Zusammenschaltung (nur mehr Transformator 2 – grün). Die Kupferverluste im Transformator steigen durch die Umschaltung erwartungsgemäß, dennoch können in diesem Fall die Verluste um bis zu 40% gesenkt werden. Gleichzeitig steht für weitere Netzausbaumaßnahmen ein zusätzliches Betriebsmittel zur Verfügung.

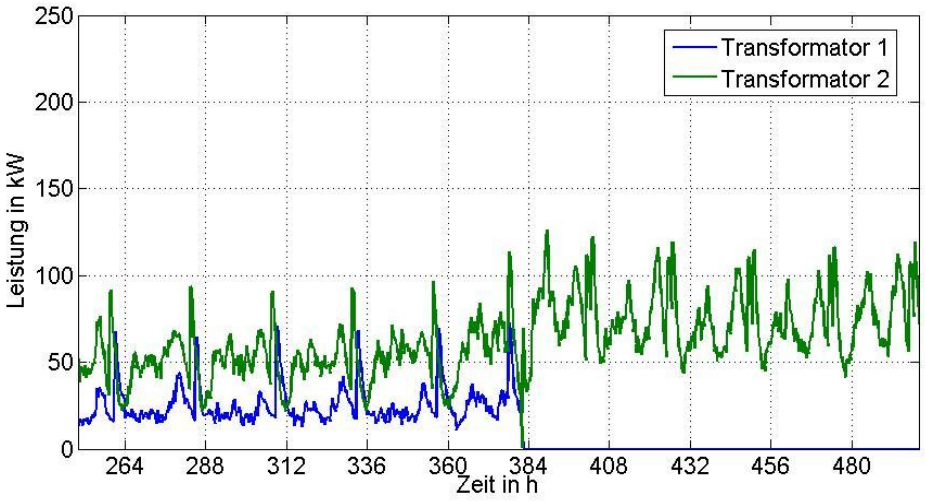

Abbildung 13: Leistungsverlauf an zwei schwach ausgelasteten Niederspannungstransformatoren

Bestimmt man nun das mögliche Verlustoptimierungspotential für die Zusammenlegung der beiden schwach ausgelasteten Transformatoren, so erhöhen sich zwar die Kupferverluste geringfügig mit 285 kWh/a, hierfür sinken jedoch die Leerlaufverluste wesentlich um 6745 kWh/a, wie Tabelle 2 zeigt.

Tabelle 2: Verlustreduktion (Transformatorverluste) durch Zusammenlegung niedrig belasteter Transformatoren

	S [kVA]	P_{VCU} [W]	P_{VFE} [W]	W_{VCU} [kWh/a]	W_{VFE} [kWh/a]	$W_{V\ gesamt}$ [kWh/a]
Transformator 1	315	3900	770	1317	6745	8062
Transformator 2	315	3900	770	295	6745	7040
Summe				**1612**	**13490**	**15102**
Transformator 1 nach der Umschaltung	315	3900	770	1897	6745	8642
Differenz/a				**+ 285**	**- 6745**	**- 6460**

Das größte Potential dieser Form der Verlustoptimierung ist vorrangig in heute wirtschaftlich strukturschwachen Regionen zu finden. Durch die anhaltende Siedlungsbewegung vom ländlichen

Raum hin zu urbanen Lebensformen ist die Energieversorgungsstruktur oft durch Überkapazitäten und Betriebsmittel mit hohem Durchschnittsalter geprägt. Besonders bei bestehenden Überkapazitäten können durch gezielte Austauschmaßnahmen wesentliche Verlustoptimierungen realisiert werden.

Untersuchung von Lastspitzen, hervorgerufen durch Fernwirkanlagen

Bei Messungen in einem Netzgebiet mit einem hohen Anteil an Warmwassererzeugern, welche über ein Fernwirksignal (Rundsteueranlage) angesteuert werden, konnten große Lastspitzen, welche einzig durch die gleichzeitige Ansteuerung und Zuschaltung von Verbrauchern hervorgerufen werden, identifiziert werden.
Abbildung 14 zeigt als Beispiel eine von mehreren Stationen, bei welcher dieser Effekt auftritt. Die Tageslast ist mit etwa 40 kW - 100 kW vergleichsweise gering ausgeprägt, kurz nach Mitternacht steigt die Last durch die Einschaltung von Warmwasserboilern und Speicherheizungen stark auf das zwei bis dreifache der mittleren Tageslast an um kurze Zeit später wieder abzusinken (rot).

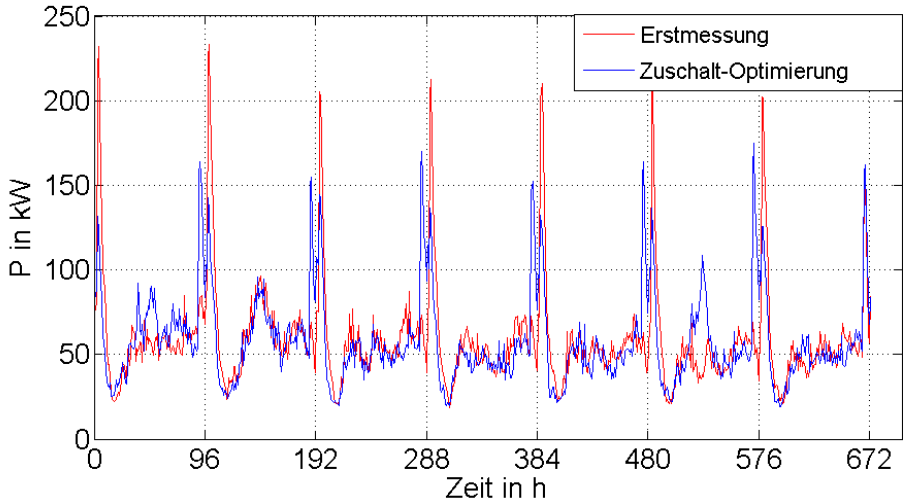

Abbildung 14: Lastspitzen am Transformator vor und nach Änderung des Rundsteuersignales

Nach der Problembestimmung wurden Möglichkeiten zur Reduzierung dieser Lastspitzen gesucht. Schlussendlich wurde ein Teil der Rundsteuergeräte durch den Tausch eines Mikrochips auf einen Zweiten, 2 Stunden früheren Einschaltzeitpunkt verlegt. Wie aus Abbildung 14 (blau) hervorgeht, kann damit die nächtliche Höchstlast im Beispiel um bis zu 30% verringert werden. Bei weiteren Transformatorstationen ist eine Senkung der Höchstlast um bis zu 40% möglich. Folgende Tabelle zeigt die Reduktion der Lastspitze an den untersuchten Transformatoren:

Tabelle 3: Reduktion der Lastspitze an Ortsnetzstationen durch Änderung des Rundsteuersignals

Transformatorstation	Lastspitze	reduziert	Reduktion der Lastspitze
	[kW]	[kW]	%
Station A	215	163	25
Station B	121	73	40
Station C	87	71	19

Weiteres Potential kann sich durch eine noch detailliertere Staffelung des Rundsteuersignals ergeben. Wie dies aus Abbildung 14 (blau) ersichtlich ist, können die Lastspitzen noch wesentlich besser auf die Schwachlastzeit verteilt werden. In Hinblick auf die Leitungsverluste kommt es durch die durchgeführte Optimierung der Einschaltzeitpunkte nur zu geringen Verlustsenkungen.

Bestimmt man nun die auftretenden Transformatorverluste basierend auf den Messwerten unter Annahme einer symmetrischen Last, so können die Kupferverluste um durchschnittlich 15% gesenkt werden. Für die untersuchten Stationen stellen jedoch nicht die Optimierungen im Hinblick auf die Kupferverluste das größte Einsparungspotential dar, sondern die Optimierung der Transformator-nennleistung auf die tatsächlich auftretenden Lasten, und die damit einhergehende Senkung der Leerlaufverluste.

Anwendung auf Niederspannungsnetze mit dezentralen Erzeugern

Betrachtet man die Auswirkung von dezentralen Erzeugungsanlagen, wird schnell ersichtlich, dass eine generelle Einschätzung der Verlustminderung nur schwer beurteilbar ist. Zur Darstellung der Auswirkung auf die Netzverluste wird exemplarisch folgender Netzausläufer nachgebildet und unterschiedlich dimensionierte Erzeugungsanlagen angenommen, die Lastdaten stammen aus den durchgeführten Messungen:

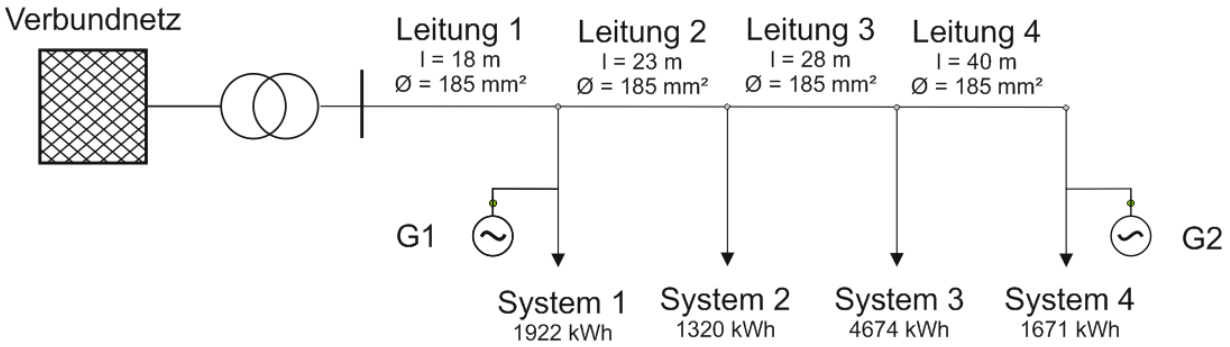

Abbildung 15: Exemplarischer Netzabschnitt mit dezentraler Einspeisung

Es werden verschiedene Varianten untersucht, dabei variiert sowohl der Einspeisepunkt als auch die Leistung des deszentralen Erzeugers. Es wird angenommen dass eine konstante Erzeugung täglich von 04-08 Uhr und von 17-21 Uhr erfolgt. Die Berechnungen wurden über den Zeitraum von einer Woche durchgeführt.

Tabelle 4: Last und Erzeugungsannahmen bei dezentraler Einspeisung

System (Verbraucher)	1	2	3	4
Verbrauch (gleichbleibend)	1922 kWh	1320 kWh	4674 kWh	1671 kWh
Einspeisung Variante 1	-	-	-	-
Einspeisung Variante 2				15 kW
Einspeisung Variante 3				30 kW
Einspeisung Variante 4				45 kW
Einspeisung Variante 5	45 kW			

Unter Annahme dieser Aufteilung von Lasten und Erzeugern können im Untersuchungszeitraum folgende Verluste (Abbildung 16) in den einzelnen Kabelabschnitten bestimmt werden.

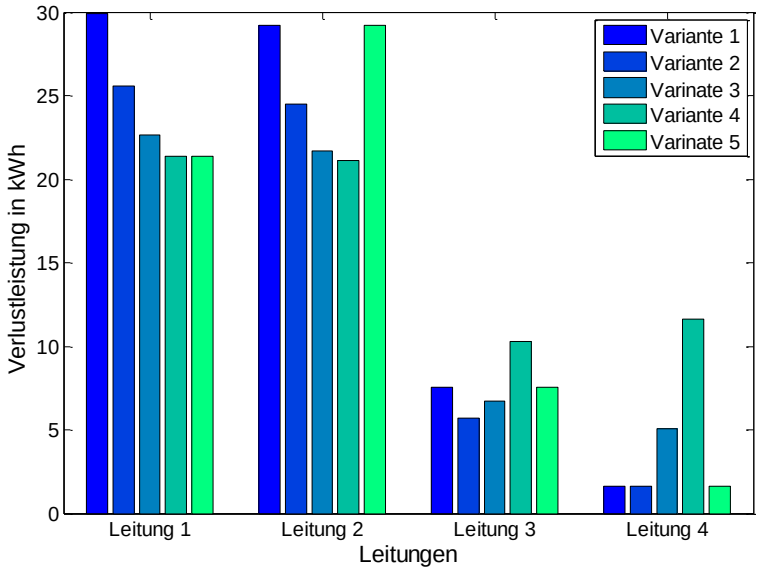

Abbildung 16: Verluste in den einzelnen Leitungsabschnitten bei unterschiedlichen Einspeisungen dezentraler Erzeuger

Es ist an diesem Beispiel sehr gut zu sehen, dass die Verlustleistung wesentlich vom Einspeisepunkt abhängt und daher die Auswirkung auf die Netzverluste auch verluststeigernde Auswirkungen mit sich bringen kann. Natürlich ist dabei zu beachten, dass in dieser Darstellung die Verluste ausschließlich in den Niederspannungsleitungen betrachtet werden.

Die Messungen zeigen ebenfalls, dass die Lastschwankungen durch die Einspeisung dargebotsabhängiger dezentraler Energieerzeugungsanlagen zunehmen können. Dies war bei der Analyse einer gemessenen Photovoltaikanlage zu erkennen. Betrachtet man das zeitliche Verlustaufkommen in den Phasenleitern, so sind die unterschiedlichen Einspeisevarianten gut zu erkennen, ebenso wie die Auswirkungen auf die Verluste in den einzelnen Leitungsabschnitten.

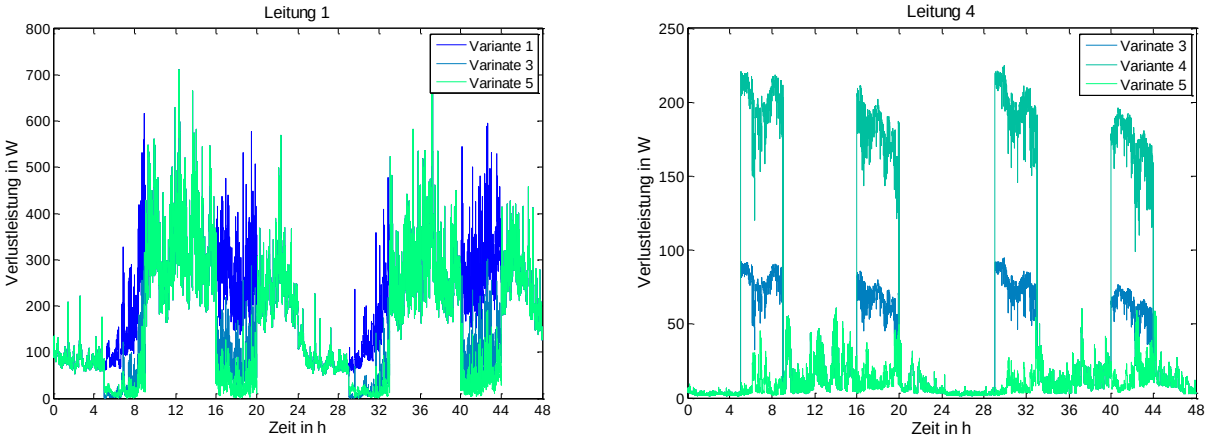

Abbildung 17: Verlauf der Verlustleistung auf Leitung 1 (links) und Leitung 4 (rechts) bei unterschiedlichen Einspeiseverhältnissen dezentraler Erzeuger

3.4.5 Vergleich der einzelnen gemessenen Lastflüssen mit generierten Lastflüssen

Auf Grundlage der übertragenen Jahresenergiemengen und der Kenntnis der hinterlagerten Standard-Verbraucherlastprofile ((VDEW, 2000)) sowie der durchgeführten Messreihen werden die Lastgänge an den einzelnen Messpunkten verglichen. Die Verbraucherlastprofile werden als 15-

Minuten-Leistungsmittelwerte über ein Jahr zur Verfügung gestellt, die Berechnung der Netzverluste erfolgt dabei unter Annahme einer symmetrischen Belastung. Sowohl diese Annahme als auch die 15-Minuten-Mittelwerte führen dazu, dass das Ergebnis einer solchen Verlustberechnung meist geringer ausfällt, als dies in Wirklichkeit bzw. auf Basis von realen Messdaten der Fall ist.
Um diese Abweichungen zu bestimmen, werden die Netzverluste auf Basis beider Varianten je Messpunkt berechnet und die daraus resultierenden Abweichungen grafisch dargestellt (siehe Abbildung 18).

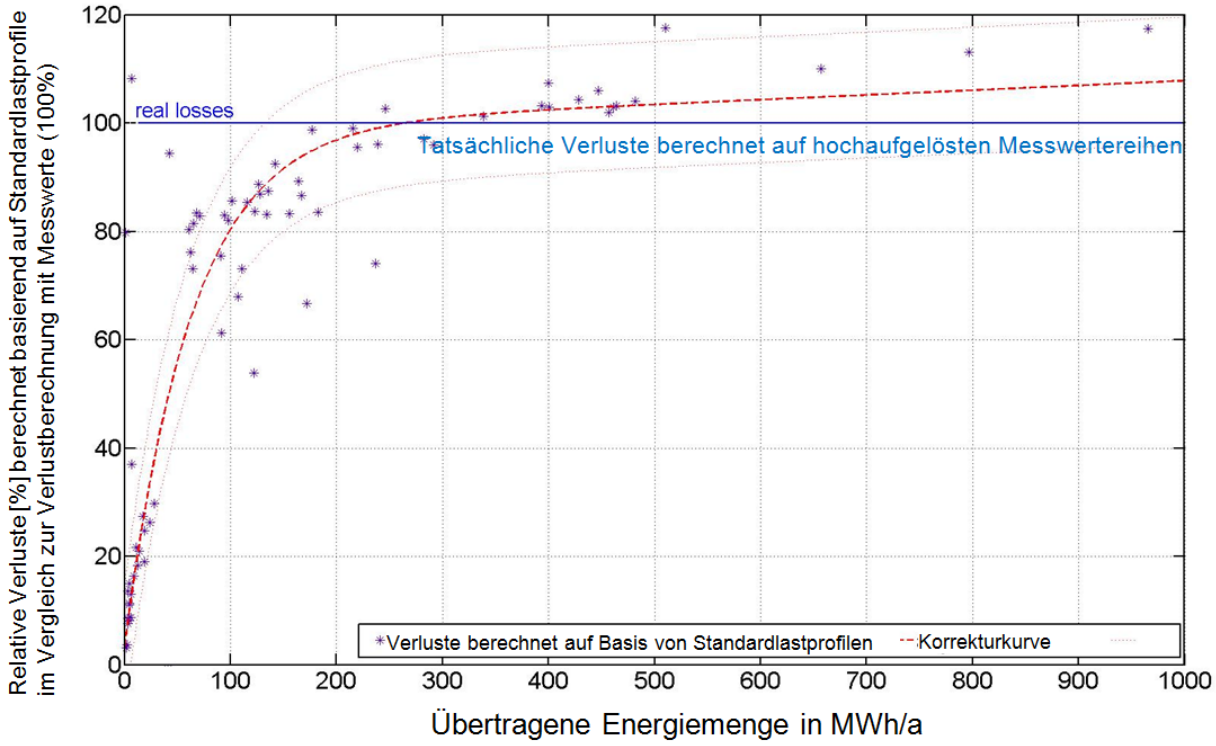

Abbildung 18: Abweichungen bei der Anwendung von Standardlastprofilen in der Verlustberechnung

Die Auswirkungen der Anwendung eines solchen Faktors in der Verlustbestimmung werden im folgenden Kapitel 3.4 behandelt. Von besonderem Interesse ist dabei die relative Erhöhung des Berechnungsergebnisses durch Berücksichtigung der Faktoren Unsymmetrie und Lastprofilanwendung im Niederspannungsnetz. Diese Untersuchung ist vor allem in Hinblick auf die Verfügbarkeit von lastprofilgezählten Verbraucherlastgängen von großer Bedeutung, da zukünftig mit Einführung von „Smart-Metern" ein Großteil der tatsächlichen Verbrauchsprofile abrufbar sein kann.

3.5 AP 4 – Bestimmung des Verlustreduktionspotentials

3.5.1 Bestimmung der Verlustoptimierungspotentiale

Bestimmung der Größenordnung der Stromwärmeverluste

Im Rahmen des Projekts wurde ein Konzept zur netzspezifischen und betriebsmittelorientierten Verlustbestimmung entwickelt. Die Basis für diese, im Vergleich zur Anwendung von netzübergreifenden Arbeitsverlustfaktoren bzw. bezirksübergreifenden Modellnetzen zur Verlustbestimmung ungleich aufwändigeren Methode, stellt die Anwendung einer direkten, betriebsmittelorienteierten Lastflussberechnung dar. Den wesentlichen Vorteil dieser Methode stellt, wie bereits in Kapitel 3.4.3 erwähnt, die Möglichkeit einer spezifischen Betrachtung der Belastung jeder einzelnen Ortsnetzstation in einem Netzgebiet und somit die Bestimmung der

Stromwärmeverluste je Betriebsmittel dar. Folgende Abbildung 19 zeigt die im Rahmen der Realisierung in einem Versuchsnetz verwendeten Informationsquellen und Schnittstellen zu Datenbanken, deren Verwendung im Algorithmus zur Lastflussberechnung, sowie mögliche Erweiterungen zur Optimierung der Berechnungsergebnisse:

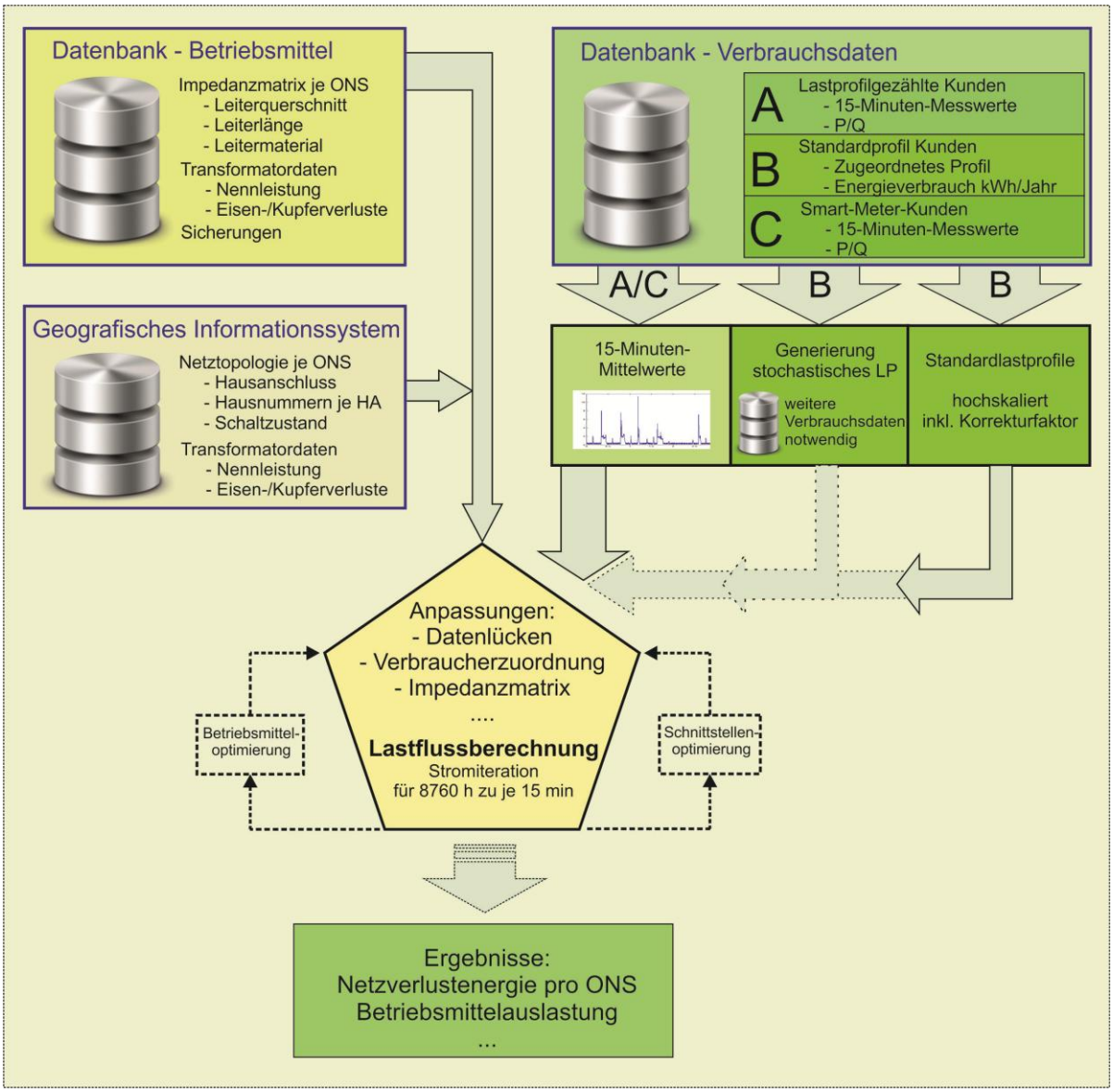

Abbildung 19: Lastflussbasierte betriebsmittelspezifische Netzverlustbestimmung

Bei Betrachtung der Grafik ist zu erkennen, dass diese Vorgehensweise gewisse Herausforderungen an die Informationstechnik bzw. vor allem die bestehenden Datenbanken und Datenbankenschnittstellen bzw. Referenzierungen stellt. Diese Vorgehensweise setzt einen möglichst aktuellen Datenstand voraus und ermöglicht auf breiter Basis vorhandene Informationen in der Untersuchung zu berücksichtigen.

Bei der Realisierung des in Abbildung 19 dargestellten Konzepts in einem matritzenbasierten Berechnungsprogramm können aus Ergebnisdatensätzen verschiedene Datenkombinationen zur Verlustanalyse herangezogen werden. Die Lastflussuntersuchungen in einem untersuchten Netzgebiet werden auf Basis von Standardlastprofilen und soweit möglich vorhandenen 15-Minuten-Messlastprofilen durchgeführt. Für eine erste Grobabschätzung zeigt sich, dass eine Gegenüberstellung der relativen Leitungsverluste bezogen auf die übertragene Energiemenge pro

Transformatorstation einen ersten Anhaltspunkt zur Bestimmung von Netzbereichen mit Verlust-optimierungspotential bietet.
Folgende Abbildung 20 zeigt in Rot die Energieabgabe je Station und Jahr bezogen auf die abgegebene Jahresenergiemenge des Gesamtnetzes. In Schwarz ist die Verlustbeteiligung je Station und Jahr an den Gesamtnetzverlusten in Prozent dargestellt. Stationen, welche eine hohe Verlustbeteiligung in Kombination mit einer niedrigen Energieabgabe aufweisen, sollten einer näheren Betrachtung unterzogen werden, da dieser Verhalt auf zu geringe Querschnitte im Niederspannungsnetz der jeweiligen Station schließen lässt.

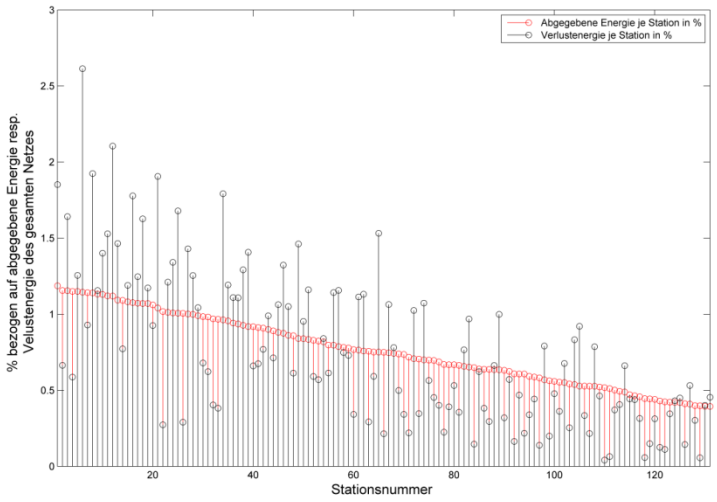

Abbildung 20: Relative Verlustenergie (schwarz) bzw. relative abgegebene Energiemenge je Station(rot – sortiert) im Vergleich

Erste Anwendungserfahrungen zeigen weiter, dass, abgesehen von detaillierten Betriebsmitteldaten, der Information über aktuelle Schnittstellen und deren Schaltzustand, eine besondere Bedeutung zuzuordnen ist. Ist diese Schaltinformation nicht bekannt, müssen viele Näherungen in Hinblick auf die Zuordnung von Leitungen an die entsprechende Ortsnetzstation getroffen werden. Das Hauptproblem stellen, durch die automatisierte Leitungszuordnung bzw. Schnittstellenbestimmung begründete, leerlaufende bzw. überlastete Transformatorstationen dar. Ein möglicher Lösungs-ansatz beruhend auf dem Abgleich mit Einzelmessungen von Transformatorstationen, welche bei einigen Netzbetreibern durchgeführt werden, konnte bisher noch nicht realisiert werden.
Die Verwendung des in Kapitel 3.4.5 untersuchten Näherungsfaktors führt im gesamten betrachteten Netzgebiet zu einer Erhöhung des Verlustberechnungsergebnisses von 6% und trägt damit dazu bei, Verlustenergiemengen im Niederspannungsnetz trotz der Näherung über Standardlastprofile realitätsnäher zu bestimmen.
Aufgrund der geringen Manipulationsaufwendungen beim Tausch von Ortsnetztransformatoren stellen diese einen besonders interessanten Angriffspunkt zur Verlustoptimierung dar. Aus den durchgeführten Untersuchungen zeigt sich, dass vor allem bei schwach ausgelasteten Transformatoren erhebliches Potential besteht. In der Verlustberechnung können betreffende Stationen ebenfalls schnell mit einer Gegenüberstellung von übertragener Energiemenge zu den Transformatorgesamtverlusten ermittelt werden. Hohe relative Verluste können zwar auch durch beschränkte Lastspitzenzeiten (Transformatoren in der Nähe von Veranstaltungszentren, Messegeländen, Pumpstationen bzw. Abnehmern mit sehr wenigen hohen Auslastungsstunden pro Jahr) bedingt sein, jedoch häufig zeigen die Ergebnisse generell gering ausgelastete Transformatoren, wie dies in Abbildung 22 auch aufgrund von Messungen an 35 Transformatoren über ein Jahr nachweisbar und gut zu erkennen ist.

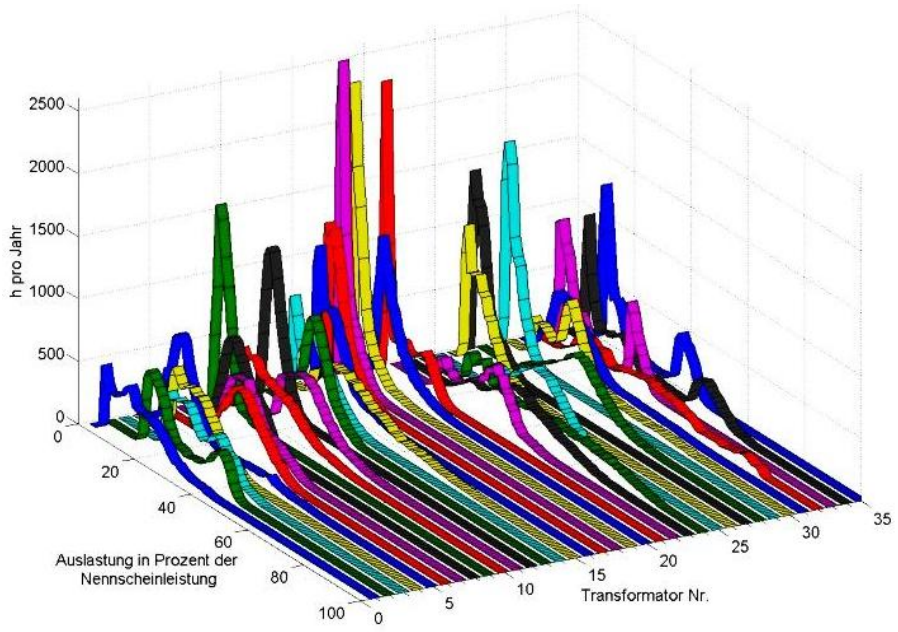

Abbildung 21: Transformatorbelastung – 35 Transformatoren über 8760h

Sämtliche Transformatoren aus Abbildung 21 bzw. Abbildung 22 stammen aus einem Netzgebiet und zeigen trotzdem sehr unterschiedliche Auslastungen bzw. Lastverläufe. Dies lässt wiederum auf die Vorteile einer detaillierten Betrachtung schließen und widerspricht der Verlustbestimmung auf Basis charakteristischer Netzgebiete.

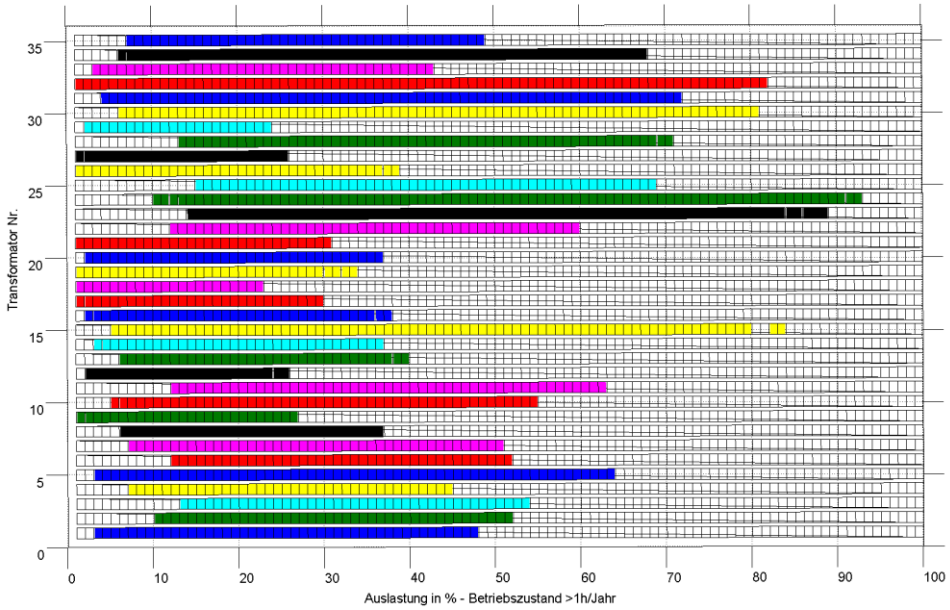

Abbildung 22: Bandbreite der Transformatorauslastung – 35 Transformatoren über 8760h

Wirtschaftliche Bewertung von Verlustoptimierungspotentialen (Kosten/Nutzen)

Unter Berücksichtigung der sehr hohen Kosten bei der Erneuerung von Kabelsystemen in städtischen Gebieten, wird bei Bewertung im Rahmen einer Investitionsberechnung kein Anreiz zur Erneuerung bestehender Niederspannungsnetzstrukturen erzeugt. Für die folgenden Berechnungen werden die Investitionskostenabschätzungen aus (Hyvärinen, 2008) angewendet.

Als theoretische Untersuchung werden mit Hilfe der betriebsmittelorientierten Lastflussberechnung sämtliche Leitungsabschnitte eines modellierten urbanen Netzgebiets, welche direkt an einen Ortsnetztransformator angebunden sind, gegen ein Aluminiumkabel AYY4x240 ersetzt. Dabei handelt es sich im abgebildeten Netzgebiet in Summe um 201,8 km Leitungslänge welche im hauptsächlich urbanen Raum neu verlegt werden müsste. Die Kosten für diese Optimierungsmaßnahmen belaufen sich lt. (Hyvärinen, 2008) auf 11,2 Mio. €, die sich daraus ergebenden Verlusteinsparungen betragen 3,4% der Gesamtverluste bzw. 5466 € pro Jahr. Aus diesem Ergebnis lässt sich schließen, dass bereits viele große Querschnitte im Netz verlegt sein müssen.

Zur weiteren Potentialabschätzung werden sämtliche Hausanschlussleitungen je nach bestehendem Querschnitt, um eine Querschnittseinheit erhöht. Folgende Tabelle gibt einen Überblick über die durchgeführten Maßnahmen:

Tabelle 5: Querschnittsänderungen von Hausanschlussleitungen

Von Querschnitt	Auf Querschnitt	km
10 mm²	16 mm²	1
16 mm²	25 mm²	245
25 mm²	35 mm²	10

Daraus ergeben sich für die Manipulationen Gesamtkosten in einer Größenordnung von 12,8 Mio. €. Die Verlustenergiemenge im untersuchten Netzgebiet nimmt auf Jahres Sicht um 13,9 % ab. Auch diese Maßnahme steht aufgrund der geringen Einsparungsvolumina in keinem Verhältnis zu den aufgewendeten Mittel. Es sei angemerkt, dass sich die untersuchten Hausanschlussleitungen zumeist in Besitz der jeweiligen Immobilieneigentümer sind, womit der Netzbetreiber kaum Einfluss auf entsprechende Strukturänderungen nehmen kann.

Um bei Ersatz eines Transformators die Mindestnutzungsdauer, d.h. jene Zeit, ab der die Investition wirtschaftlich sinnvoll zu bewerten ist, zu erhalten, werden die Kapitalwerte des Bestandstransformators und eines Ersatz-Transformators lt. Tabelle 6 subtrahiert. Ab einer positiven Kapitalwertdifferenz liegt die Verzinsung des Kapitals über dem Kalkulationszinssatz und der Tausch ist von ökonomischer Seite als sinnvoll zu betrachten. Folgendes Beispiel zeigt den in Kapitel 3.4.4 Abbildung 13 untersuchten Transformator sowie mögliche Ersatztransformatoren nach EN 50464-1 (OVE/Austrian Standards Institute, 2012) siehe Tabelle 6.

Tabelle 6: Kenndaten Transformatortausch

	S [kVA]	P_{VCU} [W]	P_{VFE} [W]	Kapitalwert[€]
Transformator Bestand	315	3900	770	
Transformator Ersatz 1 (B-C0)	250	2750	425	4187
Transformator Ersatz 2 (C-C0)	250	3250	425	4187*
Transformator Ersatz 3 (B-B0)	250	2750	360	4187*
Transformator Ersatz 4 (A-A0)	250	2350	300	4187*

*)Da für die Ersatztransformatoren keine Preisinformationen vorhanden sind, werden diese mit demselben Kapitalwert wie Ersatztransformator 1 aus (Hyvärinen, 2008) bewertet.

Für die Berechnung der Kapitalwertdifferenz werden folgende Einflussfaktoren angenommen:

Tabelle 7: Faktoren zur Bestimmung der Kapitalwertdifferenz

A(0)	Wert des vorhandenen Transformators zum Tauschzeitpunkt in €	0
A´(0)	Wert des Ersatztransformators zum Tauschzeitpunkt (Hyvärinen, 2008) in €	4187
D,M	Demontage bzw. Montageaufwand in €	1000
K_{v0}	Lastunabhängige Leistungsverlustkosten in €/MWh	60
K_{VCU}	Lastabhängige Leistungsverlustkosten in €/MWh	60
f	Lastanstiegsfaktor pro a	1,012
q	Zinsfaktor pro a	1,054
i	Strompreisanstieg pro a	1,02

Daraus ergeben sich folgende Kapitalwerte bei einer Investition in einen neuen Transformator (links) bzw. durch Austausch (rechts).

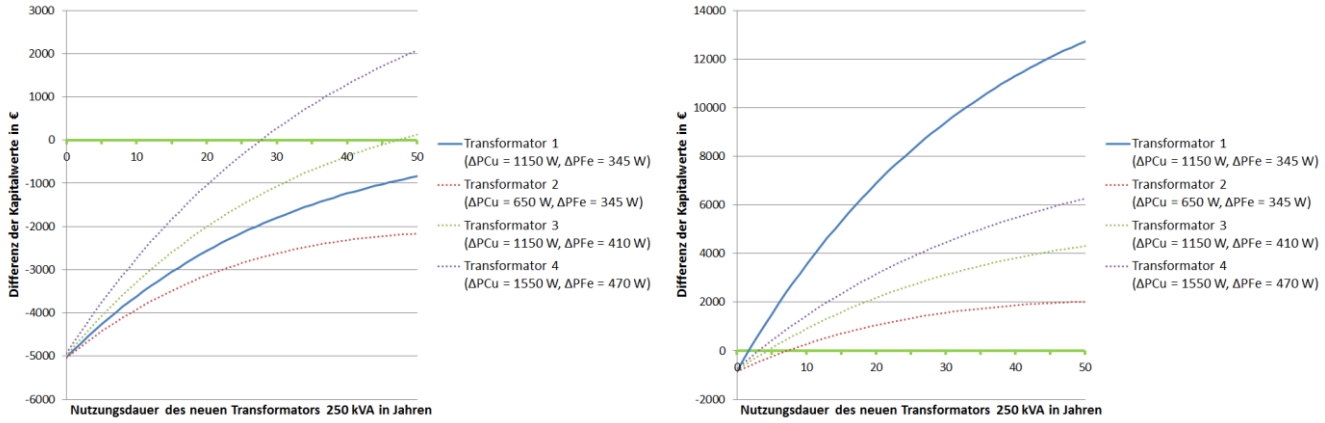

Abbildung 23: Kapitalwertdifferenz auf Basis des Messlastprofiles inkl. Transformatorneuanschaffung (links), exkl. Transformatorneuanschaffung (rechts)

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Amortisationszeit eines neuen Transformators im Bereich der gesamten Lebensdauer liegt und daher ein Tausch aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll erscheint. Ist bereits ein Transformator vorhanden, bzw. ist der bestehende Transformator nicht mit einem Kapitalwert von 0 (voll abgeschrieben) anzunehmen und kann weiterverwendet werden, so ändert sich die Kalkulation. Dies führt zu einer wesentlich geringeren Amortisationszeit von weniger als drei Jahren sowie einer Energieeinsparung von 130 MWh in den nächsten 50 Jahren. Betrachtet man die Kosten für die Montage und Demontage des Transformators, so ist zu erwähnen, dass Ausführungen welche einen schnellen Tausch begünstigen (Schnellklemmverbindungen usw.) natürlich dazu beitragen die Wartungsarbeiten zu beschleunigen und dadurch kosten-, und amortisationszeitsenkend wirken.

Folgende Abbildung 24 zeigt exemplarisch die Auswirkung verschiedener Verlustkennwerte eines 630 kVA Transformators, dabei ist die Auswirkung auf die Kurvensteigung in Hinblick auf die Kapitalwertbestimmung gut ersichtlich. Die Kennwerte des Bestandstransformators wurden wie folgt angenommen lt. Tabelle 8 angenommen, die Kosten für den Ersatztransformator mit 7200 €, ansonsten gelten die Werte aus vorheriger Berechnung.

Tabelle 8: Bestandstransformator für die Kapitalwertvariation

	S [kVA]	P_{VCU} [W]	P_{VFE} [W]	Kapitalwert[€]
Transformator Bestand	630	3900	770	0

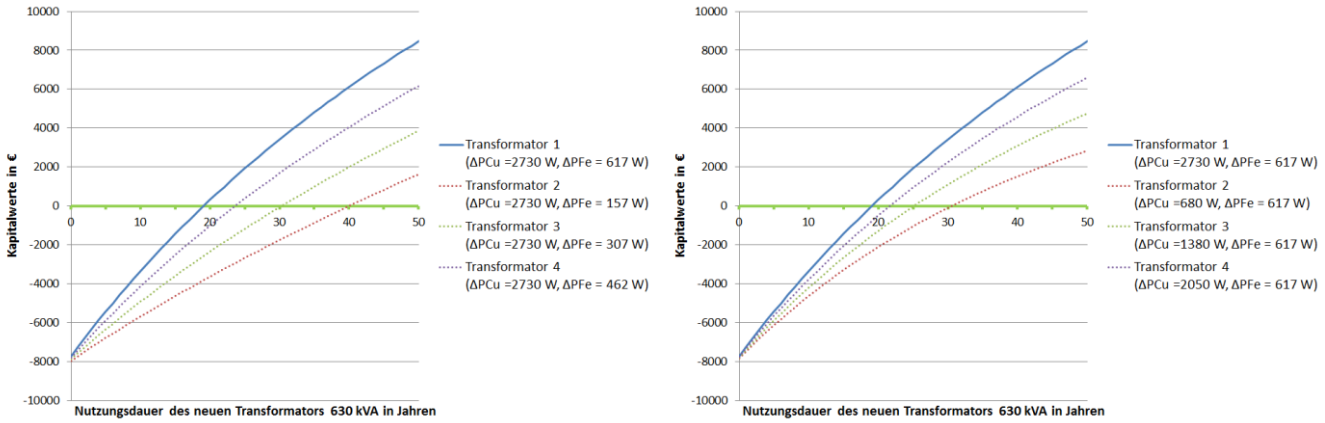

Abbildung 24: Exemplarische Kapitalwertdifferenz für einen 630 kVA Transformator auf Basis des Messlastprofiles inkl. Transformatorneuanschaffung (rechts) bzw. exkl. Transformatorneuanschaffung (links)

Folgende Abbildung 25 zeigt die Entwicklung der Leerlauf- und Kupferverluste in den vergangenen 40 Jahren in einem untersuchten Netzgebiet. Dabei ist zu sehen, dass sich die Leerlaufverluste im Betrachtungszeitraum fast halbiert haben.

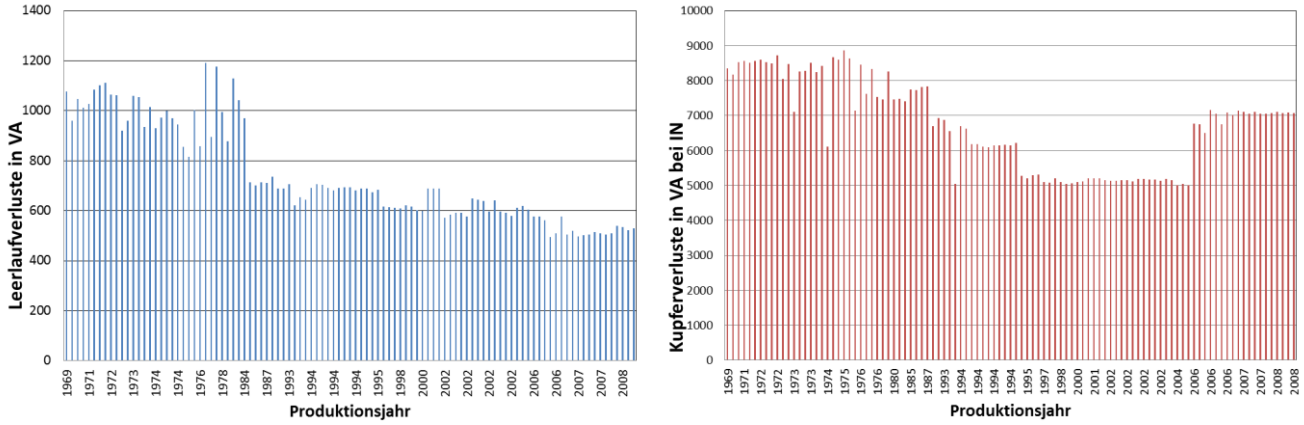

Abbildung 25: Leerlaufverluste (links) und Kupferverluste (rechts) in einem untersuchten Netzgebiet

3.5.2 Bewertung von Verlustoptimierungsmaßnahmen

Einsatzmöglichkeiten von verlustsenkenden Schalthandlungen im Niederspannungsnetz

Verlustsenkende Maßnahmen im Niederspannungsnetz können auf verschiedenen Ebenen geschehen:

- Transformatorumschaltungen

  Aufgrund generell geringer Belastungen bzw. zeitlich absehbarer spezieller (geringer oder hoher Auslastungen) kann eine Schalthandlung zur Reduzierung von Leerlaufverlusten sinnvoll sein. Bei geringen Lastaufkommen und der Notwendigkeit eines ständig verfügbaren Ersatztransformators im Netzgebiet kann die Leistungsbereitstellung über einen Transformator erfolgen, der zweite Transformator bleibt spannungslos als Reservekapazität erhalten. Akkumuliert über ein Jahr können dabei auf Grundlage von normierten Transformatorgrößen folgende Leerlaufverlust-energiemengen reduziert werden:

Tabelle 9: Potential bei Transformatorumschaltungen

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

- Optimierung von automatisierten Schaltanlagen inkl. Fernwirkanlagen

  Aufgrund der regionsbegrenzten Schalthandlungen von Fernwirkanlagen (TRA) kommt es häufig zu kurzzeitigen (ein bis zweistündigen) Lastspitzen, welche sich sowohl negativ auf die Transformatordimensionierung (besonders bei Verwendung von Schleppzeigerdaten) als auch auf die Leitungsverluste im entsprechenden Netzabschnitt auswirken. Eine verteilte Ansteuerung, durch frequenzselektive Schaltungen, oder zukünftige Schaltungen per „Smart-Meter" stellen gute Möglichkeiten zur Optimierung dar. Untersuchungen zu diesem Themenkomplex sind auch unter Demand-Side-Management (DSM) zu finden.

- Schnittstellenoptimierung

  Eine weitere Möglichkeit, welche in diesen Untersuchungen bisher nur am Rande behandelt wird stellt die Schnittstellenoptimierung dar. Für diese Untersuchungen sind ebenfalls detaillierte Nachbildungen der Netzstruktur inkl. auftretender Lastflüsse in einem Netzberechnungsprogramm notwendig, um eventuell nebeneinanderliegende Parallelzweige und Ringschlussmöglichkeiten zu identifizieren und zu nutzen.

- Blindleistungsbereitstellung

  Vor allem in Bereich der Haushaltslasten, nehmen die zusätzlichen Verluste auf Grund der Blindleistungsbereitstellung nur einen geringen Anteil an, in weiteren Untersuchungen anschließend an dieses Projekt sind auch Betrachtungen zu den Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung auf die Leitungsverlustenergie geplant

Entwicklung der Verluste unter Berücksichtigung von dezentralen Energieerzeugern

Die Auswirkung von dezentralen Erzeugungseinrichtungen auf die Netzverlustenergie ist stark vom jeweiligen Konzentrationsgrad der Erzeugungsanlagen sowie der Korrelation von Einspeisung und Lastaufkommen abhängig. Die Untersuchungen zeigen, dass eine geringe Konzentration bzw. geringe Einspeiseleistungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen zu einer Reduzierung der Netzverluste führt, dies ist vor allem auf die kürzere Distanz zwischen Einspeisung und Verbraucher zurückzuführen. Eine zu erwartende uneinheitliche Integration von dezentralen Einspeisungen wird sowohl zu verluststeigernden als auch verlustsenkenden Effekten führen. Auch in diesem Fall ist eine betriebsmittelspezifische Verlustbestimmung auf Grundlage von lastprofilgemessenen Erzeugungsdaten zu bevorzugen.

Wirtschaftlichkeitsbewertung von zukünftigen Verlustoptimierungssystemen

Aus den durchgeführten Berechnungen geht hervor, dass wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Durchführung von Verlustreduktionsmaßnahmen hauptsächlich bei Transformatoren durch Baugrößenoptimierungen im natürlichen Wartungswechsel bzw. beim natürlichen altersbedingten Ersatz von Transformatoren zu realisieren sind.

Aufgrund der hohen Kosten für Tiefbauarbeiten und den zusätzlichen Materialkosten ist der verlustbedingte Austausch von Leitungen nicht wirtschaftlich. Generell ist verlustbedingt meist die Verlegung eines größeren Querschnitts sinnvoll, da die Betriebsmittel über sehr lange Zeitspannen in Verwendung stehen.

Auch im Bereich der Niederspannungsleitungen ist Optimierungspotential vorhanden, dazu sind jedoch wiederum Daten zu den Auslastungen einzelner Leitungen notwendig. Sind solche Informationen nicht vorhanden, kann es sinnvoll sein, Transformatorstationen mit einer hohen Jahresenergieabgabe und einer geringen Anzahl von Leitungsabgängen am Transformator zu eruieren, um an diesen Stationen temporäre Messeinrichtungen zur Bestimmung der Leitungsauslastung durchzuführen. Das Potential für Verlustoptimierungen ist dabei sehr unterschiedlich und hängt wiederum von der Auslastungssituation umliegender Ortsnetzstationen ab, dies erschwert eine generelle Abschätzung des Potentials.

3.6 Auswertung für zukünftige Anwendung der Erkenntnisse

Bei Auswertung der Messungen zeigt sich, dass besonders in den Ausläufern des Niederspannungsnetzes eine Verlustberechnung über Standardlastprofile aufgrund der unsymmetrischen Belastungssituationen sowie kurzfristiger Lastschwankungen im Normalfall nicht zu einem zufriedenstellenden Ergebnis führt. Diese Ungenauigkeit kann mit Hilfe des in Kapitel 3.4.5 gezeigten Faktors verringert werden, jedoch ist eine detaillierte Betrachtung weiterhin wesentlich von der Genauigkeit der Lastprofilzuordnung beim Netzbetreiber bzw. dem Verbraucherverhalten notwendig.

Für zukünftige Anwendung bieten sich die verfügbaren Daten aus dem zukünftigen Smart-Meter-basierten Messwesen an, womit die Anzahl der Annahmen zum Lastflussgeschehen wesentlich verringert wird. Durch die Einbindung von Verbraucheranlagen mit Lastflusszähler können bereits Wirk- und Blindleistung von einem Gutteil der größeren Verbraucher mit tatsächlichen Verbrauchsdetails in das Modell eingepflegt werden. Die daraus ermittelten Auslastungswerte berücksichtigen zwar keine unsymmetrischen Belastungen, diese können jedoch wie bereits im derzeitigen Berechnungsmodell mit Standardlastprofilen realisiert über Näherungswerte berücksichtigt werden. Sollte es aufgrund rechtlicher Entscheidungen nicht möglich sein auf spezielle Lastdaten zur Betriebsoptimierung zurückgreifen zu können, so kann eine Näherung in der Lastsimulation auch über die Anwendung von stochastisch generierten Lastprofilen erfolgen, wobei ein probabilistischen Ansatz eine mögliche Realisierungsvariante darstellt.

Ein verlustoptimierter Betrieb im Niederspannungsnetz berücksichtigt in erster Linie folgende Faktoren:

- Auslastung der Ortsnetztransformatoren

  Wie gezeigt wird, stellen die Transformatoren einen der Hauptangriffspunkte zur Verlustoptimierung dar. Das Einsparungspotential ist dabei besonders in Netzbereichen mit kurz auftretenden Lastspitzen zu suchen.

- Effizienz der bestehenden Ortnetztransformatoren

Optimierung der Auslastung einzelner Stationen durch detailliertere Betrachtung der auftretenden Lastsituationen

- Schnittstellenoptimierung

  Untersuchungen in Hinblick auf die Anbindung großer Abnehmer und deren Anbindung im Netz, hier sind aufgrund zukünftiger Lastdatenverfügbarkeiten wesentliche Besserungen zu erwarten

- Effizienz der Messeinrichtungen

  Bei der Einführung neuer Zähleinrichtungen gilt es auch einen Augenmerk auf die Verlustenergie zu richten. Durch die enormen Neuinvestitionen lässt sich ein großes Verlustoptimierungspotential bei der Wahl von effizienten Geräten realisieren

- Dezentrale Energieerzeugungsanlagen

  Auch in Hinblick auf die Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen, welche heut oft detaillierte Abfragen in verschiedenen Datenbanken notwendig macht, kann mit vorhandenen Belastungsdaten und durch eine bessere Kenntnis der Niederspannungsnetzbereiche Integrationsentscheidungen effizienter getroffen werden.

Durch die fortschreitenden Entwicklungen im Bereich der Anwendung von amorphen Blechen in der Transformatortechnik kann folgende Berechnung, welche die Auswirkung der Langlebigkeit von Betriebsmitteln in der Energieversorgung darstellt angestellt werden: Geht man von einem stagnierenden Energieverbrauch, einer Betriebsmittellebensdauer von 40 Jahren und einem Marktanteil von amorphen Transformatoren von 50% in den nächsten 20 Jahren aus, so beträgt der Anteil von amorphen Transformatoren in 10 Jahre 12,5% bzw. in 20 Jahren 25% der gesamten in Österreich installierten Transformatoren. Bei einer Verlustreduktion von durchschnittlich 60% ergibt dies für das Jahr 2022 eine Reduktion der Ortsnetztransformatorverluste von 7,5 und im Jahr 2032 von 15%.

3.7 Ergebnisse und Meilensteine

Im Rahmen des Projekts wurde ein mobiles, vielkanaliges Messsystem zur hochaufgelösten Lastganganalyse im Niederspannungsnetz entwickelt. Durch Anwendung des Messsystems lassen sich detaillierte Informationen zum Lastgeschehen in einzelnen Leitungsabgängen synchron und hochaufgelöst aufzeichnen Der externe Zugriff auf das Messsystem ermöglicht kurzfristige Anpassungen vorzunehmen, die Messung zu kontrollieren sowie Messdaten, ohne vor Ort zu sein, einer Erstanalyse zuzuführen.

Die durchgeführten hochaufgelösten Messungen im Niederspannungsnetz zeigen, dass das Lastgeschehen in Hinblick auf die Bestimmung der Netzverluste im Niederspannungsnetz von vielen, meist nur schwer abschätzbaren Faktoren, beeinflusst wird. Auf Grundlage der Messungen konnte der Einfluss der Unsymmetrie auf die Netzverlustente in verbrauchernahen Bereichen ermittelt werden. Durch die vielen hochaufgelösten Einzelmessungen kann die Auswirkung und Schwankungsbreite auf Grundlage der übertragenen Energiemenge eingeschätzt, und in der Verlustberechnung berücksichtigt werden.

Eine intensive Analyse der Netzstrukturen im untersuchten Netzgebiet zeigt, dass eine generelle Zuordnung in charakteristische Niederspannungs-Ortsnetze zur Verlustoptimierung nur sehr eingeschränkt nutzbar ist, da oft verlustrelevante Abweichungen vom charakteristischen Netz

(Lastverteilung, Topologie,…) nicht abgebildet werden. Dies zeigt sich vor allem in den Ergebnissen zur Netzstruktur, wo beispielsweise die stark abweichenden Leitungslängen pro Transformator in einem siedlungscharakteristisch homogenen Bereich, sowie die unterschiedliche maximale Auslastung der installierten Transformatoren untersucht wurden.
Bei Betrachtung der Investitionskosten im Vergleich zu den realisierbaren Einsparungspotentialen zeigen die Ergebnisse der Untersuchung, dass aufgrund der hohen Kosten für Tiefbauarbeiten im städtischen Bereich, Eingriffe in bestehende Netze aufgrund der realisierbaren Verlustsenkungspotentiale nicht argumentierbar sind. Hingegen stellt der optimierte Austausch von Transformatoren unter Berücksichtigung des tatsächlichen Lastgeschehens im Idealfall abgestimmt mit Wartungsarbeiten (geringe Austauschkosten) einen guten Angriffspunkt zur Verlustoptimierung dar, wie diese auch in AP-4 gezeigt wird.
Die anschließende auf den Zwischenergebnissen beruhende Entwicklung einer Methodik zu einer lastflussbasierten betriebsmittelorientierten Verlustanalyse und deren Umsetzung inkl. Lastflussberechnung und Datenbankintegration stellten einen weiteren Meilenstein im Projektverlauf dar.

4 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

4.1 Erkenntnisse des Forschungsprojekts

Die Messungen im Niederspannungsnetz führen zu neuen Erkenntnissen in Hinblick auf Verlusteinflussfaktoren im Niederspannungsbereich. So konnten die Auswirkungen von unsymmetrischen Belastungen sowie kurzzeitige, relativ zur Gesamtlast hohe, Lastschwankungen ermittelt und für zukünftige Berechnungen verwertbar gemacht werden.

Des Weiteren konnten durch die tatsächliche Integration von Niederspannungsnetzstruktur- und Verbraucherdatenbanken in ein Berechnungsmodell Problemstellen und zugehörige Lösungsansätze eruiert werden, die wesentlich zur Strategiefindung bei zukünftigen Verlustbestimmungen beitragen werden. Es wird auch gezeigt, dass ein solches übergeordnetes Niederspannungsnetzberechnungsinstrument unter Beachtung bestimmter Rahmenbedingungen zukünftig eine wesentlich bessere Übersicht über das Niederspannungsnetz bietet als dies heute der Fall ist.

Die Berechnungen in Verbindung mit dezentralen Erzeugungseinheiten zeigen, dass diese ganz wesentlichen Einfluss auf die Netzverluste nehmen, jedoch eine allgemeine Abschätzung nicht zulässig ist, auch aus diesem Grund wird die Erkenntnis, dass eine betriebsmittelbasierte Betrachtung unter der Berücksichtigung zeitlich aufgelöster Lastflussdaten wesentliche Vorteile bietet. Bei Berücksichtigung der Investitionskosten wird ersichtlich, dass viele Maßnahmen zur Verlustsenkung nicht wirtschaftlich durchgeführt werden können, da der Kapitaleinsatz für Tiefbauarbeiten bzw. Austauschvorgänge welche nicht in Verbindung mit Wartungs-, und Instandhaltungsarbeiten erfolgen zu hoch ist.

4.2 Verwertung der Forschungsergebnisse

Das in AP-2 entwickelte Messsystem wird seit Projektende für weitere Lastganganalysen im Niederspannungsnetz eingesetzt, die Erfahrungswerte aus dem Projekt „Smart Loss Reduction" sind dabei direkt in die Planung und Anwendung der Messung der Integration einer großflächigen Photovoltaikanlage eingeflossen.

Die im Rahmen des Projekts gewonnenen Ergebnisse werden einerseits im Bereich des Forschungsgebiets der aktiven Niederspannungsnetze, welche durch die steigende Integration von

dezentralen Erzeugern ständig an Bedeutung gewinnen, als auch bei der Modellierung von Niederspannungsnetzen angewendet.

Durch die ausgedehnten Messungen eruierten Lastdaten aus verschiedenen Niederspannungsnetz-bereichen finden bereits zur besseren Nachbildung von Niederspannungsnetzen Anwendung, diese beruht hauptsächlich auf den Erkenntnissen zu unsymmetrischen Belastungen sowie den kurzzeitigen Lastschwankungen.

Im Rahmen der Dissertation „Verlustoptimierung in Niederspannungsnetzen" wird die Methodik der in Kapitel 3.5.1 beschriebenen und im Rahmen des Projekts teilweise umgesetzten Berechnungsalgorithmus einer lastflussoptimierten betriebsmittelspezifischen Verlustberechnung weiterverfolgt und verfeinert.

Von Seiten der Wienenergie Stromnetz können die Ergebnisse in der zukünftigen Niederspannungsnetzplanung angewendet werden. Insbesondere in Hinblick auf die Optimierung der Transformatorauslastung lassen sich Verlustsenkungen zeitnah bewerten und realisieren.

Als Weiterer Punkt können die Anforderungen an zukünftige Datenbaken und deren Gestaltung angeführt werden, durch die Untersuchung rücken neue Detailinformationen in den Vordergrund die aufgrund der Anwendung in der Lastflussberechnung von Interesse sind und zukünftig mit erhoben werden können, um einen nutzbaren Datenbestand aufzubauen und Annahmen zu verringern.

4.3 Zielgruppe der Forschungsarbeit

Im Rahmen der Arbeiten haben sich insbesondere zwei Zielgruppen ergeben, dies sind einerseits diverse Netzbetreiber und andererseits forschende Institute, welche die Ergebnisse in ihre Arbeit miteinfließen lassen können.

Netzbetreiber profitieren von den Informationen zum Lastgeschehen in verbrauchernahen Netzbereichen. Da generell wenige Informationen in diesen Bereichen vorhanden sind können die untersuchten Verlustreduktionsmaßnahmen einen Anreiz schaffen, in einem ersten Schritt stichprobenartig das tatsächlichen Lastgeschehen an Transformatoren zu beobachten, um daraus zusätzliche Informationen, zur Bestimmung von Verlustoptimierungsmaßnahmen, welche zum Beispiel bei zukünftigen Wartungsarbeiten realisiert werden können, zu bewerten.

Für die Forschung und Wissenschaft liefern die Forschungsergebnisse neue Vergleichswerte für die Nachbildung von Niederspannungsnetzen. Damit können bestehende Modelle verfeinert, bzw. angepasst werden um Untersuchungen realitätsnaher zu gestalten.

5 Ausblick

Die im Forschungsprojekt eruierten Messdaten und Erkenntnisse zeigen die Komplexität bei der Bestimmung von Netzverlusten, welche aufgrund der oft lückenhaften Datenlagen und fehlenden Informationen über das Lastgeschehen verursacht wird. Es konnten einige wirtschaftliche Optimierungsmaßnahmen aufgezeigt werden, jedoch zeigt sich auch, dass Aufgrund der hohen Kosten von Kabelneuverlegungen Verbesserungsmaßnahmen nur im Zuge der natürlichen Erneuerung wirtschaftlich sinnvoll sind. Die gewonnen Erkenntnisse werden nun von den Projektpartnern weiterverfolgt um weitere Untersuchungen betreffend der betriebsmittelbasierten Verlustoptimierung durchzuführen.

Der Verlustoptimierung im Bereich der elektrischen Infrastruktur stellt einen sehr langwierigen Prozess dar, da aufgrund der hohen Investitionskosten und zugleich langen Betriebsmittel-lebenszyklen nur eine begrenzte Summe für Optimierungen zur Verfügung steht.
Betrachtet man die Verlustoptimierungspotentiale im Niederspannungsnetz, so kann die Lastnachbildung auch über probabilistische Methoden bzw. stochastische Lastprofile erfolgen. Hier gilt das Interesse vor allem der Abbildung der Verbraucher, sowie den entstehenden Abweichungen der Verlustberechnung zum tatsächlichen Lastaufkommen welche mittels Messungen die im Rahmen des Projekts durchgeführt wurden als Abgleich herangezogen werden können.

Der im Rahmen des Projektes entwickelte Algorithmus zur Bestimmung von betriebsmittel-spezifischen Verlustwerten stellt derzeit einen sehr auf ein Netzgebiet spezifizierte Anwendung dar.
Auf die nächsten Jahrzehnte gesehen ist die Abbildung von Niederspannungsnetzen in einem Netzberechnungsprogram eine mögliche Lösung, um Aufgaben um Berechnungen in Hinblick auf die Integration dezentraler Erzeuger (Blindleistungsbereitstellung) sowie der hier behandelten Verlustoptimierung bestmöglich zu erfüllen. Solche Systeme benötigen zwar größere Anfangsinvestitionen würden jedoch die Planung und den Betrieb von Niederspannungsnetzen auf Grund der schnellen Datenverfügbarkeit wesentlich erleichtern.

In Hinblick auf zukünftige Forschungsaufgaben ist ein System bzw. ein Algorithmus denkbar, der im Hintergrund sämtliche zur Verfügung stehenden Datenbanken automatisiert durchläuft und Informationen, sei es aus Langfristmessungen, Zählerdaten, Lastprofilmessungen, Strukturdaten sammelt und im Netzberechnungsprogramm zur Verfügung stellt. Diese Vorgangsweise ist vor allem deshalb von Vorteil, da ständig und zeitgleich Änderungen im Niederspannungsnetz vorgenommen werden. Statische Datenbanken welche oft durch zusammenfassen einzelner Datenbankdetails entstehen können aus diesem Grund, vor allem bei häufig variierenden Daten, wie den Zuständen von Schnittstellen, Anschlusszuordnungen an Transformatoren usw. schnell veraltet sein.
Der Bereich der Netzverlustoptimierung stellt weiterhin ein Potential für Untersuchungen dar, besonders die definierte Bestimmung einzelner Verlusthandlungen steckt noch in der Anfangsphase.

6 Literaturverzeichnis

Brandauer, W. (2009). *Verluste im Niederspannungsverteilnetz.* Graz: Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz.

Brandauer, W., Schmautzer, E., & Fickert, L. (2011). *Smart Loss Reduction - Steigerung der Effizienz von Verteilnetzen.* Graz: TU Graz.

Engels, K. (2000). *Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilnetzen.* Aachen: TH Aachen.

European Regulators' Group for Electricity and Gas. (2009). *Treatment of Losses by Network Operators.* Bruxelles: ERGEG.

Hauswirth, R., & Gielge, J. (2010). *Neudefinition der Gebietstypen, Beiträge zur Stadtentwicklung.* Wien: MA 18.

Hyvärinen, M. (2008). *Electrical networks and economies of load density.* Helsinki: Helsinki University of Technology, 2008.

Mehlhorn, K. (1 2004). Bestimmung der elektrischen Verluste im Netz eines städtischen Netzbetreibers. *EW JG 103*.

Mehlhorn, K. (2008). Analyse der Einflussfaktoren auf Netzverluste. *EW JG 107*.

OVE/Austrian Standards Institute. (2012). *Ölgefüllte Drehstrom-Verteilungstransformatoren 50 Hz, 50 kVA bis 2500 kVA mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel bis 36 kV - Teil 1 Allgemeine Anforderungen.* Vienna/Austria: ÖVE/ÖNORM EN 50464-1.

Scheffler, J. (2002). *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten.* Chemnitz: TU Chemnitz.

Soschinski, B. (28. März 1918). Die Vorausberechnung der Selbstkosten von Elektrizitätswerken. *ETZ*, S. 125;.

Spitzl, W. (2002). *Verbraucherstrukturabhängige Lastmodellierung für die Planung , Betriebsführung und Schaltzustandsoptimierung elektrischer Verteilnetze.* Graz: TU Graz.

VDEW. (20. 01 2000). M-02/2000 "Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland. *VDEW-Materialien*, S. 38.

VDEW e.V. (1968). *Netzverluste; Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Vermeidung.* Frankfurt am Main: Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elekrtrizitätswerke m.b.H.

Zebisch, M. (1959). *Netzverluste, Die Verluste in elektrischen Versorgungsnetzen, ihre Ursachen und Ermittlung.* Berlin: VEB Verlag Technik Berlin.