

## Abschlussbericht des Vorhabens

# ASNIDEA



Analysewerkzeug und  
Strategieentwicklung  
zur vereinfachten Netzintegration dezentraler  
Einspeisung und zukünftiger Netzlasten

**htw saar**

**Hochschule für  
Technik und Wirtschaft  
des Saarlandes**  
University of  
Applied Sciences

GEFÖRDERT VOM



**Bundesministerium  
für Bildung  
und Forschung**



**Technologiezentrum**

**Ausführende Stelle:**

htw saar, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften

**Projektleitung:**

Prof. Dr.–Ing. Rudolf Friedrich  
66123 Saarbrücken, Waldhausweg 14  
Tel: 0681 / 5867 – 523,  
mail: [rudolf.friedrich@htwsaar.de](mailto:rudolf.friedrich@htwsaar.de)

**Förderkennzeichen:**

13FH056PX3

**Projektlaufzeit:**

01.11.2014 bis 31.10.2017

## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN  ----- k.A.	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung)  Schlussbericht
3. Titel  Abschlussbericht des Vorhabens ASNIDEA – Analysewerkzeug und Strategieentwicklung zur vereinfachten Netzintegration dezentraler Einspeisung und zukünftiger Netzlasten	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)]  Friedrich, Rudolf Prof. Dr.–Ing. Altmayer, Johannes M.Sc. Hoffmann, David M.Sc.	5. Abschlussdatum des Vorhabens  31.10.2017
	6. Veröffentlichungsdatum  k.A.
	7. Form der Publikation  Bericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse)  Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes (htw saar) Fakultät für Wirtschaftswissenschaften  Waldhausweg 14 66123 Saarbrücken	9. Ber. Nr. Durchführende Institution  
	10. Förderkennzeichen  13FH056PX3
	11. Seitenzahl  40
12. Fördernde Institution (Name, Adresse)  Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. Literaturangaben  27
	14. Tabellen  4
	15. Abbildungen  16
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)  VDI Technologiezentrum (Abschlussbericht des Vorhabens ASNIDEA, Saarbrücken, 27.04.2018)	

#### 18. Kurzfassung

Aufgrund der Höhe der Einspeisevergütungen für PV-Anlagen bis zu Novellierung des EEG Ende des Jahres 2012 gab es in den Jahren 2010 bis 2012 einen regelrechten Boom beim Zubau dieser dezentralen Einspeisungsanlagen in den elektrischen Niederspannungsnetzen.

Diese dezentralen Erzeugungsanlagen müssen in die elektrischen Verteilungsnetze integriert werden, ohne dass die Funktionsfähigkeit der Verteilungsnetze eingeschränkt wird. Dies betrifft insbesondere die Qualitätsmerkmale „Spannungsband“ nach DIN EN 50160 und „Systemzuverlässigkeit“. Neben der zunehmenden Anzahl von dezentralen Einspeisungen durch die Erzeugungsanlagen werden auch zusätzliche Anforderungen an die Verteilungsnetze und deren Betreiber durch die zukünftige individuelle Nutzung von Elektromobilität gestellt, z. B. durch die Integration der Ladeinfrastruktur.

Dezentrale Einspeisungen führen zu einer Anhebung der Netzspannung, wohingegen zusätzliche Netzlasten stärkeren Spannungsabsenkungen hervorrufen. Daher ist es wichtig, zukünftig für die beiden Extremfälle „maximale Einspeisung“ und „maximale Belastung“ die Netzspannung in der Niederspannung – gegebenenfalls ohne detaillierte Berechnung – abschätzen zu können.

Im Rahmen des Forschungsprojektes ASNIDEA wurden eine Strategie und ein Werkzeug (Spannungsschätzer) zur vereinfachten Netzberechnung entwickelt, die es erlauben, mit Hilfe weniger, bekannter Strukturparameter die Netzspannung in einem Niederspannungsnetz abzuschätzen. Hierzu wurde zunächst mit Hilfe realer Netzdaten und detaillierten Netzberechnungen eine Datenbasis geschaffen, die es erlaubt, durch eine Ähnlichkeitsanalyse die Spannung für Niederspannungsnetze abzuschätzen, für welche nur wenige Strukturparameter zur Charakterisierung vorliegen. Die Einsatzmöglichkeiten des untersuchten Verfahrens konnten anhand von vergleichenden Netzberechnungen nachgewiesen werden und erlaubten die theoretische Untersuchung von Versorgungskonzepten zur verbesserten Integration von dezentralen Einspeisungen und zukünftigen Lasten, wie beispielsweise der Ladeinfrastruktur der E-Mobilität.

#### 19. Schlagwörter

Netzintegration, Analysewerkzeug, (vereinfachte) Netzberechnung, Spannungsstabilität, Spannungsschätzer, Ladeinfrastruktur, E-Mobilität

#### 20. Verlag

k.A.

#### 21. Preis

k.A.

## Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN ----- n/a	2. type of document (e.g. report, publication) Final Report
3. title  Final report of the project ASNIDEA – analysis tool and development of a strategy for simplified grid integration of decentralized feed-in systems and future grid loads	
4. author(s) (family name, first name(s))  Friedrich, Rudolf Prof. Dr.–Ing. Altmayer, Johannes M.Sc. Hoffmann, David M.Sc.	5. end of project 31.10.2017
	6. publication date n/a
	7. form of publication report
8. performing organization(s) (name, address)  University of Applied Sciences htw saar Faculty of Economic Sciences  Waldhausweg 14 66123 Saarbrücken	9. originator's report no.
	10. reference no. 13FH056PX3
	11. no. of pages 40
12. sponsoring agency (name, address)  Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) 53170 Bonn	13. no. of references 27
	14. no. of tables 4
	15. no. of figures 16
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)  VDI technology centre (Final report of the project ASNIDEA, Saarbrücken, 27.04.2018)	

18. abstract

Due to the high level of feed-in tariffs for PV systems until the amendment of the EEG at the end of 2012, there was a real boom in the expansion of these decentralized feed-in systems in the low-voltage grids in 2010-2012.

These decentralized generation plants have to be integrated into the electrical distribution grids without restricting the functioning of the distribution grids. This concerns in particular the quality characteristics "voltage limits" according to DIN EN 50160 and "system reliability". Besides the increasing number of decentral feed-ins by the generation plants, additional demands are made on the distribution grids and their operators due to the future individual use of electromobility, e.g. by the integration of the charging infrastructure.

Decentralized feed-ins lead to an increase in the line voltage, whereas additional grid loads cause greater voltage drops. Therefore, it is important to be able to estimate the grid voltage in low-voltage grids for the two extreme cases "maximum feed-in" and "maximum load" in the future, possibly without detailed calculation.

As part of the research project ASNIDEA, a strategy and a tool (voltage estimator) for simplified network calculation have been developed, which make it possible to estimate the line voltage in a low-voltage grid, based on a few structural parameters that are already known. Therefore, a database of real network data and detailed network calculations was first prepared, allowing a similarity analysis to estimate the voltage of low voltage grids for which only a few structural parameters are available for characterization. The possible applications of the examined method could be proven by comparative grid calculations and made the theoretical investigation of supply concepts for the improved integration of decentralized feed-ins and future loads possible, for example the charging infrastructure of e-mobility.

19. keywords

grid integration, analysis tool, (simplified) grid calculation, voltage stability, voltage estimator, charging infrastructure, electromobility

20. publisher  
n/a

21. price  
n/a

# I. Inhaltsverzeichnis

I.	Inhaltsverzeichnis .....	I
II.	Abbildungsverzeichnis .....	II
III.	Tabellenverzeichnis .....	III
1.	Kurze Darstellung .....	1
1.1.	Motivation.....	1
1.2.	Aufgabenstellung und Zielsetzung .....	2
1.3.	Voraussetzungen des Vorhabens .....	3
1.4.	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	5
1.4.1.	Zeitlicher Ablauf des Vorhabens .....	5
1.4.2.	Arbeitspakete des Vorhabens.....	5
1.5.	Wissenschaftlicher Stand bei Beginn des Vorhabens.....	7
1.6.	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	9
2.	Eingehende Darstellung .....	10
2.1.	Aufbau der Netzdatenbasis .....	12
2.2.	Planung und Realisierung des vereinfachten Netzberechnungswerkzeuges ....	14
2.2.1.	Festlegung der Strukturparameter .....	14
2.2.2.	Mathematisches Berechnungsverfahren.....	19
2.2.3.	Bedienoberfläche.....	27
2.3.	Ausgewählte Beispiele und Ergebnisse.....	28
2.4.	Optimierte und koordinierte Versorgungskonzepte mit PV-Anlagen .....	32
3.	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises und Verwendung der Zuwendungen .....	36
4.	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit.....	37
5.	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit.....	37
6.	Fortschritte von dritter Seite .....	39
7.	Erfolgte und geplante Publikationen der Forschungsergebnisse.....	40

## II. **Abbildungsverzeichnis**

Abbildung 1: vereinfachte Netzberechnung.....	11
Abbildung 2: Netzdatenbasis .....	13
Abbildung 3: Testnetz 1 .....	15
Abbildung 4: Topologie .....	16
Abbildung 5: Netzzadien.....	17
Abbildung 6: zentral vs. peripher.....	17
Abbildung 7: Übereinstimmungsprüfung .....	20
Abbildung 8: Identifikation des ähnlichsten Netzes .....	24
Abbildung 9: Start-Maske.....	27
Abbildung 10: Arbeitsmaske .....	28
Abbildung 11: exemplarische Ergebnisse .....	29
Abbildung 12: Schätzung 2 .....	29
Abbildung 13: Schätzung 18 .....	30
Abbildung 14: Netz .....	33
Abbildung 15: Lageplan .....	34
Abbildung 16: PV- Zubau.....	36

### **III. Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: zu untersuchendes Netz.....	21
Tabelle 2: Netz 1 und Netz 2 .....	22
Tabelle 3: Strukturparameter Schätzung 2.....	30
Tabelle 4: Strukturparameter Schätzung 18.....	31

# 1. Kurze Darstellung

## 1.1. Motivation

Aufgrund der Höhe der Einspeisevergütungen für PV-Anlagen bis zu Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Ende des Jahres 2012 gab es in den Jahren 2010 bis 2012 einen regelrechten Boom beim Zubau dieser dezentralen Einspeisungsanlagen in den elektrischen Niederspannungsnetzen.

Diese dezentralen Erzeugungsanlagen müssen in die elektrischen Verteilungsnetze integriert werden, ohne dass die Funktionsfähigkeit der Verteilungsnetze eingeschränkt wird. Dies betrifft insbesondere die Qualitätsmerkmale „Spannungsband“ nach DIN EN 50160 und „Systemzuverlässigkeit“. Neben der zunehmenden Anzahl von dezentralen Einspeisungen durch die Erzeugungsanlagen werden auch zusätzliche Anforderungen an die Verteilungsnetze und deren Betreiber durch die zukünftige individuelle Nutzung von Elektromobilität gestellt, z. B. durch die Integration der Ladeinfrastruktur.

Dezentrale Einspeisungen führen zu einer Anhebung der Netzspannung, wohingegen zusätzliche Netzlasten starke Spannungsabsenkungen hervorrufen. Daher ist es wichtig, zukünftig für die beiden Extremfälle „maximale Einspeisung“ und „maximale Belastung“ die Netzspannung in der Niederspannung – gegebenenfalls ohne detaillierte Berechnung – abschätzen zu können.

Die Verteilungsnetzbetreiber sind für die Einhaltung der Qualitätsmerkmale verantwortlich. Geplante dezentrale Einspeisungen und Netzlasten ab einer bestimmten Leistung müssen von den Anlagenbetreibern beim Verteilungsnetzbetreiber angefragt und genehmigt werden. Die Verteilungsnetzbetreiber sind verpflichtet, die Einspeise- und Netzan-schlussbegehren hinsichtlich ihrer technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit zu prüfen und das Prüfungsergebnis dem möglichen Anlagenbetreiber innerhalb einer festgelegten Frist mitzuteilen. Die Prüfung soll sachgerecht erfolgen, so dass ein diskriminierungsfreier Netzzugang gewährleistet ist.

Für eine detaillierte Netzberechnung mit einem marktverfügbaren Netzberechnungsprogramm müssen dem Netzbetreiber alle berechnungsrelevanten Eingangsdaten vorliegen und der Umgang mit dem Berechnungswerkzeug selbst geübt sein. Die Datenbeschaffung und Detailuntersuchungen sind meist zeitaufwendig und die Untersuchungsergebnisse bedürfen einer fachspezifischen Interpretation.

Die hieraus resultierende Belastung bei der Durchführung von Netzberechnungen wird durch eine stärkere Nutzung erneuerbarer Energien sowie der zu erwartenden Etablierung der Elektromobilität für die Verteilungsnetzbetreiber erwartungsgemäß zukünftig stark ansteigen.

Oftmals kommt erschwerend hinzu, dass in der Realität die berechnungsrelevanten Netzdaten eines elektrischen Verteilnetzes nur unvollständig bzw. nicht im benötigten Detaillierungsgrad vorliegen. Hieraus resultiert letztlich das Risiko, dass sowohl in Bezug auf eine angestrebte Netzintegration von dezentralen Erzeugungsanlagen als auch in Bezug auf eine angestrebte Netzintegration zukünftiger Netzlasten Fehlentscheidungen getroffen werden.

## **1.2. Aufgabenstellung und Zielsetzung**

Ausgelöst durch den PV-Anlagen Boom und die damit verbundene Vielzahl der zu bearbeitenden Einspeisebegehren bei den Netzbetreibern, haben sich die htw saar und die damalige Abteilung Systemberatung der ABB AG die Frage gestellt, inwieweit dieser Bearbeitungsaufwand durch eine vereinfachte Netzberechnung bezüglich einer Spannungsabschätzung reduziert werden könnte. Im Rahmen des dann beantragten Forschungsprojektes ASNIDEA sollten eine Strategie und ein Analysewerkzeug für vereinfachte Netzberechnungen anhand weniger Strukturmerkmale erstellt und deren Einsatzmöglichkeiten untersucht, nachgewiesen und dargestellt werden.

Als Folge der Novellierung des EEG Ende 2012 mit einer Verschlechterung bezüglich der PV-Einspeisevergütung ergab sich ab 2014/15 ein starker Rückgang des Zubaus und damit auch der Anschlussbegehren. Daher ergab sich im Projektverlauf - wie in den Zwischenberichten erwähnt - eine geringere Notwendigkeit der vereinfachten Netzberechnung unter dem Aspekt der Anschlussbegehren.

Die bis dahin geleisteten Arbeiten und gewonnenen Erkenntnisse einer vereinfachten Netzberechnung und Spannungsabschätzung mit wenigen Strukturparametern sind aber in Bezug auf die technische Integration von dezentralen Einspeisungen und auch zukünftigen Lasten, beispielsweise durch die Ladeinfrastruktur der E-Mobilität von großer Bedeutung. Daher wurde auf die Realisierung und Untersuchung eines Spannungsschätzers für Einspeisungen und Lasten ein besonderer Wert gelegt. Darüber hinaus stellt die Spannungsabschätzung auch eine Möglichkeit zur Beurteilung der Niederspannungsnetze für jene Netzbetreiber dar, deren Datenlage heute noch nicht ausreicht, um detaillierte Berechnungen für das gesamte Netzgebiet durchführen zu können.

Ein weiteres Ziel zum Projektende hin bestand in der Entwicklung zukünftiger, optimierter und koordinierter Energieversorgungskonzepte mit PV-Anlagen, bei denen mögliche Anlagenerrichter im Vorfeld mit dem Netzbetreiber im Sinne einer abgestimmten Netzintegration Daten austauschen (technisch und ökonomisch optimaler Standort bezüglich PV-Einspeisung). Voraussetzung zur Bearbeitung dieser Aufgabenstellung ist die vereinfachte Netzberechnung mit der Spannungsabschätzung, da so mögliche Netzgebiete bezüglich der Integration dezentraler Einspeisungen einfach identifiziert werden können.

Aufgrund der beschriebenen Änderungen im EEG im Laufe des Projektes und dem damit verbundenen Kostendruck auf die Anlagenerrichter, konnte diese Aufgabenstellung nur theoretisch und beispielhaft untersucht werden. Der ursprüngliche Projektpartner Sonnenplan GmbH als Anlagenplaner und -errichter betreibt aufgrund der nunmehr geringen Margen keine aktive Akquisition mehr, sondern erstellt lediglich auf Anfrage potentieller Anlagenbetreiber zielgerichtete Angebote. Durch die Verschlechterung der Einspeisevergütungen für PV-Anlagen im Projektverlauf sind die Umsätze im Geschäftsfeld PV-Anlagen enorm gesunken, so dass neue Geschäftsmodelle im Bereich energetischer Gebäude- und Dachsanierungen kreiert werden mussten.

### **1.3. Voraussetzungen des Vorhabens**

Die eigenen Vorarbeiten bestehen - neben wissenschaftlichen Arbeiten im Themenfeld Netzberechnung und Netzplanung - in einer langjährigen praktischen Berufserfahrung in der Versorgungswirtschaft. Aufgrund der industriellen Tätigkeiten sind einerseits die Fachkenntnisse im Bereich Elektronetze zur Durchführung des Projektes erlangt worden. Andererseits sind auch die Bedürfnisse und die aktuelle Situation der Verteilungsbetreiber beispielsweise in Bezug auf Netzberechnung oder dezentrale Einspeisungen durch die praktische Tätigkeit hinreichend bekannt.

Wissenschaftlich wurde sich bereits in der Vergangenheit - aber auch aktuell - mit den Themenkomplexen „dezentrale Einspeisungen“ und „Netzberechnung“ beschäftigt. Bereits vor der Jahrtausendwende hat sich der Projektleiter während seiner Zeit an der Universität des Saarlandes intensiv wissenschaftlich mit der Integration von dezentralen Einspeisungen (am Beispiel von Brennstoffzellen-BHKW) in Versorgungsnetze unter Nutzung von Netzberechnungs- und Netzplanungswerkzeugen beschäftigt. Auch Softwareerweiterungen für die Berücksichtigung dezentraler Einspeisungen innerhalb der damaligen Berechnungssoftware „IONN“ des Lehrstuhls für Energieversorgung wurden konzipiert und umgesetzt. Zunächst wurde seit 1996 das Aufgabengebiet dezentrale Energieversorgung mit Brennstoffzellen-BHKW bearbeitet. Bereits damals wurde auch

der Gedanke von koordinierten Betriebsweisen unter dem Aspekt „Virtuelles Kraftwerk“ verfolgt.

Wichtig für die Umsetzung des Projektes sind u. a. folgende wissenschaftlich fundierte Kenntnisse und Erfahrungen des Projektleiters:

- Durchführung und Analyse rechnergestützter Netzberechnung und Netzplanung
- Probleme der Integration dezentraler Einspeisungen (technisch wie organisatorisch)
- Datenstruktur und Datenqualität bei Netzbetreibern
- Einsatz und Möglichkeiten geografischer Informationssysteme
- Visualisierung unterschiedlicher Datenquellen (z. B. Ergebnisse Lastflussberechnung mit Bebauungsstruktur (potentielle Standorte dezentraler Einspeisungen))

Auch in der Lehre des Projektleiters findet der Themenkomplex Energie eine starke Ausprägung. Hierzu gehören u. a. die Bachelorvorlesungen „Einführung in die Energietechnik“ (Kraftwerke), „Grundlagen Versorgungsnetze und –anlagen“ sowie die Vorlesung „Netzberechnung und Netzplanung“. Darüber hinaus gibt es eine Mastervorlesung, die sich ausschließlich mit dem Themenkomplex regenerative Energien beschäftigt.

Im Forschungsprojekt erfolgte die hauptsächliche Mitarbeit und Unterstützung durch die Abteilung für Netz- und Systemstudien der ABB AG in Mannheim. Von deren Seite wurde der htw saar u. a. das Netzberechnungsprogramm Neplan zur Verfügung gestellt sowie eine Vielzahl von Rohdaten realer Niederspannungsnetze übergeben. Weiterhin unterstützte der Projektpartner in Form von beratenden Tätigkeiten bei der fachlichen Umsetzung. Im Projektverlauf hat sich gezeigt, dass GIS-ähnliche Funktionen zur Visualisierung von Untersuchungsergebnissen mit Neplan umgesetzt werden konnten. Die Federführung von Seiten ABB erfolgte durch Herrn Dr.-Ing. Martin Maximini. Ende 2016 gab es, wie im letzten Zwischenbericht erwähnt, strukturelle Änderungen in der Abteilung Netz- und Systemstudien durch den Wechsel von Dr. Maximini zum Mitbewerber Siemens AG. Diese Veränderungen hatten keinen signifikanten Einfluss auf den Projektverlauf, da in dieser Phase ohnehin die Hauptarbeit von der htw saar geleistet wurde.

Die Stadtwerke Homburg GmbH und die Sonnenplan GmbH haben sich im Forschungsprojekt beratend und informatorisch miteingebracht. Deren fachliche Erfahrungen in den Bereichen Netzbetrieb, Integration dezentraler Einspeisungen und Installation sowie Umsetzung von Versorgungskonzepten konnten zielführend in das Projekt miteingebracht werden.

## **1.4. Planung und Ablauf des Vorhabens**

### **1.4.1. Zeitlicher Ablauf des Vorhabens**

Die Projektskizze zu ASNIDEA wurde im September 2012 und der endgültige Antrag nach Aufforderung zum 30. April 2013 eingereicht. Die Erteilung des Förderbescheides erfolgte zum 1. April 2014. Aufgrund der schwierigen Mitarbeiterrekrutierung (siehe Schriftverkehr mit PTJ) konnte nach Rücksprache mit dem PTJ mit dem wissenschaftlichen Mitarbeiter M.Sc. Oliver Müller zum 1. November 2014 die Projektbearbeitung begonnen werden. Eine Unterstützung des wissenschaftlichen Mitarbeiters sollte durch Bachelor- und Masterabsolventen in Form von Abschlussthesen erfolgen.

Aufgrund der guten Marktchancen – insbesondere auch der Wirtschaftsingenieure – gab es fast keine Kandidaten, die htw-intern für die Bearbeitung einer Thesis zur Verfügung standen. Infolge der obligatorischen, in einem Unternehmen abzuleistenden Praxisphase während des Studiums, verbleiben die meisten Studierenden auch dort, um ihre Abschlussthesis anzufertigen. Aus diesem Grund wurde, wie im Zwischenbericht erwähnt, als wissenschaftliche Unterstützung M.Sc. Johannes Altmayer in Teilzeit (50% bzw. später 80%) im Projekt beschäftigt.

Der ursprünglich geplante Projektzeitraum von 36 Monaten für die Bearbeitung des Forschungsprojektes ASNIDEA wurde eingehalten, so dass eine Beendigung zum 31.10.2017 erfolgte. Lediglich die Anfertigung des Abschlussberichtes steht noch bis zum 30.04.2018 aus.

### **1.4.2. Arbeitspakete des Vorhabens**

Zur vollständigen Bearbeitung des Forschungsprojektes wurden mehrere Arbeitspakete festgelegt, die im Folgenden nochmals aufgeführt sind. Im Projektverlauf gab es leichte Anpassungen, die - wie bereits beschrieben - durch veränderte Rahmenbedingungen hervorgerufen wurden, aber die grundsätzlichen Ziele des Forschungsprojektes nur marginal beeinflussten.

#### **1. Schaffung der Datenbasis anhand realer Netzdaten**

Zunächst wurde eine Vielzahl realer Testnetze beschafft, plausibilisiert und zur detaillierten Berechnung weiter aufbereitet.

#### **2. Detaillierte rechnergestützte Berechnung der Testnetze**

Die realen, nach Datenübernahme und Datenaufbereitung vorliegenden Niederspannungsnetze wurden einer Lastflussberechnung unterzogen und mit Hilfe der hieraus resultierenden Ergebnisse (Knotenspannungen) wurde ein Beitrag zur Netzdatenbasis geleistet.

### 3. Planung und Konzeptionierung des vereinfachten Netzberechnungswerkzeuges

In diesem Arbeitspaket wurden die Strategie zur vereinfachten Netzberechnung mit Hilfe weniger Strukturmerkmale und der Funktionsumfang des zu entwickelnden Softwarewerkzeugs festgelegt - insbesondere:

- Definition grundlegender Netzstrukturmerkmale.
- Identifizierung eines geeigneten (mathematischen) Verfahrens, mit dem das zu entwickelnde Softwarewerkzeug ausgestattet wird.

### 4. Realisierung des vereinfachten Netzberechnungswerkzeuges

Hier erfolgten die Umsetzung der Strategie und des Softwarewerkzeuges unter Berücksichtigung der zuvor definierten Kriterien. Im Hinblick auf die spätere Anwendung des Softwarewerkzeuges wurde ebenfalls eine Programmdokumentation erstellt.

### 5. Untersuchung der vereinfachten Netzberechnung

Das entwickelte Softwarewerkzeug wurde auf seine Anwendbarkeit hin getestet. Mit diesen Tests konnte die Aussagekraft der Berechnungsergebnisse des entwickelten Softwarewerkzeugs durch Abgleich mit den Berechnungsergebnissen der detaillierten Netzberechnung ermittelt werden.

### 6. Verifizierung und Bewertung der vereinfachten Ergebnisse mit komplexen Netzberechnungen mit Hilfe eines Netzberechnungsprogrammes

Im Anschluss wurden die Berechnungsergebnisse aus AP5 bewertet und anhand der gewonnenen Erkenntnisse die Strategie und das Berechnungswerkzeug zur vereinfachten Netzberechnung optimiert.

### 7. Theoretische Untersuchung von optimierten und koordinierten Versorgungskonzepten zur Integration von PV-Anlagen

Dieses Arbeitspaket besteht aus der wissenschaftlichen Untersuchung von heutigen und zukünftigen Versorgungskonzepten sowie Vertriebsmodellen zur Erleichterung bei der Integration dezentraler Einspeisungen und beispielsweise der Ladeinfrastruktur.

## 8. Abschlussbericht und Projektdokumentation (außerhalb der eigentlichen Projektlaufzeit)

Zur weiteren wissenschaftlichen Nutzung werden die Ergebnisse des Forschungsprojektes ASNIDEA dokumentiert.

### **1.5. Wissenschaftlicher Stand bei Beginn des Vorhabens**

Bisher wird eine Änderung der Netzspannung durch die Nachbildung des Netzes in einem Netzberechnungsprogramm, welches alle Netzlasten sowie einspeisenden Anlagen umfasst, mittels Durchführung einer sogenannten Lastflussberechnung bestimmt. Hierzu werden bereits entwickelte und am Markt verfügbare, kommerzielle Netzberechnungsprogramme eingesetzt. Für den Einsatz dieser Netzberechnungswerkzeuge ist es unabdingbar, dass die zur Berechnung zwingend benötigten Netzdaten inklusive der Schaltzustände in elektronisch nutzbarer Form vorliegen. Besonders mit Blick auf die Niederspannung und der entsprechend großen Betriebsmittellanzahl existiert hier das Problem, dass die elektronisch nutzbare Form dieser Daten nur selten vollständig gegeben ist.

Aufgrund der zukünftig immer größer werdenden Anzahl von Einspeisungs- und Anschlussbegehren und einem Mehrbedarf an Information bezüglich der Spannung im Niederspannungsnetz, wird für die Netzbetreiber - selbst bei Vorliegen aller Fachdaten - die detaillierte, komplexe Netzberechnung zeitlich und monetär nicht mehr für alle Anfragen durchführbar sein.

Neben der rechnergestützten Netzberechnung existieren ebenfalls erste Ansätze für technische Lösungen bei Problemen mit der Netzspannung. Zu den angestrebten Lösungsansätzen gehören geregelte Ortsnetztransformatoren oder Leistungselektronik in der Anlagentechnik sowie die Umsetzung eines Einspeisemanagements im Anlagenbetrieb.

Zur Identifizierung der kritischen Netzgebiete, in denen neue Technologien eingesetzt werden sollen, müssen auch hier zunächst im Vorfeld zwingend Netzanalysen erstellt werden.

## Fachliteratur

- [1] M. Brandl und O. Frank, „Netzintegration von PV-Anlagen im Niederspannungsnetz,“ *Energiewirtschaft*, pp. 46 - 49, Heft 21 Jg. 106 2007.
- [2] J. Schlabbach, „Netzanschluss- und Betriebsbedingungen für netzgekoppelte Photovoltaikanlagen,“ *Energiewirtschaft*, pp. 34 - 37, Heft 20 Jg. 107 2008.
- [3] B. Fenn, „Intelligente Netze und Anlagen der Zukunft,“ *Energiewirtschaft*, pp. 46 - 51, Hef 6 Jg. 108 2009.
- [4] T. Benz und K. Langlotz, „Ein neues Zeitalter der elektrischen Energieversorgung“, „*Energiewirtschaft*, pp. 70 - 72.
- [5] K. Langlotz, „Intelligente Zählersysteme für das Energiesystem der Zukunft,“ *Energiewirtschaft*, pp. 28 - 30, Heft 13 Jg. 108 2009.
- [6] C. Wittwer, „Optimierung von Smart Grids mit flexiblen Stromtarifen,“ *Energiewirtschaft*, pp. 34 - 39, Heft 21 Jg. 108 2009.
- [7] W. Bauer, „Smart Metering durchgängig nutzen,“ *ew Energiewirtschaft*, pp. 46 - 51, Heft 21 Jg. 108 2009.
- [8] K. Vossemer, „Entwicklung neuer Konzepte für den Einsatz von Smart Grids,“ *Energiewirtschaft*, pp. 8 - 9, Heft 19 Jg. 109 2010.
- [9] M. Igel, S. Winternheimer, R. Fixemer und J. Leinenbach, „Netzintegration von Solarstromerzeugung Teil 1,“ *Energiewirtschaft*, pp. 32 - 35, Heft 5 Jg. 109 2010.
- [10] M. Igel, S. Winternheimer, R. Fixemer und J. Leinenbach, „Netzintegration von Solarstromerzeugung Teil 2,“ *Energiewirtschaft*, pp. 33 - 37, Heft 6 Jg. 109 2010.
- [11] C. Triebel, „Mit Batterien ist die Energiewende schon heute machbar,“ *Energiewirtschaft*, pp. 18 - 19, Heft 1 Jg. 109 2010.
- [12] ETG Task Force, „Elektrofahrzeuge: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,“ *Energietechnische Gesellschaft im VDE*, 2010.
- [13] ETG Task Force, „Smart Energy 2020, vom Smart Metering zum Smart Grid“, „*Energietechnische Gesellschaft im VDE*, 2010.

- [14] R. Bäsman, „Aspekte der Spannungsqualität bei der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen ins Verteilnetz,“ in *VDE - Kongress*, München, 2008.
- [15] H. Muchael und P. Tonheim, „Mögliche Rückspeisungen in einem Niederspannungsnetz – Potenziale und Prognosen bis 2050,“ in *VDE - Kongress*, Leipzig, 2010.
- [16] T. Borchard, B. Gwisdorf, T. Hammerschmidt, R. Hoffmann, C. Rehtanz und K. Voußem, „Spannungsregelungsstrategien für Verteilnetze,“ *Energiewirtschaft*, pp. 42 - 46, Heft 5 Jg. 110 2011.
- [17] S. Vollnhals und P. Stein, „Grundlagen clusteranalytischer Verfahren,“ Institut für Soziologie - Universität Duisburg-Essen, 2011.
- [18] G. Faes, „faes.de,“ [Online]. Available: <http://faes.de/Basis/Basis-Lexikon/Basis-Lexikon-Distanz/basis-lexikon-distanz.html>. [Zugriff am 3 Februar 2017].

## **1.6. Zusammenarbeit mit anderen Stellen**

Während der Projektlaufzeit fand durch die ABB AG (Dr.-Ing. Martin Maximini) eine Informationsbereitstellung und Beratung hinsichtlich des Forschungsprojektes statt. Dieser war sowohl durch Besprechungstermine und Telefonate als auch durch die Teilnahme an speziellen Expertenrunden gekennzeichnet. Zu diesen Terminen gehörten Besprechungstermine in Mannheim und auch die Teilnahme an den Neplan-Anwendertreffen am 18.02.2016 und 09.03.2017. Hier wurden in Experten- bzw. Anwenderkreisen die Erfahrungen mit dem Netzberechnungsprogramm Neplan ausgetauscht und die Kenntnisse der wissenschaftlichen Mitarbeiter vertieft.

Darüber hinaus fanden Besprechungen und Erfahrungsaustausche mit fachlichem Inhalt und bezüglich aktueller Entwicklungen im regionalen Umfeld (telefonisch) mit der Stadtwerke Homburg GmbH (Dipl.-Ing. (FH) Christian Krämer) und der Sonnenplan GmbH (Dipl.-Physiker P. Burkhard) statt.

## 2. Eingehende Darstellung

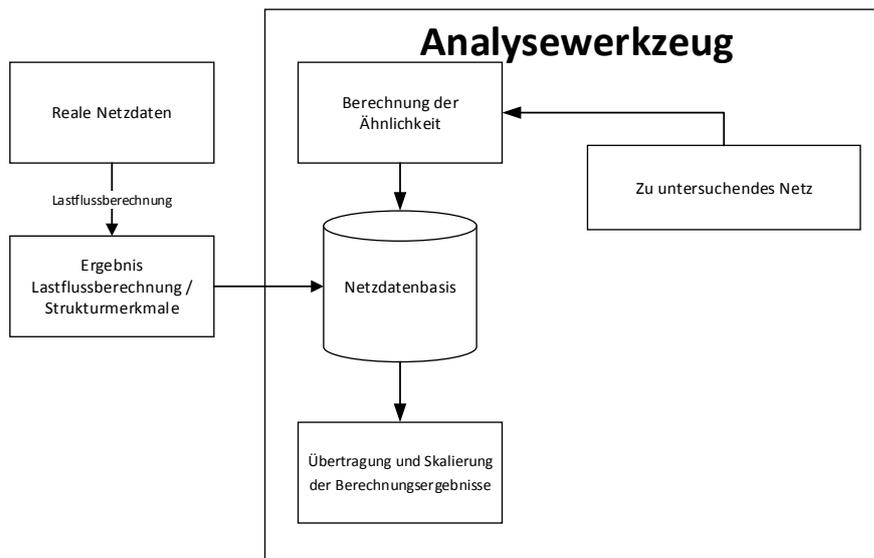
Die notwendigen berechnungsrelevanten Daten zur Durchführung einer detaillierten Netzberechnung liegen den Netzbetreibern oftmals nicht vollständig vor. Vor diesem Hintergrund besteht das Ziel des Forschungsprojektes ASNIDEA darin, die Netzbetreiber mit einem Werkzeug auszustatten, welches die Durchführung vereinfachter Netzberechnungen ermöglicht. Die vereinfachten Netzberechnungen ermöglichen eine Abschätzung der Netzspannung. Diese Spannungsschätzung basiert auf einigen wenigen, grundlegenden Parametern, die ein Verteilnetz in Struktur und Aufbau beschreiben und dem Netzbetreiber mindestens bekannt sein müssen bzw. sollten.

Im Hinblick auf den Wandel der Energieversorgung hin zu dezentralen Technologien in Kombination mit dem zukünftigen Aufbau einer Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität und der oftmals unvollständigen Datenlage bei den Netzbetreibern wird eine Abschätzung der Netzspannung zukünftig stark an Bedeutung gewinnen.

Bevor die wesentlichen Schritte der Projektbearbeitung inklusive der gewonnenen Erkenntnisse beschrieben werden, erfolgt zunächst eine Darstellung des grundlegenden Konzeptes des Forschungsprojektes ASNIDEA.

Der schematische Ablauf einer vereinfachten Netzberechnung bzw. Abschätzung der Netzspannung ist in der Abbildung 1 dargestellt und anschließend beschrieben.

## Vereinfachte Netzberechnung



**Abbildung 1: vereinfachte Netzberechnung**

Dem Forschungsprojekt ASNIDEA liegt die Annahme zugrunde, dass sich in Struktur und Aufbau ähnelnde Verteilnetze ebenfalls hinsichtlich der Netzspannung ähnlich verhalten.

Davon ausgehend musste zunächst eine Vielzahl realer Niederspannungsnetze beschafft werden, um eine Datenbasis mit Vergleichsnetzen aufbauen zu können. Diese Vergleichsnetze, für die alle berechnungsrelevanten Daten zunächst vorliegen müssen, liefern die notwendigen Fachdaten hinsichtlich des Aufbaus und der Struktur eines Netzes. Mithilfe einer eingehenden Untersuchung der Vergleichsnetze werden die wesentlichen beschreibenden Größen eines Netzes (grundlegende Netzstrukturparameter) definiert. Diese Parameter sind für die Vergleichbarkeit von Verteilnetzen unerlässlich, um diese später auf ihre Ähnlichkeit hin beurteilen zu können.

Zur Durchführung vereinfachter Netzberechnungen bzw. zur Abschätzung der Netzspannung wird das zu untersuchende Netz anhand dieser Strukturparameter mit Netzen der Netzdatenbasis verglichen und das ähnlichste Netz identifiziert. Die Berechnungsergebnisse dieses Netzes werden anschließend auf das zu untersuchende Netz übertragen und gegebenenfalls skaliert.

## 2.1. Aufbau der Netzdatenbasis

Die Netzdatenbasis ist die Grundlage des Werkzeuges zur vereinfachten Netzberechnung. Demzufolge wurde der Aufbau bzw. die Erweiterung der Netzdatenbasis im gesamten Projektverlauf immer wieder vorangetrieben. Nachfolgend wird das für den Aufbau der Netzdatenbasis verfolgte Konzept beschrieben.

- **Datenbeschaffung**

Um gemäß der Annahme, dass sich in Struktur und Aufbau ähnelnde Verteilnetze ebenfalls hinsichtlich der anliegenden Netzspannung ähnlich verhalten, eine Vergleichbarkeit der Verteilnetze herstellen zu können, musste zunächst eine Netzdatenbasis, bestehend aus einer Vielzahl realer Testnetze, aufgebaut werden. In diesem Zusammenhang erfolgte mit der Unterstützung des Projektpartners *ABB* die Beschaffung einer großen Anzahl realer Niederspannungsnetze als Rohdaten. Zur Verwendung im Forschungsprojekt mussten diese in einem ersten Schritt anonymisiert werden, so dass aus Datenschutzgründen kein geografischer Bezug mehr möglich ist. Zeitgleich wurden erste Erfahrungen im Umgang mit dem Netzberechnungsprogramm Neplan gesammelt, welche bei fortschreitender Projektbearbeitung nochmals intensiviert wurden.

- **Datenvalidierung und -aufbereitung**

Die nunmehr anonymisierten Netzdaten wurden einer Validierung zwecks Plausibilisierung unterzogen. Ziel hierbei war es, unvollständige beziehungsweise fehlerhafte Datensätze frühzeitig zu erkennen, um deren negative Auswirkung auf spätere Analyseergebnisse zu vermeiden. Wurden unvollständige Datensätze gefunden, so wurden die jeweiligen Fehler im Netzberechnungsprogramm manuell behoben. Einen besonders großen Zeitaufwand nahm hierbei die Überprüfung der Korrektheit aller in den Netzen vorhandenen Netzknoten und Betriebsmittel ein. Zur Vergrößerung der Datenbasis wurden größere zusammenhängende Netzgebiete in einzelne berechenbare Niederspannungsteilnetze manuell aufgeteilt. So konnten die realen Netzdaten bereits anfangs anhand der Rohdaten auf circa 150 Einzelnetze unterschiedlichster Ausprägung ausgebaut werden. Eine Erweiterung der Datenbasis erfolgte zu einem späteren Projektzeitpunkt durch Variation der Strukturparameter.

- **Erweiterung der Netzdatenbasis**

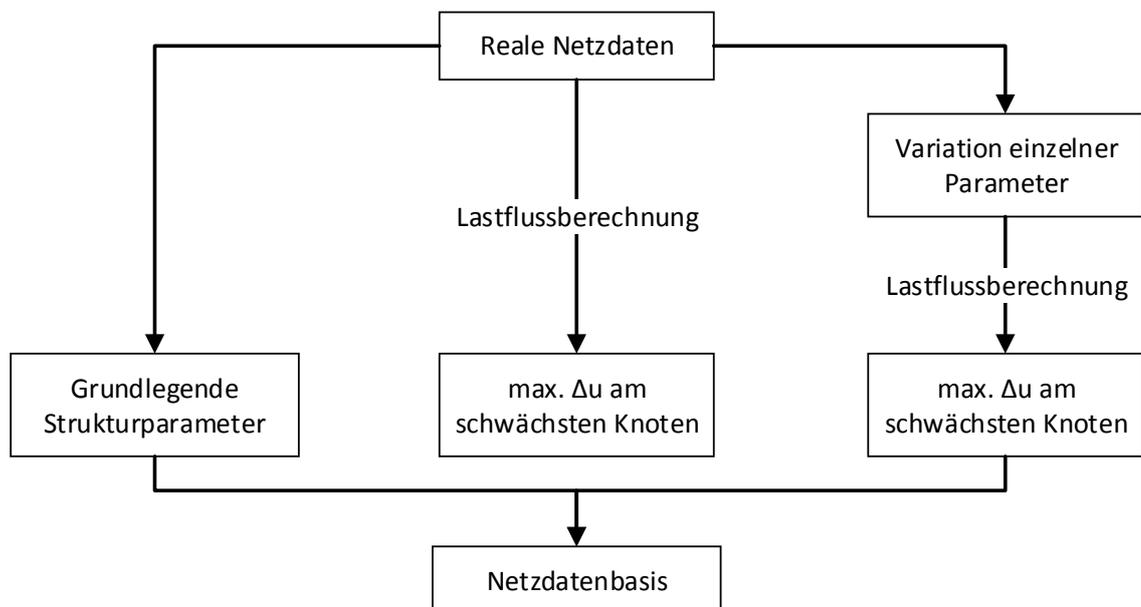
Zur Erweiterung der Datenbasis der Vergleichsnetze wurden die bisherigen realen Netze in Bezug auf die Strukturparameter variiert. Diese Netze sind zwar synthetisch, beruhen aber auf realen Ausgangsdaten und bilden realitätsnah in Bezug auf die Strukturparameter reale Netze nach. Letztendlich konnte durch die Variation in den Strukturparametern die Netzdatenbasis auf mehr als 1000 Niederspannungsnetze erweitert werden.

Diese Netzdatenbasis steht der htw saar nun auch für zukünftige Forschungsvorhaben in den Themenfeldern Integration dezentraler Einspeisungen, Netzplanung und Netzbe-  
rechnung oder auch Integration der Ladeinfrastruktur der E-Mobilität uneingeschränkt  
zur Verfügung.

Im Hinblick auf einen zukünftigen, schnelleren und umfassenderen Ausbau der Daten-  
basis wurde eine Automation des Datenbasis-Ausbaus über die Aufgabenstellung des  
Forschungsprojektes hinaus angedacht. Durch die Verknüpfung eines Datenbanksys-  
tems mit dem Netzberechnungsprogramm Neplan mit Hilfe einer sogenannten NPL-Pro-  
grammierung könnten die aufgeführten Strukturparameter für ein gegebenes Netz auto-  
matisch berechnet und inklusive der Ergebnisse der Lastflussberechnung archiviert wer-  
den.

- **Datenanalyse**

In einem nächsten Schritt wurden für die realen Netzdaten detaillierte, komplexe Netz-  
berechnungen mit dem Netzberechnungsprogramm Neplan händisch durchgeführt. Das  
Berechnungsprogramm lieferte als Ergebnis sowohl die Spannungen an allen Netzkno-  
ten als auch die Strukturdaten des gegebenen Netzes. Letztere beschreiben die Verteil-  
netze hinsichtlich Struktur und Aufbau und wurden als Basis für die Entwicklung des  
Analysewerkzeugs verwendet. Die Ergebnisse dieser Lastflussberechnung sowie die  
parallel definierten grundlegenden Strukturparameter (s. Kapitel 2.2.1) wurden in der  
Datenbasis abgelegt (s. Abbildung 2).



**Abbildung 2: Netzdatenbasis**

## **2.2. Planung und Realisierung des vereinfachten Netzberechnungswerkzeuges**

### **2.2.1. Festlegung der Strukturparameter**

Parallel zum Aufbau der Netzdatenbasis mit Hilfe der konventionellen komplexen Netzberechnungen der realen Netze wurden die unterschiedlichen Strukturparameter festgelegt, die zur vereinfachten Netzberechnung genutzt werden könnten. Bei der Festlegung wurden vor allem der Einfluss auf die Netzspannung sowie die Verfügbarkeit bei den Netzbetreibern berücksichtigt. Der Einfluss eines Parameters auf die Netzspannung wird mithilfe der in Kapitel 2.1 erwähnten Analyse der Vergleichsnetze ermittelt. Diese Analysen wurden für die verschiedensten Parameter durchgeführt.

Der Ablauf der Analysen ist nachfolgend exemplarisch für ein Vergleichsnetz beschrieben. In dem Diagramm *Lage der ONS* der Abbildung 3 ist durch die blaue Linie die prozentuale Änderung der Netzspannung in einem Vergleichsnetz mit zentraler ONS abgebildet, in dem sukzessive die Netzlast erhöht wird. Im selben Diagramm (*Lage der ONS*) wird für dieses Vergleichsnetz die *Lage der ONS* von zentral zu peripher geändert und die Netzlast erneut sukzessive erhöht. Hier ist der Verlauf der Netzspannung durch die orange Linie abgebildet. In beiden Fällen ist ein linearer Abfall der Netzspannung zu erkennen, jedoch in Abhängigkeit der Parameterausprägung ist dessen Verlauf verschoben. Nach diesem Vorbild verliefen ebenfalls die Analysen für die übrigen Strukturparameter.

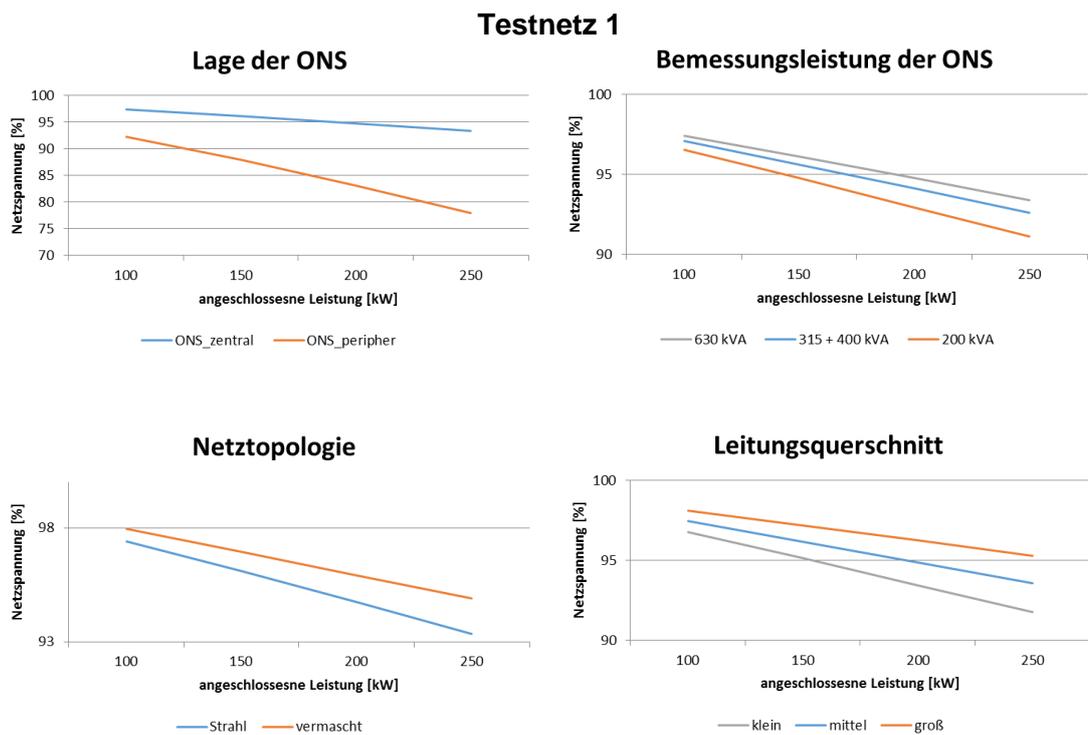
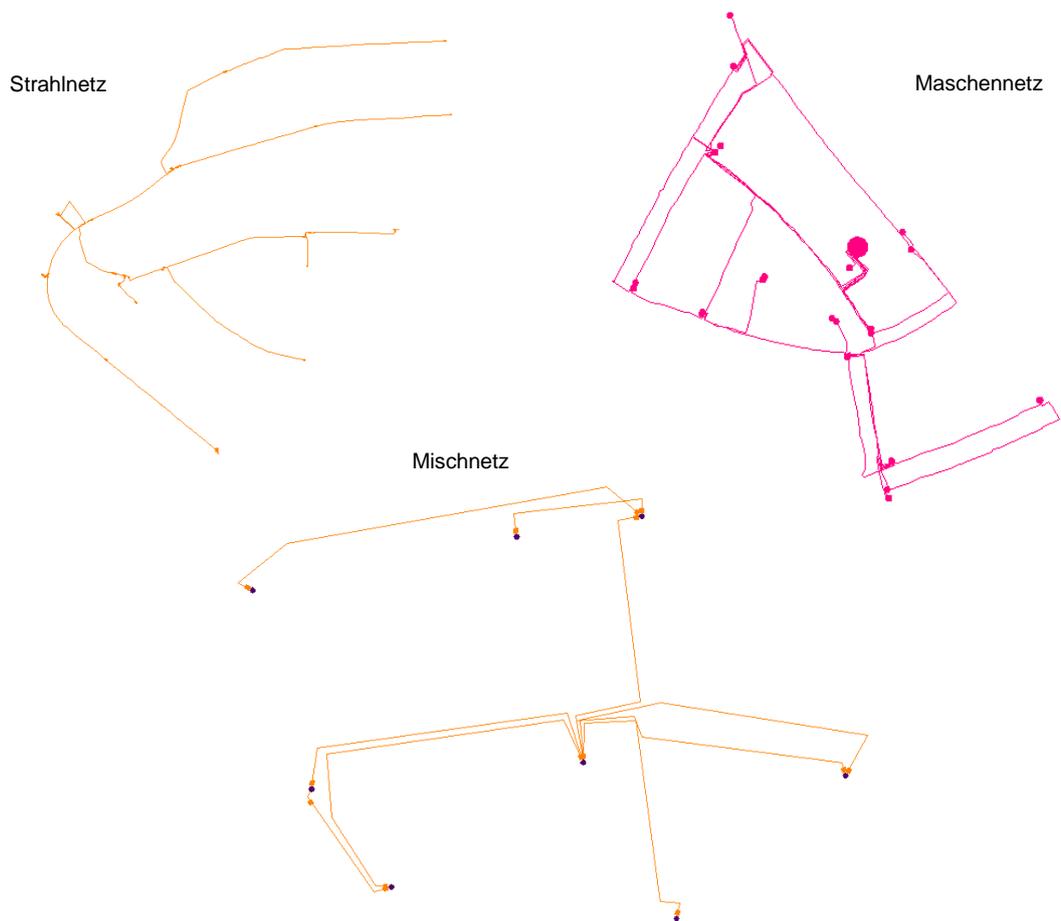


Abbildung 3: Testnetz 1

Im Folgenden sind die Strukturparameter dargestellt, die nach der Ergebnisauswertung der Analysen die höchste Aussagekraft sowie die beste Verfügbarkeit aufweisen.

- Netztopologie:** Dieser Parameter ordnet jedem Testnetz hinsichtlich Struktur und Aufbau eine Topologie zu. Zusätzlich zu den zwei netztopologischen Ausprägungen Strahl- und Maschennetz, wird in dem vorliegenden Forschungsprojekt die Ausprägung *Mischnetz* eingeführt. Letzteres weist Merkmale beider Ausprägungen auf. Aufgrund der geringeren Netzimpedanz weisen Maschennetze bei ansonsten vergleichbaren Strukturparametern eine höhere Spannungsstabilität auf (s. Abbildung 4).



**Abbildung 4: Topologie**

- Netzbelastung bzw. Netzeinspeisung: Mit diesem Parameter wird die Belastung bzw. die Einspeiseleistung des jeweiligen Netzes berücksichtigt. In dem Forschungsprojekt ASNIDEA werden immer bezüglich der Spannungsänderung zwei Extremfälle betrachtet: Maximale Einspeisung und keine Belastung sowie maximale Belastung und keine Einspeisung. Diese Extrema sorgen für die größte mögliche Spannungsänderung in einem Verteilnetz.
- Bemessungsscheinleistung  $S_{rT}$  des Ortsnetztransformators: In diesem Parameter wird die Bemessungsleistung  $S_{rT}$  des Transformators der Ortsnetzstation (ONS) in kVA angegeben. Die Bemessungsleistung des Transformators geht in die Berechnung der Ersatzimpedanz des Transformators mit ein und beeinflusst die Spannungshaltung im nachgelagerten Netz. Hierbei werden in dem Forschungsprojekt die häufig eingesetzten Transformatoren mit 250 kVA, 315 kVA, 400 kVA und 630 kVA betrachtet. Eine Erweiterung der Datenbasis auf weitere Typen ist problemlos möglich.
- Netzdadien  $r_1$  und  $r_2$ : Die Methode, mithilfe zweier Radien die Netzgeometrie und damit die räumliche Ausdehnung eines Netzes realistischer abzubilden, wurde

bereits in einem Ansatz des Projektpartners ABB angewandt. Bei  $r_1$  handelt es sich um den Abstand der Ortsnetzstation zum entlegensten Knotenpunkt eines Netzes. Dieser wird hier als  $P_1$  bezeichnet.

Zur Bestimmung von  $r_2$  wird in einem zweiten Schritt der entlegenste Knotenpunkt  $P_2$  vom vorher bestimmten Punkt  $P_1$  ermittelt. Im Anschluss wird der Abstand von  $P_2$  zur Ortsnetzstation gemessen (s. Abbildung 5).

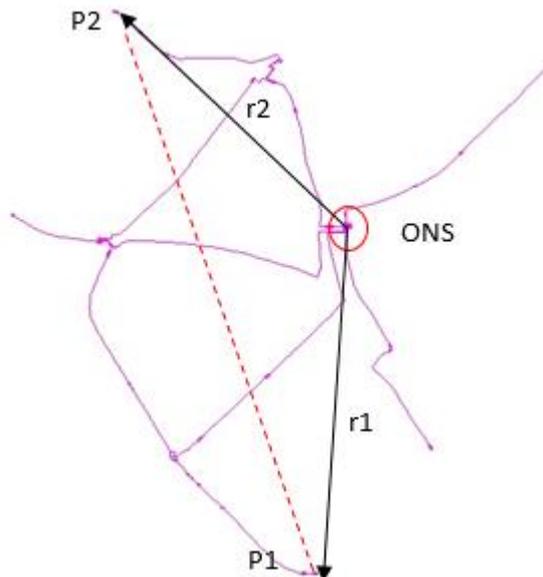


Abbildung 5: Netzzadien

- Lage der ONS: Dieser Parameter teilt die Lage der ONS des jeweiligen Netzes in die Bereiche *zentral* oder *peripher* ein. Somit kann grob berücksichtigt werden, wo sich die versorgende ONS des Netzes befindet (s. Abbildung 6).

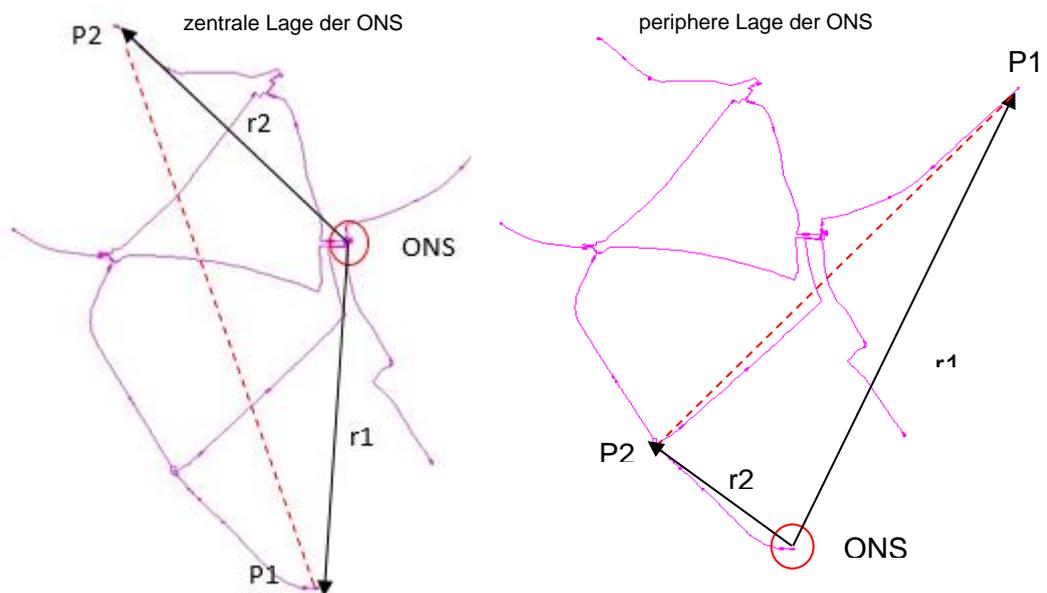


Abbildung 6: zentral vs. peripher

- Abgänge von der Ortsnetzstation: Weiterhin wird die Anzahl der abgehenden Leitungsstränge von der Niederspannungsschiene der Ortsnetzstation als Strukturparameter festgelegt.
- Anzahl der Hausanschlüsse und der Energiezähler: Zwischen der Anzahl der Hausanschlüsse und der Energiezähler wurde eine Unterscheidung getroffen, da die Analyse der realen Testnetze gezeigt hat, dass die Anzahl dieser Parameter innerhalb eines Netzes voneinander abweichen kann. Ein Mehrfamilienhaus verfügt netztechnisch betrachtet lediglich über einen Anschluss, kann aber über mehrere Energiezähler verfügen.
- Anzahl der Knotenpunkte: Die Anzahl der Knotenpunkte beziffert die Verzweigungspunkte in einem elektrischen Netz. Die Sammelschienen von Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken und Verzweigungsmuffen sind Beispiele solcher Knotenpunkte. In der Regel gilt: Je mehr Knotenpunkte ein Netz aufweist, desto höher ist i.d.R. sein Vermaschungsgrad, wodurch bei gleicher Belastung oder Einspeisung die Spannungsänderungen geringer ausfallen.
- Leitungstyp (Querschnitt): Dieser Parameter teilt den vorrangig verlegten Leitungstyp in Bezug auf den Querschnitt in die Bereiche klein, mittel und groß ein. Somit kann grob die Leitungsimpedanz berücksichtigt werden, ohne dass alle verlegten Leitungstypen im Detail bekannt sein müssen. Es handelt sich hierbei um eine abschätzende Klassifizierung. Dabei liegt dem Forschungsprojekt die folgende Einteilung der Leitungsquerschnitte zugrunde:
  - Klein: bis 70 mm<sup>2</sup>
  - Mittel: 70 mm<sup>2</sup> und 90mm<sup>2</sup>
  - Groß: größer als 90 mm<sup>2</sup>

## 2.2.2. Mathematisches Berechnungsverfahren

Aufbauend auf den zuvor gewonnenen Erkenntnissen wird in dem folgenden Arbeitsschritt das in der Aufgabenstellung benannte Werkzeug bzw. die Strategie zur Durchführung vereinfachter Netzberechnungen entwickelt.

Aufgrund der dem Forschungsprojekt zugrundeliegende Annahme, dass sich in Struktur und Aufbau ähnelnde Netze hinsichtlich der Spannungsstabilität ebenfalls ähnlich verhalten, muss aus der Netzdatenbasis unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Strukturparameter das ähnlichste Netz in Bezug auf das zu untersuchende Netz gefunden werden. Für das zu untersuchende Netz liegen nur die einfachen Strukturdaten vor. Für eine detaillierte Netzberechnung wären diese Daten nicht ausreichend. Nachdem aus der Datenbasis das ähnlichste Netz gefunden worden ist, werden dessen Ergebnisse bezüglich der Netzspannung zunächst auf das zu untersuchende Netz übertragen und für die variablen Strukturparameter skaliert.

- **Identifikation des ähnlichsten Netzes**

Die anfänglich durchgeführten Analysen zur Definition der Strukturparameter zeigen, dass eine sinnvolle Vergleichbarkeit zweier Verteilnetze hinsichtlich der Spannungsänderung bzw. der Spannungsstabilität nicht mehr gegeben ist, wenn die Parameter *Netztopologie*, *Bemessungsleistung des Transformators*, die in zwei Cluster unterteilte *Lage der ONS* oder der grob in drei Cluster geteilte *Leitungsquerschnitt* nicht übereinstimmen.

Somit müssen zwei Verteilnetze zunächst auf Übereinstimmung der Parameterausprägungen *Netztopologie*, *Bemessungsleistung des Transformators*, *Lage der ONS* und *Leitungsquerschnitt* geprüft werden, bevor sie näher hinsichtlich ihrer Ähnlichkeit beurteilt werden können. Aus diesem Grund werden Verteilnetze vor der Bestimmung der Ähnlichkeit mittels einer Fallunterscheidung auf Übereinstimmung dieser Parameter überprüft. Es handelt sich hierbei um feste Strukturparameter.

Der Ablauf der Ermittlung des ähnlichsten Netzes ist exemplarisch in Abbildung 7 beschrieben. Der Netzbetreiber übergibt ein zu untersuchendes Netz, das anhand der anfänglich definierten Strukturparameter beschrieben ist. Gemäß der Übereinstimmungsüberprüfung sind in einem ersten Schritt lediglich die Ausprägungen der Strukturparameter *Netztopologie*, *Bemessungsleistung des Transformators*, *Lage der ONS* und *Leitungsquerschnitt* von Bedeutung. Für das zu untersuchende Netz in der Abbildung 7 bedeutet dies, dass die aufgebaute Netzdatenbasis nach Durchlaufen der Übereinstimmungsprüfung ausschließlich Netze aufweist mit den folgenden Ausprägungen:

- Topologie: Strahl
- Bemessungsleistung der ONS: 630 kVA
- Lage der ONS: zentral
- Leitungsquerschnitt: mittel

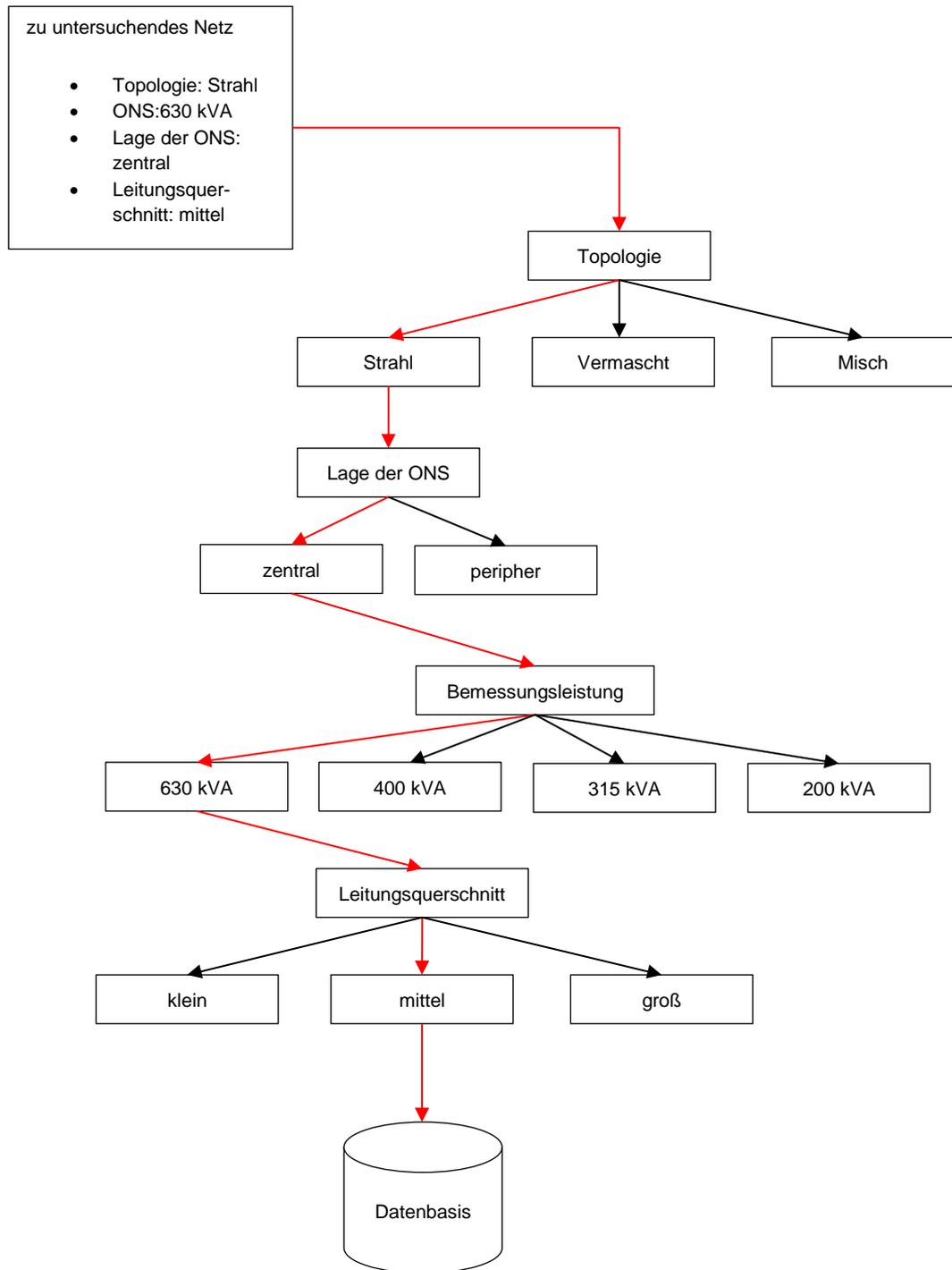


Abbildung 7: Übereinstimmungsprüfung

Die weiteren benötigten Strukturparameter zur Identifikation eines Referenznetzes (multikriterielle Betrachtung) sind metrisch skaliert. Ein allgemein gebräuchliches und anerkanntes Maß der Gleichheit zweier metrischer Variablen ist die sogenannte *euklidische Distanz*. Somit erfolgt zum Vergleich zweier Verteilnetze bezüglich ihrer Gleichheit bzw. Ähnlichkeit die Berechnung der *euklidischen Distanz*. Je kleiner die berechnete *euklidische Distanz* zweier Verteilnetze, desto ähnlicher sind diese zueinander. In der Gleichung ( 1 ) ist die allgemeine Berechnungsmethode der *euklidischen Distanz* dargestellt.

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_{k=1}^n (x_{ik} - x_{jk})^2} \quad (1)$$

In dem folgenden Beispiel wird exemplarisch dargestellt, wie mit Hilfe der *euklidischen Distanz* im Forschungsprojekt ASNIDEA Verteilnetze auf ihre Ähnlichkeit hin beurteilt werden. Hierfür wird der folgende Fall skizziert:

- Im Anschluss an die oben beschriebene Übereinstimmungsüberprüfung verbleiben für ein zu untersuchendes Netz (Tabelle 1) zwei Verteilnetze in der Datenbasis (Tabelle 2). Von den verbleibenden Verteilnetzen muss für das zu untersuchende Netz das ähnlichste Netz als Referenz identifiziert werden. Der Strukturparameter *maximale Netzbelastung bzw. Netzeinspeisung* wird zur Identifikation des ähnlichsten Netzes noch nicht berücksichtigt. Dieser Strukturparameter wird für die anschließende Übertragung und Skalierung der Berechnungsergebnisse benötigt.

**zu untersuchendes Netz**

Netztopologie	Strahl
Bemessungsleistung	630 kVA
Leitungsquerschnitt	mittel
Lage der ONS	zentral
Anzahl Energiezähler	200
Anzahl Anschlüsse	32
Anzahl Knoten	9
Netzleitungslänge	0,9337 km
Abgänge der ONS	8
$r_1$	180 m
$r_2$	94 m

**Tabelle 1: zu untersuchendes Netz**

Referenznetz 1		Referenznetz 2	
Netztopologie	Strahl	Netztopologie	Strahl
Bemessungsleistung	630 kVA	Bemessungsleistung	630 kVA
Leitungsquerschnitt	mittel	Leitungsquerschnitt	mittel
Lage der ONS	zentral	Lage der ONS	zentral
Anzahl Energiezähler	209	Anzahl Energiezähler	55
Anzahl Anschlüsse	37	Anzahl Anschlüsse	55
Anzahl Knoten	8	Anzahl Knoten	22
Netzleitungslänge	1,229 km	Netzleitungslänge	1,566 km
Abgänge der ONS	7	Abgänge der ONS	4
$r_1$	198 m	$r_1$	549 m
$r_2$	139 m	$r_2$	239 m

Tabelle 2: Netz 1 und Netz 2

- **Euklidische Distanz des zu untersuchenden Netzes zum Referenznetz 1**

$$d = \sqrt{\frac{(200 - 209)^2 + (32 - 37)^2 + (9 - 8)^2 + (0,9337 - 1,229)^2}{(8 - 7)^2 + (180 - 198)^2 + (94 - 139)^2}} = 49,56 \quad (2)$$

- **Euklidische Distanz des zu untersuchenden Netzes zum Referenznetz 2**

$$d = \sqrt{\frac{(200 - 55)^2 + (32 - 55)^2 + (9 - 22)^2 + (0,9337 - 1,566)^2}{(8 - 4)^2 + (180 - 549)^2 + (94 - 239)^2}} = 422,99 \quad (3)$$

Hierbei wird ersichtlich, dass der Wert der *euklidischen Distanz* durch Strukturparameter wie *Anzahl Energiezähler* oder  $r_1$  bzw.  $r_2$  vorrangig bestimmt wird, wohingegen Parameter wie *Netzleitungslänge* aufgrund der kleineren Werte kaum Einfluss haben. Die Ursache hierfür sind skalenbedingte Ungleichgewichte. Die Ausprägungen des Parameters *Netzleitungslänge* sind beispielsweise in einer anderen Skala bemessen wie  $r_1$  bzw.  $r_2$  (km vs. m).

Um solche skalenbedingte Ungleichgewichte auszugleichen, wird die in der Gleichung ( 1 ) dargestellte Berechnungsvorschrift mit der Division der quadrierten Standardabweichung des jeweiligen Merkmals entsprechend angepasst (s. Gleichung ( 4 )).

$$d_{ij} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n (x_{ik} - x_{jk})^2}{s_k^2}} \quad (4)$$

Auf den hier skizzierten Fall bezogen, bedeutet das:

- **Euklidische Distanz des zu untersuchenden Netzes zum Referenznetz 1**

$$d = \sqrt{\frac{(200 - 209)^2}{70,57^2} + \frac{(32 - 37)^2}{9,87^2} + \frac{(9 - 8)^2}{6,37^2} + \frac{(0,9337 - 1,229)^2}{0,26^2} + \frac{(8 - 7)^2}{1,7^2} + \frac{(180 - 198)^2}{169,86^2} + \frac{(94 - 139)^2}{60,59^2}} = 1,58 \quad (5)$$

- **Euklidische Distanz des zu untersuchenden Netzes zum Referenznetz 2**

$$d = \sqrt{\frac{(200 - 55)^2}{70,57^2} + \frac{(32 - 55)^2}{9,87^2} + \frac{(9 - 22)^2}{6,37^2} + \frac{(0,9337 - 1,566)^2}{0,26^2} + \frac{(8 - 4)^2}{1,7^2} + \frac{(180 - 549)^2}{169,86^2} + \frac{(94 - 239)^2}{60,59^2}} = 5,98 \quad (6)$$

Dementsprechend ist das Referenznetz 1 für das zu untersuchende Netz das ähnlichere Netz und wird als Referenz für die Abschätzung der Spannungsänderung herangezogen.

Die Ähnlichkeitsbestimmung von Verteilnetzen ist der Abbildung 8 zu entnehmen. Mit Hilfe dieses Verfahrens wird für ein zu untersuchendes Verteilnetz, für das nur einfache Strukturdaten vorliegen und dessen Spannungen daher nicht berechnet, sondern nur abgeschätzt werden können, jeweils das ähnlichste Verteilnetz aus der Netzdatenbasis selektiert. Dieses Netz aus der Datenbasis besitzt im Hinblick auf das zu untersuchende Netz die geringste *euklidische Distanz* der Netzstrukturparameter.

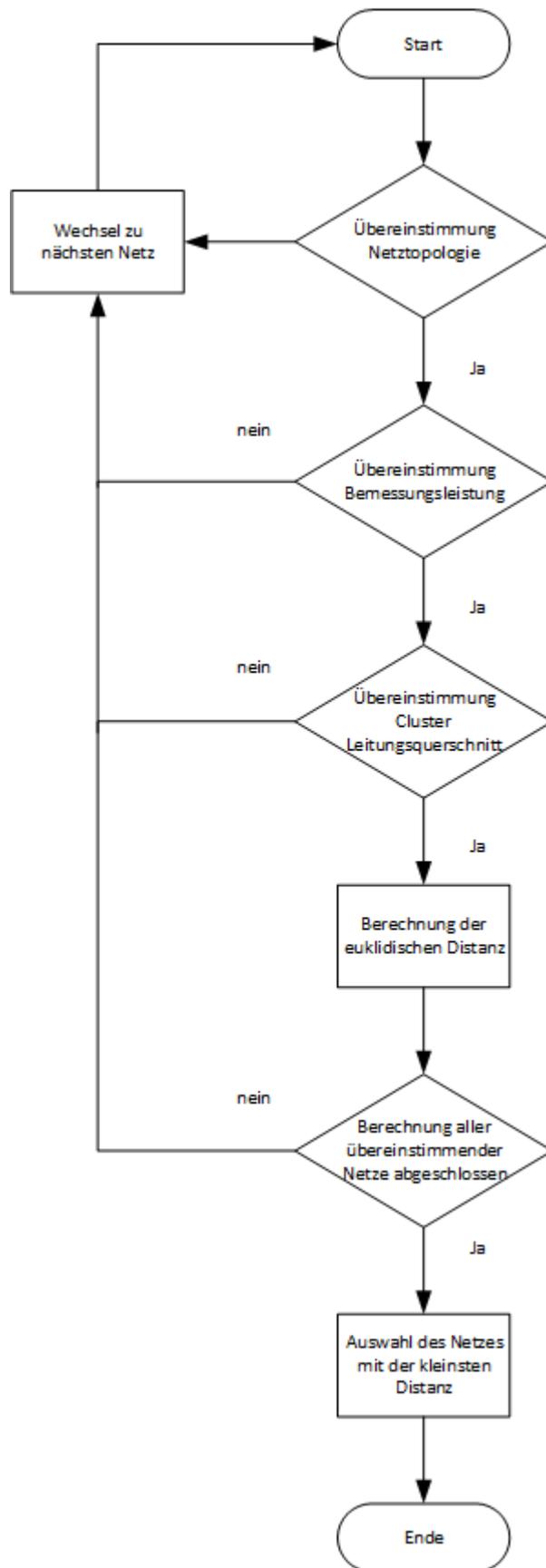


Abbildung 8: Identifikation des ähnlichsten Netzes

- **Übertragung / Skalierung der Berechnungsergebnisse des ähnlichsten Netzes zur Abschätzung der Netzspannung im zu untersuchenden Netz**

An dieser Stelle wird die Strategie zur Abschätzung der Netzspannung im Zuge des Forschungsprojektes ASNIDEA erstellt. Zu diesem Zweck wird die in der Datenbasis hinterlegte, berechnete maximale Spannungsänderung des zuvor ermittelten ähnlichsten Netzes entsprechend skaliert.

Durch die anfänglich durchgeführten detaillierten Analysen nach Abbildung 3 wurde ersichtlich, dass die prozentuale Spannungsänderung in einem Netz annähernd proportional von der Netzbelastung bzw. -einspeisung abhängig ist.

So führt eine Verdoppelung der Netzbelastung zu einer annähernden Verdoppelung des prozentualen Spannungsabfalls. Respektive führt eine Verdoppelung der Netzeinspeisung zu einer annähernden Verdoppelung der resultierenden Spannungsanhebung.

Die Spannungsänderung des ähnlichsten Netzes wird gemäß dieser gewonnenen Erkenntnisse in einem ersten Schritt wie folgt skaliert (s. Gleichung ( 7 )).

$$\Delta u = \Delta u_{ref} \cdot \frac{S}{S_{ref}} \quad (7)$$

$\Delta u$ :	<b>prognostizierte Spannungsänderung im zu untersuchenden Verteilnetz</b>
$\Delta u_{ref}$ :	<b>Spannungsänderung im ähnlichsten Verteilnetz</b>
$S$ :	<b>im zu untersuchenden Verteilnetz angeschlossene Netzbelastung / Einspeisung</b>
$S_{ref}$ :	<b>im ähnlichsten Verteilnetz angeschlossene Netzbelastung / Einspeisung</b>

Die in der Datenbasis hinterlegte maximale Spannungsänderung des ähnlichsten Netzes wird mit dem Quotienten der angeschlossenen Netzbelastung bzw. -einspeisung des zu untersuchend Netzes und des ähnlichsten Netzes multipliziert.

Um die Abschätzung der Spannungsänderung zu verbessern, werden in einem nächsten Schritt weitere Strukturparameter wie Leitungslänge und Anzahl der Leitungsabgänge hinsichtlich ihrer Signifikanz bzw. ihrer Auswirkungen auf die Netzspannung untersucht.

Die Division der Strukturmerkmale *Netzleitungslänge* und *Abgänge von der ONS* ermöglicht die *durchschnittliche Abgangslänge* zu ermitteln. Je größer die *durchschnittliche Abgangslänge* ist, desto kleiner ist der Vermaschungsgrad eines Netzes anzunehmen. Wird die *durchschnittliche Abgangslänge* mit der Erkenntnis kombiniert, dass die Span-

nungsänderung eines Netzes ebenfalls eine proportionale Abhängigkeit zur *Netzleitungslänge* wie von der *maximalen Netzbelastung / -einspeisung* aufweist, kann die Gleichung ( 7 ) wie folgt erweitert werden (s. Gleichung ( 8 )).

$$\Delta u = \Delta u_{ref} \cdot \frac{S}{S_{ref}} \cdot \frac{\frac{L}{A}}{\frac{L_{ref}}{A_{ref}}} \quad (8)$$

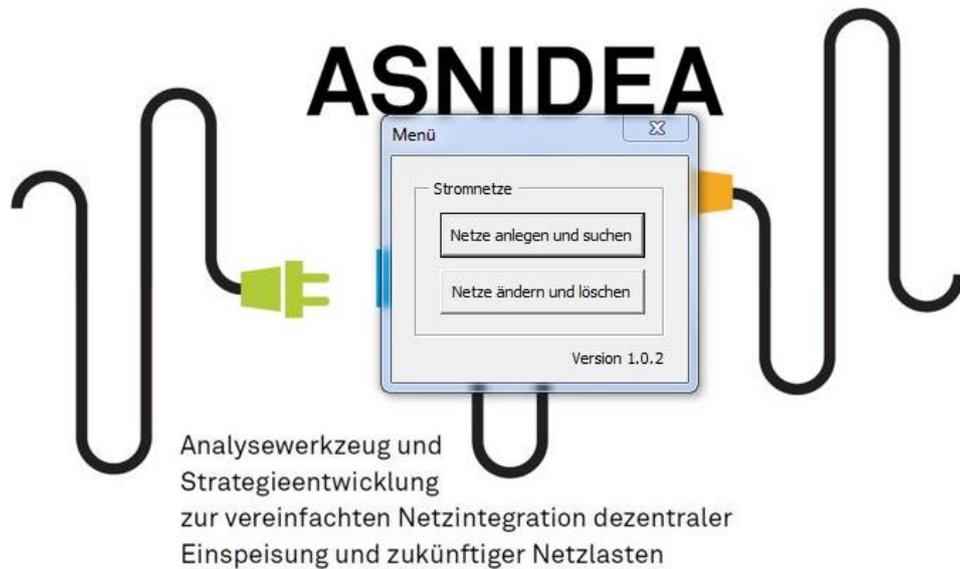
$\Delta u$ :	<b>prognostizierte Spannungsänderung im zu untersuchenden Verteilnetz</b>
$\Delta u_{ref}$ :	<b>Spannungsänderung im ähnlichsten Verteilnetz</b>
$S$ :	<b>im zu untersuchenden Verteilnetz angeschlossene Netzbelastung / Einspeisung</b>
$S_{ref}$ :	<b>im ähnlichsten Verteilnetz angeschlossene Netzbelastung / Einspeisung</b>
$L$ :	<b>Netzleitungslänge im zu untersuchenden Verteilnetz</b>
$A$ :	<b>Abgangsanzahl im zu untersuchenden Verteilnetz</b>
$\frac{L}{A}$ :	<b>durchschnittl. Abgangslänge im zu untersuchenden Verteilnetz</b>
$L_{ref}$ :	<b>Netzleitungslänge im ähnlichsten Verteilnetz</b>
$A_{ref}$ :	<b>Abgangsanzahl im ähnlichsten Verteilnetz</b>
$\frac{L_{ref}}{A_{ref}}$ :	<b>durchschnittl. Abgangslänge im ähnlichsten Verteilnetz</b>

Die Gleichung ( 8 ) erweitert die Gleichung ( 7 ) um die Multiplikation des Quotienten aus der durchschnittlichen Abgangslänge des zu untersuchenden Netzes und des ähnlichsten Netzes. Hiermit wird die Erkenntnis berücksichtigt, dass die *durchschnittliche Abgangslänge* ebenfalls einen Einfluss auf die Netzspannung ausübt.

### 2.2.3. Bedienoberfläche

Das entwickelte Analysewerkzeug ist eine Excel-Anwendung auf VBA-Basis. Für den Endanwender ist ausschließlich die VBA-Oberfläche sichtbar.

Nach dem Starten des Analysewerkzeugs erscheint die in der Abbildung 9 dargestellte Maske.



**Abbildung 9: Start-Maske**

Diese Start-Maske ermöglicht das Navigieren zu zwei auswählbaren Menü-Punkten:

- Anlegen eines Netzes

Dieser Menü-Punkt ermöglicht das Hinzufügen eines neuen Netzes zu der Netzdatenbasis.

- Suchen eines Netzes

Die Wahl dieses Menü-Punktes ermöglicht die Identifikation eines Referenznetzes für ein zu untersuchendes Netz.

Nach Auswahl des jeweiligen Menü-Punktes der Start-Maske erscheint für beide Fälle eine weitere Maske (s. Abbildung 10).

**Abbildung 10: Arbeitsmaske**

Soll das Netz der Datenbasis hinzugefügt werden, wird „Speichern“ betätigt. Das Suchen bzw. die Identifikation eines Referenznetzes erfolgt durch die Betätigung von „Suchen“.

Durch Betätigen von „calc.“ wird die jeweils skalierte Abschätzung für die Spannungsänderung im Testnetz angezeigt. Hierbei gilt es zu beachten, dass das Analysewerkzeug ausschließlich Extremfälle betrachtet, das heißt entweder verfügt ein Netz nur über Einspeisungen oder nur über Lasten.

### 2.3. Ausgewählte Beispiele und Ergebnisse

Im Folgenden wird das vorgestellte Verfahren hinsichtlich seiner Anwendbarkeit exemplarisch näher untersucht. Hierzu wird ein zu untersuchendes (Test-) Netz zufällig aus der Datenbasis entnommen. Für dieses Netz wird die Spannungsänderung abgeschätzt und mit der exakt berechneten Spannungsänderung verglichen. Um in der Datenbasis nicht das gleiche Netz als ähnlichstes Netz zu finden, wird das zu untersuchende Netz vorübergehend aus der Datenbasis entfernt. Diese Untersuchung wird für eine Vielzahl zufällig ausgewählter Netze wiederholt. Nachdem jeweils das ähnlichste Netz gefunden worden ist, erfolgt eine Skalierung der Spannungsänderung in Bezug auf die Netzbelastung bzw. Einspeiseleistung nach Gleichung ( 7 ). In Abbildung 11 erfolgt exemplarisch die Ergebnisdarstellung für 18 zufällig ausgewählte Netze.

Im Detail zeigt die untenstehende Grafik die absoluten, prozentualen Abweichungen zwischen den Ergebnissen der vereinfachten Netzberechnung und den jeweiligen Ergebnissen der exakten Netzberechnung für die ausgewählten Testnetze. Trotz vieler zufriedenstellender Ergebnisse sind auch einige Ausreißer zu erkennen, welche aus einer großen Differenz zwischen den Ergebnissen der konventionellen und der vereinfachten

Netzberechnung resultieren. Ebenfalls sind sowohl positive als auch negative Abweichungen zu erkennen. Bei den positiven Abweichungen ist für das zu untersuchende Netz eine zu große Spannungsänderung abgeschätzt worden, bei den negativen hingegen wurde eine zu geringe Spannungsänderung geschätzt.

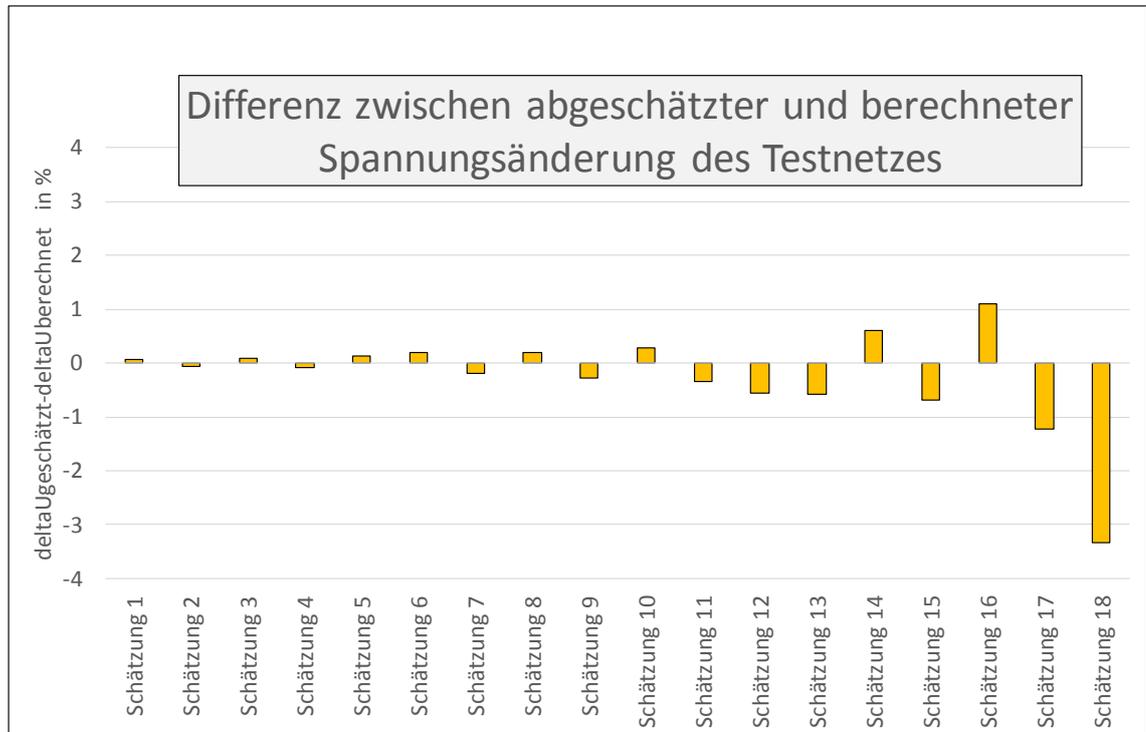


Abbildung 11: exemplarische Ergebnisse

Nachfolgend erfolgt exemplarisch die analytische Darstellung der besten, als auch der schlechtesten Schätzung (Schätzung 2 vs. Schätzung 18).

Zunächst findet eine visuelle Prüfung der jeweiligen Netze statt. Anschließend werden die jeweiligen Strukturparameter betrachtet. Im Fall der Schätzung 1 resultiert das folgende Ergebnis (s. Abbildung 12 und Tabelle 3):

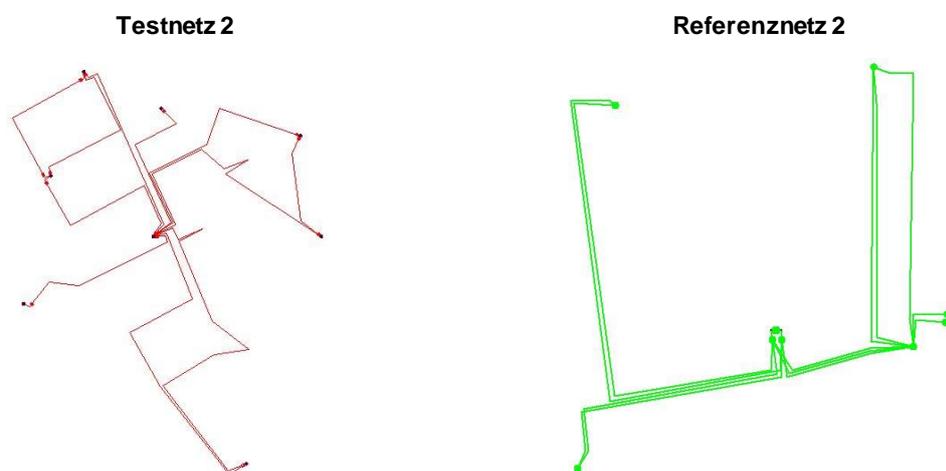


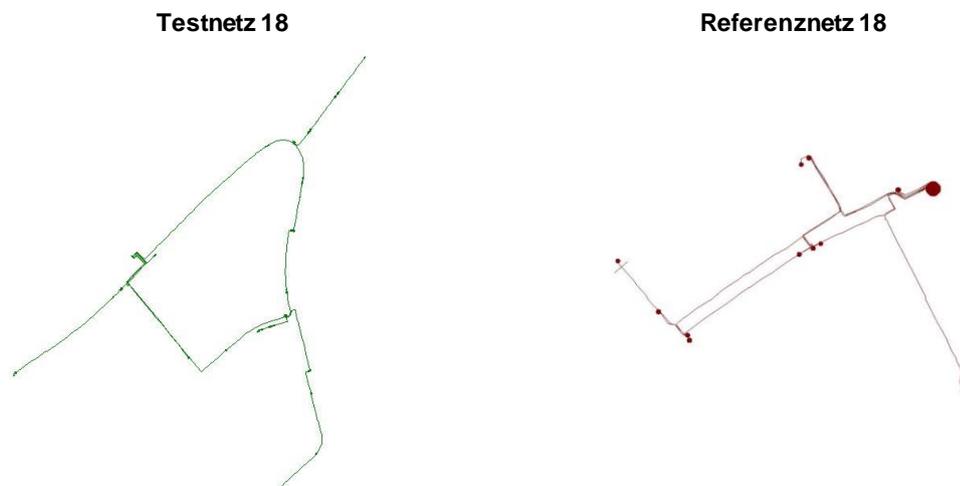
Abbildung 12: Schätzung 2

Netzstrukturmerkmal	Abschätzung 2	
	Testnetz 2	Referenznetz 2
Bezeichnung	Testnetz 2	Referenznetz 2
$S_{rT}$ Transformator ONS	400	400
Leitungsquerschnitt	groß	groß
Lage ONS	zentral	zentral
Knotenpunkte	8	9
Netzlänge [km]	1,78	1,7
Anzahl Abgänge ONS	8	7
$R_1$ [m]	165	144
$R_2$ [m]	120	83
Euklidische Distanz	1,27	

**Tabelle 3: Strukturparameter Schätzung 2**

Für die Schätzung 2 hat sowohl die visuelle Analyse, als auch die Überprüfung der Strukturparameter ergeben, dass diese Netze sehr ähnlich sind, was sich auch in dem hervorragenden Ergebnis wieder spiegelt (s. Abbildung 11).

Für die Schätzung 18 ergeben sich große Spannungsänderungen.



**Abbildung 13: Schätzung 18**

Netzstrukturmerkmal	Abschätzung 18	
	Testnetz 18	Referenznetz 18
Bezeichnung	Testnetz 18	Referenznetz 18
$S_{rT}$ Transformator ONS	630	630
Leitungsquerschnitt	groß	groß
Lage ONS	dezentral	dezentral
Knotenpunkte	28	14
Netzlänge [km]	1,89	1,64
Anzahl Abgänge ONS	5	4
$R_1$ [m]	415	302
$R_2$ [m]	231	193
Euklidische Distanz	4,03	

**Tabelle 4: Strukturparameter Schätzung 18**

Bereits die visuelle Analyse zeigt, dass das gefundene Referenznetz zwar das ähnlichste Netz in der Datenbasis ist, aber dennoch deutliche Unterschiede zu dem Testnetz aufweist (s. Abbildung 13 und Tabelle 4).

Bei eingehender Analyse der Strukturparameter wird auch ein möglicher Grund für die zu geringe Abschätzung der Spannungsänderung für das Testnetz ersichtlich. Das gefundene Referenznetz ist deutlich kleiner als das Testnetz und unterscheidet sich auch signifikant bezüglich der Anzahl der Knotenpunkte. In Bezug auf alle möglichen Netze handelt es sich zwar um das ähnlichste Netz, wobei die Ähnlichkeit jedoch eher gering ist. Diese Ausreißer können durch die Festlegung einer Obergrenze für die euklidische Distanz vermieden werden. Für das zu untersuchende Netz ergibt sich anhand der Netzdatenbasis kein ähnliches Netz. Dies gilt insbesondere auch für exotische Netze, die es in der Realität durchaus geben kann und für die das vereinfachte Berechnungsverfahren zur Spannungsabschätzung nicht anwendbar ist. Eine weitere Strategie ein ähnlichstes Netz zu finden, dessen Spannungsänderungen sich auf das zu untersuchende Netz übertragen lassen, besteht in einer sukzessiven Erweiterung der Netzdatenbasis mit weiteren realen Niederspannungsnetzen.

## **2.4. Optimierte und koordinierte Versorgungskonzepte mit PV-Anlagen**

In Expertengesprächen mit den entsprechenden Projektpartnern stellte sich heraus, dass aktuell seitens der Netz- und Anlagenbetreiber keine Kundenakquise für die Errichtung dezentraler Erzeugungsanlagen betrieben wird. Aus diesem Grund ist die Umsetzung bzw. die Entwicklung optimierter Netz- und Vertriebskonzepte für dezentrale Erzeugungsanlagen bei der Projektdurchführung theoretisch untersucht worden. Die Vorgehensweise zur optimierten Netzintegration dezentraler Einspeisungen wird exemplarisch im Folgenden dargestellt.

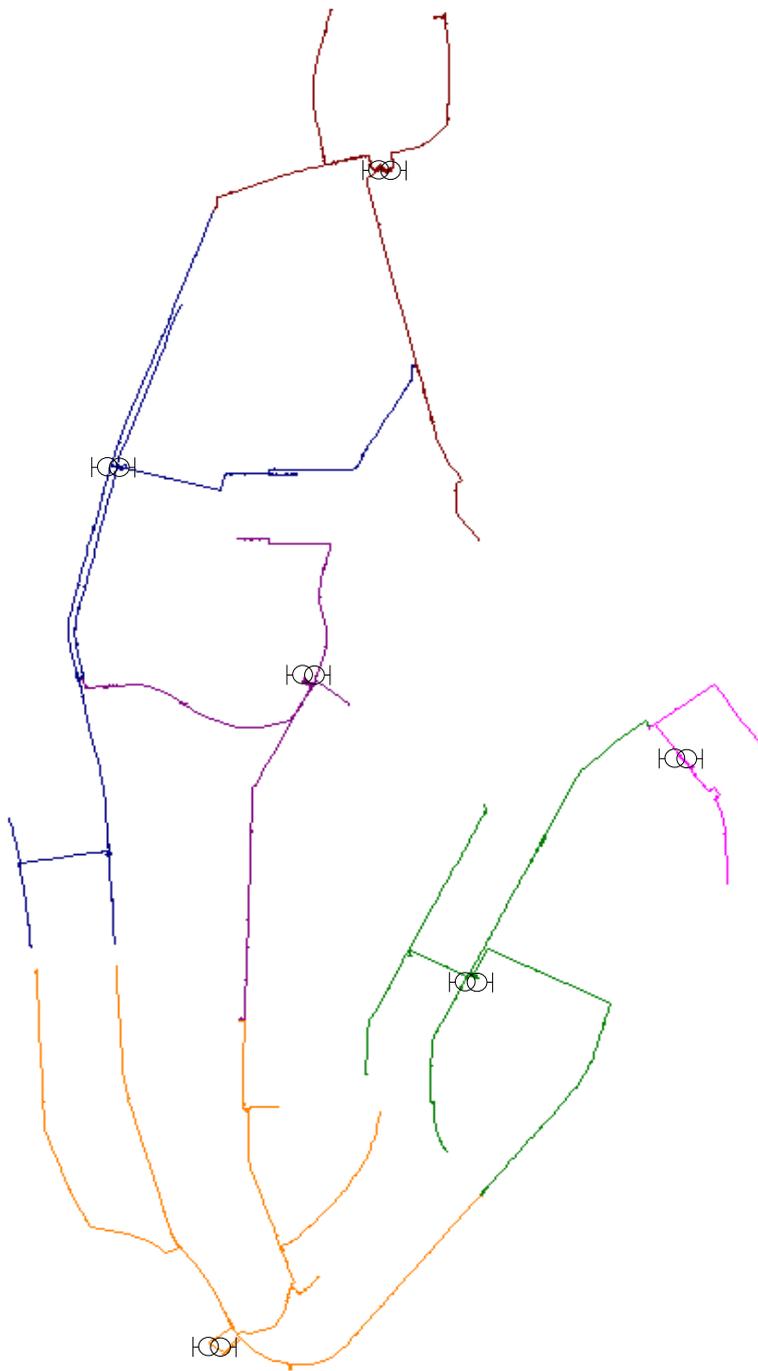
Zur Umsetzung von optimierten Vertriebskonzepten hinsichtlich des Zubaus von dezentralen Einspeiseanlagen bedarf es zunächst einer allgemeinen Kenntnis vom Netzzustand des jeweiligen Versorgungsnetzes seitens der Netzbetreiber.

Das im Forschungsprojekt entwickelte Werkzeug bzw. die Strategie zur Durchführung vereinfachter Netzberechnungen ermöglicht dabei die Abschätzung der Netzspannung. Mit den hieraus gewonnenen Erkenntnissen, kann anschließend für ein Versorgungsgebiet ein geographischer Lageplan als Ampelsystem entworfen werden. Anhand dieses Lageplans ist es dem Netzbetreiber möglich, schnell und einfach die Frage nach einem Zubau dezentraler Einspeiseanlagen beantworten bzw. potentiellen Anlagenplanern und Anlagenerrichtern Vorranggebiete aufzeigen zu können.

Nachfolgend wird die verfolgte Methodik zur Erstellung eines solchen Lageplans beschrieben:

- **Charakterisierung eines Versorgungsgebietes**

Der Netzbetreiber beschreibt das entsprechende Versorgungsgebiet mit Hilfe der in Kapitel 2.2.1 definierten grundlegenden Strukturparameter (s. Abbildung 14).



Netz	Topologie	Anschlüsse	Zähler	Knoten	Netzgröße [km]	ONS [kVA]	Abgänge ONS	Lage der ONS	Leitungsquerschnitt	R1 [m]	R2 [m]	Leistung [kW]
Orange	Strahl	108	108	26	2,529	200	3	zentral	groß	605	415	100
Grün	Strahl	83	83	18	1,875	400	4	zentral	groß	421	305	100
Lila	Strahl	18	18	10	0,522	630	2	zentral	klein	180	77	100
Blau	Strahl	60	60	18	1,333	630	4	zentral	groß	495	220	70
Rot	Strahl	106	106	28	2,574	630	5	zentral	groß	698	385	70
Rot	Strahl	55	55	22	1,566	200	4	zentral	mittel	549	239	155

Abbildung 14: Netz

- Durchführung vereinfachter Netzberechnungen

Für die einzelnen Netzgebiete (gekennzeichnet durch unterschiedliche Farben) können mithilfe der zuvor beschriebenen Methodik vereinfachte Netzberechnungen durchgeführt

werden. Somit kann die Spannungsänderung bzw. Spannung in jedem einzelnen Netzgebiet für den entsprechenden Versorgungsfall abgeschätzt werden.

- **Anfertigung des geographischen Lageplans**

In Anhängigkeit der Netzspannung an den Knotenpunkten kann nun jedes Netzgebiet als „geeignet“, „bedingt geeignet“ oder als „ungeeignet“ für einen Zubau dezentraler Einspeisungen klassifiziert werden (s. Abbildung 15).

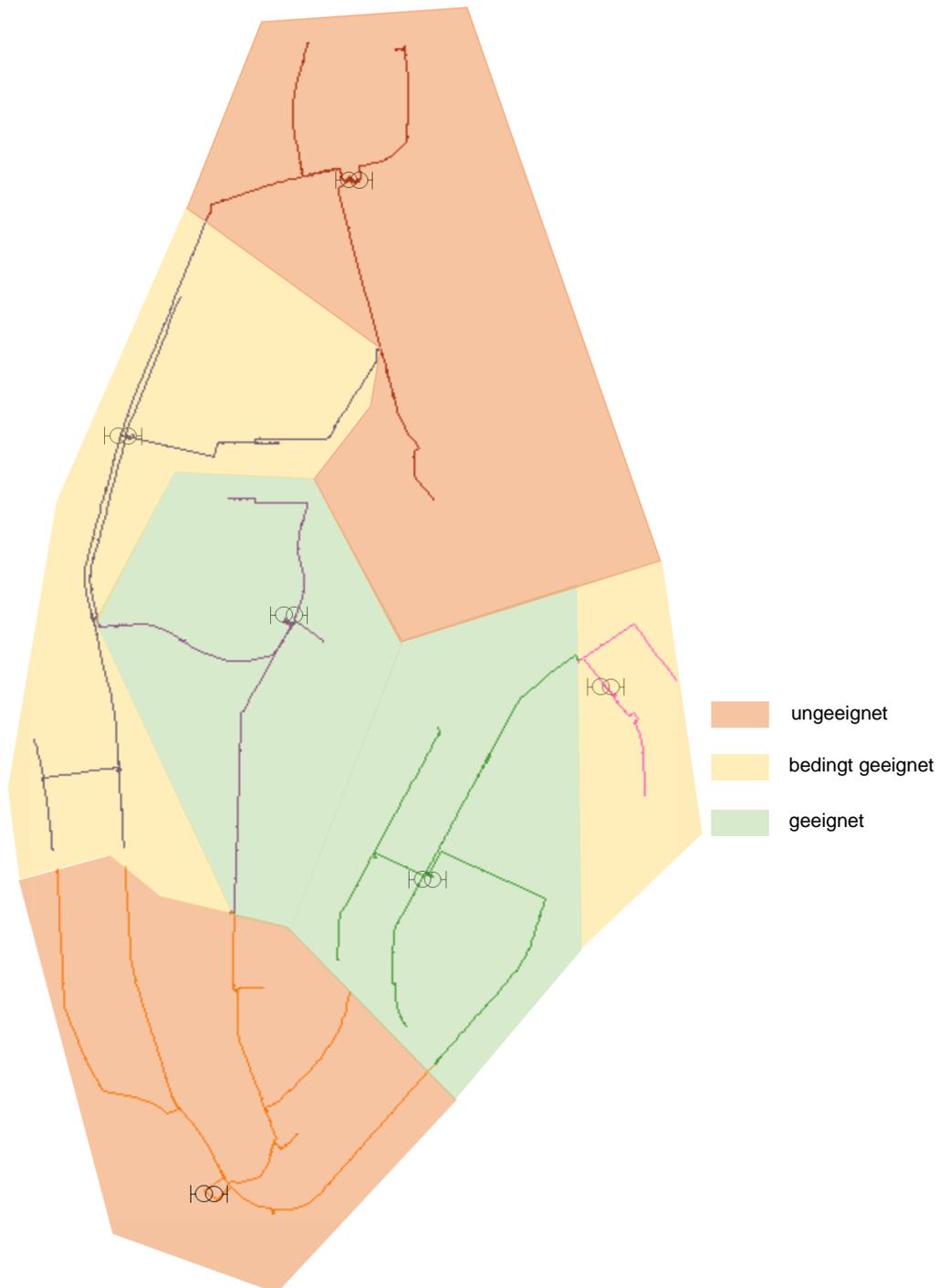


Abbildung 15: Lageplan

Soll ein Zubau in den gelb markierten Gebieten erfolgen, ist es ratsam, zuvor noch eine detaillierte Netzberechnung durchzuführen. In grün markierten Bereichen kann hingegen der Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der geplanten Leistung ohne weitere Detailuntersuchungen erfolgen. In den rot markierten Bereichen ist ohne Netzausbau ein weiterer Zubau von Einspeisungen sehr unwahrscheinlich und muss detailliert im Einzelnen geprüft werden.

Die Ergebnisse der vereinfachten Netzberechnung werden mit weiteren geografischen Daten verknüpft, um beispielsweise zunächst die optimalen Standorte von PV-Anlagen bezüglich Netz und Anlage selbst zu finden, ohne dass ein Netzausbau erforderlich wird.

Beispielhaft ist ein Solardach-Kataster hinterlegt, das Informationen darüber bereithält, welche Häuser (bzw. Dachflächen) in den jeweiligen Netzgebieten für einen PV-Zubau geeignet sind und welche nicht (s. Abbildung 16).

Ein Anlagenplaner und Anlagenerrichter würde zunächst versuchen Anlagenbetreiber in den geeigneten Netzgebieten zu akquirieren. Hemmnisse für die Umsetzung eines solchen Konzeptes stellen die geringen Margen heute bei Planung und Bau von PV-Anlagen dar, wodurch die auch die Akquisitionsmaßnahmen sehr gering gehalten werden. Auch die Fragen bezüglich Versorgungsnetze zu kritischer Infrastruktur führen dazu, dass Netzbetreiber detaillierte Netzinformationen nur für sehr begrenzte Netzbereiche im Sinne der Planauskunft extern bereitstellen.



Abbildung 16: PV- Zubau

- sehr gut geeignet für Zubau
- gut geeignet für Zubau
- bedingt geeignet für Zubau

### 3. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises und Verwendung der Zuwendungen

Im Rahmen des Forschungsprojektes entstanden überwiegend Personalkosten in Höhe von 253.108 €. Hinzu kamen noch Reisekosten für die wissenschaftlichen Mitarbeiter zu Neplan-Anwendertreffen und Projektbesprechungen in Höhe von 1.023 € hinzu.

Damit lagen die verausgabten Projektmittel ohne Berücksichtigung der Projektpauschale bei 254.131 € und somit 12.115 € unter den ursprünglich beantragten Kosten. Kosten für Verbrauchsmaterialien und technische Geräte konnten mit htw saar Mitteln bestritten werden.

## **4. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit**

Zur Durchführung des Forschungsprojektes ASNIDEA und zur Erreichung des damit verbundenen Projektziels waren sowohl die in diesem Bericht dokumentierten Arbeiten, als auch die damit verbundenen Kosten angemessen und notwendig.

Des Weiteren ist die Beschäftigung von wissenschaftlichen Mitarbeitern zur Durchführung eines solchen Forschungsprojektes unbestreitbar notwendig. Deren Bezahlung ist durch Tarifverträge detailliert geregelt und bedarf somit an dieser Stelle keiner weiteren Erörterung über deren Angemessenheit.

Mit dem Forschungsprojekt konnte zusammenfassend der Nachweis erbracht werden, dass die Durchführung vereinfachter Netzberechnungen zur Entlastung der Verteilnetzbetreiber und zur Spannungsschätzung in Niederspannungsnetzen grundsätzlich möglich ist.

## **5. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit**

- **Netzbetreiber**

Mit dem Forschungsprojekt ASNIDEA konnte der Nachweis erbracht werden, dass die Durchführung vereinfachter Netzberechnungen bezüglich der Netzspannung möglich ist. Die vereinfachten Netzberechnungen resultieren in einer Abschätzung der anliegenden Netzspannung. Die Vorteile gegenüber konventionellen Netzberechnungen sind:

- Entlastung der Verteilnetzbetreiber aufgrund der Schnelligkeit und Einfachheit des Verfahrens bei gleichzeitig (relativ) hoher Genauigkeit der Spannungsabschätzung.
- Belastbare Abschätzung der Netzspannung für Verteilnetze, die bislang aufgrund einer rudimentären bzw. unvollständigen Datenlage nicht berechenbar waren (s. Kapitel 1.1). Die Spannungsabschätzung führt zu einer besseren Kenntnis der Verhältnisse in den Niederspannungsnetzen und auch zu einer Verringerung von Fehlentscheidungen:
  1. im Hinblick auf geplante Netzintegrationen dezentraler Erzeugungsanlagen und zukünftiger Netzlasten (z. B. Ladestationen für Elektrofahrzeuge).
  2. hinsichtlich der Notwendigkeit eines Netzausbaus.
- Effizienz- und Kostenvorteil im Vergleich zu konventionellen Netzberechnungen durch Reduzierung der notwendigen Datenlage.

Für die Netzbetreiber, als potenzielle Anwender der vereinfachten Netzberechnungen, ergibt sich daraus die komfortable Situation, dass wie bereits erwähnt, mithilfe der vereinfachten Netzanalysen zukünftig auch die Netzspannung von Verteilnetzen abgeschätzt werden kann, für die lediglich rudimentäre Daten vorliegen. Die Kenntnis der Netzspannung ist im Hinblick auf eine nachhaltige Integration dezentraler Energieerzeugungsanlagen und zukünftigen Netzlasten aufgrund deren Einfluss auf die Spannungsstabilität von großer Bedeutung. Dabei kann mit den vereinfachten Netzberechnungen sowohl die Anhebung der Netzspannung bei der Integration von dezentralen Energieerzeugungsanlagen als auch die Absenkung der Netzspannung bei der Integration von zukünftigen Netzlasten (z. B. Ladesäulen für Elektrofahrzeuge) abgeschätzt werden.

- **Industrie**

Zusätzlich zur Nutzung des Softwarewerkzeugs/der Strategie zur Durchführung vereinfachter Netzberechnungen durch die Netzbetreiber, ist eine Übernahme der Projektergebnisse in das Dienstleistungsportfolio beratender Unternehmen wie ABB denkbar, falls die Datenlage beim Kunden für eine detaillierte Netzberechnung unzureichend ist und ein abschätzender Überblick über die Spannungssituation in den Niederspannungsnetzen erreicht werden soll. Die Projektergebnisse können direkt als Beratung und Dienstleistung bei den Kunden angeboten und vermarktet werden.

Im Zuge des Forschungsprojektes ASNIDEA wurde ein Ansatz für eine optimierte Integration von PV-Anlagen und ein damit verbundenes Vertriebskonzept entwickelt.

- **htw saar**

Durch das Forschungsprojekt konnte die energietechnische und energiewirtschaftliche Kompetenz des projektdurchführenden internen WI Instituts der Fachgruppe Wirtschaftsingenieurwesen der htw saar ausgebaut werden.

Besonders die durch das Forschungsprojekt ASNIDEA gewonnenen Erkenntnisse hinsichtlich der Spannungsänderungen von elektrischen Verteilnetzen und die weitere Nutzung des Berechnungsprogramms Neplan werden in der Lehre und Ausbildung des (wissenschaftlichen) Nachwuchses verwendet.

Bereits während der Projektlaufzeit von ASNIDEA erfolgte eine Qualifizierung des (wissenschaftlichen) Nachwuchses. Es erfolgte im Projektverlauf sowohl die Einbindung von Studenten zur Unterstützung bei der Projektbearbeitung, als auch die Anfertigung einiger Abschlussarbeiten.

Neben der Nutzung in der Lehre, werden die im Forschungsprojekt ASNIDEA gewonnenen Erkenntnisse für nachfolgende wissenschaftliche Untersuchungen und Forschungsprojekte genutzt. Hierzu gehören Themen wie Netzerneuerungsstrategien und Netzdimensionierung unter den Aspekten „dezentrale Einspeisung“ und „Elektromobilität“, die auf Forschungsergebnissen und Vorgehensweisen des Forschungsprojektes ASNIDEA basieren. Dabei trägt die umfangreiche Datenbasis von Niederspannungsnetzdaten einen erheblichen Anteil zur Konzeption nachfolgender Forschungsprojekte bei. Konkret werden auf ASNIDEA aufbauend zwei interne htw-Forschungsprojekte mit Einbindung von Industriepartnern bearbeitet und ein großer Projektantrag mit dem Thema Integration der E-Mobilität wurde im Januar gestellt und befindet sich derzeit in der Prüfung.

## 6. Fortschritte von dritter Seite

- [1] Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft, PSI Software AG, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, „Innovative Lösungen und Betriebsmittel für das Verteilnetz der Zukunft,“ 07 2016. [Online]. Available: [http://smartarea.de/wp-content/uploads/2016/07/Netzzustandssch%C3%A4tzung\\_Fachbericht.pdf](http://smartarea.de/wp-content/uploads/2016/07/Netzzustandssch%C3%A4tzung_Fachbericht.pdf).
- [2] A. Abdel-Majeed, „Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe von Smart Metern,“ Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Universität Stuttgart, 2012.
- [3] N. Neusel-Lange, C. Oerter und M. Zdrallek, „State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids,“ 2012.
- [4] D. Waeresch, R. Brandalik und weitere, „Field test of a linear tree-phase low-voltage state estimation system based on smart meter data,“ in *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, The Institution of Engineering and Technology, 2017, pp. 1773-1776.

## 7. Erfolgte und geplante Publikationen der Forschungsergebnisse

Außerhalb des Abschlussberichts sind Vorarbeiten und die Ergebnisse des o.g. FuE-Vorhabens in folgenden Beiträgen publiziert worden:

- [1] R. Friedrich, J. Altmayer und M. M. O. Müller, „ASNIDEA - Analysewerkzeug und Strategieentwicklung zur vereinfachten Netzintegration dezentraler Einspeisung und zukünftiger Netzlasten,“ in *sichtbar*, 19. Mai 2017, pp. 58-62.
  
- [2] J. Altmayer, „Untersuchung der Kurzschlussleistung unter dem Aspekt zukünftiger Systemdienstleistung,“ Masterthesis, Saarbrücken, 2015.
  
- [3] R. Friedrich, J. Altmayer und O. Müller, „ASNIDEA - Analysewerkzeug und Strategieentwicklung zur vereinfachten Netzintegration dezentraler Einspeisung und zukünftiger Netzlasten,“ (er)neue(rbare) Energien @ htw saar - Greater Green, Hochschul-Technologie-Zentrum (HTZ) der htw saar, InnovationsCampus Saar, 21. September 2017.
  
- [4] S. Roth, „Modellierung und Untersuchung von Niederspannungsszenarien unter dem Aspekt holarer Systeme und flexibler Last- und Einspeisestrukturen,“ Masterthesis, Saarbrücken, 2014.
  
- [5] T. Crnoja, „Darstellung und Analyse des aktuellen Prozesses der Netzintegration von dezentralen Einspeisungen,“ Bachelorthesis, Saarbrücken, 2015.