

# Netzautomatisierung in der Niederspannung als Bottom-Up-Ansatz zur Stabilisierung des zukünftigen Energieversorgungssystems

Steven Rink<sup>1</sup>, Henri Oliveras, Guillem Tänzer, Ralf Levacher, Jörg Rink

Stadtwerke Saarlouis GmbH, Holtzendorffer Str. 12, 66740 Saarlouis, +49 6831 9596 529, [srink@swsls.de](mailto:srink@swsls.de), swsls.de

## Kurzfassung:

Die Energiewende und damit allen voran der weitere Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie die Sektorenkopplung stellen für Netzbetreiber eine immer größere Herausforderung dar. Um zukünftig Energieversorgungsnetze intelligent regeln zu können und eine mögliche Alternative zum konventionellen Netzausbau zu schaffen, forschen die Stadtwerke Saarlouis GmbH an autark agierenden Netzautomatisierungssystemen. Zentraler Fokus liegt hierbei auf der Integration eines Automatisierungssystem in der Niederspannung, sodass nach dem Bottom-Up-Ansatz überlagerte Spannungsebenen von der direkten Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch in der niedrigsten Spannungsebene profitieren.

## Keywords:

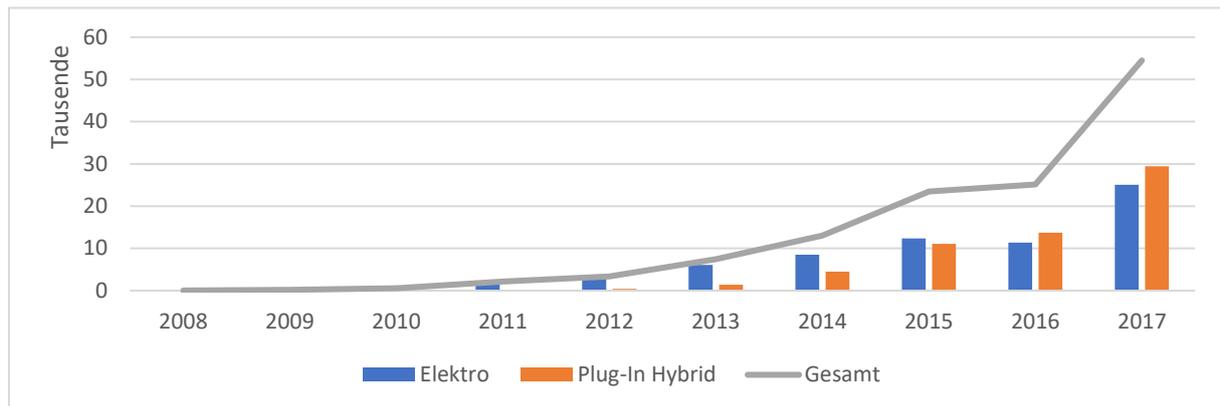
Netzautomatisierung, Flexibilitätspotenziale, Netzflexibilität, Smart Grid, Systembalance, Niederspannung, intelligente Netze, Netzqualität, Energiewende, Spannungsband, Erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit, IKT

## 1 Motivation und zentrale Fragestellung

Das Energieversorgungssystem steht durch die Energiewende vor einem Paradigmenwechsel. Wohingegen sich die Energieversorgung früher vertikal gestaltete und Energie von zentralen Großkraftwerken in den höheren Spannungsebenen herab bis in die Niederspannung verteilt wurde, kehrt sich der Lastfluss heutzutage teilweise um und Energie wird durch dezentral verteilte Anlagen in horizontaler Ebene erzeugt, verbraucht und teilweise in höhere Ebenen rückgespeist. Mit weiterem Fortschreiten der Energiewende steigt neben der Anzahl dezentraler, volatiler Einspeiser gleichzeitig der Energiebedarf durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors – allen voran in der Niederspannung. Beispielhaft steigt die Anzahl jährlich neu installierter Wärmepumpen in Deutschland von rund 55.000 (2011 – 2015) auf 80.000 (2018) [1] und die Anzahl an Neuzulassungen von Elektromobilen wächst derzeit exponentiell und liegt bei etwa 60.000 im Jahr 2017 (Abbildung 1). Auf der Erzeugerseite hingegen befindet sich rund 25% der gesamt installierten EEG-Leistung in der untersten Spannungsebene mit dem geringstmöglichen Energieübertragungspotenzial [2]. Aus Sicht des Netzbetreibers stellt sich die Herausforderung die erzeugte Energie lokal am Ort der Entstehung zu verbrauchen, um eine Transformation in höhere Spannungsebenen zu verhindern und zusätzliche Netzverluste zu vermeiden.

---

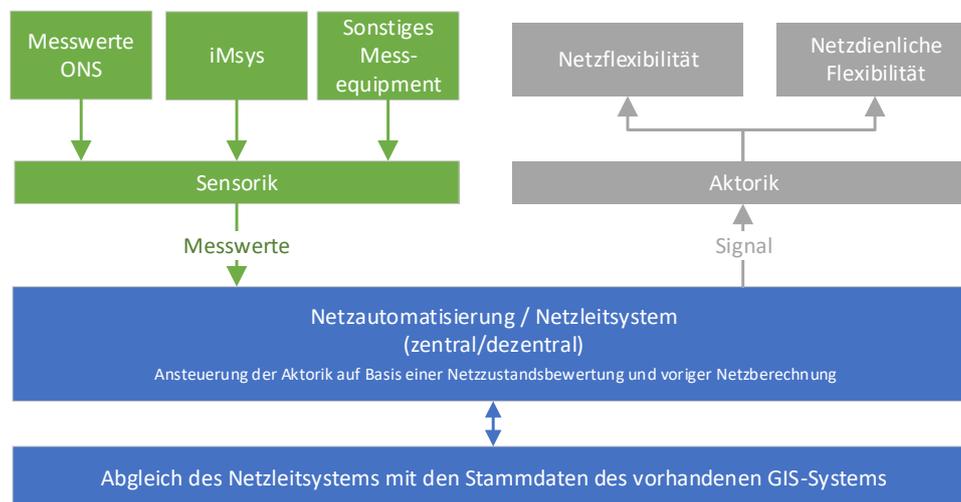
<sup>1</sup> Jungautor



**Abbildung 1: Anzahl Neuzulassungen von reinen Elektroautos und Plug-In Hybrid in Deutschland**

Zeitlich kann die Bereitstellung der Energie aus Erneuerbaren Quellen jedoch vom zunehmenden Energiebedarf, beispielsweise der Ladung des Elektroautos in den Abendstunden, stark voneinander divergieren. Besonders in der Niederspannungsebene, die bis dato unüberwacht, also ohne die Erfassung der Netzparameter betrieben wird, sind hierzu nur bedingt Netzreserven verfügbar.

Im Bundesforschungsprojekt Designetz der SINTEG-Förderinitiative erforschen die Stadtwerke Saarlouis GmbH hierzu neuartige Systeme und Lösungsansätze zur Etablierung eines Niederspannungsautomatisierungssystems innerhalb eines realen Demonstrators. Ziel ist es, durch intelligente Netzsteuerung Erzeugung und Verbrauch lokal in Balance zu halten und auf prognostizierte lokale Netzengpässe automatisiert durch den Einsatz netzdienlicher Flexibilitätpotenziale zu reagieren.



**Abbildung 2: Schematische Darstellung der Gesamtarchitektur [Eigene Darstellung]**

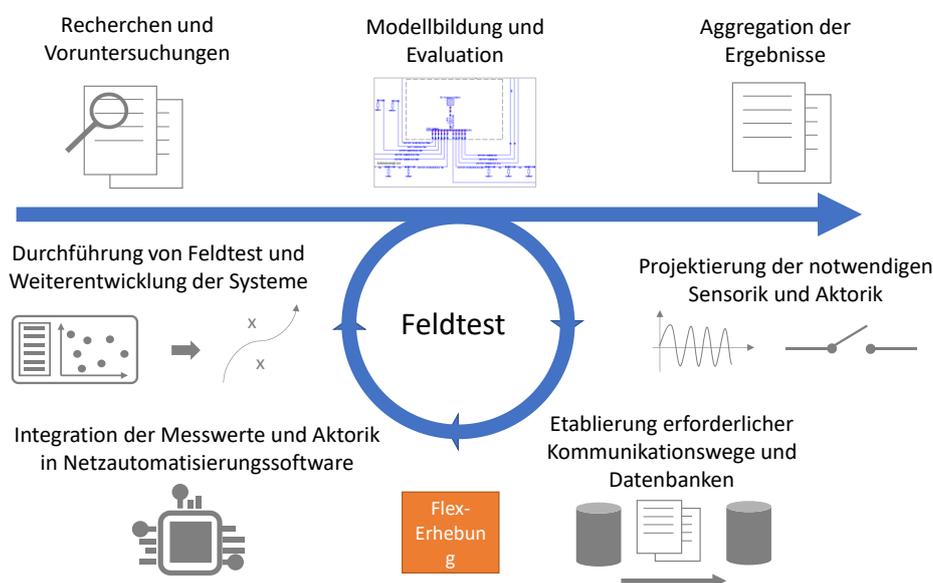
Wie in Abbildung 2 dargestellt, bildet die Erhebung von Netzzustandsdaten mit Hilfe ausgebrachter Sensorik in den Ortsnetzstationen (ONS) sowie zukünftig durch intelligente Messsysteme (iMsys) die Grundlage. Auf Basis der Messwerte kann der aktuelle Netzzustand ermittelt werden und im Bedarfsfall Aktorik in Form von Netzflexibilitäts- oder netzdienlicher Flexibilitätpotenziale angesteuert werden. Innerhalb des Projekts bezeichnet ersteres Aktorik, die durch den Netzbetreiber betrieben wird und letzteres Potenziale, die von

Anlagenbetreibern zur Verfügung gestellt werden (z.B. Ladesäulen, P2H-Anlagen, Wärmepumpen, BHKWs, etc.).

Im Kontext der Realisierung des Projekts gilt es weiterhin folgende Fragestellungen zu beantworten:

- Wie kann ein Netzautomatisierungssystem in der Niederspannung in bereits vorhandene Netzführungsprozesse integriert werden?
- Welche Komponenten und technischen Rahmenbedingungen müssen vorhanden sein?
- Stellt Netzautomatisierung eine „echte“ Alternative zum konventionellen Netzausbau dar? Wann erscheint IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie) sinnvoller und auch wirtschaftlicher gegenüber dem konventionellen Netzausbau?
- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen sind hierfür notwendig?
- Welche Flexibilitätspotenziale (in Leistung und Anzahl) müssen im Niederspannungsnetz identifiziert werden, um Netzparameter überhaupt zu beeinflussen?
- Wie werden Steuerungseingriffe bzw. die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen vergütet? Wie sieht die Kommunikation zwischen Markt und Netzbetreiber aus?

## 2 Testaufbau und methodische Vorgehensweise



**Abbildung 3: Prozessschaubild**

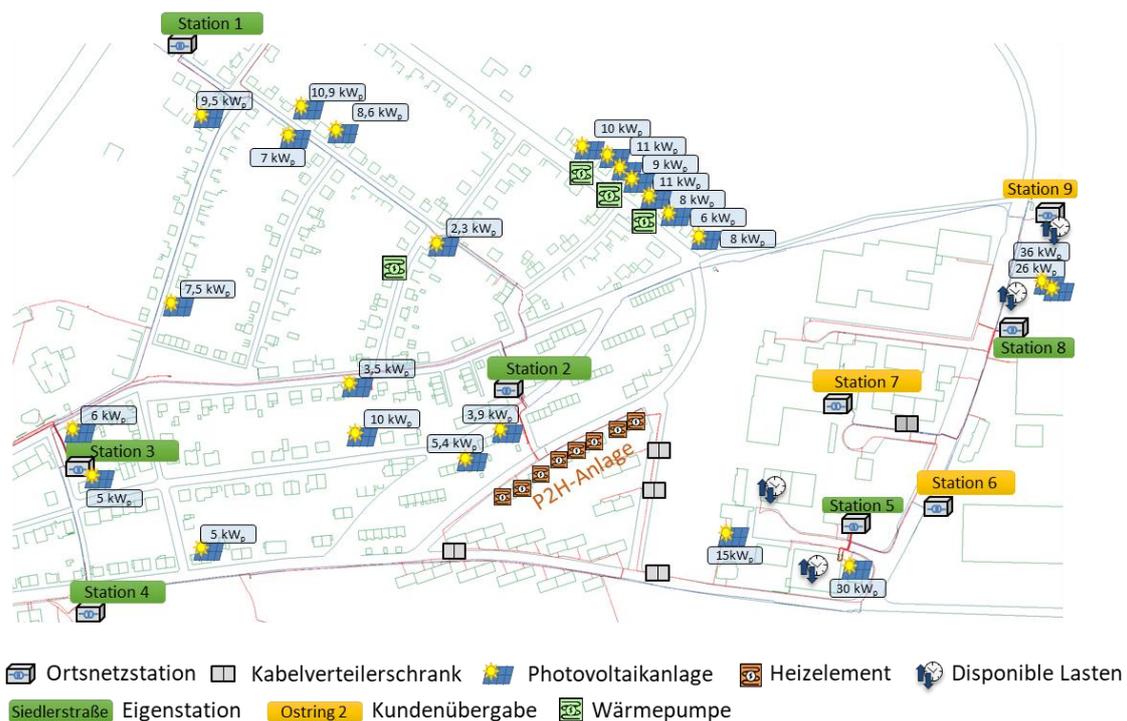
Abbildung 3 illustriert die methodische Vorgehensweise zur Projektierung und Entwicklung des Netzautomatisierungssystems. Basierend auf Recherchen und Voruntersuchungen zum aktuellen Stand der Technik und verfügbarer Hardware, wurde die zum Betrieb notwendige Sensorik und Aktorik identifiziert. Zudem wurde im Rahmen der Voruntersuchungen das

Testgebiet in ein Netzberechnungsmodell überführt sowie die zugehörige Software<sup>2</sup> weiterentwickelt, um automatisiert zukünftige Energieversorgungsszenarien, wie beispielsweise die Auswirkungen eines weiteren Zubaus Erneuerbarer Energien oder privater Ladeinfrastruktur, mittels realer Mess- und Topologiedaten zu prüfen.

Abbildung 4 zeigt eine Übersicht des Feldtestgebiets, welches sich vor allem durch seine Diversität auszeichnet – Industrie und Gewerbe im Osten, Ein- und Mehrfamilienhäuser im Westen, unterschiedliche Flexibilitätspotenziale durch Industrie, Gewerbe, PV, Wärmepumpen und P2H sowie Kabel- und Freileitungsnetze.

Nachfolgend grundlegende Kennzahlen des Testgebiets:

- 9 Ortsnetzstationen, davon 3 Übergabestationen zum Kunden
- Summenleistung PV: 254kWp installiert, verteilt auf 21 Anlagen
- 20kWp installierte Leistung durch Wärmepumpen
- 30x6kW P2H Flexibilitätspotenzial (davon derzeit 48kW schaltbar)
- Über 500kW industrielle und gewerbliche Flexibilitätspotenziale bei durchgeführten Energieaudits erhoben



**Abbildung 4: Das Feldtestgebiet in Saarlouis**

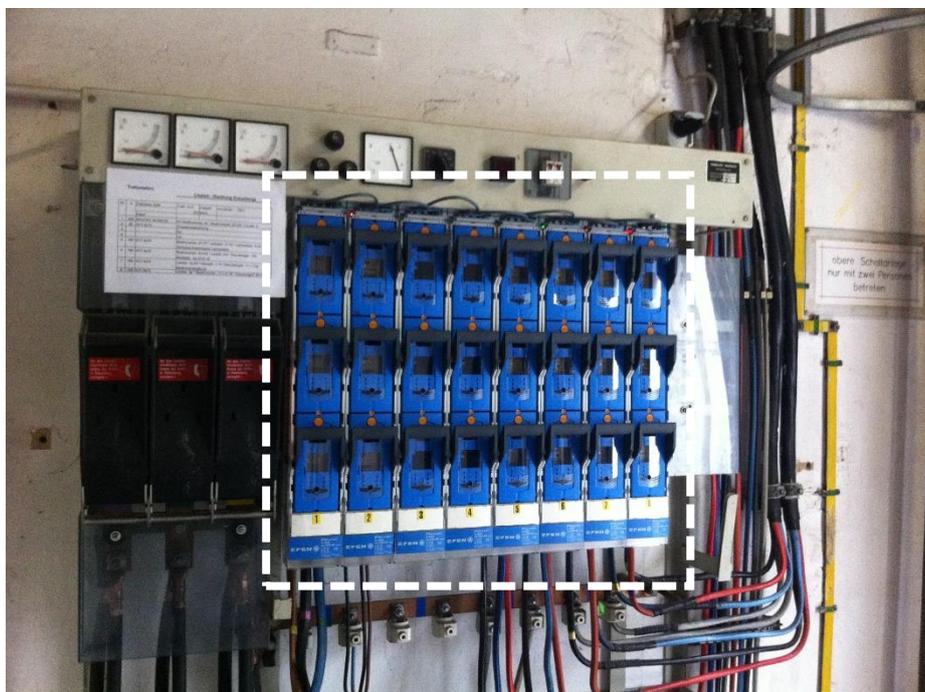
Zur Realisierung des Demonstrators wurde Messequipment unterschiedlicher Hersteller verwendet, um eine möglichst hohe Interoperabilität des Gesamtsystems zu gewährleisten sowie unterschiedliche Technologien hinsichtlich ihrer Adaption, Kommunikationsanbindung

<sup>2</sup> Netzberechnungsprogramm ATPDesigner, htw saar

und Protokolle (z.B. IEC 61850, IEC 60870) zu erproben. In den Ortsnetzstationen und Kabelverteilern wurden beispielsweise Messsysteme der Fa. WAGO Kontakttechnik (Abbildung 5) als auch ein innerhalb des Projekts in Kooperation mit der Fa. Hager entwickeltes System eingesetzt (Abbildung 6).



**Abbildung 5: Mobil einsetzbares Messsystem der Fa. WAGO Kontakttechnik 1) Umbauwandler zur Strommessung und Spannungsabgriffe 2) Kommunikationstechnische Anbindung ans eigene Glasfasernetz**



**Abbildung 6: Im Projekt Designetz in Kooperation zwischen Hager und Stadtwerken Saarlouis entwickelte Messleisten mit integrierten Stromwandlern und Kommunikationsmodul über den Leisten**

Beide Systeme bieten je nach Anwendungsfall Vorzüge. Das System der Fa. WAGO Kontakttechnik lässt sich als mobiles Messsystem auch für Langzeitmessungen einsetzen

wohingegen das System der Fa. Hager aufgrund der kompakten und direkten Installation (Plug & Play) auf der Niederspannungshauptverteilung stationär verwendet wird. Gemessen wird jeweils Strom, Spannung und zugehörige Phasenlage sowie alle daraus abgeleiteten Größen wie Schein-, Blind-, Wirkleistung und Energie jeweils am Zugang der Niederspannungshauptverteilung (NSHV) als auch an jedem einzelnen Abgang. Zukünftig sollen zudem Oberschwingungsanalysen durchführbar sein.

Die in den Ortsnetzstationen, Kabelverteilern als auch zukünftig aus intelligenten Messsystemen (iMsys) erhobenen Netzqualitätsparameter münden über ein dediziertes Glasfasernetz in ein Datenbanksystem sowie in eine daran angebundene Netzanalyse-Software der Fa. Venios zur Netzzustandsbewertung. Flexibilitätspotenziale wie PV-Anlagen, Wärmepumpen, (private) Ladeinfrastruktur, usw. können auf Basis dieser Bewertung intelligent eingesetzt werden, um Grenzwertverletzungen entgegenzuwirken oder sektorübergreifend die Gesamtenergieeffizienz zu steigern.

Im ersten Projektabschnitt wurde zunächst eine Power-to-Heat-Anlage als netzdienliche Flexibilität in einem Nahwärmenetz erschlossen und kommunikationstechnisch angebunden. Die Anlage besteht aus acht einzelnen 300l-Brauchwasserspeichern, die sich in Mehrfamilienhäusern befinden und mit einer Heizspirale von jeweils 6kW ausgestattet wurden. Einzeln oder im Verbund kann hierdurch eine Leistung von bis zu 48kW stufenweise geschaltet werden. Durch weitere Warmwasserspeicher im Feldtestgebiet ließe sich die schaltbare Leistung auf knapp 200kW erweitern.

### **3 Flexibilitätspotenziale als Instrument zur Ausbalancierung der Niederspannungsnetze**

Wie in Kap. 1 erläutert treten im Niederspannungsnetz aufgrund der Energiewende signifikante Veränderungen auf. Eine Möglichkeit der stetig steigenden (zeitlichen) Divergenz aus Erzeugung und Verbrauch lokal zu begegnen stellt die Nutzung sog. netzdienlicher Flexibilitätspotenziale, also in Erzeugung und Verbrauch variabler Anlagen, dar. Damit der Einsatz der Flexibilitätspotenziale eine „echte“ Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellt, stellt sich aus technischer Sicht zunächst die Frage inwiefern im Niederspannungsnetz vorhandene Leistungen und damit verbundene Energiemengen den lokalen Netzzustand bzw. allgemein die Netzparameter beeinflussen.

#### **Einfluss auf das Spannungsband**

Energieversorger sind lt. IEC 50160 angehalten das Spannungsband beim Endkunden im Bereich  $\pm 10\% U_n$  einzuhalten. Grundlegend kann durch den Einsatz netzdienlicher Flexibilitätspotenziale einer prognostizierten unteren bzw. oberen Spannungsbandverletzung entgegengewirkt werden.

Die Spannungsanhebung durch einspeisende Anlagen kann unter Verzicht von Iterationsverfahren o.ä. laut VDEW [3] annähernd durch folgende Formel unter Verwendung der komplexen Netzimpedanz beschrieben werden:

$$\Delta u = \frac{S_{A \max} \cdot \cos(\Psi_{kV} + \varphi)}{S''_{k\max}}$$

- $\Delta u$  Spannungsänderung [%]  
 $S_{A \max}$  Maximale Scheinleistung der Erzeugungsanlage  
 $\Psi_{kV}$  Kurzschlussimpedanzwinkel am NAP  
 $S''_{k\max}$  Maximaler Anfangs-Kurzschlusswechselstrom am Netzanschlusspunkt (NAP)  
 $\varphi$  Phasenwinkel der Erzeugungsanlage

In Abhängigkeit des Netzanschlusspunkts sind die Faktoren  $S''_{k\max}$  und  $\Psi_{kV}$  fest vorgegebene Größen, die die Spannungsanhebung wesentlich beeinflussen.

Der Netzimpedanzwinkel berechnet sich anhand des Arkustangens aus dem Verhältnis zwischen Reaktanz und Resistanz am Netzanschlusspunkt (NAP) und verhält sich für eine beispielhafte Station des Feldtestgebiets<sup>3</sup> und unterschiedliche Leitungen nach Abbildung 7.

$$\Psi_{kV} = \arctan\left(\frac{X_Q + X_{Tr} + X_{Ltg}}{R_Q + R_{Tr} + R_{Ltg}}\right) = \arctan\left(\frac{X_{NAP}}{R_{NAP}}\right)$$

- $Q$  Quellimpedanz  
 $Tr$  Transformatorimpedanz  
 $Ltg$  Leitungsimpedanz  
 $NAP$  Impedanzverhältnis am Netzanschlusspunkt

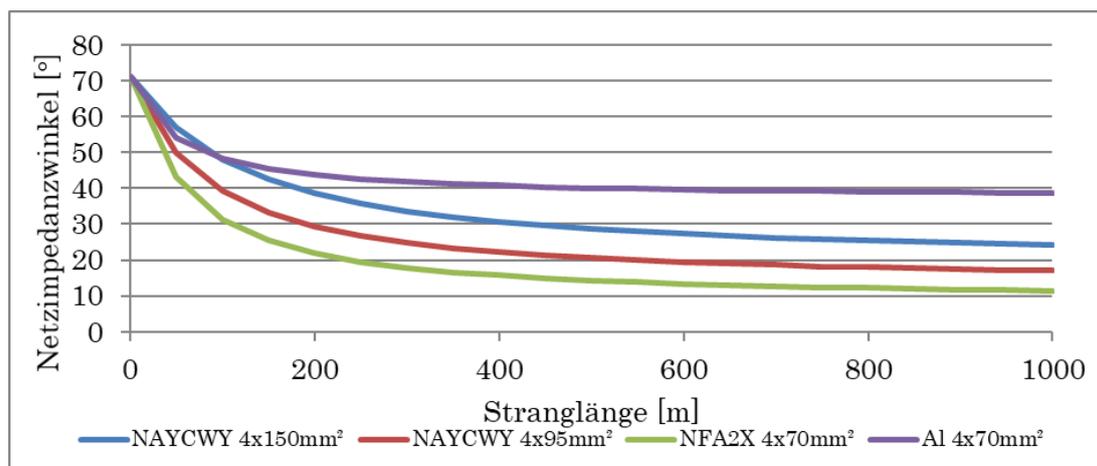
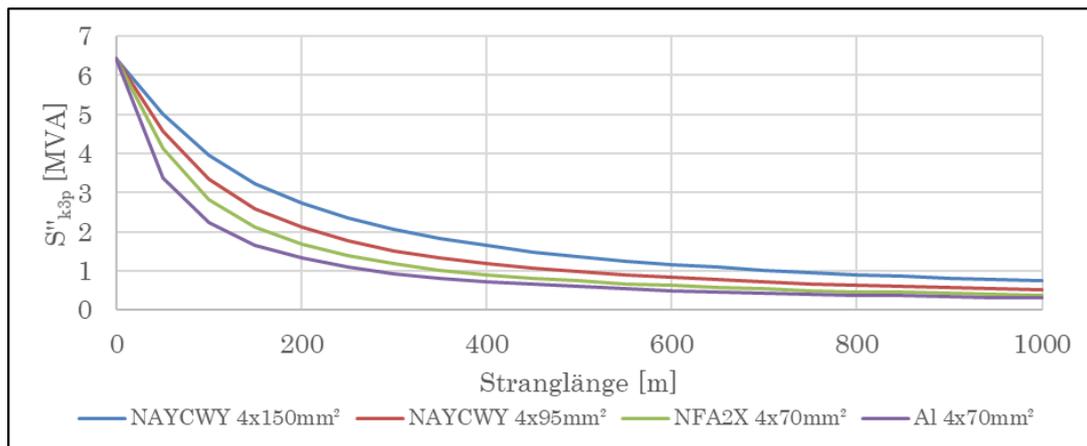


Abbildung 7: Netzimpedanzwinkel unterschiedlicher Leitungstypen

Analog verhält sich die maximale Kurzschlussleistung  $S''_{k\max}$  in Relation zur Stranglänge  $l$  und der verwendeten Leitung nach Abbildung 8 und folgender Formel:

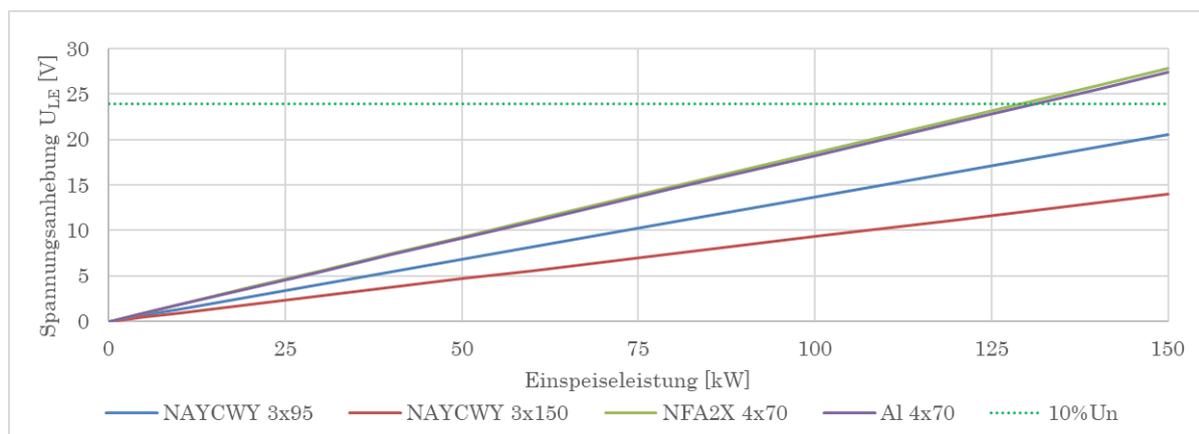
$$S''_{k\max} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I''_{k3p}(l)$$

<sup>3</sup> Die Referenzdaten des Feldtestgebiets können dem Anhang entnommen werden

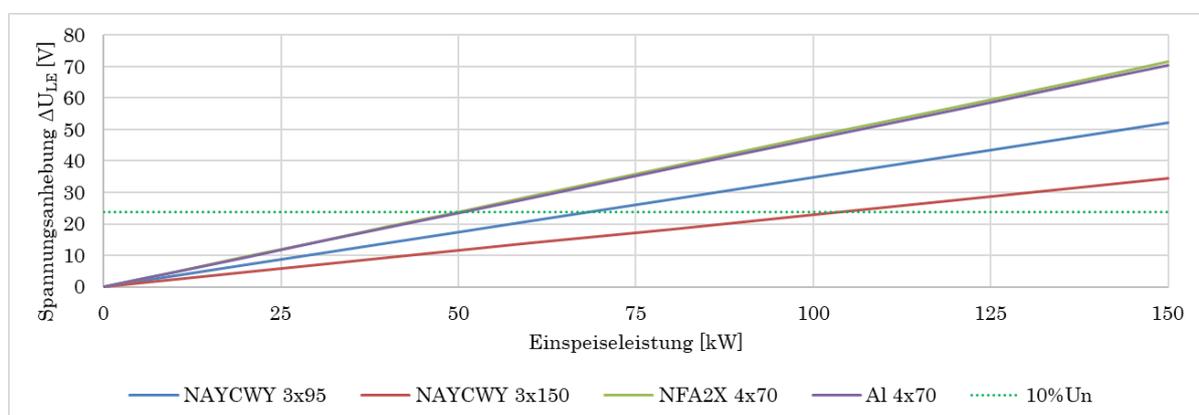


**Abbildung 8: Kurzschlussleistung in Abhängigkeit der Stranglänge und des Leitungstyps**

Anhand der Parameter kann die Spannungsanhebung  $\Delta u$  in Abhängigkeit unterschiedlicher Netzanschlusspunkte und verwendeter Leitungstypen berechnet werden. Abbildung 9 und Abbildung 10 zeigen exemplarisch die Spannungsanhebung für 300m bzw. 800m Leitungstrecke als Funktion der Einspeiseleistung. Hierbei wird zunächst ein  $\cos(\varphi)$  von 1 angenommen. Die Änderung des  $\cos(\varphi)$  zwischen 0,9 über- und unterregt erlaubt nochmals einen gewissen Spielraum hinsichtlich der Spannungsanhebung. Da dieser auf der Niederspannungsebene jedoch nur marginal ausfällt, wird an dieser Stelle auf die Berechnung verzichtet.



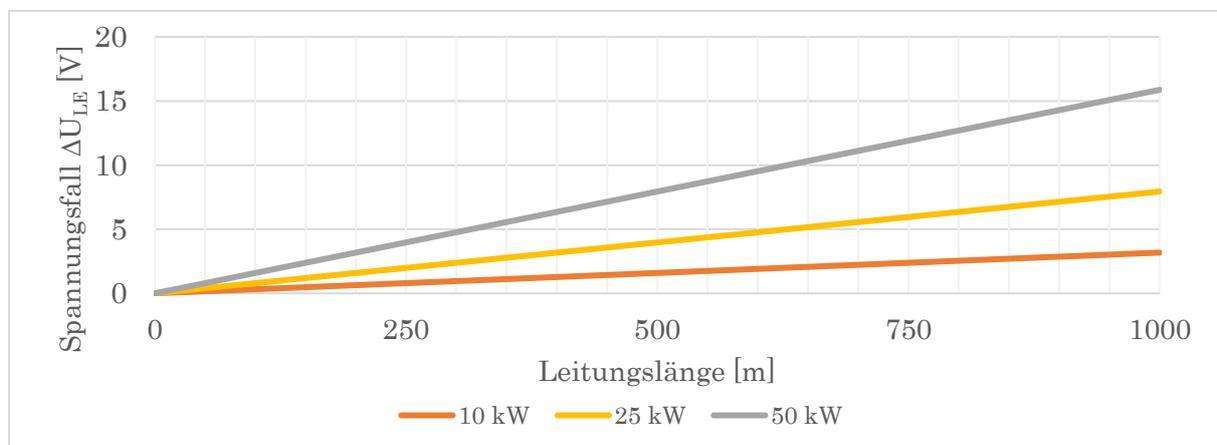
**Abbildung 9: Spannungsanhebung bei einer Stranglänge von 300m bei  $\cos(\varphi)=1$**



**Abbildung 10: Spannungsanhebung bei einer Stranglänge von 800m bei  $\cos(\varphi)=1$**

Es ist deutlich zu erkennen, dass Spannungsanhebung stark durch die Betriebsmittel und den Einspeisepunkt bestimmt werden. Ebenfalls sind die benötigten Leistungsreserven im Verhältnis zur Anschlussleistung einzelner Anlagen oder Haushalte im Vergleich äußerst hoch. Beispielsweise wird durch die Einspeisung von 50kW bei 300m Stranglänge die Spannung bei einem NAYCWY 3x150mm<sup>2</sup> Kabel um etwa 5V angehoben. Bei gleichen Parametern und einer Stranglänge von 800m um ca. 12V.

Der umgekehrte Fall der Spannungssenkung kann in erster Linie durch den Spannungsfall entlang der Leitungen als auch durch die Spannungsfestigkeit des Transformators, der bei höheren Lasten eine niedrigere Sekundärspannung aufweist, beeinflusst werden. Letzteres ist durch die im Niederspannungsnetz installierten (Einzel-)Leistungen allerdings kaum möglich, sodass lediglich ersteres in Frage kommt. Der Spannungsfall entlang einer Leitung kann anhand gängiger Leitungersatzschaltbilder berechnet werden. Abbildung 11 zeigt beispielhaft den zusätzlichen Spannungsfall  $\Delta U_{LE}$  entlang der Leitung NAYCWY 3x150mm<sup>2</sup> in Abhängigkeit der Last.



**Abbildung 11: Spannungsfall  $\Delta U_{LE}$  einer NAYCWY 3x150mm<sup>2</sup> Leitung in Abhängigkeit der zus. Last und der Leitungslänge**

Eine Last von 25kW führt demnach in ca. 500m zu einem zusätzlichen Spannungsfall von ca. 4V. bzw. 50kW entsprechend zu 8V.

### Einfluss auf die Auslastung von Betriebsmitteln

Das Einhalten der durch die IEC 50160 vorgegebenen Spannungsgrenzwerte ist eine wichtige Aufgabe der Verteilnetzbetreiber, um Geräte und Anlagen vor Schaden zu schützen. Der immer größer werdende elektrische Energiebedarf [4] auf der Verteilnetzebene führt jedoch auch direkt zu einer höheren Strombelastung aller Netzkomponenten. Allen voran die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors kann in Abhängigkeit des Migrationspfads sowie des Gleichzeitigkeitsfaktors punktuell und flächendeckend zu hohen zusätzlichen Lasten führen.

Tabelle 1 illustriert exemplarisch die prozentuale Mehr- bzw. Minderbelastung gängiger Netzbetriebsmittel in suburbanen oder eher ländlichen geprägten Netzgebieten in Abhängigkeit der zu- bzw. abgeschalteten Leistung. Beispielhaft wurden gängige Ladeleistungen als Referenzgröße in der ersten Spalte genommen, da allen voran die Elektromobilität aufgrund guter Platzverhältnisse (Garagen, Parkraum, Stromanschluss in Parkplatznähe, etc.) in den zuvor genannten Netzgebieten große Leistungskapazitäten benötigt. Die angegebene

Leistung kann jedoch gleichermaßen auch für andere Verbraucher oder Flexibilitätspotenziale unter Beachtung der Gleichzeitigkeit herangezogen werden.

**Tabelle 1: Mehr- bzw. Minderbelastung beispielhafter Betriebsmittel bei unterschiedlichen Leistungen (I/In)**

Leistung [kVA]	Trafo 250 kVA	Trafo 400 kVA	Trafo 630 kVA	NAYCWY 95mm <sup>2</sup>	NAYCWY 150mm <sup>2</sup>	<u>NYCWY</u> 150mm <sup>2</sup>	NAYCWY 185mm <sup>2</sup>	NAYCWY 240mm <sup>2</sup>
<b>3,6</b>	1,44%	0,90%	0,57%	2,53%	1,88%	1,46%	1,66%	1,44%
<b>11</b>	4,40%	2,75%	1,75%	7,74%	5,75%	4,45%	5,07%	4,39%
<b>22</b>	<b>8,80%</b>	<b>5,50%</b>	<b>3,49%</b>	<b>15,49%</b>	<b>11,51%</b>	<b>8,89%</b>	<b>10,15%</b>	<b>8,77%</b>
<b>50*</b>	20,00%	12,50%	7,94%	35,20%	26,15%	20,22%	23,06%	19,94%
<b>110**</b>	44,00%	27,50%	17,46%	77,45%	57,53%	44,47%	50,73%	43,86%

\*entspricht der P2H-Anlage im Feldtestgebiet der Stadtwerke Saarlouis

\*\*entspricht 5 privaten 22kVA Wallboxen. Spalte 2-4: Aggregierte Mehrbelastung der 5 Wallboxen am Trafo einer Ortsnetzstation. Spalte 5-9: Aggregierte Mehrbelastung am Niederspannungsabgang in der Ortsnetzstation, wenn alle Wallboxen beispielsweise im gleichen Straßenzug installiert sind.

Anhand der Tabelle ist ersichtlich, dass die Leistung einer 22kW-Wallbox, bereits eine durchschnittliche Mehrbelastung der Kabel von 10% hervorruft. Das gleichzeitige Laden von 5 Wallboxen innerhalb des Versorgungsgebiets einer Station, das mehrere hundert Haushalte umfassen kann, führt darüber hinaus durch die aggregierte Leistung am Transformator zu einer Mehrbelastung von 27,50% (400kVA-Trafo) bzw. 17,46% (630kVA-Trafo). In Abhängigkeit der Entwicklung der Elektromobilität sowie der möglichen AC-Ladeleistung von Elektroautos kann dies bei Netzbetreibern bereits kurz- bis mittelfristig zu punktuellen lokalen Engpässen führen. Umso bedeutender wird die Regelbarkeit bzw. Flexibilisierung der Ladeinfrastruktur, um eine bestmögliche Integration zu gewährleisten und hohe Netzausbaukosten zu vermeiden.

Weitere im Privatbereich verortete (sektorkoppelnde) Anlagen <11kW wie Wärmepumpen, P2H-Anlagen, Speicherheizungen, Mini-/Mikro-BHKWs, etc. können als netz- und systemdienliche Flexibilität eingesetzt werden, um überschüssigen Strom aus EE-Anlagen lokal am Ort der Erzeugung zu verbrauchen und höhere Übertragungsverluste, Rückspeisungen in die überlagerte Netzebene oder gar Abregelungen zu vermeiden. Genannte Anlagen (außer BHKWs) bieten im Kontext von Energiemanagementsystemen darüber hinaus das Potenzial die Eigenstromquote aus PV-Erzeugung zu steigern und somit den Betrieb nach Auslauf der EEG-Vergütung attraktiver zu gestalten.

Die sog. Weiße oder Braune Ware, die i.d.R. < 3,6kW oder sogar <2kW Leistung bezieht, hat unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Spannungssensitivität sowie Tabelle 1 einen nur unwesentlichen Einfluss auf den lokalen Netzzustand bzw. auf die Netzqualitätsparameter. Eine Flexibilisierung dieser Komponenten zur Behebung lokaler Grenzwertverletzungen erscheint hinsichtlich des Kosten-/Nutzenfaktors als auch unter Berücksichtigung der Endkundenakzeptanz nicht zweckmäßig. In Bezug auf den Einsatz als systemdienliche Flexibilität wird an dieser Stelle auf andere Studien wie beispielsweise [5] verwiesen.

## Sensitivität

Bereits heute werden bei Neuinstallationen von Erzeugern oder Verbrauchern Netzberechnungen getätigt, die jedoch nur die statische Sensitivität, also den Einfluss auf den Netzanschlusspunkt bei einer statischen Netztopologie berücksichtigt.

Zukünftig ist es bei Netzautomatisierungssystemen jedoch notwendig, für jede Flexibilität eine Sensitivität ihres Anschlusspunktes in Abhängigkeit der aktuellen Netztopologie zu berechnen. Netzautomatisierungssysteme können dann auf Basis der Sensitivität die bestmögliche Flexibilität nutzen, um Netzengpässen oder drohenden Grenzwertverletzungen entgegenzuwirken.

## 4 Erprobung des Gesamtsystems

Innerhalb des Feldtests<sup>4</sup> wird das unter Kapitel 2 beschriebene Gesamtsystem und der in Kapitel 3 eruierte Einfluss von Flexibilitätspotenzialen im realen Versorgungsnetz erprobt, analysiert und weiterführend auf das gesamte Versorgungsgebiet der Netzwerke Saarlouis skaliert.



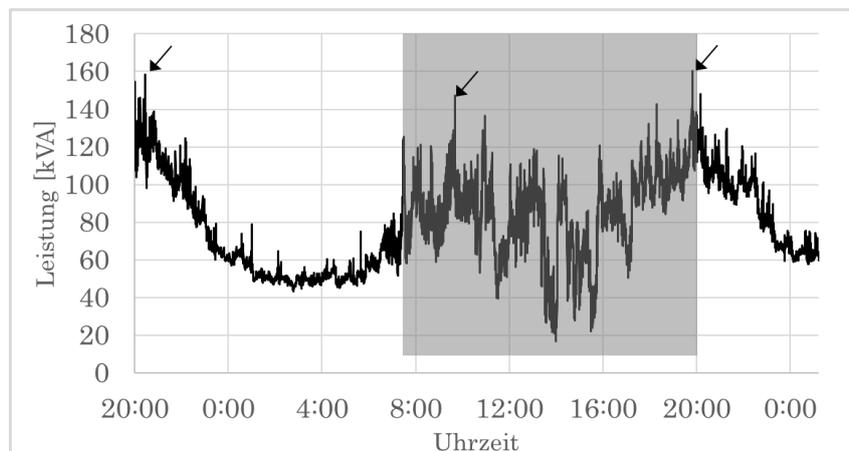
**Abbildung 12: Darstellung des Gesamtsystems in der Benutzeroberfläche**

In der Venios Energy Platform (VEP) werden auf Basis vorhandener GIS-Daten<sup>5</sup> die Netztopologien der Niederspannung dargestellt und die Messwerte der aus Kap. 2 beschriebenen Komponenten visualisiert und für die Netzzustandsbewertung verwendet. In Abbildung 12 ist ein exemplarischer Ausschnitt der Benutzeroberfläche dargestellt – links die Netztopologie und rechts historische Messwerte einer Ortsnetzstation (oben Strom der Zuleitung, unten Abgangsstrom). Betriebsmittel werden entsprechend ihrer Auslastung eingefärbt. Die langfristige Erhebung und Analyse der Messwerte im nun überwachten Niederspannungsnetz erlaubt neben aufschlussreichen Erkenntnissen über den Einfluss

<sup>4</sup> Demonstrator D15 im Projekt Designetz

<sup>5</sup> GIS: Geoinformationssystem. System in dem die Netzstruktur sowie Assets abgebildet sind.

unterschiedlicher Lasten und Erzeuger die Abschätzung über die vorhandenen Netzkapazitäten sowie die Netzqualität ( $\rightarrow$  IEC 50160).



**Abbildung 13: Leistungsmessung einer Ortsnetzstation**

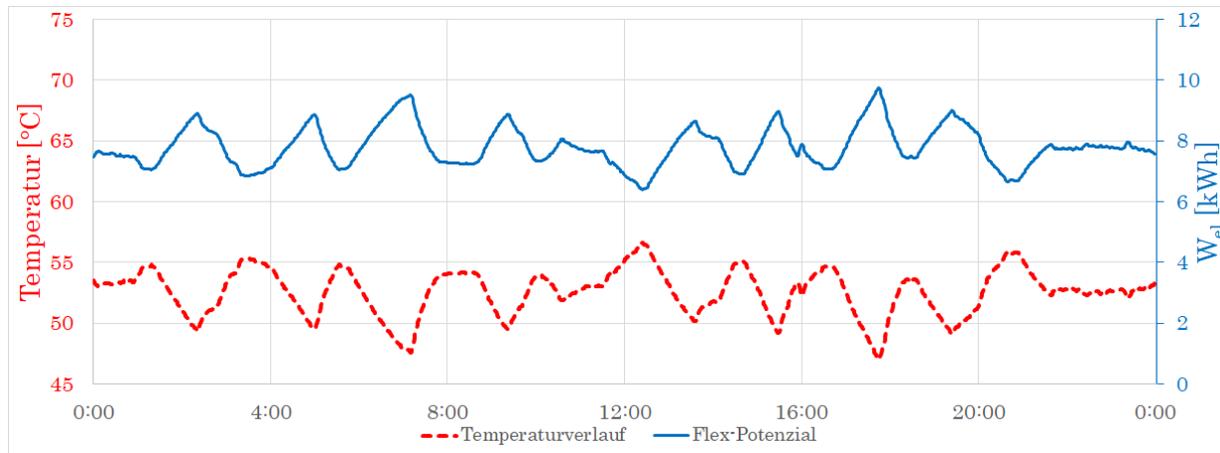
Abbildung 13 zeigt beispielhaft erhobene Messwerte einer Ortsnetzstation in einem Wohngebiet. Deutlich zu erkennen ist der volatile Lastgang über die Tageszeit (Markierung) sowie die Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden. Tagsüber können aufgrund von Wolkenzügen bereits Lastsprünge von über 100kW binnen weniger Sekunden auftreten. Darüber hinaus treten zu Zeiten maximaler Einspeisung sowohl im Wohngebiet als auch im analysierten Industriegebiet Rückspeisungen in die überlagerte Mittelspannungsebene auf und verursachen durch die Weiterleitung eine Lastflussumkehr und vermeidbare Netzverluste. Trotz des weiteren Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen werden die Lastspitzen in den Abendstunden durch die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors weiter ansteigen und unter Umständen zukünftig zu punktuellen Netzengpässen führen, denen einzelfallspezifisch mit IKT oder Netzausbau begegnet werden muss.



**Abbildung 14: Sektorkopplung mittels P2H-Anlage zur Speicherung von Überschussstrom**

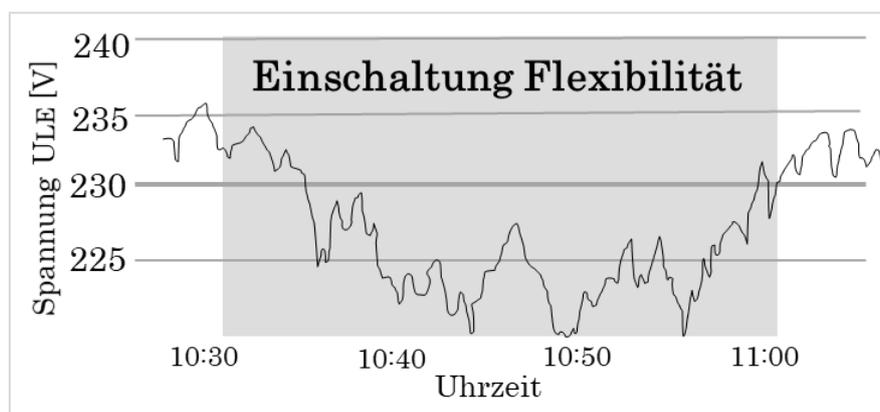
Der im Projekt erprobte intelligente Einsatz netzdienlicher Flexibilitätpotenziale ermöglicht an dieser Stelle die Ausbalancierung von Verbrauch und Erzeugung. Am Beispiel der P2H-Anlage wird über überschüssige PV-Energie zur Warmwasserbereitstellung verwendet und somit fossile Energieträger substituiert (Abbildung 14). Hierzu wird die Temperatur der Anlage

kontinuierlich überwacht und daraus das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotenzial ermittelt. Das Monitoring eines exemplarischen Speichers ist in Abbildung 15 dargestellt<sup>6</sup>. Das zur Verfügung stehende Flexibilitätspotenzial ist direkt proportional zur Temperatur der Speicher, die sich für das betrachtete System in einer Hysterese zwischen 55°C und 50°C befindet.



**Abbildung 15: Zeitlicher Verlauf der Temperatur und des Flexibilitätspotenzials im Herbst**

Auf Basis durchgeführter Berechnungen sowie der Feldtests wurde im Projekt ebenfalls die Sensitivität der Flexibilitätspotenziale in Bezug auf die Netztopologie und der verwendeten Betriebsmittel in der Niederspannung untersucht. Hierzu wurden unterschiedliche Netztopologien geschaltet, damit die Anlagen elektrisch nahe der Ortsnetzstation als auch weiter entfernt zugeschaltet werden. Beispielhaft ist in Abbildung 16 die Spannungsmessung eines intelligenten Messsystems beim Zuschalten der 50kW Power-to-Heat-Anlage in ca. 400m Entfernung zur Ortsnetzstation veranschaulicht wobei Spannungsbandkorrekturen von bis zu 6% erreicht wurden (vgl. zulässiges Spannungsband  $\pm 10\%$   $U_n$ ).



**Abbildung 16: Spannungsmessung eines iMsys beim Zuschalten einer Flexibilität**

Die Untersuchungen im Projektverlauf zeigten zudem, dass bei der Gegenüberstellung städtisch und ländlich geprägter Regionen zukünftig im städtischen Gebiet aufgrund allgemein höherer Stationsdichten und kürzeren Leitungslängen vermehrt thermische

<sup>6</sup> Weiterführende Berechnungen können [6] entnommen werden

Grenzwertverletzungen auftreten und in ländlichen Netzgebieten durch längere Leitungslängen vermehrt Spannungsbandprobleme.

### Ausblick

Aufbauend auf dem bereits etablierten System sollen im weiteren Projektverlauf PV-Anlagen und Wärmepumpen integriert werden. Intelligente Messsysteme dienen darüber hinaus einerseits der Erhebung weiterer Netzparameter zur Netzzustandsbewertung und sollen mit der Steuerbox für die regelungstechnische Anbindung zuvor genannter Komponenten zur Netzstabilisierung verwendet werden.

Betreffend Elektromobilität werden derzeit Konzepte zur Regelung erarbeitet, die in weiterführenden Projekten erprobt werden. Im Rahmen einer Netzautomatisierung können beispielsweise wie in Abbildung 17 gezeigt mehrere Ladecluster gebildet werden, die ihre Gesamtladeleistung auf den in der Station gemessenen Strom am Transformator  $I_{TR}$  bzw. auf die einzelnen Abgangsströme  $I_1$ ,  $I_2$ , usw. abstimmen. Am Beispiel der Abbildung wird Ladecluster 1.1 in erster Instanz auf den Abgangsstrom  $I_1$  geregelt sowie in zweiter Instanz die Ladecluster 1.1 – 1.3 auf den Summenstrom am Transformator  $I_{TR}$ .

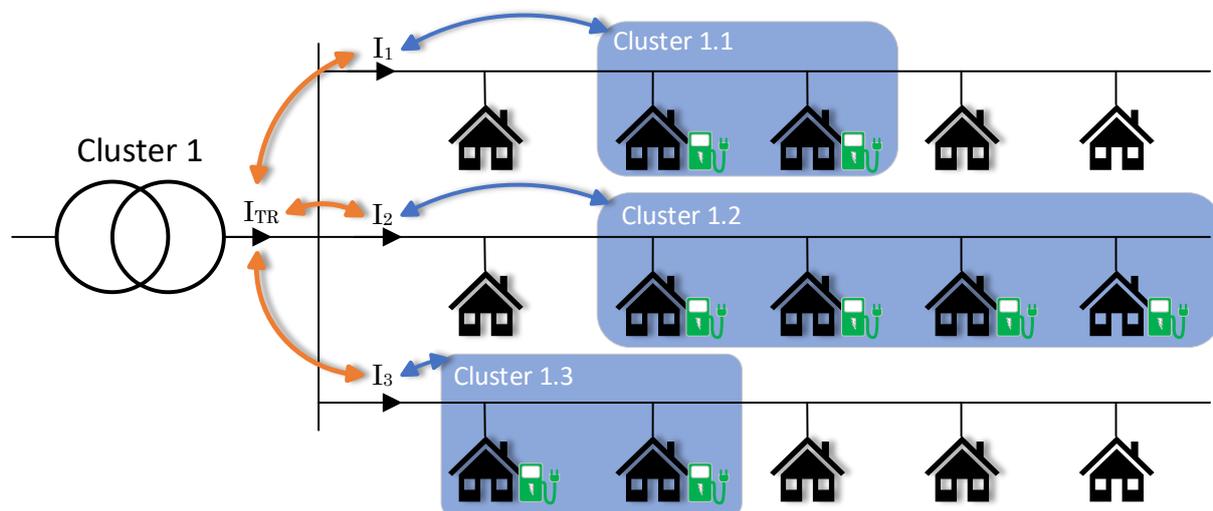


Abbildung 17: Clusterung regelbarer Ladestationen [Eigene Darstellung]

## 5 Fazit

Wie im Projekt gezeigt ermöglicht das Ausbringen von Sensorik in der Niederspannung die Netzzustandsbewertung einzelner Netzbereiche sowie die Analyse bestehender Netzkapazitäten in Bezug auf eine optimierte Netzausbauplanung. Die darauf aufbauende Integration eines Netzautomatisierungssystems bietet weitere Vorteile sowohl für den Netzbetreiber als auch privaten Anlagenbetreiber. Auf Seiten des Netzbetreibers können im Netz vorhandene Flexibilitätpotenziale genutzt werden, um Netzkapazitäten bestmöglich auszunutzen und Netzausbaukosten zu optimieren bzw. einen Netzausbau effizienter zu gestalten. Erneuerbare-Energien-Anlagen oder weitere Verbraucher wie Ladeinfrastruktur können besser in die bestehende Netzinfrastruktur integriert und auf den aktuell vorherrschenden Netzzustand abgestimmt werden. Anlagenbetreiber hingegen können

zukünftig durch einen Flexibilitätsmarkt bzw. „virtuelle Kraftwerke“ von zusätzlichen Erlösen profitieren und die Wirtschaftlichkeit auslaufender EEG-Anlagen nochmals steigern.

Letztlich wirkt sich eine Balance in der Niederspannungsebene positiv auf die überlagerten Spannungsebenen aus. Lastflussumkehrungen und dadurch entstehenden Netzverluste oder Leitungsüberlastungen können in diesen Ebenen durch die gezielte Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch als auch durch die Nutzung von Überschussstrom in der Niederspannung reduziert werden.

## 6 Anhang

### Referenzdaten der Berechnungen in Kapitel 3

<b>Einspeisung</b>	$S_k'' = 100MVA$	$U_n = 10,5kV$
<b>Transformator</b>	$S_{rt} = 250kVA$	$u_k = 4\%; u_r = 1,35\%$
10,5/0,4kV	$P_k = 3,378kW$	Dyn5

### Literatur

- [1] Bundesverband Wärmepumpen e.V., “BWP Marktzahlen 2017,” 2018. [Online]. Available: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/bwp-marktzahlen-2017-waermepumpen-absatz-waechst-deutlich/>. [Accessed: 18-Dec-2018].
- [2] Bundesnetzagentur, “EEG in Zahlen 2016,” 2016.
- [3] VDEW, *Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, no. 2001. 2007.
- [4] Umweltbundesamt, “Entwicklung des Stromverbrauchs nach Sektoren,” 2018. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>. [Accessed: 19-Jan-2019].
- [5] M. Klobasa, “Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz,” 2007.
- [6] S. Roth, S. Rink, H. Oliveras, and R. Levacher, “Power-to-Heat-Anlagen in Nahwärmenetzen zur Unterstützung der Elektrizitätsnetze (LF),” 2018.