

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**STROMNETZE**

Forschungsinitiative der Bundesregierung

## **Forschungsinitiative**

### **„Zukunftsfähige Stromnetze“**

## **PolyEnergyNet – Resiliente Polynetze zur sicheren Energieversorgung**

### **Deliverable D2.1 / M12**

#### **Spezifikation der Aggregations- und Analyseverfahren (Version 1) (M12)**

**Datum:** 31.08.2015

**Version:** V17

**Editoren:** DFKI – J. Baus / B. Brandherm

**Ansprechpartner:** Dr. Jörg Baus / Dr. Boris Brandherm

DFKI GmbH

Stuhlsatzenhausweg 3, Campus D 32

66123 Saarbrücken

Tel.: 0681 – 302 - 64047

E-Mail: {joerg.baus, boris.brandherm}@dfki.de



## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	5
1.1	Einordnung in assoziierte Arbeitspakete und Tasks.....	5
1.2	Ziele .....	6
1.3	Inhalt und Aufbau .....	7
2	Motivation .....	9
2.1	Testgebiet.....	9
2.2	Szenario.....	10
2.3	Fazit .....	12
3	Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustands des Netzes .....	14
3.1	Netzqualitätsparameter nach DIN EN 50160.....	14
3.1.1	Netzfrequenz.....	16
3.1.2	Langsame Spannungsänderungen .....	17
3.1.3	Schnelle Spannungsänderungen.....	17
3.1.4	Flicker .....	17
3.1.5	Spannungseinbruch, Versorgungsunterbrechung und Überspannungen .....	18
3.1.6	Spannungsasymmetrie .....	21
3.1.7	Total Harmonic Distortion.....	21
3.2	Anforderungen an das Messkonzept .....	23
3.2.1	Wo wird gemessen?.....	23
3.2.2	Gemessene Parameter.....	24
3.2.3	Priorität der möglichen Parameter .....	26
3.2.4	Messfrequenz der Parameter .....	27
3.3	Konzeption der Aggregations- und Analyseverfahren.....	27
3.3.1	Zielbestimmung.....	27
3.3.2	Funktionale Anforderungen .....	29
3.3.3	Aufruffrequenz der Algorithmen .....	33
3.4	Realisierung der Aggregations- und Analyseverfahren.....	34
3.4.1	Grenzwertbestimmung und -festlegung .....	34
4	Zusammenfassung und Ausblick.....	35
	Referenzen.....	36

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Abhängigkeiten zwischen den Tasks im Arbeitspaket .....	5
Abbildung 2: Zeitplan .....	7
Abbildung 3: Einordnung von T2.1 im Arbeitspaket .....	8
Abbildung 4: Testgebiet mit Haushalten, Ortnetztransformatoren, Trennstellen und Messpunkte .....	10
Abbildung 5: Spannungen an einzelnen Messstellen im zeitlichen Verlauf bis zur Spannungsbandverletzung .....	11
Abbildung 6: Netzsituation nach der Umschaltung .....	11
Abbildung 7: An den einzelnen Messstellen gemessenen Spannungen zu den einzelnen Zeitpunkten (vor und nach der Umschaltung zum Zeitpunkt 7) .....	12
Abbildung 8: Definition der Qualitätsmerkmale der Netzspannung (entnommen und angepasst aus [Dorner und Fender 2013]) .....	16
Abbildung 9: Beispiele für Transienten im Netz (entnommen und angepasst aus [Wikipedia]) .....	19
Abbildung 10: Netztransiente (entnommen und angepasst aus [Dorner und Fender 2013]).	20
Abbildung 11: Ausschnitt des Feldtestgebietes mit den geplanten Messstellen .....	23
Abbildung 12: Excel-Sheet mit gemessenen Parametern und Daten .....	24
Abbildung 13: Darstellung eines Netzstrangs mit Verlauf des Spannungsbands .....	30

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: DIN EN 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen .....	16
Tabelle 2: Gerade und Ungerade Harmonische Oberschwingungen.....	22
Tabelle 3: Gemessene Parameter mit Beispielwerten und Erklärung .....	26
Tabelle 4: Einordnung der Parameter nach ihrer Relevanz für das Projekt .....	27
Tabelle 5: Ziele, Maßnahmen und Erbringer von Systemdienstleistungen sowie deren Anforderungen .....	29
Tabelle 6: Formelzeichen und ihre Bedeutung .....	33

# 1 Einleitung

## 1.1 Einordnung in assoziierte Arbeitspakete und Tasks

In AP2 „Integrierte Netzplanung und Betrieb“ geht es um eine dynamische Netzplanung, einen dynamischen Netzbetrieb und um die Erkennung kritischer Zustände im Energienetz der einzelnen Holone. Dazu müssen die Daten der einzelnen Ortsnetzstationen, der intelligenten Messsysteme, der weiteren Sensorik im Netz sowie der dezentralen Energieerzeuger und -verbraucher analysiert werden. Dazu und um kritische Netzzustände frühzeitig erkennen oder vorhersagen zu können, werden entsprechende Verfahren entwickelt werden müssen. Ziel ist es, Maßnahmen zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes und zur Sicherung der Energieversorgung durch entsprechende Managementkomponenten in einem Netzföhrungssystem für Polynetze sowohl strategisch einplanen als auch operativ einleiten zu können. AP2 nutzt dafür sowohl die in AP1 „Anforderungsanalyse und Szenarien-Definition“ erstellte Informationsbasis als auch Echtzeit-Daten aus AP3 „Energie- und Messdatenmanagement“.

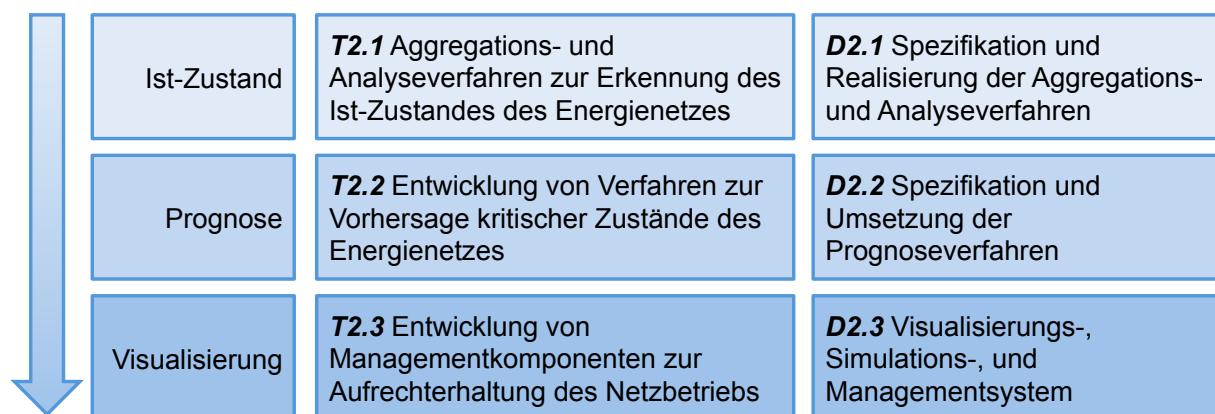


Abbildung 1: Abhängigkeiten zwischen den Tasks im Arbeitspaket

**T2.1:** (Leitung DFKI) Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustandes des Energienetzes

Im Zusammenspiel mit den Arbeiten aus AP3 „Energie- und Messdatenmanagement“ und des dort entwickelten Messkonzepts werden im Task **T2.1 Aggregations- und Analyseverfahren** entwickelt, die es ermöglichen, auf Grund der im Energienetz zusätzlich eingebrachten

Sensoren den Ist-Zustand des jeweiligen Energienetzes (Strom-, Wärme- & Gasnetz) zu erkennen.

**T2.2: (Leitung DFKI) Entwicklung von Verfahren zur Vorhersage kritischer Zustände des Energienetzes**

Im Task T2.2 *Vorhersageverfahren* werden Verfahren entwickelt, die es ermöglichen, die Entwicklung in Polynetzen (und somit auch kritische Netzzustände in Energienetzen) vorherzusagen. Ausgehend von der zugrunde liegenden Datenbasis ist zu prüfen, welche maschinellen Lernverfahren geeignet sind, um die zukünftige Entwicklung in Polynetzen vorherzusagen. Gegebenenfalls müssen verschiedene Verfahren kombiniert werden, damit ein hierarchischer Aufbau möglich wird, der über verschiedene Ebenen der definierten Holone angewendet werden kann.

**T2.3: (Leitung SWS) Entwicklung von Managementkomponenten zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs**

Im Task T2.3 *Managementkomponenten zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes* werden geeignete Visualisierungs- und Simulationskonzepte erprobt und umgesetzt werden, um das Personal in der Polynetleitstelle in Krisensituationen zu unterstützen.

Die Verfahren müssen dabei so generisch bzw. flexibel sein, dass auch auf Basis eventuell unvollständiger Information, zum Beispiel im Falle einer Störung im Netz und der damit verbundenen dynamischen Änderung der topologischen Netzkonfiguration, dessen Zustand hinreichend genau bestimmt werden kann.

## 1.2 Ziele

Die Ziele und Inhalte des vorliegenden Deliverables (M12) bestehen in der Spezifikation der Aggregations- und Analyseverfahren in ihrer ersten Version (siehe Abbildung 2).

Die Ziele und Inhalte des Deliverables (M19) bestehen in der prototypischen Realisierung der Aggregations- und Analyseverfahren und deren Beschreibung (siehe Abbildung 2).

Die Ziele und Inhalte des Deliverables (M33) bestehen in der finalen Realisierung der Aggregations- und Analyseverfahren und deren Beschreibung (siehe Abbildung 2).

2014				2015												2016												2017																	
Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36										
T1.1						D1.1										D1.1																													
T1.2						D1.2										D1.2																													
T1.3							D1.3											D1.3																											
T2.1								D2.1								D2.1																				D2.1									
T2.2									D2.2										D2.2																			D2.2							
T2.3									D2.3											D2.3																			D2.3						
T3.1						D3.1										D3.1																		D3.1											
T3.2								D3.2										D3.2																				D3.2							
T3.3									D3.3										D3.3																				D3.3						
T4.1									D4.1										D4.2																				D4.5						
T4.2																			D4.3																				D4.5						
T4.3																																								D4.5					
T5.1																																													
T5.2																																													
T6.1																																													
T6.2																																													

Abbildung 2: Zeitplan

## T2.1 Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustandes des Energienetzes

Es ist zu prüfen, an welchen Stellen im Verteilnetz für Strom, Wärme und Gas zusätzliche Sensorik eingebracht werden muss, um den Zustand der Netze daraus ableiten zu können. Dies ist unter anderem abhängig von der Topologie und vom Aufbau des zugrunde liegenden Verteilnetzes.

### 1.3 Inhalt und Aufbau

(M12) Deliverable D2.1 umfasst die Spezifikation der Aggregations- und Analyseverfahren in Version 1.

(M19) Deliverable D2.1 umfasst die Spezifikation der Aggregations- und Analyseverfahren in Version 2 und ihrer prototypischen Umsetzung.

(M36) Deliverable D2.1 umfasst die finale Spezifikation und Umsetzung der Aggregations- und Analyseverfahren in ihrer Version 3.

#### D2.1 Spezifikation und Realisierung der Aggregations- und Analyseverfahren

- Version 1 Report (M12)
- Version 2 Report & Softwareprototyp (M19)
- Version 3 Report & Software (M33)

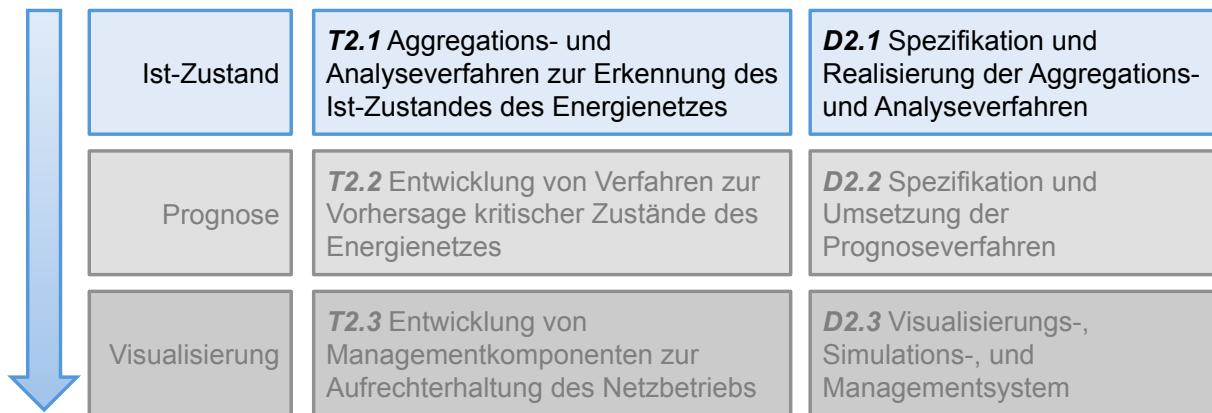


Abbildung 3: Einordnung von T2.1 im Arbeitspaket

## 2 Motivation

Im Zusammenhang mit der Holonbildung und –steuerung werden Daten an unterschiedlichen Stellen im Netz erhoben, wobei diese Stellen je nach Situation unterschiedlichen Holonen zugeordnet sein können, wodurch sich die Datenlage für Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustandes des Energienetzes ändert. Wie wir sehen werden, stellt dies besondere Herausforderungen an Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustandes des Energienetzes.

Zunächst möchten wir anhand eines kleinen Beispiels die Herausforderungen an Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustandes des Energienetzes betrachten. Dazu beschreiben wir im Folgenden das Testgebiet und ein Szenario.

### 2.1 Testgebiet

Konkret beziehen wir uns auf das Testgebiet „Ostring“, welches detailliert in Deliverable D1.2 beschrieben ist. Für unsere Betrachtungen an dieser Stelle präferieren wir die folgende vereinfachte Sicht (siehe Abbildung 4), die so auch in Deliverable D3.2 beschrieben wird.

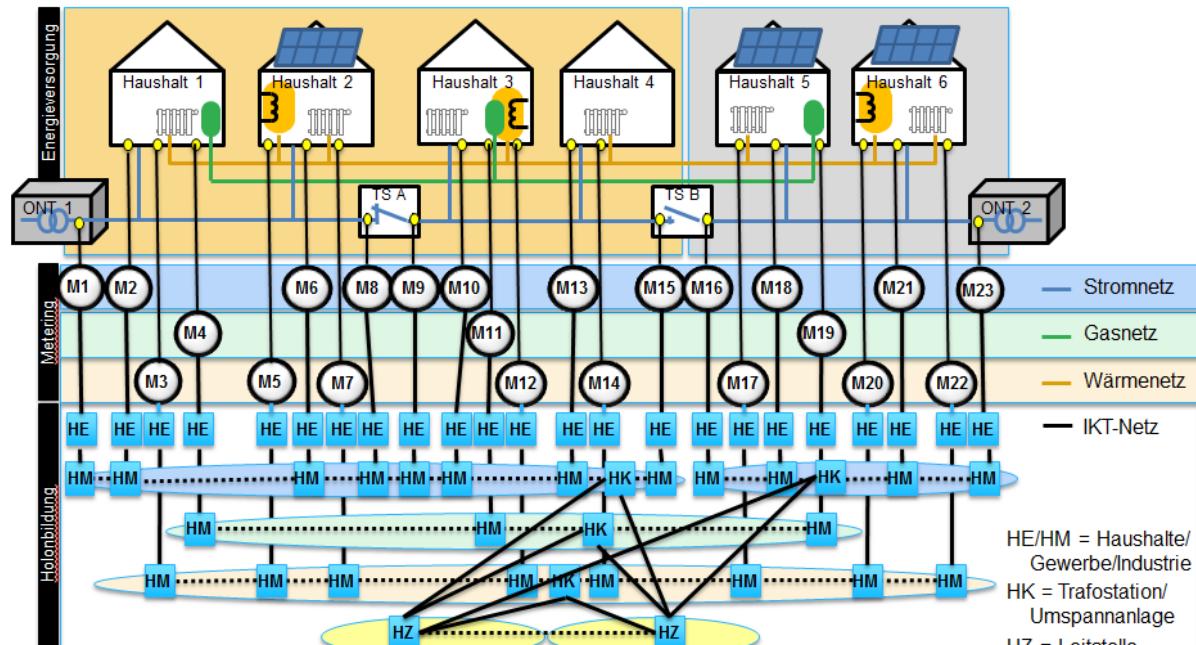
Wir betrachten dabei die drei logischen Ebenen

- Energieversorgung,
- Metering und
- Holonbildung.

Auf der logischen Ebene „Energieversorgung“ finden wir die Haushalte 1 bis 6, die Ortsnetztransformatoren ONT 1 und ONT 2 sowie die Trennstellen TS A und TS B vor. Alle Haushalte sind mit dem Stromnetz verbunden, wobei in dieser Darstellung die Haushalte 1 bis 4 über den Ortsnetztransformator ONT 1 und die Haushalte 5 und 6 über den Ortsnetztransformator ONT 2 versorgt werden. Alle Haushalte sind an das Fernwärmennetz angeschlossen, zusätzlich haben die Haushalte 1, 3 und 5 einen Anschluss an das Gasnetz.

Auf der logischen Ebene „Metering“ finden wir die zu den jeweiligen Sensoren assoziierten Messpunkte 1 bis 23, die den verschiedenen Netzen „Strom“, „Gas“, „Wärme“ und „IKT“ zugeordnet sind. Je nach Ausprägung erfasst ein Sensor verschiedene Messdaten in unter-

schiedlicher Granularität. Messdaten werden über die Energiemessdatendienste verwaltet und höherwertigen Diensten zur Verarbeitung bereitgestellt (siehe Deliverable D3.2).



Quelle: Scheer

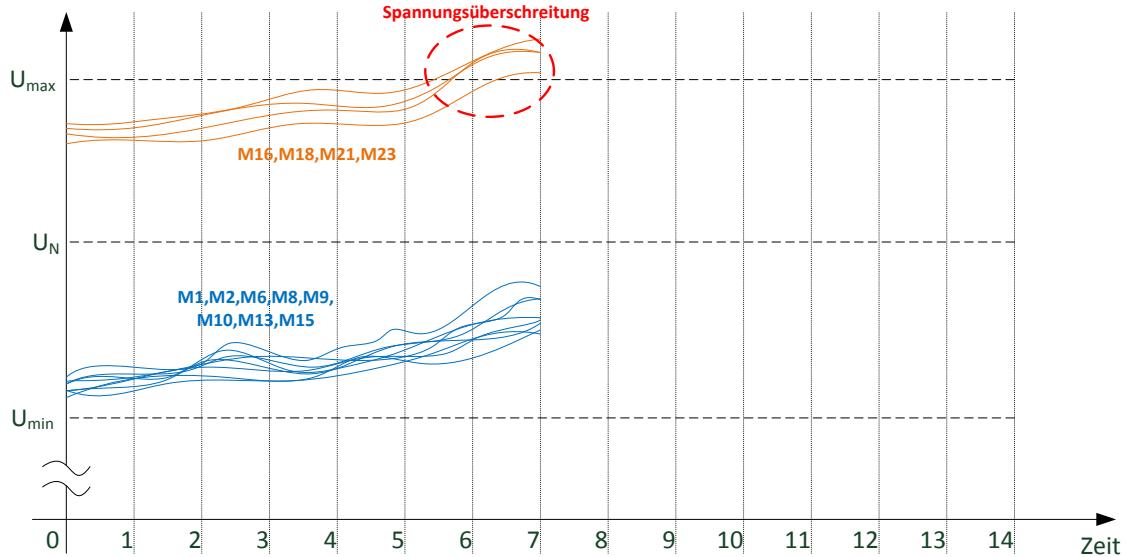
**Abbildung 4: Testgebiet mit Haushalten, Ortnetttransformatoren, Trennstellen und Messpunkten**

Auf der logischen Ebene „*Holonbildung*“ finden wir aufgeteilt auf die verschiedenen Netze die folgenden Objekte: Holares Element (HE), Holonmanager (HM), Holonkoordinator (HK) und Holonzentrale (HZ). Holare Elemente und Holonmanager sind Haushalten, Gewerbe und Industrie zugeordnet. Holonkoordinatoren findet man in Trafostationen und Umspannanlagen. Die Holonzentrale entspricht in etwa der Leitstelle.

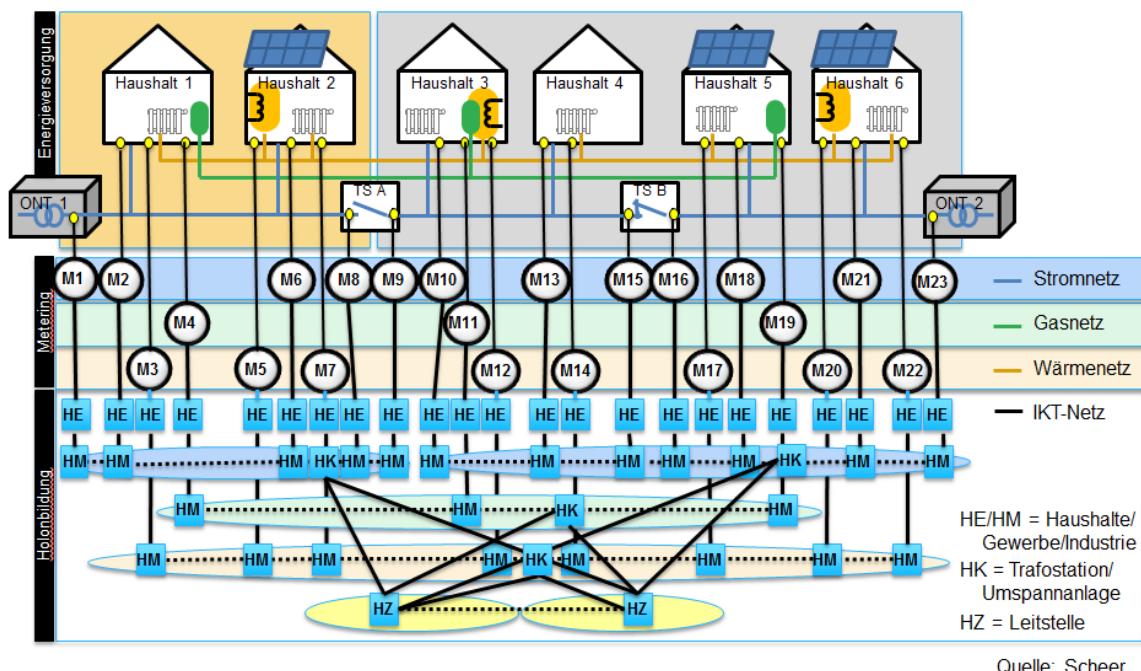
## 2.2 Szenario

Anhand des zuvor beschriebenen Testgebiets soll das Szenario „Spannungsbandverletzung“ genauer betrachtet werden. Dazu wollen wir uns den Spannungsverlauf der einzelnen Messstellen in Abbildung 5 anschauen. Die Spannungen, die an den Messstellen gemessen werden, die durch den Ortsnetztransformator ONT 1 versorgt werden, liegen alle innerhalb des zulässigen Spannungsbandes (siehe die blauen Kurven Abbildung 5). Für die Anschlusspunkte, die vom Ortsnetztransformator ONT 2 versorgt werden, tritt eine Spannungsbandsüberschreitung ab dem Zeitpunkt 6 auf (siehe die roten Kurven in Abbildung 5).

Wir wollen annehmen, dass als eine geeignete Gegenmaßnahme vorgeschlagen wird, dass die Trennstelle TS A zu öffnen und die Trennstelle TS B zu schließen ist. Somit würden die Haushalte 1 und 2 über den Ortsnetztransformator ONT 1 und die Haushalte 3 bis 6 über den Ortsnetztransformator ONT 2 versorgt werden (siehe Abbildung 6).

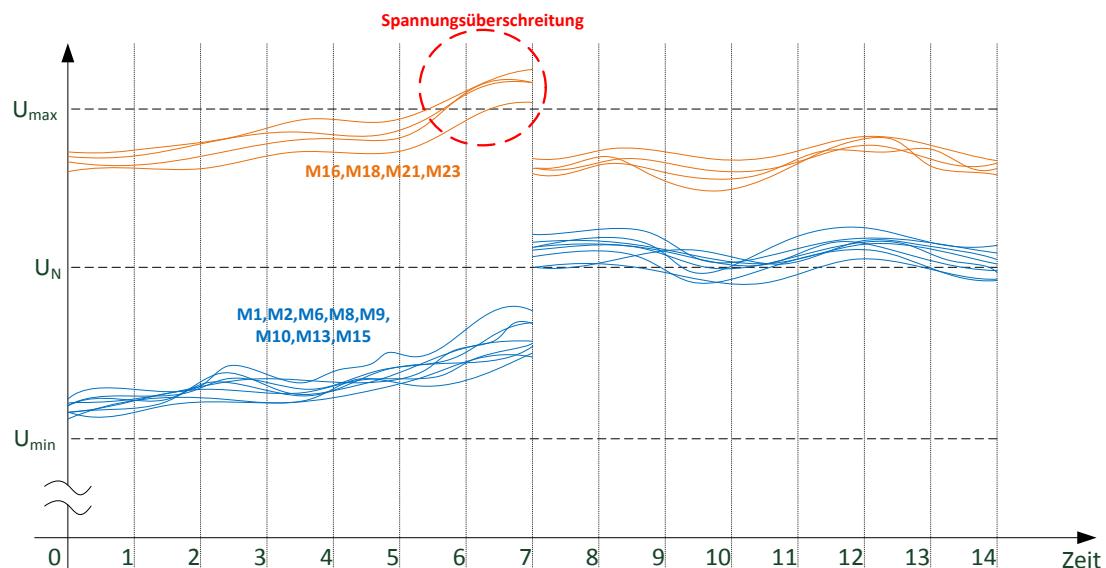


**Abbildung 5:** Spannungen an einzelnen Messstellen im zeitlichen Verlauf bis zur Spannungsbandverletzung



**Abbildung 6:** Netzsituation nach der Umschaltung

In einem folgenden Schritt würde der Vorschlag angenommen und dann die Maßnahme durchgeführt werden (siehe Abbildung 6). Die fortlaufenden Messungen an den einzelnen Messstellen zeigen, dass ab Zeitpunkt 7 keine Spannungsbandverletzungen mehr auftreten (siehe Abbildung 7).



**Abbildung 7: An den einzelnen Messstellen gemessenen Spannungen zu den einzelnen Zeitpunkten (vor und nach der Umschaltung zum Zeitpunkt 7)**

### 2.3 Fazit

Im vorliegenden Beispiel ist zu erkennen, dass eine Reihe an kontinuierlichen Messungen von unterschiedlichen Parametern erforderlich sind, um an den jeweiligen Stellen ein „detailliertes Bild“ zur Situation im Netz zu erhalten. Dabei ist der Aspekt der Echtzeitfähigkeit (**Echtzeitdaten**) zu berücksichtigen, um im laufenden Betrieb auf spontan auftretende Ereignisse reagieren zu können und durch (teil)automatisierte Mechanismen Abhilfe leisten zu können. Zusätzlich müssen Daten für eine gewisse Historie (**historische Daten**) gespeichert werden, um die unterschiedlichen Optionen im Falle einer Umschaltung (wie im Beispiel bzgl. der Schaltzustände von TS A auf TS B) berechnen zu können. Darüber hinaus gibt es weitere Möglichkeiten bspw. durch Schalten und Steuern von Erzeugern und Verbrauchern Abhilfe zu schaffen.

Die Beurteilung, welche Maßnahme die Geeignete ist, so dass sie unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Interessen der jeweiligen Akteure zu einer stabilen Versorgung führt, kann nur auf Basis einer fundierten Datenlage erfolgen. Deshalb ist es von besonderer Bedeutung und Ziel, eine einheitliche Datenbasis (als „Energiedatendienste“ bezeichnet) zu

haben, die die Basis für aufsetzende zentral/dezentral arbeitende Intelligenz, im Datenmanagement und -verteilung bereitstellt.

Der Leistungsfluss im Niederspannungsnetz war bisher durch eine zentrale Energieverteilung gekennzeichnet, d. h. durch eine zentrale Einspeisung über die Ortsnetzstation und durch eine geordnete Leistungsaufnahme der angeschlossenen Verbraucher. Die höchste Netzlast trat dementsprechend im Allgemeinen an den Einspeisepunkten aus dem überlagernten Mittelspannungsnetz, im Niederspannungsnetz also im Bereich der Ortsnetzstation, auf. Die Schutzsysteme des Netzes konzentrierten sich nahezu ausschließlich auf diesen kritischen Punkt.

Die Betriebsmittel des Netzes wurden entsprechend der maximalen Belastung an der Ortsnetzstation gemäß den Kriterien für die zulässige thermische Dauerbelastung und die Spannungshaltung ausgelegt. Durch die zunehmende dezentrale Einspeisung und durch neuartige leistungsintensive Verbraucher werden Leistungsflüsse verursacht, die bei der Auslegung der Stromnetze so in der Vergangenheit nicht berücksichtigt wurden. Dadurch können sich Belastungssituationen ergeben, die das Niederspannungsnetz punktuell an die Grenze seiner Belastbarkeit führen können.

Es ergeben sich im Wesentlichen die beiden folgenden Probleme:

- (1) Wenn die dezentrale Einspeisung innerhalb eines Netzzweiges die Leistungsaufnahme durch die Verbraucher übersteigt, kann es zu lokalen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes kommen.
- (2) Es können Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz auftreten, die die Betriebsmittel überlasten, ohne dass die Schutzsysteme in den Ortsnetzstationen diese inneren Überlastungen überhaupt feststellen können.

Die Grundlage einer wie auch immer gearteten Netzautomatisierung ist die Kenntnis über den (ungefähren) aktuellen Netzzustand.

### 3 Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustands des Netzes

Es sollen verschiedene Aggregations- und Analyseverfahren zur Erkennung des Ist-Zustandes des Netzes entwickelt und implementiert werden. Dazu ist es notwendig, zu wissen, welche Netzparameter zur Beurteilung des Ist-Zustandes des Netzes herangezogen werden müssen. Im Projekt betrachten wir insbesondere das Niederspannungsnetz, an das durch die Einspeisungen der Erneuerbaren besondere Herausforderungen gestellt werden, wie bereits im vorangegangenen Abschnitt erläutert wurde. Im Folgenden werden wir Anforderungen an das Messkonzept, die Parameter und Analyse-Algorithmen ableiten.

#### 3.1 Netzqualitätsparameter nach DIN EN 50160

In der DIN EN 50160 sind die Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, nach der sich die Qualität der Energieversorgung bestimmen lässt, festgelegt. In Tabelle 1 sind die einzelnen *Parameter* bezogen auf *Niederspannung* und *Mittelspannung*, der betrachteten *Basisgröße*, die über einem bestimmten *Integrationsintervall* aggregiert und über einen gewissen Zeitraum beobachtet wird (*Beobachtungsperiode*). Über diesen Beobachtungszeitraum sind die vorgegebenen Grenzwerte einzuhalten (*Einzuhaltender Prozentsatz*).

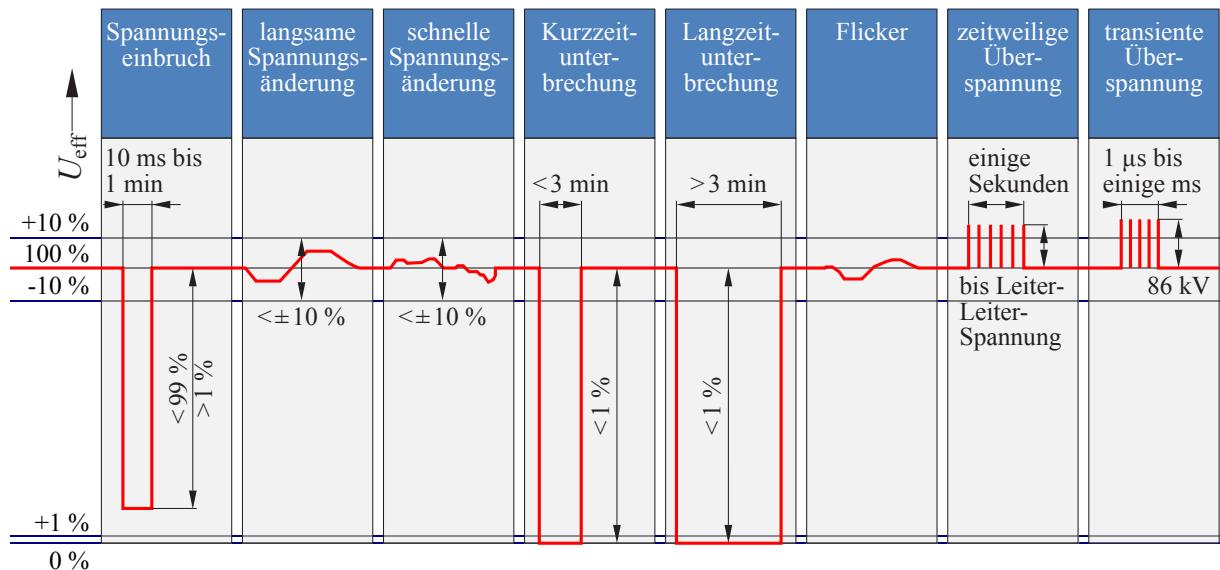
Die DIN EN 50160 beschreibt den möglichen, nicht jedoch den typischen Ist-Zustand, den ein Stromkunde erwarten kann. Sie enthält keine Fehlerbedingungen bzw. kein Toleranzfeld mit absoluten Grenzwerten. Die Worst-Case Beschreibung beruht auf einer statistischer Basis, jedoch ist aktuell die reale Situation jetzt schon besser als sie in der Norm dargestellt wird. Die DIN EN 50160 ist streng genommen eigentlich eine Mess-Norm, die keine Schutzziele mit Anforderungen, Prüfung und Übereinstimmungskriterien (Spezifikation, Verifikation und Validierung) festlegt (siehe [Linke 2005]).

Parameter	Werte bzw. Wertebereich		Basisgröße	Integrationsintervall	Beobachtungsperiode	Einzuhaltender Prozentsatz
	Niederspannung	Mittelspannung				

Frequenz	50 Hz ± 1 % (49,5 Hz bis 50,5 Hz) 50 Hz -6 % bis +4 % (47 Hz bis 52 Hz)		Mittelwert	10 s	1 Jahr	99,5 % 100 %
Langsame Spannungsänderungen	$U_N \pm 10\%$ $U_N + 10\%$ bzw. $U_N - 15\%$		Effektivwert	10 min	1 Woche	95 % 100 %
Schnelle Spannungsänderungen	$U_1 / U_N =$ 95 % bis 105 % max. 10 %	$U_1 / U_N =$ 96 % bis 104 % max. 6 %	Effektivwert	10 ms	1 Tag	100 %
Flicker	$P_{lt} = 1$		Flicker-Algorithmus	2 h	1 Woche	95 %
Spannungseinbrüche ( $\leq 1$ min unter 85 % $U_N$ )	$\leq 1000$ pro Jahr		Effektivwert	10 ms	1 Tag	100 %
Kurze Versorgungsunterbrechung ( $\leq 3$ min unter 1 % $U_N$ )	$\leq 100$ pro Jahr		Effektivwert	10 ms	1 Tag	100 %
Lange Versorgungsunterbrechung ( $> 3$ min unter 1 % $U_N$ )	$\leq 50$ pro Jahr		Effektivwert	10 ms	1 Tag	100 %
Zeitweilige netzfrequente Überspannung	meist < 1,5 kV	1,7 bis 2,0 $U_N$	Effektivwert	10 ms	keine Angabe	100 %
Transiente Überspannung	< 6 kV	entsprechend der Isolationskoordination	Scheitelwert	kein	keine Angabe	100 %
Spannungsasymmetrie	meist 2 % in Sonderfällen bis 3 %		Effektivwert	10 min	1 Woche	95 %
Oberschwingungsspannung	siehe Tabelle Oberschwingungsordnung Gesamtoberschwingungsgehalt (THD) ≤ 8 %		Effektivwert	10 min	1 Woche	95 %
Zwischenharmonische Spannung	Werte in Beratung					

Signalspannungen	Bereich 9 bis 95 kHz in Beratung	Effektivwert	3 s	1 Tag	99 %
------------------	----------------------------------	--------------	-----	-------	------

**Tabelle 1: DIN EN 50160 – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen**



**Abbildung 8: Definition der Qualitätsmerkmale der Netzspannung (entnommen und angepasst aus [Dorner und Fender 2013])**

### 3.1.1 Netzfrequenz

Die DIN EN 50160 unterscheidet bei den Anforderungen an die Netzfrequenz zwischen (a) Netzen im Verbundnetz mit synchroner Verbindung und (b) autarken Netzen bzw. Inselnetzen.

Die Netzfrequenz in Netzen mit synchroner Anbindung soll in der Regel  $50\text{ Hz} \pm 1\%$  betragen. Innerhalb eines Jahres darf dabei in 0,5 % dieses Zeitraumes die tatsächliche Netzfrequenz von den 50 Hz um bis zu 6 % nach unten und um bis zu 4 % nach oben abweichen. (Zusammengerechnet umfasst dieser Zeitraum 1 Tag, 19 Stunden und 48 Minuten pro Jahr.)

Bei der Betrachtung der Netzfrequenz werden Frequenz-Mittelwerte herangezogen, die über jeweils 10 Sekunden gemessen wurden.

Die Netzfrequenz in autarken Netzen bzw. Inselnetzen soll in der Regel  $50\text{ Hz} \pm 2\%$  betragen. Innerhalb einer Woche darf dabei in 5 % dieses Zeitraumes die tatsächliche Netzfrequenz von den 50 Hz um bis zu 15 % nach unten bzw. oben abweichen. (Zusammengerechnet umfasst dieser Zeitraum 8 Stunden und 24 Minuten pro Woche.)

### 3.1.2 Langsame Spannungsänderungen

Für sogenannte langsame Spannungsänderungen gibt die DIN EN 50160 die folgenden Grenzen vor.

Während 95 % eines Wochenintervalls soll die Spannung um nicht mehr als 10 % von der Nennspannung nach unten oder oben abweichen. Während der restlichen 5 % des Wochenintervalls darf die Spannung im Niederspannungsbereich um nicht mehr als 15 % von der Nennspannung nach unten abweichen. Für den Mittelspannungsbereich macht die DIN EN 50160 keine Aussage zu den restlichen 5 % des Wochenintervalls. Somit dürfen Spannungen während 5 % des Wochenintervalls nicht um mehr als 15 % von der Nennspannung nach unten abweichen.

Bei der Betrachtung der Netzspannung werden die Mittelwerte des Effektivwertes herangezogen, die über jeweils 10 Minuten gemessen wurden. 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes müssen innerhalb eines Wochenintervalls im Bereich von  $U_N \pm 10\%$  liegen (Niederspannung). Alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes müssen innerhalb eines Wochenintervalls im Bereich von  $U_N + 10\%$  und  $U_N - 15\%$  liegen (Niederspannung).

### 3.1.3 Schnelle Spannungsänderungen

Für sogenannte schnelle Spannungsänderungen gibt die DIN EN 50160 die folgenden Grenzen vor.

Im Niederspannungsbereich darf die Spannung während eines Tages nicht um mehr als 5 % von der Nennspannung nach unten oder oben abweichen (d.h.,  $U_1 / U_N = 95\% \text{ bis } 105\%$ ). Im Mittelspannungsbereich darf die Spannung während eines Tages nicht um mehr als 4 % von der Nennspannung nach unten oder oben abweichen (d.h.,  $U_1 / U_N = 96\% \text{ bis } 104\%$ ). Bei der Betrachtung der Netzspannung werden die Mittelwerte des Effektivwertes herangezogen, die über jeweils 10 Millisekunden gemessen wurden.

Hauptsächliche Ursachen für schnelle Spannungsänderungen sind u.a. Laständerungen in Kundenanlagen und Schalthandlungen im Netz.

### 3.1.4 Flicker

Als Flicker bezeichnet man eine Sonderform von Spannungs- und Beleuchtungsschwankungen, auf die das menschliche Auge sehr empfindlich reagiert. Der Flickerwert ist dimensionslos. Er drückt das Störempfinden des Menschen aus, der von einer 60 W Glühlampe mit Wolframdraht beleuchtet wird, die auf Grund von Spannungsschwankungen in ihrer Helligkeit variiert. Beim Wert 0 sind keine Schwankungen in der Spannungshöhe vorhanden und

es ist kein Flackern der Lampe erkennbar. Ab einem Flickerwert von 1 nehmen die meisten Versuchspersonen die hiermit verbundenen Helligkeitsschwankungen als störend wahr.

Das so definierte Flicker-Meter liefert alle 10 Minuten ein Flickerwert, der mit  $P_{st}$  bezeichnet wird. "P" steht dabei für „perceptibility units“ (Wahrnehmungseinheiten) und "st" steht für „short time“ (Kurzzeit), es handelt sich also um den Kurzzeit-Flickerwert.

Laut DIN EN 50160 gehen zwölf aufeinanderfolgende  $P_{st}$ -Werte mit der 3. Potenz in die Berechnung des  $P_{lt}$ -Wertes ein. „lt“ steht für „long term“ (Langzeit); es handelt sich also um den Langzeit-Flickerwert. Der  $P_{lt}$ -Wert berechnet sich aus zwölf  $P_{st}$ -Werten, die über 2 Stunden gemessen wurden.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{P_{sti}^3}{12}}$$

Laut DIN EN 59160 sollen in einer Woche 95 % der Langzeit-Flickerwerte den Wert von 1 nicht überschreiten. D.h. es dürfen in einer Woche maximal 5 % der Langzeit-Flickerwerte den Wert von 1 überschreiten.

### 3.1.5 Spannungseinbruch, Versorgungsunterbrechung und Überspannungen

Die DIN EN 50160 gliedert die heftigeren schnellen Spannungsänderungen ein in (a) Spannungseinbrüche, (b) Versorgungsunterbrechungen, (c) zeitweilige netzfrequente Überspannungen und (d) transiente Überspannungen. (Siehe hierzu auch die Abbildung 8.)

Nach DIN EN 50160 liegt ein **Spannungseinbruch** vor, wenn die Spannung plötzlich auf einen Wert unterhalb 85 % aber oberhalb 1 % der Nennspannung für weniger als eine Minute einbricht.

Nach DIN EN 50160 liegt eine **Versorgungsunterbrechung** vor, wenn die Spannung auf einen Wert unterhalb 1 % der Nennspannung fällt. Wenn die Versorgungsunterbrechung nicht länger als drei Minuten anhält, so spricht man von einer **kurzen** ansonsten von einer **langen Versorgungsunterbrechung**.

Spannungseinbrüche bis hin zu Versorgungsunterbrechungen werden hauptsächlich durch Fehler und Störungen im Netz verursacht. Diese Fehler und Störungen im Netz sind im Regelfall durch „höhere Gewalt“ verursacht und treten daher eher zufällig auf.

Die DIN EN 50160 macht daher auch keine Vorgaben für einzuhaltende Grenzen für die Anzahl von Spannungseinbrüchen oder Versorgungsunterbrechungen und gibt nur an, mit wie vielen solcher Ereignisse zu rechnen ist.

- **Spannungseinbrüche:** Es ist in etwa mit bis zu 1000 Spannungseinbrüchen pro Jahr zu rechnen. Die Mehrzahl dieser Spannungseinbrüche dauern kürzer als eine Sekunde und die Einbruchtiefe beträgt weniger als 60 %. Es gibt zudem Gebiete, in denen Spannungseinbrüche mit bis zu 15 % die Regel sind. Diese Spannungseinbrüche werden meist durch Kundenanlagen verursacht.
- **Kurze Versorgungsunterbrechungen:** Es ist mit zehn bis einigen hundert kurzen Versorgungsunterbrechungen pro Jahr zu rechnen. Kurze Versorgungsunterbrechungen sind Unterbrechungen, die weniger als drei Minuten dauern. Von diesen Unterbrechungen liegen die meisten jedoch unter einer Sekunde.
- **Lange Versorgungsunterbrechungen:** Es ist mit bis zu 50 langen Versorgungsunterbrechungen pro Jahr zu rechnen. Lange Versorgungsunterbrechungen sind Unterbrechungen, die länger als drei Minuten dauern.

**Zeitweilige netzfrequente Überspannungen** sind Überspannungen an einem bestimmten Ort mit verhältnismäßig langer Dauer, die in der Regel durch Schalthandlungen oder Störungen im öffentlichen Netz oder in einer Kundenanlage auftreten. Man hat im Niederspannungsnetz mit Werten bis 1,5 kV zu rechnen.

**Transiente Überspannungen** sind Hochfrequenzereignisse, die weniger als eine Netzperiode dauern. Transiente Spannungen (Vorgänge) sind zeitlich nicht vorhersehbar, von begrenzter Dauer und lassen sich in ihrer Form nicht eindeutig voraussagen. In Abbildung 9 sind Beispiele für Transienten im Netz dargestellt.

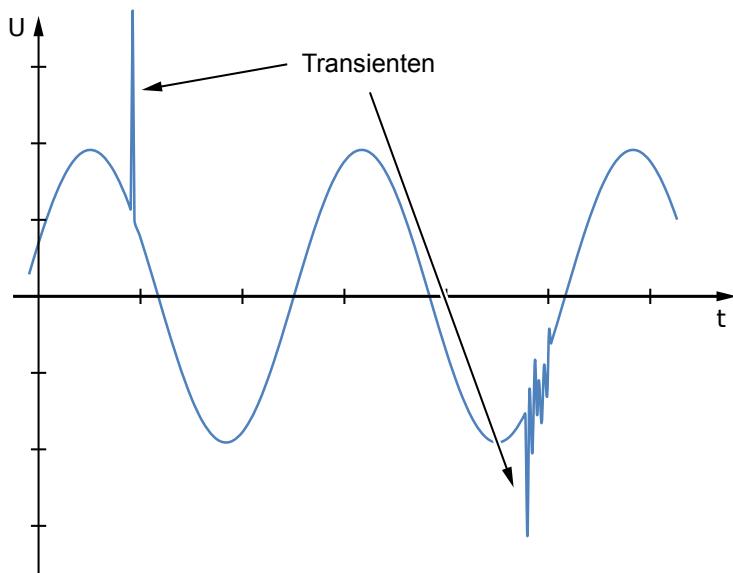


Abbildung 9: Beispiele für Transienten im Netz (entnommen und angepasst aus [Wikipedia])

Transiente Überspannungen können durch

- elektrostatische Entladungen (Impuls-Anstiegszeiten typisch <1 ns),
- das Abschalten insbesondere von induktiven Verbrauchern,
- Schalfunken an Schaltkontakte,
- Bürstenfeuer großer elektrischer Maschinen (Burst, Impulsfolgen mit Anstiegszeiten um 5 ns),
- Blitzschlag in der Nachbarschaft oder
- Schalthandlungen im Stromnetz (Surge, Impuls-Anstiegszeiten einige  $\mu$ s, Impulsdauer mehrere 10  $\mu$ s)

verursacht werden.

Es werden dabei Überspannungen über mehrere Kilovolt erreicht, und ohne Gegenmaßnahmen käme es zu erheblichen Schäden.

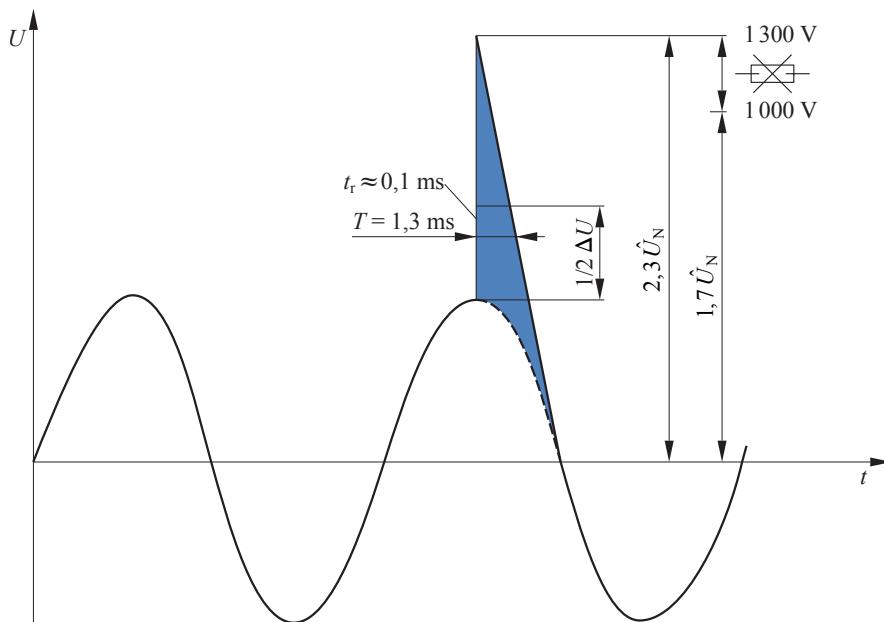


Abbildung 10: Netztransiente (entnommen und angepasst aus [Dorner und Fender 2013])

In Abbildung 10 ist die in der Norm festgelegte Überspannungsspitze (Transiente) dargestellt, mit der im öffentlichen 400-Volt-Netz gerechnet werden muss. Angeschlossene Geräte müssen diese Spannungsspitzen ohne bleibende Schäden verkraften. Dazu müssen Gerätehersteller einen gewissen Schutz gegen Transienten vorsehen.

### 3.1.6 Spannungsasymmetrie

In der Regel wird die Last von Wechselstromverbrauchern gleichmäßig auf die drei Phasen des Niederspannungsnetzes verteilt.

*Ursachen* für ungleichmäßige Belastungen sind u.a.

- Netzfehler
- Große Wechselstromverbraucher, deren Leistung an zwei Prozent der Netzkurzschlussleistung heranreicht (z.B. Schweißmaschinen)
- Nachinstallationen

Die *Folgen* einer solch ungleichmäßigen Belastung der Phasen sind u.a.

- Über- und Unterspannungen der Außenleiter und
- Überlastungen von Kabeln, Transformatoren und Motoren.

Übliche *Abhilfemaßnahmen* sind

- Vorschalten von Netzfiltern vor störende Verbraucher
- Dynamische Blindstromkompensation
- Überprüfung der USV-Anschlüsse auf ungeeignete Geräte
- Einbeziehen der betriebstechnischen Abteilung bei Beschaffungsmaßnahmen von kritischen Großgeräten und leistungsstarken einphasigen Verbrauchern

Die Abhilfemaßnahmen sind allerdings vom Einzelfall abhängig und können nur mit eingehender Kenntnis der Anlagen konzipiert werden.

### 3.1.7 Total Harmonic Distortion

Als Gesamtverzerrungsfaktor der Spannung oder kurz auch THD (Total Harmonic Distortion) bezeichnet man alle Frequenzanteile bis zur 40-ten Oberschwingung bezogen auf 50 Hz.

Oberschwingungen werden in der DIN EN 50160 bis zur 25-ten Ordnungszahl betrachtet. Als Ordnungszahl bezeichnet man das Vielfache der Grundfrequenz. So bezeichnet die 5-te Oberschwingungsspannung die Spannung mit dem Frequenzanteil 250 Hz ( $5 \times 50$  Hz), wenn die Grundfrequenz 50 Hz beträgt.

Gerade Harmonische	Ungerade Harmonische	
	Vielfache von 3	Keine Vielfache von 3

Ordnung $h$	Relative Spannungsamplitude $U_h$	Ordnung $h$	Relative Spannungsamplitude $U_h$	Ordnung $h$	Relative Spannungsamplitude $U_h$
2	2,0 %	3	5,0 %	5	6,0 %
4	1,0 %	9	1,5 %	7	5,0 %
6 bis 24	0,5 %	15	0,5 %	11	3,5 %
		21	0,5 %	13	3,0 %
				17	2,0 %
				19	1,5 %
				23	1,5 %
				25	1,5 %
Anmerkung: Für die Oberschwingungen oberhalb der 25. Ordnung werden keine Werte angegeben, da sie gewöhnlich niedrig, allerdings wegen Resonanzerscheinungen weitgehend unvorhersehbar sind.					

**Tabelle 2: Gerade und Ungerade Harmonische Oberschwingungen**

Die meisten Netzstörungen bzw. Netzverunreinigungen sind auf Oberschwingungen zurückzuführen. Die Abweichung der Kurvenform der Netzspannung von der Sinusform stellt mathematisch eine Summe von Oberwellen dar (Fourier-Reihen). Oberschwingungen sind höherfrequente Überlagerungen der bestehenden Netzfrequenz. Sie sind ganzzahlige Vielfache der Netzgrundschwingung. Die Kennzeichnung erfolgt durch die Ordnungszahl  $n$  oder  $v$ . Bei einer Netzfrequenz von 50 Hz bedeutet z. B. die Ordnungszahl „drei“ das ganzzahlige Vielfache, also  $3 \times 50 \text{ Hz} = 150 \text{ Hz}$ . Die Oberwellen führen zu Beeinflussungen und zu Schäden an den immer sensibleren elektronischen Geräten, zu Überlastungen (z. B. von Neutralleitern, Wicklungen und Kondensatoren) und zu Strömen auf Schutzleitern.

Der Gesamtoberschwingungsgehalt

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2}$$

darf einen Wert von 8%  $U_N$  nicht überschreiten. Dabei ist die Messung der Oberschwingungsspannungen bis zur 40. Ordnung begrenzt.

## 3.2 Anforderungen an das Messkonzept

### 3.2.1 Wo wird gemessen?

In Abbildung 11 ist ein Ausschnitt des geplanten Feldtestgebietes mit den bisher geplanten Messstellen im Feldtestgebiet dargestellt.

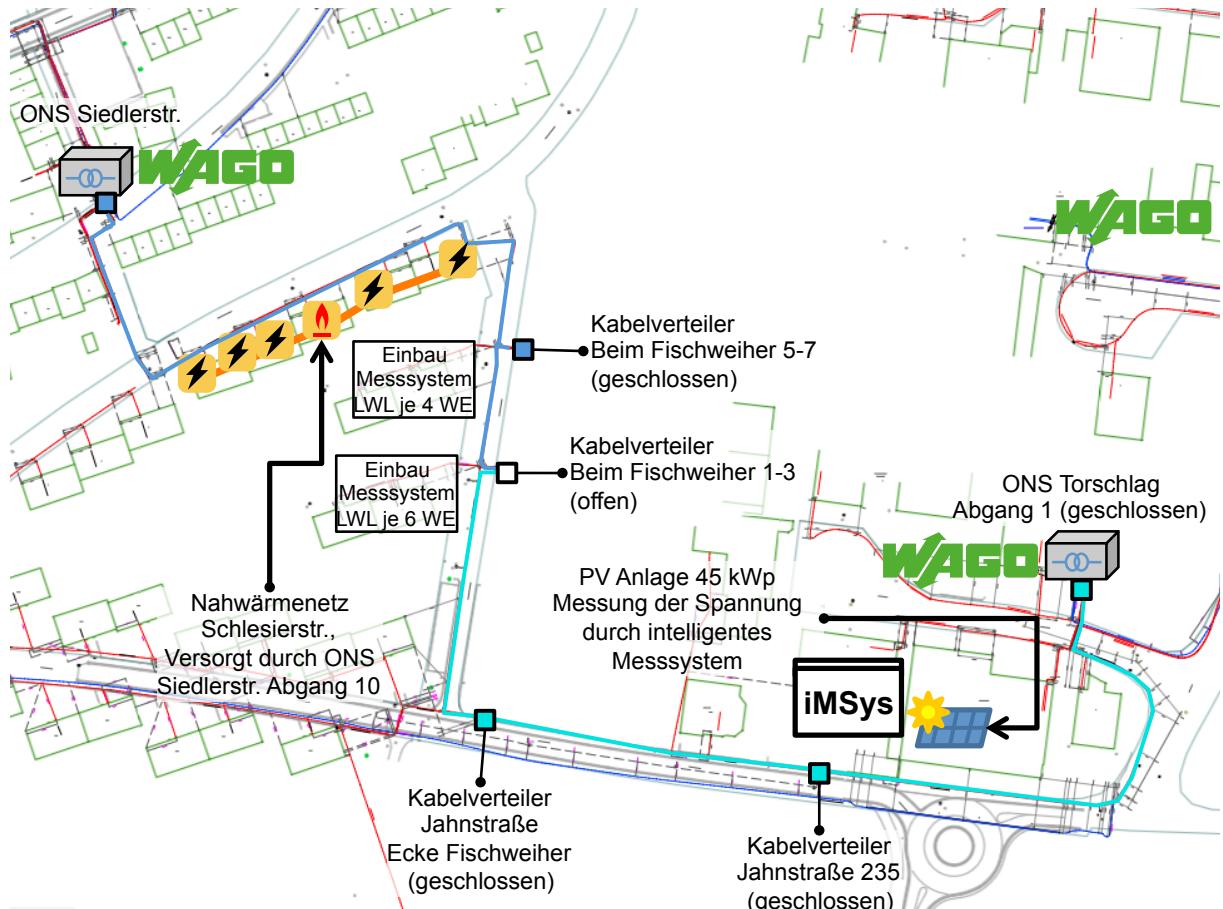


Abbildung 11: Ausschnitt des Feldtestgebietes mit den geplanten Messstellen

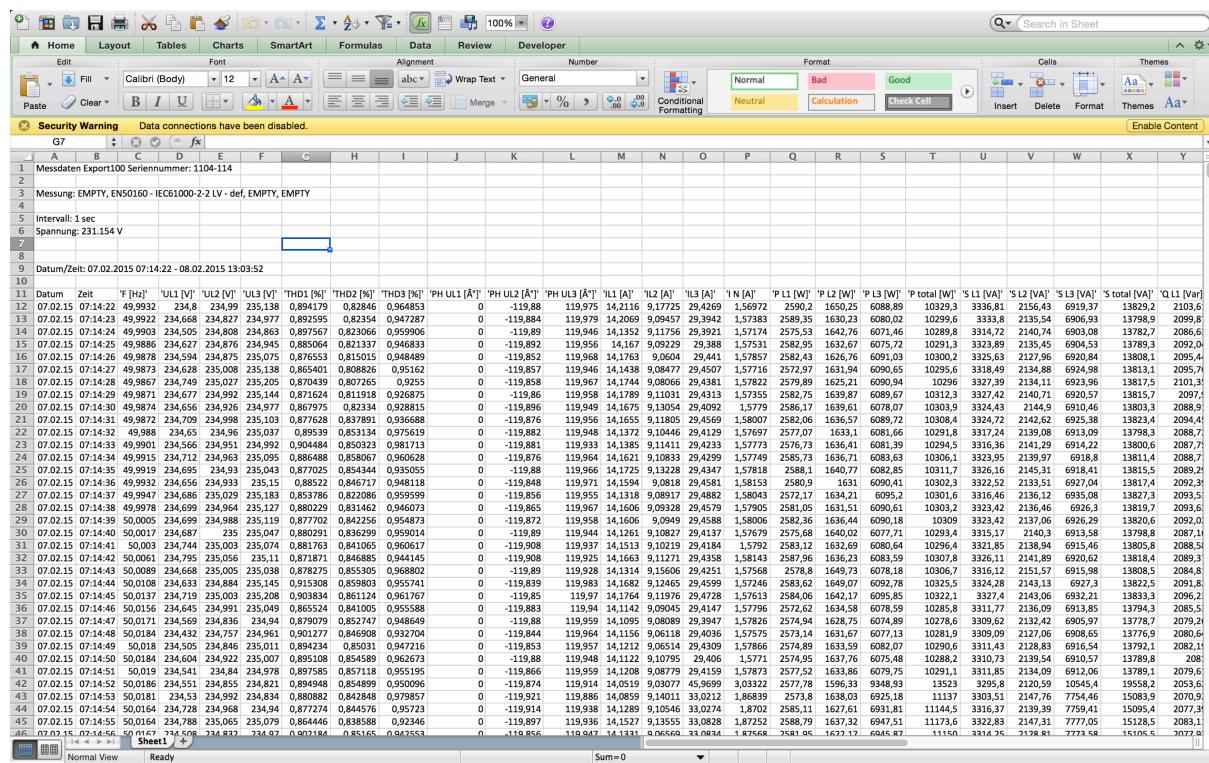
Zu erkennen sind die Ortsnetzstationen „Siedlerstraße“ (im Westen) und „Torschlag Abgang 1“ (im Osten), die mit WAGO-Komponenten ausgestattet wurden. Nicht in der Abbildung zu erkennen ist die Ortsnetzstation „Ostring 1“, die ebenfalls mit WAGO-Komponenten ausgestattet wurde. Im Osten befindet sich das Nahwärmennetz „Schlesierstraße“, welches bei der aktuellen jeweiligen Schalterstellung der Trennschalter durch den Abgang 10 der Ortsnetzstation „Siedlerstraße“ versorgt wird. Entlang des Kabelstrangs befinden sich die Kabelverteiler „Beim Fischweiher 5-7“ (Trennschalter ist geschlossen), „Beim Fischweiher 1-3“ (Trennschalter ist offen), „Jahnstraße Ecke Fischweiher“ (Trennschalter ist geschlossen) und „Jahnstraße 235“ (Trennschalter ist geschlossen). Bei den Kabelverteilern „Beim Fischweiher 5-7“

bzw. „Beim Fischweiher 1-3“ befinden sich mehrere Wohneinheiten, die mit einem Messsystem LWL ausgestattet werden. In der Nähe des Kabelverteilers „Jahnstraße 235“ befindet sich eine Photovoltaikanlage mit 45 kWp, die mit einem intelligenten Messsystem (iMSys) ausgestattet wird, so dass die Spannung gemessen werden kann.

Die Messstellen befinden sich somit an den neuralgischen Punkten des Netzausschnittes; es sind dies die Ortsnetztransformatoren und großen Einspeiser wie Photovoltaikanlagen.

### 3.2.2 Gemessene Parameter

In Abbildung 12 sieht man einen kleinen Ausschnitt der bisher in einer Ortsnetzstation an einem Ortsnetztransformator gemessenen Parameter und die dazugehörigen Daten.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y
1	Messdaten Export100 Seriennummer: 1104-114																								
2																									
3	Messung: EMPTY, EN50160 - IEC61000-2-2 LV - def, EMPTY, EMPTY																								
4																									
5	Interval: 1 sec																								
6	Spannung: 231.154 V																								
7																									
8																									
9	Datum/Zeit: 07.02.2015 07:14:22 - 08.02.2015 13:03:52																								
10																									
11	Datum Zeit  'F [Hz]'  'U1 [V]'  'U2 [V]'  'U3 [V]'  'THD1 [%]'  'THD2 [%]'  'THD3 [%]'  'PH UL1 [A]'  'PH UL2 [A]'  'PH UL3 [A]'  'IL1 [A]'  'IL2 [A]'  'IL3 [A]'  'N [A]'  'P L1 [W]'  'P L2 [W]'  'P L3 [W]'  'P total [W]'  'S L1 [VA]'  'S L2 [VA]'  'S L3 [VA]'  'S total [VA]'  'Q L1 [Var]'  'Q L2 [Var]'  'Q L3 [Var]'  'Q total [Var]'																								
12	07.02.15 07:14:22 49.9932 234.8 234.99 235.138 0.894179 0.82846 0.964853 0 119.88 119.975 14.2116 9.17725 29.4269 1.56972 2590.2 1630.25 6088.89 10329.3 3336.81 2156.43 6919.37 13829.2 2103.6																								
13	07.02.15 07:14:23 49.9932 234.668 234.827 0.89259 0.82354 0.947287 0 119.884 119.979 14.2048 9.09457 29.3942 1.57383 2589.35 1630.25 6080.02 10299.6 3333.8 2135.54 6906.93 13798.9 2099.8																								
14	07.02.15 07:14:24 49.9908 234.505 234.808 234.863 0.897567 0.823066 0.959906 0 119.889 119.946 14.1352 9.11756 29.3921 1.57381 2575.53 1642.47 6071.46 10289.8 3314.72 2140.7 6903.08 13782.7 2086.6																								
15	07.02.15 07:14:25 49.9886 234.627 234.876 234.945 0.892351 0.82133 0.946833 0 119.892 119.956 14.1679 9.09226 29.388 1.57531 2582.95 1632.67 6075.72 10291.1 3323.89 2135.46 6904.53 13783.9 2092.0																								
16	07.02.15 07:14:26 49.9886 234.594 234.875 235.075 0.892533 0.82133 0.948489 0 119.892 119.956 14.1782 9.06847 29.388 1.57531 2582.43 1626.78 6075.72 10290.2 3325.63 2127.96 6904.84 13783.9 2095.4																								
17	07.02.15 07:14:27 49.9875 234.621 234.892 234.951 0.892511 0.820861 0.946824 0 119.895 119.956 14.1782 9.06465 29.388 1.57716 2576.87 1630.25 6075.65 10289.6 3323.43 2134.96 6904.53 13783.9 2097.1																								
18	07.02.15 07:14:28 49.9867 234.749 234.977 0.892795 0.8207265 0.9255 0 119.898 119.967 14.1744 9.08066 29.4037 1.57716 2570.89 1625.21 6090.94 10286 3327.39 2134.11 6923.96 13817.5 2101.3																								
19	07.02.15 07:14:28 49.9871 234.677 234.982 235.144 0.871624 0.826875 0 119.896 119.958 14.1789 9.10331 29.4133 1.57655 2582.75 1638.87 6089.67 10312.3 3327.42 2140.71 6920.57 13815.7 2097.5																								
20	07.02.15 07:14:30 49.9874 234.656 234.926 234.977 0.867975 0.82334 0.928815 0 119.896 119.949 14.1675 9.13054 29.4092 1.57799 2586.17 1639.61 6078.07 10303.9 3324.43 2144.9 6910.46 13803.3 2088.9																								
21	07.02.15 07:14:31 49.9872 234.709 234.998 235.103 0.871624 0.826878 0.936688 0 119.876 119.956 14.1655 9.11805 29.4569 1.58007 2582.06 1636.57 6089.72 10308.4 3324.72 2142.62 6925.38 13823.4 2094.4																								
22	07.02.15 07:14:32 49.988 234.656 234.951 234.992 0.864048 0.853023 0.981713 0 119.882 119.948 14.1372 9.10446 29.4129 1.57697 2577.07 1633.1 6081.66 10291.8 3317.24 2139.6 6913.09 13798.3 2088.7																								
23	07.02.15 07:14:33 49.9901 234.566 234.951 234.992 0.864048 0.853023 0.981713 0 119.881 119.933 14.1383 9.11411 29.4233 1.57773 2576.73 1636.47 6081.39 10294.5 3316.36 2141.2 6914.22 13800.6 2087.7																								
24	07.02.15 07:14:34 49.9915 234.712 234.963 235.043 0.864067 0.856067 0.960628 0 119.876 119.964 14.1621 9.10833 29.4249 1.57749 2585.73 1636.71 6083.63 10306.1 3323.95 2139.97 6918.8 13811.4 2088.7																								
25	07.02.15 07:14:35 49.9919 234.695 234.93 235.043 0.864067 0.856067 0.953055 0 119.882 119.966 14.1723 9.13228 29.4347 1.57818 2588.43 1640.77 6082.85 10311.7 3326.16 2143.51 6918.41 13815.5 2089.2																								
26	07.02.15 07:14:36 49.9923 234.698 234.93 235.043 0.864067 0.856067 0.953055 0 119.882 119.967 14.1723 9.13228 29.4347 1.57818 2588.43 1640.77 6082.85 10311.7 3326.16 2143.51 6918.41 13815.5 2089.2																								
27	07.02.15 07:14:37 49.9947 234.688 235.029 235.183 0.853766 0.820206 0.959939 0 119.885 119.955 14.1318 9.08017 29.4882 1.57843 2571.17 1634.21 6090.18 10309 3323.42 2137.06 6926.29 13820.6 2092.0																								
28	07.02.15 07:14:38 49.9948 234.699 234.964 235.137 0.864043 0.852029 0.934163 0 119.885 119.957 14.1606 9.0949 29.4588 1.58006 2582.36 1636.44 6090.18 10309 3323.42 2137.06 6926.29 13820.6 2092.0																								
29	07.02.15 07:14:39 50.0005 234.699 234.988 235.119 0.877702 0.842426 0.954873 0 119.872 119.958 14.1606 9.0949 29.4588 1.58006 2582.36 1636.44 6090.18 10309 3323.42 2137.06 6926.29 13820.6 2092.0																								
30	07.02.15 07:14:40 50.0017 234.687 235.047 0.880291 0.836299 0.959014 0 119.889 119.944 14.1261 9.10827 29.4137 1.57679 2576.53 1640.02 6077.71 10293.4 3315.17 2140.3 6913.58 13798.8 2087.1																								
31	07.02.15 07:14:41 50.0018 234.744 235.003 235.074 0.887163 0.840165 0.960617 0 119.908 119.937 14.1513 9.10219 29.4184 1.57924 2583.12 1632.67 6083.59 10307.8 3326.11 2138.4 6915.46 13805.8 2088.5																								
32	07.02.15 07:14:42 50.0061 234.795 235.056 235.111 0.871871 0.846885 0.944145 0 119.908 119.925 14.1663 9.11271 29.4138 1.57813 2588.43 1636.23 6083.59 10307.8 3326.11 2138.4 6915.46 13805.8 2088.5																								
33	07.02.15 07:14:43 50.0089 234.668 235.025 235.183 0.853766 0.820206 0.959939 0 119.885 119.955 14.1318 9.08017 29.4882 1.57843 2571.17 1634.21 6090.18 10309.6 3323.42 2136.46 6903.5 13797.3 2093.6																								
34	07.02.15 07:14:44 50.0108 234.643 234.991 235.054 0.864043 0.852029 0.955688 0 119.883 119.944 14.1142 9.09054 29.4599 1.57905 2580.95 1634.21 6090.61 10303.2 3323.42 2136.46 6903.5 13797.3 2093.6																								
35	07.02.15 07:14:45 50.0137 234.719 235.003 235.208 0.903834 0.861124 0.961767 0 119.885 119.944 14.1764 9.11976 29.4747 1.57613 2584.06 1642.17 6095.85 10322.1 3327.4 2143.6 6932.4 13833.3 2096.2																								
36	07.02.15 07:14:46 50.0144 234.645 234.991 235.054 0.864043 0.852029 0.955688 0 119.883 119.944 14.1142 9.09054 29.4599 1.57905 2580.95 1633.51 6090.59 10285.6 3311.77 2136.46 6903.5 13797.3 2093.6																								
37	07.02.15 07:14:47 50.0144 234.645 234.991 235.054 0.864043 0.852029 0.955688 0 119.883 119.944 14.1142 9.09054 29.4599 1.57905 2580.95 1633.51 6090.59 10285.6 3311.77 2136.46 6903.5 13797.3 2093.6																								
38	07.02.15 07:14:48 50.0144 234.432 234.757 234.961 0.901277 0.846908 0.932704 0 119.844 119.964 14.1156 9.06118 29.4036 1.57675 2574.3 1631.67 6077.13 10281.9 3309.09 2127.06 6908.65 13776.9 2080.6																								
39	07.02.15 07:14:49 50.0148 234.505 234.846 235.011 0.880882 0.850311 0.947216 0 119.853 119.957 14.1212 9.10827 29.4139 1.57866 2584.89 1628.07 6079.6 3311.43 2128.83 6916.54 13792.1 2082.1																								
40	07.02.15 07:14:50 50.0148 234.604 234.925 235.007 0.885103 0.845849 0.962673 0 119.888 119.948																								

- Phasenverschiebung der Spannung (PH U) in Grad ( $^{\circ}$ ) an den drei Phasen (L1, L2, L3)
- Strom (I) in Ampere (A) an den drei Phasen (L1, L2, L3) und dem Neutralleiter (N)
- Wirkleistung (P) in Watt (W) an den drei Phasen (L1, L2, L3) und gesamt (total)
- Scheinleistung (S) in Voltampere (VA) an den drei Phasen (L1, L2, L3) und gesamt (total)
- Blindleistung (Q) in (Var) an den drei Phasen (L1, L2, L3) und gesamt (total)

In Tabelle 3 sind die gemessenen Parameter tabellarisch mit Beispielwerten und einer kurzen Erklärung des Parameters aufgeführt.

Parameter	Wert	Erklärung
Datum	07.02.15	Datum der Erfassung im Format dd.mm.yy
Zeit	07:14:22	Zeitpunkt der Erfassung im Format hh:mm:ss
F [Hz]	49,9932	Frequenz in Hertz
UL1 [V]	234,8	Spannung in Volt (Phase 1)
UL2 [V]	234,99	Spannung in Volt (Phase 2)
UL3 [V]	235,138	Spannung in Volt (Phase 3)
THD1 [%]	0,894179	Total Harmonic Distortion in Prozent (Phase 1)
THD2 [%]	0,82846	Total Harmonic Distortion in Prozent (Phase 2)
THD3 [%]	0,964853	Total Harmonic Distortion in Prozent (Phase 3)
PH UL1 [ $^{\circ}$ ]	0	Phasenverschiebung zu Phase 1 in Grad (Phase 1)
PH UL2 [ $^{\circ}$ ]	-119,88	Phasenverschiebung zu Phase 1 in Grad (Phase 2)
PH UL3 [ $^{\circ}$ ]	119,975	Phasenverschiebung zu Phase 1 in Grad (Phase 3)
IL1 [A]	14,2116	Strom in Ampere (Phase 1)
IL2 [A]	9,17725	Strom in Ampere (Phase 2)
IL3 [A]	29,4269	Strom in Ampere (Phase 3)
IN [A]	1,56972	Strom in Ampere (Neutralleiter)
P L1 [W]	2590,2	Wirkleistung in Watt (Phase 1)
P L2 [W]	1650,25	Wirkleistung in Watt (Phase 2)
P L3 [W]	6088,89	Wirkleistung in Watt (Phase 3)
P total [W]	10329,3	Wirkleistung in Watt (gesamt)
S L1 [VA]	3336,81	Scheinleistung in Voltampere (Phase 1)
S L2 [VA]	2156,43	Scheinleistung in Voltampere (Phase 2)
S L3 [VA]	6919,37	Scheinleistung in Voltampere (Phase 3)
S total [VA]	13829,2	Scheinleistung in Voltampere (gesamt)
Q L1 [Var]	2103,61	Blindleistung in Var (Phase 1)
Q L2 [Var]	1388,12	Blindleistung in Var (Phase 2)
Q L3 [Var]	3286,8	Blindleistung in Var (Phase 3)

Q total [Var]	9195,19	Blindleistung in Var (gesamt)
---------------	---------	-------------------------------

**Tabelle 3: Gemessene Parameter mit Beispielwerten und Erklärung**

### 3.2.3 Priorität der möglichen Parameter

Die möglichen Parameter sollen in **Prio 1**, **Prio 2** und **Prio 3** eingeteilt werden:

- **Prio 1:** Diese Parameter sollten (mindestens an einigen Stellen) im Netz bzw. im Testgebiet gemessen werden.
- **Prio 2:** Diese Parameter stellen nur einen informellen Mehrwert dar und könnten im weiteren Projektverlauf eventuell noch relevant werden.
- **Prio 3:** Diese Parameter stellen zum jetzigen Zeitpunkt keinen Mehrwert für PEN dar.

Die Einteilung der Parameter in die verschiedenen Prioritäten wird in Tabelle 4 vorgenommen und begründet.

Parameter	Erfassung *	Relevanz für Messung	Begründung
<b>Positive Energie (E, Gas, Wärme)</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. für Prognose
<b>Negative Energie</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. für Prognose
<b>Blindleistung</b>	Messgerät	Prio 2	Relevanz für PEN ist noch zu klären, relevant für Bilanzierung
<b>Wirkleistung</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. um Auswirkungen von Schaltungen, Holonbildung, etc. berechnen zu können
<b>Blindleistung</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. um Auswirkungen von Schaltungen, Holonbildung, etc. berechnen zu können
<b>Spannung</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. Störungserkennung, Netzführung, Holonbildung
<b>Phasenverschiebung Spannung</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. Störungserkennung, Netzführung, Holonbildung
<b>Strom</b>	Messgerät	Prio 3	Für PEN nicht relevant. Sollte eine Bewertung von Störquellen erfolgen, muss die Prio geändert werden.
<b>Phasenverschiebung Strom</b>	Messgerät	Prio 3	Für PEN nicht relevant. Sollte eine Bewertung von Störquellen erfolgen, muss die Prio geändert werden.
<b>Frequenz</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. Störungserkennung, Netzführung, Holonbildung
<b>Langsame Spannungsänderungen</b>	Messgerät, Berechnung	Prio 2	Kann über den Parameter Spannung berechnet und abgebildet werden.
<b>Schnelle Spannungsänderungen</b>	Messgerät	Prio 1	U. a. Störungserkennung
<b>Flicker</b>	Messgerät	Prio 2	Leuchtdichteschwankungen stehen nicht im Projektfokus.
<b>Spannungseinbrüche (≤</b>	Messgerät,	Prio 3	Kann über den Parameter „Spannung“ vom

<b>1 min unter 85 % <math>U_N</math>)</b>	Berechnung		nachgelagerten System (z. B. MDM) berechnet werden.
<b>Kurze Versorgungsunterbrechung (<math>\leq 3</math> min unter 1 % <math>U_N</math>)</b>	Messgerät, Berechnung	Prio 3	Kann über den Parameter „Spannung“ vom nachgelagerten System (z. B. MDM) berechnet werden.
<b>Lange Versorgungsunterbrechung (<math>&gt; 3</math> min unter 1 % <math>U_N</math>)</b>	Messgerät, Berechnung	Prio 3	Kann über den Parameter „Spannung“ vom nachgelagerten System (z. B. MDM) berechnet werden.
<b>Transiente Überspannung</b>	Messgerät	Prio 1	Wichtig zur Detektion eines Angriffs auf das Energieversorgungsnetz
<b>Spannungsasymmetrie</b>	Messgerät	Prio 2	Relevanz für PEN noch zu klären.
<b>Oberschwingungsspannung</b>	Messgerät	Prio 2	Geht in den Parameter „Gesamtoberschwingungsgehalt“ ein. Einzelne Oberschwingungsordnungen sind weniger relevant.
<b>Gesamtoberschwingungsgehalt</b>	Messgerät	Prio 1	Wichtig um den Oberschwingungsgehalt im Netz bestimmen zu können.

\*) Mit „Messgerät“ sind intelligenter Zähler, dezentrale Sensorik oder Submetering gemeint. Mit „Berechnung“ sind nachgelagerte Systeme wie z. B. MDM gemeint.

**Tabelle 4: Einordnung der Parameter nach ihrer Relevanz für das Projekt**

### 3.2.4 Messfrequenz der Parameter

Anforderungen an die Messfrequenz der Parameter ergeben sich aus der DIN EN 50160, den noch zu bestimmenden Aggregations- und Analyseverfahren, den noch zu entwickelnden Holonsteuerungs- und bildungsverfahren als auch den unterschiedlichen Vorhersageverfahren. Bei den Vorhersageverfahren müssen dabei die Anforderungen, die aus dem Lernen herrühren, von den Anforderungen, die aus den Klassifizierern herrühren, unterschieden werden.

Aktuell werden die Parameter sekündlich gemessen und an den Energy Data Hub übermittelt. In der Folge soll die Messfrequenz auf ein erforderliches Maß reduziert werden. Somit lassen sich Ressourcen wie Rechenleistung oder Speicherplatz schonen. In der Folge muss die Hardware weniger hohen Anforderungen genügen, und es kann Hardware eingesetzt werden, die kostengünstiger ist.

## 3.3 Konzeption der Aggregations- und Analyseverfahren

### 3.3.1 Zielbestimmung

Das übergeordnete Ziel eines Netzbetreibers ist die effiziente und zuverlässige Versorgung der Endkunden mit Energie. Effizienz wird in einem Polynet durch den optimierten Nutzungsgrad erneuerbarer Erzeugungsanlagen und gezieltem Einsatz von Flexibilitätsoptionen innerhalb und zwischen den Strom-, Gas-, und Wärmenetzen erreicht. Zuverlässigkeit stellt

sich ein durch stabile Netzzustände zu jedem Zeitpunkt und an jeder Stelle in den Energie- netzen. Aggregations- und Analyseverfahren zur Bestimmung der Ist-Situation des Netzes unterstützen die Erfüllung dieser Ansprüche.

Die Netzbetreiber erreichen eine hohe Sicherheit und Zuverlässigkeit durch fortlaufende Maßnahmen, um Frequenz, Spannung und Belastung der Netzbetriebsmittel innerhalb der zulässigen Grenzwerte zu halten und um nach Störungen in den Normalbetrieb zurückkehren zu können. Holare Polynete müssen aufgrund Ihres dezentralen Aufbaus diese Maßnahmen innerhalb wechselnder Niederspannungsnetzabschnitte ermöglichen.

In der nachfolgenden Tabelle wurden die betrachteten Systemdienstleistungsprodukte der 2014 veröffentlichten Dena-Studie zu Systemdienstleistungen (Deutsche Energie-Agentur, 2014, S. 4) auf dezentrale Maßnahmen im Polynet übertragen und entsprechende Anforderungen erarbeitet.

System- dienstleis- tung	Ziel	Maßnahmen	Erbringer (Auswahl)	Anforderungen
Frequenzhal- tung	Halten der Frequenz im zulässigen Bereich durch die Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zu-/Abschalten von Lasten und Erzeugung</li> <li>▪ Wirkleistungsreduktion bei EE- und KWK-Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regelbare Photovoltaikanlagen</li> <li>▪ Blockheizkraftwerke</li> <li>▪ Flexible Lasten</li> <li>▪ Energiespeicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dokumentation und Überwachung der Frequenz</li> <li>▪ Dokumentation und Überwachung der Erzeugung/Last</li> <li>▪ Dokumentation der verfügbaren Flexibilitätspotenziale</li> </ul>
Spannungs- haltung	Halten der Spannung im zulässigen Bereich	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Zu-/Abschalten von Lasten und Erzeugung</li> <li>▪ Bereitstellung von Blindleistung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regelbare Photovoltaikanlagen</li> <li>▪ Blockheizkraftwerke</li> <li>▪ Flexible Lasten</li> <li>▪ Energiespeicher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dokumentation und Überwachung der Spannungswerte</li> <li>▪ Dokumentation und Überwachung der zulässigen Grenzen des Spannungsbands</li> <li>▪ Dokumentation und Überwachung der Erzeugung/Last</li> <li>▪ Dokumentation der verfügbaren Flexibilitätspotenziale</li> </ul>
Betriebsfüh- rung	Einhaltung der zulässigen Strombelas- tungsgrenzen der Betriebs- mittel	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Abschalten von Lasten und Erzeugung</li> <li>▪ ...</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Regelbare Photovoltaikanlagen</li> <li>▪ Blockheizkraftwerke</li> <li>▪ Flexible Lasten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dokumentation und Überwachung der Stromflüsse</li> <li>▪ Überwachung der Belas- tungsgrenzen der einzelnen Betriebsmittel</li> </ul>

			▪ Energiespeicher	▪ Dokumentation und Überwachung der Erzeugung/Last
--	--	--	-------------------	--

**Tabelle 5: Ziele, Maßnahmen und Erbringer von Systemdienstleistungen sowie deren Anforderungen**

### 3.3.2 Funktionale Anforderungen

#### 3.3.2.1 Frequenzhaltung

Bei der Betriebsführung von elektrischen Netzen ist eine Netzfrequenz von 50 Hz in engen Grenzen einzuhalten. Abweichungen von dieser Zielgröße werden durch Lastschwankungen verursacht, die durch Regelleistung durch dafür vorgesehenen Kraftwerke ausgeglichen werden müssen. (VDE Verband der Elektrotechnik, 2015, S. 26)

Holare Netze verfolgen das Ziel des Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch auf der Niederspannungsebene und somit Frequenzhaltung auf der niedrigstmöglichen Spannungsebene. Dafür müssen Erzeugung und Verbrauch von dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. flexiblen Verbraucher in Erzeugung bzw. Last austariert werden. Voraussetzungen hierfür ist die Kenntnis der aktuellen Leistungswerte der im Netz integrierten Erzeuger, sowie die Prognose der witterungsabhängigen Erzeugung von PV- und Windkraftanlagen. Auf Verbraucherseite müssen große Lasten erfasst und dargestellt werden, insbesondere wenn diese Flexibilitätsoptionen bieten. Zudem sind die kumulierten Lastflüsse an wichtigen Punkten im Netz wie Ortsnetzstationen oder Kabelverteilern darzustellen.

#### Funktionale Anforderungen:

- Dokumentation und Überwachung der Frequenz
- Dokumentation und Überwachung der Erzeugung/Last
- Dokumentation der verfügbaren Flexibilitätspotenziale

#### 3.3.2.2 Spannungshaltung

Durch die Einspeisung von Erzeugungsanlagen erhöht sich die Spannung um den Einspeisepunkt. Der Einsatz von Verbrauchern senkt die Spannung in der Nähe des Anschlusspunkts. Abbildung 13 zeigt schematisch einen Netzstrang, über den der Verlauf des Spannungsbands abgebildet ist. In der Nähe der Photovoltaikanlage tritt dabei eine Verletzung des zulässigen Spannungsbands in Folge von hoher PV-Einspeisung auf.

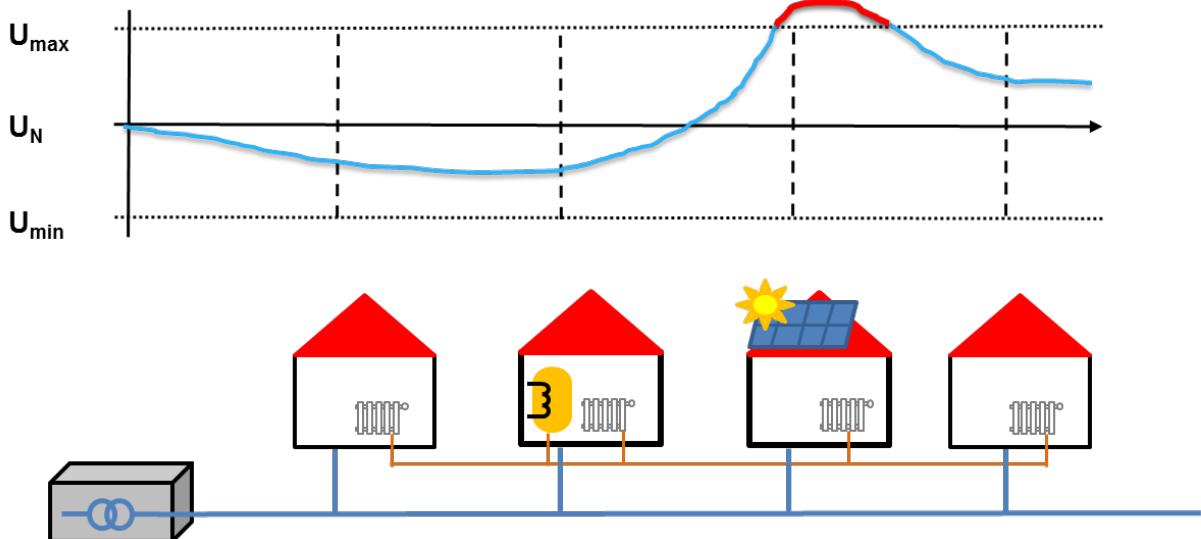


Abbildung 13: Darstellung eines Netzstrangs mit Verlauf des Spannungsbands

Änderungen des Spannungsbands dürfen maximal bzw. minimal 10 % Abweichung von der Nennspannung aufweisen. (Europäische Norm zu Netzqualität EN 50160)

Um eine hohe Versorgungsqualität zu gewährleisten, sollen die maximal zulässigen Abweichungen nicht erreicht werden. Das System muss bei Tendenzen eines Verlassens des Spannungsbands reagieren. Diese Tendenzen sind durch das Erreichen von oberen und unteren Schwellwerten zu erkennen.

Sensorik im Netz (Spannungsmesser in Ortsnetzstationen und Verteilern) und intelligente Messsysteme (intelligente Zähler mit Datenübertragung) liefern Spannungswerte.

Die Spannung  $U$  wird in Volt [V] angegeben. 230 Volt zwischen Außenleiter (L1, L2, L3) und Neutralleiter (N) sind Nennspannung. Die maximale Spannungsänderung von 10% nach oben und unten bedeutet, dass die Spannung an jeder Stelle im Netz zwischen 207 V und 253 V liegen muss. Das System soll ein Erreichen dieser Werte schon im Vorfeld verhindern und daher bei z.B. 5 % Abweichung reagieren.

#### Funktionale Anforderungen:

- Dokumentation und Überwachung der Spannungswerte auf Einhaltung von Grenzwerten (Über- und Unterspannungen)
- Dokumentation und Überwachung der zulässigen Grenzen des Spannungsbands
- Dokumentation und Überwachung der Erzeugung/Last
- Dokumentation der verfügbaren Flexibilitätspotenziale

### 3.3.2.3 Betriebsführung

Stromflüsse verursachen in elektrischen Betriebsmitteln, wie Transformatoren und Leitungen, eine Wärmeentwicklung. Für jedes Betriebsmittel ist eine maximale Strombelastung vorgegeben. Wenn die maximal zulässige Strombelastung überschritten wird, dann schalten Sicherungsorgane die entsprechenden Betriebsmittel ab.

Bei den standardmäßig verlegten Kabeln vom Typ NAYCWY 3x150/150 beträgt der Querschnitt der Aluminiumleiter 150 mm<sup>2</sup>. Die maximal zulässige Strombelastung beträgt 276 A. Im Normalfall ist eine solche Leitung mit 250 A abgesichert. Diese Informationen sind in der Betriebsmittelverwaltung hinterlegt.

In der Ortsnetzstation werden über Strommesser, die Ströme in den Leitern der Niederspannungsabgänge gemessen. Die Stromwerte werden in das System übermittelt und überwacht.

Transformatoren sind für einen maximalen Stromfluss ausgelegt. Diese Information ist im Block Betriebsmittelverwaltung hinterlegt.

Die Ströme werden in den Ortsnetzstationen am Transformator gemessen. Wenn der maximal zulässige Stromfluss überschritten wird, dann muss das System reagieren.

#### Funktionale Anforderungen:

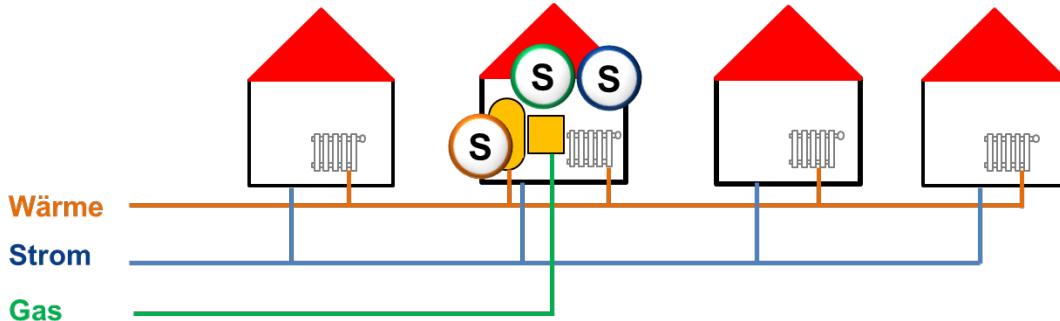
- Dokumentation und Überwachung der Stromflüsse
- Überwachung der Belastungsgrenzen der einzelnen Betriebsmittel
- Dokumentation und Überwachung der aktuellen Betriebsmittelbelastung anhand realer Daten der Netzsensoren (Strom)
- Dokumentation und Überwachung von Erzeugung / Verbrauch

### 3.3.2.4 Versorgungswiederaufbau

Um selbst nach einem totalen Netzausfall einen Versorgungswiederaufbau zu ermöglichen, müssen hinreichend viele schwarzstartfähige Kraftwerke zur Verfügung stehen. Können auch bei Ausfall des Eigenbedarfsnetzes noch elektrische Energie bereitstellen. Unter den Großkraftwerken sind dafür Gasturbinen und Wasserkraftwerke geeignet. (Heuck, Dettmann, & Schulz, 2010, S. 505)

[Alternative Konzepte für Versorgungswiederaufbau: Keine Empfehlung für dezentralen Versorgungswiederaufbau, vgl. DENA 2014, S. 17.]

### 3.3.2.5 Zustandserfassung Gas- und Wärmenetz



-  Sensor Wärme: Erfassung von Speichertemperatur, Wärmeverbrauch
-  Sensor Elektrizität: Erfassung von Strom, Spannung, Frequenz
-  Sensor Gas: Erfassung von Gasverbrauch

#### Funktionale Anforderungen:

- Dokumentation und Überwachung der Speichertemperatur und des Wärmeverbrauchs
- Dokumentation und Überwachung des Gasverbrauchs

Formelzeichen	Bedeutung	Berücksichtigung in Simulation
$P_m$	Elektrische Wirkleistung	Austarierung Erzeugung / Verbrauch
$Q_m$	Elektrische Blindleistung	
$\lambda$	Leistungsfaktor	
$\cos\varphi^*$	Wirkfaktor	
$F$	Frequenz	Qualitätsmerkmal für Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch
$(U_1/U_N)_m$	Langsame Spannungsänderungen	
$U_{Trans,m}$	(Spannungs-) Transiente	
$THD_m$	Gesamtverzerrung der Spannung	
$I_m$	Elektrischer Strom	Berücksichtigung bei Betriebsmittelbelastung

$U_m$	Elektrische Spannung	Qualitätsmerkmal Spannungsband
$E_{m,el}$	Elektrische Energie	
$E_{Gas}$	Gasenergie	
$E_{Wärme}$	Wärmeenergie	

Tabelle 6: Formelzeichen und ihre Bedeutung

### 3.3.3 Aufruffrequenz der Algorithmen

Aus der DIN EN 50160 folgen direkt Anforderungen an die Aufruffrequenz für verschiedene Algorithmen. Aber auch aus den noch zu bestimmenden Algorithmen zur Holonsteuerung und Holonbildung werden wohl Anforderungen an die Aufruffrequenz der Algorithmen gestellt werden. Des Weiteren ergeben sich Anforderungen aus den Systemdienstleistungen. Die Aufruffrequenz der Algorithmen muss hoch genug sein, um Überschreitungen der Grenzwerte des Spannungsbandes und der Betriebsmittel feststellen zu können. Die Überprüfung der Einhaltung der Grenzwerte des Spannungsbandes gemäß DIN EN 50160 ist bezüglich der Anforderungen an die Aufruffrequenz der Algorithmen vergleichsweise unkritisch. Die Spannungswerte müssen lediglich integriert über 10 Minuten innerhalb der zulässigen Grenzwerte liegen. Die Anforderungen, die aus der Überwachung der Betriebsmittel resultieren, müssen wir uns noch genauer anschauen, um daraus eine Aufruffrequenz der Algorithmen ableiten zu können. Hier spielen die Eigenschaften der eingesetzten Betriebsmittel wie Kabel oder Sicherungen eine große Rolle. Wie wir schon gesehen haben, sind teilweise kurzfristige Überschreitungen von Grenzwerten erlaubt, jedoch sollten die Grenzwerte nicht dauerhaft überschritten werden.

Stromflüsse verursachen in elektrischen Betriebsmitteln, wie Transformatoren und Leitungen, eine Wärmeentwicklung. Daher sind für jedes Betriebsmittel eine maximale Strombelastung und eine maximale Wärmebelastung vorgegeben. Wenn die maximal zulässige Strombelastung oder die zulässige Wärmebelastung überschritten wird, dann schalten Sicherungsorgane die entsprechenden Betriebsmittel ab.

Z.B. beträgt bei den standardmäßig verlegten Kabeln vom Typ NAYCWY 3x150/150 der Querschnitt der Aluminiumleiter 150 mm<sup>2</sup>. Die maximal zulässige Strombelastung beträgt 276 A. Im Normalfall ist eine solche Leitung mit 250 A abgesichert. Diese Informationen sind in der Betriebsmittelverwaltung hinterlegt.

In der Ortsnetzstation werden über Strommesser die Ströme in den Leitern der Niederspannungsabgänge und am Transformator gemessen, an das System übermittelt und überwacht.

Umgekehrt hat jedoch die Schnelligkeit der Übertragung und Verarbeitung der Messwerte einen Einfluss auf die maximal mögliche Übertragungsfrequenz und somit auf die Messfrequenz.

In Abhängigkeit von den Spezifikationen der eingesetzten Technik muss die Aufruffrequenz für die Algorithmen entsprechend angepasst werden. Es empfiehlt sich, eine Aufruffrequenz zu wählen, bei der sowohl die Daten übertragen und verarbeitet als auch Überlastungen rechtzeitig erkannt werden können.

### 3.4 Realisierung der Aggregations- und Analyseverfahren

Bei der Realisierung der Aggregations- und Analyseverfahren sollen neben den Algorithmen, die den Anforderungen der DIN EN 50160 gerecht werden, auch KI-basierte Verfahren entwickelt werden, bei denen z.B. fallbasiertes Schließen oder Deep Learning eingesetzt wird. Dies muss allerdings auch immer mit den Anforderungen an eine noch zu bestimmende Aufruffrequenz abgeglichen werden. Rechenintensive Lernverfahren können eventuell nur offline eingesetzt werden; ihre Ergebnisse in Form von Klassifizierern können, wenn diese ressourcenschonend sind, gegebenenfalls online zum Einsatz kommen.

Aktuell ist schon ein Verfahren zur Überwachung von Spannungsbandverletzungen im aktuellen Demonstrator im Einsatz.

#### 3.4.1 Grenzwertbestimmung und -festlegung

Die Holonbildung bzw. die Holonsteuerung kann Grenzwerte festlegen, die zu überwachen sind. Diese Grenzwerte können beispielsweise aus der Bewertung eines Holonvorschlags durch eine Netzberechnung herrühren.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Es wurde die Lage der Messpunkte bestimmt, ein Konzept zur Messdatenerfassung erstellt und die systemrelevanten Parameter festgelegt. Aufbauend auf der Verortung der Messstellen wird nun damit begonnen eine Auswertelogik zu entwickeln.

## Referenzen

- [Dorner und Fender, 2013] H. Dorner, M. Fender, „Wissenswertes über Netzrückwirkungen. Grundlagen - Anlagen-Gesamtbetrachtung - Simulation - Normgrenzwerte - Maßnahmen zur Netzverbesserung“, VDE-Schriftenreihe – Normen verständlich, Band 145, 2013.
- [Linke 2005] W. Linke, „Netzspannungsqualität und Geräteeigenschaften – ein Normenproblem?“, ETG-Fachtagung, Berlin, 2005.