

Digitalisierung in der Niederspannungsnetzführung

Masterarbeit



Institut für Elektrische Anlagen

Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Georg Maximilian Fleischhacker, BSc.

Betreuer
Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Co-Betreuer
Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schmaranz

Institutsleiter: Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber
A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz / März – 2019



Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei Herrn Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schmaranz von der Kärnten Netz GmbH bedanken, der mir diese Masterarbeit ermöglicht hat und trotz seines dichten Terminkalenders immer Zeit für meine Anliegen gefunden hat. Mit seiner Unterstützung und seiner konstruktiven Kritik hat er mir stets weitergeholfen. Herrn Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner (TU Graz) danke ich für die Betreuung und die Begutachtung meiner Masterarbeit. Seine wertvollen Ratschläge und fachlichen Anmerkungen haben auch zum Gelingen dieser Masterarbeit beigetragen. Weiters möchte ich mich bei Herrn Ing. Mario Liesinger (Kärnten Netz GmbH) bedanken, der mir durch seine Unterstützung bei dieser Arbeit sehr geholfen hat.

Einen besonderen Dank möchte ich meinen Eltern Astrid und Adolf aussprechen, die mir während meiner gesamten Ausbildungszeit mit viel Unterstützung beigestanden sind und mir diesen Weg in finanzieller Hinsicht ermöglicht haben. Ein ganz besonderer Dank gebührt meiner Freundin Amela, die mich auf meinem Weg durch das Studium begleitet hat.

EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 07.03.2019



Georg Fleischhacker

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
2	Komponenten und Systeme der digitalen Niederspannungsnetzführung.....	3
2.1	Niederspannungsnetzführung	3
2.2	Datenquellen und Kommunikation.....	4
2.3	Betriebsmittel des digitalen Niederspannungsnetzes	6
2.4	Smart Meter Technologie	15
3	Smart Meter Projekte – Fallstudien	30
3.1	UPGRID	30
3.2	Vision Step I.....	34
3.3	Rollout-Pilot bei der Rhein Energie AG, Köln	35
3.4	Das E.ON 10.000 Smart Meter Programm in Bayern	37
3.5	Smart Meter Rollout des Stadtwerks Haßfurt	39
4	Analyse und Auswertung von Smart Meter Daten.....	41
4.1	Mindestanforderungen an Smart Meter	41
4.2	Datenlieferung von Smart Meter.....	41
4.3	Verarbeitung von Smart Meter Daten	44
4.4	Auswertung und Analyse von Smart Meter Daten	45
4.5	Kommunikationsprobleme.....	56
4.6	Unterscheidung zwischen Netz- oder Kommunikationsproblem	58
4.7	Erreichbarkeit der Smart Meter basierend auf Erfahrungswerten	61
5	Visualisierung und Anwendung in der Netzführung.....	63
5.1	Datenverschneidung	63
5.2	Möglichkeiten der Darstellung	64
5.3	Visualisierung von Smart Meter Daten	67
5.4	Anwendungsbereiche der Smart Meter Daten.....	77
5.5	Power Snap Shot Analyse.....	98

6	Zukünftige Anwendungsgebiete	101
6.1	Demand Side Management in der Niederspannung	101
6.2	Vehicle-to-Grid	102
6.3	Blindleistungsregelung in der Niederspannung	103
6.4	Netzwiederaufbau (nach einem Blackout)	104
6.5	Netzbetreiber als Kommunikationsanbieter	105
7	Mehrwert	106
7.1	Mehrwert für den Netzbetreiber	106
7.2	Mehrwert für den Netzkunden	109
7.3	Energiewirtschaftlicher Aspekt	110
8	Diskussion	111
9	Literaturverzeichnis	114

Abkürzungsverzeichnis

AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMM	Advanced Meter Management
AMR	Automatic Meter Reading
CRM	Customer Relationship Management
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz
ERP	Enterprise Resource Planning
GIS	Geoinformationssysteme, Geografische Informationssysteme
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for mobile Communication
HES	Head End System
LTE	Long Term Evolution
MDM	Meter Data Management
MUC	Multi Utility Communicator
NC	Network Codes
NOC	Network Operation Center
OSI	Open Systems Interconnection Model
P2P	Point-to-Point
PLC	PowerLine Communication
RF	Radio Frequency
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
RTU	Remote Terminal Unit
SAP	Systeme, Anwendungen und Produkte in der Datenverarbeitung
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
TOR	Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
UMTS	Universal Mobile Telecommunication System
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Kurzfassung

Diese Arbeit befasst sich mit der Frage, ob eine Digitalisierung in Hinblick auf die Beobachtbarkeit der Niederspannungsebene für einen Verteilnetzbetreiber (VNB) einen technischen Vorteil bietet und zu einer schnelleren Fehlerbehebung sowie einer stabileren Netzsituation beitragen kann. Die Basis für die Digitalisierung bildet dabei die Smart Meter Technologie. Im Zuge dessen wird auch der Mehrwert für weitere Aufgabenbereiche eines VNB, wie z.B. Instandhaltung oder auch Netzplanung, herausgearbeitet. Eine wirtschaftliche Analyse wird in dieser Arbeit nicht verfolgt, da eine exakte Erhebung der Kosten zu diesem Zeitpunkt nur sehr schwer möglich ist.

Als Grundlage für diese Fragenstellung dient dabei die Möglichkeit der Digitalisierung des Niederspannungsnetzes, deren Bedeutung in absehbarer Zeit stark zunehmen wird. In der Vergangenheit wurde das Niederspannungsnetz als reines Verbrauchernetz betrachtet, bei dem der Lastfluss einseitig von den konventionellen Erzeugern zu den Verbrauchern erfolgte. Dieses Verhalten ändert sich drastisch aufgrund der dezentralen Einspeisung durch Kleinkraftwerke (Photovoltaik, Kleinwasserkraftwerke, Biomasse, ...). Zudem wird durch das zunehmend verstärkte Aufkommen der Elektromobilität die Netzbelastung im Niederspannungsnetz stark ansteigen. Die zuvor genannten Gründe machen somit eine neue Art der Niederspannungs-Netzführung dringend erforderlich, um die Stabilität in der Niederspannung auch weiterhin gewährleisten zu können.

Um festzustellen inwieweit eine Digitalisierung der Niederspannung möglich und notwendig ist, werden im Hauptteil dieses Dokuments verschiedene Anwendungsbereiche der Smart Meter Technologie analysiert.

Als Nicht-Ziel soll neben der bereits oben erwähnten wirtschaftlichen Betrachtung auch die Sicherheit des IT-Systems nicht näher betrachtet werden. Hackerangriffe und Cyberattacken sind seitens der IT zu berücksichtigen und werden in dieser Arbeit nicht näher betrachtet. Des Weiteren wird in dieser Arbeit auch kein Augenmerk auf die rechtliche Situation in Bezug auf Datenverarbeitung/-speicherung und Weitergabe der Daten an Dritte gelegt.

Schlüsselwörter: Smart Meter, Digitalisierung, Zentralisierung, Niederspannungsnetz, Netzführung, Visualisierung, Monitoring, SCADA, GIS, Meter Data Management, AMIS

Abstract

This master's thesis deals with the question, whether the digitization of the low voltage grid offers technical advantages for distribution system operators (DSO) and contributes to faster fault management as well as improvement of grid performance. This digitization process is based on smart meter technology. Furthermore, added values for other tasks of an DSO, such as servicing or grid planning, should be determined. This thesis does not pursue any economic analysis, as the determination of costs is very difficult at this point of time.

This thesis is focusing on the digitization of the low-voltage grid, as its significance will increase in the near future. In the past, the low-voltage grid has been considered a consumer grid only where the load flow from conventional producers to consumers currently used to be one-sided. This behaviour changes dramatically due to the decentralized energy generation of small-scale power plants (photovoltaic, small hydropower plants, biomass, ...). In addition, the increasing share of electromobility will greatly increase the network load in the low-voltage grid. Therefore, new types of low voltage grid management are required in order to maintain stability of the low voltage grid.

The main part of this document analyses various fields of application of smart meter technology, in order to determine the necessary extent of digitization of low voltage grid.

Safety of IT-systems has not been set as a target of this thesis. Therefore, it has not been considered as well as economic questions. Possible hacking- and cyberattacks have to be taken into account by the IT department and are not considered in this work. Furthermore, the legal situation regarding data processing / storage and disclosure of data to third parties are not taken into account.

Keywords: Smart Meter, Digitization, Centralization, Low-voltage Grid, Grid Control, Visualization, Monitoring, SCADA, GIS, Meter Data Management, AMIS

1 Einleitung

Während der Digitalisierungsgrad der Hochspannungsebene und Großteils auch in der Mittelspannungsebene weit fortgeschritten ist, so ist der Digitalisierungsgrad in der Niederspannungsebene sehr gering.

Man erkannte schon mit der Entwicklung der Computertechnik in den 1980er Jahren, dass die Digitalisierung und somit die Netzüberwachung und die Netzsteuerung von Stromnetzen ein sehr wichtiger Punkt für die Netzentwicklung der Zukunft sein wird. Dahingehend wurden speziell die Hochspannungsnetze mit einem, für damalige Verhältnisse, intelligenten und teildigitalen Leitsystem ausgestattet. Seit den frühen 90er Jahren werden die Prozessleitsysteme ausschließlich auf der Basis von redundanten Windows bzw. Unix Systemen betrieben.

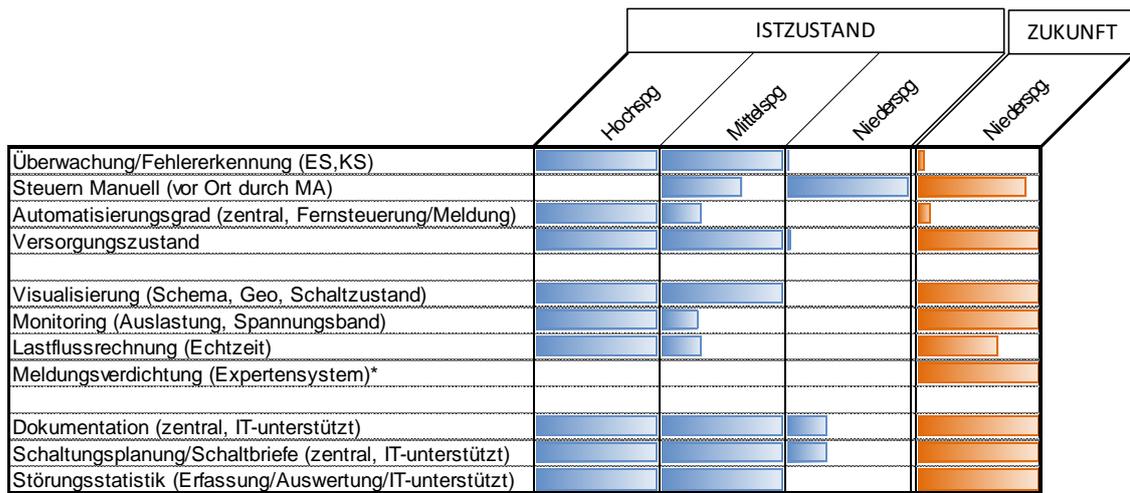
Erst später wurde aufgrund der besseren Regel- und Steuerbarkeit auch die Mittelspannung kontinuierlich digitalisiert und somit in das Prozessleitsystem (meist als „Supervisory Control and Data Acquisition“ (SCADA) bezeichnet) eingebunden. Der aktuelle Digitalisierungsgrad der Mittelspannung ist speziell in Ballungsräumen bereits sehr hoch. Ein nahezu komplettes Abbild des Mittelspannungsnetzes ist im Prozessleitsystem somit zumeist gegeben.

Der Niederspannungsebene wurde hingegen aufgrund des zusätzlichen Aufwandes und der geringen Belastung nur wenig Aufmerksamkeit geschenkt. Die Kosten für eine komplette Überwachung der Niederspannung waren in der Vergangenheit aufgrund der begrenzten technischen Möglichkeiten und der fehlenden Kommunikationsinfrastruktur zu hoch. Mit dem Aufkommen von dezentralen Erzeugungseinheiten und den immer weiter steigenden Strombedarf, speziell in Spitzenlastzeiten, ist der Netzbetreiber gezwungen Investitionen zu tätigen. Üblicherweise wird in solchen Fällen in den Netzausbau, welcher eine Verstärkung der bestehenden Leitungen vorsieht, investiert. Aus rein wirtschaftlicher Sicht rentiert sich ein kostenintensiver Netzausbau in den meisten Situationen nicht, da dieser häufig nur zur Deckung der Lastspitzen betrieben wird und daher nicht auf den kostendeckenden Dauerbetrieb ausgelegt ist. Zudem kann aufgrund des hohen Anteils von dezentralen Erzeugern nicht mehr eindeutig auf die Energieflussrichtung zurückgeschlossen werden. Die hohe dezentrale Einspeisung kann gegebenenfalls sogar zu einer Entlastung des Niederspannungsnetzes führen. Aus den genannten Gründen ist die Abbildung der Niederspannungsebene in ein Visualisierungssystem für die Überwachung äußerst sinnvoll und zukünftig sogar unumgänglich. Der Netzführung werden dadurch neue Wege für die Erkennung von Überlasten und für die Störungsdetektion eröffnet.

Ein wichtiger Punkt ist dabei die Installation der Smart Meter laut der „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)“ bis 2022. (95 % der Anschlüsse). Aufgrund der stetig sinkenden Preise für digitale Mess- und Steuereinheiten (Smart Meter, fernsteuerbare Schaltanlagen) einerseits und andererseits durch den Ausbau der

Kommunikationsinfrastruktur wird der Einsatz von digitalen Einrichtungen für den VNB stetig attraktiver.

Angesichts dieser Situation muss der VNB zukünftig im Stande sein, die zusätzlich anfallende Datenmenge in geeigneter Weise weiterverarbeiten zu können. Die Datenmenge ist dabei aufgrund der Vielzahl von digitalen Messeinrichtungen (Bsp.: Smart Meter in jedem Haushalt) wesentlich höher als jene aus der Mittelspannungsebene. Man rechnet hierbei um eine Zunahme der Datenmenge um das 10- bis 20-fache [1] gegenüber der Mittelspannung.



* wird durch hohe Datenmengen notwendig => auch in MSpg/HSpg sinnvoll

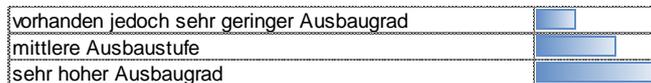


Abbildung 1: Gegenwärtiger und zukünftiger Digitalisierungsstand in der Niederspannungsebene [1]

Damit der VNB die Übersicht behält, sollten jedoch nur netzdienliche Meldungen, wie beispielsweise ein Stromausfall in einem Netzgebiet, angezeigt werden. In weiterer Folge stellt sich nun die Frage, welche Meldungen sind für den Betrieb der Niederspannung für den VNB wichtig bzw. können dementsprechend weiterverarbeitet werden. Angenommen jede Messeinrichtung würde in sehr kurzen Abschnitten Statusmeldungen an das Prozessleitsystem senden, so wäre die zu bewältigende Datenflut enorm. Speziell der Umgang mit diesen Daten soll in dieser Arbeit diskutiert werden und im Anschluss eine Empfehlung für die Datenverarbeitung gegeben werden. Weiters ergeben sich aus dem digitalen Abbild auch einige Vorteile, wie beispielsweise die vollautomatisierte Steuerung von Ortsnetztransformatoren zur Anpassung des Spannungsniveaus und die mögliche Einbindung von Batteriespeichern zur Erhaltung der Netzstabilität in Spitzenlastzeiten.

Zu guter Letzt sollen auch zukünftige Technologien, die bis heute noch keinen Einsatz gefunden haben, diskutiert werden.

2 Komponenten und Systeme der digitalen Niederspannungsnetzführung

2.1 Niederspannungsnetzführung

Die Aufgabe der Niederspannungsnetzführung besteht in der Überwachung und Steuerung (Schalten) des Niederspannungsnetzes (OVE/ÖNORM EN 50110). Dabei müssen neben den ferngesteuerten Anlagen auch die nicht-ferngesteuerten Anlagen miteinbezogen werden. Zu den weiteren Aufgaben der Netzführung zählen das Störungsmanagement sowie die Koordination von Revisionsarbeiten. Alle netzdienlichen und sicherheitstechnischen Informationen laufen bei der netzführenden Stelle zusammen.

Die zentrale Netzleitstelle ist für die Analyse und Überwachung des Verteilernetzes zuständig. Üblicherweise liegt momentan das Augenmerk auf der Mittel- und Hochspannungsebene und im geringeren Ausmaß auf der Niederspannungsebene. Die zentrale Netzleitstelle umfasst unter anderem folgende Aufgaben [2]:

- Analysieren, Regeln und Überwachen des Verteilernetzes und der Netzkomponenten
- Steuern und Schalten
- Bearbeiten von Störmeldungen und Warnmeldungen
- Wiederherstellung einer stabilen Netzsituation
- Erteilung / Rücknahme von Arbeitserlaubnissen an Netzanlagen
- Koordinierung des Netzbetriebes (mit anderen VNB, ÜNB, Kraftwerksbetreibern)
- Dokumentation

Im betrieblichen Back Office werden je nach Unternehmen verschiedene Aufgaben durchgeführt. In dieser Arbeit unterstützt das Back Office die zentrale Netzleitstelle durch verschiedene Tätigkeiten. Die Aufgaben können sein [2]:

- Planung und elektronische Aufbereitung von Schalthandlungen
- Störungs- und Ausfalldokumentation
- Datenimport in das Leitsystem
- Abschaltverständigung von Netzkunden
- Nachträgliche Störungsverortung
- Schadens- und Beschwerdemanagement
- Annahme von störungsrelevanten Kundenanrufe

2.2 Datenquellen und Kommunikation

Jedes Smart Device, welches mit dem Netzleitsystem in der Leitwarte verbunden ist, verfügt über eine sogenannte Remote Terminal Unit, kurz „RTU“. Umgangssprachlich werden die RTU meist als Fernwirkgeräte bezeichnet. Die entstehenden Prozessdaten können mithilfe dieser Geräte über bestehende Netzwerkverbindungen, wie zum Beispiel Power Line Carrier (PLC), optische Glasfaserkabel oder auch über das öffentliche Mobilfunkverbindung übertragen werden. Die Daten werden im Prozessleitsystem nach genormten Protokollen erfasst, gespeichert und entsprechend visualisiert. Hierbei sind nur die Betriebszustände Online und Quasi-Online möglich.

Die folgende Grafik soll die grundsätzliche Funktionsweise einer RTU verdeutlichen:

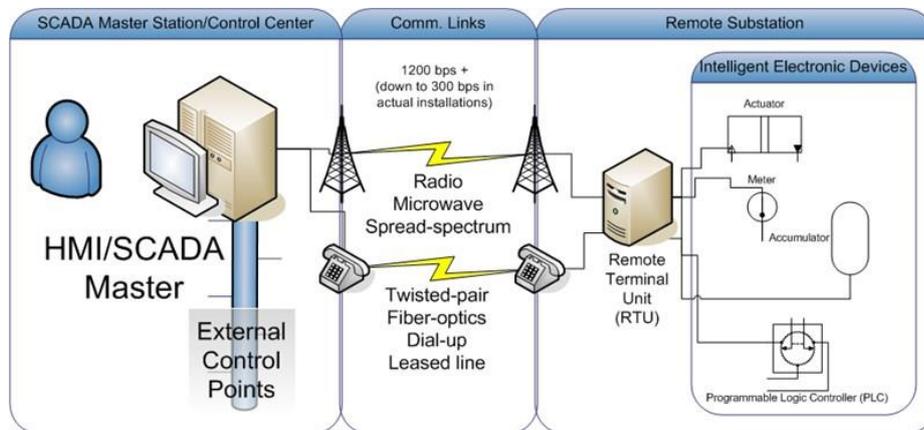


Abbildung 2: Funktionsweise einer RTU [3]

Moderne Smart Meter basieren ausschließlich auf der „Advanced Metering Infrastructure“ System (AMIS) (siehe Kapitel 2.4.4.2.2).

Verbindungsstatus

Wie bereits in der Einleitung erläutert stellt die entstehende Datenflut zukünftig für den VNB eine große Herausforderung dar. Aus diesem Grund muss die Selektion bzw. die Auswertung der Daten nach sehr ausgeklügelten Mechanismen erfolgen, welche beispielsweise eine Störung von einer Spannungsschwankung oder einem Kommunikationsausfall unterscheiden können. Hierfür muss zunächst definiert werden in welchen zeitlichen Abständen die Datensätze von den Smart Devices empfangen werden oder auch angefordert werden müssen.

Im Dokument „Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz – Netzführung 2025“ [1] sind hierfür drei Begriffe definiert worden:

1) **Online**

Der Begriff „Online“ definiert den Zustand einer permanenten Verbindung zwischen zwei Geräten. Die Übertragung ist dabei in Echtzeit möglich. Der wesentliche Vorteil dieser Methode besteht in der zeitlich vollständigen Überwachung und Steuerung der Betriebsmittel. Es kann zu jedem Zeitpunkt eingegriffen werden und gegebenenfalls eine Änderung vorgenommen werden. Als Nachteil kann hierbei der extrem hohe Datendurchsatz genannt werden.

2) **Offline**

Ist es einem Gerät nicht möglich aktiv eine Datenverbindung zu einem anderen Gerät aufzubauen, so wird dieses System als „Offline“ bezeichnet. Falls das Gerät einen Datenspeicher besitzt, kann dieser gegebenenfalls vor Ort mit einem Datenkabel ausgelesen werden. Die Datensätze stehen somit zeitverzögert für die weitere Verarbeitung zur Verfügung. Schalthandlungen müssen vom Monteur an die Netzleitwarte gemeldet werden und im Netzleitsystem manuell nachgeführt werden.

3) **Quasi-Online**

Im „Quasi-Online“ Modus sendet das Gerät die Daten, sobald eine Anfrage stattgefunden hat.

Die Verbindung zwischen den Remote Geräten muss hingegen immer gewährleistet sein. Das heißt, Quasi-Online ist eine Art Kompromiss zwischen der Onlineüberwachung (hohes Datenaufkommen) und Offlineüberwachung (nahezu kein Datenaufkommen). Die Abfrage der Daten erfolgt dabei nach einem vordefinierten Intervall (zeitlich oder aktionsgesteuert) oder alternativ auf Abruf („Mausklick“).

In weiterer Folge muss nun abgeklärt werden, in wie weit welche Geräte online agieren sollen und welche nur Daten infolge einer Abfrage liefern sollen oder können. Hierfür müssen zunächst die Prioritäten der einzelnen Statusmeldungen kategorisiert und dementsprechend zugeteilt werden.

2.3 Betriebsmittel des digitalen Niederspannungsnetzes

Dieses Kapitel befasst sich mit den Komponenten, welche für die Digitalisierung der Niederspannungsnetze notwendig sind. Die folgende Abbildung stellt einen Überblick der verwendeten Betriebsmittel dar, wobei jede Komponente im Anschluss genauer betrachtet wird.

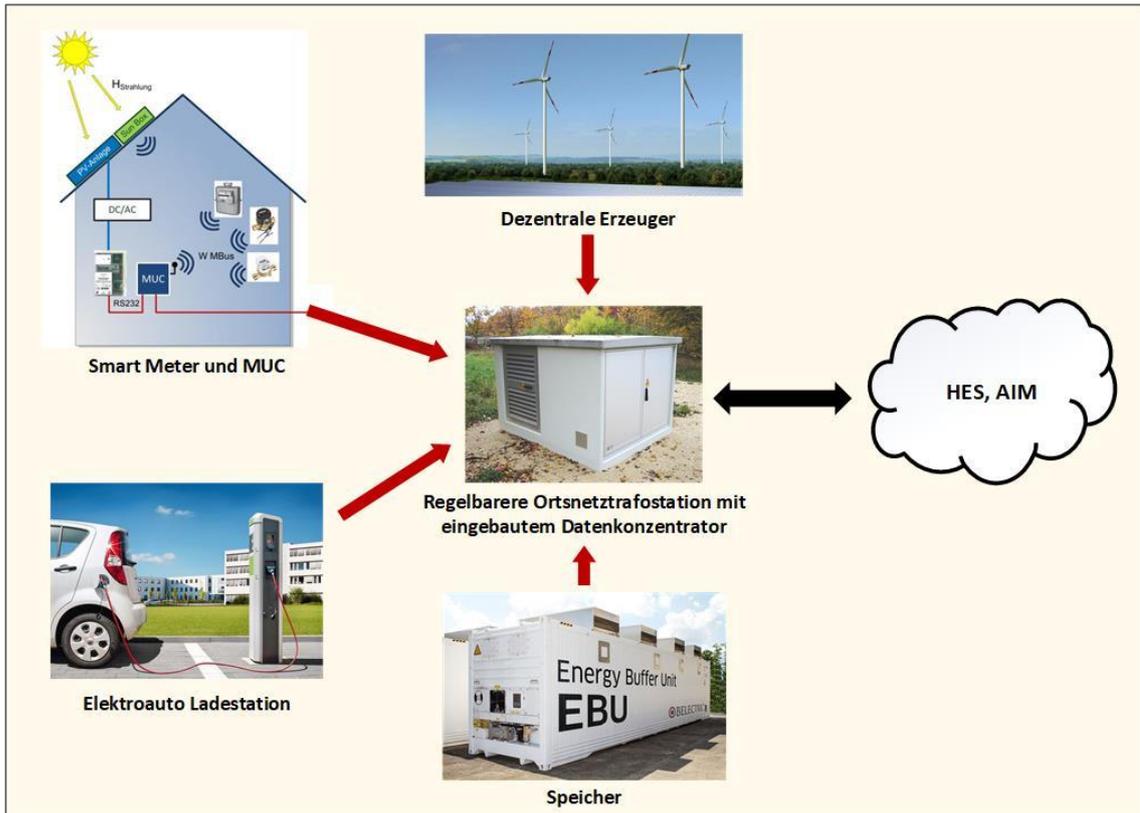


Abbildung 3: Übersicht der Betriebsmittel

2.3.1 Smart Devices

Im Verlauf dieser Arbeit wird des Öfteren von „Smart Devices“ gesprochen. Hierbei sind alle Geräte gemeint, welche über eine Anbindung an das Prozessleitsystem verfügen. Die Anbindung zwischen dem Prozessleitsystem und den Smart Devices erfolgt dabei einerseits über eine RTU (remote terminal unit – „Fernwirkgerät“) für historisch gewachsene Anlagen und andererseits kann die Kommunikation über moderne Datenschnittstellen erfolgen.

Folgende Geräte können beispielsweise als Smart Devices bezeichnet werden:

- Smart Meter
- Regelbarer Ortsnetztransformator
- Dezentrale Erzeugungsanlagen
- Fernsteuerbare Niederspannungsschaltanlagen (wie z.B. Trafostationen)
- Schutzeinrichtungen in der Niederspannung

Den wichtigsten Bereich der „Smart Devices“ stellen die Smart Meter dar, weil die Anzahl dieser Geräte wesentlich höher ist als die restlichen Smart Devices im Netz. Dadurch verursachen die Smart Meter künftig den höchsten Datendurchsatz.

2.3.2 Smart Meter

Im Jahr 2012 wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (BMWFJ) der Startschuss für die Verordnung von intelligenten Messgeräten (IME-VO), basierend auf § 83 Abs 1 EIWOG 2010, gegeben. Diese Verordnung sieht vor, dass 95 % aller österreichischen Stromkunden bis zum Jahresende 2019 mit einem Smart Metern auszustatten sind. Im Gegensatz dazu sieht die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (RL 2009/72/EG) aufgrund einer Kosten-Nutzen-Analyse die Installation von Smart Metern bei mindestens 80 % der Stromanschlüsse vor. Aus heutiger Sicht stellt das Erreichen der 80 % Roll-Out-Quote für die Netzbetreiber ein ambitioniertes Ziel dar. Im Dezember 2016 lag die Abdeckungsrate in Österreich bei lediglich 8,5 % (519.000 Zähler) [4].

Für die Digitalisierung der Niederspannung ist der Einsatz von modernen Smart Metern unumgänglich. Diese sind dabei in der Lage Verbrauchswerte oder Netzzustandswerte dem Versorgungsnetzunternehmen eigenständig zu übermitteln. Des Weiteren bilden sie auch die Basis für zukünftige Smart Grids. Im Gegensatz zu den gegenwärtigen Ferraris-Zählern bieten Smart Meter die Möglichkeit über die bidirektionale Kommunikation auch Steuerbefehle auszuführen. Der Funktionsumfang eines modernen Smart Meters ist einerseits vom Hersteller und andererseits von den regulatorischen Einschränkungen abhängig [5].

Grundsätzlich ist es nicht möglich den Einbau von Smart Metern zu verweigern. Der Endkunde hat laut der „Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung“ (IME-VO) die Möglichkeit die Smart Meter Funktionalitäten abzulehnen (Opt-Out). Wird vom Kunden ein Opt-Out gewählt, so muss dies eindeutig am Zähler über einen Indikator (LED oder Benachrichtigung am Display) erkennbar sein. Die Monats-, Tages- und Viertelstundenwerte werden somit weder gespeichert noch an den Messstellenbetreiber übertragen. Hingegen darf der Messstellenbetreiber für Ausnahmезwecke eine Anfrage an den Smart Meter senden, um die aktuellen Zählerinformationen zu erhalten. Weiters darf im Falle eines Lieferantenwechsels, oder einer Tarif- oder Preisänderung ein Eingriff erfolgen.

2.3.3 Datenkonzentratoren und Multi Utility Communicator (MUC)

Ein Datenkonzentrator, welcher sich meist im Ortsnetztransformator befindetet, basiert auf den Funktionen eines Gateways. Gateways übernehmen in der Informationstechnologie im Allgemeinen die Aufgabe eines Verbindungsgliedes zwischen zwei Informationssystemen. Ein Gateway kann in allen sieben Ebenen des OSI-Modells

angetroffen werden, da hier keine genaue Definition des Aufgabenbereiches vorliegt, und dient daher als Oberbegriff für viele Anwendungen (Datenkonzentrator, MUC, Kommunikationsschnittstellen, etc.). Das OSI-Schichtmodell ist das Referenzmodell für Netzwerkprotokolle und beschreibt, wie die Kommunikation von unterschiedlichen technischen Systemen funktioniert [6]. Im Sinne der Digitalisierung des Niederspannungsnetzes haben Gateways (Datenkonzentratoren) die Aufgabe die Daten der topologisch zugeordneten Smart Meter zu sammeln und weiterzuleiten.

Ein Multi Utility Communicator (MUC) basiert auf dem gleichen Funktionsprinzip wie ein Datenkonzentrator. Im eigentlichen Sinne handelt es sich dabei um ein Gateway, welches zudem noch aktive Eingriffe in die angeschlossene Infrastruktur durchführen kann.

In der Literatur werden Datenkonzentratoren und MUCs oft miteinander für die gleiche Aufgabe eingesetzt. Dies sorgt leider für Verwirrung und sollte aus diesem Grund gesondert betrachtet werden, obwohl die Bezeichnung in beiden Hinsichten korrekt ist. In dieser Arbeit werden Datenkonzentratoren für die Sammlung der Smart Meter Daten verwendet. Zusätzlich ist der Datenkonzentrator in der Lage die Art der Kommunikationsverbindung zu ändern (z.B.: von PLC auf LWL). Der Konzentrator befindet sich dabei meist in der nächstgelegenen Trafostation. In folgender Abbildung wird der schematische Aufbau dargestellt:

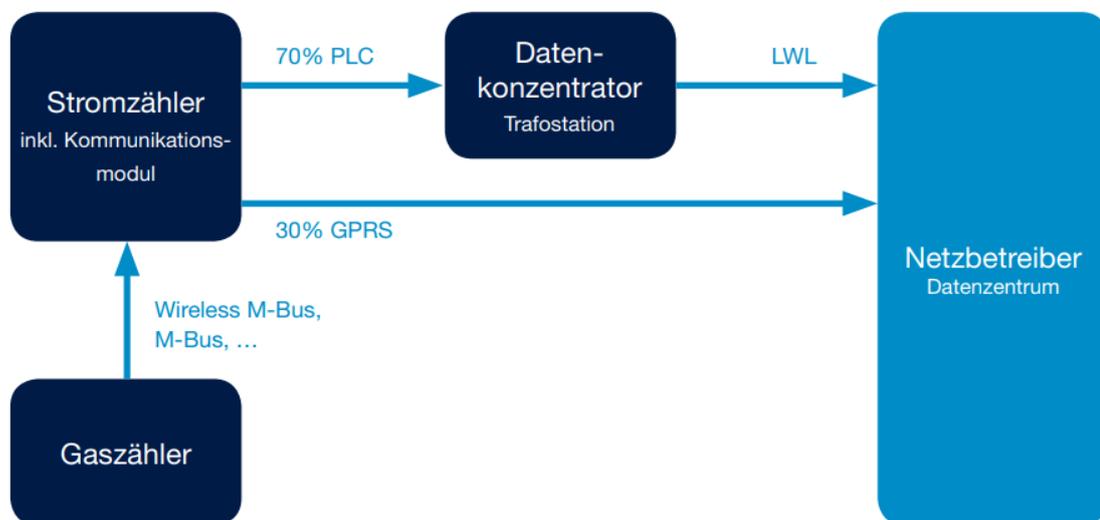


Abbildung 4: Datenkonzentrator als Bestandteil einer Trafostation [7]

In einer PwC-Studie [7] geht man nach dem vollendeten Roll-Out-Prozess davon aus, dass ca. 70 % der Smart Meter per PLC und 30 % über Funk verbunden werden.

Ein MUC kann einerseits als Datensammler innerhalb eines Wohn- bzw. Industriekomplexes zum Einsatz kommen, um hier die Messdaten der Zähleinrichtungen

zu sammeln und andererseits als Kommunikationsschnittstelle in einen Smart Meter eingebaut sein. Der MUC-Anschluss eines Smart Meters bildet somit die Grundlage für die spätere Einführung von Smart Grids. Dabei unterstützt dieser Anschluss mehrere Technologien und Protokolle, wie z.B. den M-Bus, Wireless M-Bus, PLC und TCP/IP. An einem MUC können unter anderem folgende Geräte angeschlossen werden:

- Digitale Stromzähler
- Digitale Gaszähler
- Digitale Wasseruhren
- Speichersysteme
- Lademanagement von Elektroautos
- Energieerzeuger (Photovoltaik, Biogas, Windkraft, etc.)

In Abbildung 5 werden die Anschlussmöglichkeiten von Sensoren und Aktoren an einen MUC dargestellt:

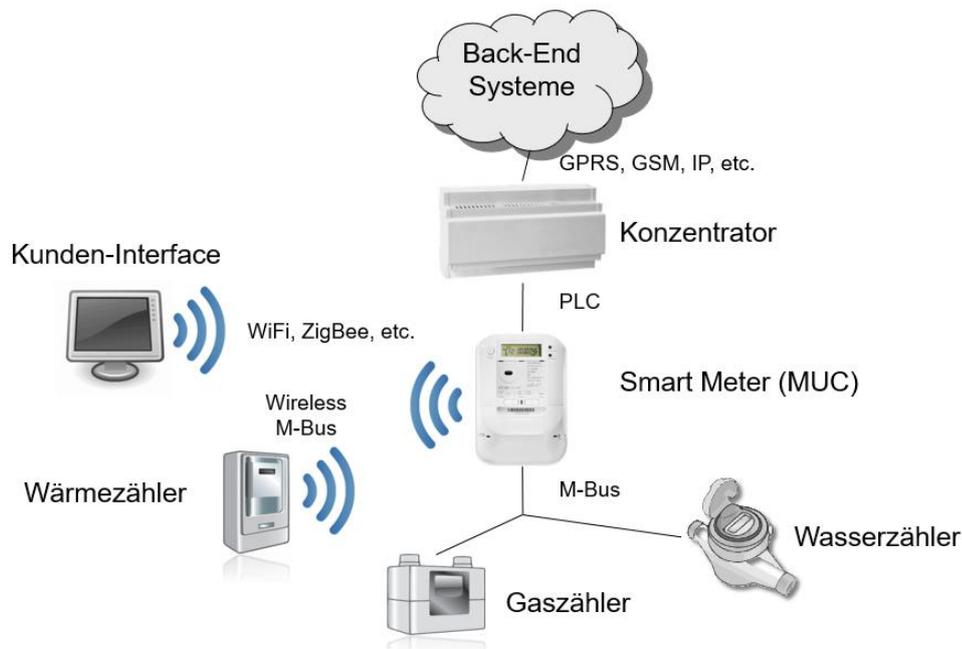


Abbildung 5: Beispiel eines Smart Meter mit MUC Anschluss [8]

2.3.4 Fernsteuerbare Ortsnetzstation

Aktuell verfügt nur eine geringe Anzahl von Ortsnetztransformatoren über eine Fernwirkeinrichtung, welche es ermöglicht Daten fernzumelden bzw. Schalthandlungen durchzuführen. Die Überwachung und Steuerung spielte für den VNB bisher nur eine untergeordnete Rolle. Der Großteil der vorhandenen Stationen kann bei den meisten VNB ausschließlich vor Ort geschaltet werden und der aktuelle Zustand ist im Prozessleitsystem nur offline verfügbar [9]. Jede Schalthandlung, welche üblicherweise von einer Person mit Schaltbefugnis durchgeführt wird, muss telefonisch der Netzleitwarte mitgeteilt und händisch in das Prozessleitsystem übertragen werden.

Messeinrichtungen sind in Ortsnetztransformatoren gegenwärtig, bis auf das Vorhandensein von Kurzschlussanzeigern, nur im geringen Ausmaß installiert. Eine Messung erfolgt daher meist nur in einem Umspannwerk auf der Mittelspannungsebene und lässt daher keine genaueren Rückschlüsse auf die Spannungs- und Stromverhältnisse im untergeordneten Netzgebiet zu.

Durch die Integration von Smart Metern und dessen Kommunikationsanbindung über PLC müssen Ortsnetzstationen weitgehend digitalisiert werden. Ein vollständiges Monitoring ist erst dann möglich, sobald der Rollout der Smart Meter komplett abgeschlossen ist und jede Trafostation über eine Messeinrichtung mit einem Gateway/RTU verfügt (Intelligente Ortsnetzstationen). Der Netzzustand könnte dadurch ebenfalls jederzeit erfasst werden und es ergeben sich daraus weitere Möglichkeiten für den VNB [10], [11]:

- Überwachung der Spannung – Optimale Ausnutzung des Spannungsbandes
- Integration von Kurzschluss- und Erdschlussrichtungserfassung
- Fernsteuer- und Fernmeldefunktionen zur Steuerung und zum Monitoring
- Anzeige sowie Überwachung der Netzqualität
- Einbindung von regelbaren Verteiltransformatoren zur Spannungshaltung
- Schnelle Wiederversorgung durch Fernauslesung der Kurzschlussanzeiger

Die Kommunikation zu Ortsnetztransformatoren muss teilweise über öffentliche Funkdienste erfolgen (GSM/GPRS/UMTS/LTE), da oft keine eigenen Kommunikationsverbindungen (LAN, LWL) vorhanden sind.

2.3.5 Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

Der regelbare Ortsnetztransformator stellt eine sinnvolle Erweiterung in stark belasteten Verteilernetzen dar. Durch die Einbindung von Smart Metern erschließen sich weitere Möglichkeiten, um den Spannungsverlauf entlang des Niederspannungsnetzes zu überwachen und gegebenenfalls vollautomatisiert zu regeln. Die Weitbereichsregelung sowie die Nahbereichsregelung ermöglichen dabei die Anpassung des Spannungsniveaus des untergeordneten Netzgebietes entsprechend der aktuellen Spannungswerte von Smart Devices (z.B. Smart Meter). Bei der Weitbereichsregelung wird der Transformator auf der Mittelspannungsseite so geregelt, dass sich die Spannung im nachfolgenden Unterspannungsnetz innerhalb des Toleranzbereiches bewegt. Dies erfolgt in erster Linie auf der Basis von Spannungsmessungen aus Ortsnetzstationen. Die Nahbereichsregelung hingegen bezieht ihre Spannungsmesswerte von Messgeräten aus dem Niederspannungsnetz wie zum Beispiel Smart Meter oder andere Fernwirkgeräte.

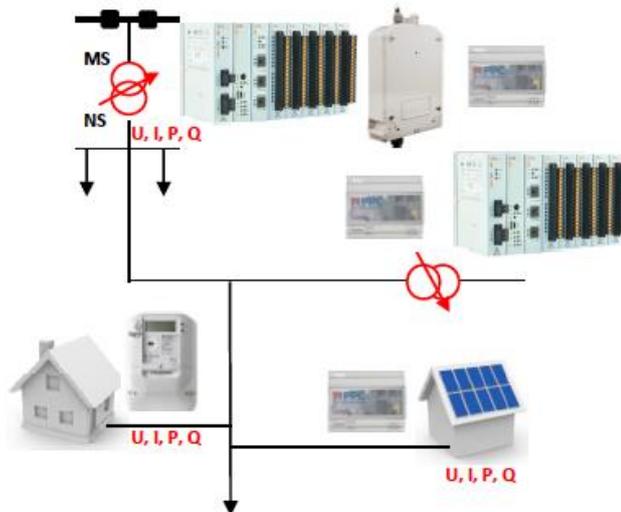


Abbildung 6: Nahbereichs- und Längsregelung zur Spannungsstützung [10]

Eine weitere Möglichkeit zur gezielten Spannungsregelung ergibt sich durch den Einsatz von Längsregeltransformatoren (Nahbereichsregelung). Der Sollwert für den Längsregler wird aus den Messwerten der nachgelagerten Smart Devices gebildet [10]. Eine mögliche Kombination von Nahbereichs- und Längsregelung wird in Abbildung 6 dargestellt.

Folgende Abbildung zeigt einen schematischen Aufbau eines RONT:

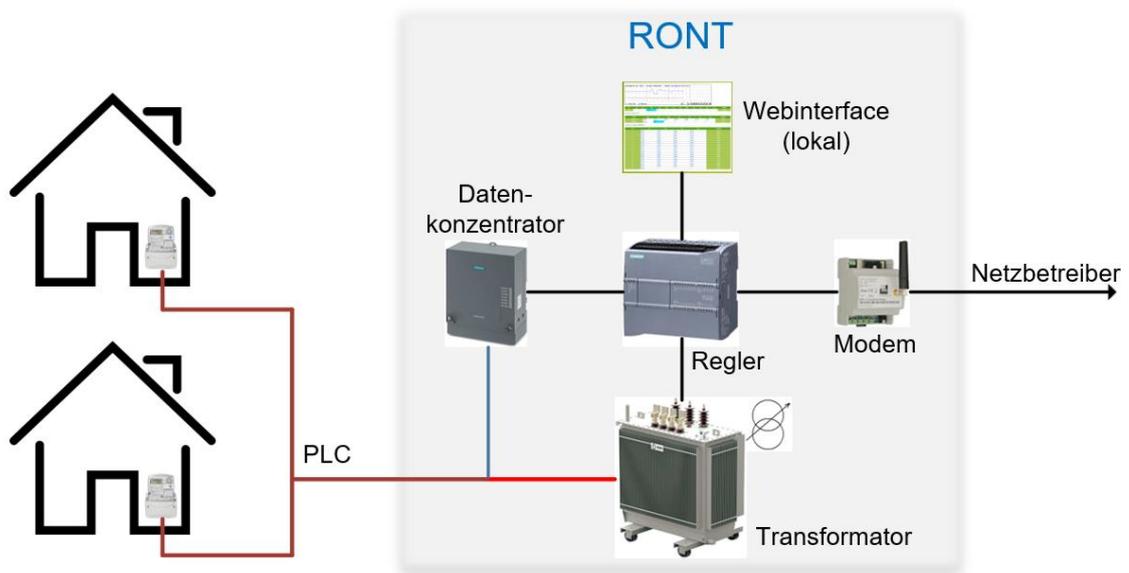


Abbildung 7: RONT - Steuerung bei einem Netzbetreiber

Die Kommunikation erfolgt dabei über LAN, welches die RTU, das Gateway und den Stufensteller über einen Switch miteinander verbindet. Weiters können die Daten auch lokal über den Switch abgeholt werden. Die in Abbildung 7 dargestellte Steuer- und Kommunikationselemente werden, wie in folgender Abbildung ersichtlich ist, in der Transformatorstation untergebracht:



Abbildung 8: Beispiel einer Steuerinfrastruktur im RONT [12]

2.3.6 Steuerbare Lasten

Eine weitere Möglichkeit der Digitalisierung des Niederspannungsnetzes besteht in der Integration von steuerbaren Lasten, wie beispielsweise elektrische Heizungen, Warmwasseraufbereitung (Boiler) und Wärmepumpen. Weiters stellt die Steuerung von industriellen Anlagen (Demand Side Management) ein weiteres Einsatzgebiet dar. Allen gemein ist die Verbindlichkeit der Kommunikation mit dem Verteilnetzbetreiber bzw. mit dem Energielieferanten. Die Steuerung erfolgt gegenwärtig über die Tonfrequenz-Rundsteuerung, welche eine sehr einfache Form einer PLC Kommunikation darstellt und unidirektional ist. Die sehr niedrige Datenrate limitiert die dabei möglichen Steuerbefehle und schränkt damit den Funktionsumfang stark ein. Darüber hinaus ist die Beeinflussung der Amplitude gegenüber der Smart Meter PLC Kommunikation wesentlich größer (1 % - 8 %). Die Smart Meter Einführung bietet aufgrund der höheren Datenrate und der bidirektionalen Kommunikation wesentliche Vorteile. Einerseits können Lasten variabel gesteuert werden und andererseits ist eine bessere Überwachung der Lasten möglich. Werden die entsprechenden technischen sowie gesetzlichen Rahmenbedingungen geschaffen, kann auf die Tonfrequenz-Rundsteuerung verzichtet werden. Weiters könnte es, wegen dem Wegfall der Tonfrequenzsteuerung, zu einer Kostenoptimierung kommen.

2.3.7 Steuerbare dezentrale Einspeiser

Aufgrund der Liberalisierung des Energiesektors und der Verfügbarkeit neuer kostengünstiger Technologien wird die Errichtung dezentraler Einspeiseanlagen stark vorangetrieben. Dieser Trend stellt den Netzbetreiber vor neue Herausforderungen, da die Einspeisung und somit auch die Netzbelastung nur mehr schwer vorhersehbar ist. Diese Unplanbarkeit führt weiters zu einer schlechten Ausnutzung der Übertragungskapazitäten und auch zu vermehrten Spannungsproblemen. Aus den genannten Gründen ist es für den Netzbetreiber daher erstrebenswert zukünftig auch die Daten der dezentralen Erzeugungseinheiten zu überwachen. Eine Kommunikationsinfrastruktur, speziell für die kleineren dezentralen Erzeugungsanlagen, ist jedoch aktuell nur in einem sehr geringen Ausmaß verfügbar.

Nach den Binnenmarkttrichtlinien des freien Netzzuganges ist es den Netzbetreibern nicht erlaubt einen direkten Eingriff auf die Erzeugungsleistung vorzunehmen. Eine Ausnahme besteht laut TOR Richtlinie (Abschnitt D4) für Erzeugungsanlagen über 100 kW, um somit die Aufrechterhaltung der Netzstabilität zu gewährleisten. Ein direkter regeltechnischer Eingriff ist auch hier nicht erlaubt aber der Netzbetreiber darf eine Sollwertvorgabe vornehmen, die unverzüglich bindend ist. Die Angabe kann dabei in Prozentwerten der Bemessungswirkleistung erfolgen. Ab dem 27.04.2019 gelten die von der europäischen Kommission verordneten Network Codes (NC) (RfG-VO) welche unter anderem den Anschluss von Erzeugungseinheiten regelt [13]. Die NC wurden von der europäischen Kommission eingeführt, um den europaweiten Strombinnenmarkt zu manifestieren. Die vorherigen Netzzugangs- und Netzbetriebsregelungen (TOR) wurden auf nationaler Ebene (teils subnationaler Ebene) geregelt und hindern eine effiziente Abwicklung des Stromhandles im EU-Raum. Die NC sind auf EU-Verordnung von der Europäischen Kommission erlassen worden und somit bindend.

Zukünftig wäre es denkbar, dass der Netzbetreiber einen direkten Zugriff auf die dezentralen Erzeugungseinheiten erhält um dadurch die Spannungsstabilität sowie den Lastfluss besser steuern zu können. Die Voraussetzung dafür ist, dass der Anlagenbetreiber eine Erlaubnis dafür ausspricht und gesetzliche Regelungen geschaffen werden. Für die Realisierung wäre eine leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur zwischen der Leitstelle und der dezentralen Anlage notwendig. Die Kommunikation könnte dabei direkt über eigene Standleitungen und Wählverbindungen zu dem Netzbetreiber erfolgen oder auch über die zukünftige Infrastruktur der Smart Meter [14].

Wie bereits beschrieben, kommt es durch die dezentrale Einspeisung auch zu Spannungsänderungen entlang der Versorgungsleitungen. Eine Messung dieser Potentialänderung ist speziell bei Einspeisern mit geringer Leistung nicht vorgesehen und führt dazu, dass die Endkunden, welche am weitesten vom Transformator entfernt sind, mit starken Spannungsänderungen konfrontiert werden. Durch die Einbindung von Smart Devices ist die Spannungsverteilung entlang der Leitung bekannt und kann gegebenenfalls durch regelbare Ortsnetztransformatoren angepasst werden [11].

2.3.8 Speicher

Die Anwendung von Energiespeichern in Mittel- und Niederspannungsnetzen wird seit mehreren Jahren von den Verteilnetzbetreibern intensiv diskutiert. Die Investition in diese Speicher galt aufgrund der hohen Errichtungskosten bis vor kurzem noch als nicht rentabel.

Die aktuell gültigen Rahmenbedingungen und die stark fallenden Speicherpreise ermöglichen zukünftig einen Einsatz von Großspeicheranlagen. Pilotprojekte werden zeigen, ob sich Speicheranlagen sinnvoll in die Netzinfrastruktur integrieren lassen. Der Vergleich verschiedener Alternativen (z.B. Netzausbau, Demand Response, Erzeugungsmanagement, etc.) zeigt, dass durch eine Mehrfachnutzung sowie die volkswirtschaftlichen Aspekte eine Integration von Speichersystemen durchaus empfehlenswert ist. Neben der reinen Energiespeicherung können Großspeicher auch in folgenden Netzsituationen eingesetzt werden:

- Zeitlicher Aufschub des Netzausbaus
- Verbesserung der Spannungsqualität
- Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Inselbetrieb)
- Bereitstellung von Kurzschlussströmen
- Verlustminderung
- Bereitstellung von Regelenergie
- Steuerung der Lastflussrichtung

Die Kommunikation der Speicher erfolgt über eine RTU, wobei die Steuerungssoftware der Energiespeicher vom Hersteller abhängig ist. Die Integration der Daten in SCADA ist von den meisten Herstellern vorgesehen. Die Steuerung kann dabei vollautomatisiert erfolgen, d.h. es ist kein Eingriff von außen notwendig, um die Spannungsqualität zu gewährleisten. Andererseits kann durch die Vorgabe von aufgenommener bzw. abgegebener Energie ein gezielter Netzeingriff stattfinden.

2.3.9 Elektroauto Ladestationen

Der aktuelle Trend in Richtung Elektromobilität stellt den Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Einerseits gilt es die benötigte Energie zum Laden von Elektroautos zur Verfügung zu stellen, andererseits muss das Netz für die enormen Ladeströme zukünftig gerüstet sein. Ein intelligentes Ladesystem könnte die Ladeleistung entsprechend anpassen, so dass der stabile Netzbetrieb nicht gefährdet wird.

Der Einsatz von moderner Smart Meter Technologie hilft den Netzbetreibern im Hinblick auf die Netzplanung. Kritische Netzengpässe können so vorab lokalisiert und ein gezielter Netzausbau betrieben werden. Die Lastprofile der Haushalte werden sich aufgrund des Ladeverhaltens drastisch ändern. Bisher wurden die Anschlussleistungen je Haushalt aufgrund der Gleichzeitigkeit zwischen 1 kW und 4 kW berechnet. Konventionelle Planungsansätze stoßen mit steigender Durchdringungsrate der

Elektromobilität schnell an ihre Grenzen. Um dem entgegenzuwirken müssen zukünftig verschiedene Ansätze verfolgt werden. Über tarifliche Anreize könnte man den Endkunden dazu bewegen, die Ladeleistung in Spitzenlastzeiten zu reduzieren. Eine weitere Möglichkeit wäre die Integration eines intelligenten Lademanagements, welches die Ladeleistung durch eine aktive Kommunikation zum Verteilnetzbetreiber optimal an die Netzbelastung anpasst. Ist die Umsetzung dieser Maßnahmen nicht zielführend, so kann über einen Netzausbau nachgedacht werden. Die hohen Ladeleistungen verursachen einen starken Einbruch des Spannungsniveaus, welches den Grenzwert von -10 % der Nennspannung nicht unterschreiten darf. Die hier genannten Ansätze haben alle gemein, dass eine Überwachung der Niederspannungsebene stets gegeben ist.

2.4 Smart Meter Technologie

2.4.1 IT-Infrastruktur für Smart Devices

Die Einführung einer wirtschaftlichen und vor allem stabilen Kommunikation zu den bestehenden Smart Devices ist die Voraussetzung für eine problemlose Einbindung in die bestehenden Prozesse. Dazu gehört neben der benötigten Infrastruktur auch eine ausgeklügelte Softwareumgebung, welche die Kommunikation möglichst detailliert und effizient gestaltet. Einigen Parametern werden durch die Vorgaben aus dem Elektrizitätswirtschafts- und Kommunikationsgesetz Grenzen gesetzt. Daher stellt die richtige Auswahl der Smart Meter, der Kommunikationssysteme und der verwendeten Softwareprodukte eine besondere Bedeutung dar [5].

Grundsätzlich unterscheidet man bei Smart Metern zwischen zwei verschiedenen Datensätzen:

1) Messdaten („Meter Readings“ oder Zeitreihen)

Der Smart Meter Datensatz umfasst unter anderem Spannungs- und Stromwerte, Frequenzmessungen und Zählerstände. Weiters werden die Daten, welche über den M-Bus von anderen Zählern empfangen werden, auch im Smart Meter als Datensatz weitergeleitet.

2) Meldungen („Events“)

Meldungen können vom Smart Meter zum Netzbetreiber gesendet werden oder auch in umgekehrter Reihenfolge vom Netzbetreiber zum Smart Meter. Als Beispiel kann hier ein Netzfehler genannt werden, bei dem eine Unterspannung eintritt. Der Smart Meter meldet nun die Unterspannung an den Netzbetreiber und muss nicht zwingend auf die Datenabfrage warten. Im Bedarfsfall, falls keine Verbindung besteht oder die Meldungen nur eine geringe Priorität besitzen, können diese auch im Speicher zur späteren Auslesung abgelegt werden.

2.4.2 Kommunikationstechnologie

Eine stabile Kommunikationsinfrastruktur bildet den Grundpfeiler für die moderne Smart Meter Technologie. Die größte Anforderung an die Übertragungsstrecke wird dabei auf die maximale Zuverlässigkeit gelegt. Die dabei anfallende Datenmenge ist in Anbetracht der hohen Anzahl an Smart Metern sehr gering. Nach dem heutigen Prinzip arbeiten Smart Meter daher in den meisten Fällen im quasi-online Modus. Zukünftig strebt man allerdings die Übertragung der Daten in nahezu Echtzeit an, was allerdings eine starke Zunahme der Datenmenge mit sich führt.

Die Kommunikation zwischen den Smart Metern und dem übergelagerten System kann durch folgende Technologien erfolgen:

- **PLC (Power Line Communication)**

Bei der PLC-Übertragung handelt es sich um ein Trägerfrequenzverfahren. Der wesentliche Vorteil dieser Technologie besteht darin, dass bereits bestehende Übertragungsleitungen durch die Modulation von einer oder mehrerer Trägerfrequenzen verwendet werden können. Im Bereich der Energietechnik werden die vorhandenen Stromleitungen mit der jeweiligen Trägerfrequenz beaufschlagt. Daraus ergibt sich eine einfache und kostengünstige Möglichkeit Signale vom Smart Meter an den Datenkonzentrator weiterzuleiten. Auch eine schnelle Installation der Zähler wird durch das Vorhandensein der Zuleitungen als Signalleitung ermöglicht.

Ein wesentlicher Nachteil der PLC-Kommunikation ergibt sich durch ihren schmalbandigen Frequenzbereich. Die daraus resultierende geringe Datenrate schränkt die Skalierbarkeit stark ein. Bereits wenn mehrere Zähler gleichzeitig Daten an den Datenkonzentrator senden, kann es zu Störungen in der Übertragung kommen. Zudem ist die Störanfälligkeit des schmalen Frequenzbandes sehr hoch. Speziell Umrichter (z.B. Photovoltaik-Wechselrichter), welche in diesem Frequenzbereich schalten, limitieren die mögliche Bandbreite und schränken damit die Kommunikation stark ein. Aufgrund des begrenzten Signalpegels und der starken Störanfälligkeit darf der Übertragungsweg 300 m – 400 m nicht übersteigen. Eine Erhöhung der Signalleistung würde zu einer Verbesserung der Übertragungsqualität (Signal-Rauschen-Verhältnis (SNR) wird größer) führen. Dies ist aus Gründen der EMV aber oft nicht möglich, da die gesetzlich vorgeschriebenen Abstrahlungsgrenzwerte nicht überschritten werden dürfen. Oft sind die Verbraucher im Niederspannungsnetz weiter als 400 m von dem Datenkonzentrator entfernt. Daher besitzt jeder Smart Meter eine Repeater-Funktion. Das heißt, dass die jeweiligen Signale von dem nachgeschalteten Smart Meter verstärkt weitergegeben werden und somit der effektive Übertragungsweg wesentlich verlängert wird.

Die Frequenznutzung im Mittel- wie auch im Niederspannungsnetz wird nach der europäischen CENELEC Norm EN 50065 festgelegt. Hierbei ist der Frequenzbereich von 3 kHz bis 148,5 kHz für den PLC-Betrieb vorgesehen. Energieversorger dürfen dabei

den Bereich von 3 kHz bis 95 kHz nutzen, wobei der obere Bereich ausschließlich für die private Nutzung zur Verfügung steht. Der maximal zulässige Signalpegel wird auch durch die CENELEC Norm festgelegt. Der zugelassene Signalpegel ist dabei im privaten Bereich niedriger als im öffentlichen Bereich [15].

Aktuell kommt bei Smart Metern die PLC G3 Übertragungstechnologie zum Einsatz. Die Weiterentwicklung der PLC G3 Technologie nennt sich PRIME (siehe 2.4.3.2) und erhöht die maximal mögliche Bandbreite.

Eine weitere Möglichkeit stellt das Breitband-Powerline (BPL) dar. Hierbei ist das Frequenzband ca. 300-mal breiter als bei der Schmalband-Übertragung. Dies führt dazu, dass wesentlich höhere Übertragungsgeschwindigkeiten erreicht werden können (bis 30 Mbit/s). Durch das breite Frequenzband wird auch die Stabilität der Verbindung wesentlich gesteigert und es können Echtzeitanwendungen ausgeführt werden. Zudem kann BPL neben der Datenübertragung für Smart Meter auch für andere datenintensive Anwendungen, wie beispielsweise Breitbandinternet verwendet werden. Dadurch wird es den VNB ermöglicht neben der Stromverteilung auch Kommunikationsdienste anzubieten.

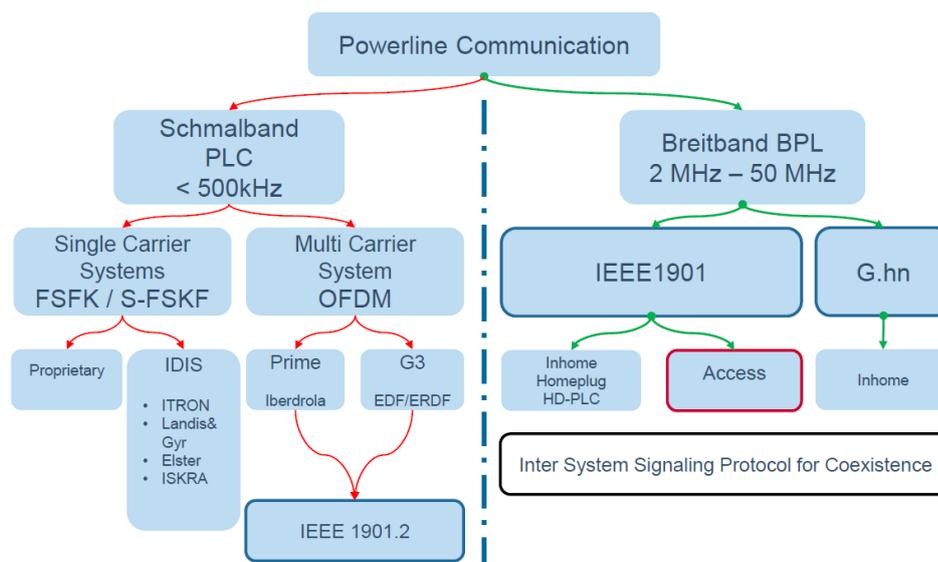


Abbildung 9: Arten der Powerline Kommunikation [16]

• **Mobile Kommunikation (GSM, UMTS, LTE) - Point-to-Point (P2P) Smart Meter**

Eine mobile Datenanbindung erfolgt meist bei Smart Metern, bei denen es aus technischer sowie wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll ist eine PLC Kommunikation einzurichten. Die P2P-Zähler sind dabei mit einem Kommunikationsmodul und einer SIM-Karte ausgestattet. Eine Point-to-Point Verbindung ist eine Direktverbindung zwischen zwei Kommunikationsgeräte. Hier also vom Monitoringsystem zum Smart Meter. Ein großer Vorteil dieser Technologie besteht in der sehr einfachen Installation und Konfiguration. Weiters sind keine zusätzlichen Komponenten, wie

Übertragungsleitungen, erforderlich. Der Nachteil der Kommunikation über Mobilfunk ist die Abhängigkeit von einem Mobilfunknetzbetreiber und die daraus entstehenden laufenden Betriebskosten. Nicht an jedem Standort kann eine ausreichende Signalqualität garantiert werden und erfordert daher externe Antennen, welche meist außerhalb des Gebäudes angebracht werden müssen. Als VNB wird man keine Zustimmung für die Installation von externen Antennen bei den Kunden bekommen und daher ist dies keine ideale Lösung. Weiters stellt die hohe Auslastung des Mobilfunknetzes ein Problem für eine akkurate Datenübertragung dar.

GSM, GPRS bzw. EDGE stellt dabei die langsamste aber ausreichend schnelle Übertragungstechnologie dar (max. 220 kBit/s). Sie kommt vor allem in schwach besiedelten Gebieten zum Einsatz, da hier der Netzausbau keine schnellere Übertragungstechnik zulässt [15].

Die Weiterentwicklung von GSM, GPRS und EDGE stellt UMTS und LTE dar. UMTS steht hier durch die Anwendung der HSDPA und HSUPA Technologie eine maximale Datenrate von 14,4 Mbit/s (Down) und 5,8 Mbit/s (Up) zur Verfügung. Die vierte Generation in der Mobilfunktechnik (kurz 4G, LTE) schafft hier Datenübertragungsraten von 100 MBit/s im Download bzw. 50 Mbit/s im Upload. Diese hohen Datenraten ermöglichen sehr geringe Latenzzeiten und sind damit für den Einsatz in Echtzeitsystemen geeignet [15].

- **DSL**

Die meisten privaten Breitbandinternetanschlüsse arbeiten mit der DSL (Digital Subscriber Line) Technologie. Dabei haben sich über die Jahre viele verschiedene Versionen etabliert. Unter anderem ist die ADSL und VDSL Technik weit verbreitet. ADSL gilt als direkter Nachfolger der POTS (analog) und ISDN (digital) Technik und ermöglicht dadurch eine wesentlich schnellere Datenübertragung von bis zu 24 Mbit/s im Download und 3,5 Mbit/s im Upload. VDSL ist wiederum eine Weiterentwicklung von ADSL und ermöglicht Übertragungsraten von bis zu 400 Mbit/s im Download [15].

Ein wesentlicher Vorteil dieser Technologie basiert auf der sehr hohen Datenrate und der zuverlässigen Verbindung. Es können somit Echtzeitanwendungen problemlos ausgeführt werden. Die wesentliche Problematik der DSL Verbindung liegt in der zusätzlichen baulichen Anforderung und dadurch in den höheren Kosten. Zusätzlich zu den vorhandenen Stromleitungen muss daher eine Signalleitung (Telefonanschluss) verlegt werden, falls diese noch nicht vorhanden ist. Ist dieser Anschluss bereits vorhanden, so muss der Kunde mit der Mitnutzung seitens des VNB einverstanden sein (Eigentümergeeinverständniserklärung). Weiters ist der VNB nicht nur vom Hauseigentümer, sondern auch vom Netzwerkprovider abhängig und muss sich gegebenenfalls an den anfallenden (monatlichen) Kosten beteiligen. Aus den genannten Gründen ist die Datenkommunikation über DSL für einen Verteilnetzbetreiber nicht erstrebenswert und wird weitgehend vermieden.

- **Netzwerkanbindung/LWL**

Verbindungen über LWL oder einem LAN Netzwerk werden als sehr zuverlässig angesehen und ermöglichen die mit Abstand höchsten Datenraten (über 1 Gbit/s). Ein derart hoher Datendurchsatz ist seitens des VNB nicht notwendig und daher sollte dies nicht als Vorteil gewertet werden. Mit den Vor- und Nachteilen verhält es sich ähnlich wie mit der zuvor genannten DSL Verbindung.

- **SIGFOX**

Die Idee der französischen Firma Sigfox ist es, ein einheitliches, globales Funknetzwerk für die Verwendung von Objekten mit geringem Energiebedarf aufzubauen. Darunter fallen Geräte wie beispielsweise Smart Meter, Smartwatches, Waschmaschinen und Heizungssteuerungen. Sigfox ist momentan in 29 Ländern verfügbar und wird stetig erweitert. Ein Sigfox-Funkmodul soll bei einer Abnahme von über 50.000 Stück ca. einen US-Dollar kosten [17]. Damit ein möglichst kostengünstiges und flächendeckendes Funknetzwerk aufgebaut werden kann, setzt man hierbei auf die Ultra-Schmalband-Technologie (ISM-Band mit 868 MHz). Die maximale Reichweite beträgt daher 50 km. Es dürfen maximal 12 Byte pro Nachricht versendet werden und das maximal 140-mal pro Gerät pro Tag [17]. Eine Smart Meter Einzelmessung verursacht ca. 250 Byte an Daten und somit kann der Smart Meter durch Versenden von mehreren Nachrichten die Messung weiterleiten. Es wäre denkbar, dass Smart Meter zukünftig über die kostengünstige Sigfox Technologie mit dem Head End System (HES) (siehe 0) kommunizieren.

Die folgende Tabelle zeigt einen kurzen Betriebskostenvergleich:

Tabelle 1: Betriebskosten der Kommunikationsinfrastruktur [7]

Kommunikationsart	Jahr	EUR
PLC (pro Zähler)	2008	0,50
GSM/GPRS (pro Zähler)	2007	10,50

Die verwendete Technik hängt dabei auch von den regionalen Gegebenheiten ab. Meist wird die PLC Kommunikation verwendet, um die Smart Meter mit dem Datenkonzentrator zu verbinden. Der Vorteil besteht darin, dass keine weiteren Datenleitungen bis zum Konzentrator benötigt werden und die Kosten gering sind (Tabelle 1). Ab dem Konzentrator wird der Datenstrom über Lichtwellenleiter oder per Funk zu dem Head End System (HES) weitergeleitet [5], [15].

Folgende Grafik stellt den beschriebenen Sachverhalt dar:

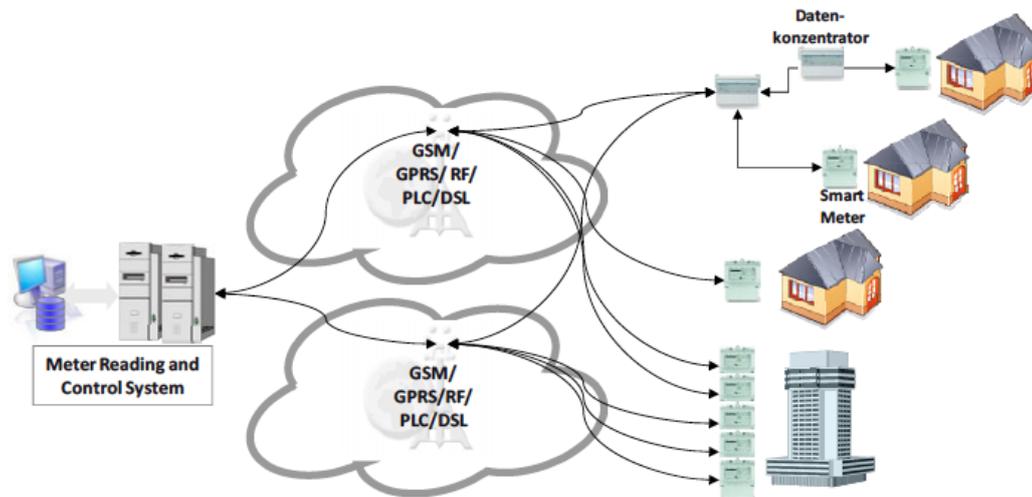


Abbildung 10: Kommunikationsweg zwischen Smart Meter und HES [15]

Aktuell unterliegt die Übertragung der Zählerdaten zum Meter Data Management System (MDM) noch keiner rechtlichen Richtlinie/Norm. Das Bundesamt für Sicherheit (BSI) arbeitet bereits an einer entsprechenden technischen Richtlinie (BSI TR-03109), welche zukünftig die Kommunikation für intelligente Messsysteme regelt [5].

2.4.3 Übertragungsprotokolle

2.4.3.1 G3-PLC

Das G3-PLC [18] Übertragungsprotokoll für Schmalband-Powerline wurde von Maxim [19] und ERDF entwickelt und stellt den international anerkannten Standard (ITU, IEEE, IEC) für die Kommunikation von Smart Metern dar. Es handelt sich hierbei um ein offenes Protokoll, das auf dem Orthogonal Frequency Division Multiplex (OFDM) Verfahren basiert. Weiters werden die IP-Protokolle in der Version 6 unterstützt. Dadurch wird der Datenaustausch zwischen den Smart Metern und den Energieversorgern über das Internet ermöglicht. Die dabei maximal mögliche Datenrate liegt theoretisch bei 33,4 kbit/s, welche in der Realität meistens nicht erreicht wird (max. 10 kbit/s) [15]. Die Verschlüsselung erfolgt nach dem AES-Standard mit 128 Bit. Die G3-PLC-Allianz ist für die Weiterentwicklung des Übertragungsstandards verantwortlich. Hier ein kleiner Auszug aus den G3-PLC Alliance Mitgliedern: Siemens, devolo, EDF, Landis+Gyr, Texas Instruments, EVN und Itron.

2.4.3.2 PRIME (PowerLine Intelligent Metering Evolution)

PRIME repräsentiert ein offenes und nicht proprietäres PLC Übertragungsprotokoll für Mittel- und Niederspannungsnetze, welches die aktuellen und zukünftigen AMM-Funktionalitäten unterstützt. Das Ziel ist es ein einheitliches Übertragungssystem für die Anbindung der Smart Meter über die PLC Kommunikation zu schaffen. Das erste Konzept von PRIME lag bereits 2007 vor. Die PRIME Allianz wurde jedoch erst im Jahr 2009 von acht führenden Industriebetrieben gegründet. Neben der Entwicklung des PLC Übertragungsprotokolls beschäftigt sich die PRIME Allianz auch mit der Komponenten- und Softwareentwicklung (Gateway, Chipsets, Smart Meter, Datenkonzentratoren, AMM-Systeme usw.) für die Netzdigitalisierung.

Die Anzahl der Mitglieder stieg bis zum heutigen Zeitpunkt (Juni 2018) auf ca. 65 Unternehmen aus unterschiedlichen Branchen an, wie zum Beispiel Chiphersteller, Softwarehersteller, Übertragungsnetzbetreiber und Gerätehersteller. Die folgende Abbildung zeigt, in welchen Ländern PRIME eingesetzt wird.



Abbildung 11: Anwendungsgebiete der PRIME Technologie [20]

Der Anwendungsbereich gliedert sich folgendermaßen [20]:

- Offenes Forum für die Erstellung von Spezifikationen und Standards für die PLC Übertragung
- Vorantreiben der Smart Meter Technologie durch gezielte Normung der technischen Standards
- Anbieten von entsprechenden Dienstleistungen, wie z.B. Schulung und Marktforschung
- Freier und kostenloser Zugang zu den entwickelten Spezifikationen
- Marktpotential durch die Bedürfnisse der Verbraucher ermitteln und Prozesse dahingehend anpassen

Bis Dezember 2018 konnten knapp 20 Millionen Smart Meter mit dem auf PRIME basierenden PLC Übertragungsstandard errichtet werden. Die maximale Datenrate, welche mit der PRIME Technologie ermöglicht wird, liegt bei 128 kbit/s. Die tatsächliche Datenrate liegt in der Praxis allerdings wesentlich unter dem angegebenen Wert.

Ein Vergleich der beiden Übertragungsprotokolle (G3-PLC und PRIME) hat folgendes ergeben [21]:

- G3-PLC ist robuster gegen Störungen
- PRIME ist einfacher aufgebaut
- Die Vorwärtsfehlerkorrektur (FEC) in G3-PLC arbeitet effektiver
- PRIME kann effektiv eine größere Datenmenge übertragen

2.4.3.3 M-Bus

Der M-Bus (Meter Bus) ist ein Bussystem (Feldbus) für die Verbrauchsdatenerfassung und wird bei Smart Metern in erster Linie für die Übertragung von Messdaten verwendet. Zudem können auch Aktoren geschaltet werden. Die Spezifikationen sind in der EN13757 Normreihe geregelt. Neben der Zählerdatenübertragung können auch Aktoren und Sensoren über den Bus angesteuert werden. Der M-Bus verlangt einen Master, an welchen bis zu 250 Slaves angeschlossen werden können. Jeder Slave erhält dabei eine Adresse zwischen 1 und 250. Es kann zu Problemen kommen, wenn sich mehrere Master in diesem System befinden. Abhilfe schafft hier eine zeitversetzte Datenübertragung. Das heißt, dass jeder Master die Daten von den Slaves zu einem anderen Zeitpunkt abrufen. Ein Beispiel ist in Abbildung 5 ersichtlich. Über eine sekundäre Adressierung können sehr viel mehr Geräte miteinander kommunizieren (bei 8-stelliger Adressierung). Ein weiterer Vorteil ist, dass Endgeräte mit Energie über den Bus versorgt werden können.

2.4.4 Zentrale Smart Meter Infrastruktur

2.4.4.1 Automatic Meter Reading (AMR)

Das Automatic Meter Reading stellt ein System zum Betrieb und für die Auslesung und Speicherung der Messwerte für Smart Meter dar. Beim AMR werden die digitalen Zählerdaten in bestimmten zeitlichen Abständen erfasst und an die zentrale Datenbank übergeben. Dabei können neben den Verbrauchswerten für Strom auch Wasser- und Gasverbrauchswerte automatisch erfasst werden und anschließend zur Abrechnung und Analyse weitergeleitet werden. Die Häufigkeit der Datenabfrage richtet sich dabei hauptsächlich an den vorgegebenen Vertrags- und Tarifdaten. Beispielsweise kann hier ein Zweitarifmodell (Tag- und Nachttarif) angeführt werden bei dem jeweils am Ende einer Tarifgültigkeit der aktuelle Zählerwert übermittelt wird.

Damit die Notwendigkeit einer permanenten Verbindung zum Server entfällt, können die Daten in einem Pufferspeicher im Smart Meter zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt übertragen werden [15].

2.4.4.2 Advanced Meter Management (AMM)

Das Advanced Meter Management erweitert das Automatic Meter Reading mit Backbone-Systemen, wie beispielsweise mit ERP (Enterprise Resource Planning) und CRM (Customer Relationship Management). Somit ist das AMM als Oberbegriff für folgende Untersysteme zu definieren:

- Head End System (HES)
- Advanced Metering Infrastructure (AMI)
- Meter Data Management (MDM)

Die folgende Abbildung zeigt das zentrale System einer Smart Meter IT-Infrastruktur:

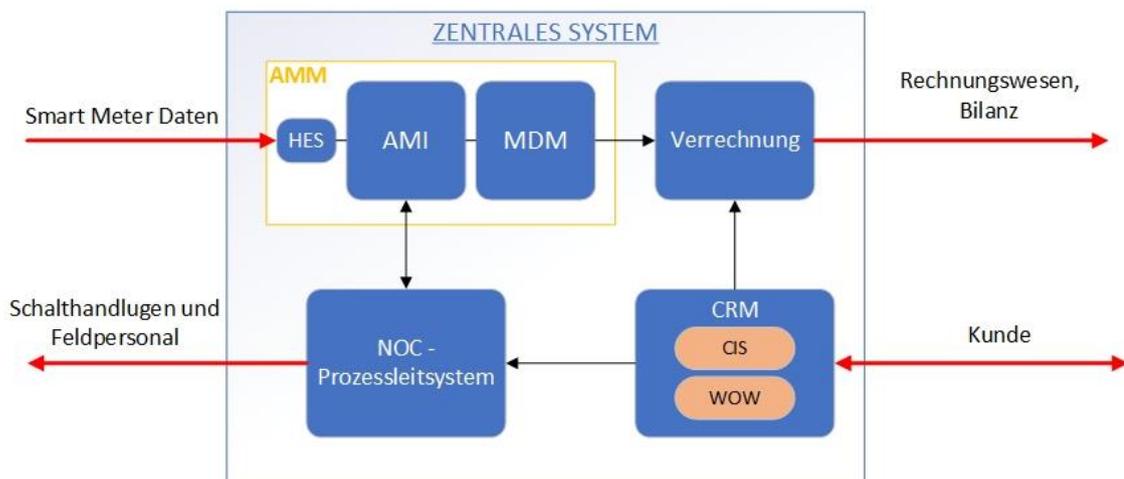


Abbildung 12: Zentrales Smart Meter System

Das CRM-System ist dabei die zentrale Datenbank für die Kundeninformationen. Beispielsweise werden hier Adressdaten und Tarifdaten abgespeichert. Der Kunde hat dadurch vollen Zugriff auf seine Kundendaten und Verbrauchsdaten.

2.4.4.2.1 Head End System (HES)

Das Head End System (HES) bildet das Bindeglied zwischen Smart Meter und dem Advanced Metering Infrastructure (AMI) System. Im HES erfolgt das Management der Smart Meter und umfasst dabei auch die Anbindung der verschiedenen Kommunikationstypen an das zentrale System. Werden Smart Meter von verschiedenen Herstellern verwendet, so muss das HES in der Lage sein die unterschiedlichen Protokolle auszuwerten [15]. Wird vom AMI eine Anfrage zu den Smart Metern gesendet, muss das HES die Anfrage in das entsprechende Format übersetzen. Eine weitere wichtige Aufgabe des HES ist die Umwandlung der Smart Meter Daten in ein universelles Format. Alle folgenden Applikationen, wie beispielsweise das AMI und das Meter Data Management, benötigen ein einheitliches Datenformat. Dabei ist dieses System im Stande sehr große Datenmengen in einer kurzen Zeit zu verarbeiten und entsprechend weiterzuleiten. Das HES stellt somit eine wichtige Systemkomponente dar und muss aus diesem Grund auch redundant ausgeführt sein.

Bei einer PLC Verbindung erfolgt die Kommunikation zwischen dem HES und Smart Meter in erster Linie über den Datenkonzentrator, wobei in manchen Fällen (z.B. Wohnhäuser) eine Multi-Utility-Communication-Einheit (MUC) vorhanden ist, damit die Daten gebündelt weitergeleitet werden können. Der MUC leitet anschließend über das Gateway die gebündelten Daten von mehreren Smart Metern an den Datenkonzentrator weiter. Die Kommunikation erfolgt dabei überwiegend durch den etablierten TCP/IP Standard.

2.4.4.2.2 Advanced Metering Infrastructure (AMI)

Das Advanced Metering Infrastructure System stellt eine Erweiterung des Automatic Meter Reading dar und ermöglicht neben dem Messen, Analysieren und Verarbeiten auch die bidirektionale Kommunikation mit den Smart Metern.

Folgende Aufgaben sind für ein AMI-System vorgesehen [22]:

- Management der Smart Meter Daten
- Analyse und Verarbeitung von Messdaten
- Steuerung und Konfiguration von Smart Metern

Durch die erweiterte Kommunikationsmöglichkeit ist der Netzbetreiber im Stande die Smart Meter zu steuern und gegebenenfalls zu deaktivieren. Weiters führt das AMI auch die Überprüfung der Messwerte durch und signalisiert gegebenenfalls die detektierten Ausreißer in den Messwerten. Eine weitere Aufgabe besteht in der Weiterleitung der Daten an das Network Operation Center und das Meter Data Management. Über mobile

Geräte (Tablet, Notebook, Smartphone) hat der Außendienst / Störungsdienst einen Zugriff auf das Backbone-System und kann somit direkt Zählerdaten oder Auftragsdaten in diesem vermerken.

2.4.4.2.3 Meter Data Management (MDM) – Zählerdatenverwaltung

Das Meter Data Management [5] ist in erster Linie für die zentrale Datenarchivierung zuständig. Eine der größten Herausforderungen, die durch die Einführung von moderner Smart Meter Technologie besteht, ist die Notwendigkeit einer effizienten, unternehmensweiten Verarbeitung großer Datenmengen. Meter Data Management Systeme werden in der Betriebsführung als Unterstützung für den Energieversorger für die flexible und effiziente Verarbeitung der Daten eingesetzt. Das MDM wird vom Advanced Metering Infrastructure System mit den entsprechenden Verbrauchsdaten versorgt und weiters erhält es Daten von anderen Marktteilnehmern und von Fremdanwendern. Die im MDM abgespeicherten Datensätze können nun beispielsweise von einem Abrechnungsprogramm oder auch von einem Lastflussprogramm abgerufen werden.

Die grundlegenden Funktionen eines MDM-Systems lassen sich in folgende Kategorien einteilen [5]:

- Zählerdatensammlung
- Aggregation der Zählerdaten zur Abrechnung
- Reports
- Abrechnung
- Kalkulation
- Bündelung von Daten
- Kommunikation, Schnittstellen

Damit diese Aufgaben vom MDM übernommen werden können, ist das Vorhandensein einer stabilen IT-Infrastruktur von größter Bedeutung. Hierfür muss sich das MDM einfach in die bestehende Infrastruktur integrieren lassen. Weiters stellt das MDM die aufgezeichneten Daten für die Visualisierung und Nachverfolgung zur Verfügung.

Typischerweise unterstützen MDM-Systeme alle gängigen Typen von Messwerten, welche auf dem Energiemarkt vorkommen. Weiters sollen auch Funktionen für die Netzplanung und -optimierung sowie für die Erzeugung unterstützt werden. Außerdem profitieren neben dem Netzbetreiber auch die Kunden von den Energiemanagementlösungen, die eine bessere Überwachung und Kontrolle ihres Energieverbrauchs ermöglichen.

Neben den oben genannten Funktionen muss ein MDM-System auch noch für folgende Punkte ausgelegt sein [5]:

- Sammeln und Speichern der erfassten Daten
- Bereitstellen einer integrierten Schnittstelle für alle Systeme
- Konsistente Verarbeitung der Daten
- Parameterverwaltung und Funktionsmanagement der Smart Meter
- Sicherheit und Verfügbarkeit der Datenbank
- Sicherheitsanforderungen, Datenschutz
- Fehlerreport- und Betrugsanalyse

Meter Data Management Systeme werden von unterschiedlichen Herstellern angeboten. Jeder dieser Hersteller verfolgt bezüglich Datenverarbeitung und Kommunikation andere Herangehensweisen. Daher ist es essentiell im Vorhinein abzuklären welche Funktionen in der eigenen Betriebsführung notwendig sind. Im Folgenden werden einige MDM-Hersteller genannt:

- Cuculus
- ElectSolve
- Energyworks
- Enoro
- Ferranti Computer System
- Gruppo Engineering
- Itron
- Landis+Gry
- Oracle Utilities Meter Data Analytics
- OSloft
- SAP
- Siemens EnergyIP
- Terranova Software

2.4.4.3 Network Operation Center (NOC)

Im Network Operation Center wird der Betrieb der Smart Meter koordiniert. Meldungen und Daten werden vom Advanced Metering Infrastructure an das NOC weitergegeben und für den operativen Netzbetrieb visuell aufbereitet. Im NOC werden nun entsprechende Maßnahmen zur Fehlerbehebung getroffen. Beispielsweise können automatisiert Reparaturarbeiten beauftragt werden oder Netzumschaltungen veranlasst werden. Beim NOC kann es sich um ein eigenständiges System für die Betriebsführung der Smart Meter handeln oder auch als Applikation in ein bestehendes Prozessleitsystem eingearbeitet werden. Das NOC übernimmt zusätzlich die Sicherheitskontrolle von allen Geräten in einem Smart Meter Netzwerk. Moderne Smart Meter bauen aufgrund der zielgerichteten Auswertung der Zählerdaten auf dem Advanced Meter Management auf [5].

2.4.5 Technische Realisierung bei einem Verteilnetzbetreiber

Bei der technischen Realisierung eines Smart Meter Kommunikationsnetzes sind neben der Kostenfrage die geografischen Gegebenheiten abzuklären. Weiters ist es für einen VNB erstrebenswert eine möglichst unabhängige Plattform zur Datenübertragung zu schaffen. Der Ausbau eines eigenen LWL-Netzes für die Kommunikation der Gateways zum Head End System soll langfristig angestrebt werden. Dennoch ist es für den geplanten Rollout notwendig, großteils auf vorhandene Übertragungswege auszuweichen. Die Anbindung der Gateways an das Head End System der Netzleitwarte wird speziell in der Startphase über ein bestehendes Mobilfunknetz erfolgen. Moderne Gateways sind in der Lage neben der LAN Anbindung eine Funkverbindung über 2G, 3G oder 4G aufzubauen. Nach dem erfolgreichen Netzausbau kann langfristig auf die stabilere LWL-Verbindung gewechselt werden. Die Anbindung von Smart Metern erfolgt in erster Linie über das PLC System bis zum nächsten Gateway. Angenommen das betrachtete Netzgebiet lässt eine PLC Verbindung aufgrund der technischen Gegebenheiten (lange Leitung, hohe Störanfälligkeit, etc.) oder der geringen Anzahl an Teilnehmern nicht zu, so ist die Installation von funkfähigen (Point-to-Point) Smart Metern erforderlich.

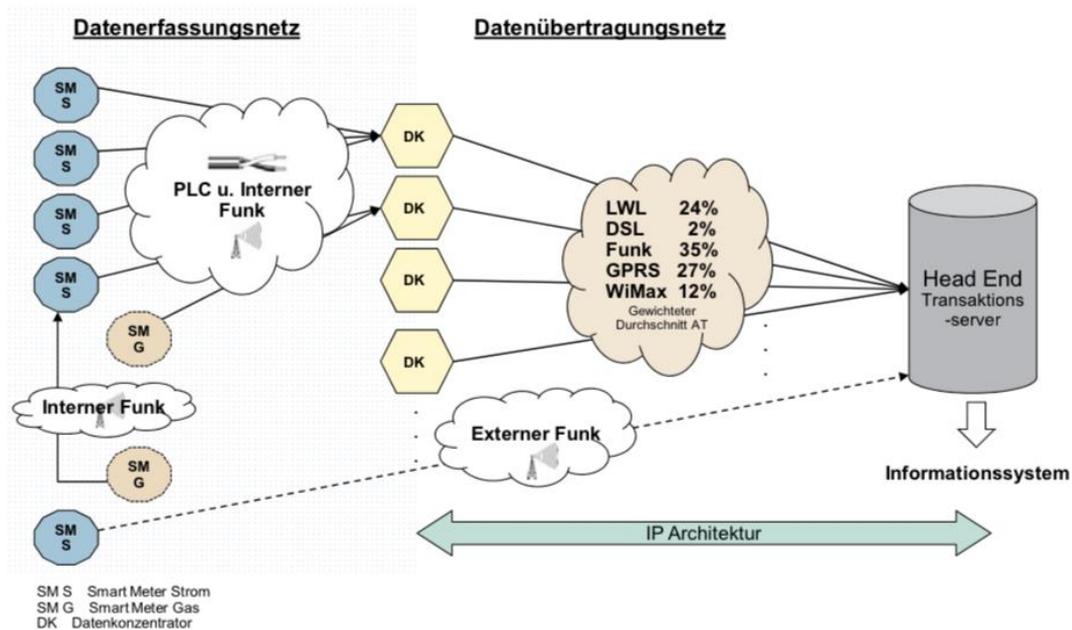


Abbildung 13: Mögliche Datenkommunikationsarchitektur [23]

Die österreichischen Netzbetreiber wurden durch den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreich (VEÖ) befragt, mit welcher Technologie die Kommunikation zum Head End System erfolgen sollte. Anhand der Ergebnisse wurden die in der obigen Abbildung angeführten Prozentsätze ermittelt. Die Befragung wurde im Jahr 2010 durchgeführt und daher wurde hier noch die WiMax Kommunikation mit 12 % erwähnt. Da WiMax zugunsten der LTE-Technologie nicht weiterverfolgt wird, kann dieser Prozentsatz zur Funktechnologie hinzugezählt werden.

2.4.6 Datenmenge und benötigte Prozessleistung

Die Datenmenge eines einzelnen Smart Meters ist aufgrund der niedrigen Messfrequenz von 15 Minuten sehr gering. Betrachtet man hingegen ein ganzes Netz mit Smart Metern, so steigt die zu verarbeitende Datenmenge rasant an. Bevor eine genaue Aussage über die anfallenden Daten getroffen werden kann, muss zunächst die Zusammensetzung eines Smart Meter Datenpaketes genauer untersucht werden. Jedes Datenpaket setzt sich folgendermaßen zusammen [5]:

- Zählerpunkt (Land, PLZ, Netzbetreiber, Zählerpunkt) 32 Stellen
- Zeitstempel 14 Stellen
- Zählerstand 8 Stellen
- Weitere Informationen
- Signatur (optional)

In Summe besitzt ein Datenpaket somit ca. 250 Bytes [5], wobei dieser Wert stark von Umfang der erfassten Messwerte abhängig ist. Die tägliche Datenmenge eines Smart Meters beträgt daher:

$$250 \text{ Bytes} \cdot 4 (4 \times 15 \text{ min}) \cdot 24 (\text{Stunden pro Tag}) = 24 \frac{\text{kB}}{\text{Tag}} \quad 2-1$$

Eine Datenmenge von 24 kB stellt für die Kommunikationsinfrastruktur und für die Weiterverarbeitung keine große Beanspruchung dar. Geht man nun beispielsweise von einer größeren Stadt mit ca. 1 Mio. Zählerpunkten aus, so kann folgende Berechnung aufgestellt werden:

$$24 \frac{\text{kB}}{\text{Tag}} \cdot 1 \text{ Mio. Zählerpunkte} = 24 \frac{\text{GB}}{\text{Tag}} \quad 2-2$$

Jährlich betrachtet:

$$24 \frac{\text{GB}}{\text{Tag}} \cdot 365 \text{ Tage} = 8,76 \frac{\text{TB}}{\text{Jahr}} \quad 2-3$$

Daraus kann abgeleitet werden, dass die Datenmengen von kleineren bis mittelgroßen Netzgebieten kein großes Problem darstellen. Moderne Advanced Metering Infrastructure (AMI) und Meter Data Management (MDM) Systeme können diese Datenmengen problemlos aufnehmen und dementsprechend weiterverarbeiten.

Interessant wird die Betrachtung bei großen bis hin zu sehr großen Netzen mit einer sehr ausgedehnten Netzinfrastruktur. Hierbei muss neben den extrem hohen Datenmengen auch mit möglichen Kommunikationsproblemen gerechnet werden.

Einen weiteren Teil des Datenaufkommens bilden Meldungen, welche durch die Smart Meter im Fehlerfall generiert werden (PUSH-Betrieb). Auch im PULL-Betrieb kann das Network Operation Center atypische Meldungen an die Smart Meter senden und verursacht somit auch ein weiteres Datenaufkommen. Diese Datenmenge ist vorab schwer zu bestimmen, da meist keine Regelmäßigkeit der Meldungen vorliegt.

Im Zuge dieser Masterarbeit wurden Gespräche mit Netzbetreiber geführt, welche angaben, dass pro Smart Meter ein Datenvolumen von bis zu 1 MB pro Tag (Zeitreihen und Events) entstehen kann. Jene Information, wie sich diese Datenmenge aufschlüsseln lässt, liegt leider nicht vor.

3 Smart Meter Projekte – Fallstudien

Bevor ein Roll Out der Smart Meter für den breiten Massenmarkt durchgeführt wird, ist eine genaue Untersuchung der technischen sowie wirtschaftlichen Aspekte erforderlich. Mehrere Netzbetreiber haben aus diesem Grund gewisse Regionen ausgewählt, um hier die notwendigen Schritte zu testen. Die Ausbringung von Smart Metern erfolgt in den meisten Fällen in Kooperation mit strategischen Projektpartnern aus den jeweiligen Fachbereichen. Neben den Netzbetreibern strebt auch die Europäische Union eine Digitalisierung der Energieübertragungsnetze an. BRIDGE [24] ist eine durch die europäische Kommission gestartete Initiative, welche aus dem Forschungs- und Innovationsprojekt Horizon 2020 hervorging. Das Ziel der BRIDGE Initiative ist es, Forschungsergebnisse sowie Erfahrungswerte in Bezug auf Smart Grids und Stromspeicher zu sammeln und für zukünftige Innovationen / Forschungen zur Verfügung zu stellen. Das Projekt gliedert sich dabei in vier Projektgruppen: Data management, business models, regulations, customer engagement. Rund 75 Mrd. € stellt die Europäische Union für die Förderung der wissenschaftlichen Exzellenz, Wettbewerbsfähigkeit und gesellschaftlichen Herausforderungen zur Verfügung. Davon wird die BRIDGE Initiative mit 337 Mio. € gefördert. BRIDGE setzt sich folgendermaßen zusammen [24], [25]:

- 32 Projekte
- 379 Organisationen
- 31 Länder (davon 26 Länder welche das Projekt durchführen)

3.1 UPGRID

Das Projekt UPGRID wurde im Jahr 2015 im Rahmen des europäischen H2020-Programms gestartet und besteht aus 19 Partnern, die aus 7 europäischen Mitgliedsstaaten. Das Projekt umfasst 4 Demonstratoren, die im Zeitraum von April 2015 bis Juni 2017 in den Regionen Bilbao (Spanien), Parque das Nações (Portugal), Åmål in Dalsland (Schweden) und Gdynia (Polen) das Projekt umsetzen.

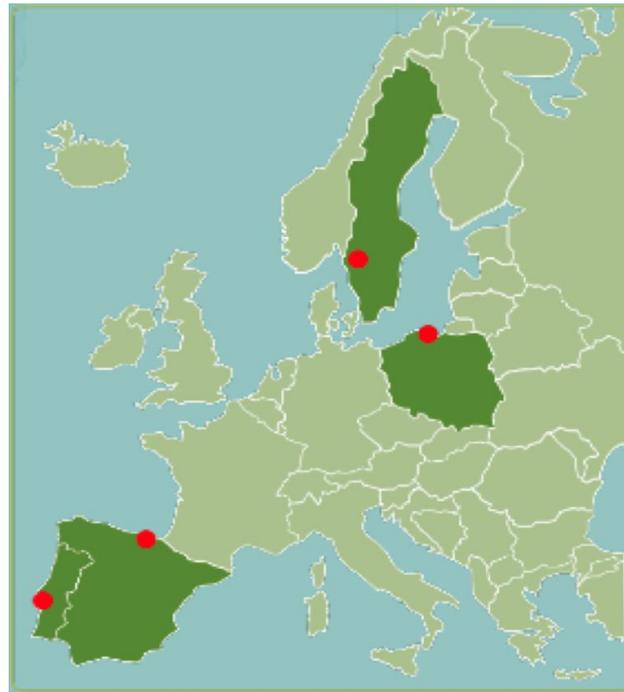


Abbildung 14: Demonstratoren [26]

Das Ziel dieses Projektes ist der Aufbau eines intelligenten Smart Meter Systems durch Entwicklung, Validierung und Implementierung von neuen Funktionen in die bereits bestehende Netzinfrastruktur. Die im Allgemeinen schlecht abgebildeten Niederspannungsnetze und teilweise auch Mittelspannungsnetze sollen somit eine drastisch verbesserte Überwachung erhalten, um zukünftig mit den Problemen der Integration von dezentralen Erzeugern besser umgehen zu können.

Jede der Modellregionen hat dabei den Fokus auf einen speziellen Themenbereich:

	Spanien	Portugal	Schweden	Polen
Netzbetreiber	Iberdrola	EDP Distribuição	Vattenfall	Energa Operator
Teilnehmende Kunden	190.000	13.450	528	14.700
Umspannwerke	-	2	2	-
Substationen	1075	140	51	55
Elektroauto-Ladestationen	-	16	-	-

Schwerpunkt	Visualisierung und Kontrolle des NS-Netzes, Methoden für Netzwerkoperationen	Marktdesign, Demand Management, Integration EV-Ladestationen	Visualisierung und Kontrolle des NS-Netzes, Verwaltung der Smart Meter Daten, Koordinierung / Kommunikation verschiedener Systeme	Kontrolle und Überwachung des NS-Netzes, Fernwartung von dezentralen Erzeugern
--------------------	--	--	---	--

Abbildung 15: Übersicht der Demonstratoren

Das größte Demogebiet befindet sich, ausgehend von den Kundenanlagen, im Netzgebiet der Iberdrola in Spanien (Bilbao). Abbildung 15 zeigt, dass jeder Demonstrator einen Schwerpunkt in jeweils einen anderen Bereich hat. Im Juni 2017 wurde das Projekt abgeschlossen und befindet sich seit diesem Zeitpunkt im operativen Netzbetrieb.

Die Hard- und Softwarekomponenten für die Visualisierung des Niederspannungsnetzes im Netzgebiet der Iberdrola (Bilbao) werden von General Electric (GE) zur Verfügung gestellt. Neben der Integration von Smart Meter relevanten Systemen, wie beispielsweise AMM und Analysesysteme, wird auch eine intensive Zusammenarbeit in Bereich GIS-Erweiterung durchgeführt. Die Daten der Smart Meter im Netzgebiet der Iberdrola werden überwiegend durch PLC an den Datenkonzentrator weitergeleitet. Die Planung und Durchführung der PLC Verbindung auf PRIME Basis wird durch die Firma ZIV Smart Grid solutions durchgeführt. Im portugiesischen Netzgebiet ist die Firma NOS für die Erarbeitung der Spezifikationen und der Kommunikationsinfrastruktur verantwortlich. Weiters ist NOS auch für den Betrieb des Niederspannungsnetzes in Portugal zuständig.

Der schwedische Demonstrator Vatenfall setzt im Bereich SCADA, DMS und teilweise bei der technischen Infrastruktur auf GE. Die Softwareausrüstung der Smart Meter (AMM) wird allerdings von Schneider Electric bereitgestellt. Polen setzt beim Advanced Metering Infrastructure System auf die Produkte des Unternehmens Atende. In Abbildung 16 ist beispielsweise das Konzept des portugiesischen Demonstrators dargestellt.

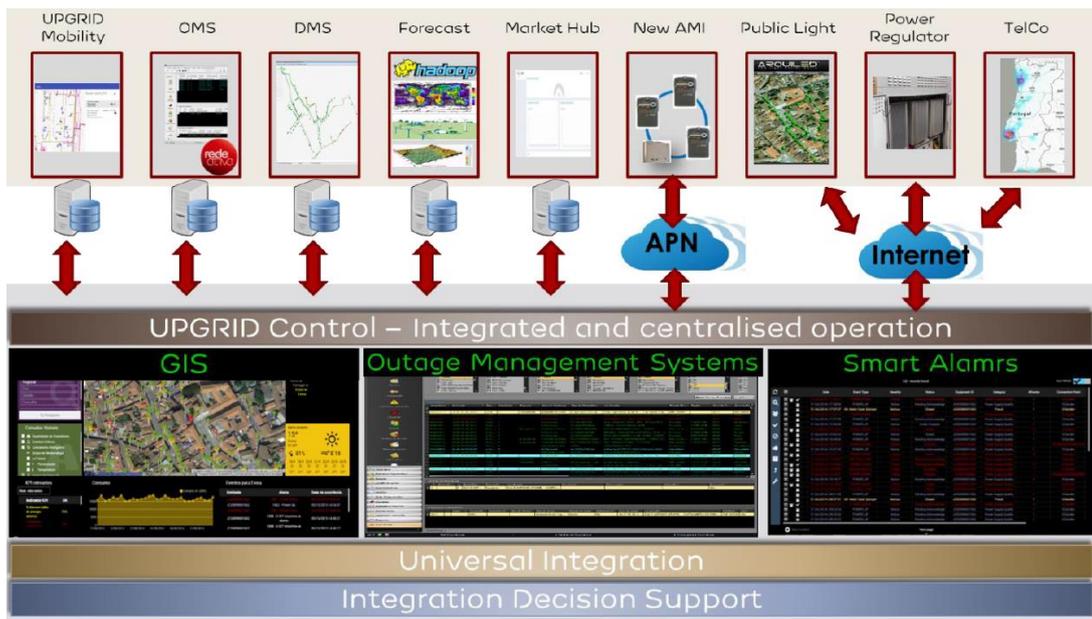


Abbildung 16: UPGRID - Kontrolle und Datenakquise - EDP [27]

Mit Hilfe des UPGRID Projektes konnten wertvolle Erfahrungswerte gesammelt werden, welche zukünftig zur Anwendung kommen können. Die dabei erarbeiteten Vorteile und Möglichkeiten werden in den folgenden Punkten zusammengefasst [27] [28] [29]:

- Bessere Nutzung der Advanced Metering Infrastructure Daten
- Erarbeitung eines Konzeptes für die Visualisierung des Niederspannungsnetzes
- Verbessertes Monitoring des Niederspannungsnetzes (Iberdrola)
 - Die folgende Abbildung zeigt ein Beispiel, wie die SCADA Visualisierung eines Verteiltransformators im Mittelspannungsnetz (links) mit dem untergeordneten Niederspannungsnetz (rechts) bei Iberdrola aussieht:



Abbildung 17: SCADA Visualisierung des Niederspannungsnetzes [28]

- Verbesserungen in der PLC Kommunikation (PRIME)
- Die „Hosting Capacity“ konnte gesteigert werden.
- Lösungsansätze / Geräte von sechs verschiedenen Herstellern wurden getestet (Vatenfall)
 - Es konnte gezeigt werden, dass noch viel Aufholbedarf bezüglich Hardwareausrüstung besteht. Oft handelt es sich um abgespeckte Varianten der Hochspannungsgerätschaften.

- „Plug-n-Play“ war mit den meisten Geräten (Datenkonzentratoren, Sensoren, etc.) nicht möglich.
- Die Kosten für das flächendeckende MS- und NS-Monitoring müssen um 10 – 15 % sinken.
- Einbindung von neuen, flexibel steuerbaren Lasten, wie Straßenbeleuchtung und Ladestationen (Elektroauto)
- Entwicklung eines auf Smart Meter basierenden Lastflussprogrammes „DPLAN UPGRID“ (Prototyp) (EDP Distribuição)
- Schaffung von marktrelevanten Maßnahmen (Händlerplattform, Kundenplattformen, Plattform für dynamische Tarifgestaltung etc.)

3.2 Vision Step I

Das Vision Step I Projekt [12] wurde von der Stadt Villach (Kärnten) und zehn weiteren Projekt- und Kooperationspartnern zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Erreichung der Emissionsziele gestartet. Die Fördergelder beliefen sich auf 4,2 Mio. €. Im Rahmen des Projektes wurden in einem Stadtteil von Villach 650 Smart Meter installiert („DEMOsite“). Darüber hinaus wurden Trafostationen mit entsprechenden Messeinrichtungen und Datenkonzentratoren ausgestattet. Anhand der installierten Smart Devices wurden intelligente Smart Grid Monitoring- sowie Regelungslösungen entwickelt. Zusätzlich wurde ein weiteres Testgebiet mit der Zusammenarbeit von den Energy Labs der FH-Kärnten eingerichtet, welche sich mit der Erforschung von Energiespeichersystemen für Photovoltaikanlagen in Smart Grids beschäftigen. Der Projektpartner KNG-Kärnten Netz war für die Auswahl und die Ausstattung der beiden Niederspannungsnetze (Abbildung 18) zuständig.

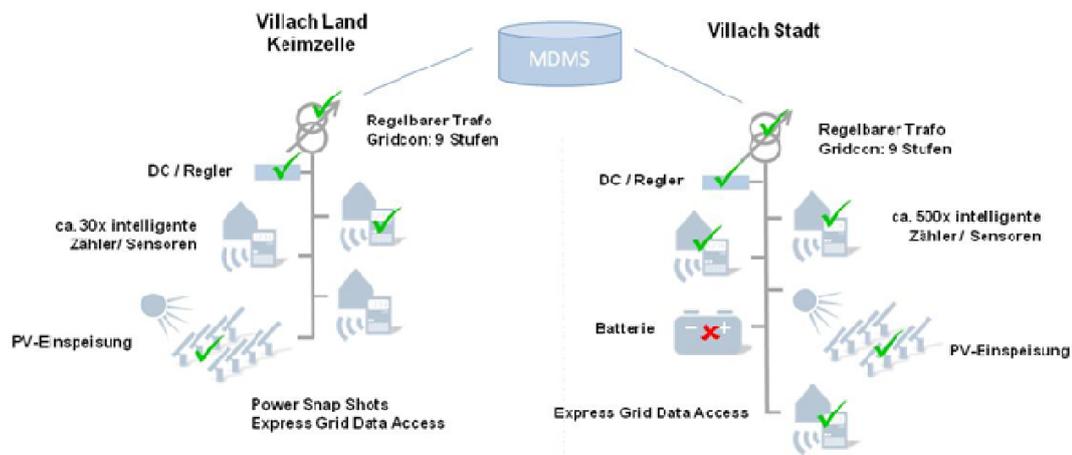


Abbildung 18: Ausgewählte Testgebiete [12]

Beim ersten Testgebiet „DEMOsite“ (Villach Land) handelt es sich um ein typisches ländliches Ortsnetz mit 30 Kunden und einer installierten Leistung von ca. 260 kW. Das zweite Testgebiet „Bezirk Villach Stadt“ ist ein urbanes Ortsnetz mit 148 Kunden mit einer Leistung von ca. 85 kW.

Ein weiteres Forschungsziel war die Schaffung von neuen Finanzierungs- und Geschäftsmodellen, welche es den Bürgern ermöglichen sich an den Energieprojekten der Stadt zu beteiligen. Im Zuge des Projektes konnte die Standard MDM – Funktionalität um eine „Business Analytics“-Plattform erweitert werden, um die Systemperformance zu steigern und die Datenanalyse besser durchführen zu können. Weiters wurde auch ein Tool zur Bewertung der PLC Kommunikationsqualität implementiert. Auffällige Netzzustände wurden mit Hilfe der Power Snap Shot Analyse (siehe 5.5) analysiert und ausgewertet.

Das Projekt zeigte, dass die Ausstattung des Netzes mit Smart Metern einige Vorteile mit sich bringt. Unter anderem konnte gezeigt werden, dass durch den Einsatz von RONT, auf Basis der Netzsensoren (Smart Meter), die Grenzwert-Verletzungen reduziert werden können. Die Durchdringungsrate von Photovoltaik (PV) ist durch das vorliegende Netzgebiet auf 30 – 40 % [12] begrenzt (Spannungsgrenzen werden ansonsten verletzt). Durch die Einführung von Speichersystemen, welche in netzdienlicher Betriebsweise agieren, kann der PV - Durchdringungsgrad auf 60 – 70 % [12] gesteigert werden. Weiters wurden auch die Auswirkungen der Elektromobilität näher untersucht und man kam zu dem Ergebnis, dass maximal eine Durchdringung von 10 – 20 % [12] möglich wäre, ohne dass das Spannungsband verletzt werden würde. Durchgängig positive Auswirkungen konnten mit dem Einsatz eines RONT erreicht werden, welcher die zuvor genannten Durchdringungsgrade drastisch steigern konnte. Eine Auswertung der Smart Meter Daten führte zu einer drastischen Verbesserung der Prognosegenauigkeit für Lastprofile.

3.3 Rollout-Pilot bei der Rhein Energie AG, Köln

Das Pilotprojekt von der Rhein Energie AG [5] sieht im Jahr 2012 den Roll-Out von rund 30.000 Smart Metern für die Evaluierung von Erfahrungswerten in dem Testgebiet Köln vor. Als Projektpartner ist die SAP AG für den Datenaustausch zwischen den Verbrauchszählern und den angeschlossenen Backendsystemen (AMI System) verantwortlich. Neben der Installation der Smart Meter und der Integration der neuen Softwarepakete ist die Einrichtung einer Kommunikationseinheit sowie ein Meter Data Management System vorgesehen.

Im ersten Projektansatz war es angedacht, dass nur Gebäude ab 60 Zählerpunkten mit Smart Metern ausgestattet werden, weil hier der Datenaustausch über die bereits bestehenden Fibre-To-The Building-Anschlüsse erfolgt. Aufgrund der Tatsache, dass

die Gebäude in Köln geografisch eng beieinander liegen konnten die projektspezifischen Restriktionen einfach erfüllt werden.



Abbildung 19: Smart Meter Rollout in Köln [5]

Das Meter Data Management System „ZONOS“ wird von der Firma Cuculus bereitgestellt. Der wesentliche Vorteil des Systems besteht darin, dass neben der eigentlichen Verbrauchsdatenerfassung auch das Datenmanagement und die strukturierte Datenaggregation bereits integriert sind. Zusätzlich ermöglichen die Schnittstellen eine problemlose Weitergabe der Daten. An der Durchführung des Projektes waren über 150 Personen aus unterschiedlichen Fachabteilungen beteiligt [5].

Als Empfehlung für ein Massenrollout sollen laut Rhein Energie AG folgende Punkte beachtet werden [5]:

- Frühzeitiger Projektbeginn
- Nutzung von Projektmanagement-Methoden und Tools (OP-Liste, Projektplan, etc.)
- Zusammenarbeit mit Geräteherstellern und Softwareentwicklern bereits im Planungsprozess
- Konfigurationsparameter frühzeitig definieren
- Kapazitäten im Vorfeld abklären
- Festlegen der Kriterien (technisch, räumlich, strukturell, ...)

3.4 Das E.ON 10.000 Smart Meter Programm in Bayern

Schon im Jahr 2008 erkannte man bei E.ON [5] wie wichtig es zukünftig sein wird genauere Informationen hinsichtlich des Niederspannungsnetzes zu erlangen. Der erste Schritt war die Einführung von digitalen § 21b-Zählern, welche von dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) 2008 gefordert wurden. Kurz darauf wurde mit der Installation der ersten EDL21 Basiszähler begonnen. Diese Art von Zähler besitzt keine Möglichkeit mit dem VNB zu kommunizieren. Als Erweiterung wurde der EDL40 Zähler eingeführt, welcher nun ein Kommunikationsmodul installiert hat. Im letzten Schritt wurden die Smart Meter eingeführt, welche den vollen Funktionsumfang aufweisen. Der Einsatz von moderner Smart Meter Technologie stellte den E.ON Konzern vor neue Herausforderungen. Ausgehend davon wurde E.ON Bayern damit beauftragt ein Projekt anzulegen, welches die strukturellen Voraussetzungen für die zukünftige (ab 2010) Einführung von Smart Meter schaffen soll. Ein Hauptbestandteil des Projektes war die Bewertung und Erprobung der verfügbaren Smart Meter am Markt. Im Pflichtenheft stand weiters die konzeptionelle Entwicklung der IT-Infrastruktur eines produktiven Smart Meter Systems. Durch Marktforschung und Kundenbefragungen wollte man schlussendlich herausfinden, ob die Zahlungsbereitschaft bzw. die Kundenakzeptanz gegeben sind.

Die Rollout Phase startete im gleichen Jahr, wobei man vermeiden wollte, dass spezielle Kundengruppen bevorzugt behandelt werden. Dabei soll jeweils die Hälfte der Zähler im städtischen Gebiet und die andere Hälfte im ländlichen Raum verbaut werden. Alle geforderten Anforderungen konnten durch die Stadt Bad Staffelstein erfüllt werden. Zur Verwendung kommen nach reichlicher Überlegung monolithische Smart Meter von Echelon und Iskra. Monolithisch bedeutet, im Gegensatz zu modular, dass die Kommunikationseinheit aus Kostengründen bereits im Smart Meter integriert ist.

Der Roll Out erfolgte in drei Phasen:

- In der ersten Phase wurden ausschließlich PLC Zähler installiert.
- In der zweiten Phase wurden an interessanten Standorten Zähler mit GPRS installiert.
- Die dritte Phase sah eine Ausbringung von Landis+Gyr Zähler in kleinen Stückzahlen vor.

Weiters wurden 29 Datenkonzentratoren im zentralen Ortskern und 18 Konzentratoren in außenliegenden Ortsteilen verbaut. Die Struktur des Aufbaus wird in Abbildung 20 dargestellt. Wesentliche Probleme ergaben sich speziell bei der Nutzung der Iskra PLC Zähler und Konzentratoren, da es hier zu großen Datenlücken während des Betriebs kam. Es wurde daher eine neue Parametrierung der Datenkonzentratoren auf eine reduzierte Basisparametrierung durchgeführt, um einen stabilen Betrieb zu garantieren. Die verwendeten Echelon PLC Zähler waren aufgrund einer anderen Softwaretechnologie (Networked Energy Service) klar im Vorteil bezüglich der Betriebssicherheit, wobei der Installationsaufwand und die Pflege höher sind als bei Iskra Zählern. Die Kriterien

konnten hierbei problemlos erfüllt werden und die Erreichbarkeit lag bei 100 %. Bei den verwendeten Iskra GPRS Zählern hingegen war ein problemloser Testbetrieb möglich. Es kam zu keinen größeren unvorhergesehenen Komplikationen. Die Echelon GPRS Zähler erwiesen sich auch als sehr zuverlässig, wobei die Installationskosten und der Montageaufwand deutlich höher. Schlussendlich konnten auch noch die Smart Meter von Landis+Gyr analysiert werden. Hierbei konnten die Anforderungen nicht erfüllt werden, da hier wesentliche Einschränkungen in Bezug auf die Kommunikationsfähigkeit und die Montage vorliegen.

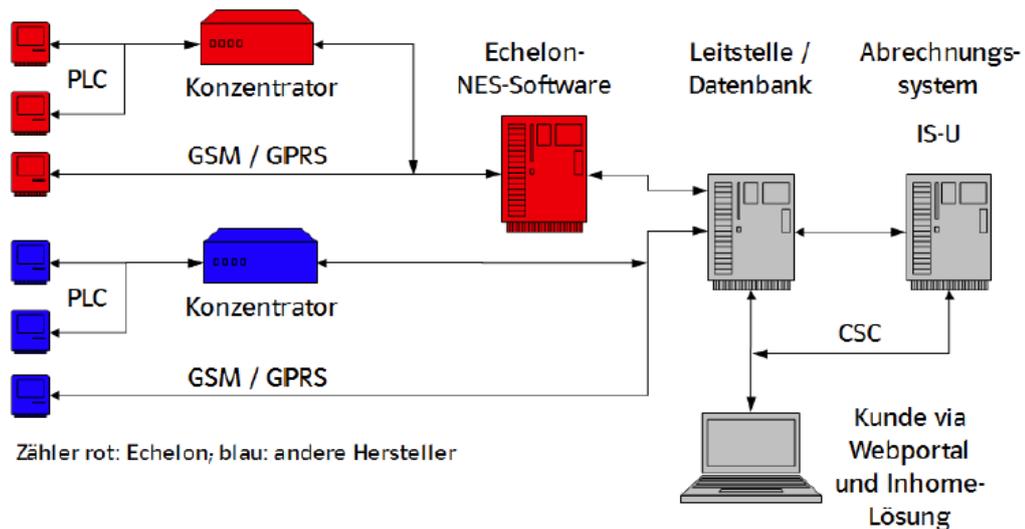


Abbildung 20: Schematischer Aufbau des E.ON Smart Meter Systems [5]

Die Smart Meter werden somit in allen Kundensegmenten integriert. Dies führte dazu, dass man segmentübergreifende Erfahrungen sammeln konnte. Die Vielzahl an Tarifmodellen für die Kunden stellte dabei, speziell in Bezug auf das Abrechnungssystem, eine große Herausforderung dar. Neben der internen IT-Infrastruktur sollen Kundenapplikationen geschaffen werden, damit der Kunde einen Mehrwert aus den Smart Metern erhält.

Als Leitstellensoftware entschied man sich für die ZFA200 von ITF-EDV Fröschl, da hier einerseits die Schnittstelle für SAP vorhanden ist und andererseits eine offene und modulare Architektur zur Verfügung steht, welche es zukünftig ermöglichen wird Smart Meter von verschiedenen Herstellern einzubinden.

Folgende Funktionen sind vorgesehen [5]:

- Stammdatenimport, Stammdatensynchronisation
- Geräteaktivierung/-deaktivierung
- Synchronisation von NES System
- Zählerabschaltung und -freigabe
- Tariftabellen laden
- Protokollierung
- Anbindung an das Webportal
- Anbindung an das Abrechnungssystem

Die Abrechnungen werden anschließen über eine Schnittstelle zum SAP IS-U Abrechnungssystem automatisiert durchgeführt.

Man stellte schlussendlich fest, dass die im Jahr 2008 eingesetzte PLC Technik noch nicht für die flächendeckende Roll-Out Phase empfehlenswert ist. GPRS war zu diesem Zeitpunkt schon ausgereift und konnte problemlos integriert werden. Weiters müssen noch Vorkehrungen im Bereich der Standardisierung der Schnittstellen für die Anbindung an die Leitstelle und andere Softwareumgebungen getroffen werden.

3.5 Smart Meter Rollout des Stadtwerks Haßfurt

Der Energieversorger Stadtwerk Haßfurt [5] setzte sich bereits seit dem Jahr 2007 für die flächendeckende Installation von Smart Metern ein. Anfänglich startete man mit einem Pilotprojekt von rund 200 digitalen Zählern. Bis zum Jahr 2011 konnte man durch die vielen positiven Erfahrungen alle Ferraris-Zähler im Netzgebiet gegen moderne Smart Meter austauschen. Schlussendlich wurden rund 10.000 Smart Meter in den Haßfurter Haushalten installiert.

Ein wesentlicher Standortvorteil des Projekts bestand in der bereits seit 2001 vorhandenen Vernetzung der Trafostationen über die PLC Technik, welche zu diesem Zeitpunkt für Breitbandinternet genutzt wurde.

Im ersten Stadium wurde die Systemüberwachung noch dezentral von EVB Energy Solutions GmbH betrieben. EVB war für die Anbindung der METERUS Schnittstelle in der Testumgebung zuständig. Weiters ist EVB Energy Solution GmbH ein Full-Service Anbieter, welcher den kompletten Ausbau der Smart Meter Infrastruktur überwacht und die notwendigen Hard- sowie Softwarekomponenten liefert. Der Zählereinbau hingegen wird durch das Fachpersonal des Stadtwerks Haßfurt durchgeführt. Schon im August 2009 konnte man den Betrieb der Smart-Metering-Systeminfrastruktur vor Ort durchführen.

Aufgrund der hohen Zuverlässigkeit und der weiten Verbreitung entschied man sich für den Einsatz von Echelon Zählersystemen. Auch bei den Datenkonzentratoren verlässt man sich auf die Firma Echelon. Die METERUS Middleware Software dient als Schnittstelle zwischen den Konzentratoren und den Systemapplikationen (XML Datensätze). Weiters ist sie für die Verarbeitung (AMI), Archivierung und Aufbereitung der Daten zuständig. Wie schon beim E.ON 10.000 Smart-Meter-Programm setzt auch Haßfurt auf die Network Energy Services für die Ansteuerung der Smart Meter Infrastruktur. Als Abrechnungssystem wird das ENER:GY Software von Wilken GmbH verwendet.

Ein weiteres Ziel des Projektes war die Visualisierung der Energiemesswerte für den Kunden in einem Webportal. Im Energie-Assistenz-Portal wird es dem Kunden ermöglicht die Stunden-, Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresverbräuche einzusehen. Zudem können Kunden, welche beispielsweise über eine Photovoltaikanlage verfügen, die eingespeiste Energiemenge genau nachvollziehen.

Die Projekterfahrung zeigte, dass die Kunden den Mehrwert durch die Integration von Smart Metern, speziell durch das Webportal, sehr positiv bewerten. Das Stadtwerk hat durch die Einführung der neuen Technologie einen wesentlichen Mehrwert in Hinblick auf die automatisierte Zählerablesung und die Rechnungsstellung erreicht. Weiters liegen nun genauere Netzdaten aus dem Niederspannungsnetz vor.

4 Analyse und Auswertung von Smart Meter Daten

Im dritten Kapitel wurde bereits allgemein auf die Funktionsweise von Smart Metern eingegangen. Durch die Integration der Smart Meter stehen den Netzbetreibern eine Vielzahl an Messwerten zur Verfügung, die wiederum für eine Niederspannungsnetzführung nicht alle relevant sind. Darum wird im Folgenden näher auf die Analyse und die Auswertung jener Smart Meter Daten eingegangen, welche für die Betriebsführung relevant sind. Beispielsweise sind sämtliche Energiemessdaten, wie die aktuellen Zählerstände, nur indirekt für die tägliche Netzführung verwendbar. Im Bereich der Netzführung sind in erster Linie Spannungs- sowie Stromwerte für den Betrieb interessant.

4.1 Mindestanforderungen an Smart Meter

Die Mindestanforderungen, welche ein Smart Meter erfüllen muss, werden im ELWOG 2010 § 83 Abs. 2 geregelt. Folgende Anforderungen müssen erfüllt werden:

- Messung und Speicherung der Messwerte im Zeitintervall von 15 Minuten
- Speicherung der Werte für mindestens 60 Kalendertage im Zählerspeicher
- Fernauslesung der Daten über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle
- Unterbrechung sowie Freigabe der Anlage muss aus der Ferne möglich sein
- Endverbraucher kann über eine unidirektionale Verbindung seine Daten abrufen
- Datenschutzbehörde und Datenschutzrat muss eingebunden sein
- Erfüllung der Datenschutzrichtlinien
- Interne Uhr sowie Kalenderfunktion

Die hier genannten Punkte dienen als Zusammenfassung der im Absatz 3 bis Absatz 5 aus dem ELWOG 2010 § 83 festgelegten Aufgaben. Eine Erweiterung des vorgeschriebenen Funktionsumfangs kann seitens des Netzbetreibers durchgeführt werden.

4.2 Datenlieferung von Smart Meter

Digitale Stromzähler sind in der Lage eine Vielzahl von Messwerten und Meldungen bereitzustellen. Aus technischer Sicht sind hierbei nahezu keine Grenzen gesetzt. Vielmehr werden durch die wirtschaftlichen Gegebenheiten der technischen Machbarkeit Grenzen gesetzt. Darum und auf Grund der großen Anzahl sind die Hersteller dazu angehalten Smart Meter möglichst kosteneffizient zu produzieren. Diese Vorgehensweise schränkt die Leistungsfähigkeit der Smart Meter in gewisser Hinsicht ein. Weiters stellt die kommunikative Anbindung ein weiteres Problem bei sehr großen

Datenaufkommen dar. Nach dem aktuell gültigen Datenschutzgesetz¹ ist eine Fernauslesung von zusätzlichen Datensätzen (ausgenommen Energieverbrauchsdaten) nur durch die ausdrückliche Zustimmung des Kunden gestattet.

In erster Linie hängt die Anzahl der Messdaten, welche ein Smart Meter messtechnisch ermitteln kann, von den Anforderungen des Netzbetreibers (bezogen auf die Ausschreibung) und von den herstellereigenen Vorgaben ab. Aus gesetzlicher Sicht muss ein Smart Meter nur in der Lage sein einmal täglich die Energiewerte an den Verteilnetzbetreiber zu senden. Abgesehen von diesen Vorgaben können die Messdaten nach drei verschiedenen Szenarien an das Head End System (HES) weitergeleitet werden:

- 1) **Opt-in:** Die Daten werden alle 15 Minuten an das HES übergeben und der Kunde hat jederzeit Zugriff auf die aktuellen Messwerte.
- 2) Laut **ELWOG § 83:** Eine Messung erfolgt alle 15 Minuten. Die Energiemessdaten werden hingegen nur einmal täglich zum HES übertragen.
- 3) **Opt-out:** Der Energieverbrauch wird für Abrechnungszwecke übermittelt. Weitere Kommunikationen sind nur in Sonderfällen (Tarifwechsel, Besitzerwechsel, etc.) gestattet.

Die Erweiterung der Grundfunktionalität wie sie von ELWOG gefordert wird, kann von jedem Netzbetreiber beliebig definiert werden. Es ist dabei empfehlenswert, die Smart Meter hardwaretechnisch so auszulegen, dass auch zukünftig eine Erweiterung des Funktionsumfangs mittels Softwareupdate stattfinden kann.

Moderne Smart Meter sind mindestens in der Lage folgende Messwerte aufzunehmen und können im erweiterten Sinn auch als Messwertsensoren angesehen werden:

- Spannungs- sowie Stromwerte
- Energie- und Leistungsmessung im Vierquadrantenbetrieb (Wirk- und Blindleistung)
- Leistungsfaktormessung
- Frequenz

Momentan werden Smart Meter dahingehend konfiguriert, dass nur Energiemessdaten (Wirkleistung und Blindleistung) mit dem jeweiligen Zeitstempel an das Head End System übertragen werden. Sind zusätzliche Messwerte (z.B. Spannungs- und Stromwerte) gefragt, so müssen diese in der Konfiguration der Smart Meter entsprechend angefordert werden (vgl. Datenschutzgesetz). Eine Methode, welche nur netzrelevante Messdaten übermittelt und dadurch die benötigte Bandbreite gering bleibt wird in 5.5 vorgestellt.

¹ Datenschutz-Grundverordnung (DSGVO) Art 5-6, 13-14, 15-21, 32, 82-83; ELWOG § 83; GWG § 126a

Die Auslesung der Messdaten erfolgt dabei Großteils in der Nacht, da hier viele Übertragungs- sowie Prozesskapazitäten vorhanden sind. Weiters können die Daten vom Vortag im Tagesgeschäft verarbeitet werden (z.B. Rechnungsstellung). Der Auslesezeitpunkt kann dennoch vom Netzbetreiber individuell festgelegt werden. In folgender Abbildung wird das Auslesungsschema eines Netzbetreibers dargestellt:

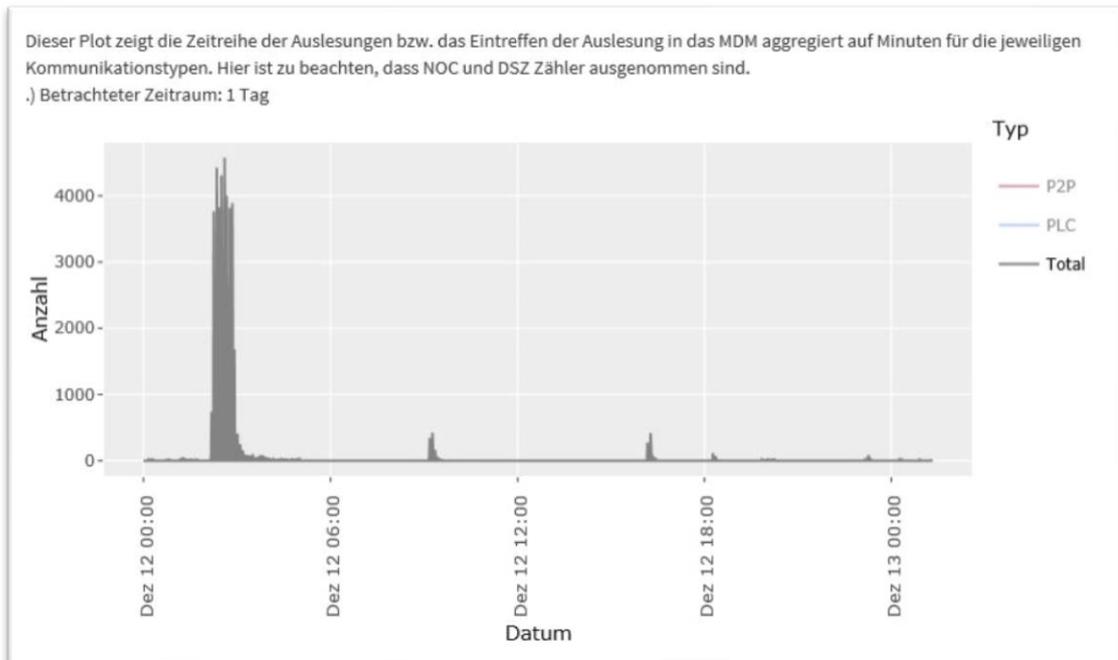


Abbildung 21: Auslesungszeitpunkte der Smart Meter

Der Schwerpunkt der Auslesung findet hierbei um 3 Uhr in der Nacht statt. Weitere Auslesezeitpunkte (hier um 9 Uhr und 16 Uhr) können folgendermaßen erklärt werden:

- Zähler war zum Auslesezeitpunkt nicht erreichbar und wird erneut aufgerufen
- Zähler konnte seine Daten im vorgesehen Zeitfenster nicht abliefern (siehe 4.4.2.4)
- Atypische Anfragen (PULL) finden statt
- Events werden übermittelt

Weiters können die Messgeräte eine Vielzahl von verschiedenen Meldungen aufzeichnen und diese gegebenenfalls sofort weiterleiten.

Im sogenannten PUSH-Betrieb können Smart Meter die Meldungen sofort zum Netzbetreiber senden und müssen nicht auf die tägliche Datenabfrage warten. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn es zu einer plötzlichen Unterspannung oder einem Phasenausfall kommt. Im PULL-Betrieb hingegen speichert der Zähler die Daten im eingebauten Speicher und kann die Daten nur nach Aufforderung des Head End System bzw. im Zuge der täglichen Datenabfrage übermitteln [30].

4.3 Verarbeitung von Smart Meter Daten

Die Datenverarbeitung findet hauptsächlich im zentralen System im Bereich des Advanced Meter Management (AMM) statt. Das AMM gliedert sich in das Head End System (HES) mit dem direkt angeschlossenen Advanced Metering Infrastructure (AMI). Beim HES handelt es sich um einen redundant ausgelegten Application Server. Durch das Load Balancing System des Servers ist eine stufenlose Steigerung der angeschlossenen Messstellen möglich [5].

Das Meter Data Management (MDM) übernimmt dabei die Aufgabe der Datenarchivierung und stellt die Daten für Verrechnungszwecke sowie für netzführende Zwecke zur Verfügung. Das „Gehirn“ des Systems wird vom AMI gebildet. Darin werden alle notwendigen Datenanalysen durchgeführt. Zusätzlich darf das AMI Kommandos über das HES an die Zähler weitergeben.

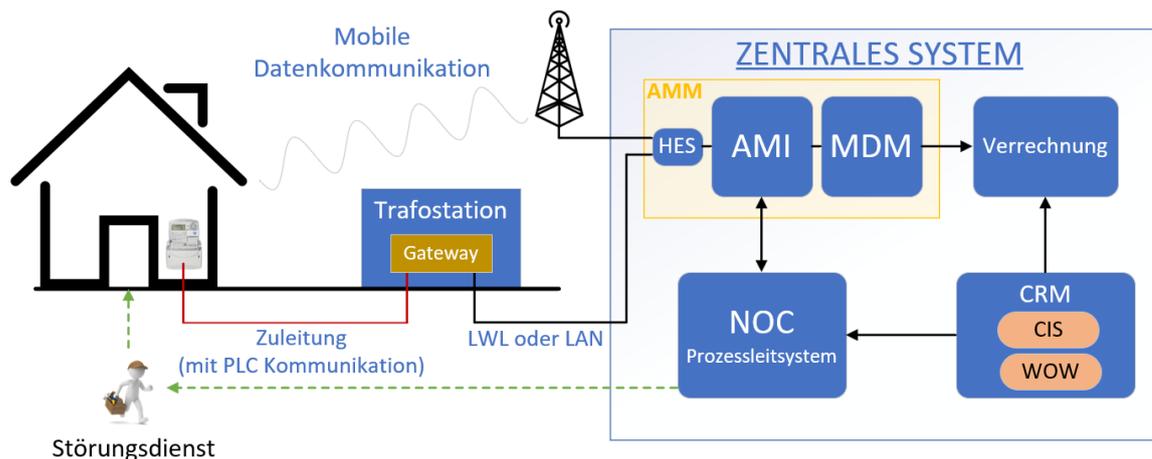


Abbildung 22: Struktur der Datenverarbeitung

Im ersten Schritt werden die Messdaten vom HES entgegengenommen und überprüft. Die Übertragung der Daten kann, wie bereits beschrieben, auf verschiedene Arten erfolgen. Ist die Plausibilität der Daten gegeben, werden sie im HES in ein einheitliches Datenformat umgewandelt.

Nachdem die Daten vom HES aufbereitet wurden, kann das AMI die Messwerte und die Alarme analysieren und entsprechende Vorkehrungen treffen. Als Betriebssystem nutzt das AMI im Regelfall die Service Oriented Architecture (SOA). Als bekannte Hersteller der SOA können hier beispielsweise SAP AG, IBM, Microsoft und Oracle genannt werden. Das AMI entscheidet nun, welche der Messwerte dem Network Operation Center (NOC) zur Verfügung gestellt werden und welche Messwerte im MDM-Archiv abgelegt werden sollen. Meldungen werden vom AMI analysiert und dementsprechend werden Warnungen generiert. Im Fehlerfall kann daher umgehend der Störungsdienst mit der Störungsbehebung beauftragt werden. Die im MDM System abgelegten Daten,

dienen als Grundlage für Abrechnungszwecke und auch für die Erstellung von Statistiken. Alle Typen von Messwerten aus dem Energiemarkt müssen mit einer sehr hohen Performance verarbeitet werden können und die Daten müssen immer abrufbereit sein [5]. Der hardwareseitigen Auslegung eines MDM Systems wird dabei ein hoher Stellenwert beigemessen.

Die Netzführung bedient sich an den gespeicherten MDM-Datensätzen, um kritische Netzsituationen herauszuarbeiten und entsprechende Maßnahmen zu ergreifen (z.B. Schalthandlungen). Im Prozessleitsystem sind vor allem die Meldungen von den Smart Metern für die Einsatzplanung wichtig.

Neben der Netzführung kann auch die Netzplanung auf die archivierten MDM-Daten zurückgreifen. Dies ermöglicht eine Optimierung des Netzausbaus, da erstmals ein genaues Lastprofil für jeden Endkunden festgelegt werden kann.

Darüber hinaus können die Endkunden über webbasierte Schnittstellen auf die gespeicherten Verbrauchsdaten im MDM zurückgreifen und sich Reports erstellen lassen.

4.4 Auswertung und Analyse von Smart Meter Daten

4.4.1 Messdaten („Meter Readings“)

4.4.1.1 Analyse eines Smart Meter Datensatzes anhand eines Beispiels von einem Verteilnetzbetreiber

Die Analyse der Smart Meter Datensätze findet hauptsächlich auf Basis der im Meter Data Management (MDM) gespeicherten Messwerte statt.

Im Folgenden wird ein Datensatz eines Zählers vom Hersteller Iskraemeco, wie er im MDM abgespeichert ist, dargestellt:

Tabelle 2: Messwerte von einem Smart Meter aus dem MDM

Zählerstände							
Seriennummer	Messzeitpunkt	ToU Typ	Wirkleistung-Import(kWh)	Wirkleistung-Export(kWh)	Blindleistungen-Import(kVarh)	Blindleistungen-Export(kVarh)	Daten Ursprung
ISK105076853XXX	12/09/2018 00:00:00	Gesamt	2734.47	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 00:15:00	Gesamt	2734.479	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 00:30:00	Gesamt	2734.481	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 00:45:00	Gesamt	2734.482	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 01:00:00	Gesamt	2734.503	0	0	0	Zeitplan

ISK105076853XXX	12/09/2018 01:15:00	Gesamt	2734.518	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 01:30:00	Gesamt	2734.52	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 01:45:00	Gesamt	2734.521	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 02:00:00	Gesamt	2734.536	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 02:15:00	Gesamt	2734.556	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 02:30:00	Gesamt	2734.558	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 02:45:00	Gesamt	2734.559	0	0	0	Zeitplan
ISK105076853XXX	12/09/2018 03:00:00	Gesamt	2734.568	0	0	0	Zeitplan

Die Zuordnung der Smart Meter erfolgt dabei nach der Seriennummer. Die entsprechenden Kundendaten sind mit der jeweiligen Seriennummer verknüpft und können somit für Abrechnungszwecke verwendet werden. Die hier dargestellte Messreihe beginnt um Mitternacht und endet exemplarisch um drei Uhr morgens. Die Messfrequenz beträgt dabei 15 Minuten. Wie man aus den Datensatz entnehmen kann, handelt es sich um einen privaten Anschluss, da keine Blindleistung mitgezählt wird. Wird der Smart Meter im industriellen blindleistungskostenpflichtigen Bereich betrieben, werden auch diese Messwerte aufgezeichnet. Weiter ist es ersichtlich, dass keine Einspeisung seitens des Kunden vorhanden ist. Die Daten wurden dabei immer nach einem vorgegebenen Zeitplan abgerufen.

Der oben gezeigte Smart Meter Datensatz kann um den jeweilig benötigten Funktionsumfang erweitert werden. Als Beispiel können hier Spannungs- und Stromwerte sowie Frequenzmessungen genannt werden. Ein umfangreicherer Datensatz konnte zum Verfassungszeitpunkt dieser Arbeit nicht zur Verfügung gestellt werden. Es ist zu erwähnen, dass die zu messenden Strom- sowie Spannungswerte aufgrund der schmalbandigen Kommunikation nicht im Sekundentakt (oder kurzzeitiger) übertragen werden können. Daher müssen die Messwerte dementsprechend im Smart Meter vorselektiert werden (z.B. nur die max/min Spannungswerte eines 15 Minutenintervalls). Eine entsprechende Methode wird in 5.5 (Power Snap Shot Analyse) vorgestellt.

4.4.2 Meldungen (Events)

4.4.2.1 Fehlerarten

Im Allgemeinen können die von Smart Metern erkannten Fehlermeldungen in zwei Kategorien eingeteilt werden [31]:

- **Einzelne Fehlermeldungen**

Einzelne Fehler entstehen, wenn beispielsweise eine Kundenanlage nicht erreichbar ist bzw. keine Daten liefern kann. Der Hintergrund kann dabei sehr vielfältig sein und ist nicht zwingend mit einem Ausfall gekoppelt. Oft deutet eine Fehlermeldung aber auf einen Fehler in der Kundenanlage hin und liegt somit außerhalb des Zuständigkeitsbereichs des Netzbetreibers. Eine weitere Möglichkeit wäre das Vorhandensein einer Kommunikationsstörung (siehe 4.5).

- **Mehrere Fehlermeldungen**

Der gleichzeitige Ausfall von mehreren Smart Meter Anlagen in einem Netzgebiet deutet auf eine großflächige Netzstörung hin. Schon bevor die ersten Kundenanrufe entgegengenommen werden, kann der Netzbetreiber den Fehlerort lokalisieren und abgrenzen. Bei einem Kommunikationsproblem (z.B. Ausfall des Gateways) (siehe 4.5) wird hingegen kein unmittelbarer Kundenanruf stattfinden.

4.4.2.2 Meldungen (Events) für die Netzführung und deren Grenzwerte

Als Fehlermeldung sind für die Netzführung alle Meldungen definiert, welche nicht aus dem betriebsfähigen Normalzustand hervorgehen. Das heißt, dass alle Messwerte die von einem fest definierten Betriebspunkt, unter Beachtung der Toleranzen, abweichen als Fehler (z.B. bei Grenzwertüberschreitung oder Phasenausfall) gewertet werden und dementsprechend eine Meldung erzeugt werden muss. Welche Auswirkungen die Fehlermeldung auf den laufenden Netzbetrieb ausübt wird erst im Punkt 5 besprochen. Damit ein Smart Meter eine Fehlermeldung ausgeben kann, muss zunächst eine Parametrierung erfolgen. Die Parameter richten sich dabei hauptsächlich an die gesetzlichen Richtlinien nach EN50160 und an die internen Vorschriften des Netzbetreibers. Die hier beschriebenen Fehlermeldungen stellen einen kleinen Auszug aus dem möglichen Meldungsregister eines Smart Meters dar. Jeder Netzbetreiber kann durch die Festlegung von Parametersätzen die Ausgabe von Meldungen veranlassen und damit an das eigene Netz anpassen.

Im Folgenden werden einige wesentliche (Fehler-)Meldungen kurz beschrieben:

- **Unter- /Überspannung je Phase**
Eine Meldung wird ausgegeben, wenn das Spannungsband ($\pm 10\%$) verlassen wird.
- **Magnetfeld festgestellt**
Durch starke äußere Magnetfelder kann die Funktionsfähigkeit der Smart Meter unter Umständen beeinflusst werden. Daher wird eine Meldung ausgegeben, wenn der Grenzwert überschritten wird.
- **Gehäusedeckel abgenommen**
Jeder Smart Meter verfügt über eine, im Betriebsfall verplombte, abnehmbare Abdeckung, unter der sich die Klemmvorrichtung für die Anschlussleitungen befindet. Wird der Deckel geöffnet, so kommt es zu einer Meldung.
- **Grenzwert (Last) erreicht**
Dem Smart Meter kann über die Parametrierung ein maximaler Lastwert vorgegeben werden. Wird dieser erreicht, so kommt es zu einer Meldung. Allerdings kann es sich auch um einen minimalen Lastwert handeln. Der maximale Lastwert darf dabei die maximal mögliche Nennbelastung des Smart Meters nicht überschreiten.
- **Spannungslos (je Phase)**
Kommt es zu einem Phasenausfall, so erkennt das Smart Meter, dass keine Spannung mehr an der betroffenen Phase anliegt und schlägt umgehend Alarm. Anders verhält sich der Smart Meter im Zuge eines Stromausfalles. Hierbei ist es wichtig zu wissen, ob das verwendete Smart Meter eine integrierte Batterie für den weiteren Betrieb verfügt. Durch die gesetzliche Regelung ist es zwar verpflichtend, dass die Zähler eine Batterie für den Erhalt der Echtzeit besitzen, wobei diese Energiereserve nicht für eine aktive Verbindung ausreichen muss [32].
- **Nullleiter unterbrochen**
Die Unterbrechung des Nullleiters, durch beispielsweise einen Kabelbruch, Beschädigung oder Kontaktfehler, führt zu einer Fehlermeldung.
- **Unerwartete Einspeisung**
Zu einer unerwarteten Einspeisung kann es durch eine illegale Stromeinspeisung seitens des Endverbrauchers kommen.

- **Kommunikationsfehler**
Bricht die Kommunikation zwischen Smart Meter und dem Head End System ab, so muss eine Fehlermeldung ausgegeben werden. Kann die Fehlermeldung aufgrund der unterbrochenen Kommunikationsleitung nicht übertragen werden, so wird diese gespeichert und erst bei erneutem Verbindungsaufbau übermittelt. Weiters kann ein Kommunikationsfehler auch entstehen, wenn die Datenübertragung gestört ist.
- **SIM-Karte fehlt, keine Funkverbindung**
Wird bei P2P Smart Metern mit Funkeinheit die SIM-Karte entfernt, so wird eine Meldung im Speicher hinterlegt. Weiters werden Funkabbrüche in den Fehlerspeicher hinterlegt, damit notwendige Maßnahmen durchgeführt werden können.
- **Keine PLC Verbindung**
Eine Unterbrechung der PLC Verbindung kann mehrere Ursachen haben. Beispielsweise kann durch einen Leitungsbruch die Kommunikation unterbrochen werden oder der Datenkonzentrator ist momentan nicht verfügbar.
- **Phase vertauscht**
Durch die Parametrierung wird das Drehfeld vom Netz im Smart Meter festgelegt. Wird dieses durch bauliche Maßnahmen geändert, so kommt es zu einer Meldung.
- **Schlechter Empfang**
Bei schlechtem Empfang wird eine Meldung generiert, damit der Messstellenbetreiber entsprechende Maßnahmen ergreifen kann (Bsp.: externe Antenne installieren).
- **Trennschalter offen/geschlossen**
Ist der Trennschalter geöffnet muss dies dem Head End System gemeldet werden.
- **Phasenunsymmetrie**
Kommt es über einen definierten (längeren) Zeitraum zu einer großen asymmetrischen Belastung (wird vom Netzbetreiber konfiguriert) so kann ein Hinweis im MDM hinterlegt werden. Bei Bedarf kann auch eine Meldung im Push Betrieb abgegeben werden.

Mit der Hilfe von Alarmmitteilungen und Fehlermeldungen der Smart Meter kann die Netzführung im Bereich der Störungserfassung wesentlich verbessert werden.

4.4.2.3 Analyse von Smart Meter Meldungen anhand eines Beispiels

Meldungen sind im Gegensatz zu den Datensätzen mit einer gewissen Priorität zu behandeln. Die Priorität hängt dabei vom Typ des Events und von der Prioritätenvorgabe seitens des Netzbetreibers ab.

Tabelle 3: Meldungsverzeichnis von einem Smart Meter

Meldungen					
Seriennummer	Gerät	Gruppe	Ereigniszeit	Zeit hinzufügen	Typ
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 00:19:39	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext freigegeben
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 00:20:01	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext erstellt
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 01:20:54	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext freigegeben
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 01:21:36	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext erstellt
ISK105077XXX	Zähler	Zugangs Logbuch	25.09.2018 01:22:31	26.09.2018 15:04:11	Kommunikation Interface I3, I3.1 gestartet
ISK105077XXX	Zähler	Sicherheit	25.09.2018 01:22:31	26.09.2018 15:03:59	Benutzerauthentifizierung erfolgreich
ISK105077XXX	Zähler	Zugangs Logbuch	25.09.2018 01:22:33	26.09.2018 15:04:11	Kommunikation Interface I3, I3.1 gestartet
ISK105077XXX	Zähler	Zugangs Logbuch	25.09.2018 01:22:33	26.09.2018 15:04:11	Kommunikation Interface I3, I3.1 beendet
ISK105077XXX	Zähler	Sicherheit	25.09.2018 01:22:33	26.09.2018 15:03:59	Benutzerauthentifizierung erfolgreich
ISK105077XXX	Zähler	Zugangs Logbuch	25.09.2018 01:25:41	26.09.2018 15:04:11	Kommunikation Interface I3, I3.1 beendet
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 02:26:40	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext freigegeben
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 02:27:00	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext erstellt
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 03:27:53	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext freigegeben
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 03:28:15	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext erstellt
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 04:29:09	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext freigegeben
ISK105077XXX	Zähler	Kommunikations Profil	25.09.2018 04:29:50	26.09.2018 15:04:33	GPRS PDP Kontext erstellt

In Tabelle 3 ist der Eventverlauf eines im Betrieb befindlichen Smart Meters ersichtlich. Dieser Smart Meter ist über eine GPRS Verbindung (P2P Smart Meter) an das zentrale System angebunden. Sehr viele Meldungen werden nur für kommunikative Prozesse generiert. Diese haben keine nähere Bedeutung für die Netzführung und sind nur für die IT-Infrastruktur relevant. Der hier angeführte Datensatz besitzt keine relevanten Einträge, wie sie in Kapitel 4.4 erwähnt wurden. Die Analyse eines beispielhaften Smart Meter Event Datensatzes wird im folgenden Kapitel anhand des UPGRID Projektes beschrieben.

4.4.2.4 Analyse der Smart Meter Meldungen (Events) für ein Niederspannungsnetz im UPGRID Projekt

Im Iberdrola UPGRID Projekt [30] wurde die Analyse der Smart Meter Meldungen in einem Niederspannungsnetz genauer untersucht. Das Ziel der Analyse bestand darin die Zeit zu bestimmen, in welcher die Über- sowie Unterspannungsgrenzen nicht eingehalten werden konnten. Anhand dieser Informationen soll im Anschluss eine grafische Auswertung des Fehlerortes erfolgen.

Als größte Herausforderung stellte sich der Umgang mit den enormen Datenmengen heraus. Die Analyse wurde dabei in Vizcaya (Spanien) durchgeführt. Die Hauptstadt von Vizcaya ist Bilbao, welche eine der vier Demonstratoren des UPGRID Projektes ist. Für die Analyse der Daten wurden mehrere Strategien, wie beispielsweise die Auswertung der Informationen mit einer VBA Anwendung, zur Vorsortierung der Daten zur Anwendung gebracht. Die Analyse der Smart Meter Meldungen erfolgt dabei offline. Die dafür notwendige Systemarchitektur wird in Abbildung 23 dargestellt.

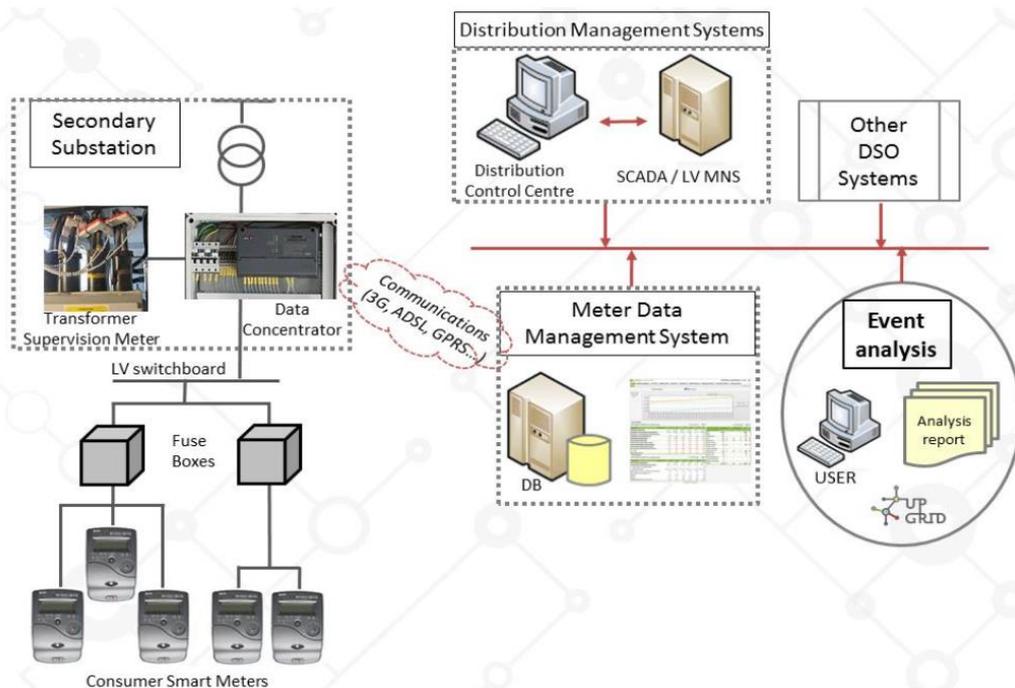


Abbildung 23: Smart Meter Niederspannungsnetz in Bilbao [30]

Für die Untersuchungen wurden die Daten aus dem Meter Data Management (MDM) System extrahiert. In dem betrachteten Netzgebiet von Vizcaya befinden sich 500.000 Smart Meter, die gemeinsam 700.000 Meldungen täglich ausgeben.

Im ersten Schritt wurde damit begonnen die Meldungen aus dem Jahr 2015 aus dem MDM mit den Kundenrückmeldungen zu vergleichen. Dabei konnte man feststellen, dass sich die Kundenmeldungen oft nicht mit den Meldungen aus dem MDM System decken. Zum einen wurden die Fehlermeldungen seitens des Kunden erst verspätet oder gar nicht gemeldet und andererseits konnten die Kunden aufgrund des fehlenden Fachwissens den Fehler nicht eindeutig identifizieren. Auffallend war dabei, dass die Smart Meter von verschiedenen Herstellern auch unterschiedliche Meldungen für den gleichen Netzfehler liefern.

Im nächsten Schritt soll eine Applikation für die automatisierte und intelligente Auswertung der Meldungen geschaffen werden. Für die Analyse der MDM Datensätze wurde eine auf VBA basierte Anwendung entwickelt.

Die iterative Vorgehensweise des Programms sieht folgendermaßen aus:

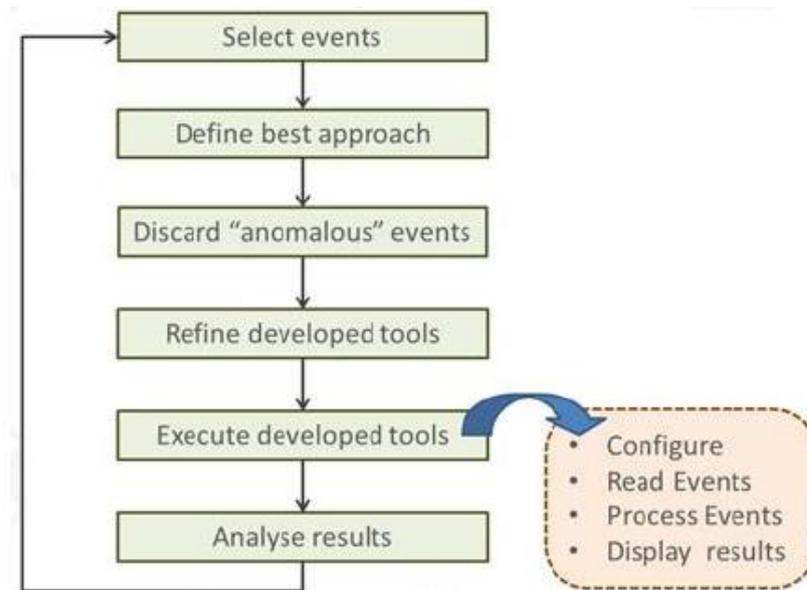


Abbildung 24: Vorgehensweise des VBA – Analyseprogramms [30]

Für die Analyse werden nur relevante Meldungen, wie sie in Tabelle 4 dargestellt sind, ausgewählt:

Tabelle 4: Auswahl von relevanten Meldungen für die Analyse [30]

Type	Group	Event Id.	Description
closed quality incidents	3	13	average voltage between phases is under lower limit
	3	14	phase 1 voltage is under lower limit
	3	15	phase 2 voltage is under lower limit
	3	16	phase 3 voltage is under lower limit
	3	17	average voltage between phases is over upper limit
	3	18	phase 1 voltage is over upper limit
	3	19	phase 2 voltage is over upper limit
	3	20	phase 3 voltage is over upper limit
	3	22	long-term outage detected at phase 1
standard	1	1	meter restart event with missed data
	1	2	meter restart event without missed data
	1	3	supply failure at meter event
	1	7	loss of neutral

Dabei werden die Meldungen über einen Zeitraum von einer Woche betrachtet. Neben der Analyse der Smart Meter Messwerte werden auch stündlich Spannungsmessungen in den Verteiltransformatoren durchgeführt. Das Analysetool muss ausgehend von den MDM Daten folgende Berechnungen durchführen können:

- Bestimmung der Zeit, in welcher sich die Secondary Substations (SS) außerhalb der Spannungsgrenzen befinden. Als Indikator dienen die Überspannungs- und Unterspannungsmeldungen.
- Bestimmung der Zeit, in welcher sich die Fuse Boxes (FB) außerhalb der Spannungsgrenzen befinden. Als Indikator dienen die Überspannungs- und Unterspannungsmeldungen.
- Berechnung des Prozentsatzes einer stündlichen Messung, in der sich das Spannungsniveau des Verteiltransformators außerhalb der Toleranz befindet.
- Suche nach fehlenden Meldungen: Berechnung des Prozentsatzes von fehlenden Meldungen bei einem Ausfall.

Fehlende Meldungen stellen ein weiteres Problem für die Analyse dar. Üblicherweise sollen nach einem Ausfall folgende Meldungen im MDM System zu finden sein:

- Versorgungsfehler (Tabelle 4 → Event 3)
- Neustart des Smart Meters
 - Mit Datenverlust (Tabelle 4 → Event 1)
 - Ohne Datenverlust (Tabelle 4 → Event 2)
- Lange Versorgungsfehler in Phase 1 (Tabelle 4 → Event 22)
 - Einfachheitshalber werden nur die Ereignisse in Phase 1 betrachtet

Man konnte zeigen, dass ca. 30 % der Meldungen im MDM fehlen. Das Problem liegt dabei hauptsächlich in der Häufigkeit der Datenübertragung. Die meisten Fehlermeldungen entstehen während des Normalbetriebes und werden nicht sofort an das MDM übermittelt. Einmal wöchentlich, innerhalb eines gewissen Zeitfensters, wird der Fehlerspeicher des Smart Meters im PULL Betrieb ausgelesen. Schafft es der Stromzähler nicht die Daten innerhalb des Zeitfensters zu übermitteln, gehen die Daten verloren. Um dies zu vermeiden, sollen die Zähler eine andere Konfiguration erhalten.

Im Anschluss sollen die Ergebnisse der Analyse mit einer Feldstudie bestätigt werden. Zuerst hat man in Vizcaya damit begonnen, die Meldungen von Jänner bis Oktober 2016 zu analysieren. Die gesammelten Erfahrungswerte und die Ergebnisse wurden dann an die entsprechenden Teilnehmer der Feldstudie weitergeleitet. Daraufhin begann man wenige Monate später in Castellón mit einem weiteren Feldversuch. Hierfür wurde der Monat Dezember im Jahr 2015 ausgewählt, da es in diesem Monat am meisten Meldungen zu beobachten gab. Damit ein aussagekräftiges Ergebnis möglich ist, wurden zusätzlich drei andere Regionen mit unterschiedlichen regionalen Gegebenheiten (Klima, Besiedelungsgrad, etc.) betrachtet. Durch eine Analyse der fünf auffälligsten Fehler, die im Zusammenhang mit Überspannung stehen, konnte belegt werden, dass ein direkter Zusammenhang zwischen der Entfernung von FB zu SS und den zeitlichen Überspannungsgrenzen herrscht, die auf Grundlage der Meldungen berechnet wurden. In Bezug auf die Unterspannungsgrenzen konnte in 17 Fällen festgestellt werden, dass auch hier in 80 % der Fälle ein direkter Zusammenhang zwischen dem Abstand der SS zu FB und der zeitlichen Unterspannungsgrenze vorliegt. In den restlichen 20 % der Fälle konnte keine Aussage aufgrund von Verbindungsproblemen getroffen werden.

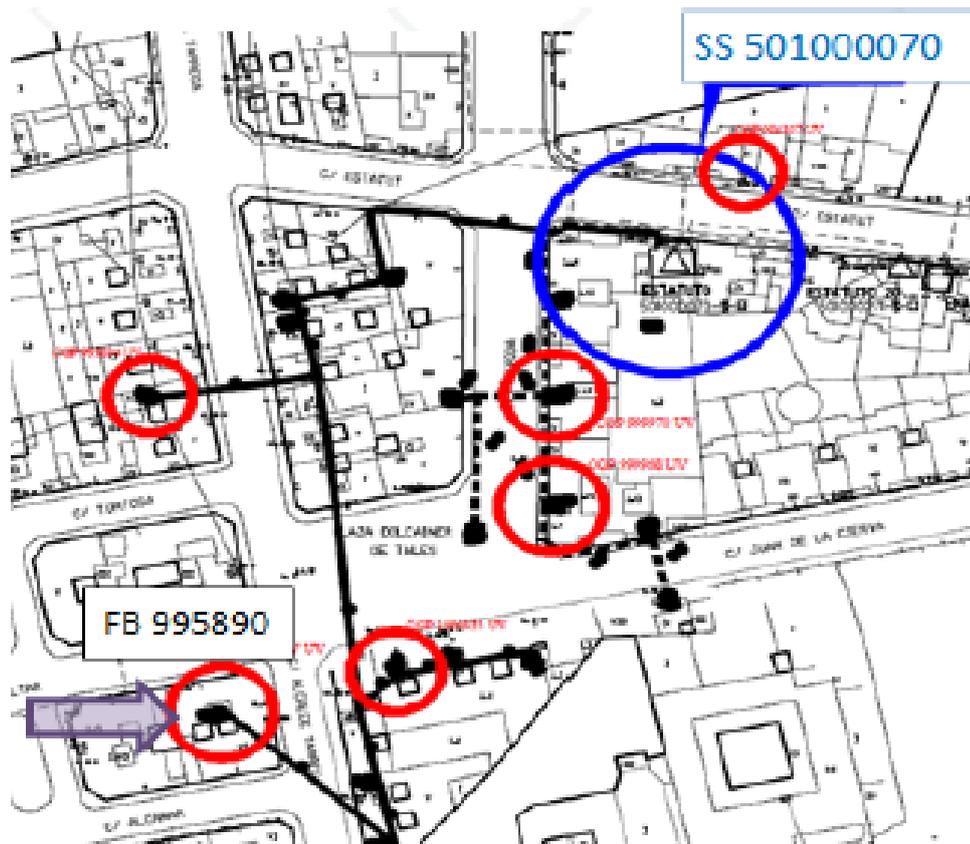


Abbildung 25: Feldversuch bezüglich der Unterspannungsgrenze [30]

In der obenstehenden Abbildung ist zu sehen, dass die SS 501000070 die Versorgung für das angrenzende Netzgebiet übernimmt. Wie oben beschrieben ging aus den Versuchen hervor, dass die FB995890 für eine längere Zeit eine geringere Spannung hatte als die direkt angrenzenden FB.

Im Zuge der Meldungsanalyse wurde für das Projekt die eigene Applikation „Virtual Register“ entworfen. Die meisten Meldungen werden im PULL Modus abgerufen und erst im Nachhinein analysiert. Dieses Software-Tool zeichnet alle fünf Minuten über 48 Stunden hinweg die Spannungs- und Strommessungen bestimmter Kundenzähler auf. Auf diese Weise können verdächtige Zähler sofort ermittelt werden und dementsprechende Handlungen durchgeführt werden. Erste Messungen belegten, dass es nur in seltenen Fällen zu Überspannungsproblemen kommen kann. Bei der Untersuchung von Unterspannungsereignissen hingegen konnten einige Schwachstellen aufgezeigt werden.

4.5 Kommunikationsprobleme

Die Kommunikation mit dem Head End System (HES) stellt die Grundlage für die Funktion von Smart Metern dar. Oft kommt es aufgrund der langen und störanfälligen Übertragungswege zu Fehlinformationen beim Empfänger. Die Art und die Häufigkeit von Kommunikationsproblemen hängen in erster Linie von der verwendeten Übertragungstechnik ab. Hierbei muss beachtet werden, dass ein Kommunikationsfehler nicht zwingend mit einer Versorgungsunterbrechung zusammenhängt (siehe 4.6).

Zunächst ist es sinnvoll die Gesamtübertragungsstrecke bis hin zum HES in zwei Teilabschnitte (Zonen) zu beschreiben:

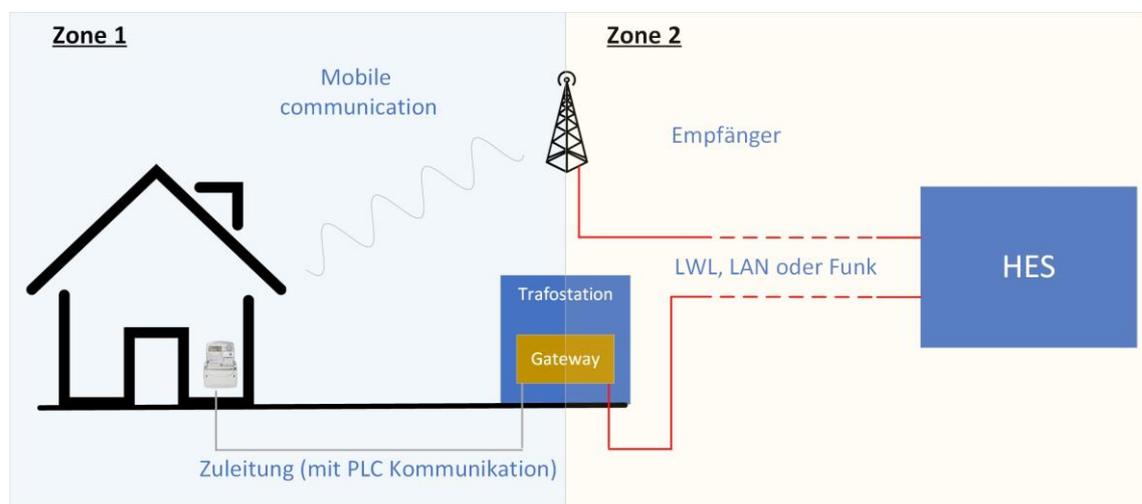


Abbildung 26: Kommunikationsabschnitte

Im ersten Abschnitt, auch als Last-Mile-Bereich bekannt, befindet sich der Smart Meter und der Datenkonzentrator (Gateway). Der zweite Verbindungsabschnitt startet beim Datenkonzentrator bzw. der Empfangsstation und endet beim HES. Die getrennte Betrachtung ist deshalb sinnvoll, da speziell der erste Abschnitt sehr störanfällig ist.

Zone 1:

Der Trend in den letzten Jahren zeigt, dass die Schmalband-PLC Kommunikation aus wirtschaftlichen und technischen Gründen bevorzugt eingesetzt wird. Eine mobile Datenkommunikation wird nur in Ausnahmefällen errichtet. Andere Technologien sind zwar verfügbar (siehe 2.4.2), kommen aber selten zur Anwendung und werden aus diesem Grund hier nicht näher betrachtet.

Die mobile Datenkommunikation wird meist über die bestehenden Telekommunikationsanlagen der Mobilfunkbetreiber betrieben. Die Übertragungsqualität ist hier unter anderem von Faktoren wie Empfindlichkeit, Dämpfung, Störfestigkeit und Fading abhängig. Die genannten Faktoren liegen allerdings nicht im Zuständigkeitsbereich eines Netzbetreibers und sind daher für den

Netzbetrieb zweitrangig. Erfahrungen zeigen, dass bei einem ausreichenden Signalpegel ein störungsfreier Betrieb ermöglicht wird. Für einen breiten Roll Out ist diese Technologie aufgrund der Abhängigkeit und den hohen laufenden Kosten nur in Ausnahmefällen zu empfehlen.

Die Störanfälligkeit der Schmalband-PLC Verbindung hängt im Wesentlichen von folgenden Maßnahmen ab:

- Qualität und Material der Niederspannungsleitung
- Qualität der Zwischenverbindungen (Muffen)
- Länge der Leitung
- Dämpfung der Leitung
- Hochfrequente Beeinflussung von außen (EMV anderer Geräte)

Grundsätzlich sind Niederspannungsleitungen nicht für den hochfrequenten Betrieb ausgelegt. Ein großer Teil der hochfrequenten Signalenergie wird entlang der Leitung abgestrahlt und erfährt somit eine ausgeprägte Signaldämpfung. Zudem muss der mögliche Signalpegel aus Gründen der EMV auf ein bestimmtes gesetzlich vorgeschriebenes Maß reduziert werden. Bei Erdkabel bestimmt die HF-Übertragungsfunktion die Qualität der Signalübertragung. Sie ist hauptsächlich von der Kabeldämpfung und von den Wellenwiderstandssprüngen (an Muffen und Hausanschlüssen) abhängig. Aufgrund des Isolationsmaterials und der Abmessungen wirkt das Kabel wie ein Tiefpass und dämpft daher hochfrequente Signale [33]. Neben den physikalischen Gegebenheiten der Leitungen üben auch die angeschlossenen Geräte auf der Verbraucherseite einen signifikanten Einfluss auf die Störanfälligkeit der PLC Kommunikation aus. Speziell die zunehmende Durchdringung der Leistungselektronik, welche beispielsweise in Photovoltaik Wechselrichtern verbaut ist, beeinträchtigt die PLC Kommunikation. Das Problem liegt hier bei der Taktfrequenz der Umrichter, welche sich im gleichen Frequenzbereich wie die PLC Übertragungsfrequenz (35 kHz bis 81 kHz) befinden.

Zone 2:

Die Störanfälligkeit des zweiten Abschnittes ist wesentlich geringer als im ersten Abschnitt. Die gebündelten Datenpakete der Smart Meter werden nun über eine hoch verfügbare und breitbandige Datenverbindung an das HES weitergeleitet. Die Kommunikation kann dabei entweder über ein kabelgebundenes Medium, wie beispielsweise eine LWL oder LAN Verbindung, oder über eine performante Funkverbindung erfolgen. Damit sich der Verteilnetzbetreiber die zur Verfügung stehende Bandbreite nicht mit anderen Informationsdiensten teilen muss, wird hier eine eigene Infrastruktur angestrebt und nach und nach errichtet. Es werden bevorzugt Lichtwellenleiter installiert aufgrund der optischen und dadurch störungsresistenten Übertragungsstrecke. Starke elektrische Felder sowie hochfrequente Beeinflussungen stellen für die LWL Technologie kein Problem dar. Zudem ist die maximal mögliche Datenrate im Gegensatz zur PLC Kommunikation sehr hoch (siehe 2.4.2). Eine weitere Möglichkeit ist die Anbindung über eine bestehende LAN- bzw. eine Telefonleitung.

Diese Leitungen befinden sich meist nicht im Besitz des Verteilnetzbetreibers und sind daher extern anzumieten. Die Störanfälligkeit ist dahingehend größer, da keine Immunität gegenüber elektromagnetischen Feldern vorherrscht. Der Ausbau der LWL Technologie ist sehr kostenintensiv und wird daher nur langsam vorangetrieben. In der Zwischenzeit wird der Datenkonzentrator per Funktechnologie an das HES angebunden. Die Störanfälligkeit ist dabei sehr gering, da es sich um ein etabliertes Kommunikationssystem handelt.

4.6 Unterscheidung zwischen Netz- oder Kommunikationsproblem

Die Erkennung von Kommunikationsstörungen oder Versorgungsunterbrechungen ist aufgrund der fehlenden Rückmeldung der Smart Meter sehr kompliziert. Jede Unterbrechung einer aktiven Verbindung kann unterschiedliche Ursachen haben. Grundlegend muss zwischen Kommunikationsproblemen und Versorgungsproblemen unterschieden werden. Eine Versorgungsunterbrechung muss mit einer höheren Priorität behandelt werden als ein Kommunikationsproblem.

Sind die Smart Meter innerhalb eines Netzgebietes ausschließlich über die PLC Kommunikation mit dem Gateway verbunden, so kann nur dann eine Aussage erfolgen, wenn mindesten ein Smart Meter eine aktive Verbindung zum Gateway besitzt.



Abbildung 27: Verbindung erfolgt ausschließlich über PLC

Wie in Abbildung 27 gezeigt wird, sind vom Fehler nur wenige Haushalte betroffen. Die restlichen Smart Meter, welche sich noch im Netz befinden, signalisieren den Netzbetreiber somit, dass eine Versorgung gegeben ist. Die fehlenden Informationen lassen keine genauere Aussage über die Fehlerart zu. Daher ist der Netzbetreiber auf einen Kundenanruf angewiesen. Erfolgt kein Kundenanruf kann davon ausgegangen

werden, dass es sich um ein Kommunikationsproblem handelt. Dennoch kann der Netzbetreiber anhand der erreichbaren Smart Meter den Fehlerort vorab grob lokalisieren.

Erst durch die Kombination von PLC Smart Metern und Point-to-Point (P2P) Smart Metern kann im Fehlerfall eine genauere Beurteilung des Netzstatus stattfinden. Folgende Abbildung zeigt ein solches Beispielnetz:

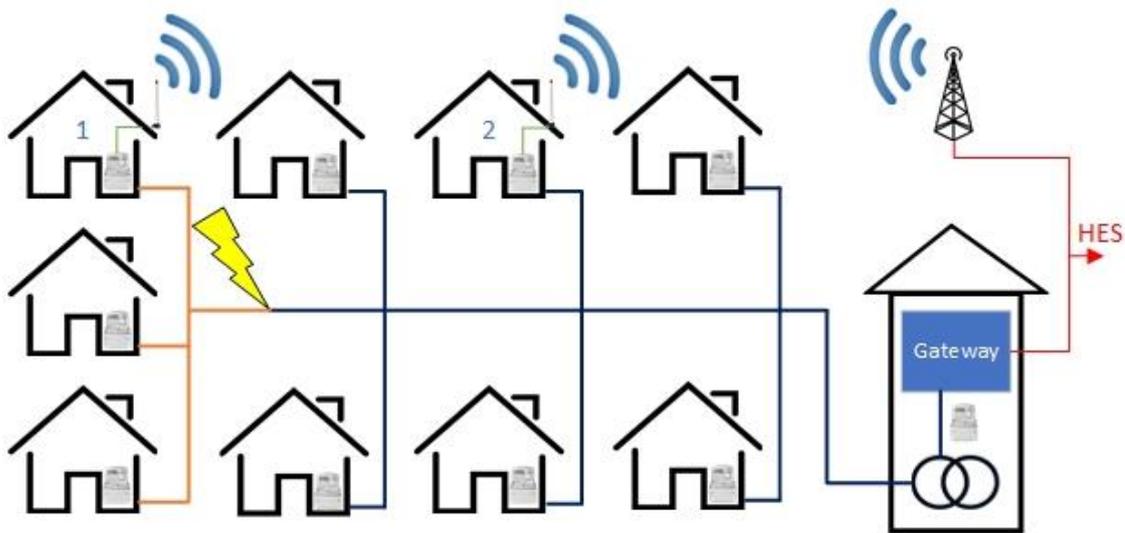


Abbildung 28: Beispiel einer Kommunikationsstörung

In diesem Beispiel (Abbildung 28) wird ebenfalls davon ausgegangen, dass nur wenig Smart Meter nicht erreichbar sind. Zuvor (Abbildung 27) war allerdings keine Aussage über die Fehlerart möglich. Nach dem Störungseintritt kann, ausgehend von der Netzleitstelle, versucht werden die Smart Meter zu erreichen. Im Falle einer Kommunikationsstörung im eingezeichneten Punkt würden alle PLC Smart Meter und der P2P Smart Meter Nr. 2 erreichbar sein. Weiters wäre auch noch der P2P Smart Meter Nr. 1 erreichbar, da die Versorgung weiterhin gegeben ist. Aus dieser Betrachtung lässt sich nun ableiten, dass es sich um eine Kommunikationsstörung handelt. Äußert sich der Fehler als Versorgungsunterbrechung, so werden sich nur die Smart Meter vor dem Fehlerort melden. Jene Smart Meter nach dem Fehlerort, speziell der P2P Zähler Nr. 1, werden nicht erreichbar sein. Durch die Integration eines Smart Meters bzw. eines Messgerätes in den Verteiltransformator ergibt sich eine weitere Möglichkeit. Es kann dadurch sichergestellt werden, dass eine Versorgung vom übergeordneten Netz vorhanden ist.

Werden die Messdaten hingegen ausschließlich über eine Funkverbindung (P2P) übertragen, so entstehen aufgrund der technischen Gegebenheiten einige Vorteile. Kommunikationsprobleme können auf diese Weise nahezu ausgeschlossen werden, da hierfür auf eine sehr stabile und bewährte mobile Kommunikationsinfrastruktur zurückgegriffen wird. Kommunikationsstörungen können dabei seitens des Mobilfunkanbieters eindeutig identifiziert werden und dem Messstellenbetreiber mitgeteilt werden. Sind mehrere P2P Zähler nicht erreichbar, so kann von einer Versorgungsunterbrechung ausgegangen werden. Ein Kundenanruf ist daher nicht zwingend erforderlich. Nur bei Einzelstörungen ist es für den Netzbetreiber nicht ersichtlich, ob der Trennschalter geöffnet wurde oder ob es sich um eine Störung handelt.

Gesetzlich sind Smart Meter verpflichtet die Messwerte für mindestens 60 Tage im Speicher zu halten. Hierfür und zur Erhaltung der RTC (Real Time Clock) ist eine Back-Up Batterie notwendig. Diese Batterie ist allerdings nicht für den stromlosen Betrieb des Smart Meters und somit für den Sendebetrieb ausgelegt. Manche Hersteller bieten die Möglichkeit das Sendemodul mit einer zusätzlichen Batterie auszustatten, damit auch ein Sendebetrieb ohne Versorgungsspannung möglich ist. Bei einem Netzfehler kann dadurch umgehend eine Statusmeldung an den Netzbetreiber gesendet werden [32].

Zukünftig wäre es auch möglich alternative Datenanbindungen von Dritten (Statusinformationen von Modems, etc.) zur Fehlereingrenzung zu nutzen [1]. Beispielsweise könnte ein Internetmodem eine Statusmeldung an den Netzbetreiber übermitteln. Es wäre auch denkbar, dass Wetterdaten zur Störungseingrenzung herangezogen werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass ein Verbindungsabbruch der Smart Meter Kommunikation nicht umgehend mit einem Stromausfall assoziiert werden darf. Deshalb ist es, vor allem in der frühen Roll Out Phase, wichtig die Fehlermeldungen kritisch zu hinterfragen und dementsprechend zu dokumentieren.

4.7 Erreichbarkeit der Smart Meter basierend auf Erfahrungswerten

Während des Roll-Out Prozesses hat sich ein Netzbetreiber mit der Analyse der Erreichbarkeit der Smart Meter beschäftigt. Dieser Netzbetreiber setzt bei der Kommunikation ausschließlich auf die P2P (Funk) und PLC Technologie. Die folgende Datenreihe basiert dabei aus den Messdaten von 36245 P2P Zähler und 14475 PLC Zähler.

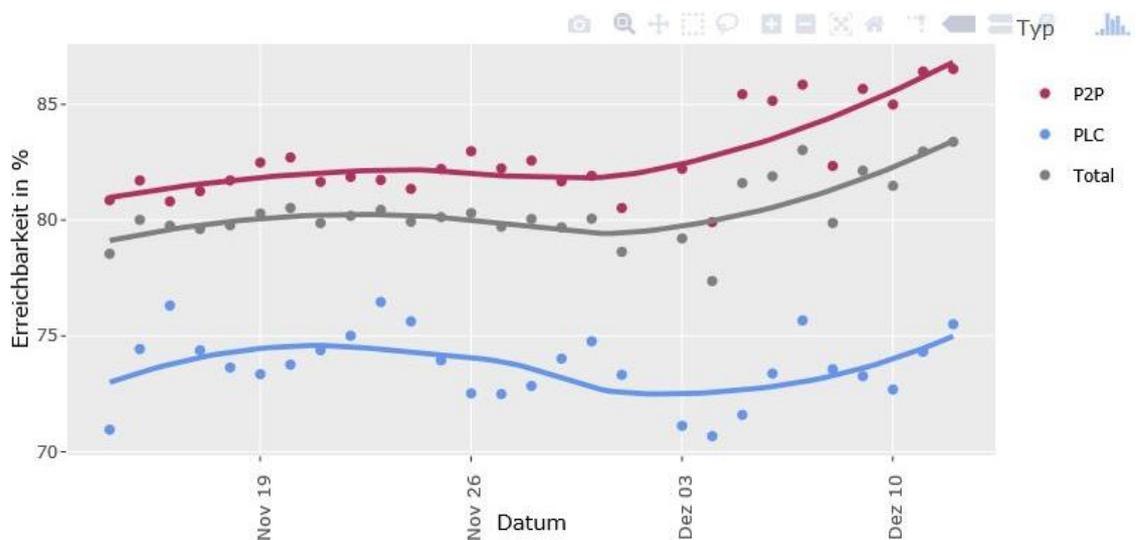


Abbildung 29: Erreichbarkeit der Smart Meter auf Basis der P2P und PLC Kommunikation

In der Abbildung 29 ist ersichtlich, dass die Erreichbarkeit der Smart Meter bei rund 80 % liegt. Erwartungsgemäß ist die Erreichbarkeit der P2P Meter höher, wohingegen die PLC Zähler ca. 10 % schlechter abschneiden.

In den folgenden Abbildungen ist der Kommunikationsstatus der beiden Technologien aufgeschlüsselt:

P2P Smart Meter:

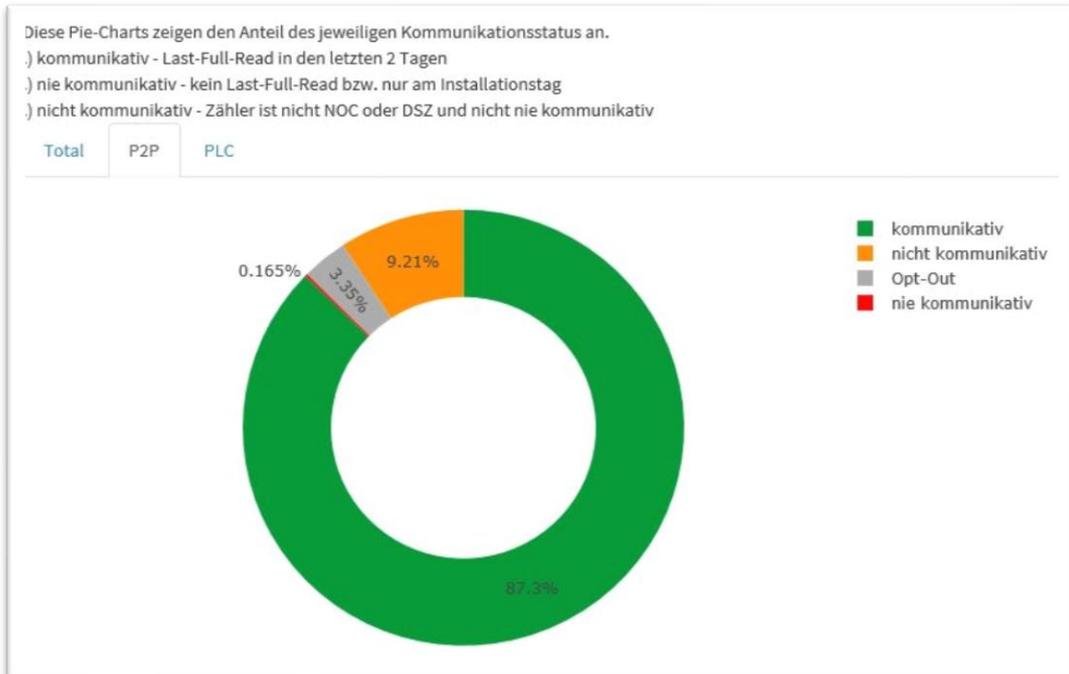


Abbildung 30: Kommunikationsstatus von P2P

PLC Smart Meter:

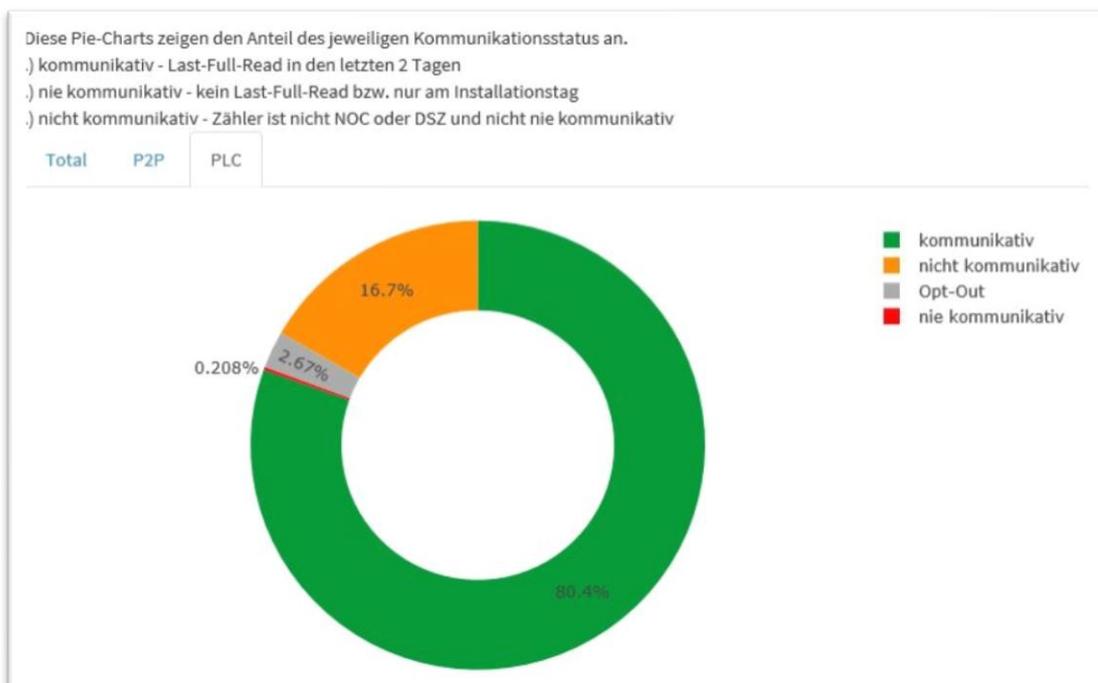


Abbildung 31: Kommunikationsstatus von PLC

5 Visualisierung und Anwendung in der Netzfürung

Die gesammelten und analysierten Smart Meter Daten stehen nun im Meter Data Management (MDM) für die Weiterverarbeitung bereit. Durch die Vielfalt an Messdaten entstehen für den VNB vollkommen neue Einsatzbereiche in der Netzfürung. Dabei wird die Tiefe des Visualisierungsgrades grundsätzlich vom Netzbetreiber festgelegt. Im Folgenden wird auf die Visualisierungsmöglichkeiten und die damit verbundenen Anwendungsbereiche in der Niederspannungsnetzfürung eingegangen. Studien haben gezeigt, dass durch den Einsatz von AMI Systemen die Ausfallszeit im Durchschnitt um 4 bis 6 Minuten [34] reduziert werden könnte.

5.1 Datenverschneidung

Als Grundlage von weiteren Betrachtungen muss zunächst abgeklärt werden, welche Komponenten Zugriff auf die Datenbank eines Verteilnetzbetreibers haben sollen. Das modulare System eines Netzbetreibers erlaubt es weitere Applikationen über eine geeignete Schnittstelle zu integrieren. Die zentrale Datenbank bildet dabei das Bindeglied zwischen den einzelnen Applikationen.

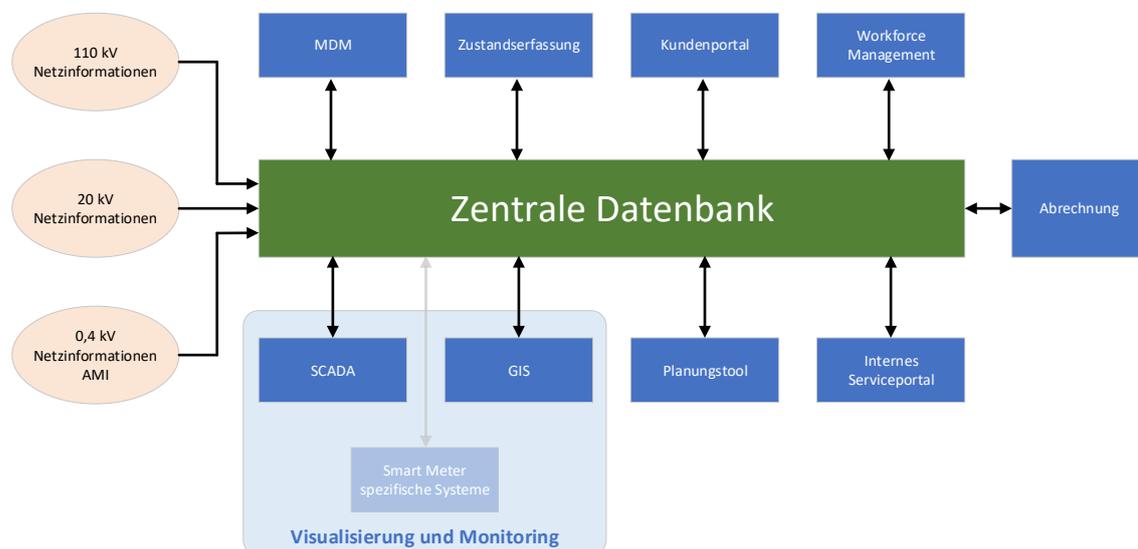


Abbildung 32: Datenverschneidung der Komponenten

Das MDM System stellt hierbei das Herzstück für die Digitalisierung des Niederspannungsnetzes dar.

5.2 Möglichkeiten der Darstellung

5.2.1 Monitoringsysteme

Die Grundlage für die Visualisierung von Messwerten bildet das Monitoringsystem. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es für ein Unternehmen ratsam bestehende Systeme zu erweitern, um somit eine übersichtliche Visualisierung der Smart Meter Daten zu ermöglichen. Historisch gesehen arbeiten zahlreiche Verteilnetzbetreiber mit zwei verschiedenen Systemen (GIS, SCADA), welche einen Zugriff auf die gemeinsame Datenbank besitzen. Möchte man den Anforderungen bezüglich Echtzeit, Überwachung und Nachführung gerecht werden, so ist die Einführung eines neuen Systems anzudenken. Bevor ein besagtes System zur Anwendung kommt, soll ein Netzbetreiber folgende Kriterien analysieren [1]:

- Regulatorische Anforderungen
- Mengengerüst und Skalierbarkeit
- Betriebssicherheit
- Datenanbindung
- Schnittstellen
- Vorhandene Software
- Schulungsaufwand
- IT-Sicherheit
- Hardwareanforderungen
- Wirtschaftlichkeit
- Verfügbarkeit

Im Folgenden werden die verwendeten Monitoringsysteme kurz beschrieben.

5.2.1.1 GIS (Geoinformationssystem)

Geoinformationssysteme werden hauptsächlich zur Dokumentation von Netzkomponenten und anderen Infrastrukturen verwendet. Die Darstellung erfolgt dabei auf der Grundlage eines Lageplans und ermöglicht somit eine entsprechende Darstellung der Netzkomponenten in einem geografischen System. Des Weiteren können neben der grafischen Aufarbeitung der Komponenten auch die Planung, Netzberechnung und Schaltbriefabwicklung integriert sein. Zudem sind im GIS alle verfügbaren Netzebenen eines Netzbetreibers abgebildet. GIS Systeme werden von vielen Herstellern angeboten und sind zum Teil als Open Source erhältlich. Im gewerblichen Bereich hingegen wird der Einsatz von kommerziellen GIS Systemen aufgrund des Supports und der entsprechenden Skalierbarkeit bevorzugt.

Die Darstellung von Smart Meter Werten in einem GIS System wäre denkbar. Messwerte könnten im GIS System direkt visualisiert dargestellt werden und Alarmmeldungen können zu dem jeweiligen Objekt zugeordnet werden. Eine lagerichtige Darstellung

erfordert eine möglichst detailgetreue Abbildung der Komponenten. Daher ist der Rechenaufwand für die Prozesstechnik enorm und beeinträchtigt somit die Stabilität des Systems. Für eine sinnvolle Gesamtübersicht wäre es ratsam, eine Verbindung zum SCADA System herzustellen um auch Fehlermeldungen aus anderen Netzbereichen darstellen zu können.

5.2.1.2 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

Das Leitsystem eines Netzbetreibers wird meist als SCADA-System bezeichnet. Dieses zentrale System ist für die aktive Netzüberwachung und das Abwickeln von Steuer- und Schalthandlungen zuständig. Die Abbildung erfolgt in vereinfachter schematischer Weise, um den Rechenaufwand gering zu halten. Die Erstellung von schematischen Plänen ist hingegen sehr aufwendig. Es besteht zwar die Möglichkeit, auf Basis der GIS Daten, ein schematisches Abbild automatisiert erstellen zu lassen, wobei Erfahrungen gezeigt haben, dass die Übersichtlichkeit eines elektronisch generierten Planes nicht ausreichend ist. Des Weiteren müssen im Anschluss alle Daten im Produktivsystem überprüft werden. Daher ist in vielen Fällen eine aufwendige manuelle Planerstellung notwendig. Eine weitere Methode stellt der „Automatic Display Builder“ [1] dar. Dieser erstellt den Schemaplan für den betroffenen Abzweig bis zu der nächsten Einspeisestelle vollautomatisiert. Der aktuelle Schaltzustand wird dabei laufend berücksichtigt und die Übersichtlichkeit bleibt erhalten.

Wie bereits in Abbildung 1 dargestellt wurde, ist das Niederspannungsnetz nur sehr rudimentär in das Netzleitsystem integriert. Der Abbildungsgrad nimmt mit der Stufe der Spannungsebene zu. Die Überwachung und Steuerung des Mittelspannungsnetzes ist teilautomatisiert möglich. Alle aktuellen Schaltzustände sind erfasst und können an die aktuelle Netzsituation angepasst werden. Das SCADA System ist als redundant wirkendes System ausgeführt und weist daher eine sehr hohe Verfügbarkeit auf. Weiters sind Betriebsmittel- und Grenzwertüberwachungen möglich.

Eine Digitalisierung des Niederspannungsnetzes wird zukünftig angestrebt. Hierfür ist eine Schnittstelle zwischen den Advanced Meter Management und dem SCADA System zu implementieren. Durch die Einbindung des Niederspannungsnetzes in das Leitsystem ist ein vollständiges Abbild gegeben und es können gezielte Schalthandlungen im Niederspannungsnetz durchgeführt werden.

5.2.1.3 Smart Meter spezifische Systeme

Unter einem Smart Meter spezifischen System sind jene Systeme zu verstehen, welche vom Hersteller bzw. von einem zweiten Lieferanten für das Management von Smart Metern angeboten werden. Der wesentliche Vorteil dieses Systems basiert auf der optimalen Anpassung der Systemumgebung an die Smart Meter Daten. Dadurch sind eine effiziente und stabile Steuerung und Überwachung möglich. Alle relevanten Daten können aus den bestehenden Systemen bezogen werden. Neben dem vorhandenen SCADA- und GIS-System muss der Netzbetreiber dazu bereit sein ein drittes System in den Arbeitsablauf der Netzleitstelle zu integrieren, was in den meisten Fällen einen wesentlichen Nachteil darstellt. Wie auch beim GIS wäre es empfehlenswert, eine online Schnittstelle in Richtung SCADA einzurichten, damit aktuelle Fehlermeldungen in den übergeordneten Netzen mitberücksichtigt werden können. Dadurch, dass es sich dabei um ein separates System handelt, kann mit einer hohen Verfügbarkeit gerechnet werden und bestehende Systeme müssen nicht erweitert werden.

5.2.2 Darstellung

Die Darstellung in dem jeweiligen Monitoringsystem kann auf unterschiedliche Weise erfolgen und hängt hauptsächlich von den Anforderungen des Netzbetreibers ab. Als Anforderungen für die Darstellung sollen folgende Punkte genannt werden [1]:

- Nachführung von Schalthandlungen
- Einbindung von Alarmmeldungen / Grenzwertüberschreitungen
- Anzeige von netzführungsrelevanten Betriebsmitteln
- Topologische und funktionale Netzeinfärbung
- Anzeige von nicht versorgten Kunden
- Darstellung von (ferngesteuerten) Schaltern
- Übersichtliche Darstellung von Messwerten

Üblicherweise erfolgt, auf der Grundlage der oben angeführten Anforderungen, die Darstellung nach dem geografischen Plan oder dem schematischen Plan.

5.3 Visualisierung von Smart Meter Daten

Damit eine Visualisierung der Smart Meter Daten möglich wird, müssen einige Management Tools installiert werden. Das zentrale Datenmanagementsystem muss in der Lage sein, die Messdaten entsprechend für das verwendete Visualisierungssystem aufzubereiten. Die Visualisierung kann in zeitkritisches Netzmonitoring (grid monitoring) und zeitunkritisches Netzmonitoring (grid history) unterteilt werden [35].

- **„Grid Monitoring“**

Das zeitkritische Netzmonitoring hängt in erster Linie davon ab, wie oft die Daten von den Smart Metern empfangen und gespeichert werden. Das System basiert darauf, dass alle Handlungen online ablaufen. Die Messwerte dürfen dabei nicht älter sein, als ein vorab definierter Zeitbereich. Dieser Zeitbereich ist bei Smart Metern üblicherweise, aufgrund des Abrufintervalls, auf 15 Minuten definiert. Weitere zeitkritischen Faktoren stellen die Übertragungszeit und die Verarbeitungszeit der Messwerte dar:



Abbildung 33: Zeitkonstanten in der Messwertvisualisierung

Als Beispiel können hier die aktuellen Spannungs- sowie Stromwerte angeführt werden.

- **„Grid History“**

Die Daten für das nicht zeitkritische Netzmonitoring werden aus dem MDM abgerufen und basieren somit ausschließlich auf den gespeicherten Messwerten. Neben den Messwerten können zudem auch Fehlermeldungen, Lastwerte und Wetterdaten abgespeichert werden. Zum Beispiel kann durch statistische Analysen eine Lastprognose erstellt werden.

Die Verarbeitungszeit ist grundsätzlich von der Systemperformance des zentralen Systems und von der Netzgröße abhängig. Je ausgedehnter das betrachtete Netzgebiet ist, umso mehr Vereinfachungen müssen getroffen werden.

5.3.1 Einbindung der Smart Meter Daten in GIS

Die Einbindung der Daten in ein geografisches Informationssystem bietet wesentliche Vorteile in Bezug auf eine übersichtliche Darstellung. Das betrachtete Netzgebiet kann mit „einem Blick“ analysiert werden ohne, dass weitere Messwerte herangezogen werden müssen. Es wäre vorstellbar, dass mit Hilfe der 15-minütigen Messungen von Spannung und Strom im jeweiligen Anschlusspunkt die Auslastung berechnet wird. Die Daten für das Grid History können über eine Schnittstelle aus dem MDM System geladen werden. Zeitkritische Meldungen, wie zum Beispiel Fehlermeldungen, müssten hingegen sofort vom Advanced Metering Infrastructure System an das GIS übergeben werden.

Eine mögliche Darstellungsart wird im Folgenden präsentiert. Auf der Grundlage von den gespeicherten Grid History Daten könnte die jeweilige Leitungsauslastung anhand einer farblichen Darstellung erfolgen:

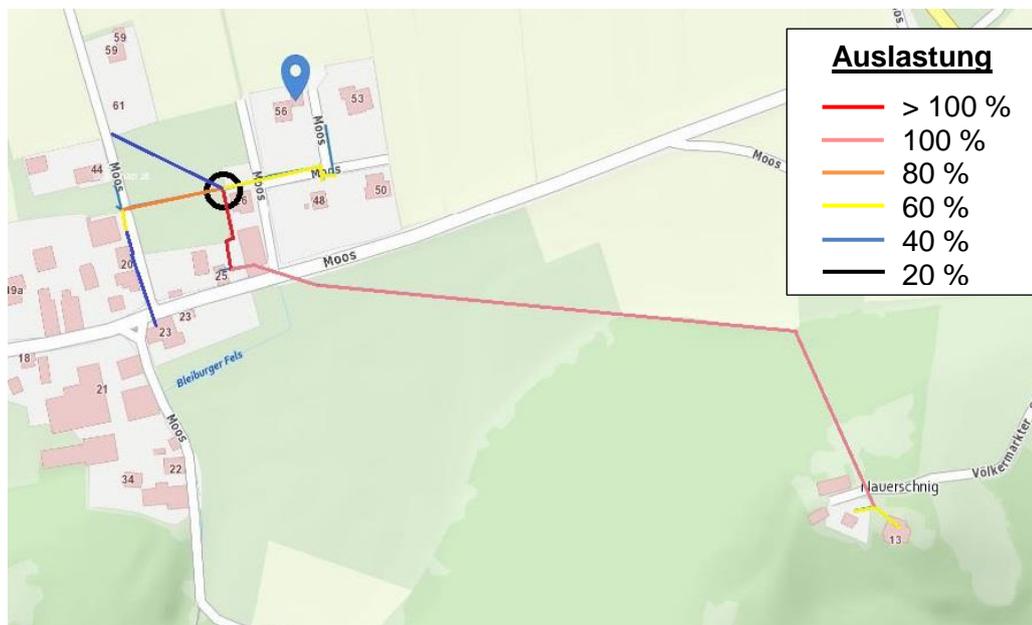


Abbildung 34: Leitungsdarstellung in Abhängigkeit der Belastung im GIS

Ausgehend vom Verteiltransformator (schwarzer Kreis) werden die Leistungsbelastungen farblich dargestellt. Neben der Leitungsauslastung könnte diese Art der Darstellung auch für Ströme und Spannungen abgeleitet werden. Wird nun ein Smart Device ausgewählt, klappt ein Kontextmenü auf und die entsprechenden Messwerte aus der letzten 15-Minuten Messung werden angezeigt:



Abbildung 35: Kontextmenü eines Anschlussobjektes im GIS

In Abbildung 35 wird eine Beispielmeldung gezeigt, wie die Darstellung erfolgen könnte. Das Kontextmenü sollte dabei nach den Bedürfnissen des Netzbetreibers anpassbar sein.

Smart Meter Meldungen mit hoher Priorität (z.B. Netzfehler) verursachen eine Warnung, welche grafisch am entsprechenden Objekt angezeigt wird:

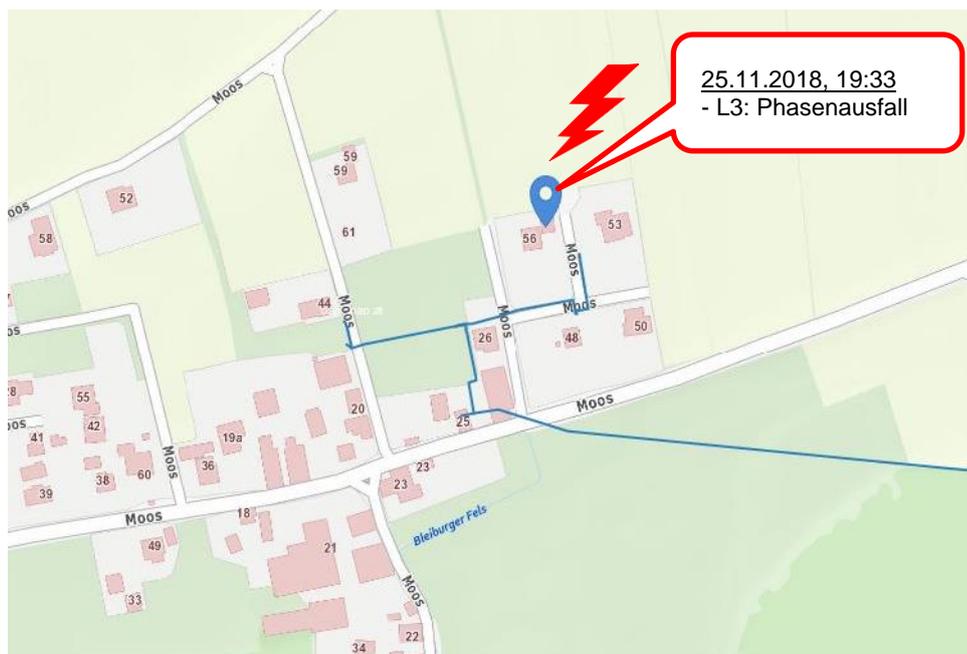


Abbildung 36: Smart Meter Event - Phasenausfall im GIS System

Unmittelbar nach der Fehlermeldung ist zu prüfen, ob weitere Objekte betroffen sind um den Fehlerort einzugrenzen.

Die Voraussetzung für die Integration der Smart Meter Daten ist, dass die Datenabfrage entgegen ELWOG § 83 alle 15 Minuten (Opt-in) stattfindet und neben den reinen Energiemesswerten auch weitere Messdaten, wie Beispielsweise Spannungs- und Stromwerte, übertragen werden. Die Messdaten sollen idealerweise alle 15 Minuten für die Grid History aus dem MDM geladen werden. Dies fordert eine äußerst performante IT-Infrastruktur.

In folgender Abbildung wird ein Screenshot aus einem Analysetool des Hersteller Landis+Gyr gezeigt:

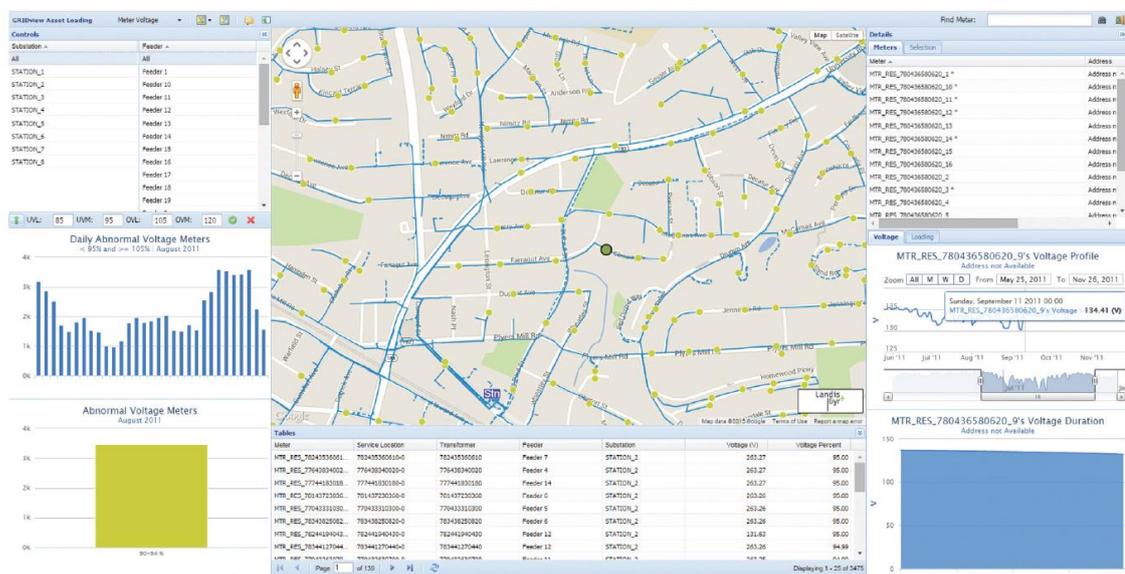


Abbildung 37: Analysetool für Smart Meter Daten von Landis+Gyr [36]

Im rechten Bereich wird hier das entsprechende Spannungsprofil eines ausgewählten Smart Meters angezeigt.

5.3.2 Einbindung der Smart Meter Daten in SCADA

Die Einbindung der Smart Meter Messdaten in ein bestehendes SCADA System bietet aufgrund der schematischen Darstellung wesentliche Vorteile für die Gesamtübersicht. Die nahtlose Integration ermöglicht zudem eine über alle Netzebenen übergreifende Darstellung. Der Operator hat dabei vollen Zugriff auf alle Messwerte sowie Fehlermeldungen und kann schnellstmöglich Entscheidungen treffen. Eine Darstellungsform, wie sie bereits mit gewisser Ähnlichkeit im UPGRID Projekt eingesetzt wird, wird nun beispielsweise vorgestellt.

Im Folgenden wird ein Ausschnitt aus dem Mittelspannungsnetz eines Ortsnetzes dargestellt (Abbildung 38). Die Verknüpfungspunkte sind dabei mit einem Transformator für die Versorgung des untergeordneten Niederspannungsnetzes ausgestattet.

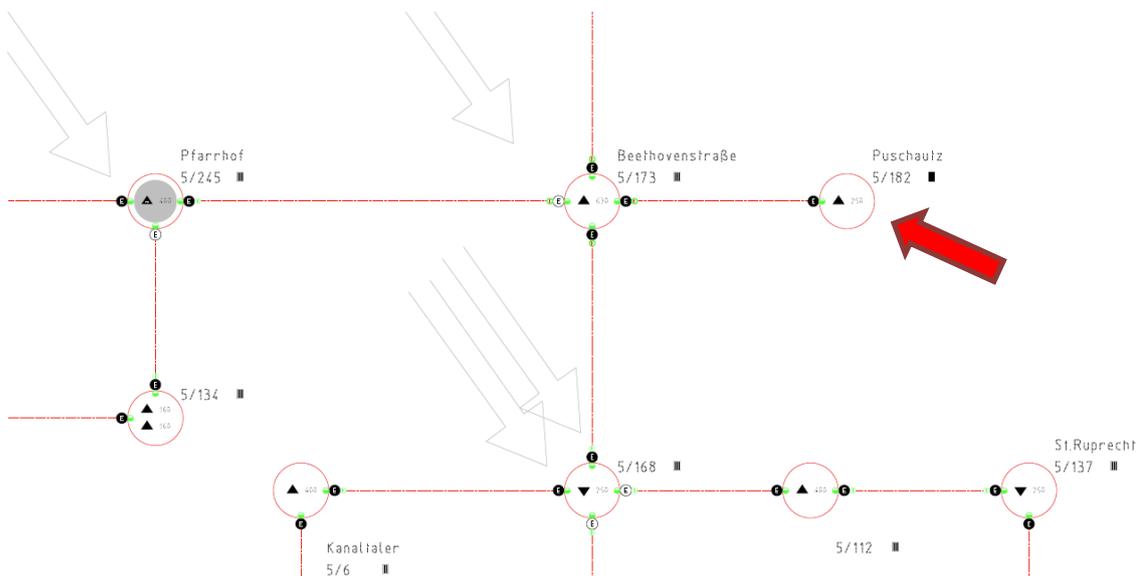


Abbildung 38: SCADA Visualisierung

Eine direkte Vermischung der Mittel- mit der Niederspannungsebene würde einen Verlust der Übersichtlichkeit bedeuten. Daher ist es empfehlenswert die entsprechende Niederspannungsebene erst durch die Auswahl des gewünschten Verteiltransformators darzustellen. Hierfür wird beispielsweise der in Abbildung 38 dargestellte Verteiltransformator ausgewählt und es öffnet sich, wie in Abbildung 39 gezeigt, der schematische Plan des darunterliegenden Niederspannungsnetzes.

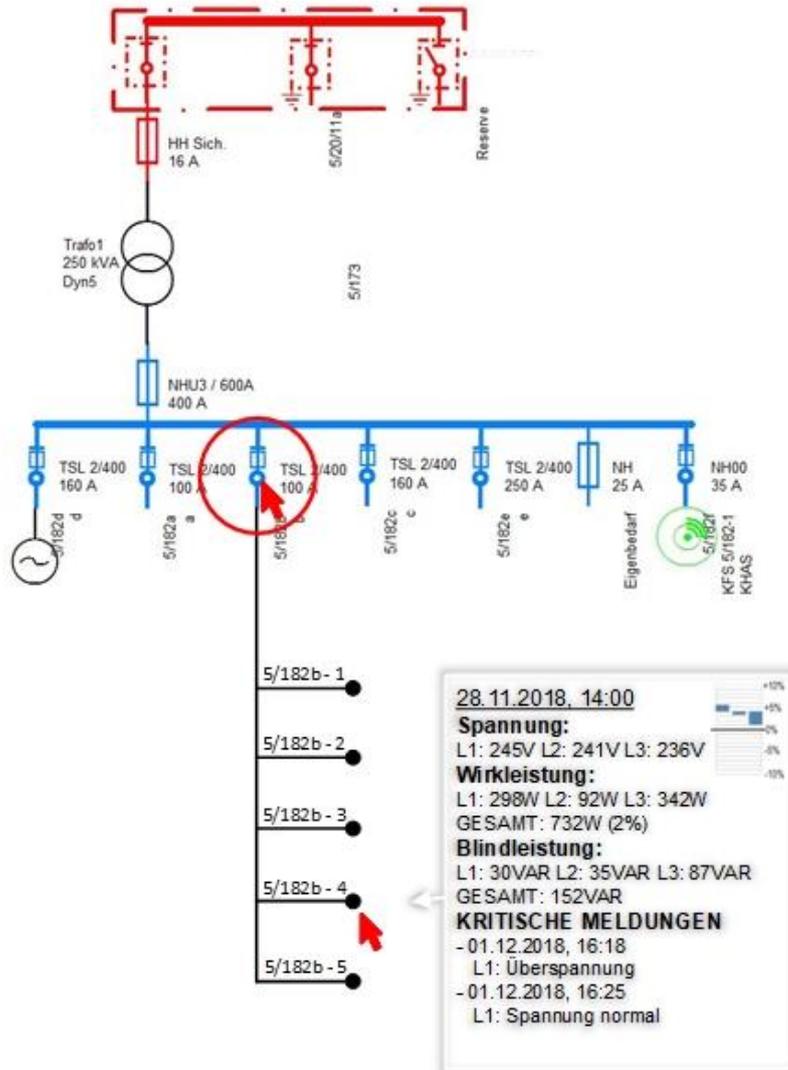


Abbildung 39: Beispielhafte schematische Darstellung der Smart Meter in SCADA

Durch Auswählen des gewünschten Niederspannungsabganges, wie in Abbildung 39 dargestellt, wird das darunterliegende Niederspannungsnetz angezeigt. Für nähere Informationen kann die gesuchte Kundenanlage (Smart Meter) direkt aufgerufen werden.

Sind nun mehrere Smart Meter in einem Objekt vorhanden, beispielsweise in einem Wohnhaus, so kann das folgendermaßen dargestellt werden:



Abbildung 41: Betrachtung eines Wohnhauses mit mehreren Smart Metern

Durch das Öffnen des gewünschten Sammelobjektes (Nummer im Kreis entspricht der Anzahl an Zählerpunkten) erhält man eine Übersicht der darin befindlichen Zähler, wie in Abbildung 42 ersichtlich ist:

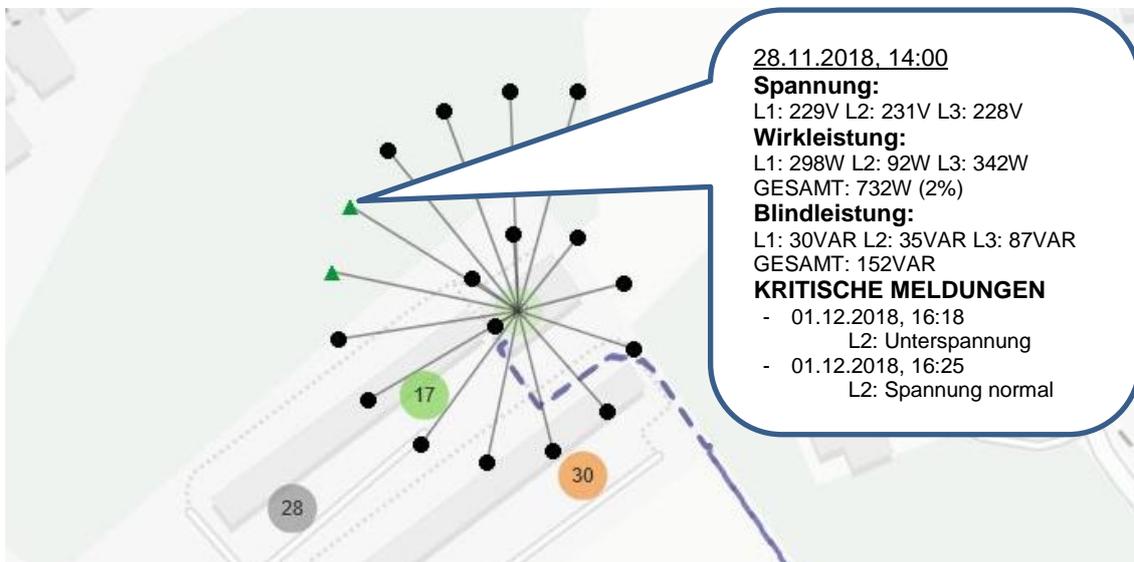


Abbildung 42: Detailanzeige der installierten Zählereinrichtungen

Durch entsprechende Anwahl eines Smart Devices (hier Smart Meter) können die zugehörigen Messwerte aufgelistet werden. Weiters wäre es auch denkbar, dass Fehlermeldungen (Events) entsprechend grafisch visualisiert werden.

5.3.4 Visualisierung des Störungsgeschehens

Einer der wesentlichen Vorteile der Smart Meter Einführung entsteht für den Netzbetreiber im Bereich der Niederspannungsstörungsvisualisierung. Sehr viele Netzfehler lassen sich somit sofort nach dem Entstehen lokalisieren und dementsprechende Gegenmaßnahmen können eingeleitet werden. Der VNB ist somit nicht mehr ausschließlich auf Kundenanrufe angewiesen, um Ausfälle feststellen zu können. Die Visualisierung der Fehler kann, wie bereits oben beschrieben, in verschiedenen Systemen abgebildet werden. Die Anforderungen an das Visualisierungstool sind [1]:

- Visualisierung der aktuell ausgefallenen Kundenanlagen
- Anzahl der unversorgten Kunden (Zuordnung zu den jeweiligen Trafostationen)
- Geografische Übersicht (Ortsnamen, Täler, Städte, usw.)
- Ausfallszeitpunkt

Die Daten für die Störungsvisualisierung können vom AMI- oder MDM-System abgeholt werden oder auch von anderen netzdienlichen Informationsquellen (Wetterdaten, Schaltungszustände, Messwerte aus dem Mittelspannungsnetz, Kundenanrufe, etc.).

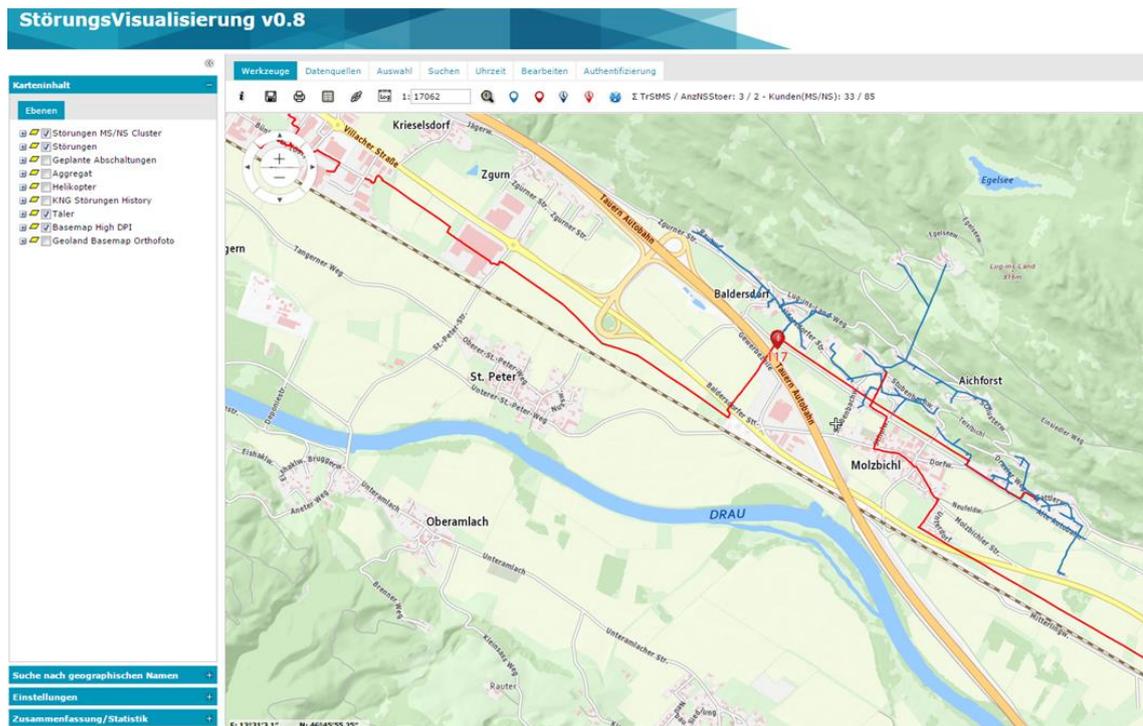


Abbildung 43: Beispiel einer Störungsvisualisierung [1]

Nach einer erfolgten Störungsbehebung kann die Wiederversorgung mit Hilfe der Smart Meter in der Netzleitstelle entsprechend festgestellt werden.

5.3.5 Mehrwert der Visualisierung des Niederspannungsnetzes

Durch die Steigerung des Visualisierungsgrades in der Niederspannungsebene wird es für den Netzbetreiber erstmals möglich sein, genauere Aussagen über die tatsächliche Belastung des Niederspannungsnetzes zu bestimmten Zeitpunkten zu treffen. Vorerst ist es allerdings schwer zu sagen, wie die Visualisierung der Messdaten erfolgen wird. GIS Systeme bieten in gewissen Hinsichten wesentliche Vorteile, speziell in Hinblick auf die Übersichtlichkeit, wohingegen der technische Aufwand sehr hoch ist. Die Integration der Messwerte in das SCADA System bietet hingegen den Vorteil, dass für das Netzmanagement in aller Netzebenen nur ein Gesamtsystem verwendet werden muss.

Zusammengefasst entstehen für den VNB durch die Visualisierung der Smart Meter Daten einige Vorteile:

- Übersichtliche Darstellung der Messwerte des Niederspannungsnetzes
- Meldungen können am jeweiligen Objekt angezeigt werden (inkl. Zusatzinformationen)
- Darstellung der Spannungsniveaus entlang der Leitungen
- Darstellung von Unsymmetrien
- Visualisierung von unversorgten Kunden / Netzgebiete entsprechend hervorheben

Weiters wäre eine Kombination aus beiden Systemen empfehlenswert. Speziell bei größeren Netzgebieten sind die leistungsschonenderen SCADA Systeme von Vorteil. Aus Sicht der Netzfürung ist es aktuell ausreichend, die vorhandenen Messwerte und Meldungen / Grenzwertverletzungen in das SCADA System zu integrieren. GIS Systeme sollen speziell dann zum Einsatz kommen, wenn eine hohe Übersichtlichkeit gefragt ist und ausreichend Verarbeitungskapazitäten zur Verfügung stehen. In manchen Fällen kann ein Smart Meter spezifisches System zum Einsatz kommen, welches unabhängig von den bereits vorhandenen Systemen betrieben wird. Dennoch leidet die Übersichtlichkeit des Gesamtsystems, wenn Smart Meter spezifische Systeme separat betrieben werden müssen. Im Fazit zeigt sich, dass die Auswahl eines Visualisierungssystems von den Anforderungen des Netzbetreibers abhängig ist.

5.4 Anwendungsbereiche der Smart Meter Daten

Ausgehend von den eingelesenen bzw. aufgenommenen Datensätzen lassen sich daraus netzdienliche Anwendungsbereiche für den Netzbetreiber ableiten. Aufgrund dessen, dass sich gewisse Themen nicht vollständig von der Netzfürung trennen lassen werden hier auch Themen aus der Netzplanung sowie der Instandhaltung berücksichtigt.

5.4.1 Störungsmanagement mit Smart Meter

Der VNB ist zur Erkennung von Netzfehlern im Niederspannungsnetz momentan stark auf das Mitwirken von Kunden angewiesen. Oft lassen sich Netzfehler nur durch Kundenanrufe feststellen. Zirka 70 – 75 % [34] der Kundenanrufe deuten dabei auf Einzelstörungen hin. Viele dieser Meldungen sind keine Netzstörungen und betreffen nur Defekte in der Kundenanlage, für welche der Netzbetreiber nicht zuständig ist. Die österreichischen Netzbetreiber [1] haben für das Störungsmanagement mit der Unterstützung von Smart Meter Daten prinzipiell drei Szenarien angedacht:

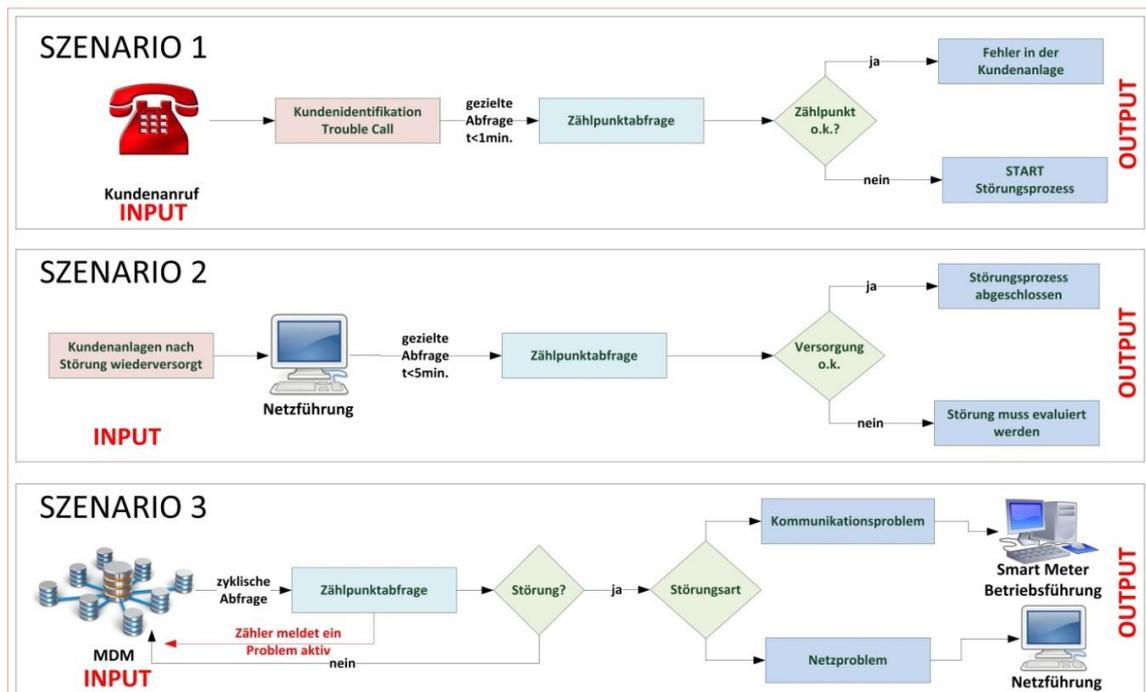


Abbildung 44: Mögliche Szenarien für das Störungsmanagement [1]

Im ersten Szenario erfolgt ein Kundenanruf als Indikator für ein Versorgungsproblem. Um die oben beschriebene Problematik bezüglich der Defekte an der Kundenanlage zu umgehen, kann eine Zählpunktanfrage über das Advanced Metering Infrastructure (AMI) System während des Kundenanrufes durchgeführt werden. Ist der Zählerpunkt erreichbar und meldet keine Störung, so kann sichergestellt werden, dass sich der Fehler auf der Kundenseite befindet. Ist der Zähler nicht erreichbar, müssen entsprechende Maßnahmen ergriffen werden.

Im zweiten Szenario wird nach einer Störungsbehebung bzw. einer Inbetriebnahme eine Statusmeldung vom Smart Meter angefordert. Die Abfrage wird vom Network Operation Center beauftragt und über das AMI System zu den Smart Metern übermittelt. Dieser Prozess sollte insgesamt nicht länger als zehn bis 15 Minuten in Anspruch nehmen, da sich währenddessen der Störungsmonteur vermutlich noch vor Ort befindet. Sind alle Smart Meter erreichbar, konnte das Netz erfolgreich wiederaufgebaut werden. Können weiterhin unversorgte Kunden identifiziert werden, so kann eine Entstörung umgehend beauftragt werden.

Im dritten Fall ist kein Kundenanruf erforderlich. Eine Netzstörung ergibt sich dabei aus der zyklischen Abfrage des MDM Archivs bzw. aus einer PUSH Meldung eines Smart Meters. Ein automatisiertes System kümmert sich dabei um die Weiterverarbeitung der Daten. Wie bereits in Kapitel 4.6 beschrieben wurde, muss zunächst zwischen einem Netz- und Kommunikationsproblem differenziert werden. Im Falle eines Netzproblems ist die Netzführung für die Fehlerbehebung zuständig. Bei einem Kommunikationsproblem ist hingegen die Smart Meter Betriebsführung zuständig. Speziell Störungen, welche während der Nachtruhe auftreten, können so wesentlich schneller identifiziert und behoben werden, da die Kunden diese Störungen erst in den Morgenstunden wahrnehmen.

Das Störungsmanagement auf Basis der Smart Meter Daten wird zukünftig eine immer wichtigere Rolle zugeschrieben werden. Zum einen können Fehler wesentlich effektiver und schneller festgestellt werden und andererseits können Kundenfehlinformationen besser interpretiert werden. Eine zeitnahe Umsetzung der oben angeführten Szenarien, speziell der ersten Beiden, kann durch den Netzbetreiber vorangetrieben werden.

5.4.2 Fehlerortung

Eine weitere mögliche Anwendung der Smart Meter Messdaten liegt in der Lokalisierung des Fehlerortes. Nach dem Fehlereintritt sind die betroffenen Smart Meter nicht mehr erreichbar. Dieses Verhalten kann sich der Netzbetreiber für eine grobe Abschätzung des Fehlerortes zu Nutze machen. Als Beispiel wird nun eine Stichleitung mit fünf angeschlossenen Verbrauchern betrachtet. Aufgrund von Bauarbeiten kommt es zu einem dreipoligen Kurzschluss im Erdreich. Der Kurzschluss hat die Sicherung des Kabelabganges in der Verteiltransformatorstation ausgelöst. Schon bevor die betroffenen Kunden den Netzbetreiber kontaktieren, kann der Fehler aufgrund der unterbrochenen Kommunikation festgestellt werden. Eine grobe Fehlerortung kann anhand dieser nicht erreichbaren Zähler erfolgen.

Als weiteres Beispiel soll hier ein Phasenausfall in der Stichleitung diskutiert werden. Alterungserscheinungen haben die Verbindungsmuffe der Phase L3 zwischen Verbraucher zwei und Verbraucher drei so korrodieren lassen, dass keine Verbindung mehr möglich ist. Alle Smart Meter ab dem dritten Verbraucher generieren nun eine Phasenausfall-Event und übermitteln diese dem Netzbetreiber. Anhand dieser Informationen ist es für den Netzbetreiber ersichtlich, dass sich der Phasenausfall zwischen dem zweiten und dritten Verbraucher befinden muss.

Die Implementierung und Visualisierung dieser Verfahren sollte sich aufgrund des niedrigen Analyseaufwandes einfach gestalten. Die Voraussetzung für diese Art der Fehlerlokalisierung ist eine sehr stabile Kommunikation im Normalbetrieb. Eine derart gute Kommunikationsinfrastruktur kann während Roll-Out Phase nicht gewährleistet werden (siehe 4.7). Durch die stetigen Weiterentwicklungen und Verbesserungen kann die Kommunikationsqualität dahingegen verbessert werden. Eine weitere Methode, welche den Fehlerort bis auf ca. 100 m genau bestimmen kann, aber wesentlich aufwendiger ist, wird in [37] vorgestellt.

5.4.3 Netzausbaubedarf / Netzplanung

Hauptgrund für einen Netzausbau in Niederspannungsnetzen ist die Verletzung des Spannungsbandes. Durch den steigenden Bedarf an elektrischer Energie und den zunehmenden Anteil an erneuerbaren Erzeugungsanlagen schwankt die Spannung dabei nahe an den Grenzen des Toleranzbandes und überschreitet dieses in manchen Fällen. Grundsätzlich richtet sich der Netzausbau an den folgenden technischen Randbedingungen [38]:

- Spannungshaltung
- Thermische Belastbarkeit
- Kurzschlussstrom
- Zuverlässigkeit

Grundsätzlich gilt es, dass die Spannungsgrenzen laut EN50160 unbedingt eingehalten werden müssen. Der erwartete Spannungsabfall richtet sich in erster Linie an [12]:

- Abschätzung über den Standardlastprofil
- Annahme von maximalen Leistungen (Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit)

Eine Analyse der Smart Meter Daten (PSSA – siehe 5.5, AMI, etc.) führt zu einer Vielzahl an netzdienlichen Messwerten, welche über einen längeren Beobachtungszeitraum dokumentiert werden. Eine detaillierte Analyse des Lastflusses ermöglicht die genauere Abschätzung des Spannungsabfalles.

Die Lastflussanalyse kann unter anderem mit MATLAB erfolgen, wobei die berechneten Werte für die Netzberechnung in NEPLAN miteinfließen können [12]:

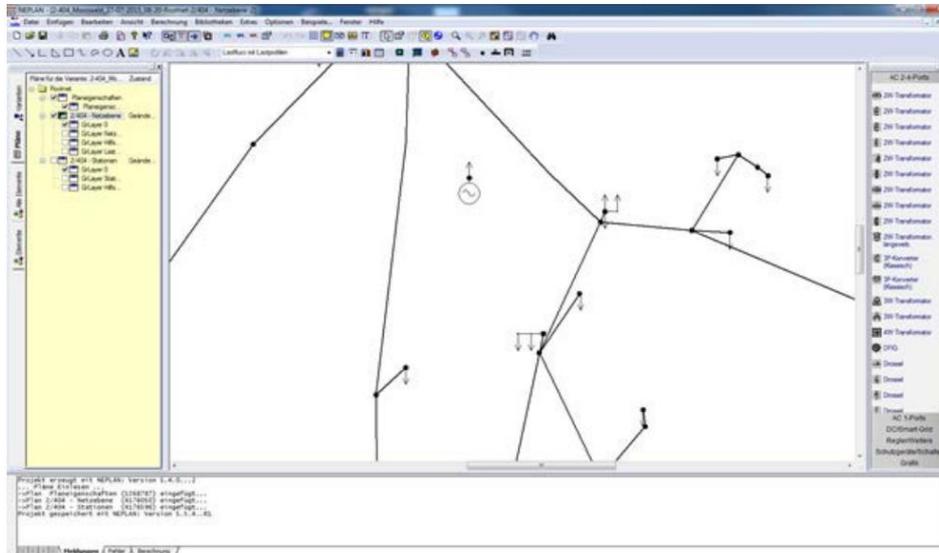


Abbildung 45: Netzberechnung mit NEPLAN auf Basis der Smart Meter Lastprofilanalyse [12]

5.4.4 Spannungsregelung auf der Basis von Smart Meter Messwerten

Mittelspannung

Die Spannungsregelung in der Mittelspannung erfolgt meist auf der Grundlage von lokalen Spannungsmessungen. Hauptsächlich wird die Spannung der Sammelschiene des Mittelspannungsabganges im Umspannwerk verwendet [2]. Die Spannung am Verteiltransformator, also am Verbindungspunkt der Mittelspannungsebene mit der Niederspannungsebene, ist aufgrund von fehlenden Messeinrichtungen weitgehend unbekannt. Das Spannungsniveau auf Netzebene 7 (Niederspannung) ist daher direkt vom übergeordneten Mittelspannungsnetz abhängig. Die Spannung im Niederspannungsnetz könnte daher als Indikator für die Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz dienen. Neben den in den Umspannwerken befindlichen Spannungsmessgeräten könnten zukünftig auch Smart Meter in die Sollwertvorgabe miteinbezogen werden. Daraus ergibt sich unter anderem der Einstieg in ein koordiniertes Regelkonzept [2] über mehrere Netzebenen hinweg.

Dezentrale Erzeugungseinheiten erschweren die Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz angesichts der Umkehrung der Lastflussrichtung. Neue Regelmethode[n] [39], wie die Weitbereichsregelung, müssen zum Einsatz kommen, damit die Spannungstoleranzgrenze weiterhin eingehalten werden kann. Bei der Weitbereichsregelung bedient man sich mehrerer Messgeräte oder Sensoren (z.B. Smart Meter), welche sich entlang der Leitung auf ausgewählten Netzknoten befinden. Die Spannung kann so auch nahe beim Verbraucher geregelt werden und dabei einen

positiven Beitrag zur Spannungsqualität leisten. Ein solches Konzept erfordert auch eine Kommunikationsinfrastruktur für den Datenaustausch zwischen den Komponenten.

Niederspannung

Nachdem in Niederspannungsnetzen bis heute nahezu keine Messeinrichtungen installiert sind, erfolgte die Spannungsregelung ausschließlich im Mittelspannungsnetz. Wenige Netzbetreiber setzen bereits regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) ein (siehe Kapitel 2.3.4). Die zurzeit üblichen Regeltransformatoren messen für die Sollwertbildung des Reglers die Spannung direkt am Einspeisepunkt. Durch die hohe Anzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen ergeben sich dieselben Probleme wie in der Mittelspannungsebene mit dem Spannungsniveau entlang der Leitung. Eine Weitbereichsregelung oder eine Nahbereichsregelung in der Niederspannung [40] stellt eine drastische Verbesserung der Spannungssituation dar, ist jedoch mit hohem Aufwand bezüglich der Kommunikation und des Regelkonzeptes (inkl. Ausfallsstrategie für fehlende Messwerte) verbunden.

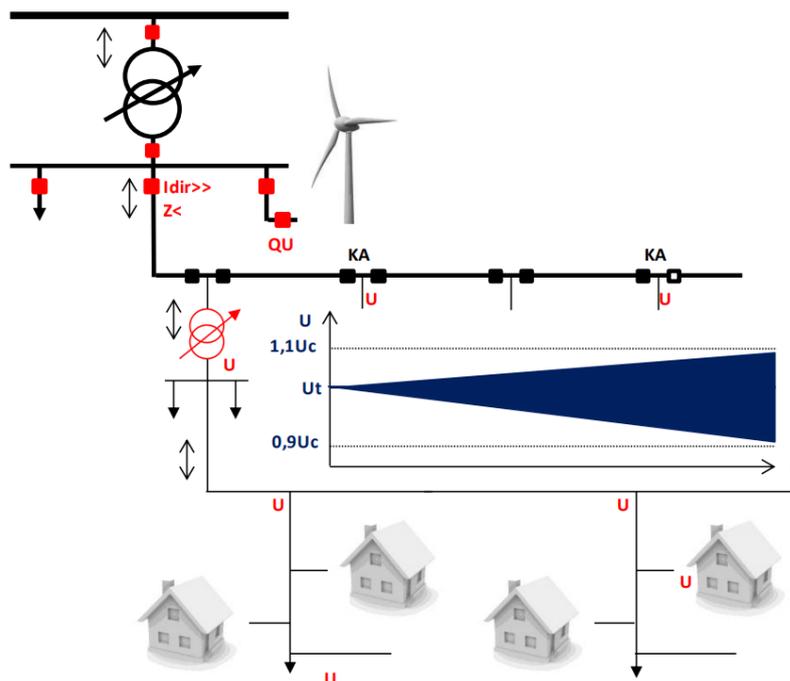


Abbildung 46: Weitbereichsregelung im Niederspannungsnetz [40]

Als Grundlage für die in Abbildung 46 dargestellte Weitbereichsregelung dient hier die Spannungsmessung an verschiedenen Punkten im Niederspannungsnetz. Zur Spannungsmessung bieten sich Smart Meter an. Der Regler stellt die Ausgangsspannung des Transformators nun so ein, dass die Spannung aller Kundenanlagen nicht das vorgeschriebene Spannungsband verlässt.

Die Nachbereichsregelung (Abbildung 47) kommt dann zur Anwendung, wenn die Spannungsgrenzen mit der Weitbereichsregelung nicht eingehalten werden können. Der Längsregeltransformator kann die Spannung an einen bestimmten Leitungspunkt anheben bzw. absenken.

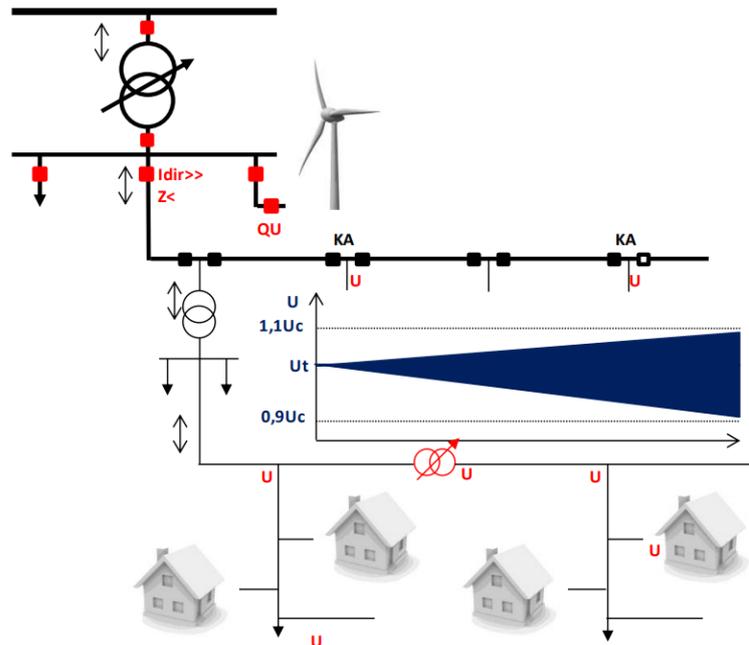


Abbildung 47: Nahbereichsregelung im Niederspannungsnetz [40]

In weiterer Folge können für die Spannungsregelung im Niederspannungsnetz auch nachstehende Netzkomponenten verwendet werden:

- Batteriespeicher
- Blindleistungsmanagement
- Fernsteuerung von aktiven Komponenten

5.4.4.1 Spannungshaltung nach geplanten / ungeplanten Schalthandlungen

Schalthandlungen, die aufgrund von Störungen, Lastumleitungen und Instandhaltungsarbeiten durchgeführt werden, erfolgen ausschließlich im Mittelspannungsnetz, da im Niederspannungsnetz nahezu keine Schalteinrichtungen verfügbar sind. Allgemein kann gesagt werden, dass die Störungsanzahl im Mittelspannungsnetz gegenüber dem Niederspannungsnetz geringer ist wobei die Auswirkungen auf die Netzkunden wesentlich größer sind.

Nach einer erfolgreichen Schalthandlung im Mittelspannungsnetz entsteht eine Änderung der Last- und somit Spannungsverhältnisse im betrachteten Netzgebiet. Eine vorherige Abschätzung der neuen Spannungsverhältnisse kann durch eine

Lastflussberechnung erfolgen. Nicht vorhandene Messwerte lassen allerdings keine definierte Aussage über die realen Spannungsverhältnisse zu. Zukünftig könnten die Messwerte aus dem AMI bzw. dem MDM System ausgewertet werden und an das Netzleitsystem übertragen werden, um so die tatsächlichen Spannungswerte zu erhalten.

5.4.4.2 Spannungsqualität / Spannungsniveau

Der Verteilnetzbetreiber ist laut DIN EN 50160 dafür zuständig, dass die Spannungsgrenzen innerhalb des Niederspannungsnetzes eingehalten werden. Dabei darf die Spannungsänderung $\pm 10\%$ nicht überschreiten. Bei der Planung des Niederspannungsnetzes wird von einer definierten Belastung pro Leitungsabschnitt ausgegangen. Dementsprechend werden die Verteiltransformatoren auf die gewünschte Spannung eingestellt und während der Inbetriebnahme die Spannung entlang der Leitung gemessen. Da sich die Anzahl sowie die Belastung der Leitung ständig ändert kommt es zu einer Veränderung der Spannungsverhältnisse entlang der Leitung. Werden nun vermehrt dezentrale Einspeiser eingesetzt ist das Spannungsniveau für den VNB höchstens noch abschätzbar. Aus den genannten Gründen kann die Spannung an manchen Verbrauchern außerhalb des vorgeschriebenen Toleranzbandes liegen.

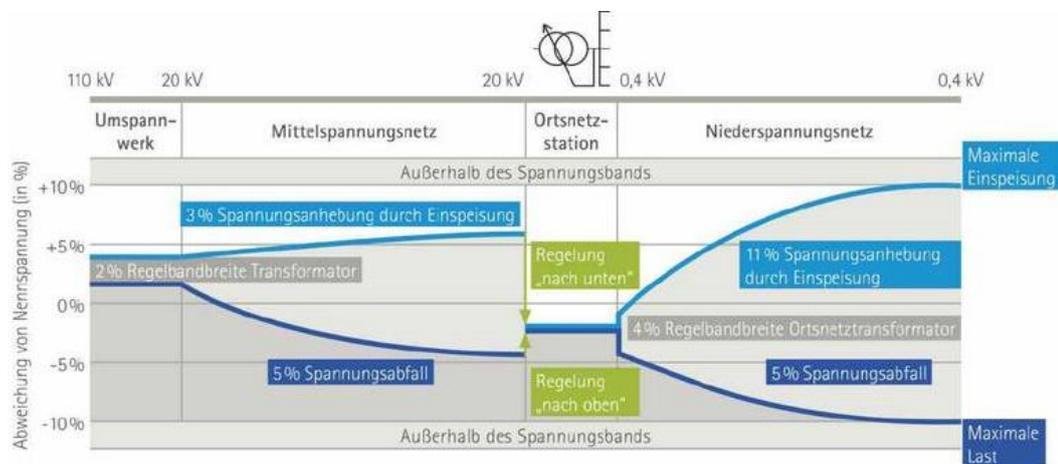


Abbildung 48: Spannungsniveaus im Verteilnetz [41]

Durch die Integration von Smart Metern besteht nun die Möglichkeit die Spannung entlang der Leitung messtechnisch zu erfassen. Jeder Smart Meter ermittelt dabei die Spannung am jeweiligen Anschlusspunkt. Wie auch aus Abbildung 48 hervorgeht, ist die Spannung an dem ersten (geringste Entfernung zum Transformator) und an dem letzten (weiteste Entfernung zum Transformator) Smart Meter hierfür am aussagekräftigsten.

Für die Bestimmung des Spannungsniveaus können die Smart Meter Datensätze sowie die Smart Meter Events verwendet werden. Bei den Datensätzen ist eine analytische Auswertung der Messdaten notwendig. Im Gegensatz dazu wird durch ein Event direkt auf die geringe bzw. hohe Spannung aufmerksam gemacht. Ein Event gibt aber keine Auskunft darüber in welchem Ausmaß die Spannung von der Nennspannung abweicht. Auf Grundlage der Smart Meter Datensätze wäre es möglich eine gezieltere Netzplanung durchzuführen und frühzeitig Netzengstellen zu identifizieren.

5.4.4.3 Symmetrierung der Phasenspannungen

Eine unsymmetrische Belastung des Netzes kann neben einer ungewollten Sternpunktverschiebung auch zu einer Erhöhung der Verluste (Ausbildung von Streuflüssen im Trafo) führen. Bei Niederspannungsnetzen, welche einer starken einphasigen Belastung/Einspeisung unterliegen, müssen entsprechende Maßnahmen zur Symmetrierung der Phasenspannungen unternommen werden. Eine Beurteilung der Unsymmetrie wäre mit einer entsprechenden Messung der einzelnen Phasenbelastungen in den Kundeanlagen (Smart Meter) möglich. Dabei muss allerdings auf die richtige Phasenfolge im Smart Meter geachtet werden. Ein solches Konzept wurde im Zuge des „Power Snap Shot Analyse“-Projekts vorgestellt (siehe 5.5 und [42]).

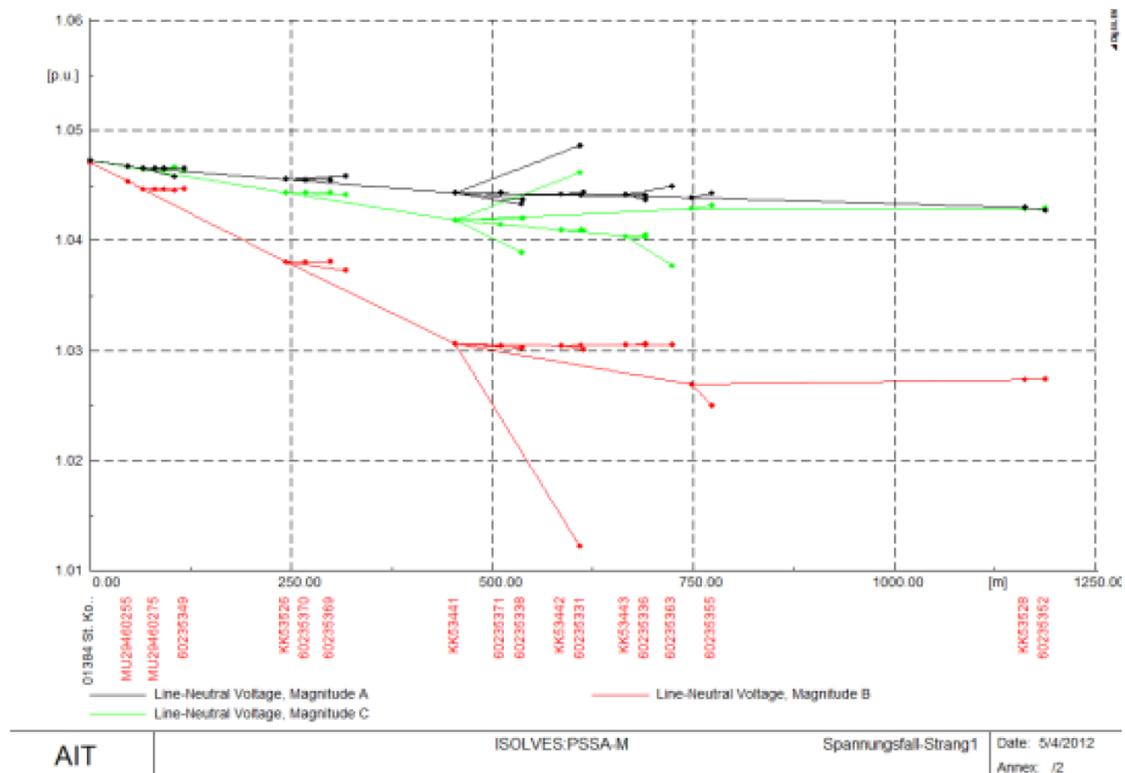


Abbildung 49: Spannungen der drei Phasen bei unsymmetrischer Belastung [42]

Es ist bekannt, dass die Spannung entlang einer Leitung direkt mit der Belastung/Einspeisung zusammenhängt. Weiters ist zu beachten, dass es durch die Neutralleiterimpedanz auch an den nicht betroffenen Außenleitern zu einer Spannungsänderung kommt. In Abbildung 49 wird ein entsprechendes Verhalten gezeigt. Die Punkte je Phase stellen dabei die jeweiligen Messpunkte (Smart Meter) dar.

5.4.5 Steigerung der Hosting Capacity

Verteilernetze wurden in Vergangenheit ausschließlich auf die maximal mögliche Belastung der Verbraucheranlagen ausgelegt. Für den stetig wachsenden Anteil der dezentralen Erzeugeranlagen ist das Verteilnetz daher nicht ausgelegt. Ausgehend von Berechnungen und Schätzungen der Lasten werden neue Erzeugungsanlagen in das bestehende Netz integriert. Bei der Planung muss eine ausreichende Reserve eingeplant werden, um die Leitungsabschnitte nicht zu überlasten. Diese Sicherheitszuschläge führen allerdings zu einer schlechten Auslastung und beschränken damit die Anschlussmöglichkeit für weitere dezentrale Erzeugungsanlagen.

Das Ziel ist es nun mit Hilfe der Smart Meter Daten die maximale Kapazitätsgrenze neu zu definieren und daraus einen höheren Ausnutzungsgrad der bestehenden Komponenten zu erlangen. In [43] wird nun eine Methode beschrieben, wie auf Basis von Smart Meter Daten unter Einhaltung der EN50160 Norm (Spannungsniveau) eine Kapazitätsoptimierung erfolgen kann. Weiters wurde in der PSS-Analyse (siehe 5.5) auch ein Tool für die Berechnung der Aufnahmekapazität vorgestellt.

Im Zuge eines Smart Meter Projektes [12] wurden 650 Smart Meter in einen Stadtteil installiert. Dabei wurde unter anderem die maximal mögliche PV-Durchdringung berechnet. Für den Versuch wurde mit einer Durchdringung von 100 % gerechnet. Das heißt, dass theoretisch jede Kundenanlage mit einer 5 kW (angenommen) Photovoltaikanlage ausgestattet wird. Es zeigte sich, dass bereits bei einer Durchdringung von 30-40 % der Toleranzbereich des Spannungsbandes nicht mehr eingehalten werden kann. Der Einsatz eines RONT steigerte die Durchdringungsrate auf rund 80 %. Der Einsatz von Speichersystemen (hier: 10 – 15 Stück mit 5 kWh) könnte die Durchdringungsrate auf 60-70 % anheben (ohne RONT).

5.4.6 Erkennung von ungewollten Inselnetzen

Durch den drastischen Anstieg der dezentralen Erzeugungsanlagen ist die Erkennung von ungewollten Inselnetzen in den letzten Jahren stark in den Fokus der Netzbetreiber gerückt. Inselnetze entstehen beim Öffnen des Leistungsschalters, wenn die Erzeugungsleistung und die Verbraucherleistung in einem betrachteten Netzgebiet in Gleichgewicht sind. In diesem Fall kann der Netzbetreiber nicht davon ausgehen, dass das betrachtete Gebiet spannungsfrei ist. Inselnetze müssen aufgrund von hohen Berührungsspannungen und der Zerstörung von Anlagenteilen unbedingt vermieden

werden. Weiters kann der Netzschutz aufgrund der veränderten Impedanzverhältnisse nicht mehr gewährleistet werden. Ein Inselnetz muss innerhalb von fünf Sekunden [44] detektiert und abgeschaltet werden. In der TOR Richtlinie (Abschnitt D4) werden mehrere Möglichkeiten zur dezentralen Netzentkopplung genannt, die in Zusammenhang mit der Inselnetzerkennung stehen. Ob eine erfolgreiche Netztrennung der dezentralen Einspeiser nach einem Netzfehler erfolgt ist, kann der Netzbetreiber nicht mit Sicherheit feststellen. In der Niederspannungsebene sind nur selten Messgeräte installiert und erschweren somit die Detektion. Die zentrale Inselnetzerkennung bei einem Netzbetreiber erfolgt grundsätzlich nachfolgenden Verfahren [44]:

- Selektivschutz durch unmittelbare Fernauslösung
- Power Line Communication (PLC)
- Einprägung einer Impedanz

Durch die Verbindung der Smart Meter zum zentralen System entsteht daraus eine weitere Methode, um ein Inselnetz zu erkennen. Nach einer Netztrennung sollten folglich alle Smart Meter in dem betrachteten Netzgebiet spannungsfrei sein. Liegt seitens des Smart Meters keine Meldung bezüglich Spannungsfreiheit vor, so kann auf ein Inselnetz bzw. eine Fehlschaltung zurückgeschlossen werden. Eine weitere Möglichkeit wäre die Abfrage der aktuellen Messwerte im PULL Modus kurz nach dem Schaltzeitpunkt. Eine Analyse der Spannungswerte gibt nun Auskunft über den aktuellen Status des Netzgebiets.

5.4.7 Ermöglichung von Flexibilitäten im Niederspannungsnetz

Auf dem Weg hin zu einer CO₂-neutralen Energieversorgung müssen neue Applikationen geschaffen werden, um mit dem stark steigenden Anteil an erneuerbaren Energieerzeugern umgehen zu können. Fluktuierende Erzeuger verursachen im Nieder- sowie im Mittelspannungsnetz starke und teilweise unbekannte Lastflüsse. Eine weitere Belastung entsteht durch volkswirtschaftliche Aspekte und den dadurch entstehenden aggressiven Stromhandel. Die Einbindung von Flexibilitäten, wie beispielsweise Speichersysteme, Lastmanagement und intelligente Netztechnik [45], steht dabei im Fokus der VNB. Für die Einbindung von Flexibilitäten ist die Schaffung von technischen Rahmenbedingungen unumgänglich. Das komplette Abbild aller Spannungsebenen im zentralen Netzleitsystem stellt dabei eine der wichtigsten Bedingungen dar. Speziell in der Niederspannungsebene ist die Integration von Smart Devices daher unumgänglich.

5.4.8 Optimierung der Ladesteuerung (Elektromobilität) durch Smart Meter Daten

Die Einführung der flächendeckenden Elektromobilität zwingt die Netzbetreiber Investitionen in die Infrastruktur zu tätigen. Durch den Gleichzeitigkeitsfaktor konnte in Vergangenheit für eine Haushaltsleitung ein Leistungswert von 1 kW bis 4 kW [46] angenommen werden. Konventionelle Netzplanungsmethoden stoßen durch die sehr hohen Ladeleistungen sowie die lange Ladezeit an ihre Grenzen. Das Unbundling des Energiesektors verlangt eine getrennte Betrachtung von Energielieferung und Netzbetrieb und erschwert in diesem Fall die Einführung von neuen Methoden. Hierfür wird es notwendig sein, dass neue Gesetze sowie eine intensive Kooperation zwischen Netzbetreiber und Energielieferant stattfindet. Im Folgenden werden ein paar Methoden vorgestellt:

- **Laststeuerung**

Die Smart Meter Technologie und deren bidirektionale Übertragung ermöglicht ein auslastungsabhängiges Lademanagement. Über die sogenannte M-BUS Verbindung (Wireless oder Kabel) können die Ladestationen („Wallbox“) mit dem Smart Meter eine Kommunikation aufbauen. Ein derartiges Lademanagement ist nur möglich, wenn der Kunde mit den zusätzlichen Auflagen (z.B. Kommunikation zur Wallbox, Ladesteuerung durch den Netzbetreiber) einverstanden ist. Weiters sind entsprechende Verträge zwischen den Energieversorger und den Kunden auszuhandeln. Eine weitere Regelung muss zwischen den Energieversorger und den Netzbetreiber getroffen werden, da der Netzbetreiber maßgebend von der Laststeuerung profitiert. Ein Netzausbau kann seitens des Netzbetreibers somit auf ein geringeres Maß reduziert werden.

- **Tarifliche Anreize („Demand Response“)**

Ein sehr einfacher aber dennoch effektiver Weg besteht in der Gestaltung von zeitlich gebundenen Ladetarifen. Im Allgemeinen ist diese Methode als „Demand Response“ bekannt und kann neben der Elektromobilität auch auf andere Energieverbraucher angewendet werden. Hierfür sind keine Handlungen in der bestehenden Netzinfrastruktur notwendig. Aktuell ist es dem Netzbetreiber nicht erlaubt, Eingriffe in die Tarifgestaltung der Energielieferanten vorzunehmen. Zum Verfassungszeitpunkt dieser Arbeit existieren keine rechtlichen Grundlagen für ein solches Konzept. Es wäre empfehlenswert dahingehend Regelungen zu schaffen, welche die zeitlich gebundenen Ladetarife (Energielieferanten) ermöglichen. Weiters wären auch Änderungen in den Netztarifen (E-Control Austria) notwendig. Der Kunde wird durch günstigere Energie- und Netztarife dazu bewogen die Aufladung nur dann durchzuführen, wenn genügend Kapazitäten vorhanden sind.

- **Nutzung von privaten Erzeugungsanlagen**

Um die Netzurückwirkung zu minimieren, könnten lokale Erzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik) direkt in den Stromspeicher der Elektroautos laden. Die Implementierung eines erzeugungsleistungsabhängigen Lademanagements muss in diesem Fall realisiert werden. Es wäre denkbar, dass der Netzbetreiber dem Kunden Förderungen oder Begünstigungen für die Installation einer privaten Erzeugungseinheit in Aussicht stellt. Für die Umsetzung von privaten erzeugungsleistungsabhängigen Lademanagements sind nationale Gesetze erforderlich.

- **Netzausbau**

Je nach Belastung des Bestandnetzes muss die Notwendigkeit des Netzausbaues vorerst evaluiert werden. Der kostenintensive Netzausbau sollte allerdings erst dann erfolgen, wenn die vorhin genannten Methoden an ihre Grenzen stoßen. Einhergehend mit dem Netzausbau ist die geringe Akzeptanz in der Bevölkerung zu erwähnen.

Zur Veranschaulichung dieser Problematik wird in folgender Grafik ein Standardlastprofil für die Elektromobilität dargestellt:

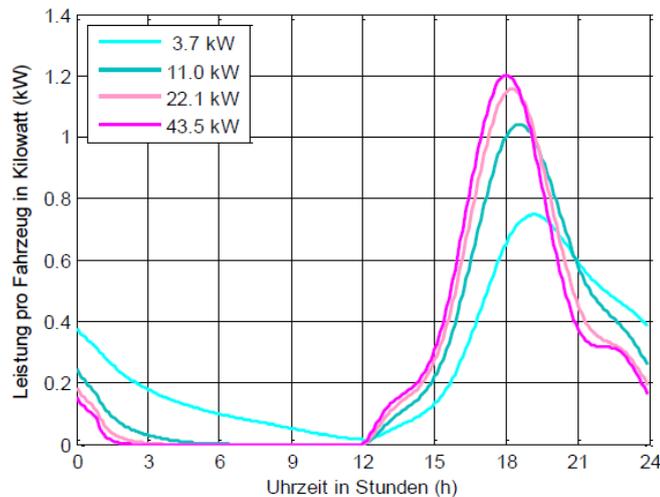


Abbildung 50: Standardlastprofil der Elektromobilität bei unterschiedlichen Ladeleistungen [47]

Abhängig von der Durchdringungsrate der Elektromobilität steigt die dabei entstehende Spitzenlast (Abbildung 51) drastisch an.

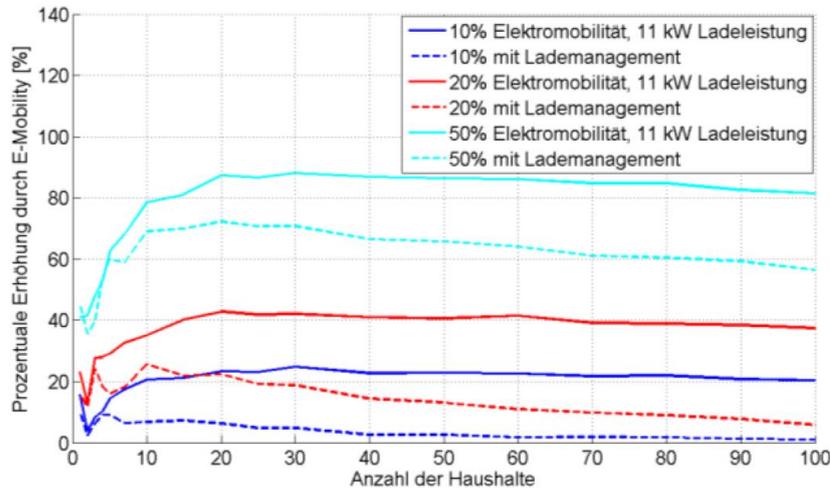


Abbildung 51: Prozentuale Erhöhung der Spitzenlast [47]

Es ist ersichtlich, dass die Einführung eines Lademanagements in jedem Fall entscheidende Vorteile mit sich bringt.

Eine entsprechende Analyse für die maximal mögliche Durchdringungsrate wurde in der Fallstudie „Vision Step I“ (siehe 3.2) durchgeführt. Es zeigte sich, dass bei einer üblichen Ladeleistung im Privatbereich (11 kW, dreiphasig, ungesteuert) bei bereits stark belastetem Netz eine maximale Durchdringungsrate von 10 % - 20 % möglich ist. Das heißt, dass nur max. 20 % (100 % = alle Teilnehmer haben je einen Ladepunkt) der möglichen Ladepunkte benutzt werden dürften, ohne dass das Netz überlastet wird. Ein RONT führt zu einer Steigerung auf 40 % - 50 %.

5.4.9 Steuerung von Netzspeichern (Akkumulatoren) auf Basis von Smart Meter Daten

Die Einbindung von Netzspeichern in Form von chemischen Speichern bietet für den Netzbetreiber viele Vorteile:

- Frequenzstabilisierung
- Lastspitzenmanagement – Diese können schnell und effektiv abgedeckt werden
- Reduktion von zusätzlichem Netzausbau (punktuelle Netzstützung bei kritischen Belastungssituationen)
- Blindleistungsregelung und Spannungsregelung

Weltweit sind aktuell (2018) knapp 1000 Großspeicher installiert, welche zusammen eine Leistung von ca. 3300 MW besitzen [48]. Auf Grundlage der Smart Meter Daten (z.B. Spannung, Frequenz) von jedem Anschlusspunkt kann die aktuelle Netzsituation

bestimmt werden. Die Speicher werden dabei vor allem an kritischen Niederspannungs-Netzknotten eingebaut. Durch gezielte Eingriffe der Speicheranlagen in das Niederspannungsverteilnetz kann die Power Quality gesteigert werden. Die erfassten Smart Meter Messwerte dienen als Sollwertvorgabe für die Regelung.

Ein umfassender Rechtsrahmen liegt für Stromspeicherung bisher nicht vor. Das Unbundling setzt den Netzbetreiber enge Grenzen bezüglich des Speicherbetriebes. Es ist dem Netzbetreiber nicht gestattet, gespeicherte Energie zu verkaufen oder diese als Regelenergie oder Verlustenergie außerhalb der dafür bestehenden Märket anzubieten. Der Stromspeicherbetrieb ist im Falle eines Netzbetreibers nur dann gestattet, wenn dieser vollständig dem Netz zugeordnet werden kann und kein Stromverkauf stattfindet. Dies ist im Normalfall allerdings nicht möglich und daher ist dem Netzbetreiber nach aktueller Gesetzgebung kein Speicherbetrieb erlaubt [49].

Neben Großspeichern ist der Einsatz von privaten, kleinen Energiespeichern sinnvoll, welche in Kombination mit einer Photovoltaikanlage für die Bereitstellung von positiver Regelleistung genutzt werden. Die Anbindung des Speichers erfolgt dabei über die M-Bus Schnittstelle des Smart Meters und ermöglicht eine Kommunikation mit dem Netzbetreiber. Lastspitzen sowie Spannungsschwankungen lassen sich somit punktuell ausgleichen.

5.4.10 Optimierung von Lastprofilen

Bei nicht leistungsgemessenen Kundenanlagen gelten die Standardlastprofile, welche in [50] geregelt sind und von den VDEW-Lastprofilen abstammen, als Bezugsgröße für die Prognose und Abrechnung des Strombezuges. Diese Profile wurden vor ca. 20 Jahren [51] eingeführt und sind nicht mehr zeitgemäß. Die flächendeckende Einführung von Smart Metern ermöglicht nun die in Vergangenheit verwendeten Profile zu evaluieren. Weiters können kundenbasierte Lastprofile erstellt werden und somit die Genauigkeit der Prognosen gesteigert werden.

In [51] wurde ein Vergleich zwischen dem aktuell üblichen H0-Lastprofil (Haushaltskunden nach VDEW) und dem mittleren Verbrauch auf Basis eines Smart Meter Datensatzes für eine bestimmte Region A durchgeführt. Bei der Berechnung der durchschnittlichen Standardlastprofile aus den Smart Meter Datensätzen muss ein besonderes Augenmerk auf lückenhafte Datensätze sowie der Normierung der Standardlastprofile gelegt werden.

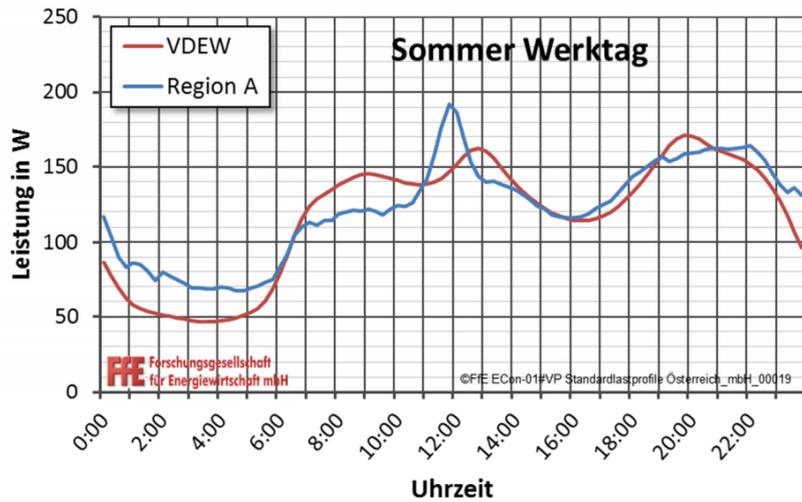


Abbildung 52: Lastprofile an einem Sommerwerktag [51]

In Abbildung 52 ist ersichtlich, dass es teilweise zu größeren Abweichungen kommen kann. In einem weiteren Schritt wurden auch verschiedene Regionen miteinander verglichen:

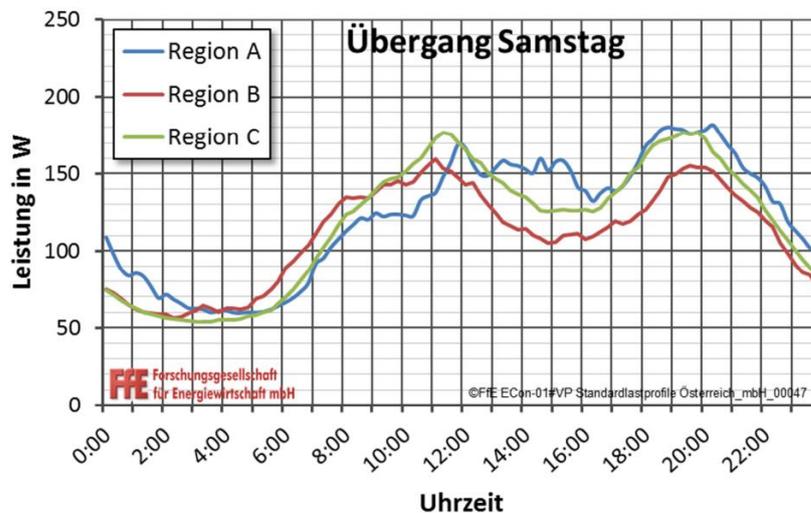


Abbildung 53: Aufgenommener Verbrauch in drei verschiedenen Regionen [51]

Wie in Abbildung 53 zu erkennen ist, weicht das Lastprofil von drei verschiedenen Regionen voneinander ab und kann daher nur näherungsweise dem Standardlastprofil zugeordnet werden. Es zeigte sich, dass durch die Verwendung eines gemittelten überregionalen Lastprofils (Region A bis C) sich die maximale Abweichung zur realen Last z.B. in Region A (Abbildung 53, Abbildung 52) um 35 % verringern lässt. Wird hingegen ein regionales Lastprofil angewendet so lässt sich die maximale Abweichung um 49% senken. Weiters wäre es möglich, durch eine wöchentliche Aktualisierung der Profile, eine Reduktion der Profilabweichung von 53 % zu erzielen, dies ist allerdings

bedingt durch einen hohen Aufwand nur schwer Anwendbar. Weiters konnte man zeigen, dass auch andere Einflussfaktoren wie Witterung, Urlaub/Ferien und Kundengruppen verschiedene Lastschwerpunkte aufweisen.

Auch in einer weiteren Studie [12] konnte gezeigt werden, dass eine große Abweichung vom Standardlastprofil (Abbildung 54) vorhanden ist.

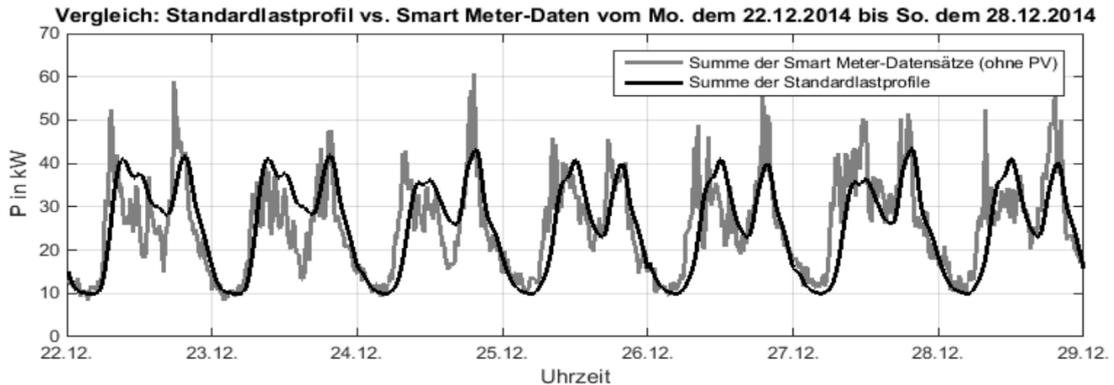


Abbildung 54: Standardlastprofile im Vergleich zu den Smart Meter Datensätzen [12]

Einfluss auf den Gleichzeitigkeitsfaktor

In Netzen mit einem hohen Anteil an H0 Verbrauchern kann die tatsächlich installierte Verbrauchsleistung nicht einfach ermittelt werden bzw. nur mit hohem Aufwand. Um diesen Aufwand zu minimieren kommt der Gleichzeitigkeitsfaktor zum Einsatz, welcher eine statistische Hilfsgröße ist. Der Gleichzeitigkeitsfaktor stellt dabei eine synthetische oder gemessene Abschätzung des zu erwartenden Lastflusses in Abhängigkeit zu der Anzahl der angeschlossenen Kundenagen dar. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird anhand der TAEV (Technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an öffentliche Versorgungsnetze) festgelegt. Die Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors basiert auf der Grundlage der Standardlastprofile. Zur Steigerung der Prognosequalität kann für die Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors auf die optimierten Lastprofile (Smart Meter Datensätze) zurückgegriffen werden. Eine stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten wurde in [47] durchgeführt. Dabei wurde ein besonderes Augenmerk auf die Berechnung der Gleichzeitigkeit von Ersatzlasten gelegt.

Es konnte gezeigt werden, dass der Verlauf des gemessenen Gleichzeitigkeitsfaktors (Smart Meter) in allen Regionen über den Verlauf des berechneten Gleichzeitigkeitsfaktor liegt (Abbildung 55).

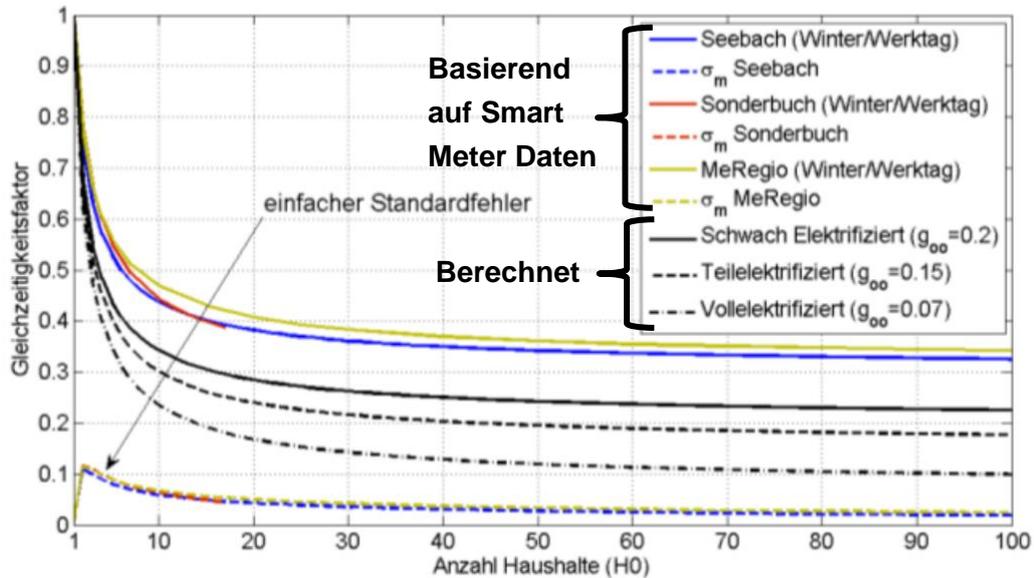


Abbildung 55: Verlauf der Gleichzeitigkeit und des Standardfehlers [47]

5.4.11 Identifikation von nicht gemeldeter Einspeisung

Jegliche netzparallele Einspeisung ist laut der TOR Richtlinie und nach den Network Codes (ab 27.04.2019) bei dem zuständigen Netzbetreiber zu melden und darf nur nach einer Bewilligung erfolgen. Der Betrieb von dezentralen Erzeugungsanlagen wird in verschiedenen Kategorien, welche von der Erzeugungsleistung abhängig sind, eingeteilt. Anlagen unter 0,6 kVA (TOR) und 0,8 kVA (NC) unterliegen vereinfachten Bestimmungen (seit 01.07.2016). Eine Meldung ist aus technischen wie auch aus wirtschaftlichen Gegebenheiten unbedingt erforderlich.

Wird eine Erzeugungsanlage dennoch nicht dem Netzbetreiber gemeldet, so findet eine illegale Einspeisung statt. Ferraris-Zähler (Standardzähler ohne Richtungserkennung) sind im Gegensatz zu den digitalen Stromzählern nicht in der Lage, die Richtung des Stromflusses zu bestimmen. Daher ist es dem Netzbetreiber in der Vergangenheit nicht aufgefallen, wenn ein Kunde illegal Strom in das Netz liefert. Einzig eine starke Abnahme des jährlichen Stromverbrauches gegenüber den letzten Jahren wies auf eine Erzeugungseinheit hin und wurde gegebenenfalls kontrolliert. Im Falle einer nicht autorisierten Stromlieferung seitens des Kunden wird eine Meldung vom Smart Meter an das Head End System weitergeleitet.

Sogenannte „Mini Solaranlagen“ werden aufgrund des stetigen Preisverfalls von Photovoltaikmodulen bei den Kunden immer beliebter. Dabei handelt es sich um eine „Plug’n’Play-Lösung“ was so viel bedeutet, dass der Kunde das Modul mit dem integrierten Wechselrichter durch das Anstecken an eine handelsübliche Steckdose (Typ F) mit dem Stromnetz verbinden kann. Diese Anlagen dürfen eine maximale Leistung von 600 W besitzen. Unseriöse Hersteller weisen nicht auf die gesetzliche Anmeldepflicht solcher Systeme hin und der Kunde macht sich dadurch strafbar. Kommen in diesem Fall keine digitalen Zähler zum Einsatz, so müssen Zähler verwendet werden die nicht „rückwärts“ (bei Ferraris-Zähler) laufen können, da kein aktiver Einspeisevertrag zwischen Netzbetreiber und Kunde besteht. Illegal betriebene „Mini Solaranlagen“ können mit Smart Metern identifiziert werden.

5.4.12 Reduktion der technischen Verluste (Netzverluste) auf der Basis von Smart Meter Messwerten

Einen weiteren möglichen Einsatz finden die Messdaten in der Analyse der Netzverluste (technische Verluste) des Mittel- und Niederspannungsnetzes. In Europa werden die Übertragungsverluste im Durchschnitt über alle Spannungsebenen hinweg mit 6 % beziffert. Wobei der größte Anteil (50 %) in den Niederspannungsnetzen auftritt. Grundsätzlich richten sich die entstehenden Netzverluste dabei an die Belastung, Ausdehnung und an den Verzweigungsgrad des Netzes. In der Regel werden die Verluste näherungsweise auf der Grundlage von zahlreichen Vereinfachungen bestimmt und sind daher als Schätzwerte anzusehen.

Eine Verlustermittlung erfolgt dabei aus dem Vergleich der Energiemesswerte von einem Mittelspannungsabgang mit den Messwerten der untergeordneten Smart Meter. Sind in den Verteiltransformatoren neben den Datenkonzentratoren auch Messeinrichtungen installiert, so können zudem die Verluste im Niederspannungsnetz explizit bestimmt werden und dementsprechend die Verluste im Mittelspannungsnetz rechnerisch ermittelt werden. Diese Informationen ermöglichen eine gezielte und priorisierte Untersuchung der Netzbetriebsmittel auf Verluste im gesamten System. Ein besonderes Augenmerk ist dabei auf die nicht-technischen Verluste (Stromdiebstahl) zu legen. Weiters ist auch auf die Messgenauigkeit der eingesetzten Smart Meter zu achten.

Studien haben gezeigt, dass die Netzverluste von 4,4 % um 2,5 % [7] reduziert werden können.

5.4.13 Erkennung von Stromdiebstahl

Der Stromdiebstahl, auch als „nicht-technische Verluste“ bezeichnet, nimmt auch im fortschrittlichen Europa noch eine wesentliche Rolle ein. Beispielsweise werden in den Niederlanden ca. ein Prozent (1200 GWh/Jahr [52]) der Gesamtenergiemenge durch Stromdiebstahl illegal entwendet. Dieser Wert kann repräsentativ für ganz Europa angesehen werden, wobei der Stromdiebstahl in den südlich gelegenen Regionen (Italien, Balkan, etc.) meist stärker ausgeprägt ist. Die direkte Stromdiebstahlerkennung ist wegen den fehlenden Messeinrichtungen nicht einfach möglich. Daher bedient man sich an indirekten Methoden die in [53] vorgestellt werden, aber für die weitere Betrachtung nicht essenziell sind. Weiters sind die beschriebenen Methoden oft nicht einfach anwendbar. Der Einsatz von moderner Smart Meter Technologie in jeder Kundenanlage in Kombination mit einer Messeinrichtung in der vorgeschalteten Trafostation („Smarte Trafostation“) ermöglicht eine einfache zu realisierende Stromdiebstahldetektion. Hierfür können verschiedene Analysemethoden zum Einsatz kommen. Eine einfache Methode wäre die Analyse von Verbrauchsmuster einer Kundenanlage. Abnormitäten, wie beispielsweise eine sehr hohe Spannungsdifferenz gegenüber dem berechneten Spannungsprofil oder eine plötzliche Verbrauchsreduktion gegenüber dem Vorjahr, deuten auf einen möglichen Stromdiebstahl hin. Eine weitere Methode wird im Folgenden präsentiert:

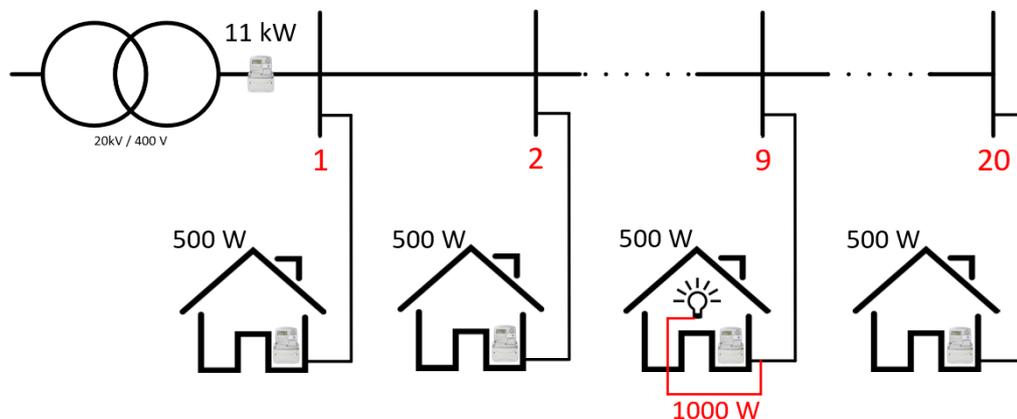


Abbildung 56: Prinzip der Stromdiebstahlerkennung mit Smart Metern

Voraussetzung für diese Analysemethode ist das Vorhandensein einer Messeinrichtung in der vorgeschalteten Trafostation. Wie in obiger Abbildung gut zu erkennen ist, beziehen alle 20 Kundenanlagen jeweils eine Leistung von 500 W. In der Kundenanlage neun werden zusätzlich 1000 W illegal abgezweigt. Die genaue Feststellung des Stromdiebstahles erfolgt nun in zwei Phasen [52]:

In der **ersten Phase** wird allgemein erfasst, ob ein Stromdiebstahl vorliegt. Die Messeinrichtung in der Trafostation misst einen Gesamtstrom von 11 kW. Die Programmierung im AMI System ist daraufhin so auszulegen, dass die Summe der

angeschlossenen Kundenanlagen mit der gemessenen Gesamtleistung in der Trafostation übereinstimmen muss, abzüglich der technischen Verlustleistung. Die errechnete Differenz (hier 1000 W) gibt vorerst keine Information über den Ort des Stromdiebstahles bekannt. Deshalb wird in der **zweiten Phase** die Lokalisierung eingeleitet. Die Spannung entlang der Leitung wird von einer illegalen Stromentnahme beeinflusst. Hierfür wird für die Lokalisierung das Spannungsprofil auf der Basis von den Smart Meter Messungen (Strom, Leistungsfaktor) abgeschätzt. Der Spannungsabfall in jedem Leitungsabzweig (Kundenanlage) kann mit folgendem Modell beschrieben werden [54]:

$$\Delta U_i = I_i [R_i \cdot \cos(\varphi_i) + X_i \cdot \sin(\varphi_i)] \quad 5-1$$

ΔU_e ... Spannungsabfall in einem Leitungsabzweig
 I_i ... Strom im betrachteten Abgang
 R_i, X_i ... Widerstand und Reaktanz des betrachteten Abgangs (Aus Aufzeichnungen vom Netzbetreiber)
 $\cos(\varphi_i), \sin(\varphi_i)$... Leistungsfaktor

Die zu erwartende Spannungsdifferenz zwischen der Trafostation und den Kundenanlagen kann folgendermaßen bestimmt werden:

$$\Delta U_e = Z_m \cdot I_m \quad 5-2$$

ΔU_e ... erwartete Spannungsdifferenzen zwischen der Trafostation und den Kundenanlagen (Vektor)
 Z_m ... Impedanzen des Zweiges (Leistungsfaktoren) – Daten vom Netzbetreiber (quadratische Matrix)
 I_m ... gemessene Ströme der Kundenanlagen (Vektor)

Die gemessene Spannungsdifferenz zwischen der Trafostation und den Kundenanlagen ist einerseits von dem Spannungsabfall des erwarteten Stromes und andererseits von dem Spannungsabfall der illegalen Abstraktion abhängig. Zur Veranschaulichung wird nun die Spannung ohne Stromdiebstahl und die Spannung mit der Berücksichtigung von Stromdiebstahl entlang von 20 Kundenanlagen („Point of Connection“) aufgetragen:

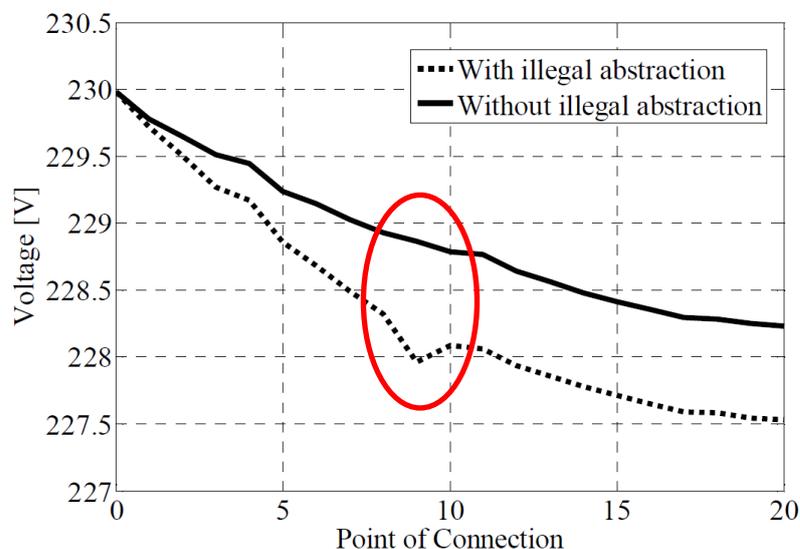


Abbildung 57: Spannung entlang der Leitung mit / ohne Stromdiebstahl [54]

Der Spannungseinbruch bei dem Verbraucher neun deutet auf einen Stromdiebstahl hin.

Die Spannung kann folgendermaßen beschrieben werden:

$$\Delta \mathbf{U}_m = \Delta \mathbf{U}_e + \mathbf{Z}_t \cdot \mathbf{I}_t \quad 5-3$$

$\Delta \mathbf{U}_m$... Gemessene Spannungsdifferenz zwischen der Trafostation und den Kundenanlagen (Vektor)

\mathbf{Z}_t ... Impedanzen der illegalen Lasten (Matrix)

\mathbf{I}_t ... Illegal abgezwigter Strom (Vektor)

Damit der illegal abgezwigte Strom \mathbf{I}_t bestimmt werden kann, muss zuvor \mathbf{Z}_t ermittelt werden. Hierfür wird der Leistungsfaktor der illegalen Lasten abgeschätzt. Dies erfolgt, indem der gesamte Wirk- und Blindleistungsverbrauch pro Abzweig ausgewertet wird:

$$P_m = U_{dss} \cdot \sum_i (I_{sm,i} \cdot \cos\varphi_{sm,i}) \quad 5-4$$

$$Q_m = U_{dss} \cdot \sum_i (I_{sm,i} \cdot \sin\varphi_{sm,i}) \quad 5-5$$

U_{dss} ... Spannung in der Trafostation

$I_{sm,i}$... Strom vom Smart Meter

$\cos\varphi_{sm,i}$.. Leistungsfaktor vom Smart Meter

Die Differenz zwischen den in der Trafostation abgegebenen Wirk- und Blindleistungen und den berechneten Leistungen P_m und Q_m stellt die gesamte durch illegale Abstraktion verbrauchte Wirk- und Blindleistung dar. Auf dieser Grundlage kann nun der Leistungsfaktor der illegalen Lasten abgeschätzt werden. Es ergibt sich dadurch \mathbf{Z}'_t . Durch entsprechendes Ausrechnen der Formeln **5-2** und **5-3** ergibt sich nun:

$$\mathbf{I}'_t = \mathbf{Z}'_t{}^{-1} \cdot (\Delta \mathbf{U}_m - \mathbf{Z}_m \cdot \mathbf{I}_m) \quad 5-6$$

Der Vektor \mathbf{I}'_t stellt nun den illegal abgezwigten Strom dar.

Eine detailliertere Beschreibung kann in [52] und [54] nachgelesen werden.

5.5 Power Snap Shot Analyse

Das Projekt "Power Snap Shot Analyse" [42] [55], kurz PSSA, zielt auf die Analyse der vorhandenen Netzreserven und Potentiale eines digitalisierten Verteilernetzes ab. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse sollen speziell für die Netzplanung (Spannungsqualität, Ableitung von Netzmodellen) sowie für die Netzführung in Betracht gezogen werden. Neben der Entwicklung von neuen Methoden und Tools für die Messung und Analyse der Netzzustände werden auch neue Beurteilungsverfahren für den Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen (Hosting Capacity) eruiert.

Wie bereits in 2.4.2 beschrieben besitzt die schmalbandige PLC Kommunikation nur eine geringe Bandbreite. Da Smart Meter bereits im Normalbetrieb (15 Minuten Messungen) ein großes Datenaufkommen verursachen, kann die Messhäufigkeit daher nicht weiter gesteigert werden. Allerdings wäre es für einen Netzbetreiber von großen Interessen, wenn Auffälligkeiten (z.B. Spannungsbandverletzungen) detektiert und übertragen werden können. Für diesen Einsatz bietet sich die toolgestützte Auswertung der Daten im gesamten Netzgebiet eines VNB mit der PSSA an.

Für die PSSA ist eine genaue Phasenzuordnung unumgänglich. Aus diesem Grund wurde daher ein Verfahren entwickelt, um die Phasenfolge bestimmen zu können.

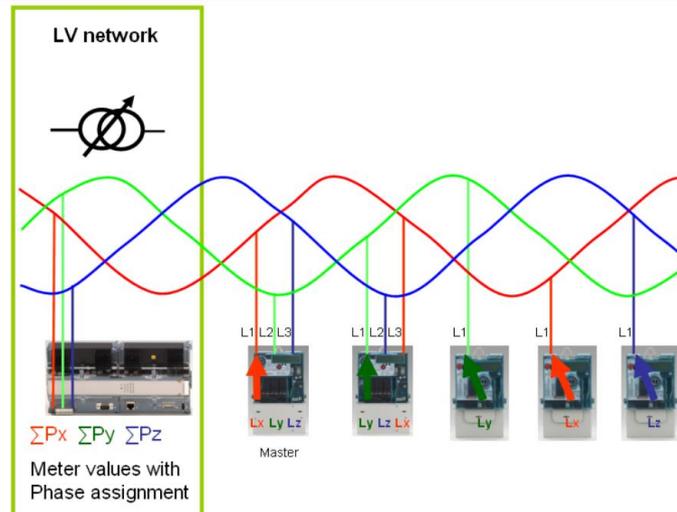


Abbildung 58: Phasenerkennung in der PSSA [42]

Hierbei wird ein Master Smart Meter definiert, welcher als Referenzpunkt für die anderen Smart Meter gilt. Mit Hilfe des Gateways kann die Phasenfolge in Bezug des Master Smart Meters bestimmt werden. Es ist dabei von größter Wichtigkeit, dass die angeschlossenen Smart Meter zeitsynchron mit dem Master Meter arbeiten. Weiters wurde in die Firmware neben den Standardfunktionen der Smart Meter ein sogenannter „Power Snap Shot Modus“ integriert. Für die Verwaltung, Simulation und Analyse der PSSA Messdaten wurde das Programm „PSS-Host“ entwickelt, um die Daten zu visualisieren.

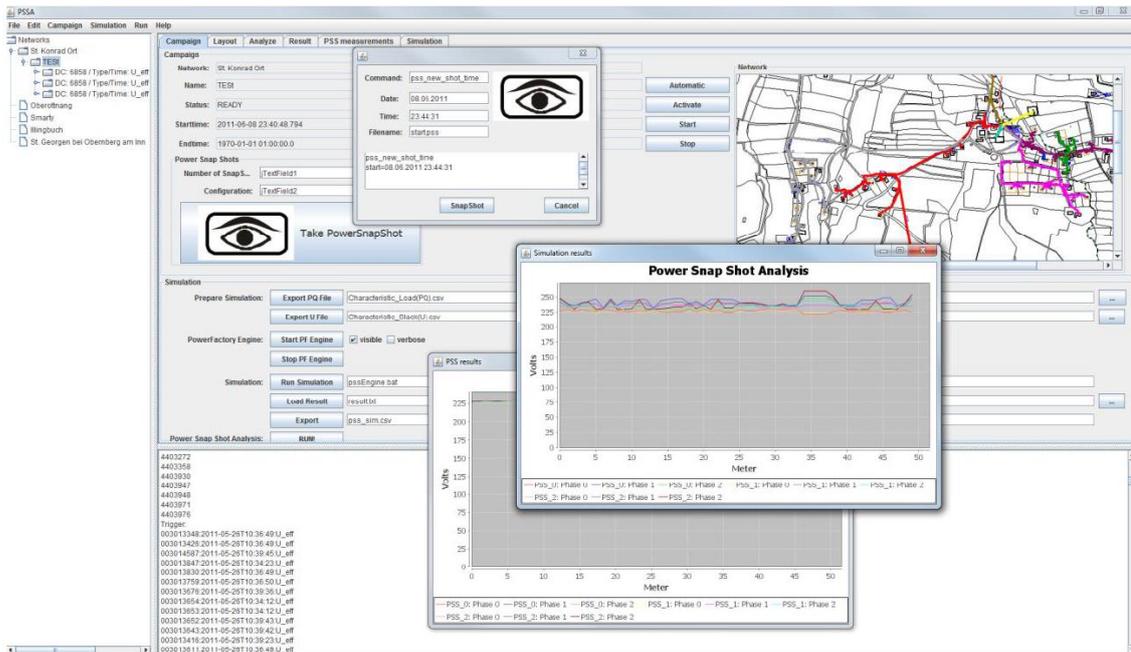


Abbildung 59: PSS-Host [42]

Die Messungen können dabei in unterschiedlichen Arten aufgenommen werden [55]:

- Einmalige Messung („Single Shot“)
- Kontinuierliche Messung („Continuous Shot“)
- Automatische Messung („Automatic Mode“)

Bei Single-Shot-Messungen erfolgt die Messung zu einem bestimmten Zeitpunkt, wobei die Sensoren im Vorhinein konfiguriert werden müssen. Die Sensoren werden dabei unterschieden in:

- Gewöhnliche Sensoren, welche die Messwerte im Sekundentakt aufzeichnen und die entsprechenden Werte auf Anfrage liefern
- Trigger Sensoren können nach einer 15-minütigen Messung besondere Messwerte erkennen und diese zur Verfügung stellen (ca. 20 % der Sensoren)

Es werden nun in einem Zeitrahmen von 15 Minuten gewisse Zeitpunkte herausgegriffen und an den zentralen Server übertragen. Weiters ist es auch möglich eine Serie von Sekundenwerten (max. 10) pro Abfrage zu erhalten. Im Continuous-Shot Modus werden die Messwerte alle 15 Minuten automatisiert abgerufen. Dabei bleiben die definierten Einstellungen der Single-Shot-Messung erhalten. Bei der Automatic-Mode-Messung liegt das Augenmerk hauptsächlich auf der Erkennung von auffälligen Messwerten.

Das heißt, wird nun ein interessanter Messwert (z.B. Überspannung) innerhalb von 15 Minuten festgestellt und übermittelt, so kann das Head End System die entsprechenden Messwerte mit gleichem Zeitstempel von anderen Smart Meter (im selben Netz) anfordern und analysieren.

In folgender Abbildung ist ein Beispiel einer Momentaufnahme zu sehen:

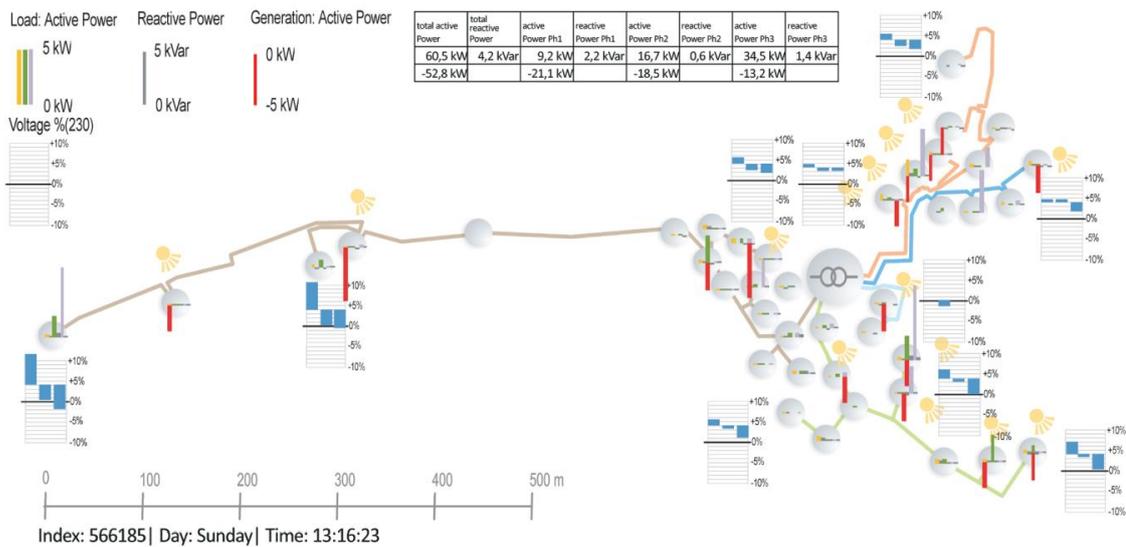


Abbildung 60: Momentaufnahme aus einem Niederspannungsnetz [55]

Wie in dieser Abbildung ersichtlich ist, gibt es in dem vorhandenen Netz viele einphasige Einspeiser (Photovoltaikanlagen).

Ein weiteres Projektziel des PSSA Projektes war die Erstellung von Netzmodellen des Niederspannungsnetzes. Aufgrund der geringeren Relevanz für diese Arbeit wird dieser Teil hier nicht erwähnt. Dieser kann aber in [42] nachgelesen werden.

Der letzte Projektpunkt befasst sich mit der Kapazitätsanalyse (Hosting Capacity und Netzausbau) von dezentralen Erzeugern auf Basis der Snapshots. Die Belastung der Niederspannungsnetze ist, wie bereits in 5.4.4.2 beschreiben, momentan nicht genau erfassbar. Die Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Erzeuger richtet sich dabei nach dem Verhältnis von Starklast und Schwachlast und der vorherrschenden Spannungsverhältnisse. Aufgrund dessen, dass die PSSA auch eine Phasenzuordnung berücksichtigt, kann auch die gesonderte Aufnahmefähigkeit der Phasen betrachtet werden. Ein grobes Konzept zur Anschlussbeurteilung wird dabei im PSSA Projekt angeführt und gliedert sich in drei Punkte:

1. Betrachtung der Snapshots über einen längeren Zeitraum (zwei Jahre) für das betroffene Netz. Hervorhebung der kritischen Zustände (höchste und tiefste Spannungen und Auslastungen)
2. Spannungspegel und Auslastungen für die beurteilenden Erzeugungsanlagen neu berechnen (kritische Zustände)
3. Auswirkungen der Erzeugungsanlagen beurteilen (unter Berücksichtigung der notwendigen Reserven)

6 Zukünftige Anwendungsgebiete

6.1 Demand Side Management in der Niederspannung

Demand Side Management (DSM) ist eine Technologie die speziell bei Unternehmen angewendet wird, welche flexible Lasten für das Stromversorgungssystem zur Verfügung stellt. Das Hauptziel besteht in der Verlagerung der Lastzeitpunkte, um die Spitzenbelastung des Netzes zu minimieren. Weiters können die Unternehmen aktiv an dem Regelenergiemarkt teilnehmen. Für eine komplette Integration von DSM müssen bidirektionale Kommunikationssysteme, Sensoren und Aktoren vorhanden sein. Neben den positiven Beitrag für die Netzstabilität kann das jeweilige Unternehmen auch zusätzliche Einnahmen durch das Anbieten von Lasten generieren. Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen können damit ausgeglichen werden und die überlasteten Netzabschnitte deutlich entlastet werden. Einspeiselaschwankungen von fluktuierenden dezentralen Einspeisern können mit Hilfe von DSM besser abgedeckt werden und dadurch auch effizienter genutzt werden. Es wäre denkbar, dass mit Hilfe der Smart Meter Kommunikation ein Demand Side Management bei Kleinkunden (Haushalte, landwirtschaftliche Betriebe etc.) angewendet wird. Der Netzbetreiber könnte dabei, mit dem Einverständnis des Kunden, über das im Smart Meter integrierte MUC Interface einen direkten Zugriff auf die Verbraucher oder Erzeuger erhalten. Die Voraussetzung dafür ist, dass die Kundengeräte entsprechende Sensoren und Aktoren besitzen und eine Kommunikation mit dem MUC möglich ist. Die „NIST Smart Grid Interoperability Standards“ [56] hat ein Konzept entwickelt, wie die Integration von DSM in einem Smart Grid durchgeführt werden könnte.

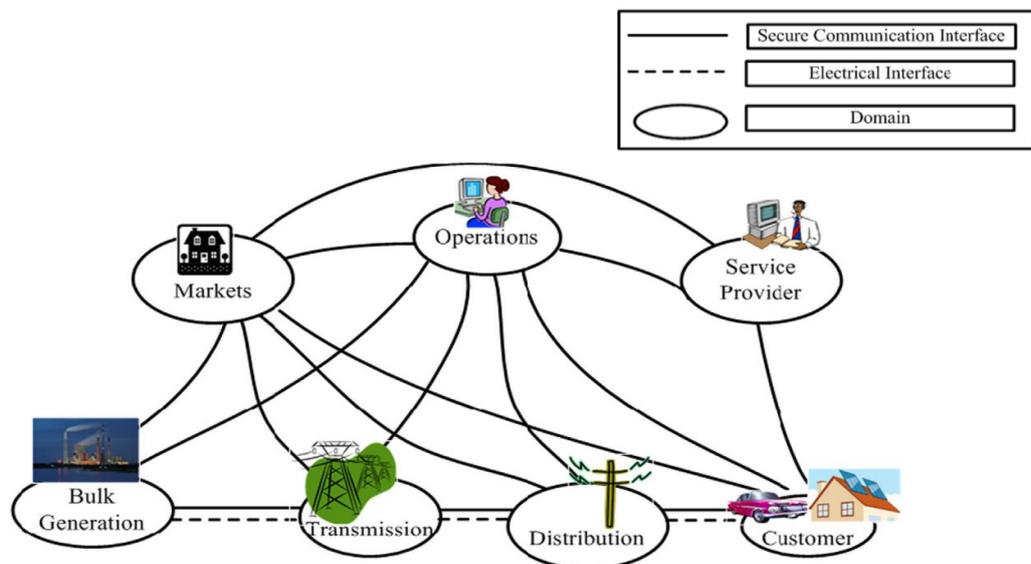


Abbildung 61: Integration von DSM nach NIST [63]

Dieses Konzept sieht sieben Bereiche, wie in Abbildung 61 ersichtlich ist, vor. Jeder Bereich unterteilt sich wiederum in weitere Unterbereiche mit Aktoren (Systeme, Programme, Geräte) und Applikationen (Aufgaben, welche erfüllt werden sollen). Zwischen den einzelnen Bereichen findet ein Informationsaustausch statt.

6.2 Vehicle-to-Grid

Bei Vehicle2Grid handelt es sich um eine Art Demand Side Management für die Elektromobilität. Dieses Konzept sieht die Speicherung von elektrischem Strom aus dem öffentlichen Stromnetz in den Akkumulatoren des Elektrofahrzeuges und die netzdienliche Abgabe der gespeicherten Energie im geforderten Fall vor. In Abbildung 62 wird ein solches Konzept gezeigt. Für die bidirektionale Speicherung der Energie ist eine Steuerung und daher eine kommunikative Anbindung an den Netzbetreiber erforderlich. Die Anbindung der Ladetechnik (Wallbox) könnte über den M-BUS des Smart Meters erfolgen (MUC). Die entsprechende Lade- bzw. Entladeleistung wird dabei von dem Netzbetreiber an die jeweiligen Anforderungen des Stromnetzes angepasst. Die Entstehung von Lastspitzen kann durch die schnelle Regelung vermieden werden.

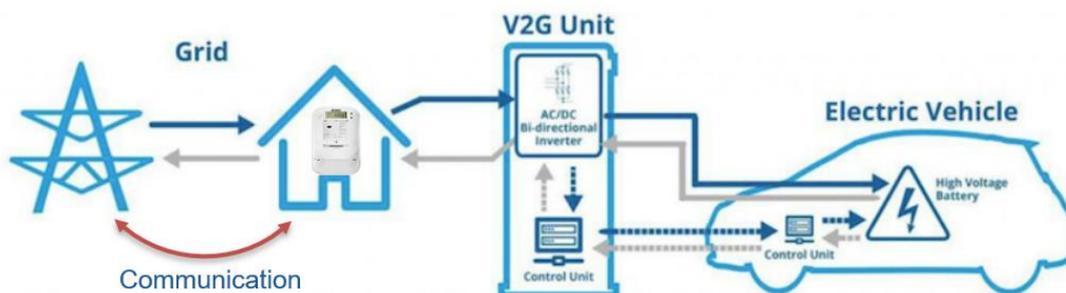


Abbildung 62: Funktionsweise von Vehicle-to-Grid [57]

Damit diese Technologie vom Kunden angenommen wird, müssen zunächst tarifliche Anreize bzw. Kostenersparnisse (z.B. beim Kauf eines Elektroautos) geschaffen werden. Wird nun angenommen, dass 70 % der Fahrzeuge über eine Batteriekapazität von 20 kWh verfügen und diese nur 50 % geladen ist, so kann bei einer Mio. Elektroautos eine Speicherkapazität von 7 GWh zur Verfügung gestellt werden. Werden diese Fahrzeuge über eine Haushaltssteckdose (einphasig) mit nur 3 kW angeschlossen, stünde eine zusätzliche Regelleistung von 2,1 GW zur Verfügung. Bei einer Durchdringungsrate der Elektroautos von 90 % könnten 277 GWh mit 83 GW für die Regelung verwendet werden [58].

6.3 Blindleistungsregelung in der Niederspannung

Die Bereitstellung von Blindleistung in Niederspannungsnetzen ist, wie auch in den Hochspannungsnetzen, ein relevantes Thema. Die zusätzliche Einspeisung von dezentralen Erzeugeranlagen in der Niederspannungsebene bewirkt eine Spannungsanhebung. Bis zu einem gewissen Grad ist eine Spannungsanhebung durch Erzeugeranlagen wünschenswert. Übersteigt die Spannung aber die vorgeschriebenen Toleranzgrenzen, darf keine weitere Einspeisung mehr erfolgen, obwohl noch genügend Aufnahmekapazität vorhanden sind. Die Einspeisung von induktiver Blindleistung in das Niederspannungsnetz bewirkt eine Spannungssenkung (vgl. Hochspannungsnetz) und kann somit die mögliche Aufnahmeleistung steigern. Dieses Verhalten wird in folgender Abbildung dargestellt:

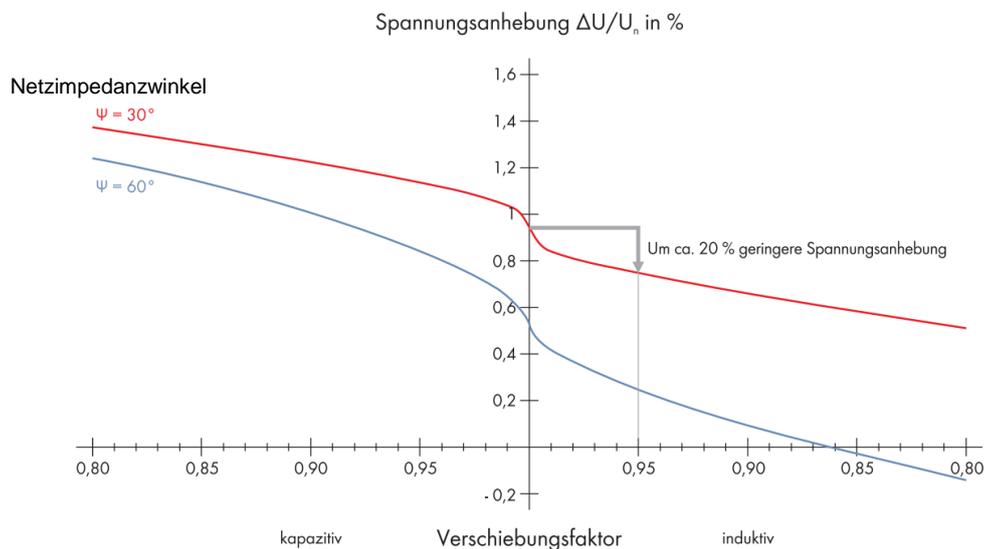


Abbildung 63: Einfluss des Verschiebungsfaktors auf die Spannung im Niederspannungsnetz [59]

Umrichterbasierte Erzeugungsanlagen müssen laut der TOR-Richtlinie (Teil D) in der Lage sein mit einer Blindleistung im Bereich von $\cos \phi = 0,9$ untererregt und $\cos \phi = 0,9$ übererregt arbeiten zu können, wobei der Netzbetreiber den genauen Wert festlegt. Die Messdaten der Smart Meter können als Ist-Werte für die Regelstrecke eines Blindleistungsreglers in einem Niederspannungsnetz angesehen werden. Die dezentralen Einspeiser, welche aufgrund der sehr guten Regelbarkeit in erster Linie Photovoltaikanlagen sind, regeln die Blindleistung anhand des geforderten Sollwertes und verbessern dadurch die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz.

6.4 Netzwiederaufbau (nach einem Blackout)

Der Netzwiederaufbau nach einem Blackout stellt für jeden Verteilnetzbetreiber eine große Hürde dar. Zum einen liegt die Vorgehensweise bei einem Wiederaufbau nur theoretisch vor und zum anderen gestaltet sich die Informationsfindung in diesem sensiblen Prozess als äußerst schwierig. Ausgangspunkt von einem regionalen Netzwiederaufbau ist, im ersten Fall, die Bildung von Inselnetzen, welche entsprechend der festgelegten Kriterien (beteiligte Kraftwerke, Schalterstellungen, etc.) durchzuführen ist. Im zweiten Fall kann außerdem an mindestens einem Kuppelknoten zu einem benachbarten Übertragungsnetzbetreiber eine Spannung anliegen, welche Schrittweise weitergeschaltet wird.

Während des Netzwiederaufbaus ergeben sich wesentliche technische Probleme [60]:

- Blindleistungsbereitstellung (Leerlaufende Leitungen → große kapazitive Blindleistung)
- Problembereich Wirkleistung (Lasten dürfen nur schrittweise zugeschalten werden ansonsten komme es zu Frequenzproblemen.)
- Transiente Vorgänge (Unerwartete Schutzauslösungen)

Der Informationsgehalt beim Schwarzstart richtet sich dabei an die zur Verfügung stehende Kommunikationshardware. Im Falle eines Blackouts würde die Kommunikationsinfrastruktur wohlmöglich nach wenigen Stunden komplett versagen und daher die Erreichbarkeit wichtiger Netzelemente einschränken. Daher ist es essenziell während des Stromausfalles möglichst viele Informationen zu erhalten und entsprechend schnell zu handeln. Nach dem erfolgreichen Aufbau einer Netzinself können die sich darin befindlichen Smart Meter die Netzfunktionalität quittieren. Weiters wäre es möglich Verbraucher, welche beispielsweise große Lastspitzen verursachen, zu überwachen und gegebenenfalls abzuschalten um den Inselnetzbetrieb aufrechterhalten zu können.

6.5 Netzbetreiber als Kommunikationsanbieter

Es wird angestrebt, dass die Kommunikation der Datenkonzentratoren mit dem Netzbetreiber in erster Linie über eine sehr performante Glasfaserinfrastruktur erfolgt. Der Ausbau des Glasfasernetzes wird im Zuge dessen stark vorangetrieben. In weiterer Folge könnte der Netzbetreiber als Kommunikationsanbieter auftreten und vorhandene Datenkapazitäten anbieten. Eine weitere Möglichkeit wäre die entgeltliche Vermietung der Infrastruktur an bestehende Kommunikationsanbieter.

Eine schematische Darstellung ist in Abbildung 64 ersichtlich:

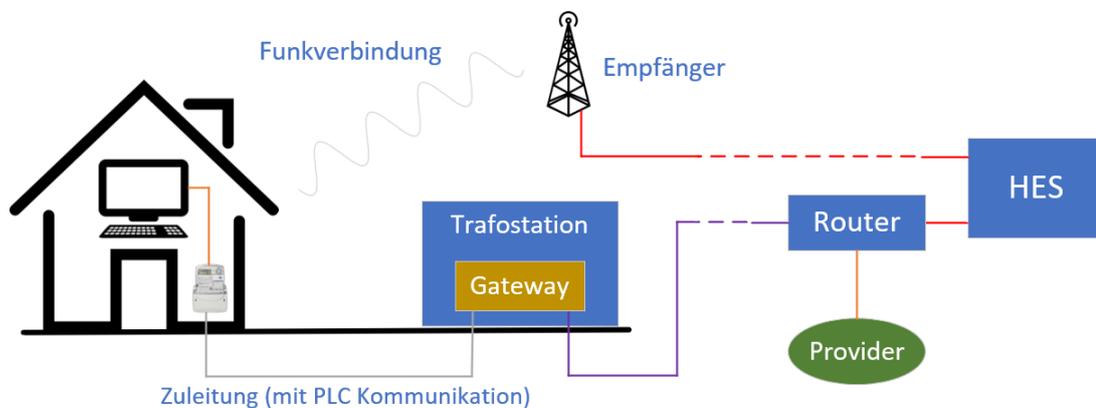


Abbildung 64: VNB als Kommunikationsdienstleister

7 Mehrwert

7.1 Mehrwert für den Netzbetreiber

Der wesentliche Mehrwert für den Netzbetreiber, speziell in technischer Hinsicht, wurde bereits in Kapitel 5 beschrieben. In einer Kosten-/Nutzen-Analyse [7] konnte vorerst gezeigt werden, dass die Smart Meter Einführung sehr hohe Kosten gegenüber dem tatsächlichen Nutzwert verursacht. Der Kosteneinsatz wurde in dieser Studie zirka doppelt so groß als der erwartete Nutzen bewertet. Dies lässt sich vor allem auf das veränderte Verbraucherverhalten und dadurch auf eine geringere Stromabnahmemenge zurückführen. Obwohl die wirtschaftliche Betrachtung den erwarteten Nutzen aktuell nicht gerecht wird, kann der Mehrwert zukünftig in anderen Bereichen gefunden werden, wie auch in Abbildung 65 dargestellt. Zusätzlich kann von einer Verringerung des Personalaufwandes für die Ablesung und einen geringeren Aufwand für die Rechnungserstellung ausgegangen werden. Dies führt langfristig zu einer Reduktion der Kosten und demzufolge zu einer Effizienzsteigerung.

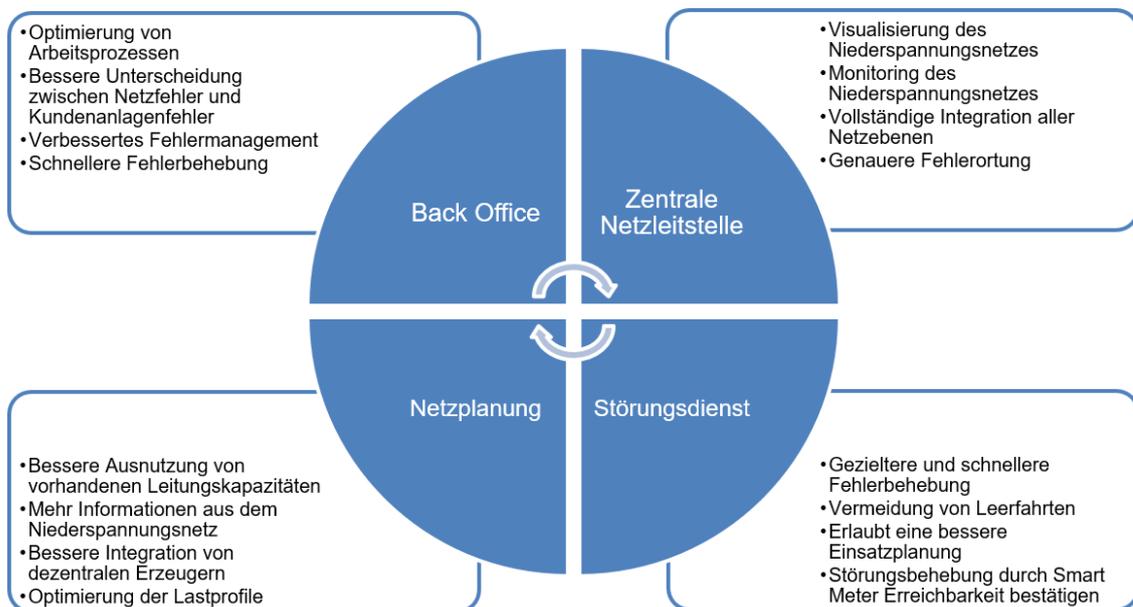


Abbildung 65: Übersicht des Mehrwertes für einen Netzbetreiber

Back Office

Die bessere Kenntnis über das Niederspannungsnetz führt zudem zu einer Entlastung des betrieblichen Back Office bzw. der Kundenhotline. Eine Vielzahl der Kundenanrufe deutet auf eine Störung in der Kundeneinlage hin, welche nicht im Zuständigkeitsbereich des Netzbetreibers liegt. Der vor Ort installierte Smart Meter ermöglicht über eine Abfrage eine umgehende Aussage darüber, wer für die Störung verantwortlich ist und vermeidet dadurch Leerfahrten (siehe 5.4.1). Weiters können Schaltsequenzen durch den großen Informationsgehalt besser vorbereitet werden und dem Leitsystem zur Verfügung gestellt werden. Aufbauend auf den Smart Meter Informationen (siehe 5.4.2) ist auch eine bessere Fehlerortung im Niederspannungsnetz möglich.

Zentrale Netzleitstelle

Die Aufgaben einer zentralen Leitstelle werden in [2] beschrieben. Die zentrale Leitstelle analysiert und überwacht das Verteilnetz im Mittelspannungs- und Hochspannungsbereich, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Obwohl sich im Niederspannungsnetz die meisten Kundenanlagen befinden, wurde diesen aufgrund der bis dato fehlenden online Daten und der geringeren Priorität nur eine geringere Aufmerksamkeit geschenkt. Wie bereits erwähnt, erfordert die Energiewende eine erhöhte Transparenz in allen Netzebenen, um den stabilen Netzbetrieb weiterhin aufrecht zu erhalten. Die Entscheidungsgewalt liegt im Störfall bei dem zuständigen Operator, welcher die entsprechenden Maßnahmen aufgrund der ihm zur Verfügung stehenden Informationen treffen muss. Die Voraussetzung dafür ist, dass möglichst viele Daten aus allen Netzebenen zur Verfügung zu stellen.

Folgende netzdienliche Informationen können Smart Meter für die Leitstelle bereitstellen:

- Spannungs- und Stromwerte für die Überwachung der Belastungsgrenzen und die Einhaltung des Spannungstoleranzbandes
- Events (Meldungen) als Folge von Grenzwertverletzungen oder Fehlern im Netz (z.B. großflächiger Phasenausfall, Unterspannung, Überspannung)
- Hinweise auf einen Stromausfall aufgrund eines Kommunikationsabbruch (siehe 4.6)
- Nach Störungsbehebung: Smart Meter Messungen bestätigen die Wiederversorgung von Netzgebieten
- Netzzustandsdaten (Spannungsniveaus, Lastfluss, Spannungen bei bestimmten Verbrauchern, Schiefastdetektion, Leitungsüberlastung, etc.) durch eine gezielte Abfrage
- Sicherheitsrelevante Hinweise: z.B. Spannungsfreiheit bestätigen!
- Überwachung von Unsymmetrien im Niederspannungsnetz
- Topologieanalyse durch Zuordnung der Netzanschlüsse

Die zusätzlichen Informationen über die Spannungsfreiheit wirken sich zudem positiv auf die Arbeitssicherheit auf. Die Spannungsfreiheit kann mittels der Smart Meter im betrachteten Netzgebiet bestätigt (= Zähler nicht erreichbar) werden. Anzumerken ist, dass es sich hierbei um eine zusätzliche Maßnahme zur Überprüfung der Spannungsfreiheit handelt und nicht als Bestandteil der fünf Sicherheitsregeln gesehen werden darf. Zudem muss darauf geachtet werden, ob es sich dabei um Kommunikations- oder Netzproblem handelt (siehe 4.6).

Netzplanung

Durch die zu erwartende Steigerung des Informationsgehaltes über das Niederspannungsnetz können vorhandene Leitungskapazitäten besser identifiziert werden und dementsprechend in der Netzplanung berücksichtigt werden. Dementsprechend können weitere dezentrale Erzeugungsanlagen ohne Leitungsverstärkung in das Niederspannungsnetz integriert werden. Somit können Engstellen ausgeforscht werden und der Netzausbau kann wesentlich gezielter betrieben werden. Nicht zuletzt kann von einer Kostenoptimierung ausgegangen werden.

Störungsdienst

Das genauere Abbild des Niederspannungsnetzes kann für die gezielte Erkennung des Fehlerortes verwendet werden. Jene Smart Meter, welche die aufgetretene Störung über eine Push Meldung/Event an das AMI übergeben, dienen dabei als Auslöser für den Entstörungsprozess. Die Störungsmeldung soll dahingehend (automatisiert) aufbereitet werden, dass der zuständige Entstörungsdienst die notwendigen Materialien und Hilfsmittel bereits mitführen kann. Das Störungsteam kann den Fehler dadurch schneller beheben und Leerfahrten / Fehlfahrten werden vermieden. Des Weiteren kann eine bessere Einsatzplanung stattfinden.

Nach der Fehlerbehebung kann die Funktionalität über die Erreichbarkeit der Smart Meter von der Netzleitwarte bestätigt werden (siehe 5.4.1). In dieser Zeit befinden sich die Störungsmontureure noch vor Ort und können bei einem negativen Funktionstest unmittelbar eingreifen.

7.2 Mehrwert für den Netzkunden

Die Smart Meter Einführung bietet dem Netzkunden eine ganze Reihe an innovativen Möglichkeiten, um den Energieverbrauch besser überwachen zu können und eine aktive Teilnahme am Energiemarkt zu ermöglichen, sofern entsprechende Tarife angeboten werden. Folgende Beispiele können dafür angeführt werden:

- Steigerung der Effizienz („Energiefresser“ können besser identifiziert werden) und dadurch Senkung des Stromverbrauchs um 3,5 % [7]
- Onlineportal für den Abruf des Energieverbrauchs
- Transparente und nachvollziehbare Stromrechnung
- Schnelle Fernaktivierung/Deaktivierung bei Einzug- oder Auszug
- Flexible Tarifmodelle (z.B. durch Lastverschiebung in Nebenzeiten mit günstigeren Tarifen)
- Ablesung des Zählerstandes entfällt
- Erleichterung bei Lieferantenwechsel

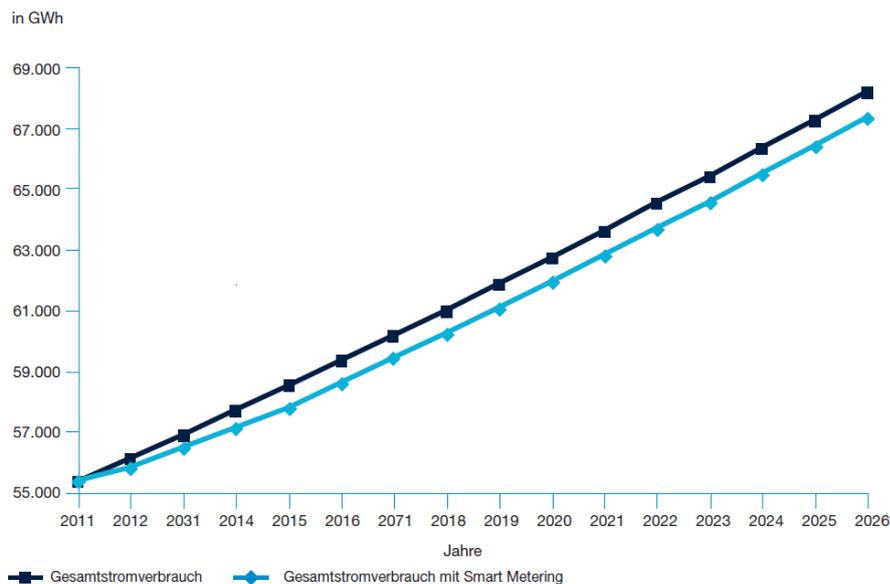


Abbildung 66: Prognostizierte Entwicklung des Stromverbrauches mit und ohne Smart Meter [7]

In Abbildung 66 wird die Stromverbrauchsentwicklung über mehrere Jahre dargestellt. Diese Prognose sieht vor, dass bereits im Jahr 2015 ein Roll-Out Status von 95 % erreicht wurde [7]. Nach der Einführungsperiode im Jahr 2015 steigt der Verbrauch beider Kurven gleich schnell an, da keine weiteren Einsparungseffekte mehr zu erwarten sind. Es zeigt sich, dass die jährliche Nettoeinsparung ab 2015 zwischen 1000 GWh und 1500 GWh liegt.

Wie es bereits erwähnt wurde, wird es für den Kunden möglich sein die gemessenen Energiedaten online über ein Webinterface abzurufen. In folgender Grafik ist ersichtlich, dass die entsprechenden Daten über eine Schnittstelle im Meter Data Management System abgerufen werden können.

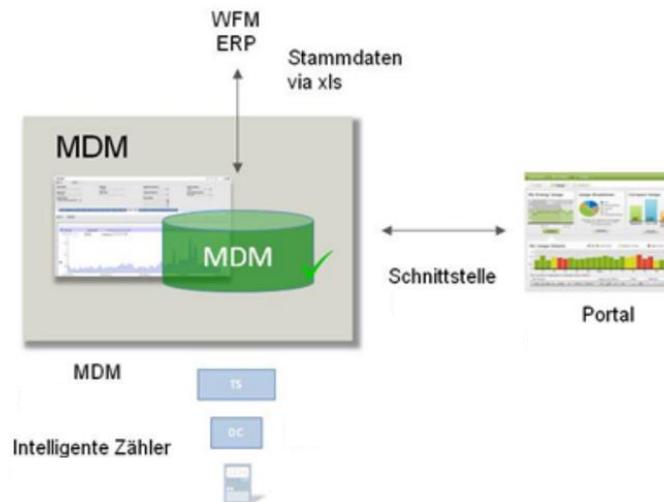


Abbildung 67: Auslesen der Kundendaten aus dem MDM System eines Netzbetreibers [12]

7.3 Energiewirtschaftlicher Aspekt

Die Einführung von Smart Metering ermöglicht die Schaffung von neuen Geschäftsmodellen in der Energiewirtschaft. Im ersten Schritt müssen die Stromanbieter zunächst das IT-System entsprechend adaptieren und die gelieferten Datenmengen analysieren. Dies führt zu einem Wegfall der bis dato üblichen Standardlastprofile und erlaubt eine genaue Anpassung an die tatsächlichen Lasten. Darüber hinaus können die Prognosemodelle der Netzbetreiber optimiert werden, was zu einer Optimierung des Netzbetriebes und der Netzstabilität führt. Das Vorliegen von genauen und zeitnahen Energieverbrauchsdaten kann einerseits für die Abrechnung der tatsächlich verbrauchten Energie am Monatsende und andererseits für innovative und kundenfreundliche Tarifmodelle verwendet werden. Das aufwendige Jahresclearing der Clearing- und Settlement Firmen entfällt, da monatliche Energiedaten vorliegen. Ein weiterer Punkt ist die Senkung der Eintrittsbarrieren von neuen Stromanbietern/Lieferanten und die erwartete höhere Wechselbereitschaft der Kunden. Daraus ergeben sich viele neue Wettbewerbschancen für die österreichischen Stromvertriebsunternehmen. Aus makroökonomischer Sicht ist zu erwarten, dass die österreichische Wertschöpfung um EUR 775 Mio. [7] zunimmt und dadurch rund 8400 Arbeitsplätze im Bereich Smart Metering [7] geschaffen werden.

8 Diskussion

Die Forderung nach einer Einführung der Smart Meter Technologie hat die Netzbetreiber dazu veranlasst große Investitionen in diese neue Technologie zu tätigen. Die Vorteile auf der Kundenseite sind bereits bekannt, wohingegen der gesamte Umfang der zusätzlichen Benefits für den Netzbetreiber nur punktuell diskutiert wurde. Bereits früh erkannte man, dass mit den zusätzlich generierten Messwerten gegenüber den Ferraris Zähler viele neue Anwendungsgebiete möglich sein werden. Die Randbedingungen für den großen Roll-Out wurden schon zuvor in Fallstudien ermittelt. Mit Hilfe dieser wertvollen Erfahrungswerte konnte gezeigt werden, dass nicht nur die Endkunden von den Messdaten profitieren, sondern der Netzbetreiber tiefere Einblicke in das, bis dato nicht abgebildete, Niederspannungsnetz erhält.

Die Vielzahl an Kommunikationsverbindungen und deren wirtschaftliche Bedeutung ist bis heute nicht eindeutig geklärt. Oft hängt die installierte Kommunikationsinfrastruktur von den geografischen Gegebenheiten ab. Im frühen Roll-Out Prozess fokussieren sich die Netzbetreiber speziell auf die P2P-Technologie, da diese Technologie ohne die Installation von weiterer Kommunikationsinfrastruktur möglich ist. Der Trend zeigt aufgrund der sehr niedrigen laufenden Kosten in die Richtung der PLC Kommunikation, wobei die dabei mögliche Bandbreite zukünftige Anwendungen (Vehicle-to-Grid, Internet über PLC, etc.) stark beeinträchtigen kann. Andere Technologien wie SIGFOX oder DSL haben zwar ihre Daseinsberechtigung, sind aber aufgrund der geringen Bandbreite oder der zusätzlichen Regulierungen nur schwer umsetzbar.

Neben der hardwaretechnischen Ausrüstung müssen sich die Netzbetreiber bzw. die Messtellenbetreiber auch mit der Implementierung einer entsprechenden Smart Meter IT-Infrastruktur auseinandersetzen. Die große Anzahl an verfügbaren AMI und MDM Softwarelösungen mit teilweise unterschiedlichen Funktionsschwerpunkten bringen den Netzbetreiber in eine Grundsatzentscheidung. In den meisten Fällen kann vorab nur schwer auf den zukünftigen Bedarf zurückgeschlossen werden und es kann zu Fehlentscheidungen kommen. Daher ist es erforderlich, dass vorab der entsprechende Funktionsumfang definiert wird, um die Entscheidungssicherheit zu maximieren. Ein weiteres Augenmerk muss auf die Schnittstellen-Kompatibilität mit anderen, teilweise bereits vorhandenen, Programmen und Datenbanken gelegt werden. Sind nun die gewünschten AMM Funktionalitäten gefunden, so gilt es, in einem nächsten Schritt eine passende Visualisierungsumgebung zu finden. Es ist bis heute noch unklar, welche Visualisierungsmethode bei den Netzbetreibern priorisiert zum Einsatz kommen wird. Für eine hohe Integration der Netzzustandsdaten und Meldungen von allen vorhandenen Netzebenen in einem System bietet sich, wegen der hohen Übersichtlichkeit, das SCADA System an. Sind hingegen geografische Anforderungen gefragt, so ist es empfehlenswert auf ein GIS System auszuweichen.

Ein großer Teil der beschriebenen Anwendungsbereiche der Smart Meter Daten lässt sich durch die Installation einer entsprechenden Applikation realisieren. Bei den Anderen hingegen sind hardwaretechnische Änderungen notwendig, wie beispielsweise die Integration eines RONT. Unter anderem belastet die zunehmende Durchdringung von dezentralen Erzeugungsanlagen das Niederspannungsnetz, was einerseits die Netzführung und andererseits die Netzplanung vor neue Herausforderungen stellt. Speziell in weitläufigen Niederspannungsnetzen ist es dem Netzbetreiber oft nicht bekannt, ob sich die Spannung zu jeder Zeit innerhalb des gesetzlichen Toleranzbandes befindet. Dies wirft allerdings eine weitere Frage auf, ob bei einer geringen Verletzung des Toleranzbandes (z.B. 11 % unter der Nennspannung) bereits Maßnahmen notwendig sind, denen bis dato aufgrund der Unwissenheit und der fehlenden Kundenbeschwerden nicht nachgegangen wurde. Aus gesetzlicher Sicht ist der Netzbetreiber an die EN50160 gebunden und muss dementsprechende Handlungen setzen.

Weiters wurden bis heute Einspeisekapazitäten nicht optimal ausgenutzt, da keine ausreichenden Informationen über den aktuellen Netzzustand gegeben sind. Die Netzplanung musste in den meisten Fällen auf eine rein rechnerische Ermittlung der maximal möglichen Einspeiseleistung unter der Annahme von Last- und Erzeugungsprofilen zurückgreifen. Manche dieser Anwendungen können bereits in fertigen Softwareumgebungen gefunden werden.

Aufgrund der begrenzten Bandbreite (vgl. Schmalband PLC) bei der Datenübertragung von den Smart Devices zu dem Netzbetreiber ist die Implementierung der Power Snap Shot Analyse ein sinnvolles Werkzeug, um dennoch wichtige netzdienliche Informationen zu erhalten. Es ist oft ausreichend, wenn nur ein bestimmter Augenblick („Snap Shot“) des Niederspannungsnetzes abgebildet wird.

Die in dieser Arbeit beschriebenen Einsatzgebiete der Smart Meter Daten können den Netzbetreiber dahingehend motivieren, dass sich die hohen Investitionskosten in netzdienlichen Anwendungen wiederfinden lassen. Es konnte gezeigt werden, dass sich durch den richtigen Einsatz von Smart Metern eine deutliche Steigerung der Versorgungsqualität in der Niederspannung ergeben kann.

Der Zugang zum Demand Side Management ist nahezu ausschließlich für gewerbstätige Großkunden möglich. Die Smart Meter Technologie besitzt zukünftig das Potential den Nutzungsbereich vom Demand Side Management in Richtung der Privatkunden zu erweitern. Darüber hinaus wäre es denkbar, dass Kunden durch flexible Tarife direkt am Strommarkt teilnehmen können. Zukünftig stellt der Trend zur Elektromobilität den Netzbetreiber vor neue Herausforderungen bezüglich der Leistungsgrenzen des Niederspannungsnetzes. Hierfür ist ein Netzausbau nicht immer die ideale Lösung, da der wirtschaftliche Bezug in Mitleidenschaft gezogen wird. Technologien, wie das gesteuerte Lademanagement, basierend auf Smart Meter Daten bzw. Vehicle-to-Grid können für eine zeitliche Verteilung der Lasten sorgen und führen zu einer Bedarfsverringerng des Netzausbaus.

Letztendlich kann die Implementierung von Smart Meter und damit die Digitalisierung der Niederspannungsebene eine Win-Win-Situation für sämtliche Netzkunden sowie für den Netzbetreiber darstellen.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Tauschek, Baumann, Bergmayer, Bitzan, Fiedler, Liesinger, Radauer, Schaffer, Schmaranz, Schüller, Stacher und Spiegl, „Digitalisierung der Netzführung im Verteilernetz - Netzführung 2025,“ Österreichs Energie, Österreich, 2018.
- [2] R. Schmaranz, Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze, Graz: Verlag der Technischen Universität Graz, 2015.
- [3] ASD Reports, „ASD Reports,“ 7 9 2015. [Online]. Available: <https://www.asdreports.com/news-11029/key-players-global-remote-terminal-units-rtu-smart-grid-market-20152019>. [Zugriff am 22 5 2018].
- [4] Energie-Control Austria, „Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich,“ Energie-Control Austria, Wien, 2017.
- [5] C. Aichele und O. D. Doleski, Smart Meter Rollout, Ketsch, Ottobrunn: Springer Vieweg, 2013, p. 589.
- [6] Salinas IT-Service GmbH, „OSI/ISO-Schichten Modell,“ 10405 Berlin.
- [7] PwC Österreich, „Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering,“ E-Contorl, Österreich, 2010.
- [8] D. M. Kammerstetter, „Smart Meter Security als innovatives Forschungsprojekt,“ Technische Universität Wien, Wien.
- [9] D. Wäresch, Entwicklung eines Verfahrens zur dreiphasigen Zustandsschätzung in vermaschten Niederspannungsnetzen, Aachen: Shaker Verlag, 2018.
- [10] IDS GmbH, „Intelligente Ortsnetzstationen - Smart Grid,“ D-76275 Ettlingen, März 2013.
- [11] F. Hofstätter, T. Weber und S. Raanus, „Intelligente Ortsnetzstationen als Alternative zum Netzausbau,“ *etz*, 04 2014.
- [12] smartcityvillach.at, „Realising Villach's Smart City Vision - Step I,“ Villach, 2016.
- [13] Europäische Kommission, „Verordnung (EU) 2016/631 DER KOMMISSION vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger,“ 2016.
- [14] D. R. Bitsch, „Integration Erneuerbarer Energien in die Stromversorgung,“ FVS , Erlangen, 2001.

- [15] C. Aichele, Smart Energy, Fachhochschule Kaiserslautern: Springer Vieweg, 2012.
- [16] T. Wolski, „Breitband-Powerline für Smart Grids,“ Smart Grid Forum, Hannover Messe 2015, 2015.
- [17] sigfox, „SIGFOX,“ 2018. [Online]. Available: ee.sigfox.com. [Zugriff am 17 08 2018].
- [18] G3-PLC Alliance, „G3-PLC,“ 2018. [Online]. Available: <http://www.g3-plc.com>. [Zugriff am 18 12 2018].
- [19] Maxim Integrated, [Online]. Available: www.maximintegrated.com. [Zugriff am 18 12 2018].
- [20] PRIME Alliance, „PRIME-ALLIANCE,“ PRIME Alliance AISBL, 2013. [Online]. Available: prime-alliance.org. [Zugriff am 25 6 2018].
- [21] M. Hoch, „Comparison of PLC G3 and PRIME,“ Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg, Erlangen, Germany, 2011.
- [22] M. Gerdes, „BTC,“ [Online]. Available: btc-ag.com. [Zugriff am 18 6 2018].
- [23] Capgemini Consulting Österreich AG, „Analyse der Kosten - Nutzen einer österreichweiten Smart Meter Einführung,“ Capgemini, Wien, 2010.
- [24] „INTENSYS4EU Coordination and Support Action,“ INTENSYS4EU, [Online]. Available: h2020-bridge.eu. [Zugriff am 4 7 2018].
- [25] GDC Portadown, „RealValue,“ 2015. [Online]. Available: realvalueproject.com. [Zugriff am 4 7 2018].
- [26] Upgrid, „Upgrid,“ 1 2 2018. [Online]. Available: upgrid.eu. [Zugriff am 25 6 2018].
- [27] The UPGRID Consortium, „D4.3 - Demonstration in real user environment: EDPD - Portugal, Evaluation of Demonstration Results and Data Collection,“ 2015.
- [28] The UPGRID Consortium, „D3.4 Demonstration in real user environment Iberdrola - Spain - Demonstrations results: Evaluation and opportunities,“ 2015.
- [29] The UPGRID Consortium, „D5.3 - Demonstrations in real user environment: VTF - Sweden, Results of the demonstration project,“ 2015.
- [30] J. G. Prado, A. González und S. Riano, „ADOPTING SMART METER EVENTS AS KEY DATA FOR LOW VOLTAGE NETWORK OPERATION,“ CIRED, Glasgow, 2017.
- [31] NEMA - National Electrical Manufacturerers Association, „NEMA,“ [Online]. Available: <https://www.nema.org/Storm-Disaster-Recovery/Smart-Grid->

- Solutions/Pages/Smart-Meters-Can-Reduce-Power-Outages-and-Restoration-Time. [Zugriff am 27 11 2018].
- [32] D. T. Dittrich, „Batteriekonzepte für Smart Utility Meters Anforderungen und Absicherung ihrer Einhaltung,“ Büdingen.
- [33] Y. Khadour, „Eignung von Niederspannungsverteilnetzen für Powerline Communication,“ Universität Duisburg-Essen, 2003.
- [34] H. Tram, „Technical and Operation Considerations in Using Smart Metering for Outage Management,“ IEEE, 2008.
- [35] M. Stefan, J. G. Lopez, M. H. Andreasen und R. L. Olsen, „Visualiziation Techniques for Electrical Grid Smart Metering Data: A Survey,“ IEEE Third International Conference on Big Data Computing Service and Applications, Aalborg University, Denmark, 2017.
- [36] Landis+Gyr, *Voltage Visualization - Effectively Identify Distribution Circuit Voltage Anomalies and Analyze Grid Voltage Performance.*
- [37] F. C. L. Trindade, W. Freitas und J. C. Vieira, „Fault Location in Distribution Systems Based on Smart Feeder Meters,“ IEEE transactions on power delivery, 2004.
- [38] L. Verheggen und A. Moser, „Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtig von Blindleistungsmanagement,“ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen, Aachen/Graz, 2016.
- [39] Verein Smart Grid Schweiz VSGS, „Weissbuch Smart Grid,“ SMART GRID CH, 2013.
- [40] IDS GmbH, „Die intelligente Ortsnetzstation - Applikationsbeschreibung“.
- [41] J. Schneider Elektrotechnik GmbH, „J. Schneider Elektrotechnik,“ [Online]. Available: j-schneider.de/transformatoren-drosseln/transformatoren/regelbarer-ortsnetztransformator/. [Zugriff am 2 10 2018].
- [42] AIT Austrian Institute of Technology, Siemens AG Österreich, EnergieAG Obersösterreich Netz GmbH, Salzburg Netz GmbH, Wien Energie Stromnetz, „ISOLVES:PSSA-M,“ Klima-und Energiefonds des Bundes, Wien, 2012.
- [43] V. Klonari, J.-F. Toubeau, J. Lobry und F. Vallée, „Photovoltaic Integration in Smart City Power Distribution,“ SCITEPRESS - Science and Technology Publications, Belgien, 2016.

- [44] M. Meyer, M. Dietmannsberger und D. Schulz, „Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung,“ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017.
- [45] J. Thomsen, A. Schulz und N. Hartmann, „Vermarktung von Flexibilitäten im Verteilnetz - Analyse der Akteure und Rollen für zukünftige Geschäftsmodelle im Verteilnetz,“ TU GRAZ, 2016.
- [46] EP Elektromobilität des AK Verteilernetze, „Abschlussbericht des EP Elektromobilität,“ Österreichs Energie, Österreich, 2018.
- [47] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.-M. S. Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn und S. Schmitdt, „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten,“ VDE-Kongress, Stuttgart, 2012.
- [48] Sandia National Laboratories, „DOE Global Energy Storage Database,“ 2018. [Online]. Available: www.energystorageexchange.org. [Zugriff am 14 12 2018].
- [49] VDE (Verband der Elektrotechnik), „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze,“ VDE e.V., Frankfurt am Main (Deutschland), 2015.
- [50] E-Control, „Sonstige Marktregeln Strom - Kapitel 6,“ Version 3.3.
- [51] M. Hinterstocker, S. v. Roon und M. Rau, „Bewertung der Aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt,“ Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft GmbH, München, 2014.
- [52] P. Kadurek, J. Blom, J. Cobben und W. Kling, „Theft detection and smart metering practices and expectations in the Netherlands,“ IEEE, Gothenberg, Sweden, 2010.
- [53] A. J. Dick, „THEFT OF ELECTRICITY - HOW UK ELECTRICITY COMPANIES DETECT AND DETER,“ IEE, Electricity Association , United Kingdom, 1995.
- [54] F. V. d. Bergh, P. Kadurek, S. Cobben und W. Kling, „ELECTRICITY THEFT LOCALIZATION BASED ON SMART METERING,“ CIRED, Frankfurt, 2011.
- [55] A. Abart, W. Bauer, A. Lugmaier und M. Stifter, „Bessere Qualität und Transparenz in Stromverteilungsnetzen,“ smart energy, 2012.
- [56] National Institute of Standards and Technology (NIST), „Framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 1.0,“ January 2010.
- [57] E. Schmidt, „fleetcarma,“ GEOTAB Company, 25 Oktober 2017. [Online]. Available: www.fleetcarma.com/latest-vehicle-grid-v2g-charging/. [Zugriff am 2018 Dezember 06].

- [58] S. Krauter, „Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system,“ University of Paderborn, Paderborn, Germany, 2018.
- [59] SMA Solar Technology, „Blindleistung“.
- [60] F. Prillwitz und M. Krüger, „Netzwiederaufbau nach Großstörungen,“ Universität Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik, 18059 Rostock.
- [61] The National Energy Technology Laboratory for the US Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, „The Modern Grid Initiative Version 2.0,“ January 2007.