

Verbundvorhaben

**Fühler im Netz 2:  
Einsatz von Big Data und KI bei der Nutzung des FiN Ansatzes zur  
Zustandserfassung von Netzen und Anlagen im Verteilnetz.**

Förderkennzeichen 03SF0568A

**Schlussbericht**

zum Teilvorhaben: Power Plus Communications AG



Fabian Karl

Power Plus Communications AG

Dudenstraße 6, 68167 Mannheim

Mannheim, den 31. Mai 2023

GEFÖRDERT VOM



Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

## Inhalt

1	Kurze Darstellung .....	1
1.1	Aufgabenstellung.....	1
1.2	Voraussetzungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde .....	1
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens .....	1
1.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde.....	2
1.5	Wesentliche Ergebnisse.....	2
2	Eingehende Darstellung .....	3
2.1	AP 1: Anforderungsanalyse .....	3
2.1.1	TAP 1.1: Anwenderbefragung / Experteninterviews.....	3
2.1.2	TAP 1.2: Ableiten von konkreten Handlungsbedarfen aus den erfassten Anforderungen 3	
2.2	AP 2: Installation von Messsensorik und Datenerhebung .....	4
2.2.1	TAP 2.1: Rollout Vorbereitung.....	4
2.2.2	TAP 2.2: Installation / Inbetriebnahme .....	5
2.2.3	TAP 2.3: Datenerzeugung .....	6
2.3	AP 3: Datenmanagement .....	8
2.3.1	TAP 3.1: Vorbereitende Maßnahmen .....	8
2.3.2	TAP 3.2: Serversystem und Datenbankstruktur .....	9
2.3.3	TAP 3.3: Einbindung weiterer Datenquellen .....	9
2.3.4	TAP 3.4: Auswertung der erhobenen Massendaten .....	9
2.4	AP 4: Ermittlung neuer Fingerprints (Labortest) .....	10
2.4.1	TAP 4.1: Ermittlung neuer „Fingerprints“ und Anlagenzustände.....	10
2.4.2	TAP 4.2: Konzeption, Aufbau und Betrieb eines Versuchstandes .....	11
2.4.3	TAP 4.3: Auswertung der Ergebnisse und Integration in die intelligente Datenanalyse 11	
2.5	AP 5: Intelligente Datenanalyse .....	11
2.5.1	TAP 5.1: Datenimport und Analyse .....	11
2.5.2	TAP 5.2: Maschinelle Lernverfahren .....	12
2.5.3	TAP 5.3: Ergebnistransfer .....	12
2.5.4	TAP 5.4: Datenaufbereitung zur Integration in die DNA .....	12
2.5.5	TAP 5.5: Prognose von Netzzuständen.....	13
2.6	AP 6: Weiterentwicklung des Gesamtsystems (Auswertung Spektrum und integrierte Messsensorik).....	13
2.6.1	TAP 6.1: Verbesserung bei der Erfassung der Kanalcharakteristik .....	13
2.6.2	TAP 6.2: Erweiterung des Funktionsumfangs der Sensormodems .....	16

2.6.3	TAP 6.3: Prototypische Weiterentwicklung des Sensormodems und Einbindung zusätzlicher Sensorik .....	17
2.6.4	TAP 6.4: Dezentrale Intelligenz auf dem Sensormodem .....	18
2.7	AP 7: Validierung .....	19
2.7.1	TAP 7.1: Validierung des Gesamtsystems im Feld.....	19
2.7.2	TAP 7.2: Validierung der Eignung des Gesamtsystems für Netzbetriebsführung und Assetmanagement.....	20
2.7.3	TAP 7.3: Validierung der Eignung des Gesamtsystems für die Netzautomatisierung...	20
2.7.4	TAP 7.4: Zusammenfassung der Ergebnisse .....	20
2.8	AP 8: Regulatorischer Rahmen .....	20
2.8.1	TAP 8.1: Regulatorische Rahmenbedingungen bezüglich Datenschutz und Datensicherheit .....	20
2.8.2	TAP 8.2: Regulatorische Rahmenbedingungen bezüglich der Anrechenbarkeit.....	21
3	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	21
4	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten.....	21
5	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses .....	22
5.1	Wirtschaftliche Erfolgsaussichten .....	22
5.2	Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten .....	23
5.3	Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit .....	23
6	Fortschritte von anderen Stellen.....	24
7	Veröffentlichungen.....	25
7.1	Erfolgte, projektbezogene Veröffentlichungen.....	25
7.2	Geplante, projektbezogene Veröffentlichungen.....	25
8	Anhang.....	26

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Arbeitspaketstruktur „Fühler im Netz 2.0“ .....	2
Abbildung 2-1: Anforderungen an die Datenverfügbarkeit .....	3
Abbildung 2-2: Fotodokumentation bei Installation 1 – Standort zu MAC-Adresse .....	4
Abbildung 2-3: Fotodokumentation bei Installation 2 – Position BPL Modem entspr. Kabelabgang (Quelle: Mainzer Netze) .....	5
Abbildung 2-4: Fotodokumentation bei Installation 3 – Detailansicht (Bsp.: Abgangsleiste) .....	5
Abbildung 2-5: Volldigitale Stammdatenerfassung bei Installation mittels NMS Connector App .....	6
Abbildung 2-6: Datenstruktur (JSON) der Spannungsmessdaten .....	7
Abbildung 2-7: NMS3-Feature – BPL-Zellendarstellung in der Karte .....	7
Abbildung 2-8: Backbonekonzept „vorhandene WAN-Infrastruktur“ .....	8
Abbildung 2-9: Finaler Aufbau des „FiN2-Serversystems“ (Quelle: Software AG) .....	9
Abbildung 2-10: Vergleich der Spannungsmessungen zur Bestimmung der Genauigkeit (Quelle: BUW) .....	9
Abbildung 2-11: Zuordnung jedes SNR-Vektors aus FiN1 zu einem via DBSCAN ermittelten „Cluster“ (Quelle: DFKI) .....	10
Abbildung 2-12: Radialkonzentrische Darstellung der zeitlich veränderlichen Cluster-Zugehörigkeit von SNR-Vektoren (Quelle: DFKI) .....	10
Abbildung 2-13: Analysensysteme des DFKI und erste Visualisierungen (Quelle: DFKI) .....	11
Abbildung 2-14: Automatische Bestimmung der Muffenanzahl einer Kabelstrecke (Quelle: DFKI) .....	13
Abbildung 2-15: Kanaleigenschaften der BPL Datenübertragung .....	14
Abbildung 2-16: Feldtest mit Referenzmodems in Leverkusen (Quelle: BUW / EVL) .....	14
Abbildung 2-17: Miniaturisiertes Messequipment der Firma WitiKee .....	15
Abbildung 2-18: Direkt auf dem BPL Chip gemessene Rauschleistung über die Frequenz (Beispiel) ...	15
Abbildung 2-19: Kompakte Darstellung des JSON-Strings, welcher SNR- und Tonemapdaten enthält	16
Abbildung 2-20: Prototypische Anbindung drahtloser Sensorik (Aufbau im PPC-Hardwarelabor) .....	17
Abbildung 2-21: NMS3-Feature zur Bestimmung von „elektrischen“ Nachbarn .....	18
Abbildung 2-22: Dateneinsparpotential und Qualität der interpolierten Daten bei d=50 (Quelle: BUW) .....	19
Abbildung 2-23: Cloudlösung zur Validierung des BPL-Sensorsystems (Quelle: BUW) .....	19
Abbildung 2-24: Kommunikationsstruktur der Laborvalidierung (Quelle: BUW) .....	20
Abbildung 8-1: Beispiel-Formular zur manuellen Dokumentation während des Einbaus (Quelle: Mainzer Netze) .....	27
Abbildung 8-2: Beispiel für ein Datenpaket BPL Spektrum mit jeweils 1536 Einträgen .....	28
Abbildung 8-3: Prototypische Anbindung drahtloser Sensorik – Komponenten und Datenströme .....	28

# 1 Kurze Darstellung

## 1.1 Aufgabenstellung

„Fühler im Netz 2.0“ sollte eine ganzheitliche, automatisierte Erfassung des Zustands von Netzen und Anlagen im großen Maßstab ermöglichen. Dafür sollten Erkenntnisse aus dem Vorgängerprojekt „Fühler im Netz“ über Spannungsverläufe und „Fingerprints“ im BPL-Spektrum vertieft und Big Data Analysen ebenso wie Methoden der Künstlichen Intelligenz angewendet werden.

Mit der Installation von über 3500 prototypischen BPL-Sensormodems und der Einbindung der von diesen erhobenen Echtzeit-Netzzustandsdaten in geeignete Backendsysteme sollte eine Gesamtarchitektur zur großflächigen Erfassung des Netzzustandes aufgebaut werden. Geeignete KI-Algorithmen sollten dazu dienen, automatisiert „Fingerprints“ aufzuspüren, welche für Netzbetriebsführung und Assetmanagement nutzbar sind. In parallel dazu durchzuführenden Laboruntersuchungen sollte die Analyse von Kabelzuständen auf Basis des BPL Spektrums weiter systematisiert werden.

Die großflächig erhobenen Spannungsdaten sollten in Systeme zur Dezentralen Netzautomatisierung (DNA) integriert werden, um durch die Kopplung von dezentralen und zentralen Ansätzen (wie z.B. die Integration in Netzleitsysteme) weitere Synergieeffekte zu erschließen. Schlussendlich sollte eine technisch-wirtschaftliche Evaluierung des Gesamtsystems erfolgen.

## 1.2 Voraussetzungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde

Konzipiert wurde das Projekt als Nachfolger des 2017 abgeschlossenen Projekts „Fühler im Netz“ und startete schließlich im Mai 2019, d.h. vor dem offiziellen Start des Rollouts intelligenter Messsysteme, deren erste zertifizierte Software noch keine Erfassung von Netzzustandsdaten (Strom und Spannung) enthielt. Gleichzeitig gewann das Thema Netzzustandsüberwachung im Laufe des Projekt immer mehr Bedeutung im regulatorischen Diskurs, dessen aktuell vorgesehene Zielmodell des §14a EnWG (Stand: Juni 2023) vorsieht, dass Netzbetreiber perspektivisch nur dann zur Verhinderung von Netzengpässen dynamisch die Leistung reduzieren dürfen, wenn sie diesen Engpass auch messtechnisch nachweisen können – und zwar in Echtzeit, mit maximal 3 Minuten Verzug. Insofern adressierte „Fühler im Netz 2.0“ also ein Thema, das zum jetzigen Stand der Energiewende immer wichtiger wird.

## 1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

In Abbildung 1-1 ist die Arbeitspaketstruktur für „Fühler im Netz 2.0“ dargestellt. Die zeitliche Orientierung ist von links nach rechts. Übereinander angeordnete Arbeitspakete fanden parallel statt. Gegenüber der ursprünglichen Planung ergab sich aufgrund pandemiebedingter Verzögerungen eine Projektverlängerung um insg. 6 Monate. Die konkrete Aufteilung der Aufwände in Personenmonaten auf die einzelnen Projektpartnern kann der Gesamtvorhabenbeschreibung entnommen werden.

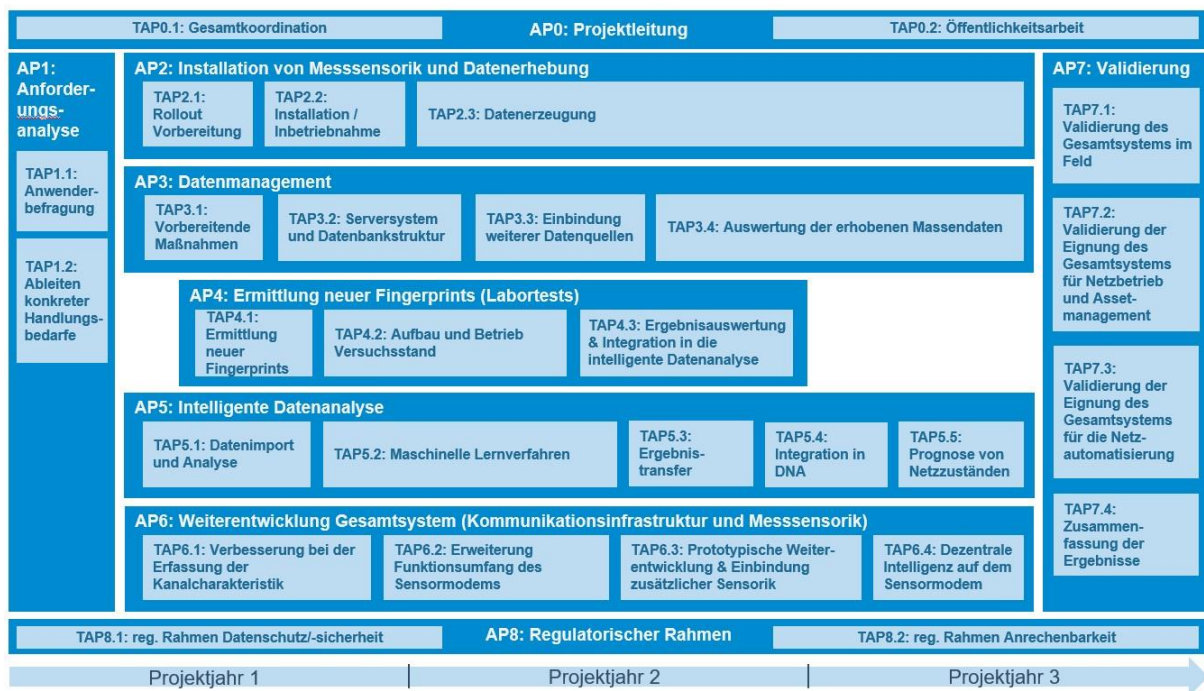


Abbildung 1-1: Arbeitspaketstruktur „Fühler im Netz 2.0“

#### 1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Messtechnik zur Netzzustandserfassung wird heute nur im Höchst- und Hochspannungsnetz flächendeckend eingesetzt, was die Basis für die Netzautomatisierung dieser Spannungsebenen ist. Im Niederspannungsbereich fehlt flächendeckende Messtechnik dagegen nahezu vollständig, weshalb auch keine Integration in die Leitsysteme der Netzbetreiber existiert. Aktuelle Netzautomatisierungen sind darüber hinaus nicht auf große Datenmengen ausgelegt, wie sie bei einer flächendeckenden Überwachung der Niederspannung anfallen würden. Algorithmen zur schnellen Vorverarbeitung sind ebenfalls nicht vorhanden. Weil die Ermittlung des Kabelzustands im Niederspannungsnetz sehr kostenintensiv ist, ist die Störungsbehebung in diesem Bereich nahezu überall nur „reagierend“, die sog. ereignisorientierte Instandhaltungsstrategie ist vorherrschend.

#### 1.5 Wesentliche Ergebnisse

Die Power Plus Communications AG leistete im Projektverlauf ihren Beitrag zur Erfüllung der in 1.1 beschriebenen Aufgabenstellung. Konkret wurden folgende übergeordnete Ergebnisse erzielt:

Nach der Definition einer FiN-Gesamtarchitektur zur sicheren Erfassung, Übertragung und Verarbeitung von Spannungs- und BPL-Spektrumsdaten wurden über 3500 prototypische BPL Sensormodems in Leverkusen, Mainz und Gemeinden im Netzgebiet der Netze BW in Betrieb genommen und an ein skalierbares Datenverarbeitungs- und Datenhaltungssystem angebunden. Die Erfassung der Spannungs- und BPL-Spektrumsparameter wurde so weiterentwickelt, dass eine massentaugliche, hochauflösende Messung in Echtzeit möglich ist. Zudem wurde eine intelligente Datenvorverarbeitung durch Sensormodems auf Basis der im Projekt erzielten Neuentwicklungen konzipiert.

Als Basis eines für KI-Anwendungen notwendigen „Labellings“ der erhobenen Messdaten wurde eine Architektur zur Verknüpfung von stromnetztopologischen und kommunikationstechnischen Daten beschrieben und eine Methode zur Identifikation der für die Zustandsbewertung des Verteilnetzes relevanten BPL-Links erforscht.

## 2 Eingehende Darstellung

### 2.1 AP 1: Anforderungsanalyse

#### 2.1.1 TAP 1.1: Anwenderbefragung / Experteninterviews

Grundlegendes Ziel des Projektes Fühler im Netz 2 war die kostengünstige Zustandserfassung von Netzbetriebsmitteln (insb. Kabeln) mit Hilfe von BPL-Messtechnik. Dabei sollen bestimmte Muster der Kabelalterung wie auch Kabelauslastung frühzeitig sichtbar werden, sodass auf eventuelle Ausfälle vorbeugend reagiert werden kann und diese vermieden bzw. reduziert werden. Außerdem sollte die Netzüberwachung und die Instandhaltungsstrategie des Betriebsmittels im Asset-Management intelligent unterstützt werden.

Von elementarer Bedeutung für die Zielerreichung, war die Verfügbarkeit von großen Datenmengen. PPC unterstützte hierbei mit Anwenderbefragungen, innerhalb derer die benötigten Daten definiert und tabellarisch festgehalten wurden (siehe Anhang, Tabelle 8-1: Datenanforderungen seitens der Projektpartner (Fokus: Stammdaten)).

#### 2.1.2 TAP 1.2: Ableiten von konkreten Handlungsbedarfen aus den erfassten Anforderungen

Nach Definition der Datenanforderung evaluierte PPC gemeinsam mit den Netzbetreibern, wie diese Daten in geeigneter Form zur Verfügung gestellt werden könnten. Eine direkte Schnittstelle war mit Blick auf die IT-Sicherheitsanforderungen (ISMS) auch für entsprechende Projekte nicht möglich. Die Daten wurden daher in geeigneter Form exportiert und innerhalb des Projektteams zur Verfügung zu gestellt.

Zusätzlich zeigte sich, dass die Anforderungen an die Datenverfügbarkeit je nach Anwendungsfall unterschiedlich sind. Unter Datenverfügbarkeit wird hierbei nicht nur die Verfügbarkeit der Daten an sich verstanden, sondern insbesondere auch deren Aktualität, siehe Abbildung 2-1.

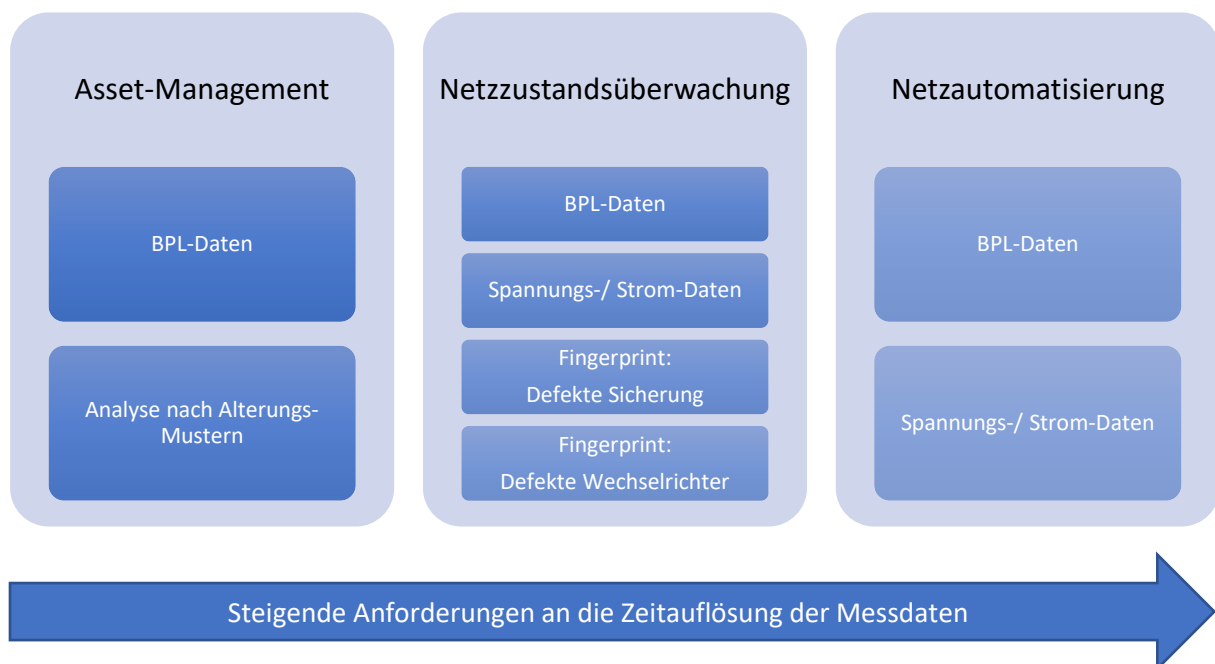


Abbildung 2-1: Anforderungen an die Datenverfügbarkeit

Während beispielsweise für die Analyse nach Alterungsmuster aggregierte Stunden- (oder gar Tageswerte) genügen, müssen Spannungsdaten für Anwendungen der Dezentralen Netzautomatisierung (DNA) in Sekundenauflösung vorliegen – inkl. Echtzeitzugriffsmöglichkeit.

Basierend auf diesen Anforderungen wurden passende Datenbanklösungen konzipiert, die in AP 3 von der Software AG umgesetzt wurden.

## 2.2 AP 2: Installation von Messsensorik und Datenerhebung

### 2.2.1 TAP 2.1: Rollout Vorbereitung

Für das „Labelling“ von Messdaten – und für eine gepflegte Dokumentation insgesamt – ist es zwingend notwendig, direkt beim Einbau von Geräten Stammdaten aufzunehmen, am besten via Fotodokumentation, dann ist eine spätere Überprüfung der erhobenen Daten möglich. In Vorbereitung auf den Rollout der BPL Infrastruktur (d.h. Headends und Repeater in Ortsnetzstationen (ONS) und Kabelverteilerschränken (KVS)) legte PPC daher fest, welche Informationen direkt bei Installation zu erheben sind. Jedes BPL Modem besitzt einen einzigartigen Identifikator, der sowohl in der IP-Kommunikation genutzt wird, als auch per Aufkleber auf dem Gehäuse sichtbar ist: die MAC-Adresse. Alle Stammdaten rund um ein BPL Modem mussten daher auf dessen MAC-Adresse referenzieren.

Als erstes musste bei Installation der Standort des Modems erfasst werden, wie in Abbildung 2-2 dargestellt. Dadurch, dass auch die Einbauorte ONS und KVS eindeutige Identifikatoren besitzen, genügt eine Verknüpfung dieser beiden Werte.

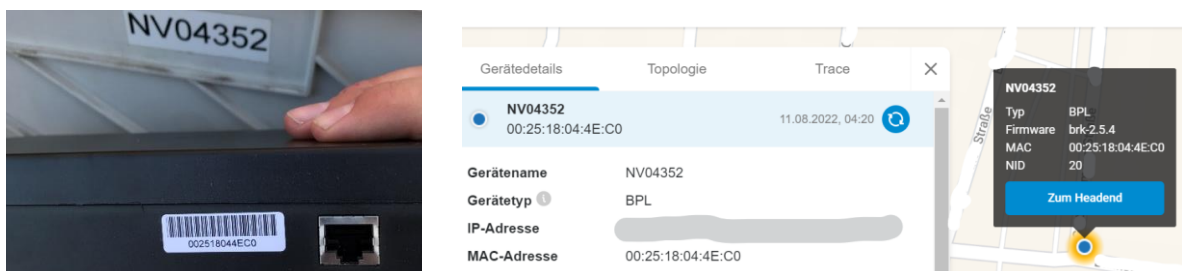


Abbildung 2-2: Fotodokumentation bei Installation 1 – Standort zu MAC-Adresse

Weil KVS und ONS aber immer mehr als 1 Kabelabgang besitzen und die Information, auf welchem Kabelabgang sich ein Modem befindet, für Datenkommunikation und SNR-Analyse gleichermaßen bedeutsam ist, muss diese in einem zweiten Foto dokumentiert werden, wie in Abbildung 2-3 links dargestellt. Um diese Information nachhaltig in den Systemen der Verteilnetzbetreiber (VNB) zu verankern, wurde festgelegt, dass diese in die jeweiligen Geo-Informationssysteme (GIS) zu übertragen sind, siehe Abbildung 2-3 rechts.

Ein drittes Foto zur Dokumentation sollte von Details aufgenommen werden, die Aufschluss über die Anschlussart, den Installationsort oder weitere Besonderheiten bieten. Ein Beispiel hierfür ist in Abbildung 2-4 dargestellt. Die Detailansicht dokumentiert die handschriftlich vor Ort festgehaltenen Informationen zum dort verlegten Kabeltyp.



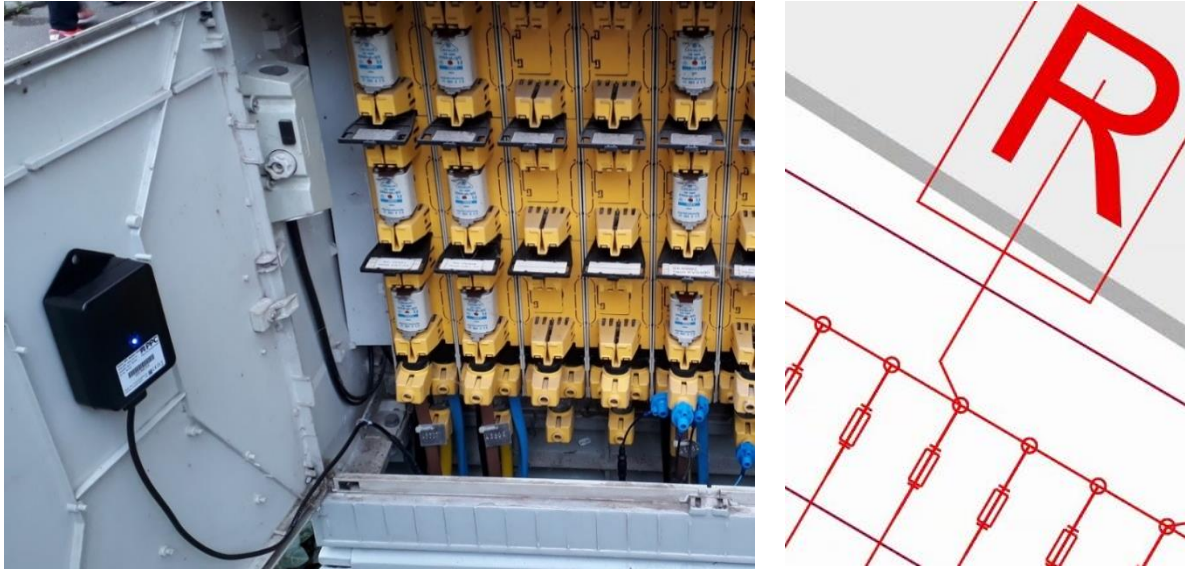


Abbildung 2-3: Fotodokumentation bei Installation 2 – Position BPL Modem entspr. Kabelabgang (Quelle: Mainzer Netze)

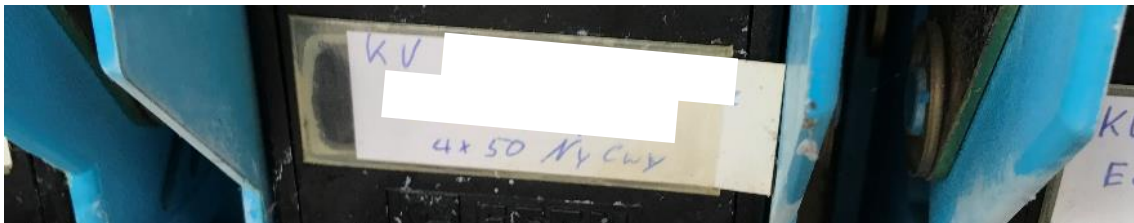


Abbildung 2-4: Fotodokumentation bei Installation 3 – Detailansicht (Bsp.: Abgangsleiste)

### 2.2.2 TAP 2.2: Installation / Inbetriebnahme

Zu Projektbeginn wurden die Modemininstallationen mithilfe von Handzetteln sowie einer parallelen Fotodokumentation auf dem Handy durchgeführt (siehe Anhang, Abbildung 8-1: Beispiel-Formular zur manuellen Dokumentation während des Einbaus). Der Nachteil dieser Methode war nicht nur der Zeitverzug zwischen Erhebung vor Ort und Verfügbarkeit im zentralen Verwaltungssystem, sondern auch seine Fehleranfälligkeit. Insbesondere die handschriftliche Erfassung der MAC-Adresse erwies sich als fehleranfällig.

Um diesen Prozess zu vereinfachen und die Dokumentation von Beginn an volldigital umzusetzen, entwickelte PPC daher im Projektverlauf seine native „NMS Connector App“ für iOS und Android, welche bis dato den Einbau intelligenter Messsysteme dokumentierte, für den Aufbau einer BPL-Infrastruktur weiter. Mit dieser Weiterentwicklung konnten fortan MAC-Adresse, Standort, Fotos und weitere Kommentare erfasst und direkt in das PPC-eigene Netzwerkmanagementsystem übertragen werden kann. Schematisch ist dies in Abbildung 2-5 dargestellt. Die weitere Verteilung der so erhobenen Daten in andere Systeme (z.B. das GIS) erfolgte durch zyklische Exporte von csv-Dateien.

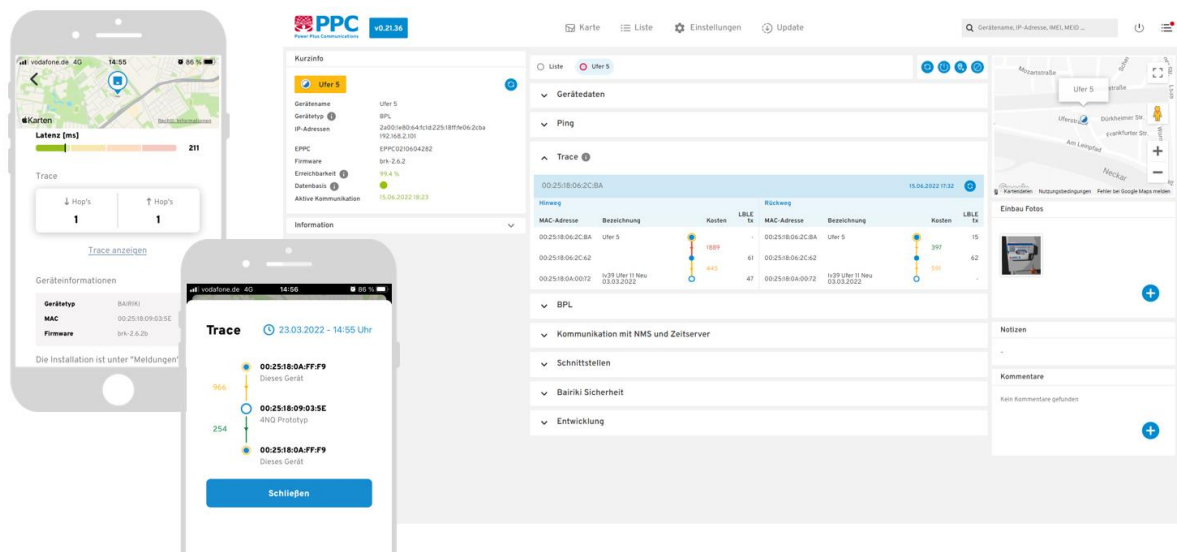


Abbildung 2-5: Voll-digitale Stammdatenerfassung bei Installation mittels NMS Connector App

### 2.2.3 TAP 2.3: Datenerzeugung

Bereits vor Beginn von „Fühler im Netz 2.0“ hatte PPC die prototypische Hardware eines Sensor BPL Modems entwickelt, welche die Funktionalität einer „Fin-Box“ (siehe Abschlussbericht PPC zu „Fühler im Netz“) in einen BPL Repeater integrierte.

Die softwareseitige Umsetzung von Datenerfassung und -versand nahm PPC dagegen im Rahmen von „Fühler im Netz 2.0“ vor. Eine erste Variante sah einen Versand von plain-text Strings als TCP (raw) vor. Für die Software des Modems war dies zunächst hilfreich, weil dadurch keine zusätzlichen Programme installiert werden mussten. Allerdings stellte sich dieser Ansatz für die Integration in zentrale Backendsysteme als nicht praktikabel heraus. Die zweite Iteration setzte bereits auf das in der Welt des „Internet of Things“ verbreitete Protokoll MQTT, was eine deutliche Verbesserung bei der Anbindbarkeit an zentrale Systeme darstellte. Die Daten waren aber weiterhin als plain-text strukturiert, was eine automatische Erkennung schwierig machte. Darüber hinaus war jeder einzelne Messwert (z.B. Spannung zwischen L1 und N = u1) in einem eigenen MQTT Topic organisiert (z.B. 4NQ/002518010203/u1), was zwar maximale Flexibilität hinsichtlich der Auswahl der zu abonnierenden Daten bietet, aber letztendlich zu einer unnötigen Erhöhung des Daten-Overheads führte.

Schlussendlich wurde daher eine JSON-Struktur für den Versand der erhobenen Messdaten via MQTT gewählt, wie sie in Abbildung 2-6 dargestellt ist. Alle relevanten Informationen befinden sich in der Payload selbst – neben den eigentlichen Messwerten sind dies insbesondere der Geräteidentifikator „mac“ und der Zeitstempel „ts“, ausgedrückt in Sekunden seit dem 01.01.1970, 00:00:00 Uhr (die sog. UNIX-Zeit). Diese Datenstruktur (JSON) und dieses Übertragungsprotokoll (MQTT) ermöglichten es im Projekt, die Daten von zeitweise über 3000 Modems gleichzeitig zu übertragen, in Echtzeit darzustellen und für weitere Analysezwecke abzuspeichern.

Topic:

4NQ/0025180a0b01/sensor

<device-type>/<device-id>/<data-type>

Payload:

```
{
  "mac": "0025180a0b01",
  "ts": 1564138636,
  "u1": 230.1,
  "u2": 231.2,
  "u3": 230.3,
  "thdu1": 5.1,
  "thdu2": 5.2,
  "thdu3": 5.3,
  "phi12": 120.1,
  "phi23": 120.2,
  "phi31": 120.3,
  "t": -12.1,
  "wdc": 1000000,
  "sn": 100000000
}
```

/\* t = internally measured casing temperature \*/  
 /\* wdc = (software) watch dog counter, in normal operation irrelevant \*/  
 /\* sn = serial number of the sensor pcba, in normal operation irrelevant \*/

Größe der Payload: 232 Byte

Im Vergleich: Payload 12 x plain text = 220 Byte  
 + 12 x mehr Datenaufkommen durch die Topics

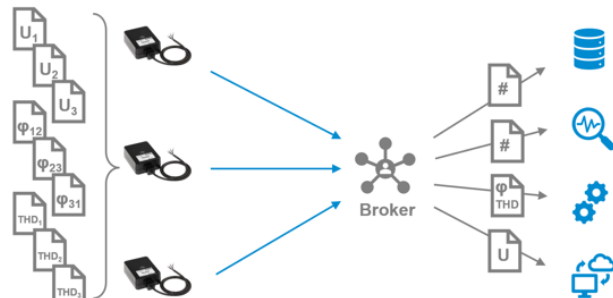


Abbildung 2-6: Datenstruktur (JSON) der Spannungsmessdaten

Um die Übertragung dieser Messdaten für die weiteren Analysen in AP4 und 5 sicherzustellen, war es notwendig, ein umfassendes Monitoring dieser verteilten IKT-Infrastruktur aufzubauen. Die Grundlage hierfür war das Netzwerkmanagementsystem Version 3 (NMS3), für das PPC im Verlauf des Projekts verschiedene Features prototypisch entwickelte, welche genau diesem Zweck dienen: bestmögliches Monitoring und Troubleshooting für die Kommunikations- und Messinfrastruktur zu gewährleisten. Zu nennen sind hier u.a. die Auswahl zwischen Karten- und Satellitenansicht, die Darstellung der Erreichbarkeit in der Karte (über Farbcodierung), die Distanzmessung in der Karte, die Vergabe von Geokoordinaten via Klick in die Karte, csv-Exporte, Signalparameter der LTE Headends sowie die Darstellung der Zellenzugehörigkeit in Liste und Karte. Beispielhaft sei im Folgenden das in Abbildung 2-7 dargestellte Feature „BPL-Zellendarstellung in der Karte“ beschrieben:

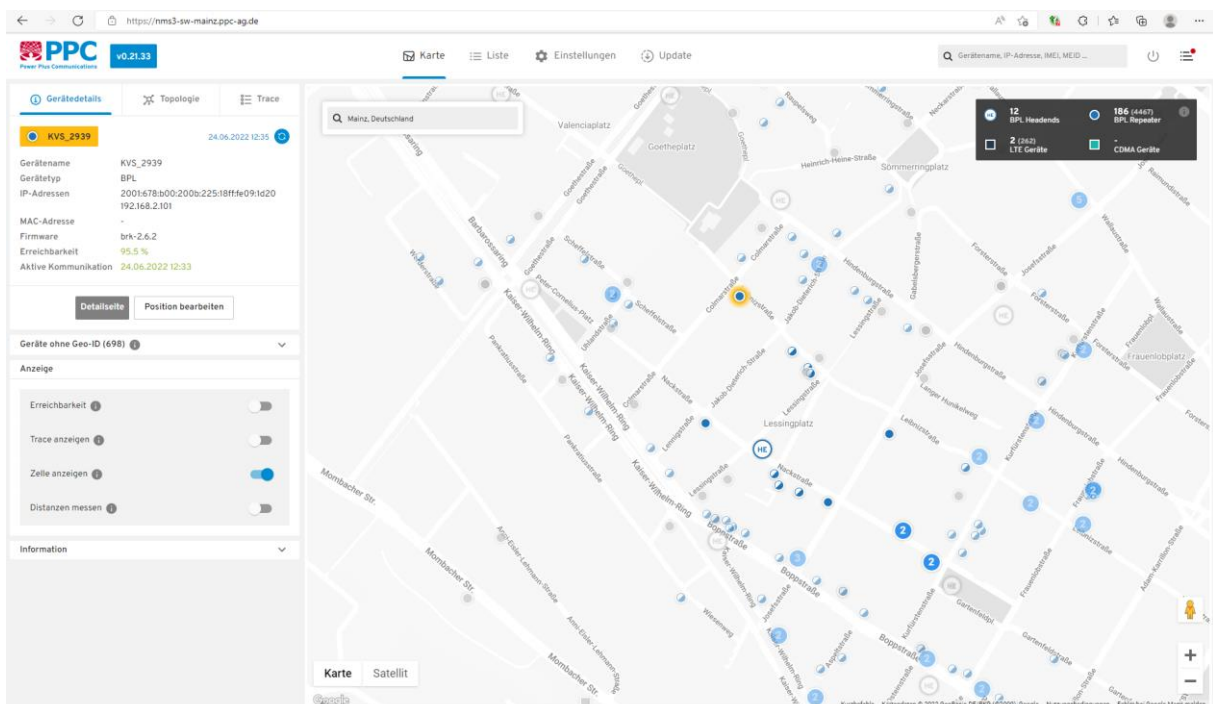


Abbildung 2-7: NMS3-Feature – BPL-Zellendarstellung in der Karte

Breitbandpowerlinesysteme sind nach Zellen organisiert, wobei jede Zelle durch sein Headend definiert wird. Das Headend ist für verschiedene Aufgaben zuständig – neben der Anbindung an das höher gelagerte Netz (den Backbone) auch für die Verteilung von Konfigurationsdaten an die in derselben Zelle befindlichen Repeater und Endgeräte. Durch die bereits während der Installation erhobenen Geodaten ist es möglich, jedes BPL Modem auf der Karte gemäß seiner Position zu verorten. Wählt ein NMS3-Nutzer jetzt „Zelle anzeigen“ werden nur noch die in derselben Zelle befindlichen Modems vollfarbig dargestellt – alle anderen treten in den Hintergrund. Auf diese Weise ist im Falle einer mangelnden Erreichbarkeit der Geräte schnell auszumachen, wo sich das Problem befindet und welche die zielführenden Gegenmaßnahmen sind, remote oder vor Ort.

## 2.3 AP 3: Datenmanagement

### 2.3.1 TAP 3.1: Vorbereitende Maßnahmen

BPL ist eine „letzte Meile“ Kommunikationstechnologie. Das heißt, mit ihrer Hilfe werden die letzten Meter z.B. in den Zählerraum im Kellergeschoss überwunden. Damit die dort und unterwegs von den Sensormodems in den KVS erfassten Messdaten in den entsprechenden Backendsystemen landen, müssen die Daten letztlich an einen Backbone geschickt werden.

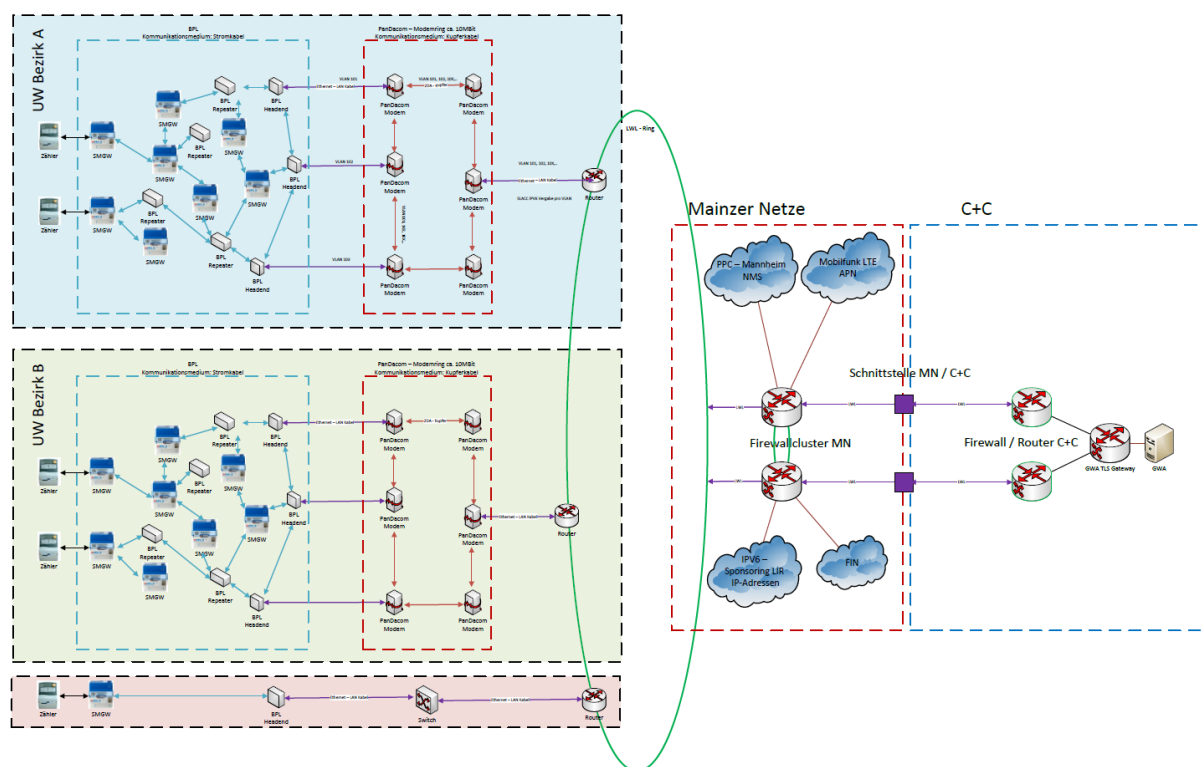


Abbildung 2-8: Backbonekonzept „vorhandene WAN-Infrastruktur“

In „Fühler im Netz 2.0“ unterstützte PPC bei der Erarbeitung verschiedener Backbonekonzepte. Bei Netze BW wurde vollständig auf dezentrale Backboneanbindungen gesetzt – durch Integration von LTE Modems in die BPL Headends selbst. In Mainz wurde dagegen die vorhandene WAN-Infrastruktur für den Datentransport „ins Internet“ genutzt, wie in Abbildung 2-8 dargestellt. Der Großteil der Mainzer Ortsnetzstationen ist nämlich mit Kupferleitungen ausgestattet, über die früher Telefonverbindungen geschaltet wurden – und heute IP-Kommunikation via DSL realisiert wird. Auf Umspannwerkebene werden die Daten dann mithilfe der dort vorhandenen Glasfaser-Infrastruktur weitertransportiert bis sie schließlich in den geeigneten Backendsystemen (z.B. NMS3, GWA-System oder Fin2-Server) landen.

### 2.3.2 TAP 3.2: Serversystem und Datenbankstruktur

PPC unterstützte bei der Anforderungsdefinition für das FiN2-Datenbanksystem, welches anschließend von der Software AG aufgebaut wurde. Es wurde eine parallele Nutzung verschiedener Systeme umgesetzt, um die Systeme im Betrieb zu bewerten. Der finale Aufbau des FiN2-Serversystems ist in Abbildung 2-9 dargestellt.

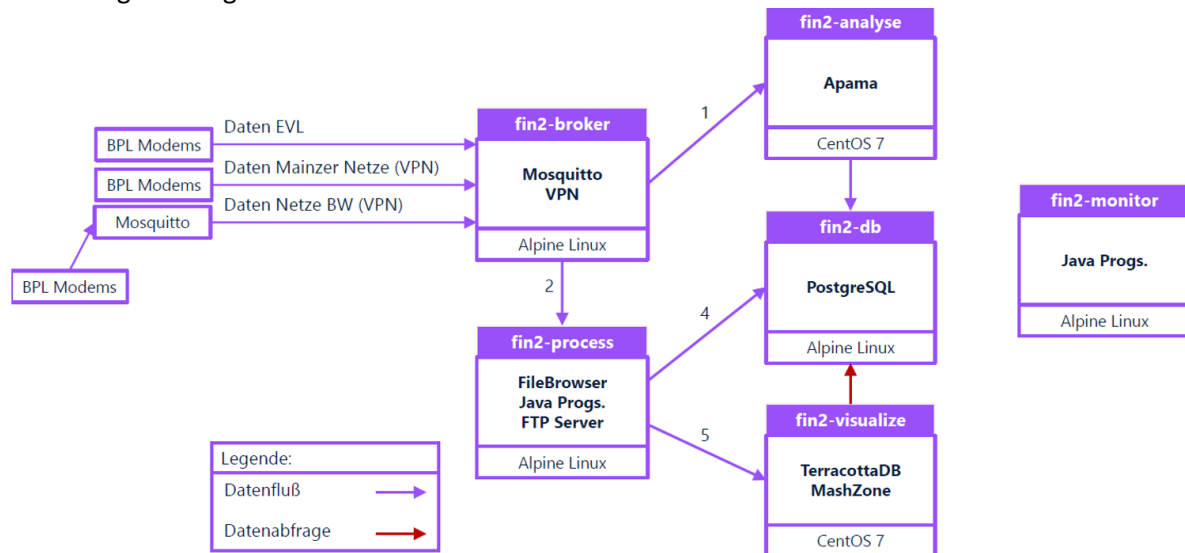


Abbildung 2-9: Finaler Aufbau des „FiN2-Serversystems“ (Quelle: Software AG)

Besonders die Wahl des Datenformats erwies sich als entscheidend, da je nach Speicherformat sehr große Unterschiede beim Speicherbedarf zustande kommen. Es wurde sich für das hierarchische hdf5-Datenformat für die Spektrumsdaten des SNR entschieden, während die Spannungsdaten konventioneller mit einem Parquet-Format abgespeichert wurden.

### 2.3.3 TAP 3.3: Einbindung weiterer Datenquellen

Bereits kurz nach Aufbau der FiN2 Datenbankstruktur wurden aufgrund früherer Erkenntnisse, die PPC aus der Analyse von FiN1-Spektrumsdaten gesammelt hatte, Wetterdaten für die Feldtestregionen integriert, indem diese täglich von den entsprechenden APIs des Deutschen Wetterdienstes abgerufen und abgespeichert wurden. Später wurden noch die im Rahmen der gesetzlichen Meldepflicht an die Verteilnetzbetreiber kommunizierten Standortdaten von PV-Anlagen und E-Ladesäulen erfasst.

### 2.3.4 TAP 3.4: Auswertung der erhobenen Massendaten

Es wurde eine Analyse der Spannungsgenauigkeit durch einen Vergleich mit alternativen Messsystemen durchgeführt. Dazu wurden Überschneidungspunkte in der Netztopologie der Mainzer

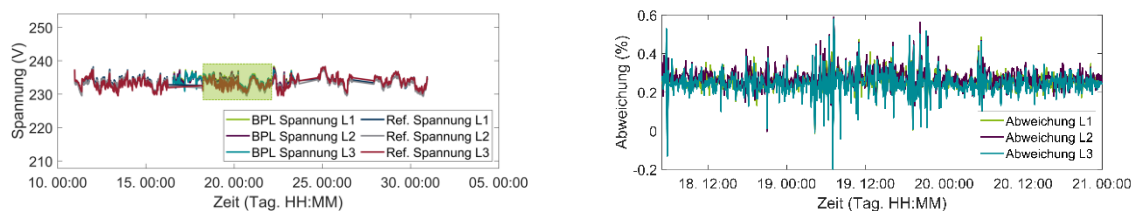


Abbildung 2-10: Vergleich der Spannungsmessungen zur Bestimmung der Genauigkeit (Quelle: BUW)

Netze GmbH identifiziert und Messdaten aus dem gleichen Zeitraum mit statistischen Methoden verglichen, siehe Abbildung 2-10. Die festgestellte Genauigkeit der Sensor BPL Modems war vergleichbar mit dem Alternativsystem und es gab keine Einschränkungen bei der Qualität.



## 2.4 AP 4: Ermittlung neuer Fingerprints (Labortest)

### 2.4.1 TAP 4.1: Ermittlung neuer „Fingerprints“ und Anlagenzustände

Im Laufe des Projekts hatten DFKI und PPC gemeinsam herausgearbeitet, dass der ursprüngliche Ansatz, eine Big Data Analyse durch den Vergleich mit vorher definierten SNR-Fingerprints nicht zielführend ist. Die in FiN1 erhobenen Messdaten wurden zwar intensiv ausgewertet, stellten sich aber als zu heterogen heraus, um daraus definitive Aussagen ableiten zu können. Aus diesem Grund wurde entschieden, den Begriff „Fingerprint“ neu zu definieren: Nicht der einzelne SNR-Verlauf ist der Fingerprint, sondern vielmehr seine (im Zeitverlauf variierende) Zugehörigkeit zu einem bestimmten Cluster an SNR-Verläufen. Die Zuordnung einzelner SNR-Vektoren aus FiN1- zu bestimmten Clustern ist in Abbildung 2-11 dargestellt.



Abbildung 2-11: Zuordnung jedes SNR-Vektors aus FiN1 zu einem via DBSCAN ermittelten „Cluster“ (Quelle: DFKI)

Jedes Cluster ist durchnummeriert und entspricht einem bestimmten „Zustand“ eines SNR-Vektors. Die Zugehörigkeit eines SNR-Vektors zu einem bestimmten Cluster lässt sich auch grafisch mittels Farbgebung darstellen (wobei die gewählte Farbe keine Aussage über den „Zustand“ trifft, sondern nur der Unterscheidbarkeit dient).

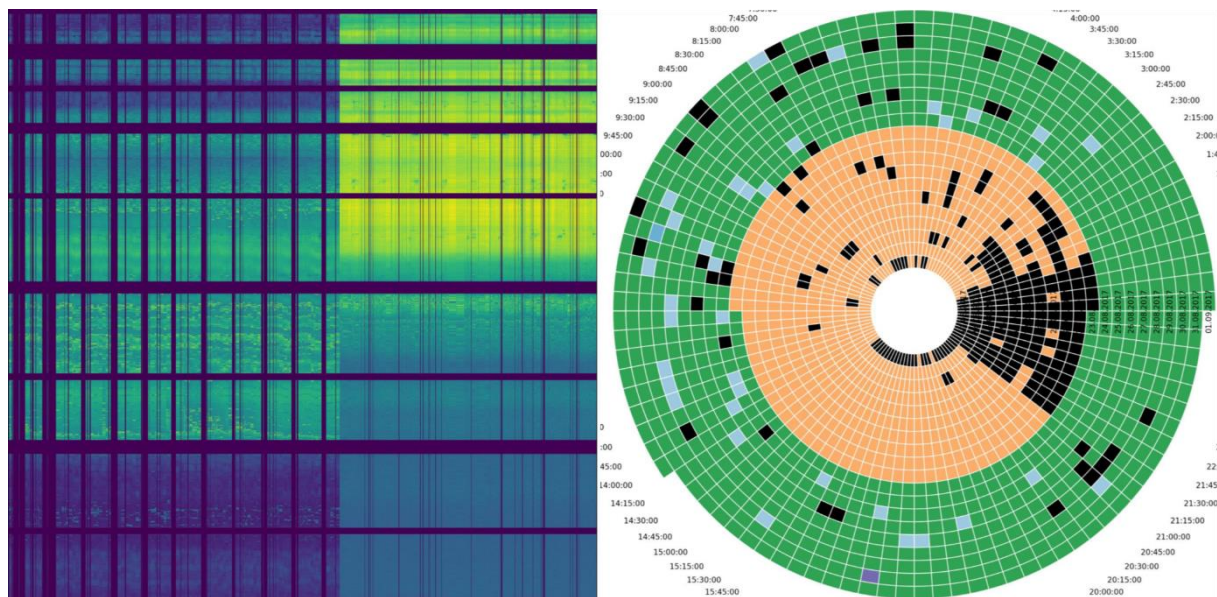


Abbildung 2-12: Radialkonzentrische Darstellung der zeitlich veränderlichen Cluster-Zugehörigkeit von SNR-Vektoren (Quelle: DFKI)

Stellt man die zeitliche Abfolge verschiedener „Zustände“ auf einem Zeitstrahl dar, den man anschließend radialkonzentrisch von innen nach außen „aufwickelt“, ergibt sich eine Darstellung wie in Abbildung 2-12 rechts. Der Betrachter ist dabei weniger vom Rauschen im Spektrum (in Abbildung 2-12 links) abgelenkt und kann dadurch u.a. kurzfristige Ereignisse (z.B. verstreute schwarze bzw. hellblaue Flecken), mittelfristige Trends (z.B. Schwankungen auf Wochenbasis) sowie tageszeitabhängige Trends (z.B. schwarzer „Kegel“ bis zum Umschwung von orange nach grün) erkennen. Weitere Erläuterungen zu dieser neuartigen Darstellung finden sich in der Veröffentlichung von DFKI und BUW (siehe Kapitel 7).

#### 2.4.2 TAP 4.2: Konzeption, Aufbau und Betrieb eines Versuchstandes

Im Rahmen der Labortests legte BUW fest, dass vor allem die Anwendungsfälle im Labor untersucht werden sollen, die im Feldtest nicht oder kaum untersucht werden können. Dabei wurde vor allem der Anwendungsfall der Kabelalterung bzw. Zustandsveränderung von Kabeln identifiziert. Zunächst wurde ein Versuchskonzept ausgearbeitet, aufgebaut und anschließend umgesetzt. Dabei wurden zum einen 40-60 Jahre alte papierisolierte Kabel aus dem öffentlichen Energieversorgungsnetz und zum anderen neue kunststoffisolierte Kabel künstlich gealtert und analysiert. Für die Untersuchung der papierisolierten Kabel wurde eine konventionelle Zustandsbewertung durchgeführt und die hochfrequenten Eigenschaften der Kabel aufgenommen. Es konnte für über 90 % der untersuchten Kabel eine Korrelation beider Messungen festgestellt werden. Auch bei den künstlich gealterten kunststoffisolierten Kabeln wurde eine Veränderung der Dämpfung festgestellt. Anschließend wurden die Ergebnisse auf das SNR und auf den Feldtest übertragen.

#### 2.4.3 TAP 4.3: Auswertung der Ergebnisse und Integration in die intelligente Datenanalyse

Eine Kabelalterung kann laut Laboruntersuchungen anhand der Steigung der Dämpfung respektive der Steigung des SNR über alle Frequenzen erkannt werden. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wurde von BUW eine Anwendung entwickelt, die die Zustandsveränderung von Energiekabel im Energieversorgungsnetz über einen Zeitraum von mind. 3 Jahren erkennen kann. Je länger der Zeitraum ist desto belastbarer sind auch die Ergebnisse der Anwendung.

### 2.5 AP 5: Intelligente Datenanalyse

#### 2.5.1 TAP 5.1: Datenimport und Analyse

Gleich zu Beginn des Projekts wurden die aus dem Vorgängerprojekt „Fühler im Netz“ vorhandenen Spannungs- und Spektrumsdaten als csv-Dump in die Analysensysteme des DFKI eingespielt (siehe Abbildung 2-13, links), welche neben 1 Petabyte High Performance Netzwerkspeicher auch einen GPU-Node (Kent) mit über 750 GB Hauptspeicher umfassten.

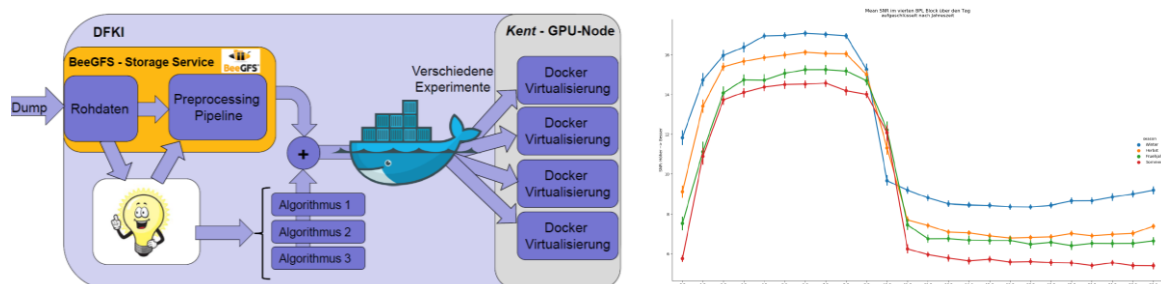


Abbildung 2-13: Analysensysteme des DFKI und erste Visualisierungen (Quelle: DFKI)

Auf diese Weise konnten erste statistische Zusammenhänge der FiN1-Daten visualisiert werden, z.B. den tageszeitlichen Verlauf des SNR im Frühjahr (grün), Sommer (rot), Herbst (gelb) und Winter (blau), siehe Abbildung 2-13, rechts.

#### 2.5.2 TAP 5.2: Maschinelle Lernverfahren

Für die mithilfe der über 3000 Sensor BPL Modems erhobenen Spannungsdaten kamen klassische statistische Verfahren zum Einsatz. Ermittelt wurden Spannungsbandverletzungen, Spannungsunterschiede von  $> 10\text{V}$  zwischen den Phasen und Spannungssprünge von  $> 6\%$  zwischen zwei Messwerten – insgesamt aber sehr selten, was für eine hohe Stromnetzqualität spricht.

Für die Analyse der BPL Spektrumsdaten eigneten sich dagegen aufgrund weitgehend fehlender Labels nur unüberwachte Verfahren des Maschinellen Lernens – sog. Clustering, siehe auch Kapitel 2.4.1. Dafür wurden zunächst die Daten aus „Fühler im Netz“ herangezogen. Es zeigte sich, dass die Clusterfolgen eine vielversprechende Basis für solide (automatische) Anomalieerkennung bieten. Beim Wechsel von FiN1- auf FiN2-Daten mussten aufgrund der um den Faktor 1000 erhöhten Datenmenge optimierte Methoden des Clusterings angewendet werden.

Zur Anomalieerkennung erprobte das DFKI unterschiedliche Verfahren des Deep Learnings: Das „Hidden Markow Model“ erzeugt einen Zustandsgraph pro Verbindung zwischen zwei Knoten und interpretiert Abweichungen von diesem Graph als Anomalien. Das „Signal Embedding“ setzt einzelne Zustände dagegen in einen zeitlichen Kontext, wodurch sich zu jedem Zeitfenster ein erwarteter Zustand ergibt. Ein „Autoencoder Network“ wiederum lernt eine zugrundeliegende Verteilung aller „normalen“ Zustände und identifiziert neue Zustände, die nicht aus dieser Verteilung stammen, als Anomalien.

#### 2.5.3 TAP 5.3: Ergebnistransfer

Die in TAP 5.1 und 5.2 erarbeiteten Methoden und Modelle wurden so aufgearbeitet, dass eine Integration in die projektspezifischen Systeme (z.B. den von der Software AG gehostete „FiN2-Server“) oder perspektivisch auch in die Bestandssysteme der Verteilnetzbetreiber (z.B. Cloudplattform oder Netzleitsystem) möglich ist.

#### 2.5.4 TAP 5.4: Datenaufbereitung zur Integration in die DNA

Aus der Analyse der nutzbaren Informationen wurde identifiziert, dass die Spannungswerte für die Netzautomatisierung berücksichtigt werden sollten. Sie können mit den richtigen Verfahren einen Mehrwert für die Netzzustandsidentifikation bieten und so Kosteneinsparungen für die Netzautomatisierung bedeuten. Ein weiteres Ergebnis der Analyse war, dass die SNR Daten im derzeitigen Entwicklungsstand nicht zwangsläufig hilfreich für die DNA sind. Erste Überlegungen, gezielte Anpassungen für Kabelbelastungsparameter ableiten zu können, ließen sich nicht konkret genug beweisen und waren daher leider nicht nutzbar. Der stetige Fortschritt der Untersuchungen des SNR zeigt jedoch Potential.

Für die Datenaufbereitung wurde ein Prozess entwickelt, welcher Spannungswerte validiert und bei Bedarf Ersatzwerte bildet, um die Funktionsfähigkeit des Systems zu garantieren. Dabei wird sowohl eine Zeit- als auch eine Wertvalidierung durchgeführt. Über eine externe Berechnungsmethoden werden der Netzautomatisierung erweiterte, virtuelle Messwertsets aus den konventionellen Messpunkten und den Spannungsmessungen aus dem BPL System zur Verfügung gestellt. Für die Nutzung der aufbereiteten Informationen wurden neue Verfahren für die Nutzung der Sensor-



informationen entwickelt. Diese Verfahren sind die Lineare Spannungskorrektur, die Auswahl der Lastverteilungen und die PQ/PV-Variation. Weitere Erläuterungen finden sich in der Veröffentlichung der BUW (siehe Kapitel 7).

### 2.5.5 TAP 5.5: Prognose von Netzzuständen

Unter Anwendung der in Kapitel 2.5.2 beschriebenen Verfahren wurde ein Machine Learning Model entwickelt, welches aus von den beteiligten Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellten Trainingsdaten über die Anzahl der Muffen auf einer Kabelstrecke lernte, für andere Kabelstrecken vorherzusagen, wie viele Muffen sich auf diesen befinden. Das Modell trifft dabei für jeden Zeitschritt und jeden Träger eine eigene Vorhersage. Wie nahe diese beispielsweise bei einer Strecke mit einer Muffe an der Realität (der „Ground Truth“) lagen, ist in Abbildung 2-14 dargestellt

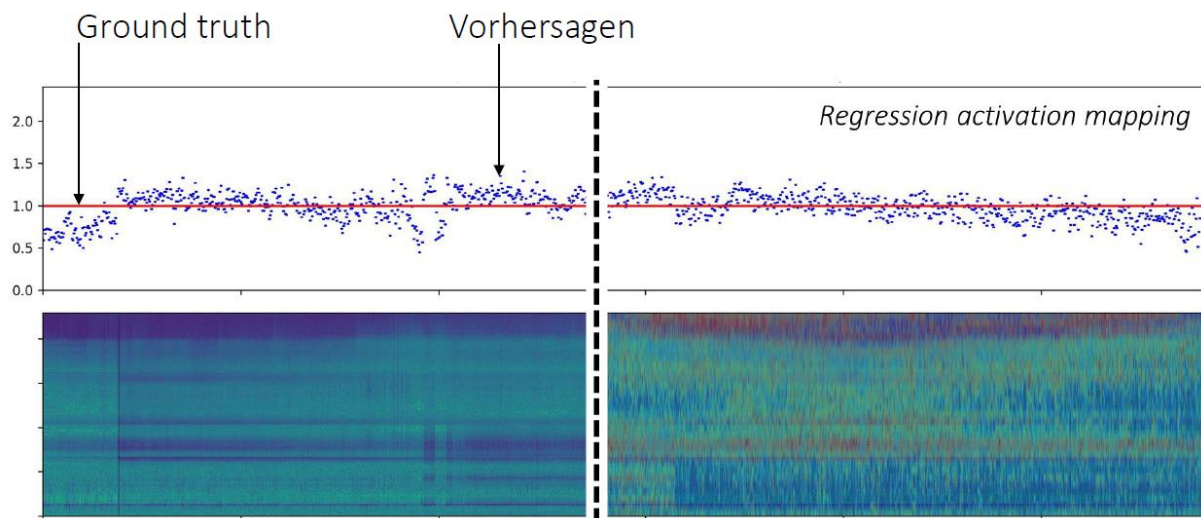


Abbildung 2-14: Automatische Bestimmung der Muffenanzahl einer Kabelstrecke (Quelle: DFKI)

Was zunächst nach einer wenig zielführenden Rechenübung klingt, folgt in Wirklichkeit dem „Fühler im Netz“-Ansatz: Jede Muffe hat Einfluss auf das SNR zwischen zwei Modems, die an zwei Enden eines Kabels installiert sind. Sagt das ML-Modell jetzt eine hohe Anzahl an Muffen voraus, obwohl in Wirklichkeit nur wenige (oder gar nur eine) tatsächlich installiert ist, deutet das darauf hin, dass diese wenigen Muffen offenbar mehr (störenden) Einfluss auf das SNR haben, als sie sollten – also möglicherweise nicht mehr in einem idealen Zustand arbeiten und demnächst auszutauschen wären. So ergibt sich ein Ansatz, mit dessen Hilfe auch durch Nutzung verhältnismäßig kurzer Messzeiträume, Abschätzungen über den Zustand von Kabelmuffen treffen lassen.

## 2.6 AP 6: Weiterentwicklung des Gesamtsystems (Auswertung Spektrum und integrierte Messsensorik)

### 2.6.1 TAP 6.1: Verbesserung bei der Erfassung der Kanalcharakteristik

Breitbandpowerline nutzt einen Übertragungskanal im MHz-Frequenzbereich, der nicht als solcher konzipiert wurde. Die Kanaleigenschaften, die sich anhand von Dämpfung, Impedanz und Rauschleistung beschreiben lassen (siehe Abbildung 2-15), sind daher undefiniert und variieren stark.

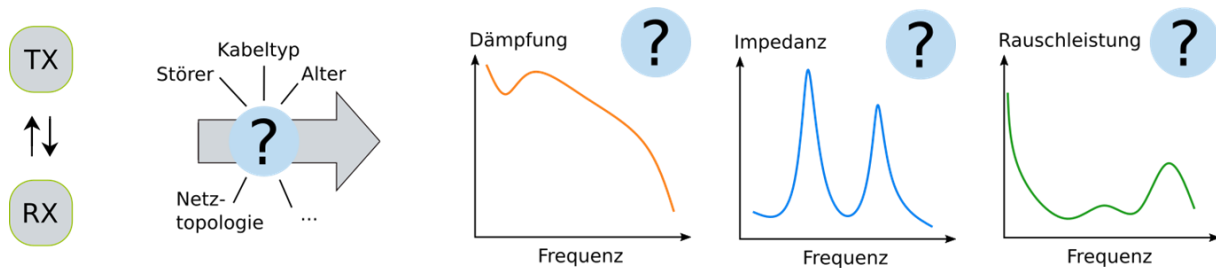


Abbildung 2-15: Kanaleigenschaften der BPL Datenübertragung

Für ein besseres Verständnis dieser Kanaleigenschaften führte PPC im Laufe des Projekts Messungen durch, deren Erkenntnisse die Grundlage für eine weitere Standard-Entwicklung (z.B. IEEE) einerseits, aber auch die konkrete Produktentwicklung andererseits liefern sollten – wobei neue Produktgenerationen wiederum für neue Messkampagnen zur Verfügung stehen würden. Finanziell gesehen, waren die ersten Messungen (wie z.B. die in Abbildung 2-16 dargestellten Feldtests) relativ kostspielig, was vor allem daran lag, dass es sich um manuelle Messprozesse mit Installation und Deinstallation von Spezial-Laborequipment handelte, die nur durch AuS-geschultes Personal durchzuführen waren.

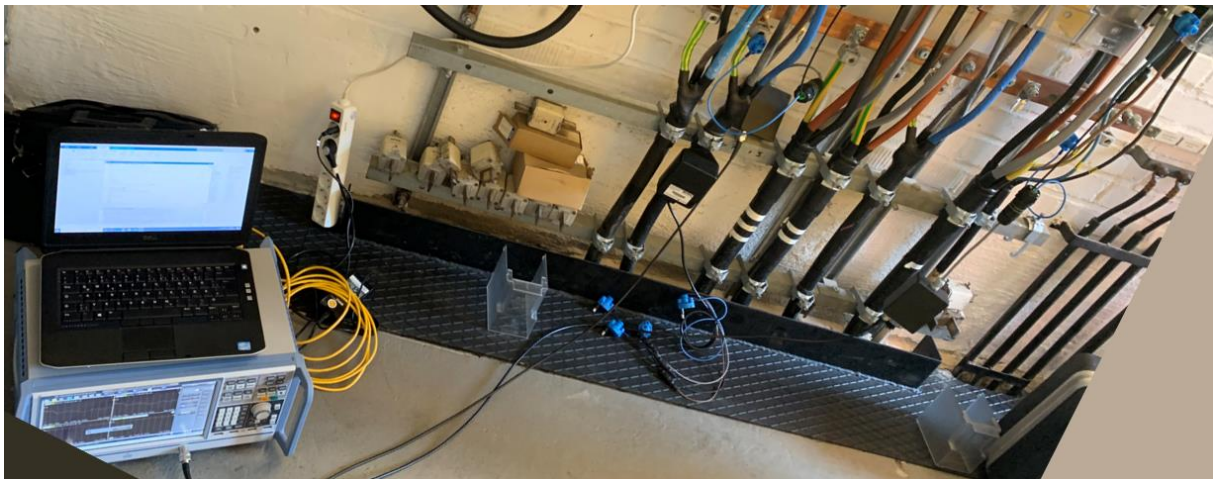


Abbildung 2-16: Feldtest mit Referenzmodems in Leverkusen (Quelle: BUW / EVL)

Diese Art der Messungen mit Vektornetzwerkanalysatoren und speziellen Filtern an 3 Referenzmodems lieferten zwar gute Ergebnisse, bedurften jedoch einer permanenten Betreuung vor Ort, was bedeutete, dass man nur so lange messen konnte, wie man vor Ort war. Aus diesem Grund beauftragte PPC die Firma WitiKee mit der Entwicklung einer Miniaturisierung des Messequipments (siehe Abbildung 2-17), die eine gewisse Automatisierung der Messungen erlauben würde, so dass die Messungen weiterlaufen könnten, auch wenn kein Personal mehr vor Ort ist.

Durch dieses miniaturisierte Equipment ist häufigeres Messen und Erfassen von Kanaleigenschaften in stetig wachsenden Datenbanken möglich, was zu einer Konsolidierung von Wissen und Erfahrung führt. Die gewonnenen Erkenntnisse halfen PPC dabei, Anforderungen an künftige Modemgenerationen zu formulieren, was die Beurteilung des BPL Kanals angeht.

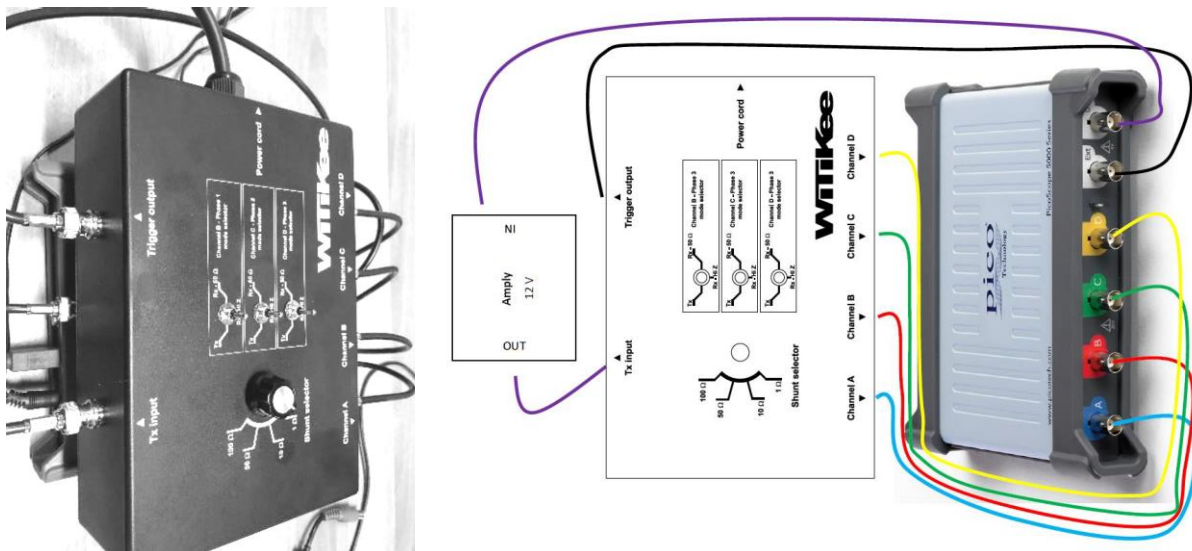


Abbildung 2-17: Miniaturisiertes Messequipment der Firma WitiKee

Mit der Veröffentlichung des BPL Standards IEEE 1901-2020 im Januar 2021 und der sich daran anschließenden Verfügbarkeit von Kommunikationschips, welche diesen Standard umsetzen, ergab sich für PPC in der zweiten Hälfte des Projekts schließlich eine ganz neue Möglichkeit zur Erfassung der Kanalcharakteristik: die Messung der Rauschleistung direkt durch den Kommunikationschip selbst.

Hierzu wird in den Sendepausen auf dem Medium die spektrale Leistungsdichte gemessen, wofür auf den Chips ein von der übrigen Signalverarbeitung unabhängiger FFT-Funktionsblock genutzt wird. Dabei kann der FFT-Funktionsblock auch durch den Anwender angesprochen werden. Nutzt man das entsprechende Kommando für Frequenzen entlang des gesamten für BPL nutzbaren Spektrums, erhält man mittels Aneinanderreihung mehrerer Messungen für den gesamten Frequenzbereich eine Schätzung der vorliegenden Rauschleistung. Das Ergebnis einer solchen Messung ist in Abbildung 2-18 dargestellt.

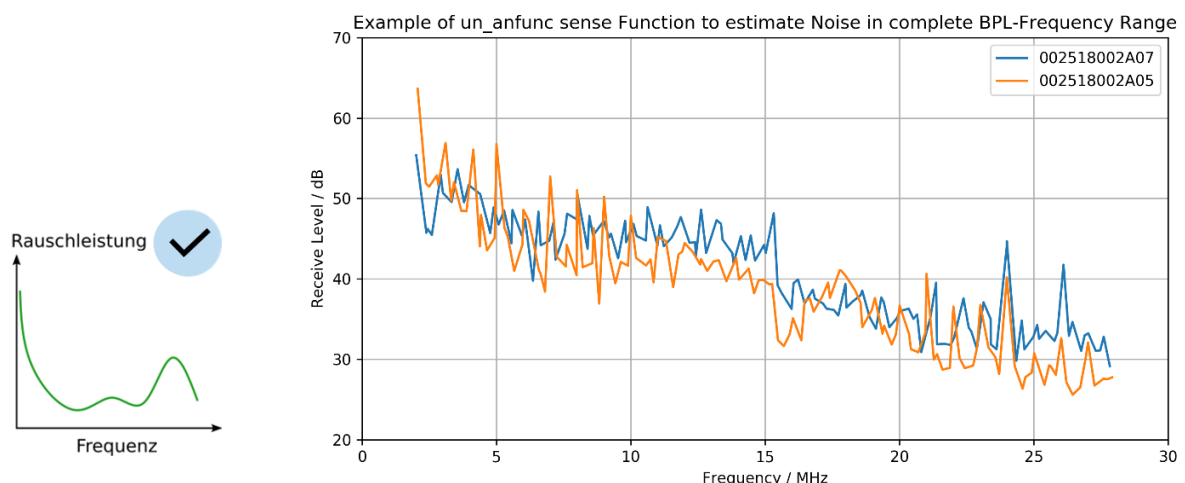


Abbildung 2-18: Direkt auf dem BPL Chip gemessene Rauschleistung über die Frequenz (Beispiel)

Da die Messung durch das Modem selbst durchgeführt und somit nur durch jene Schaltungen und Anschlussleitungen beeinflusst wird, die das Modem (d.h. der BPL-Chip) selbst sieht, entfallen externe Beeinflussungen (mind. auf die Topologie), die sonst unvermeidbar durch den Anschluss externer Messgeräte entstehen. Zusätzlich ist die Messung in das Übertragungsprotokoll eingetaktet, sodass

die Messung nicht durch das BPL-Signal selbst beeinflusst wird, da eben nur in Übertragungspausen gemessen wird.

Damit konnte PPCs Ziel-Vision (bezüglich der Rauschleistung) im Projekt erreicht werden: Die Messfunktionalität ist in den BPL-Phy integriert, wodurch sich mithilfe einer einzigen Installation beliebig viele Messungen durchführen lassen. Auch wenn diese derzeit noch nicht vollautomatisiert ablaufen, kann diese Funktion per Update in zukünftige Softwareversionen der PPC Modems integriert werden.

## 2.6.2 TAP 6.2: Erweiterung des Funktionsumfangs der Sensormodems

Eine der Hauptherausforderungen aus dem Vorgängerprojekt „Fühler im Netz“ war die Erfassung, der Versand und die Speicherung der BPL Spektrumsdaten. Die dort verwendete Methode – per Skript zyklisch ausgeführter Login auf eine von vornherein bestimmte Auswahl an Geräten und Abruf von vornherein zu bestimmender Nachbar-Spektren – war schlichtweg ungeeignet für die in „Fühler im Netz 2.0“ installierte Anzahl an BPL Modems.

Was sich dagegen aus Datensicht bereits früh im Projekt als vielversprechend darstellte, war die Art und Weise, wie die Sensormodems die erhobenen Spannungsdaten verschickten: mithilfe des IoT-Protokolls MQTT, bei dem jeder Sensor von sich aus seine Daten verschickt („push“), siehe auch Kapitel 2.2.3. Weil darüber hinaus jedes BPL Modem mithilfe des Network Time Protocol in regelmäßigen Zyklen seine Systemzeit synchronisiert, war für PPC die naheliegende Lösung, auch den Versand der BPL Spektrumsdaten auf „push“ umzustellen.

Der Zeitstempel „ts“, den ein Modem sowohl für die Spannungs- als auch für die Spektrumsdaten verwendet (siehe Abbildung 2-19), nutzt daher die gleiche Referenz. Unterschiede ergaben sich lediglich im Erfassungs- und Versandintervall.

*Topic:*

**4NQ/0025180a0b01/spectrum/0025180a0b02**

**Größe der Payload: 13 kByte**

(vgl. csv-Dateien in FiN1: 30 + 45 = 75 kByte)

<device-type>/<source-device-id>/<data-type>/<target-device-id>

*Payload:*

```
{
  "ts": 1564138636,          /* UNIX timestamp in sec since 01.01.1970, 00:00:00 */
  "mac": "0025180a0b01",    /* MAC address of the modem */
  "targetmac": "0025180a0b02", /* MAC address of the neighbour */
  "carrierwidth": 24414.0625, /* in Hz; definition = 100 MHz / 4096 */
  "error_snr": {"code":0,"msg":""},
  "snr_rx": [ 0, 6.1, ... , 10.6 ], /* array with 1536 elements */
  "error_tonemap": {"code":0,"msg":""},
  "tonemap_rx": [ 0, 6, ... , 5 ], /* array with 1536 elements */
  "tonemap_tx": [ 0, 6, ... , 5 ] /* array with 1536 elements */
}
```

Abbildung 2-19: Kompakte Darstellung des JSON-Strings, welcher SNR- und Tonemapdaten enthält

Während die Spannungsdaten minütlich erhoben und sofort verschickt wurden, fand die Ermittlung von SNR und Tonemap zu allen sichtbaren Nachbarn stets zur „vollen Viertelstunde“ statt. Zur Vermeidung von Datenübertragungsspitzen wurde der Versand dieser Spektrumsdaten anschließend zeitverzögert angestoßen – wobei die Zeitverzögerung eine zufällige Anzahl zwischen 10 und 900 Sekunden betrug.



Zur Gewährleistung der Datensicherheit richtete PPC im Projekt VPN-Verbindungen zwischen den Rechenzentren der Netzbetreiber und dem „FiN2-Server“ ein. Parallel entwickelte PPC ein Konzept und erprobte es auf prototypischen Modems einer neuen Generation, bei dem vom Gerät selbst aus ein TLS-verschlüsselter Kanal aufgebaut wird – ein Mechanismus, auf dem auch ein großer Teil der Sicherheit von Smart Meter Gateways beruht.

### 2.6.3 TAP 6.3: Prototypische Weiterentwicklung des Sensormodems und Einbindung zusätzlicher Sensorik

Im Rahmen der Anforderungsanalyse (AP1) stellte sich heraus, dass für die meisten Anwendungen zur Beurteilung des Netzzustands minütliche Spannungswerte ausreichen. Lediglich für tatsächlich dezentral organisierten Netzautomatisierungsmechanismen war eine höhere Auflösung im Sekundenbereich vorteilhaft. Was dagegen als wichtige Ergänzung bei der Erfassung des Netzzustands identifiziert wurde, waren Echtzeitstromdaten. In Abstimmung mit Netze BW, die in ihrem Versorgungsgebiet das drahtlos kommunizierende Stromsensormodem<sup>1</sup> der Smight GmbH erprobten, erarbeitete und erprobte PPC ein Konzept zur Erfassung und Einbindung eben dieser Stromwerte in die „FiN2-Architektur“. Der entsprechende Aufbau im Hardwarelabor der PPC ist in Abbildung 2-20 zu sehen.

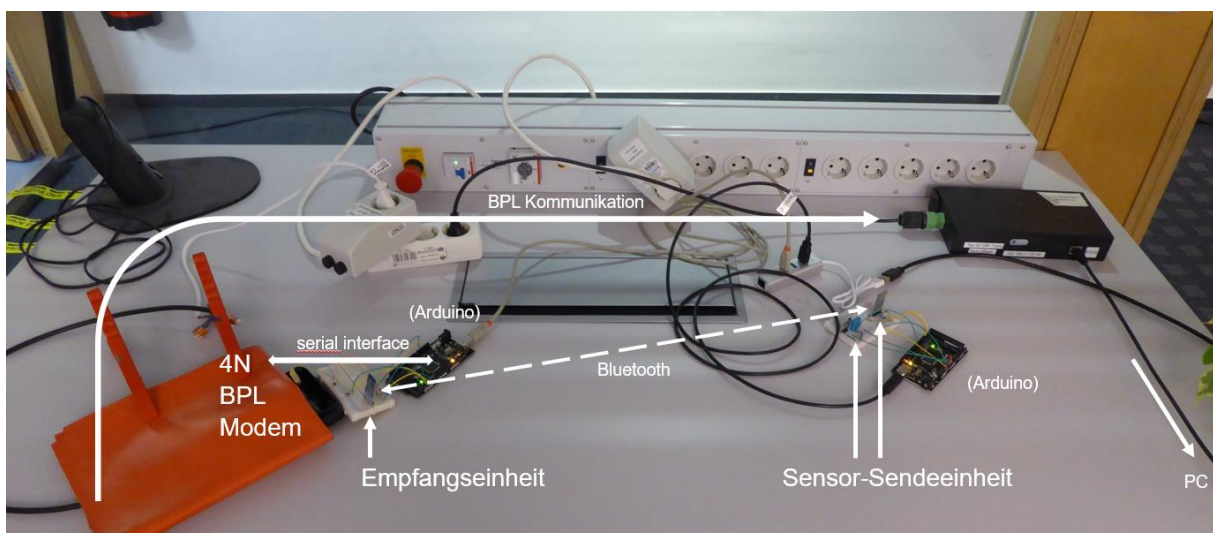


Abbildung 2-20: Prototypische Anbindung drahtloser Sensorik (Aufbau im PPC-Hardwarelabor)

Weil es beim Laboraufbau weniger um die tatsächlichen Messwerte als vielmehr um die drahtlose Kommunikation ging, wurden aufgrund der einfacheren Handhabung Licht- und Feuchtesensoren an eine Bluetooth-Sendeeinheit (rechts im Bild) angeschlossen. Die Bluetooth-Empfangseinheit (links im Bild) wurde an dieselbe serielle Schnittstelle eines BPL Modems angeschlossen, über welche bei Sensor BPL Modems die erfassten Spannungsdaten verschickt werden. Die Datenerfassungslogik über diese Schnittstelle wurde dahingehend erweitert, dass nicht mehr ein fest definierter String an Messdaten, sondern eine beliebig lange, durch Semikolon getrennte Abfolge von Werten als valide Eingangswerte erkannt und in die bewährte MQTT / JSON Struktur übersetzt werden konnten. Eine schematische Darstellung der Datenströme sowie eine genauere Aufstellung der verwendeten Komponenten ist im Anhang in Abbildung 8-3 dargestellt.

<sup>1</sup> <https://smight.com/smight-grid2>

## 2.6.4 TAP 6.4: Dezentrale Intelligenz auf dem Sensormodem

Je mehr BPL Modems installiert und mit der im Projekt von PPC entwickelten Firmware ausgestattet wurden, desto größer wurde das durch sie generierte Datenaufkommen. Insbesondere bei der WAN-Strategie „LTE“ stellte dies zunehmend ein Problem dar. Dieses wurde auch dadurch noch verstärkt, dass immer die SNR / Tonemap-Daten zu sämtlichen sichtbaren Nachbarn erhoben wurden. Um diesem Problem zu begegnen entwickelte PPC für das Netzwerkmanagementsystem ein Feature, mit dessen Hilfe per Klick auswählbar ist, zu welchen sichtbaren Nachbarn SNR / Tonemap erhoben werden sollen, siehe Abbildung 2-21.

The screenshot shows the PPC NMS3 interface. At the top, there's a header with the PPC logo, version 1.3.2, and navigation links for Dashboard, Karte, and Liste. A search bar is on the right. Below the header, a summary box displays device information: Geräte name KVS\_457, IP-Adresse 2001:578:b00:222:225:18ff:fe09:3936, Gerätetyp BPL, MAC-Adresse 00:25:18:09:39:36, Firmware brk-2.12.0, and Letzter Trap 08.05.2023, 14:49. The Erreichbarkeit (Reachability) is shown as 94.88 %.

Below this, a section titled 'BPL Nachbarn (23)' with a 'Bearbeiten' button and a timestamp '07.02.2023, 09:09'. A table lists the neighbors with columns: MAC-Adresse, Zellen-ID, Kosten, Geräte name, and SNR aktiv. The table contains 23 rows of data, each with a checkmark in the SNR aktiv column.

On the right side, there's a sidebar with a 'Navigation' menu (Gerätedaten, Ping, Trace, BPL, Kommunikation, Schnittstellen, Bairiki Sicherheit), a 'Fotos' section (Keine Daten verfügbar), a 'Kommentare' section (Keine Daten verfügbar), and a 'Notizen' section (==).

MAC-Adresse	Zellen-ID	Kosten	Geräte name	SNR aktiv
00:25:18:04:78:78	41	1496	ST_376	✓
00:25:18:06:21:24	63	121		✓
00:25:18:06:24:96	63	897		✓
00:25:18:06:26:78	63	778		✓
00:25:18:06:29:56	63	125		✓
00:25:18:06:29:5A	41	1166		✓
00:25:18:06:29:DE	63	1466		✓
00:25:18:06:37:68	63	2166		✓
00:25:18:06:38:40	63	1320		✓
00:25:18:06:38:72	63	261		✓
00:25:18:06:39:3E	63	1481		✓
00:25:18:06:39:E8	63	1481	EPPC0211352812	✓
00:25:18:06:39:EC	63	1166		✓
00:25:18:06:3A:3E	63	3075		✓
00:25:18:06:3A:7A	63	646		✓
00:25:18:06:3B:80	63	444		✓

Abbildung 2-21: NMS3-Feature zur Bestimmung von „elektrischen“ Nachbarn

Noch vielversprechender ist ein Konzept zur reduzierten Datenspeicherung, das PPC gemeinsam mit der Bergischen Universität Wuppertal entwickelte. Ausgangspunkt war die bei der Analyse der FiN1- und FiN2-Daten gewonnene Erkenntnis, dass sich BPL Spektrumsdaten über größere Zeiträume nur wenig verändern. Wird ein erster SNR-Vektor als Referenz gespeichert, so kann zu einem nach 15 Minuten erhobener neuer SNR-Vektor das Distanzmaß  $d$  bestimmt werden, dessen Sensitivität z.B. zu 50 gewählt werden kann. Ist das Distanzmaß (Neu zu Referenz) kleiner als 50, wird der neue SNR-Vektor verworfen. Ist Distanzmaß (Neu zu Referenz) allerdings größer als 50 (d.h. unterscheidet sich Neu zu Referenz deutlich genug), wird der neue SNR-Vektor vom Modem an das Analysebackend verschickt und zum neuen Referenz-SNR-Vektor. Welches Dateneinsparpotential bei annähernd gleichbleibend hoher Datenqualität durch dieses Verfahren möglich ist, wurde mithilfe bereits erhobener SNR-Daten (Eingangsdaten) geprüft. Das Ergebnis ist in Abbildung 2-22 dargestellt.

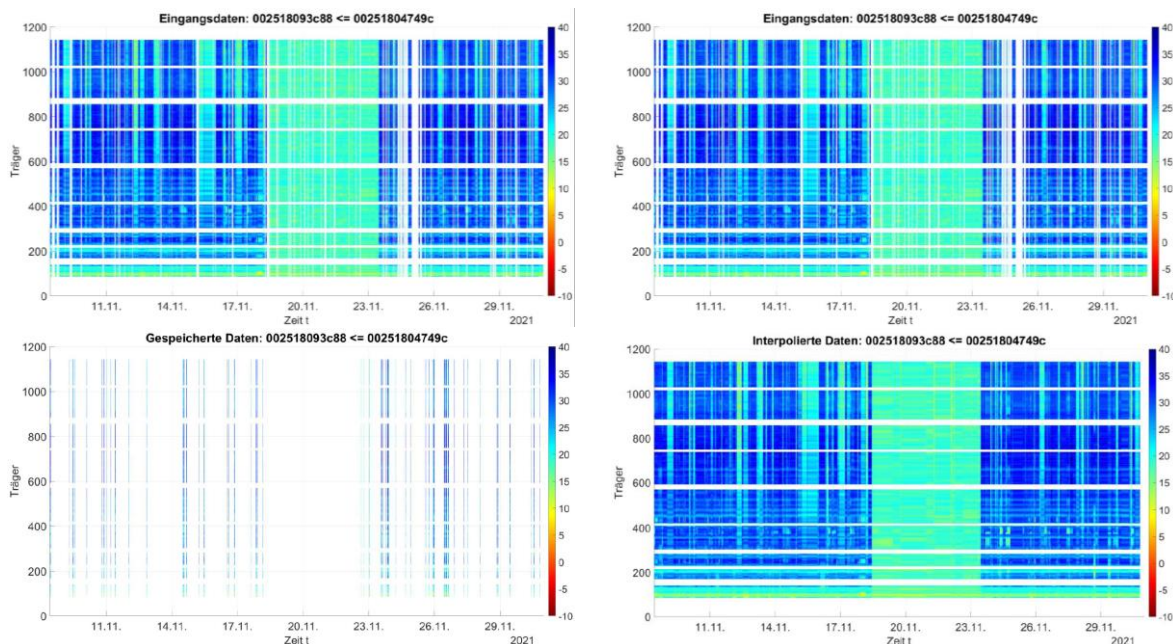


Abbildung 2-22: Dateneinsparpotential und Qualität der interpolierten Daten bei  $d=50$  (Quelle: BUW)

Bei Anwendung des oben beschriebenen Konzepts (mit  $d = 50$ ) verringert sich der Datenbedarf von 2168 auf 321 Vektoren (also auf ca. 15%) – vgl. in Abbildung 2-22 links oben mit links unten. Interpoliert man diese auf ca. 15 % ausgedünnten Daten wieder, erhält man das rechts unten dargestellte Diagramm – welches die wesentlichen Informationen der Eingangsdaten (z.B. rechts oben) enthält: insbesondere plötzliche Änderungen im Zeitverlauf („helle“ Flecken bzw. Streifen) sind an exakt denselben Zeitmarken erkennbar. Da eben diese Änderungen im SNR auf Veränderungen im Netz oder daran angeschlossene Geräte hindeuten, erscheint das Konzept für die Anwendung im FiN-Kontext vielversprechend.

## 2.7 AP 7: Validierung

### 2.7.1 TAP 7.1: Validierung des Gesamtsystems im Feld

Unter Beratung von BUW und PPC wurde von den Mainzer Netzen ein geeignetes Feldtestgebiet identifiziert. Die Feldtestvorbereitungen wurden abgeschlossen und Daten von den beiden relevanten Systemen (d.h. BPL-Sensorsystem und dediziertes Netzmesssystem) abgerufen. Für den Aufbau der Feldtestumgebung wurde eine Cloudlösung gewählt (siehe Abbildung 2-23), was zum einen eine Auswertung von historischen Daten, als auch eine Auswertung von Livedaten ermöglicht.

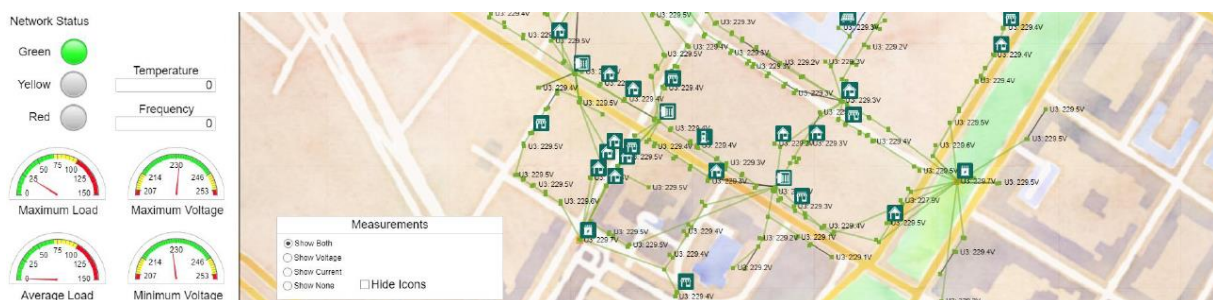


Abbildung 2-23: Cloudlösung zur Validierung des BPL-Sensorsystems (Quelle: BUW)

### 2.7.2 TAP 7.2: Validierung der Eignung des Gesamtsystems für Netzbetriebsführung und Assetmanagement

Für die Netzbetriebsführung und das Assetmanagement wurden von BUW konkrete Use-Cases. Als effektivste Schnittstelle zu existierenden Systemen wurde ein externer Ansatz identifiziert, bei welchem die neuen Messwerte zusammen mit den alten, obligatorischen Messwerten in das neue Verfahren gegeben werden, um dem Originalsystem damit virtuelle Messwerte zur Verfügung zu stellen. Somit ist eine Anpassung bestehender Systeme nicht nötig und das Verfahren lässt sich aufwandsarm auf weitere Systeme übertragen.

### 2.7.3 TAP 7.3: Validierung der Eignung des Gesamtsystems für die Netzautomatisierung

Die Eignung des Gesamtsystems für die Netzautomatisierung wurde mittels Simulation und Laboraufbau validiert, deren Kommunikationsstruktur in Abbildung 2-24 dargestellt ist. Dazu wurden jeweils Testszenarien entwickelt. Für die Laborvalidierung wurde das Smart Grid Labor der Bergischen Universität genutzt.

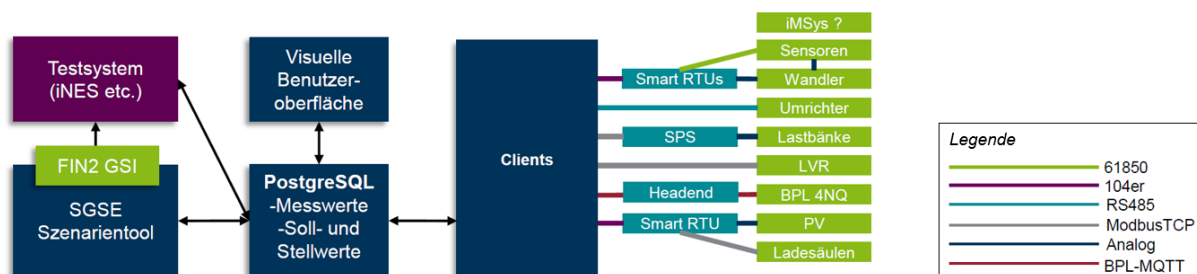


Abbildung 2-24: Kommunikationsstruktur der Laborvalidierung (Quelle: BUW)

### 2.7.4 TAP 7.4: Zusammenfassung der Ergebnisse

PPC führte eine technisch-wirtschaftliche Bewertung des Gesamtsystems durch. Dazu wurden Szenarien mit verschiedenen Kostenannahmen betrachtet und ausgewertet. Ein Ergebnisbericht mit einer Zusammenfassung der Ergebnisse kommt zum Schluss, dass je nach Szenario (Minimum vs. Maximum Rollout) mit einer Nutzung der auf Breitbandpowerline basierenden FiN-Infrastruktur gegenüber Funktechnologien über einen Betrachtungszeitraum von 8 Jahren zwischen 27 und 38 % eingespart werden können.

## 2.8 AP 8: Regulatorischer Rahmen

### 2.8.1 TAP 8.1: Regulatorische Rahmenbedingungen bezüglich Datenschutz und Datensicherheit

Die Analyse der Rahmenbedingungen zur Nutzung der in Kabelverteilern und Ortsnetzstationen mittels Sensor BPL Modems erhobenen Spannungsdaten durch BUW kam zum Schluss, dass es sich dort nicht um personenbezogene Daten handelt und die DSGVO dementsprechend keine Anwendung findet. Zum Thema Datensicherheit sei auf Kapitel 2.6.2 verwiesen. Im Gegensatz dazu handelt es sich bei direkt beim Letztverbraucher erhobenen Netzzustandsdaten sehr wohl um schützenswerte, personenbezogene Daten. Zur Wahrung des Datenschutzes ist daher deren Erhebung durch intelligente Messsysteme sowie eine Nutzung in anonymisierter bzw. pseudonymisierter Form vorgesehen.



### 2.8.2 TAP 8.2: Regulatorische Rahmenbedingungen bezüglich der Anrechenbarkeit

Im Rahmen dieses Teilarbeitspakets sollte herausgefunden werden, inwieweit in Zukunft der Aufbau eines Kommunikations- und Sensorsystems in der „Fühler im Netz 2.0“-Ausprägung innerhalb der Netzentgelte anrechenbar wäre. Bei der Beurteilung, welche Kosten anrechenbar sind, war eine zentrale Voraussetzung, dass die entsprechenden Leistungen als netzdienlich bzw. den Netzbetrieb unterstützend einzustufen sind. Darüber hinaus mussten die Leistungen effizient, d.h. günstiger als gleichwertige Alternativen, sein. Dass das Gesamtsystem FiN2 als netzdienlich einzustufen ist, haben die Erkenntnisse aus AP 4 bzw. 7 gezeigt. Darüber hinaus haben die Analysen der BUW gezeigt, dass mit dem innovativen Messansatz aus FiN2 je nach Netztyp zwischen 60% und 80% der Gesamtkosten eingespart werden können. Weitere Erläuterungen hierzu finden sich in der Veröffentlichung der BUW (siehe Kapitel 7).

## 3 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die Aktivitäten der Power Plus Communications AG im Rahmen von „Fühler im Netz 2.0“ erfolgten auf Basis der im Arbeitsplan formulierten Arbeitsschritte. Wo Änderungen am Arbeitsplan nötig waren, wurden diese durch Anzeige in den jeweiligen Zwischenberichten mit dem Projektträger abgestimmt. Die vorgegebene Zeit- und Kostenplanung wurde eingehalten. Details hierzu können dem Erfolgskontrollbericht entnommen werden.

## 4 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten

Im Projekt wurden die Grundlagen einer neuen Möglichkeit zur Analyse von Netz- und Kabelzuständen einschließlich der preiswerten, kontinuierlichen Erfassung von dazugehörigen und deshalb betrieblich relevanten Daten gelegt und demonstriert.

Mit der großflächigen Installation prototypischer Sensormodems und insbesondere mit der kontinuierlichen Erfassung und Analyse von Sensor- und Spektrumsdaten betrat dieses Projekt Neuland – insbesondere im Kontext Niederspannungsnetze. Die im Projektverlauf über Zwischenberichte kommunizierten Herausforderungen, die sich aus selbiger Aufgabenstellung ergaben, unterstreichen, welche technisch-wirtschaftlichen Risiken bei der Bearbeitung des Projekts vorlagen und die öffentliche Förderung rechtfertigten.

Die Forschungs- und Entwicklungsergebnisse erschließen die Verwendung der bei der BPL-Kommunikation vorhandenen Datenübertragungseigenschaften und kostengünstiger Sensoren und eröffnen eine neue und nachhaltige Infrastrukturlösung zur Zustandsdatenerfassung in Niederspannungsnetzen als Grundlage für die Netzbetriebsführung und das Asset-Management – und bilden damit einen weiteren Baustein für das Gelingen der Energiewende.

## 5 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit des Ergebnisses

### 5.1 Wirtschaftliche Erfolgsaussichten

Die Erkenntnisse und Neuentwicklungen aus dem Projekt bieten für PPC ein großes Wachstums- und Einsatzpotential. Konkret ergeben sich für PPC aus dem Projektvorhaben folgende wirtschaftliche Erfolgsaussichten:

#### 1-2 Jahre nach Projektabschluss:

##### *Entwicklung von marktreifen Betriebskonzepten für großflächige Installationen von Sensormodems*

Spätestens mit der Verabschiedung des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) im Mai 2023 ist die zunehmende Beschleunigung der SMGW-Rollout absehbar. Bereits heute erkennen viele Messstellenbetreiber die Grenzen der Einsetzbarkeit öffentlichen Mobilfunks – insbesondere an den typischerweise im Keller befindlichen Einbauorten für intelligente Messsysteme. Großflächige Installationen von BPL Infrastruktur – ergänzt um kostengünstige, integrierte Sensorik – stehen folglich an und müssen effizient betrieben werden. Durch die Weiterentwicklung des im Projektzeitraums nur als Beta-Version zu Verfügung stehenden Netzwerkmanagementsystems sowie der iOS / Android Installationsapp zu einem Software-as-a-Service Produkt wird PPC hier in naher Zukunft passgenaue Lösungen anbieten können.

##### *Schnittstellenfunktion zur Anbindung an Datenverarbeitungs- und Datenhaltungssysteme*

Durch konsequente Anwendung der im Projekt entwickelten und erprobten offenen MQTT / JSON Datenstruktur ist in naher Zukunft die Anbindung der tausendfach im Feld erhobenen Messdaten an beliebige Backendsysteme möglich. In BPL Modems der neuen Generation wird die Datenübertragung sicher per TLS Verschlüsselung erfolgen. Besonders geeignet erscheinen beispielsweise Netzleitsysteme, die heute eine zentrale Rolle in der Überwachung des Verteilnetzes spielen. Darüber hinaus wird aber auch die Anbindung an neue Netzberechnungsplattformen „in der Cloud“ einfach umsetzbar sein. Auf diese Weise wird die Attraktivität der Sensormodems für Netzbetreiber nochmal deutlich gesteigert, weil die Daten direkt dorthin übertragen werden können, wo sie den meisten Nutzen stiften.

#### 2-4 Jahre nach Projektabschluss:

##### *Produkt zur Netzzustandserfassung auf Basis der BPL-Spektrumsanalyse*

Unter den im Projekt erarbeiteten prototypischen Lösungen zur Netzzustandserfassung erscheint die Vorhersage der Muffenanzahl eines Niederspannungskabels als die vielversprechendste Option, um daraus in der mittleren Zukunft ein marktreifes Produkt zur Netzzustandserfassung zu entwickeln. In diesem würden erstmalig präzise Sensorik und Verfahren der BPL-Spektrumsanalyse vereint werden – und damit der Nutzen der Breitbandpowerlinetechnologie für den Verteilnetzbetrieb weiter steigen.

##### *„Fühler im Netz“-Modul im Netzwerkmanagementsystem*

Um das oben beschriebene Produkt „Muffenerkennung“ nutzbar zu machen, soll in der mittleren Zukunft ein Modul im Netzwerkmanagementsystem entwickelt werden, welches die Einbindung der BPL-Spektrumsdaten erlaubt. Weiterhin soll evaluiert werden, ob das im Projekt entwickelte KI-Modell

zur Vorhersage „elektrischer Nachbarn“ in überarbeiteter Form in das Netzwerkmanagementsystem integriert werden kann. Darüber hinaus soll eine Importfunktion für die „Ground Truth“, d.h. die tatsächliche Muffenanzahl sowie ggf. weiterer Netzdaten, geschaffen werden. Auf diese Weise würde die Nutzung von „Fühler im Netz“-Funktionen für Verteilnetzbetreiber in Zukunft vereinfacht, was deren Wert weiter steigern würde.

### 3-5 Jahre nach Projektabschluss:

#### *Intelligente Datenvorverarbeitung im Sensormodem*

Als Funktionserweiterung in BPL Modems der neuen Generation ist geplant, die im Projekt gewonnenen Erkenntnisse so weiterzuentwickeln, dass sie weitere Effizienzgewinne insb. in Punkto Datensparsamkeit bei gleichzeitig maximaler Aussagekraft ermöglichen. Dadurch werden Kosten (insbesondere für die Übertragung von Daten über Mobilfunk-Backbones) gesenkt und die Attraktivität der technischen Lösung weiter erhöht.

## 5.2 Wissenschaftliche und/oder technische Erfolgsaussichten

Neben der Präsentation der Projektergebnisse auf energiewirtschaftlichen Fachmessen wie beispielsweise der e-world in Essen, veröffentlichte PPC regelmäßig in verschiedensten Fachzeitschriften der Energiewirtschaft, u.a.:

- ew – Das Magazin für die Energiewirtschaft
- 50,2
- Energie & Management
- netzpraxis – Magazin für Energieversorgung
- ZfK

Zusätzlich fanden Vorträge auf folgenden Fachkongressen statt:

- IEEE ISPLC
- ISGT-Europe
- ETG Congress

Neuerungen, die sich aus den Untersuchungen des Projektvorhabens in Form von wissenschaftlichen und technischen Erkenntnissen ergeben, flossen zudem in die Standardisierung und Gremienarbeit ein. Konkret soll hier der Standard für breitbandige Powerline-Kommunikation IEEE 1901 genannt werden, siehe auch Kapitel 2.6.1.

## 5.3 Wissenschaftliche und wirtschaftliche Anschlussfähigkeit

Die Forschung und Entwicklung im Projektvorhaben ermöglichte es PPC, die Mitarbeiteranzahl im Bereich der Soft- und Hardwareentwicklung während der Projektlaufzeit von 2019 bis 2023 kontinuierlich zu steigern.

Die Teilnahme am Förderprojekt führte zu einer nachhaltigen Schaffung von Wissen zur Kompetenzhaltung in den Bereichen Breitband-Powerline-Technologie, Zustandserfassung von Niederspannungsnetzen und Betriebskonzepte für Smart Meter Gateways und daran angeschlossene steuerbare Geräte.

Unterschiedliche Folgeprojekte mit PPC-Beteiligung führen verschiedene Schwerpunkte von „Fühler im Netz 2.0“ fort:

CACTUS hat zum übergeordneten Ziel, Flexibilitätspotentiale am Beispiel von Ladeclustern und Quartieren zu heben, um eine optimierte Netzauslastung und Energienutzung im Verteilnetz erreichen zu können. Um dies zu ermöglichen, wird ein prototypisches Echtzeitmesssystem entwickelt sowie eine Integration dieser neu zu erhebenden Netzzustandsdaten in geeignete Backendsysteme durchgeführt.

SecProMo erarbeitet sichere und effiziente Kommunikationslösungen und Verfahren zur flexiblen Energieoptimierung auf Basis des Smart Meter Gateways sowie eine Toolbox für eine einfache Orchestrierung sektorenübergreifender Energiedienste. Diese Toolbox umfasst Module für die Kommunikation auf Geräte-, Daten- und Dienstebene. Das Projekt erweitert standardisierte Datenmodelle, um Energieflexibilität zu repräsentieren und für KI-basierte Prädiktions- und Regelungsalgorithmen zu nutzen.

## 6 Fortschritte von anderen Stellen

Parallel zur Laufzeit von „Fühler im Netz 2.0“ wurden auch andere Verbundvorhaben bearbeitet, welche die Nutzung der Breitbandpowerlinetechnologie in Energienetzen behandelten. Konkret zu nennen sind hier STeP<sup>2</sup> und MEDIT<sup>3</sup>, deren Fokus allerdings anders gelagert war: Bei STeP sollte ein Verfahren zur integrierten Planung von Netzausbaumaßnahmen, innovativen Netzbetriebsmitteln und -konzepten sowie dem Einsatz von PLC-Technologien und zusätzlicher PLC-Langzeitmessverfahren entwickelt werden. Dagegen beschäftigte sich MEDIT mit der Entwicklung von Technologien, Konzepten und Methoden zur Prävention, Detektion, und Reaktion bei IT-Angriffe und IT Ausfälle für alle Energienetzakteure und die dafür zuständige Kommunikationstechnik. Eine Analyse des BPL Spektrums zur Ermittlung des Zustands der daran angeschlossenen Netzbetriebsmittel fand nicht statt.

Zum Thema Sensorik für das Stromnetz gab es ebenfalls andere Verbundvorhaben, die während der Laufzeit von „Fühler im Netz 2.0“ bearbeitet wurden. Hier sind vor allem ASTROSE-MAGIC<sup>4</sup> und FLEMING<sup>5</sup>. ASTROSE-MAGIC fokussiert allerdings auf das Monitoring von Hochspannungsfreileitungen als Maßnahme zur Erhöhung der Auslastung von Stromtrassen und nutzt zur Datenübertragung das im Vorgängerprojekt entwickelte Funksystem. FLEMING wiederum zielte auf die Erhöhung der Lebensdauer von Mittelspannungsschaltanlagen durch den intelligenten Einsatz von Infrarotsensorik ab. Beide Projekte setzten also auf einer höheren Spannungsebene als das „Fühler im Netz 2.0“ System an – was für das Gelingen der Energiewende nicht weniger wichtig ist, aber eben einen andern Aspekt adressiert.

---

<sup>2</sup> <https://www.enargus.de/search/?q=01183618%2F1>

<sup>3</sup> <https://www.enargus.de/search/?q=01183281%2F1>

<sup>4</sup> <https://www.enargus.de/search/?q=01205804%2F1>

<sup>5</sup> <https://www.enargus.de/search/?q=01187527%2F1>

## 7 Veröffentlichungen

### 7.1 Erfolgte, projektbezogene Veröffentlichungen

- M. Koch, M. Modemann, M. Zdrallek and F. Karl, "**Improved Grid State Identification Algorithms Using Voltage Measurements for Underdetermined Low Voltage Grids**," 2022 *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960308.
- Balada, C.; Ahmed, S.; Dengel, A.; Bondorf, M.; Hopfer, N.; Zdrallek, M.: **Fühler-im-Netz: A smart grid and power line communication data set** IET Smart Grid published by John Wiley & Sons Ltd. 1–13 (2022)
- Quenel, P.; Koch, M.; Bondorf, M.; Zdrallek, M.; Merz, B.; Karl, F.: **Transparenz übers Kabel**, 50,2 Magazin, Ausgabe 04.2021, Juni 2021, ISSN 2199-4102
- Bondorf, M.; Koch, M.; Hopfer, N.; Zdrallek, M.; Balada, C.; Sheraz, A.; Agne, S.; Dengel, A.; Karl, F.; Dietzler, U.; Krampf, M.: **Broadband Power Line Communication and Big-Data-Analytics for Supporting Grid Operation**, Proceedings of the International ETG Congress 2021, Virtual (2021)
- Koch, M.; Bondorf, M.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Stahn, T.; Karl, F.: **Voltage Measurements integrated in Broadband Power Line Communication Infrastructure compared to Conventional Measurement Infrastructure**, Proceedings of the International ETG Congress 2021, Virtual (2021)


### 7.2 Geplante, projektbezogene Veröffentlichungen

- Bondorf, M.; Reske, T.; Koch, M.; Zdrallek, M.; Karl, F.: **Approach for Continuous Condition Assessment of Power Cables**, Proceedings of the International ETG Congress 2021, Wuppertal (2023)
- Koch, M.: **Verbesserte Netzzustandsidentifikation durch Breitband Powerline Technik**, Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal (2023)
- Bondorf, M.: **Zustandsbewertung von Mittel- und Niederspannungskabelnetzen mittels Breitband-Powerline-Kommunikation**, Neue Energie aus Wuppertal, Wuppertal (2024)
- Balada, C.; Ahmed, S.; Dengel, A.; Bondorf, M.; Zdrallek, M.: **Leveraging the Potential of Novel Data in Power Line Communication of Electricity Grids** (2023)

## 8 Anhang

Nr	Information	Relevanz	Verfügbarkeit	Güteanforderungen
1.	Kabeltyp	hoch	hoch	hoch
2.	Kabelquerschnitt	hoch	hoch	hoch
3.	Kabellänge	hoch	hoch	Hoch
4.	Anzahl V-Muffen	mittel - hoch	Automatisch über Anzahl der Kabelabschnitte	hoch
5.	Anzahl HA-Muffen	mittel	Muss Händisch generiert werden	mittel - hoch
6.	Verlegejahr Kabel	hoch	mittel	mittel
7.	Verlegetiefe Kabel	gering	gering	gering
8.	GEO-Koordinaten BPL Modem	hoch	hoch	hoch
9.	Kabelzustand	mittel	gering	mittel
10.	Schaltzustand	hoch	Ist bekannt, aber Übermittlung ungewiss und wie kann man auf Änderungen reagieren	hoch
11.	Art der Signaleinkopplung	gering - mittel	hoch	hoch
12.	Wetterdaten	mittel - hoch	Muss extern erfasst/eingekauft werden	hoch

Tabelle 8-1: Datenanforderungen seitens der Projektpartner (Fokus: Stammdaten)

	Formular [ID: 000275]:	Seite	1/1
	BPL Netzdokumentation	Stand:	06.09.2019
Formularverantwortlicher: _____			

KVS:	Station:	
<u>Geräte</u> <input type="checkbox"/> Repeater NS (LR 300) [1x] SN: _____ <input type="checkbox"/> Repeater NS (LR 300) [2x] SN: _____ <input type="checkbox"/> Headend NS (LH 300) SN: _____ <input type="checkbox"/> Modem MS (MV300) SN: _____ <input type="checkbox"/> Netzteil von Modem SN: _____		<u>Anschlusskit</u> <input type="checkbox"/> Huckepack lang <input type="checkbox"/> Huckepack kurz <input type="checkbox"/> Sammelschiene <input type="checkbox"/> Innensechskant <input type="checkbox"/> Sechskantschraube <input type="checkbox"/> Piercing
<u>Repeater oder Headend – Leiste</u> <u>Gerät 1:</u> Leiste: _____ Strecke → Richtung: _____ <u>Gerät 2:</u> Leiste: _____ Strecke → Richtung: _____		<u>Phasenlage</u> <input type="checkbox"/> L1 + PEN <input type="checkbox"/> L2 + PEN <input type="checkbox"/> L3 + PEN <input type="checkbox"/> L1 + L2 + L3 + N <input type="checkbox"/> L1 + L2 <input type="checkbox"/> L1 + L3 <input type="checkbox"/> L2 + L3
<u>Sicherung</u> Sicherungsnummer: _____ Bemerkung: _____		<u>Einbauort</u> <input type="checkbox"/> Im KVS unten liegend <input type="checkbox"/> An KVS Tür
<u>Koppelkondensator</u> <input type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nein Leiste: _____		<u>Bilder</u> <input type="checkbox"/> Nummer (St. Bzw. KVS) <input type="checkbox"/> MAC Adresse <input type="checkbox"/> Gesamtübersicht <input type="checkbox"/> Abgangsleiste
Sonstiges: _____		
_____ <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Datum</span> <span>Name</span> </div>		

Abbildung 8-1: Beispiel-Formular zur manuellen Dokumentation während des Einbaus (Quelle: Mainzer Netze)







## Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN geplant	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel  Verbundvorhaben Fühler im Netz 2: Einsatz von Big Data und KI bei der Nutzung des FiN Ansatzes zur Zustandserfassung von Netzen und Anlagen im Verteilnetz.  Teilvorhaben: Power Plus Communications AG	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)]  Karl, Fabian	5. Abschlussdatum des Vorhabens November 2022
	6. Veröffentlichungsdatum
	7. Form der Publikation Schlussbericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse)  Power Plus Communications AG Dudenstraße 6 68167 Mannheim	9. Ber. Nr. Durchführende Institution
	10. Förderkennzeichen 03SF0568A
	11. Seitenzahl 28
12. Fördernde Institution (Name, Adresse)  Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) Kapelle-Ufer 1 10117 Berlin	13. Literaturangaben
	14. Tabellen 1
	15. Abbildungen 28
16. Zusätzliche Angaben	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum)	
18. Kurzfassung  Fühler im Netz 2.0 ermöglichte eine ganzheitliche Erfassung des Zustands von Netzen und Anlagen im großen Maßstab. Dafür wurden Erkenntnisse über Spannungsverläufe und Fingerprints im BPL Spektrum vertieft und Big Data Analysen ebenso wie Methoden der Künstlichen Intelligenz (KI) angewendet. Nach der Definition einer Gesamtarchitektur zur sicheren Erfassung, Übertragung und Verarbeitung von Spannungs- und BPL-Spektrumsdaten wurden über 3500 prototypische BPL Sensormodems in Betrieb genommen und an ein skalierbares Datenverarbeitungs- und Datenhaltungssystem angebunden. Die Erfassung der Spannungs- und BPL-Spektrumparameter wurde so weiterentwickelt, dass eine massentaugliche, hochauflösende Messung in Echtzeit möglich ist. Zudem wurde eine intelligente Datenvorverarbeitung durch Sensormodems auf Basis der im Projekt erzielten Neuentwicklungen konzipiert. Als Basis eines für KI-Anwendungen notwendigen „Labellings“ der erhobenen Messdaten wurde eine Architektur zur Verknüpfung von stromnetztopologischen und kommunikationstechnischen Daten beschrieben und eine Methode zur Identifikation der für die Zustandsbewertung des Verteilnetzes relevanten BPL-Links erforscht.	
19. Schlagwörter Broadband Powerline Communication (BPL), Niederspannung, Sensorik, Netzzustand, Big Data, Künstliche Intelligenz, Verteilnetzautomatisierung	
20. Verlag	21. Preis

## Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN planned	2. type of document (e.g. report, publication) Report
3. title  Research Project: Sensors in the Grid 2.0 - Application of Big Data and AI in combination with the FiN approach for state detection of grids and equipment in distribution grids  Subproject: Power Plus Communications AG	
4. author(s) (family name, first name(s))  Karl, Fabian	5. end of project November 2022
	6. publication date
	7. form of publication Report
8. performing organization(s) (name, address)  Power Plus Communications AG Dudenstraße 6 68167 Mannheim	9. originator's report no.
	10. reference no. 03SF0568A
	11. no. of pages 28
12. sponsoring agency (name, address)  Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) Kapelle-Ufer 1 10117 Berlin	13. no. of references
	14. no. of tables 1
	15. no. of figures 28
16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date)	
18. abstract  Sensors in the Grid 2.0 enabled holistic recording of the status of grids and plants on a large scale. For this purpose, insights into voltage characteristics and fingerprints in the BPL spectrum were deepened and Big Data analyses as well as artificial intelligence (AI) methods were applied. After defining an overall architecture for the secure acquisition, transmission and processing of voltage and BPL spectrum data, over 3500 prototype BPL sensor modems were commissioned and connected to a scalable data processing and data management system. The acquisition of voltage and BPL spectrum parameters was further developed to enable real-time, high-resolution measurement suitable for mass production. In addition, intelligent data preprocessing by sensor modems was designed based on the new developments achieved in the project. As a basis for a "labelling" of the collected measurement data necessary for AI applications, an architecture for linking power grid topological and communication data was described and a method for identifying the BPL links relevant for the status assessment of the distribution grid was researched.	
19. keywords broadband powerline communication (BPL), low voltage, sensors, grid state, big data, artificial intelligence, distribution grid automation	
20. publisher	21. price