Automated Metering und Kommunikationstechnologie – Power Line Communication zur Vernetzung intelligenter Stromzähler

Michael Bauer und Klaus Dostert

Karlsruher Institut für Technologie, Institut für Industrielle Informationstechnik, Hertzstraße 16, 76135 Karlsruhe

Zusammenfassung Die automatische Fernablesung der Zählerstände von Energieverbrauchszählern wird als Automated Metering oder auch Smart Metering bezeichnet und stellt eine wesentliche Komponente intelligenter Energieversorgungsnetze, sogenannter Smart Grids, dar. Das Rückgrat solcher Anwendungen bildet die Informations- und Kommunikationstechnologie. Eine große Rolle spielt für das Smart Metering insbesondere die Power Line Communication (PLC). Den derzeit vorgesehenen Anwendungsfällen stehen jedoch Herausforderungen gegenüber, deren Ursprung auf die physikalischen Eigenschaften des Stromnetzes zurückzuführen ist. Diese Eigenschaften werden im Überblick dargelegt mit dem Ziel, eine realistische Einschätzung der Potentiale der PLC-Technologie zu ermöglichen.

1 Einleitung

Das Bewusstsein dafür, dass Erzeugung und Verbrauch von Energie effizienter gestaltet werden müssen, ist in den vergangenen Jahren deutlich gewachsen. Die Begrenztheit der Ressourcen, welche für die konventionelle Energieerzeugung verwendet werden, wird immer deutlicher spürbar, ebenso wie die Auswirkungen konventioneller Energieerzeugung und konventionellen Energieverbrauchs auf die Umwelt. Der vermehrte Einsatz regenerativer Energiequellen wie Solar- oder Windenergie soll dazu beitragen, die Energieerzeugung umweltfreundlicher zu gestalten. Gleichzeitig wird versucht, den Energieverbrauch insgesamt durch effizienzsteigernde Maßnahmen zu senken oder zumindest die Endenergieverbraucher

derart zu beeinflussen, dass für Spitzenlasten weniger Reserven vorgehalten werden müssen. Mit diesen Ansätzen in direktem Zusammenhang stehen intelligente Energieverteilnetze, sogenannte „Smart Grids“. Hinter diesen Begriffen verbirgt sich eine Vielzahl verschiedenster Anwendungen und Dienste für unterschiedliche Nutzergruppen, die jedoch zum größten Teil bislang eher als Visionen denn als konkrete Realisierungen existieren. Hauptgrund für das langsame Voranschreiten der Entwicklung hin zu intelligenten Energieversorgungsnetzen ist die hohe Komplexität der Gesamtsysteme, hauptsächlich bedingt durch die Querabhängigkeiten der einzelnen Systemkomponenten sowie deren räumliche Trennung. Daher kommt der Informations- und Kommunikationstechnologie eine überaus große Bedeutung zu.

Die verschiedenen Dienste für Smart Grids lassen sich in drei übergeordnete Anwendungsbereiche gliedern. Abbildung 7.1 zeigt eine Übersicht dieser Bereiche, die englischsprachigen Termini wurden dabei bewusst direkt übernommen.

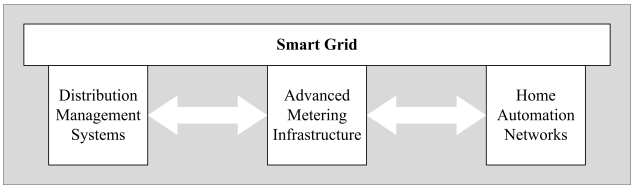


Abbildung 7.1: Struktur der Anwendungen in intelligenten Netzen.

Durch die Dezentralisierung der Energieerzeugung, durch den zunehmenden Einsatz kleinerer Energiequellen mit fluktuierender Leistung und durch den dynamischen Wechsel zwischen den vormals fest verteilten Rollen als Energieerzeuger und -verbraucher werden die herkömmlichen Ansätze für die Organisation der Energieverteilung vor neue Herausforderungen gestellt. Ziel bei den Anwendungen im Bereich der Energieverteilung (Distribution Management) ist es, diesen Herausforderungen u.a. durch den Einsatz neuartiger Informations- und Kommunikationstechnologie zu begegnen. Auf diese Weise soll die Netzstabilität weiter erhalten werden sowie die Energieerzeugung flexibel an den aktuellen Energieverbrauch angepasst werden können. Mögliche Lösungsansätze werden aktuell im Rahmen von Modellprojekten des BMWi-Förderprogramms

„E-Energy“ [1] untersucht.

Die Haushaltsautomatisierung durch Vernetzung verschiedenster Geräte innerhalb von Gebäuden zu sogenannten Home Automation Networks (HANs) stellt eine weitere Komponente der intelligenten Energieverteilnetze dar. Die Ideen für solche Anwendungen sind vielfältig, wenngleich sie noch weit von einem flächendeckenden Einsatz entfernt zu sein scheinen. Voraussetzung für die Realisierung sind Informationen, die nur durch die Vernetzung mit anderen Komponenten intelligenter Energieverteilnetze bereitgestellt werden können.

Das Smart Metering nimmt in Smart Grids eine zentrale Stellung ein, da es den Informationsaustausch zwischen Endenergieverbraucher und Energieerzeuger ermöglicht. Zusammen mit einer geeigneten Kommunikations-Infrastruktur stellen „intelligente“ Energiemengenzähler die hauptsächlichen Komponenten einer Advanced bzw. Automated Metering Infrastructure (AMI) dar. Eine übergeordnete Rolle spielt dabei der Stromzähler. Intelligente Zähler (Smart Meter) übertragen die jeweiligen Zählerstände automatisch an den Messstellenbetreiber (sogenanntes Automated Meter Reading, AMR) und ermöglichen das Konfigurieren verschiedener Tarife. Dies ermöglicht eine im Idealfall lückenlose Erfassung aller relevanten Verbrauchswerte in kürzeren Zeitabständen als bei der herkömmlichen Ablesung von Zählerständen sowie die Schaffung von Anreizen für Verbraucher durch flexible Tarife. Die reine AMR-Funktionalität kann durch Funktionen wie beispielsweise Lastmanagement (in Zusammenspiel mit HANs) oder das Bilanzieren von eingespeister und verbrauchter Energie erweitert werden [2]. Häufig führt dies zu der Bezeichnung „Advanced Metering Infrastructure“ (AMI).

Seit dem 01.01.2010 sind in Deutschland die Messstellenbetreiber, sofern „technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar“, lt. §21b, Abs. 3a EnWG verpflichtet, „Messeinrichtungen einzubauen, die dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.“ Der flächendeckende Einsatz intelligenter Energiemengenzähler rückt somit in greifbare Nähe. Den gesetzlichen Forderungen stehen diverse technische Herausforderungen hinsichtlich der Vernetzung einer großen Anzahl von Zählern mit einer zentralen Datenverwaltung gegenüber. Die aktuellen Bemühungen erstrecken sich von einer einheitlichen Definition der Dienste und Anwendungen bis hin zur Schaffung eines einheitlichen, offenen Standards für die Datenübertragung mittels PLC (vgl. EU-Forschungsprojekt „OPEN meter“ [3]).

Im Fokus der folgenden Betrachtungen liegt die Datenübertragung über Energieverteilnetze (Power Line Communication, PLC) für Automated Metering. Zunächst werden die allgemeine Systemarchitektur sowie die zugehörigen Systemkomponenten dargelegt und die Anforderungen an die Kommunikationstechnologie beleuchtet. Im Anschluss daran werden die speziellen Eigenschaften der Power Line Communication vertieft behandelt. Abschließend werden Möglichkeiten zur Bewertung der Leistungsfähigkeit von PLC-Übertragungssystemen aufgezeigt und die Ergebnisse zusammengefasst.

2 PLC als Kommunikationstechnologie für Smart Grids

Bei der Power Line Communication [4] werden digitale Daten über das Stromnetz übertragen. Da Stromzähler direkt mit dem Niederspannungsnetz verbunden sind und die Verantwortung für die Netze ohnehin der Energieversorgungsindustrie obliegt, erscheint PLC für die digitale Vernetzung intelligenter Stromzähler mit Datenkonzentratoren über das Niederspannungsnetz auf den ersten Blick ideal geeignet. Das Niederspannungsnetz ist jedoch ursprünglich für die Energieverteilung ausgelegt und weist daher im Vergleich zu anderen Übertragungsmedien einige Besonderheiten auf, die sich auf die Qualität der Datenübertragung auswirken können. Sie bedürfen daher einer genaueren Betrachtung. Den großen wirtschaftlichen Vorteilen von PLC steht in erster Linie die Tatsache gegenüber, dass es sich dabei um eine relativ junge Technologie handelt, deren Leistungsfähigkeit a priori für den Endanwender nur schwer einzuschätzen ist. Die folgenden Abschnitte behandeln die technischen Besonderheiten von PLC und liefern somit eine Bewertungsgrundlage.

2.1 Systemkomponenten einer Infrastruktur für intelligente Stromzähler

Abbildung 7.2 zeigt einen Ausschnitt der Systemarchitektur für AMI in Anlehnung an [2]. Die Systemarchitektur ist um die in [5] spezifizierten Kommunikationstechnologien erweitert. Wesentliche Systemkomponenten für die Realisierung der Funktionen sind die Stromzähler und der Datenkonzentrator. Der Stromzähler dient dabei als Gateway. Er fasst die relevanten Informationen, die z. B. von Gas-, Wasser- und

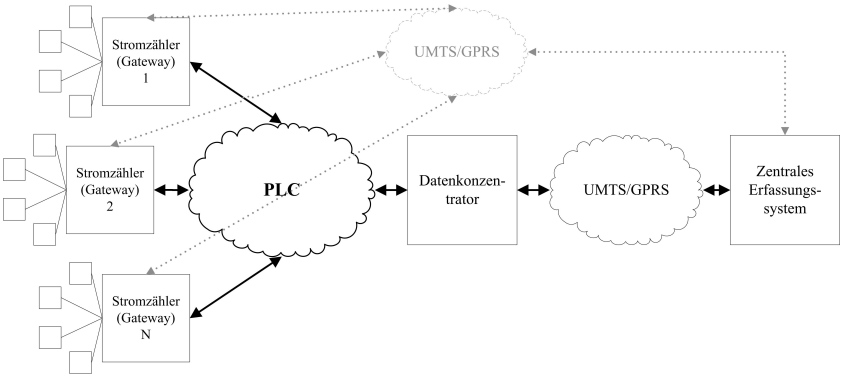


Abbildung 7.2: AMI-Systemkomponenten und Art der Vernetzung.

Wärmezählern, aber auch von anderen Geräten stammen können, zusammen und überträgt sie an den Datenkonzentrator. Dieser koordiniert die Datenübertragung zwischen Stromzählern und Datenkonzentrator und übernimmt darüber hinaus deren Steuerung und Verwaltung. Entsprechende Bedeutung kommt der Schnittstelle zwischen Zähler und Datenkonzentrator zu, nicht zuletzt auf Grund der großen Anzahl an Geräten, die über diese Schnittstelle bedient werden müssen. In [5] sind hierfür mit Kommunikationstechnologien nach IEC 61334-5-1 und PRIME-Spezifikation [6] ausschließlich PLC-Technologien vorgesehen. Eine weitere Schnittstelle ermöglicht es, einen Zähler direkt über das Mobilfunknetz mit dem zentrale Datenerfassungssystem zu verbinden und somit den Datenkonzentrator als vermittelnde Instanz zu übergehen. Diese ist jedoch nicht primär für den flächendeckenden Einsatz bestimmt.

2.2 Anforderungen an Kommunikationssysteme

Das Kommunikationssystem muss gewährleisten, dass die zu übermittelnden Informationen auch tatsächlich und korrekt übertragen werden. Die wichtigsten Anforderungen sind daher Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit. Eine weitere wichtige Anforderung ist die Echtzeitfähigkeit. Es muss gewährleistet sein, dass Informationen innerhalb einer bestimmten Zeit von der Informationsquelle zur Informationssenke übertragen werden. Welche maximale Zeitdauer dafür im konkreten Fall zulässig ist,

hängt dabei von der jeweiligen Anwendung ab.

Zusätzlich zu Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Echtzeitfähigkeit muss die Datensicherheit gewährleistet sein. Bei den zu übertragenden Informationen handelt es sich häufig um geldwerte und personenbezogene Daten oder auch um Daten, welche die Betriebssicherheit bzw. Funktionsfähigkeit des Energieversorgungsnetzes betreffen. Übertragungssysteme müssen, insbesondere im Zusammenhang mit Energiemengenzählern, auch eichrechtlichen Anforderungen entsprechen.

Neben den technischen Anforderungen an Kommunikationssysteme spielen natürlich auch die wirtschaftlichen Anforderungen eine große Rolle. Die Transformation der existierenden Energieversorgungsnetze hin zu intelligenten Energieversorgungsnetzen ist mit erheblichen Kosten verbunden, da beispielsweise der Austausch vorhandener konventioneller Energiemengenzähler durch intelligente Zähler notwendig ist.

Um die anfänglichen Investitionskosten so gering wie möglich zu halten, müssen daher die Stückpreise der Zähler trotz erweiterter Funktionalität und Kommunikationsfähigkeit niedrig sein. Gleiches gilt für die laufenden Kosten der Kommunikationssysteme. Wünschenswert ist außerdem, dass die intelligenten Zähler eine vergleichbar hohe Lebensdauer besitzen und ebenso wartungsarm sind wie herkömmliche Zähler. Insbesondere eine hohe Lebensdauer bei gleichzeitig niedrigem Wartungsaufwand sind vor dem Hintergrund, dass noch keinerlei Erfahrungswerte hinsichtlich der Leistungsfähigkeit verschiedener Kommunikationsmodule existieren, schwer zu gewährleisten. Bezüglich der Auswahl einer geeigneten Kommunikationstechnologie existieren somit erhebliche Investitionsrisiken, zumal einheitliche leistungsfähige Standards fehlen. In [7] wird am Beispiel der Situation in Flandern der Versuch unternommen, eine Entscheidungsgrundlage bezüglich der Kommunikationstechnologien zu erarbeiten. Eine umfassendere Darstellung der Potentiale verschiedener Kommunikationstechnologien findet sich in [8], ebenso wie die Ergebnisse einer diesbezüglich unter 40 Energieversorgern durchgeführten Erhebung. Dieser zufolge ist das Interesse an PLC als Kommunikationstechnologie mit 65% am höchsten, dicht gefolgt von GSM mit 63%.

2.3 Unterschiede zwischen Breitband-PLC und Schmalband-PLC

Auf Grund der verschiedenen Wellenlängen und Bandbreiten der Übertragungssignale wird zwischen Breitband-PLC (Broadband Power Line Communication, BPL) und Schmalband-PLC (Narrowband Power Line Communication, NPL) unterschieden.

Breitband-PLC

Das Übertragungsband für BPL liegt üblicherweise zwischen über 1 MHz und maximal 80 MHz.
Auf Grund der Tatsache, dass die Leitungslängen des Niederspannungsnetzes im Vergleich zu den Wellenlängen des Übertragungssignals um ein Vielfaches größer sind, können die Stromleitungen in diesem Frequenzbereich als Antenne wirken. Dies bedingt auf der einen Seite, dass Übertragungssignale unbeabsichtigt abgestrahlt werden können, und auf der anderen Seite, dass unbeabsichtigterweise Übertragungssignale von Funkdiensten in die Leitung eingekoppelt werden können. Eine gegenseitige Störung von PLC und Funkdiensten ist somit prinzipiell nicht auszuschließen. Neben der Antennenwirkung der Stromleitungen kann es zu Reflexionen entlang der Leitungen kommen, wodurch die Übertragungssignale innerhalb schmalbandiger Bereiche („Notches“) extrem gedämpft werden können.
Als Modulationsverfahren kommen ausschließlich Mehrträger-Modulationsverfahren zum Einsatz, in der Mehrzahl der Fälle OFDM. Lediglich im Falle von HD-PLC werden Filterbänke zur Modulation verwendet. Die Vorteile von BPL bestehen in – verglichen mit NPL – hohen nominellen Datenübertragungsraten in der Größenordnung bis zu einigen Hundert Mbit/s. Nachteilig sind die vergleichsweise geringen Reichweiten sowie hohe Kosten für Modems. Insbesondere problematisch ist jedoch die mögliche Abstrahlung der Übertragungssignale durch Stromleitungen. Da in dem für BPL verwendeten Frequenzbereich auch Funkdienste angesiedelt sind, können im Falle der Beeinträchtigung dieser Dienste durch BPL rechtliche Probleme auf die Betreiber der Geräte zukommen.

Schmalband-PLC

Der für NPL genutzte Frequenzbereich liegt weit unter dem von BPL und weist eine deutlich geringere Bandbreite auf. Der innerhalb der EU

verwendbare Frequenzbereich – festgelegt in CENELEC EN 50065 [9] – liegt zwischen 9 kHz und 148 kHz, während in den USA und in Japan Frequenzen bis zu 500 kHz freigegeben sind. Auf Grund der Wellenlängen des Übertragungssignals, die größer sind als der überwiegende Anteil der Längen von Stromleitungen im Niederspannungsnetz, kommt es kaum zu Signalreflexionen. Ebensowenig ist eine Störung von Funkdiensten zu befürchten. Problematisch sind allerdings das Impedanzverhalten der am Netz angeschlossenen Verbraucher sowie ein hoher Störsignalpegel.
Als Modulationsverfahren wurden in der Vergangenheit überwiegend schmalbandige Verfahren wie FSK und Einträgermodulation verwendet. Die derzeit einzige auf einem offenen Standard (IEC 61334-5-1) basierende Technologie verwendet FSK als Modulationsverfahren und erreicht maximal 2.4 kbit/s. Mit der Nachfrage nach höheren Datenraten kommen zunehmend OFDM-basierte Übertragungssysteme zum Einsatz. Beispiele hierfür sind Technologien wie beispielsweise PRIME [6] und G3 [10], die Datenraten bis nominell maximal 129 kbit/s (PRIME) bzw. 35 kbit/s (G3) versprechen. Beide Technologien existieren bislang lediglich als technische Spezifikationen und sind daher nicht standardisiert. In seltenen Fällen werden auch bandspreizende Modulationsverfahren wie Direct Sequencing Spread Spectrum (DSSS) oder Chirp Spreading eingesetzt.

Wesentlicher Vorteil der NPL-Technologien ist die durch die Norm EN 50065 festgelegte Berechtigung zur Nutzung der Frequenzbereiche für PLC, auf die sich die Betreiber von NPL-Geräten berufen können. Nachteilig ist die im Vergleich zu BPL niedrige Brutto-Datenübertragungsrate, die durch unvorteilhafte Störszenarien oder hohe Signaldämpfung unter Umständen drastisch weiter verringert werden kann. Prinzipiell wird für AMI-Anwendungen NPL klar gegenüber BPL bevorzugt. Das Fehlen geeigneter offener Standards für Kommunikationstechnologie steht jedoch einem flächendeckenden Einsatz von NPL-Technologie entgegen. Daher werden aktuell Anstrengungen unternommen, geeignete NPL-Technologien auszuwählen und zu standardisieren [3].

2.4 Eigenschaften des Übertragungskanals

Untersuchungen am Energieverteilnetz hinsichtlich seiner Eigenschaften als Übertragungskanal zeigen, dass es sich deutlich anders verhält als konventionelle Übertragungskanäle. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass

sich die additiven Störungen nicht als additives weißes Rauschen modellieren lassen [11], [12]. Das prinzipielle Kanalmodell für NPL ist in Abbildung 7.3 dargestellt. Im Folgenden werden, basierend auf den Untersuchungen in [13], [14] und [15], die Auswirkungen der Eigenschaften des PLC-Übertragungskanals auf Sendesignale näher beleuchtet.

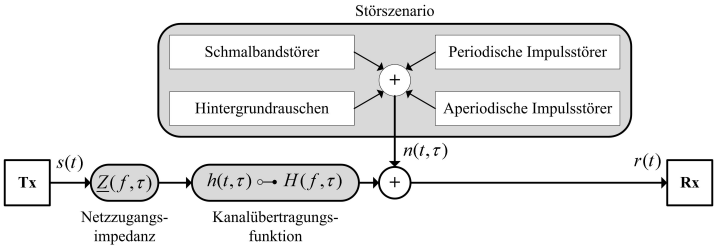


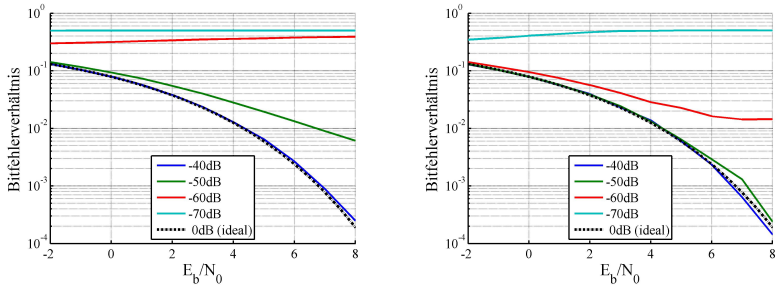
Abbildung 7.3: Störszenario des PLC-Übertragungskanals.

Die Endstufe des Senders (Tx) wird mit der Netzzugangsimpedanz $\underline{Z}(f,\tau)$ belastet. Sie ist, ebenso wie die Kanalübertragungsfunktion $H(f,\tau)$ im Wesentlichen zeit- und frequenzvariant und kann sehr kleine Werte von bis zu $< 1\Omega$ annehmen. Leistungsverstärker müssen also entsprechend dimensioniert und eine entsprechende Leistungsaufnahme im Sendebetrieb einkalkuliert werden. Netzzugangsimpedanz und Kanalübertragungsfunktion bewirken zusammen, dass die Amplitude des Sendesignals frequenzselektiv gedämpft werden kann, wobei die Dämpfung betragsmäßig bis zu -60dB betragen kann [13].

Die additiven Störungen sind ebenfalls zeit- und frequenzvariant und lassen sich, wie in Abbildung 7.3 dargestellt, in vier Klassen unterteilen. Das Hintergrundrauschen weist ein mit abnehmender Frequenz überproportional zunehmendes Leistungsdichtespektrum auf, wobei -40dBW/kHz selten überschritten [14] werden. Während schmalbandige Störungen bei BPL üblicherweise auf eingekoppelte Signale zurückzuführen sind, sind sie im Falle von NPL üblicherweise auf Störquellen zurückzuführen, die direkt mit dem Niederspannungsverteilnetz verbunden sind. Obwohl die Leistungen einzelner Schmalbandstörer mit maximal -60dBW [14] jeweils relativ niedrig sind, können in den betreffenden schmalen Frequenzbändern vergleichsweise hohe Leistungsdichten erreicht werden. Impulsstörer zeichnen sich durch kurzzeitig auf-

tretende hohe Amplituden von vereinzelt mehr als 10V aus. Man unterscheidet zwischen periodischen Impulsstörern, die entweder synchron oder asynchron zur Netzspannung auftreten können, und aperiodischen Impulsstörern, deren Auftrittszeitpunkte lediglich stochastisch modelliert werden können [16]. Das Auftreten mehrerer aperiodischer Impulsstörer in Folge wird als Burst-Störer bezeichnet. Im Zeitbereich liegen die Maximalamplituden von Impulsstörern deutlich über denen des Hintergrundrauschens und der Schmalbandstörer, wobei die Maximalamplituden periodischer oftmals weit unter denen aperiodischer Impulsstörer liegen. Im Frequenzbereich sind Impulsstörer auf Grund ihrer kurzen Zeitdauer breitbandig, wobei hauptsächliche Anteile der Störleistung in vielen Fällen in einem oder mehreren breiten Frequenzbändern konzentriert sind. Die Auswirkungen der in Abbildung 7.3 allgemein dargestellten Störeinflüsse haben zur Folge, dass sich die Leistungsfähigkeit von PLC-Übertragungssystemen in der Realität deutlich von der theoretisch möglichen unterscheidet.

Zur Erläuterung wird im folgenden Beispiel davon ausgegangen, dass das Empfangssignal durch die Übertragungsfunktion verschieden stark gedämpft wird und – aus Gründen der besseren Vergleichbarkeit mit den z. B. in [17] analytisch hergeleiteten Zusammenhängen – mit weißem Rauschen überlagert. Ebenfalls zur besseren Vergleichbarkeit wird die Leistungsdichte des Rauschens dabei so angepasst, dass der Signal-Störabstand auf das gedämpfte Empfangssignal bezogen wird. Das Empfangssignal wird anschließend einer AD-Wandlung mit 12 Bit Auflösung unterzogen. Im ersten Fall wird OFDM-System mit 512 Trägern bei kohärenter 2-PSK-Modulation angenommen. In Abbildung 7.4 (a) ist deutlich zu erkennen, dass die Verläufe des Bitfehlerhäufigkeit über dem Signal-Störabstand pro Bit E_b/N_0 sich ab einer Dämpfung von -50dB deutlich vom idealen Verlauf entfernen. Der Grund dafür ist, dass die Quantisierung der Abtastwerte des Empfangssignals durch den AD-Wandler mit zunehmender Dämpfung nur noch unzureichend ist. Ab einschließlich -60dB Dämpfung ist eine fehlerfreie Übertragung bereits ausgeschlossen. Grundsätzlich existieren zwei Möglichkeiten, eine derart drastische Verschlechterung der System-Performance durch hohe Signaldämpfung abzumildern. Einerseits kann eine automatische Verstärkungsregelung eingesetzt werden, die den Spannungspegel des Empfangssignals so regelt, dass der Wertebereich des AD-Wandlers stets vollständig nutzbar ist. In der Realität kann das Empfangssignal aller-



(a) Übertragung mit 512 Trägern. (b) Übertragung mit 32 Trägern.

Abbildung 7.4: Bitfehlerhäufigkeit für verschiedene Signaldämpfungen bei Quantisierung mit 12 Bit Auflösung.

dings kurzzeitig durch Impulsstörungen gestört sein kann, was den Entwurf eines geeigneten Regelungskonzeptes deutlich erschwert. Eine alternative Lösung besteht darin, weniger Träger zur Übertragung zu verwenden. Dadurch verringert sich das Verhältnis von maximaler zu mittlerer Amplitude des Empfangssignals (Crest-Faktor bzw. PAPR), wodurch die Auswirkungen des Quantisierungsfehlers verringert werden, s. Abbildung 7.4 (b). Hier ist eine Übertragung bei einer Dämpfung von −60dB immerhin möglich, allerdings zu Lasten der Datenrate, welche sich im Beispiel um den Faktor 16 reduziert.

2.5 Methoden zur Bestimmung der Systemperformance

Häufig sind Anwender aus der Energieversorgungsbranche mit dem Problem konfrontiert, ein für Smart Grid bzw. Smart Metering geeignetes PLC-Übertragungssystem auszuwählen. Von fundamentaler Bedeutung für die Funktionsfähigkeit ist dabei die Bitübertragungsschicht. Leider versagen jedoch herkömmliche Evaluierungsmethoden, da der PLC-Übertragungskanal nicht mit dem üblichen Modell eines AWGN-Kanals vergleichbar ist. Im Folgenden werden daher Möglichkeiten erläutert, die eine Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Bitübertragungsschicht verschiedener PLC-basierter Technologien ermöglichen. Zwar existieren in der Literatur umfangreiche Untersuchungen, die darauf abzielen den PLC-Übertragungskanal im Detail zu analysieren (z. B. [13], [14] und

[15]). Da dieser jedoch orts-, zeit- und frequenzvariant ist, ist es dennoch schwierig, ein geschlossenes verallgemeinertes Modell dieses Kanals zu finden, auf dessen Grundlage die Leistungsfähigkeit eines Systems zuverlässig bewertet werden kann. Gesicherte Erkenntnisse über eine Übertragungstechnologie setzen daher eine experimentelle Untersuchung voraus. Das Energieverteilnetz ist hierfür auf Grund der inhärenten Instationarität und Varianz der Parameter allerdings denkbar schlecht geeignet. Vielmehr müssen die Erkenntnisse unter reproduzierbaren Randbedingungen zustande kommen. Ein Kanalemulator [18] ist hierfür ideal geeignet, zumal in Kombination mit aus der Realität abgeleiteten Referenz-Szenarien.

Zusätzlich kann es nützlich sein, die Eignung eines Systems direkt am Niederspannungsnetz zu verifizieren, sofern gleichzeitig alle Informationen wie Störszenario und Übertragungsfunktion über die betreffende Übertragungsstrecke protokolliert werden. In diesem Fall muss also das Übertragungssystem um Diagnosefunktionalität erweitert werden. Abbildung 7.5 zeigt ein derartiges System, das neben der Datenübertragung direkt auch das Protokollieren zugehöriger Empfangssignale erlaubt. Dadurch können, falls Übertragungsfehler auftreten, die Ursachen für diese Fehler im Detail nachvollzogen werden. Zum Einen können diese Informationen herangezogen werden, um neue Referenz-Szenarien für einen Kanalemulator zu definieren. Zum Anderen kann ein derartiger Aufbau über die Systemverifikation hinaus auch zur Optimierung der Systemparameter herangezogen werden.

3 Zusammenfassung

Zwischen den eigentlichen Systemanforderungen für Anwendungen und Dienste in Smart Grids und der Realität bezüglich geeigneter PLC-Übertragungstechnologie herrscht eine gewisse Diskrepanz. Während auf der einen Seite durchaus interessante Anwendungsszenarien entstehen, herrscht auf der anderen Seite noch große Unsicherheit, in welchem Umfang PLC für Smart Grids einsetzbar ist. Zwar wäre die Power Line Communication aus Perspektive der Anwender ideal geeignet, die Herausforderungen und Fragen bezüglich der technischen Umsetzung sind jedoch noch nicht abschließend beantwortet. Dies scheint den Fortschritt bezüglich der Realisierung intelligenter Energieverteilnetze aktu-

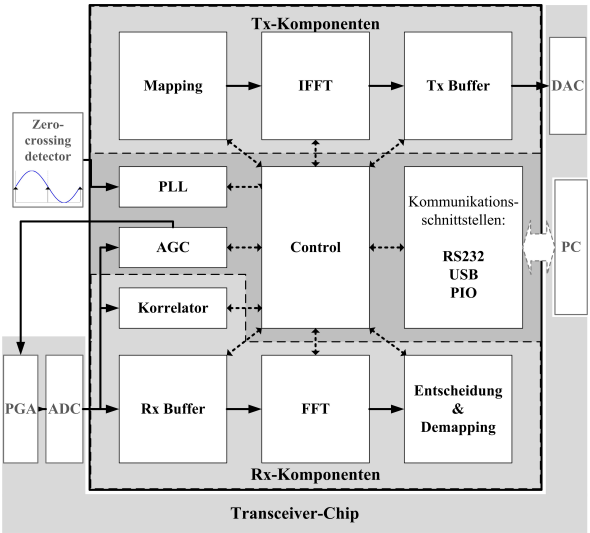


Abbildung 7.5: Struktur des Digitalteils eines PLC-Modems.

ell zu hemmen. Um die aktuelle Situation zu verbessern sind dringend neue Methoden zur Systemverifikation und -validierung notwendig. Zwei Möglichkeiten wurden aufgezeigt: Mit Hilfe eines Kanalemulators lassen sich verschiedene Technologien auf Ebene der Bitübertragungsschicht unter reproduzierbaren Randbedingungen vergleichen, wodurch eine Entscheidungsgrundlage zu Gunsten tatsächlich überlegener Technologien geschaffen werden kann. Bezüglich der Optimierung der Leistungsfähigkeit aktueller Systemansätze wurde die Möglichkeit vorgestellt, das eigentliche Kommunikationssystem um Diagnosefunktionen zu erweitern und somit die Anpassung der Systemparameter an reale Kanaleigenschaften zu ermöglichen.

In absehbarer Zeit sind sicherlich funktionsfähige und standardisierte Lösungen zu erwarten, auf deren Basis Dienste für Smart Grids flächendeckend mit Power Line Communication realisiert werden können. Die Realisierung hoher Datenraten in der Größenordnung von 100 kbit/s auf der Bitübertragungsschicht ist allerdings sehr unwahrscheinlich.

Literatur

1. E-Energy. [Online]. Available: http://www.e-energy.de
2. Projekt OPEN meter, „Deliverable D 1.1 – Report on the Identification and Specification of Functional, Technical, Economical and General Requirements of Advanced Multi-Metering Infrastructure, Including Security Requirements“, 2009.
3. Open Public Extended Network Metering. [Online]. Available: http://www.openmeter.com
4. K. Dostert, *Powerline-Kommunikation*. Franzis, 2000.
5. Projekt OPEN meter, „Deliverable D 2.2 – Assessment of Potentially Adequate Telecommunications Technologies – General Requirements and Assessment of Technologies“, 2009.
6. PRIME Consortium, „Draft Standard for Powerline-Related Intelligent Metering Evolution, Version 1.3“.
7. G. Deconinck, „An evaluation of two-way communication means for advanced metering in flanders (belgium)“, in *IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference (IMTC)*, May 2008, S. 900–905.
8. O. Franz *et al.*, „Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy)“, 2006.
9. *EN 50065 – Signalling on low voltage electrical installations in the frequency range 3 kHz to 148.5 kHz*, CENELEC Std., 1991.
10. ERDF, „PLC G3 physical layer specification“.
11. M. Götz, M. Rapp und K. Dostert, „Power line channel characteristics and their effect on communication system design“, *Communications Magazine, IEEE*, Vol. 42, Nr. 4, S. 78–86, Apr 2004.
12. H. Dai und H. Poor, „Advanced signal processing for power line communications“, *Communications Magazine, IEEE*, Vol. 41, Nr. 5, S. 100–107, May 2003.
13. K. Dostert, M. Zimmermann, T. Waldeck und M. Arzberger, „Fundamental properties of the low voltage power distribution grid used as a data channel“, *European Transactions on Telecommunications*, Vol. 11, Nr. 3, S. 297–306, 2000.
14. O. Hooijen, „A channel model for the residential power circuit used as a digital communications medium“, *Electromagnetic Compatibility, IEEE Transactions on*, Vol. 40, Nr. 4, S. 331–336, Nov 1998.

15. J. Bausch, T. Kistner, M. Babic und K. Dostert, „Characteristics of indoor power line channels in the frequency range 50 - 500 khz“, in *Power Line Communications and Its Applications, 2006 IEEE International Symposium on*, 0-0 2006, S. 86–91.

16. M. Zimmermann und K. Dostert, „Analysis and modeling of impulsive noise in broad-band powerline communications“, *Electromagnetic Compatibility, IEEE Transactions on*, Vol. 44, Nr. 1, S. 249–258, Feb 2002.

17. J. Proakis und M. Salehi, *Digital communications.* McGraw-hill New York, 1995.

18. M. Bauer, W. Liu und K. Dostert, „Channel emulation of low-speed PLC transmission channels“, in *IEEE International Symposium on Power Line Communications and Its Applications (ISPLC)*, 29 2009-April 1 2009, S. 267–272.