



Kommunikation als Schlüssel für künftige Effizienz der Netzführung

B.M. Buchholz
Siemens PTD
Freyeslebenstrasse 1, 91508 Erlangen
Tel.: (0172) 3233201, Fax: (09131) 734445
e-mail: drbuchholz@aol.com

P. Palensky
Envidatec GmbH
Veritaskai 3, 21079 Hamburg
Tel.: (040) 300857-0, Fax: -70
peter.palensky@envidatec.com

Zusammenfassung

Unser Energiesystem befindet sich im Umbruch. Zentralistische Strukturen werden zusehends von dezentralen, flachen Topologien unterstützt wenn nicht sogar abgelöst. Verteilte Erzeugung, oft mit stochastischem Verhalten, nimmt zu und erfordert ein Mehr an Koordination. Die dafür notwendige Kommunikationsinfrastruktur endet oft im Umspannwerk, die existierenden Technologien sind oft nicht in der Lage die Verteilnetzebene effizient einzubinden. Es ist nun aber das erklärte Ziel, verteilte Erzeugung wie auch den Endkunden für Systemdienstleistungen zu erschliessen. Der „missing link“ ist eine offene, standardisierte Kommunikationsinfrastruktur, die es ermöglicht Informationen zeitnah zu akquirieren (Messen, Empfangen von Meldungen) und getroffene Entscheidungen zuverlässig im System zu verteilen (Schaltbefehle, Fahrpläne, Tarife, etc.). Ein Mangel an Standards und Interoperabilität zwischen den einzelnen Netzebenen und auch innerhalb einer Netzebene hat zur Entwicklung von IEC 61850 geführt. Dieser Artikel gibt einen kurzen Einblick in die Möglichkeiten dieses Standards, der durch seine Offenheit, Firmenneutralität und Erweiterbarkeit dazu beiträgt, bei geringeren Engineering Kosten kommunikationstechnisch tiefer ins Energiesystem vorzudringen. Erstmals werden auch Anforderungen an Performance, Datenmengen, Nachrichtentypen und Geräte dargestellt.

Abstract

Our energy system is experiencing a change. Centralized structures are supported or even replaced by decentralized, flat topologies. Distributed generation, often with a stochastic behaviour, is increasing and generates the need for more coordination. The



necessary communication infrastructure typically ends in the main substations and the existing technologies are often not suitable to integrate members of the distribution grid. It is the goal to provide system services by using distributed energy sources as well as the end customer. The missing link is an open, standardized communication infrastructure that allows for acquiring data (measuring, receiving alarms, etc.) and for distributing decisions (commands, road maps, tariffs, etc.) in a real-time manner. A lack of standards and interoperability between and within the grid layers led to the development of IEC 61850. This article gives a short introduction into the possibilities of this standard, which helps to – in terms of communication – dig deeper into the grid by being open, vendor-neutral and extensible. Additionally, requirements for performance, message types, amounts of data and devices are given for the first time.

1. Künftige Herausforderungen an den Netzbetrieb

Liberalisierung, Unbundling sowie ein wachsender Anteil erneuerbarer und verteilter Erzeuger in der Energiebilanz sind die wesentlichen Herausforderungen für den Netzbetrieb der Zukunft. Wir müssen heute die Voraussetzungen schaffen, diese Herausforderungen so zu meistern, dass die gewohnte hohe Versorgungsqualität auch künftig unter wirtschaftlichen Bedingungen beibehalten wird.

In erster Linie bedeutet das, dass der hohe Anteil erneuerbarer und verteilter Erzeuger in ähnlicher Form wie die konventionellen Kraftwerke an den Systemdiensten teilnimmt. Immerhin hat die Europäische Union die Ziele gesetzt, dass bereits im Jahre 2010 22 % der Stromerzeugung von erneuerbaren Energiequellen kommt und das 18 % von KWK-Anlagen abgedeckt wird. Dabei sind in dieser Bilanz auch Energiequellen mit unsicherem, wetterabhängigem Dargebot enthalten, und so erfordern 40 % elektrische Energie von erneuerbaren und verteilten Erzeugern im „best case“ einen Beitrag von 60 % an der Spitzenlastabdeckung [BUCHHOLZ 2005]. Dementsprechend wird auch ein signifikanter Beitrag zu den Systemdiensten zwingend erforderlich.

Bild 1 zeigt die Übersicht von Systemdiensten und ihre Zuordnung zu Übertragung und Verteilung. Traditionell wird der Hauptteil der Systemdienste auf Übertragungsebene geleistet. In den Verteilnetzen wird durch Trafostufenregelung für die lokale Spannungsstabilität gesorgt und natürlich benötigen Verteilnetze ein Systemmanagement. Gegenwärtig werden aber bereits Systemdienste wie Primärreserve- und Minutenreservebereitstellung durch Anlagen in der Verteilebene bereitgestellt. Dazu betreibt z. B. die Saar Energie ein virtuelles Kraftwerk für Reserveleistung mit einer Vielzahl beteiligter kleiner Einheiten, deren Wirkung von einer zentralen Stelle aus gebündelt wird [STRESE 2006].



- Frequenzstabilität:**
- FP - Primärreserve (<30s)
 - FS –Sekundärreserve (< 5 Min.)
 - FM - Minutenreserve (7-15 Min.)
- P- Fahrplanmanagement:**
- PM – Leistungsbilanzierung & Regelung
- Spannungsstabilität:**
- UT – Trafostufenregelung
 - UQ - Blindleistungsregelung
- Wiederversorgung:**
- WS - Schwarzstartfähigkeit
 - WI - Inselbetrieb
- Systemmanagement:**
- SV – Sicherung Versorgungsqualität
 - SO – Betrieb und Assetmanagement

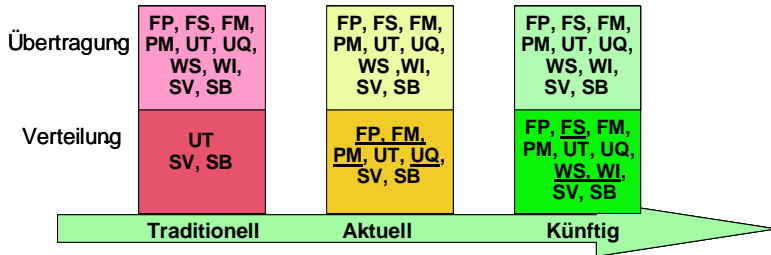


Bild 1. Systemdienste und ihre Zuordnung

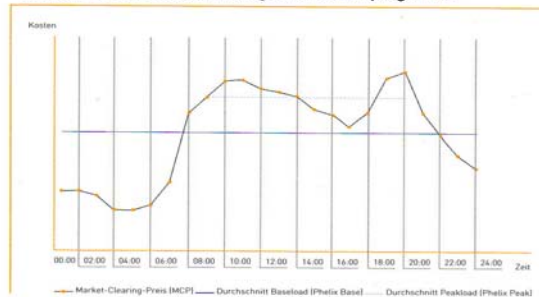
Darüber hinaus werden Fahrplanmanagement und Blindleistungsregelung durch verteilte und erneuerbare Erzeuger bereits im Rahmen von Pilotierungen praktiziert.

Einer breiten Nutzung dieser Möglichkeiten stehen allerdings das EEG und das KWKG-Gesetz entgegen, durch die allein die Quantität und nicht die Qualität der Erzeugerleistung honoriert wird.

In der Zukunft wird es für den sicheren Netzbetrieb unumgänglich, dass die verteilte und erneuerbare Erzeugung erweitert an Frequenzhaltung, Spannungsstabilität, Fahrplanmanagement teilnehmen sowie im Rahmen von „Microgrids“ Inselnetz- und Schwarzstartfähigkeit aufweisen.

Neben den Aufgaben des dezentralen Energiemanagements wird die Teilhabe der Endkunden an Liberalisierung des Energiemarktes erforderlich. Die heutige Tarifstruktur berücksichtigt nicht die über den Tagesverlauf sich verändernde Preissituation für Energie, wie sie beispielhaft in Bild 2 dargestellt ist.

Beispiel des Strompreisverlaufs über 24 Stunden
an der Europäischen Energiebörse Leipzig (EEX)



**Bild 2. Tagesverlauf
des Preises an der
Energiebörse**

Moderne digitale Zählertechnik wird es möglich machen, dass dynamische Tarife zur Anwendung kommen, indem der Endkunde auch die Information über den Preisverlauf erhält und seinen Leistungsabruf entsprechend einrichten kann.

Beide Aufgaben:

- dezentrales Energiemanagement zur Teilnahme an den Systemdiensten,
- dynamische Tarife zur Marktliberalisierung bis zum Stromkunden

erfordern Kommunikation bis in die Niederspannungsnetze hinein, der künftig aufgrund verteilter Erzeugung ja auch die Rolle als Erzeuger einnehmen kann.

Wenn aber Kommunikation die Verteilnetzebene abdeckt, so stellt sich die Frage, ob sie nicht auch für anderweitige Aufgaben des Verteilnetzmanagements genutzt werden kann. Die Antwort hierzu ist ein klares „Ja“, denn viele Aufgaben werden heute manuell durchgeführt, die mittels Kommunikation automatisiert werden können. Aus Kostengründen wurde in der Vergangenheit darauf verzichtet. Ein Beispiel ist die Fehlerortung und Wiederversorgung im offenen Ringnetz.

Bild 3 zeigt die Handlungen nach Fehlereintritt in einem solchen Netz.

Der Fehler tritt im Leitungsabschnitt zwischen den Ortsnetzstationen b und c auf. Zunächst löst der Schutz im Umspannwerk aus und schaltet den betroffenen Leitungszug bis zur Ortsnetzstation d, in der die Trennstelle zum benachbarten Leitungszug normal offen gehalten wird, komplett aus (1). Nach herkömmlichem Vorgehen fährt nun Betriebspersonal die Ortsnetzstationen ab und prüft die Anzeigen der Kurzschlussstromanzeiger. Dadurch wird der betroffene Abschnitt detektiert und abgeschaltet (2.1 und 2.2). Im nächsten Schritt wird die Trennstelle in d (3) geschlossen und die Leitung im Umspannwerk wieder eingeschaltet. Auf diese Weise sind alle Ortsnetzstationen wieder versorgt. Der gesamte Vorgang erfordert nach herkömmlicher Art 1-2 Stunden.

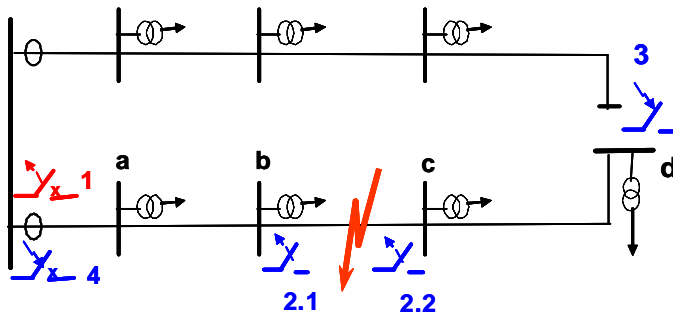


Bild 3. Störungsmanagement im offenen Ringnetz

Kommunikation im Verteilnetz ermöglicht die Fernauslesung der Kurzschlussstromanzeiger sowie die Fernsteuerung der Trenner in den Ortsnetzstationen.

Die Wiederversorgung kann so bereits innerhalb von Minuten erfolgen. Auf diese Weise kann die Kommunikation einen erheblichen Beitrag zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit leisten, denn immerhin 98 % aller Versorgungsunterbrechungen haben ihre Ursache in den Verteilnetzen.

2. Perspektiven der Kommunikation in elektrischen Netzen

Kommunikation besteht heute im elektrischen Netz innerhalb eines Umspannwerks, zwischen Umspannwerken des 110 kV- Netzes und regionalen Netzleitstellen, zwischen Netzleitstellen und Control Center des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB CC) sowie zwischen den Umspannwerken des Übertragungsnetzes und dem ÜNB CC wie in Bild 4 dargestellt. Die Verteilnetzebenen Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) sind derzeit nicht in das Kommunikationssystem einbezogen.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass die Kommunikationsprotokolle nicht nur in den verschiedenen Ebenen, sondern auch für unterschiedliche Betriebsmittel verschieden sind. Es wird also auf jeder Ebene sowie von den Primär- und Sekundärgeräten jeweils eine andere „Sprache“ gesprochen. Das hat einerseits historische Hintergründe, da der Bedarf nach Kommunikation schneller entstanden ist, als relevante Standards entwickelt werden konnten. So sind heute auf der Ebene UW- Netzleitstelle- ÜNB CC hersteller-spezifische Protokolle wie Indactic, Sinaut, Telegyr und andere im Einsatz.

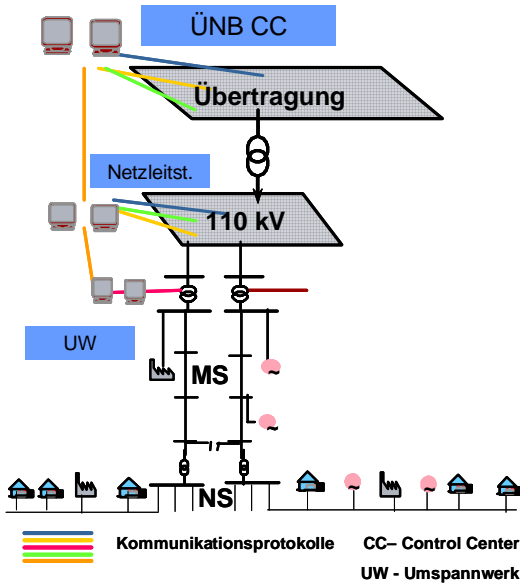


Bild 4. Aktuelle Kommunikationsstruktur im elektrischen Energieversorgungssystem

Der erste IEC- Standard für die Kommunikation vom UW zur Netzleitstelle/ ÜNB CC wurde 1994 offiziell verabschiedet als IEC 60870-5-101 [IEC 1995]. Er gibt den Rahmen für die Kommunikation der Daten vor, die Bedeutung der Dateninhalte ist allerdings mittels Engineering festzulegen. „Plug und Play“ ist somit nicht möglich. Diesen Nachteil hat der Kommunikationsstandard IEC 60870-5-103 für Schutzinformationskommunikation innerhalb des UW ausgeglichen [IEC 1997]. Er legt feste Nummern für Schutztypen und Informationen fest - allerdings in begrenztem Umfang mit Erweiterungsoptionen im herstellerprivaten Bereich. Damit fehlt eine Flexibilität bei neuen Anforderungen.

Der neueste Standard IEC 61850 [IEC 2004] umgeht alle diese Mängel. Er basiert auf generischer objektorientierter Datenmodellierung. Er erlaubt so die Breite der heutigen Anforderungen abzudecken und ist gleichzeitig offen für künftige Aufgaben.

Für ein künftiges Kommunikationssystem zur Betriebsführung elektrischer Netze sind somit wie in Bild 5 dargestellt zwei wesentliche Anforderungen umzusetzen:

- **Die Kommunikation ist bis zu den Stromkunden in der Niederspannungsebene zu führen.**
- **Einheitliche Datenmodelle und Dienste auf allen Ebenen sowie für alle Betriebsmittel sind Voraussetzung für Konsistenz und Wirtschaftlichkeit der Kommunikation.**

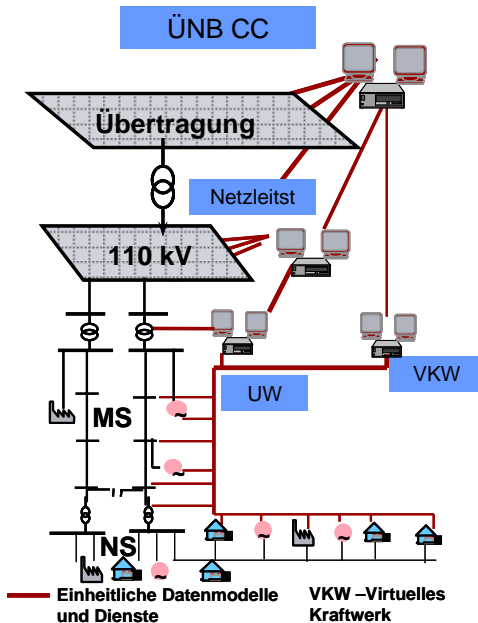


Bild 5. Zielstruktur des Kommunikationsnetzes für Energieversorgungssysteme

Eine zusätzliche Leitfunktion wird das virtuelle Kraftwerke (VKW) erlangen. Es poolt eine Reihe von aktiven Netzteilnehmern wie Erzeuger, Speicher und steuerbare Lasten, erstellt gemeinsame prognosebasierte Fahrpläne und sorgt durch on-line Optimierungen für die Einhaltung der Fahrpläne, indem Prognoseabweichungen durch fluktuierende Erzeuger anderweitig kompensiert werden.

3. Aufgaben der Kommunikation auf Verteilnetzebene und Performance

Die Inhalte der Kommunikation im Verteilungsnetz sind im Wesentlichen identisch mit den im Umspannwerk kommunizierten Informationstypen. Allerdings können die Anforderungen an die Performance großzügiger ausgelegt werden. Das „Netzwerk Energie und Kommunikation“ hat diesbezüglich für die einzelnen Informationsobjekte Mindestlatenzzeiten definiert:

- | | |
|--------------------------|-----|
| • Befehl mit Rückmeldung | 2 s |
| • Statusinformation | |
| - Störungsmeldung | 1 s |
| - Betriebsmeldung | 5 s |
| • Sollwert setzen (P,Q) | 2 s |
| • Messwerte | 2 s |



- Zählwerte 2 s
- Tagesprofil (P,Q - 96 Viertelstundenwerte) 20 s
- Parameter setzen 10 s
- Störschriebe 1 Minute

Allerdings sind die Anforderungen der Kommunikationsteilnehmer an die zu kommunizierenden Inhalte sehr unterschiedlich. Es wird abhängig von der Bedeutung eines Teilnehmers sowie von der Steuerbarkeit seiner Leistungserzeugung zu entscheiden sein, welche Kommunikationsinhalte jeweils zur Anwendung kommen.

Alle Teilnehmer, auch passive Lasten, werden künftig ihre Zählerdaten kommunizieren. Damit werden verschiedene Ziele erreicht.

Zunächst ist die Kommunikation der Zählwerte Voraussetzung für die Einführung dynamischer Tarife. Sie ermöglicht aber auch gleichzeitig eine Automatisierung und Rationalisierung des gesamten Abrechnungsprozesses bis hin zur Kommunikation der Rechnungsbeträge.

Darüber hinaus dient die viertelstündliche Erfassung der Zählwerte einer verbesserten Prognose und sowie der Anpassung der verteilten Erzeugung. bzw. des Lastmanagements an den Fahrplan. Sie bildet so die Voraussetzung für das Energiemanagement des virtuellen Kraftwerks.

Weiterhin werden Statusinformationen für alle aktiven Teilnehmer im Verteilungsnetz benötigt. Sie geben Auskunft über Störungen und den Betriebszustand der Anlage.









Alle weiteren Informationstypen kommen nur nach Bedarf zur Anwendung.

Beispielsweise macht es keinen Sinn, für Photovoltaikanlagen oder kleine Brennstoffzellen Sollwerte zur Leistungskorrektur zu kommunizieren. Ihre Leistungsgröße ist einmal zu gering, um wesentliche Steuerwirkung zu erzielen, andererseits ist auch die Steuerbarkeit selbst nicht flexibel genug. Ähnlich verhält es sich bei Windanlagen. Hier kommt zwar eine Leistungsbeschränkung zur Anwendung (unbedingt bei großen Anlagen, fakultativ bei kleineren), damit Engpässe im Netz vermieden werden. Die Vorgabe eines Tagesprofils aber macht bei Windanlagen keinen Sinn.

In Tabelle 1 sind diese Überlegungen zusammengefasst.



**Tabelle 1: Zuordnung von Informationsobjekten zu Anlagentypen
(O- obligatorisch, F - fakultativ)**

Anlage	Leistung	Zählwert	Status Inform.	Befehl	Sollwert	Sollprofil	Störschrieb	Parameter
 Photovoltaik	1-50 kW	O	F	-	-	-	-	-
 Brennstoffzelle	1-50 kW	O	F	-	-	-	-	-
 Speicher	0.1-10 MW	O	O	O	O	F	F	F
 Windparks	0.6-100 MW	O	O	O	F	-	F	F
 Windparks	> 100 MW	O	O	O	O	-	F	F
 KWK -Bi o/ fossil	0.5- 50 MW	O	O	O	O	F	F	F
 Lastmanagement	> 50 MW	O	O	O	O	O	F	F
 Lastmanagement	0.01- 100 MW	O	-	O	-	-	-	-

Prinzipiell ist die Kommunikation von Störschrieben oder Parametern möglich, aber dem Betreiber entsprechend seiner Betriebsphilosophie freigestellt.

Beim Konzipieren der Kommunikationsnetze ist davon auszugehen, dass im Normalfall die Übertragung der Zählerdaten die Grundlast darstellen und einmal am Tage die Profile zu kommunizieren sind. Sollwerte sind dann zu übertragen, wenn die Tagesprofile online zu korrigieren sind. Befehle und Statusinformationen kommen im Normalfall selten vor. Dafür können aber im „Worst Case“, d. h. in Störungssituationen Meldungsschwallen auftreten, die auch in vertretbarer Zeit von einigen Sekunden über das Kommunikationsnetz zu übermitteln sind.

Um einerseits allen Anforderungen an die Kommunikation gerecht zu werden und andererseits eine Überdimensionierung des Kommunikationsnetzes zu vermeiden wurde ein mathematisches Modell für die optimale Auslegung entwickelt [BLEY 2003], das die in diesem Abschnitt genannten Voraussetzungen berücksichtigt.

4. Nutzung der Infrastruktur in Verteilungsnetzen

Das Fehlen von Kommunikationsmöglichkeiten im Verteilnetz hat wirtschaftliche Gründe. Der Aufbau und Unterhalt eines Kommunikationsnetzes nur um zum Beispiel selten vorkommende Versorgungsunterbrechungen schneller zu beseitigen, rechnet sich nicht. Erst das dezentrale Energiemanagement und die dynamische Tarifeinführung bringen Bewegung in Richtung Kommunikationserfordernis für Verteilnetze.



Aber auch hier wird es unumgänglich, nach wirtschaftlichen Kriterien zu entscheiden und nach Möglichkeit vorhandene Infrastruktur für Kommunikationsaufgaben zu nutzen.

Das kann einerseits durch Nutzung vorhandener Providerdienste geschehen - dort wo Festnetzanschlüsse vorhanden sind zum Beispiel über ISDN oder DSL-Internetanschluss. Bei entfernten Anlagen ist auch Funk (Mobilfunk, Richtfunk) eine Alternative. Neue Möglichkeiten erschließen sich durch Kommunikation über das Stromnetz mittels Distribution Line Carrier (DLC). Hierzu gibt es bereits wettbewerbsfähige Lösungen am Markt [HAMPEL 2006].

Am Beispiel des Referenzverteilungsnetzes des „Netzwerks Energie und Kommunikation“ wurde nachgewiesen, dass DLC für die dabei vorliegenden Bedingungen den meisten Kommunikationsteilnehmer die wirtschaftlichste Lösung bietet [BUCHHOLZ 2005]. Die Investitionen für DLC umgerechnet auf eine 6-Jahresamortisationszeitraum und umgelegt auf alle Teilnehmer führen zu einer vergleichbaren Flatrate von 1,60 € monatlich. Gegenwärtig liegt das günstigste Angebot eines Providers etwa achtfach über diesem Wert.

Die künftigen Kommunikationsnetze in Verteilungsnetzen werden sich also aus den unterschiedlichsten physikalischen Kommunikationsmedien zusammensetzen. Wie ist das vereinbar mit der Forderung nach vereinheitlichter, standardisierter Kommunikation?

IEC 61850 gibt mit seinem Referenzmodell für die Schichten der ISO/OSI- Kommunikationsstruktur die Antwort: Wichtig ist, dass die Dateninhalte konsistent erhalten werden und dass die Dienste auf allen Ebenen in gleicher Form mit ihren Empfangsquittierungen und standardisierten Aktionsfolgen ablaufen. Das Transportmittel muss dabei frei wählbar sein - was sich vor allem in der physikalischen Schicht und der Verbindungsschicht ausdrückt. Bild 6 stellt diese Verhältnisse dar.

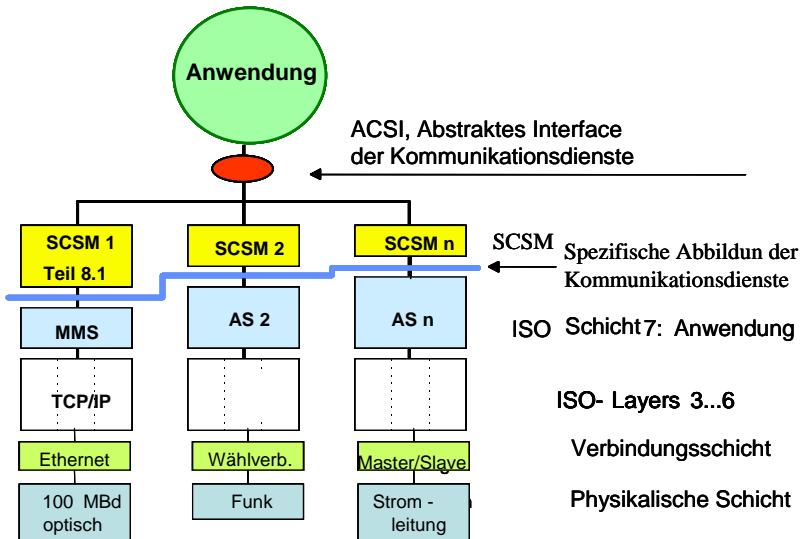


Bild 6. IEC 61850- Referenzmodell mit unterschiedlicher Schichtenbelegung

Bild 6 drückt hier die prinzipielle Möglichkeit der Varianz anhand von Beispielen aus.

Diese Darstellung sagt aus, dass zwischen Applikation und Kommunikation eine Zwischenschicht gelegt ist - das abstrakte Interface für die Kommunikationsdienste (ACSI). Im ACSI werden die Grundsätze der Datenmodellierung und der abzulaufenden Dienste abstrakt definiert. Mittels spezifischer Abbildung können unterschiedliche Kommunikationsverfahren in das Kommunikationsprotokoll eingebunden werden, wobei das ACSI für Konsistenz und Einheitlichkeit der Datenmodelle und Dienste sorgt. Die Schichten des ISO/OSI- Modells können so unterschiedlich belegt werden.

In unserem Beispiel ist links die Ausprägung des Teils 8.1 für die Kommunikation im Umspannwerk gezeigt: mit MMS in der Anwenderschicht (Manufacturing Message System), TCP/IP Adressierung sowie optischem Ethernet mit 100 MBit/s.

Andere Ausprägungen können mittels einer Funkwählverbindung oder mittels DLC und einem Master - Slave - Verfahren (Polling) gestaltet werden. Das Modell ist flexibel für weitere Variationen und somit geeignet, Kommunikationsnetze mit den unterschiedlichsten physikalischen Medien zu unterstützen.

Dementsprechend orientiert das „Netzwerk Energie und Kommunikation“ auf die Anwendung der Datenmodelle und Dienste von IEC 61850 auf allen Kommunikationsebe-



nen des elektrischen Energieversorgungssystems und hat dazu die entsprechenden Handlungsempfehlungen an IEC entwickelt.

5. Anforderungen an die Gerätetechnik

Für die verteilten und erneuerbaren Erzeuger werden je nach Leistungsgröße unterschiedliche Geräte zum Einsatz kommen.

Gemäß Tabelle 1 sind Zähler mit moderner Kommunikation für alle Teilnehmer im Netz erforderlich. Damit zum Beispiel im Falle einer Photovoltaikanlage, von der auch Störungs- und Zustandsmeldungen erfasst werden sollen, nicht zwei unterschiedliche Geräte für die Kommunikation zum Einsatz kommen müssen, ist es zu empfehlen, dass die künftigen Zähler auch 2 bis 5 Meldungen erfassen und übertragen können.

Ein größere Menge an Informationspunkten erfordert den Einsatz kleiner Fernwirkgeräte, die in der Regel 10-20 Meldungen, 1-5 Messwerte, 1-2 Sollwertausgaben sowie 2-8 Befehle abdecken können.

Kleine Anlagen verfügen über in die Steuerung integrierte Schutzfunktionen oder nutzen low end - Schutzgeräte, die in der Regel nicht kommunikationsfähig sind.

Bei den mittleren Anlagen (>1 MW) macht die Kommunikation von Schutzinformationen Sinn. Daher werden hierfür kommunikationsfähige Schutzgeräte empfohlen, die auch im low end - Bereich am Markt verfügbar sind.

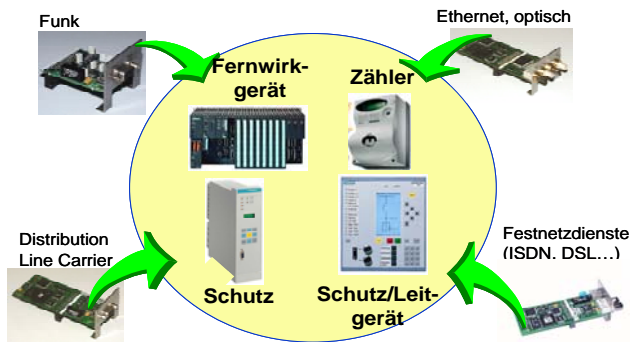


Bild 7. Geräte mit variabler Kommunikationsanbindung

Bild 7 stellt die oben beschriebene Gerätetechnik vor.

Größere Anlagen (>10 MW) haben einen deutlich höheren Bedarf an Leit- und Schutzfunktionen. Hier sind kombinierte Schutz- und Leitgeräte besonders geeignet, die ein größeres Mengengerüst an Meldungen, Messwerten, Befehlen und Sollwerten im Ver-



gleich zu den Kleinfernwirkgeräten bieten sowie ein anspruchsvolles Schutzportfolio beinhalten.

Derartige Geräte sind derzeit in breiter Palette am Markt verfügbar. In der Regel bieten sie auch eine kommunikationstechnische Anbiertung an. Allerdings ist die Kommunikation zumeist fest im Gerät verankert. Wird eine andere Art der Kommunikation benötigt, muss das gesamte Gerät ausgewechselt werden.

Dieser Nachteil kann umgangen werden indem die Kommunikation auf austauschbaren „Plug-in Modulen“ wie in Bild 7 gezeigt implementiert wird.

In diesem Falle kann das gleiche Gerät in einem Kommunikationsnetz mit unterschiedlichen Kommunikationskanälen wie Funk, DLC, Ethernet oder Festnetz eingesetzt werden. Diese Anforderung ist eine weitere Voraussetzung für den wirtschaftlichen Aufbau von Kommunikationsnetzen bis zum Niederspannungs- Stromkunden.

6. Literatur

- /BUCHHOLZ 2005/ Netzwerk Energie- und Kommunikation - Kommunikation im Verteilnetz. 10. Kasseler Symposium „Energy systems technology 2005“, Kassel, 10.-11. November 2005
- /STRESE2006/ Neue Chancen in Regelenenergiemärkten mit virtuellen Kraftwerken. VWEW Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“, Fulda, 7.-8. Juni 2006-09-0
- /IEC 1995/ IEC 60870-5-101. Fernwirkeinrichtungen und Systeme. Teil 5 Übertragungsprotokolle - Hauptabschnitt 101. Anwendungsbezogene Norm für grundsätzliche Fernwirkaufgaben. Deutsche Fassung EN 60870--5-101:1996
- /IEC 1997/ IEC 60870-5-103. Fernwirkeinrichtungen und Systeme. Teil 5 Übertragungsprotokolle - Hauptabschnitt 103. Anwendungsbezogene Norm für die Informationsschnittstelle von Schutzeinrichtungen. Deutsche Fassung EN 60870-5-103:1998
- /IEC 2004/ IEC 61850 Parts 1-10. Communication networks and systems in substations. IEC 61850-1...10:2003/2004 (E)
- /BLEY 2003/ Planung kostenoptimaler Informations- und Kommunikations-Infrastrukturen. 8. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Energie und Kommunikation, Kassel, 2003.
- /HAMPEL 2006/ Kommunikation über die Verteilnetze - eine wirtschaftliche Lösung für die Zukunft. VWEW Fachtagung „Smart Grids - der Beitrag virtueller Kraftwerke zur nachhaltigen Energieversorgung“, Fulda, 7.-8. Juni 2006-09-0