

Die approbierte Originalversion dieser Diplom-/Masterarbeit ist an der
Hauptbibliothek der Technischen Universität Wien aufgestellt
(<http://www.ub.tuwien.ac.at>).

The approved original version of this diploma or master thesis is available at the
main library of the Vienna University of Technology
(<http://www.ub.tuwien.ac.at/englweb/>).

Diplomarbeit

Leittechnik im Spannungsfeld Smart Grids und energieaktive Siedlungen

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines
Diplomingenieurs unter der Leitung von

o.Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner

und

Dipl.Ing. Markus Heimberger

am

E370

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Eingereicht an der Technischen Universität Wien
Fakultät für Elektrotechnik

von

Tobias Seidl, BSc.

Matr. Nr.: 0425897

Grundlosestraße 48B, 5111 Bürmoos

Bürmoos, August 2011

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Kurzfassung	v
Abstract	vii
1 Leittechnik	1
1.1 Definition	1
1.2 Unterteilung	2
1.3 Entwicklung	3
1.3.1 Topologien	3
1.3.2 Entwicklungsschritte	6
1.4 Komponenten	7
1.4.1 Sensoren und Aktoren	8
1.4.2 I/O-Komponenten	11
1.4.3 Kommunikation	12
1.4.4 Datenverarbeitung und Mensch-Maschine-Schnittstelle	14

INHALTSVERZEICHNIS

2	Produktionsleittechnik	22
3	Gebäudeleittechnik	24
4	Verkehrsleittechnik	26
5	Netz- und Kraftwerksleittechnik	28
5.1	Regelungsaufgaben	29
5.2	Betriebsarten eines Kraftwerks	30
5.2.1	Turbinenbetrieb	31
5.2.2	Pumpbetrieb	31
5.2.3	Phasenschieberbetrieb	32
5.3	Eigenbedarf	32
5.4	Schutz	33
5.4.1	Entwicklung	33
5.4.2	Verriegelungen	34
5.4.3	Synchrocheck	34
5.4.4	Allgemeine Schutzfunktionen	35
5.4.5	Adaptiver Schutz	36
5.5	Fernwirken	37
5.6	Systeme am Markt und Beispiele	38

INHALTSVERZEICHNIS

6	Smart Grids	40
6.1	Definition	40
6.2	Gründe für Smart Grids	41
6.3	Beschreibung	42
6.3.1	Smart Metering	44
6.3.2	Smart Home	46
6.3.3	Siedlungen der Zukunft	47
7	Herausforderungen für die Leittechnik	51
7.1	Aufgaben	52
7.1.1	Energiemanagement	54
7.1.2	Speicher- und Backupmanagement	58
7.1.3	Micro-Grid-Management	58
7.2	Schwierigkeiten	59
7.2.1	Datenqualität und Datensicherheit	60
7.2.2	Versorgungsqualität	60
7.2.3	Spannungserhöhungen	61
7.2.4	Unsymmetrien	63
7.2.5	Preis	63
7.2.6	Platz	64
7.2.7	Gleichzeitigkeit	64

INHALTSVERZEICHNIS

7.3	Lösungsansätze	66
7.3.1	Philosophie	66
7.3.2	Demand Response	67
7.3.3	Virtuelle Kraftwerke	69
7.3.4	Kommunikation	70
7.3.5	Aktive Verteilnetze	71
7.3.6	Blindleistungsregelung	77
7.3.7	Finanzierung	77
7.3.8	Selbstorganisierende Strukturen	78
7.3.9	Standardisierung	84
7.4	Projekte	84
8	Zusammenfassung	89
9	Abkürzungsverzeichnis	92
	Literaturverzeichnis	94
	Abbildungsverzeichnis	99

Kurzfassung

Ohne Leittechnik wäre unser Leben in der heutigen Form nicht denkbar. Die Leittechnik betrifft viele Bereiche des täglichen Lebens sowohl in öffentlichen als auch in privaten Bereichen wie Gebäuden, Verkehr, Produktion von Gütern, Energieversorgung. Im ersten Teil der Arbeit wird beschrieben, was Leittechnik ist und wie sie sich entwickelt hat. Weiters werden die dafür notwendigen Komponenten dargestellt. Im nächsten Abschnitt werden Produktionsleittechnik, Gebäudeleittechnik und Verkehrsleittechnik beschrieben. Um sich ein umfassendes Bild einer leittechnischen Anlage machen zu können, wird danach die Netzleittechnik am Beispiel der Kraftwerksleittechnik detailliert erläutert. Dazu werden zuerst die Regelungsaufgaben im elektrischen Netz erläutert. Die Betriebsarten eines Kraftwerks, Eigenbedarfs-, Schutzaufgaben runden dieses Bild ab. Als immer wichtiger werdender Teilaspekt der Kraftwerksleittechnik wird die Fernwirktechnik dargestellt. Zum Schluss werden aktuelle Systeme am Markt mit den entsprechenden Referenzanlagen beschrieben.

Im anschließenden Teil beschäftigt sich die Arbeit mit dem Thema *Energieautarke Siedlungen* und *Smart Grids*. Zunächst wird beschrieben, was der Begriff Smart Grids bedeutet. Es werden die Gründe für die Entwicklung von aktuellen elektrischen Netzen zu Smart Grids beschrieben, sowie auf die Bestandteile wie Smart Metering, Smart Home und Siedlungen der Zukunft eingegangen. Im nächsten Schritt werden die Herausforderungen durch die derzeitigen Entwicklungen bei den elektrischen Energiesystemen

Kurzfassung

an die Leittechnik dargestellt. Dabei werden zuerst die zukünftigen und zusätzlichen Aufgaben der Leittechnik beschrieben und mit Referenzen auf die Aufgaben danach die Schwierigkeiten bei der Entwicklung zu Smart Grids dargestellt. Im letzten Schritt werden die Lösungsansätze für die gestellten Aufgaben und Probleme skizziert. Als Abschluss sollen laufende Projekte in diesem Bereich vorgestellt werden.

Abstract

Without process control systems we could not live our life as we are used to do now. Process control systems are needed in many areas of our daily life, as well in public as in private belongings, such as buildings, traffic and transport, production of goods and energysupplyment. The first part of the present diploma thesis describes what process control systems are, how they were developed and all the components needed to build a process control system. In the next part production-, building- and traffic-control-systems will be presented. Control systems for the electric grid and for electrical energy production in power stations will be shown in detail in the following chapter. Here the control tasks, operation modes, tasks for selv-consumption and for protection shall be specified.

The next part describes energy-autarkic settlements and smart grids. At first, the diploma thesis will show what smart grids are. The reasons for the development and the components like smart meters, smart homes and future-settlements will be shown. The following step specifies the challenges for the control systems, brought from the current developments in electric grids. Here shall future and additional assignments of control systems be shown. At next, the difficulties to meet these assignments will be specified. The last part describes possible solutions to cope with the difficulties and to fulfill all the tasks. As a conclusion, current development projects will be presented.

Danksagung

“Keine Schuld ist dringender als die, Dank zu sagen.”

Marcus Tullius Cicero (*03.01.106 v. Chr.; †07.12.43 v. Chr.)

Während des Studiums und der Erarbeitung der vorliegenden Diplomarbeit haben mich viele Personen begleitet und unterstützt. Dafür möchte ich mich ganz herzlich bedanken.

Zuerst möchte ich mich bei em.Univ.-Prof. Dr.-Ing. Günther Brauner bedanken, der mir die Möglichkeit zur Erstellung dieser Arbeit am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe gegeben hat.

Dank gilt Dipl.-Ing. Markus Heimberger für die freundliche und tatkräftige Unterstützung, die mich bei der Ausarbeitung der Diplomarbeit immer wieder einen Schritt weitergebracht hat.

Frau Mag. Melanie Kriegseisen-Peruzzi danke ich für ihre wertvollen Korrekturvorschläge.

Weiters danke ich meinen Eltern, dass sie mir dieses Studium ermöglicht und mich all die Jahre, in welcher Form auch immer, unterstützt haben.

Besonderer Dank gilt meiner Ehefrau Sarah und meinen beiden Kindern Nora und Emil, die mit viel Geduld meine Launen während des Studiums ertragen haben. Für euer Verständnis und all die Liebe und Unterstützung, die ihr mir in all den Jahren entgegengebracht habt, ein herzliches Dankeschön.

1 Leittechnik

1.1 Definition

Für das Verständnis des Begriffes Leittechnik ist es essentiell, den Begriff eines Prozesses zu definieren. Die Definition nach DIN66201 lautet

“Ein Prozess ist eine Gesamtheit von aufeinander einwirkenden Vorgängen in einem System, durch die Materie, Energie oder Information umgeformt, transportiert oder gespeichert wird. Ein technischer Prozess ist ein Prozess, dessen physikalische Größen mit technischen Mitteln erfasst und beeinflusst werden.”

Die Definition kann nun weiter spezifiziert werden, so dass man unter einem technischen Prozess einen Vorgang versteht, bei dem ein Anfangszustand mittels technischer Systeme in einen Endzustand übergeführt wird. [Fel01, S.26] Die Leittechnik beinhaltet nun sämtliche Methoden, Verfahren und Einrichtungen zur Führung solcher technischer Prozesse. Die zu kontrollierenden Prozesse werden von der Leittechnik zwischen unterschiedlichen Systemzuständen hin- und hergeführt. Dabei ist es nicht maßgeblich, nur den Zielzustand zu erreichen, auch die gewählte Systemtrajektorie und die dafür benötigte Zeit ist zu betrachten und zu beeinflussen. Weiters sind von der Leittechnik diverse sicherheitstechnische Funktionen zu erfüllen. Eine weitere Grundfunktion ist die Interaktion mit dem Benutzer und dessen Einbindung, um die Einwirkung des Menschen auf den Prozess zu ermöglichen

und ihm auch die notwendigen Systeminformationen und Systemparameter mitzuteilen. Diese sogenannte Prozessleittechnik bekam durch die Verallgemeinerung des Begriffes Prozess auf Unternehmensvorgänge weitere Bedeutungsaspekte. Man unterscheidet heute die Prozessleittechnik im weiteren Sinne als alle Leitvorgänge und Systeme zur Gewinnung, Verarbeitung und Nutzung von Information im Unternehmensvorgang und die Prozessleittechnik im engeren Sinne als die technischen Leitaufgaben und Einrichtungen auf der operativen Ebene. [FB04, S.245]

1.2 Unterteilung

Die Prozessleittechnik lässt sich je nach Blickwinkel unterschiedlich einteilen. Felleisen unterteilte die Leittechnik folgendermaßen: [Fel01, S.44]

- Produktionsleittechnik
 - Verfahrensleittechnik
 - Fertigungsleittechnik
- Netzleittechnik
- Gebäudeleittechnik
- Verkehrsleittechnik

Daraus ist ersichtlich, dass die Leittechnik in einer Vielzahl von Einsatzgebieten eine bedeutende Rolle spielt.

1.3 Entwicklung

1.3.1 Topologien

Am Beginn der leittechnischen Entwicklung stand, wie in Abbildung 1.1 zu sehen, die Einzelgerätetechnik oder manuelle Prozessführung, bei der jeder Teilprozess mit seiner eigenen Steuereinheit verbunden war. Gegenüber modernen Leittechnikeinrichtungen waren tiefgehende Kenntnisse der Anlage und der Anlagenprozesse notwendig, um den Gesamtprozess zu überwachen und zu beeinflussen. Der Grund dafür liegt darin, dass bei dieser Technik jeder Aktor eigens manipuliert werden musste, es konnten keine komplexen Befehle per Knopfdruck erteilt werden. [FB04, S.249]

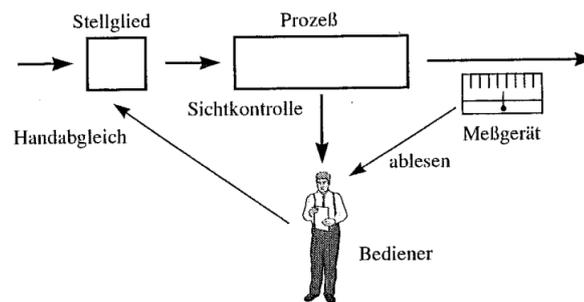


Abbildung 1.1: manuelle Prozessführung [Fel01, S.46]

In der teilautomatisierten Prozessführung (Abbildung 1.2) wurden Automatisierungsgeräte wie programmierbare Steuerungen oder Regler eingesetzt. Diese übernahmen Aufgaben des Bedieners vor Ort. Der Bediener musste nur mehr einen Sollwert vorgeben, alles Weitere erledigte das Automatisierungsgerät. Ein Überwachen oder Beeinflussen des Gesamtprozesses von einer Leitwarte aus war auch mit dieser Topologie nicht möglich. [Fel01, S.47]

1 Leittechnik

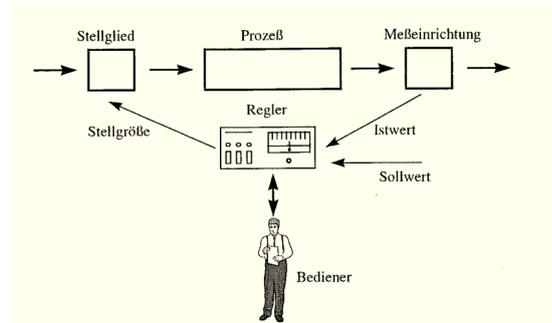


Abbildung 1.2: teilautomatisierte Prozessführung [Fel01, S.47]

Diese Vision vom Kontrollieren und Bedienen des Gesamtprozesses führte zur Entwicklung der Topologie mit einem zentralen Prozessrechner. Damit erreichte man, dass nun von einer Leitwarte wie in Abbildung 1.3 aus ein Überwachen und Beeinflussen der gesamten Anlage möglich war.



Abbildung 1.3: moderne Leitwarte [Hor10]

Allerdings musste jede Sensor- und Aktorleitung zum zentralen Prozessrechner geführt werden und ein unerwarteter Ausfall dieses Prozessrechners konnte fatale Folgen haben. Diese möglichen Konsequenzen mussten mit zusätzlichen Schutzmaßnahmen verhindert oder zumindest entschärft werden. In den 70er-Jahren des 20. Jahrhunderts wurde durch die Entwicklungen in der Mikroprozessortechnologie der erste Schritt in Richtung Dezentralisierung ermöglicht. Dabei übernehmen viele intelligente, prozessnahe Komponenten gemeinsam die Aufgaben des Zentralrechners und machen diesen so obsolet. Prozessferne Komponenten übernehmen übergeordnete Aufgaben wie Koordination und Planung. Der Vorteil dieser Topologie liegt in der deutlichen Reduktion des Verkabelungsaufwandes und in einer Flexibilisierung der Anlage. Beide der genannten Punkte bedeuten für den Anlagenbetreiber eine Kostensenkung.

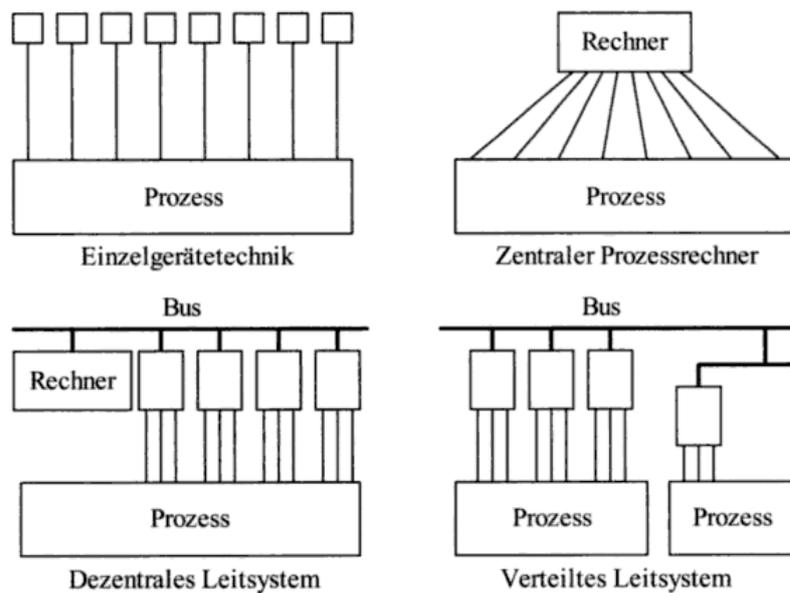


Abbildung 1.4: Leittechniktopologien [FB04, S.250]

Die weitere Entwicklung führte zu immer leistungsstärkeren dezentralen Modulen. Diese können auf den entsprechenden Prozess spezialisiert werden und auch ohne Änderung des gesamten Leittechnikprogramms gegen Alternativprodukte ausgetauscht werden. Für die nahe Zukunft ist in diesem Bereich eine weitere Entwicklung in Richtung verteilter Leitsysteme mit intelligenten Feldgeräten und offener Architektur zur freien Erweiterbarkeit zu erwarten. [FB04, S.249] In der Abbildung 1.4 sind die beschriebenen Topologien dargestellt.

In aktuell geplanten und zu errichtenden Anlagen sind die Einbusarchitektur und die Serverarchitektur dominierend. Bei der Einbusarchitektur sind alle Input/Output (I/O)-Komponenten und die Bedien- und Beobachtungsstationen an einen gemeinsamen Bus angeschlossen. Bei der Serverarchitektur sind zwei Bussysteme aufgebaut. Über den Systembus kommunizieren die prozessnahen Komponenten mit dem Server und der Terminalbus verbindet die Bedien- und Beobachtungsstationen mit dem Server. Der Server übernimmt zyklisch die Prozess- und Bediendaten und gibt sie an die jeweils andere Seite weiter.

1.3.2 Entwicklungsschritte

- 1915: Beobachten der Messgrößen und Bedienung des Prozesses vor Ort
- 1930: Ablesen der Messwerte über Messgeräte in Leitständen, akustische und optische Meldeeinrichtungen, Bedieneingriffe durch pneumatische Verstärker
- 1940: Mechanische, hydraulische und pneumatische Regler erlauben einfache Regelungen, Ablesen der Messwerte in Messwarten
- 1950: Elektrische und pneumatische Signalübertragung durch Messumformer und Regler, Einsatz von Relaissteuerungen

1960: Zentralisierung von Bedienung und Beobachtung in Messwarten, Ankopplung von Rechnern zur Protokollierung und Optimierung

1980: Prozessleitung mit hochverfügbaren bildschirmgestützten und digitalen Prozessleitsystemen

2000: Dezentrale SPS-basierte Prozessleitsysteme, Kommunikation mit dem Prozess über Bildschirm, Maus und Tastatur; Bussysteme verbinden intelligente Feldgeräte mit dezentralen Automatisierungssystemen. [Fel01, S.49]

1.4 Komponenten

Die Komponenten einer leittechnischen Anlage lassen sich in die folgenden Klassen einteilen:

- Sensoren und Aktoren
- I/O-Komponenten
- Datenverarbeitung
- Kommunikation
- Mensch-Maschine-Schnittstellen

Die in der folgenden Abbildung 1.5 dargestellte Anlage zeigt eine typische Architektur. Der strichliert dargestellte Prozessrechner ist in verteilten Architekturen nicht vorhanden.

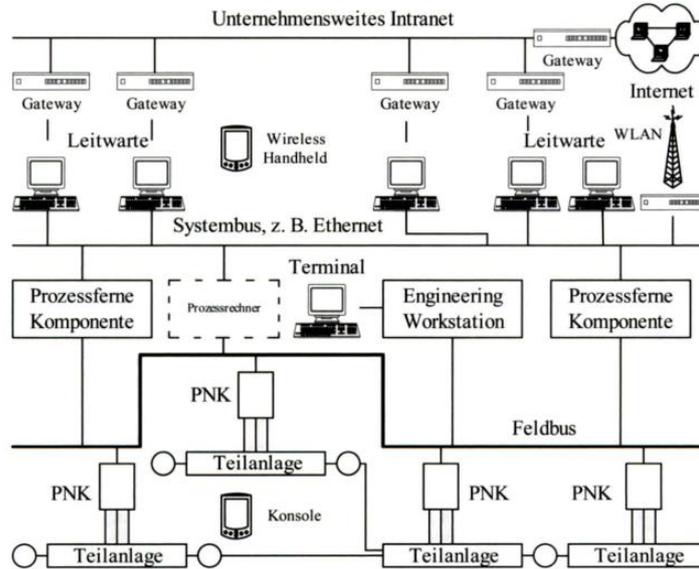


Abbildung 1.5: hierarchische Topologie [FB04, S.252]

1.4.1 Sensoren und Aktoren

“Prozesssensoren stellen das Prozesswissen durch die Erfassung gewünschter Prozesswerte der Produkte oder Prozesselemente einer verfahrenstechnischen Anlage dem Menschen zur Weiterverarbeitung zur Verfügung.” [Fel01, S.207]

Die vom Sensor erfassten Informationen werden an die I/O-Schnittstelle gesendet, via Feldbus an die Datenverarbeitung übermittelt und schlussendlich an der Mensch-Maschine-Schnittstelle angezeigt. Ein Sensor erzeugt aus einer Messgröße eine meist elektrische Zwischengröße, die von einem Messumformer verstärkt und in ein normiertes Signal umgewandelt wird.

Folgende Signalarten sind in Verwendung:

- 0...20mA für analoge Signale (Dead Zero)
- 4...20mA für analoge Signale (Live Zero)
- 0...10V für analoge Signale
- -10...+10V für analoge Signale
- 0/24V für digitale Signale

Der untere Wert des normierten Signals entspricht dem unteren Grenzwert des Messbereiches, der obere Wert dem oberen Grenzwert. Die Verwendung eines 4...20mA-Signals (Live Zero) hat den deutlichen Vorteil gegenüber der Dead-Zero-Variante, dass hierbei auch Drahtbrüche erkannt werden. [Fel01, S.208]

Unterschiedliche Messbedingungen und unterschiedliche Messgrößen bedingen eine wohlüberlegte Auswahl aus der Vielfalt von Sensortypen. Am Beispiel der Temperaturmessung soll die große Anzahl der Varianten deutlich gemacht werden. Es gibt mechanische Berührungsthermometer, bei denen eine Materialdehnung als Messeffekt genutzt wird. Dazu zählt auch der Druckanstieg in Gasthermometern, Flüssigkeits-Glasthermometern und Stabausdehnungsthermometern. Häufig eingesetzt werden auch Bimetallthermometer, die auf der unterschiedlich starken Längenänderung chemisch verschiedener Metalle fußt. Als elektrische Temperaturfühler werden hauptsächlich PT100 und Thermoelemente eingesetzt. Eine PT100-Messung beruht auf der Tatsache, dass Metalle und auch Halbleiter bei Temperaturänderung ihren Widerstand ändern. Das Thermoelement funktioniert nach dem Seebeck-Effekt. Dabei entsteht an der Verbindungsstelle zweier Metalle eine Thermospannung, die von der Metallkombination und der Temperatur abhängig ist. Ähnlich viele verschiedene Messsysteme gibt es für Druckerfassungen, Füllstandsmessungen oder Durchflussmessungen.

Das Gegenstück zu Sensoren sind Aktoren. Sie geben dem Leitsystem die Möglichkeit, direkt oder indirekt auf den Prozess und dessen Verlauf einzuwirken. Aktoren sind dafür zuständig, die Regelgröße in einem Regelkreis, der ausgehend vom Sensor über die Controller beziehungsweise Prozessrechner in der leittechnischen Anlage realisiert wurde, mit einer Rückwirkung in den Prozess zu beeinflussen. Dieser Eingriff in den Masse- oder Energiefluss kann zum Beispiel durch Stellglieder erfolgen. Aktoren können in

- elektrische
- hydraulische
- und pneumatische

Stellglieder klassifiziert werden. Unter elektrischen Stellgliedern versteht man zum Beispiel Relais zum Schalten geringer Ströme und Signale oder Schütze zum Schalten größerer Leistungen wie Motoren. Mit pneumatischen und hydraulischen Stellgliedern können nichtelektrische Prozessgrößen wie Masseströme aus Gas oder Flüssigkeit beeinflusst werden. So stellt ein Ventil ein hydraulisches oder ein pneumatisches Stellglied dar. Mit einem Regelventil kann ein gewünschter Strömungsquerschnitt genau eingestellt werden, was sich direkt auf die Druckverhältnisse und Strömungsgeschwindigkeit in der geregelten Rohrleitung auswirkt. Weitere Ausprägungen von Stellgliedern für nichtelektrische Größen sind Absperrschieber, Drosselklappen, Kugelschieber oder hydraulische Schütze.

Ausschlaggebender Parameter bei der Auswahl eines Aktors ist, abgesehen von der prinzipiellen technischen Eignung für das jeweilige Medium, die Kennlinie oder Übertragungsfunktion. Dieser Parameter stellt den Zusammenhang zwischen Ausgangswert und Eingangswert des Aktors grafisch (Kennlinie) oder mathematisch (Übertragungsfunktion) dar. Die lineare

und die quadratische Kennlinie sind einfache Beispiele für mögliche Zusammenhänge. [Fel01, S.223f]

1.4.2 I/O-Komponenten

Prozessnahe Komponenten sind all jene Bauteile, die eine direkte Schnittstelle zum Feld besitzen. [FB04, S.250] Sie sind robust ausgelegte Komponenten, deren Einsatzzweck die Aufnahme von Sensorsignalen und die Ansteuerung von Aktoren ist. Prozessnahe Komponenten sind speziell für den Einsatz im rauen Industriebereich konstruiert. Es werden je nach Art der Anlage (Wasserkraftwerk, Müllverbrennungsanlage, thermisches Kraftwerk, Verkehrsleitanlage, Wohngebäude) spezielle Anforderungen an diese Bausteine gestellt. Abgesehen von den elektrischen und datentechnischen Kennzahlen sind einige wichtige zu beachtende Parameter:

- Betriebstemperaturbereich
- Staubschutz
- Vibrationsfestigkeit
- Feuchtigkeitsschutz
- Säurefestigkeit
- Korrosionsschutz
- Explosionsschutz

Diese Anforderungen werden vor allem bei kleinen Anlagen an die Komponenten gestellt. Bei großen und komplexen Anlagen sind die Leittechnik-schränke mit den I/O-Komponenten oft in eigenen, vor extremen Umgebungen geschützten Leittechnikräumen untergebracht.

1.4.3 Kommunikation

Die Kommunikation zwischen Sensor und I/O-System findet vielfach über eine Zweidrahtverbindung wie in Abbildung 1.6 statt.

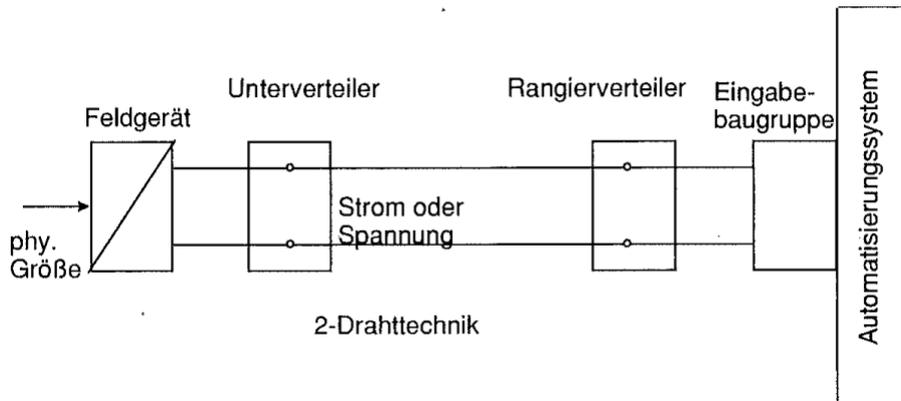


Abbildung 1.6: Zweidrahtkommunikation [FB04, S.265]

Vorteil dieser Technik ist der geringe Preis, der vor allem bei Kleinanlagen deutlich wird. Der Nachteil besteht darin, dass von jedem Sensor eine eigene Leitung zum I/O-Schrank gelegt werden muss. Bei mittleren und großen Anlagen kann man diesen hohen Verdrahtungsaufwand durch das Aufstellen von Feldverteilschränken reduzieren. Dadurch können sogenannte Stammkabel gelegt werden, welche über eine höhere Anzahl an Drähten verfügen, so dass bis zu mehrere Dutzend Feldsignale gleichzeitig übertragen werden können. (z.B. Leittechnikabel LiYCY $16 \times 2 \times 0,75\text{mm}^2$ als Stammkabel für 16 Signale)

Auch der Einsatz eines Feldmultiplexers kann den Verdrahtungsaufwand verringern. Multiplexer haben allerdings den Nachteil, dass schnelle Signaländerungen nicht sofort vom Leittechniksystem erkannt werden können,

sondern im schlechtesten Fall eine gesamte Feldmultiplexerzykluszeit gewartet werden muss, um das geänderte Signal zu erhalten. Der gemeinsame Nachteil von Stammleitungen und Multiplexern ist, dass der Ausfall eines dieser Bauteile den Ausfall aller daran angeschlossenen Feldgeräte bedeutet.

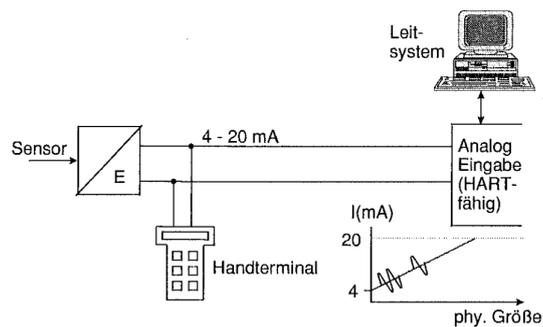


Abbildung 1.7: HART-fähiges Feldgerät [Fel01, S.274]

Durch die stetige Weiterentwicklung der Mikroprozessor- und der Sensortechnologie ist es mit modernen intelligenten Sensoren möglich, Messwerte bereits vor Ort zu verarbeiten und so das Leitsystem rechenaufwandsmäßig zu entlasten. Allerdings benötigt man für solche Sensoren andere Kommunikationsmöglichkeiten. Die Lösung dafür sind Bussysteme. Ein intelligentes Feldgerät kann den Messwert vor Ort verarbeiten und seinerseits über den Kommunikationskanal parametrieren und einstellen werden. So wird nicht nur das Leitsystem von zeitaufwändigen Signalverarbeitungen entlastet, sondern die Parametrierung der Geräte kann von zentralen Engineeringstationen erfolgen. Die Weitergabe des bearbeiteten Signals kann dabei nach wie vor über eine Zweidrahtverbindung erfolgen. Bei der in den 1990er-Jahren entwickelten Technologie Highway Addressable Remote Transducer (HART) ist es möglich, dass mit einem Handterminal oder sogar vom Leit-

system aus über die Zweidrahtleitung auf die Intelligenz des Feldgerätes zugegriffen werden kann. Die HART-Signale werden dabei, wie in Abbildung 1.7 zu sehen ist, dem Ausgangs-/Eingangssignal aufmoduliert.

Mitte der 1990er-Jahre wurden zunehmend busfähige Feldgeräte entwickelt. Diese Feldgeräte können teilweise mehrere verschiedene Messgrößen erfassen. Der große Vorteil dieser Entwicklung ist der wiederum deutlich verringerte Verdrahtungsaufwand, da für ein Feldbussystem im Allgemeinen nur ein Drahtpaar benötigt wird. Mit Einsatz dieses Systems werden, wie in Abbildung 1.8 zu sehen, alle Signale via Bustelegramme übertragen. [Fel01, S.273f]

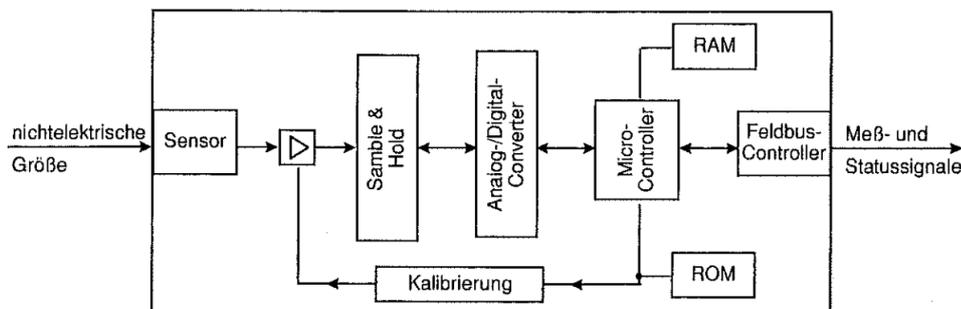


Abbildung 1.8: busfähiges Feldgerät [Fel01, S.274]

1.4.4 Datenverarbeitung und Mensch-Maschine-Schnittstelle

Die Datenverarbeitung geschieht bei verteilten Systemen in den Leittechnikcontrollern, denen jeweils eine bestimmte Anzahl an I/O-Karten zugeordnet ist. Erstellt wird die Logik, nach der die Daten verarbeitet werden, über die Programmierverfahren Funktionsplan (dominierend, etwa 70% ¹,

¹G. Feisst, persönliches Gespräch am 26.01.2011, Siemens AG

siehe Abbildung 1.9), Kontaktplan oder strukturierten Text.

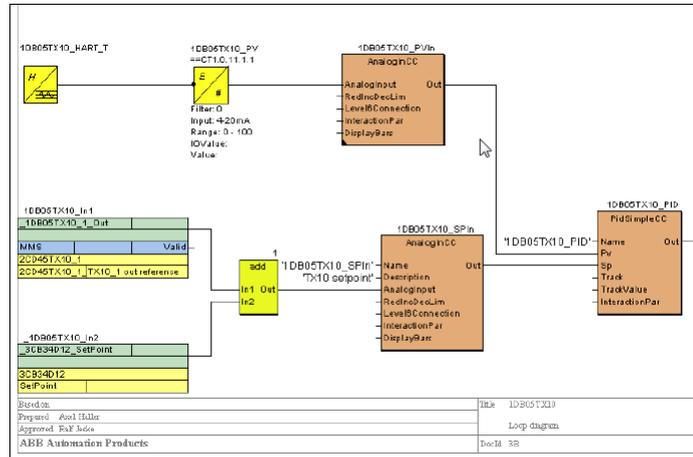


Abbildung 1.9: Funktionsplanprogrammierung [Hor10]

Damit können automatische Abläufe programmiert werden. Bei Anlagen existiert zum Beispiel zwingend eine Anfahr-Stillsetz-Automatik. Diese Automaten bestehen aus Zuständen, von denen aus bei Zutreffen bestimmter Bedingungen in den nächsten Zustand übergegangen wird.

Wie in Abbildung 1.10 zu sehen, wird in Schritt 5 (ERR Ein) die Erregung (ERR) eingeschaltet. Sobald dies geschehen ist und die Bedingungen *Generatorspannung über 90%* und *Drehzahl über 98%* erfüllt sind, wird in den nächsten Schritt übergegangen. Hier werden die Befehle Synchronisierung Ein, Drehzahl höher/tiefer, Spannung höher/tiefer und Generatorleistungsschalter Ein gegeben. Sobald die Ein-Rückmeldung des Generators kommt, kann in den nächsten Schritt übergegangen werden.

Höhere Funktionen wie Regelungen werden zunehmend in Hochsprachen-derivaten von C oder Basic implementiert.² Dieses System bezeichnet man

²G. Feisst, persönliches Gespräch am 26.01.2011, Siemens AG

als Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).

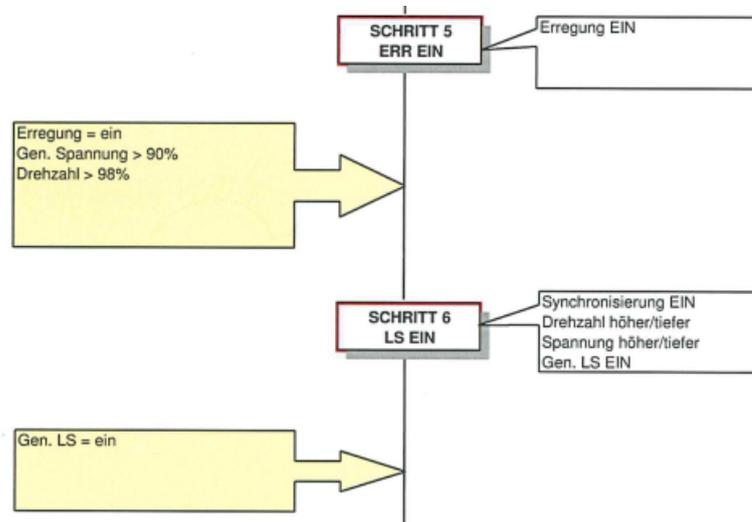


Abbildung 1.10: Automatik ³

Als letzter Schritt in der Prozessdatenkette, beginnend beim Prozess und endend beim Bediener, steht die Visualisierungssoftware. Neben der reinen Visualisierung von Messwerten gehört zu diesem Programm auch der Bereich *Bedienen und Beobachten*. Das bedeutet, dass mit Hilfe der Prozessvisualisierung der Prozess nicht nur anschaulich dargestellt sein soll, sondern auch von der Visualisierung aus bedienbar. Daraus folgend bieten gängige Leittechniksysteme die nachstehenden Funktionen: [Urb08]

- Visualisierung und Bedienung mit Grafiksystem und vollautomatischen Objekten
- Meldesystem zur Darstellung von Ereignissen
- Archivsystem für historische Daten

³mit freundlicher Genehmigung der Siemens AG, E R SH

- Berichtssystem für die Dokumentation von Meldungen
- Controller-Kommunikation
- weitere Schnittstellen

Die Visualisierung soll so einfach wie möglich, jedoch so detailreich wie notwendig realisiert werden. Die Darstellung erfolgt durch Prozessübersichtsbilder, wie in Abbildung 1.11 anhand der Lagerölanlagen zu sehen, Prozessdetails werden durch Fließbilder dargestellt. Prozessgrößen werden durch analoge und digitale Anzeiger sichtbar gemacht.

1 Leittechnik

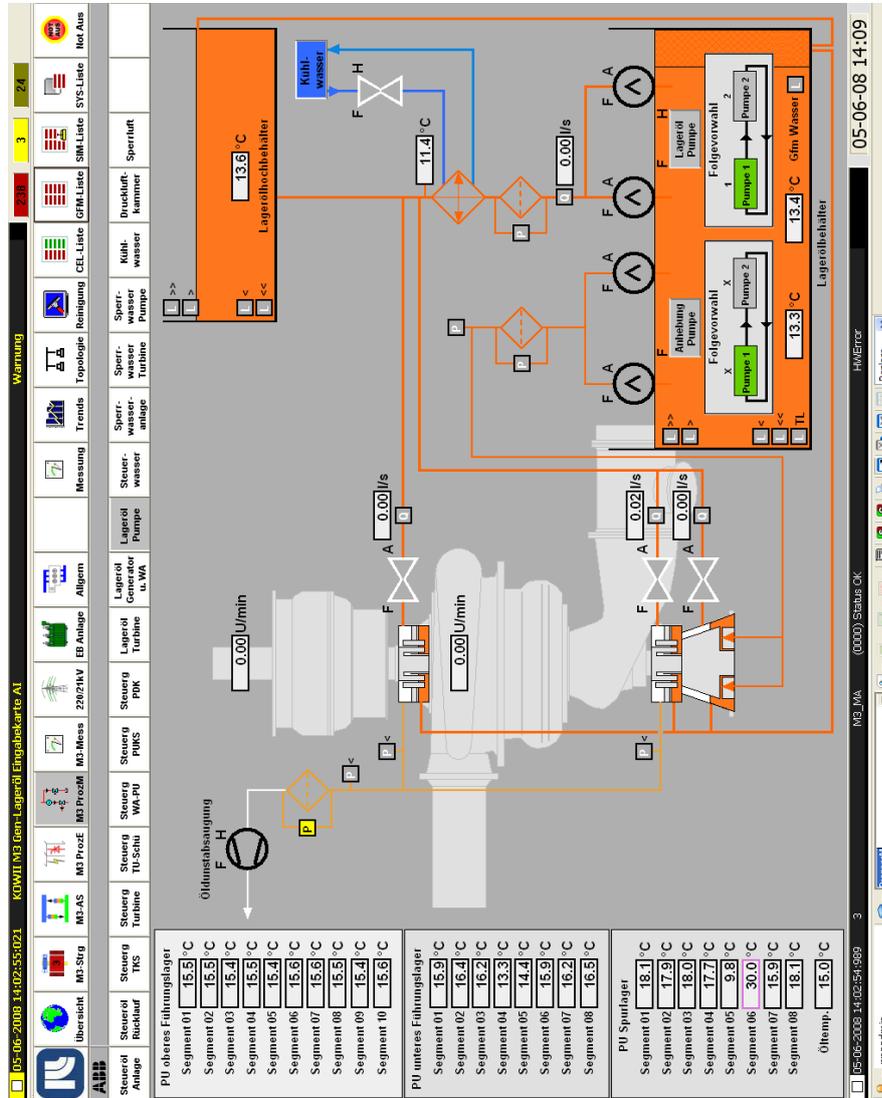


Abbildung 1.11: Prozessübersichtsbild, ©Vorarlberger Illwerke AG ⁴

⁴mit freundlicher Genehmigung der Vorarlberger Illwerke AG

Meldungen werden je nach Dringlichkeit (Meldung, Warnung, Alarm) durch Farbgebung und/oder akustische Signale mitgeteilt. In Abbildung 1.12 ist eine Ereignisliste zu sehen. Meldungen sind weiß dargestellt, Warnungen gelb und Alarmer rot. Alarmer werden also am augenscheinlichsten visualisiert und lösen außerdem eine Alarmhupe aus. Erst nach Quittierung des Alarms durch den Bediener wird die Hupe wieder ausgeschaltet. Ereignisabläufe werden erzeugt und registriert. [Öst98, S.25] Weiters sind in der Abbildung 1.12 Trenddarstellungen zu sehen, die mit den historischen Archivdaten kurz-, mittel- und langfristige Anlagenzustände und -änderungen darstellen können.

1 Leittechnik

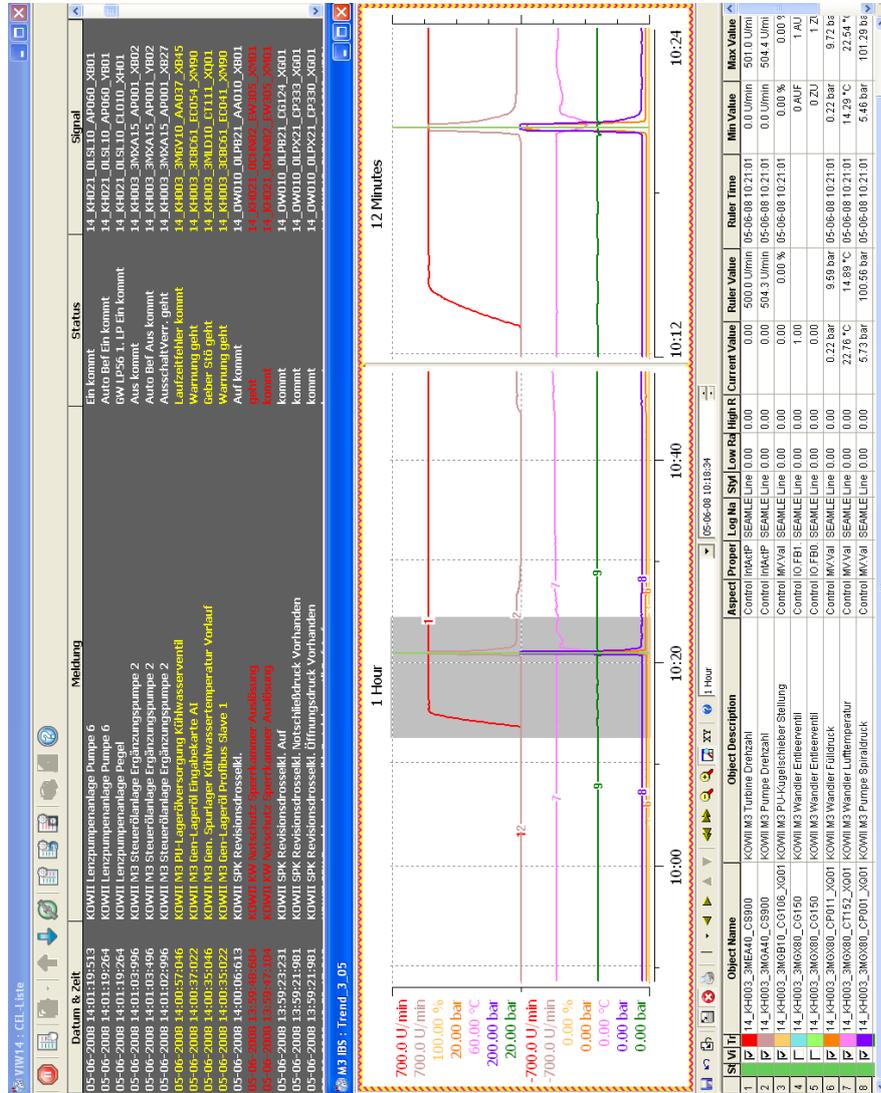


Abbildung 1.12: Ereignisliste und Trends, ©Vorarlberger Illwerke AG ⁵

⁵mit freundlicher Genehmigung der Vorarlberger Illwerke AG

Detailinformationen werden in Pop-Up-Fenstern (Faceplates, siehe Abbildung 1.13) angezeigt. [Urb08]

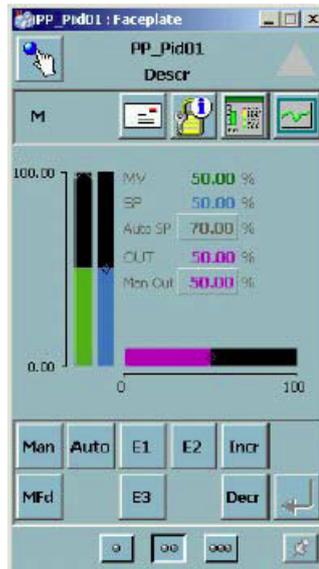


Abbildung 1.13: Faceplate [Hor10]

Die in diesem Kapitel beschriebenen leittechnischen Grundlagen sind die Basis für jedes System, das eine Anlage leiten und führen soll. In den kommenden Kapiteln wird auf spezielle Leittechniksysteme eingegangen, im Detail wird in Kapitel 5 die Netzleittechnik beschrieben.

2 Produktionsleittechnik

Die Produktionsleittechnik gliedert sich in zwei Hauptbereiche, die Fertigungsleittechnik und die Verfahrensleittechnik. Die Fertigungsleittechnik zeichnet sich dadurch aus, dass aus einer großen Zahl von Einzelteilen ein Gesamtprodukt erzeugt wird. Klassisches Beispiel dazu ist die Automobilindustrie, wo aus vielen Einzelteilen (Schrauben, Zündkerzen, Bleche, etc.) ein einziges Produkt, nämlich das Auto hergestellt wird. Im Gegensatz dazu wird zwar in der Verfahrenstechnik gleichsam ein Hauptprodukt erzeugt, allerdings entstehen hierbei auch eine Vielzahl *erwünschter* Nebenprodukte. Ein typischer Vertreter ist hierbei die Ölraffinerie, wo sogar aus nur einem Produkt, dem Erdöl, viele verschiedene, erwünschte Produkte hergestellt werden, nämlich Diesel, Benzin, Kerosin, etc. Weitere Beispiele sind die Petrochemie und die Nahrungsmittelindustrie. [Fel01, S.53] Die verfahrenstechnischen Prozesse lassen sich weiter unterteilen in Fließprozesse, Stückgutprozesse und in produktionsvorbereitende Prozesse. [FB04, S.244] Fließprozesse treten unter anderem in der chemischen Industrie und in der Stahlerzeugung auf. Als Stückgutprozesse können Medikamentenherstellung und Fertigungsprozesse an Werkzeugmaschinen bezeichnet werden. [FB04, S.259] Anlagen können in verschiedenen Betriebsweisen befahren werden, sowohl im kontinuierlichen Betrieb als auch im diskontinuierlichen oder Chargenbetrieb. [Fel01, S.308]

Im Anlagenbetrieb ist die Leittechnik auf folgende Kriterien hin zu optimieren: [FB04, S.267]

- Einhaltung qualitativer Kriterien für das Endprodukt
- Minimierung der Herstellkosten
- Maximierung der Anlagen- und Verfahrenseffizienz
- Einhaltung von Kriterien zur Umweltverträglichkeit

Der Aufbau der Verfahrens- und der Fertigungsleittechnik wurde im vorherigen Kapitel beschrieben, die zu verwendenden Komponenten hängen sehr stark vom Anlagentyp ab. So werden in der Produktionsleittechnik für die Stahlerzeugung andere Komponenten integriert als in der Automobilindustrie, bei der im Gegensatz zur Hüttenindustrie nur ein kleiner Teil des Produktionsprozesses als Hochtemperaturbereich ausgeführt ist. Die Produktionsleittechnik ist folglich, wie der Name bereits sagt, in nahezu jeder Industrieanlage der produzierenden Industrie vertreten. Das Augenmerk bei diesen Systemen liegt am herzustellenden Produkt, im Gegensatz zur Gebäudeleittechnik, die im nächsten Abschnitt beschrieben wird.

3 Gebäudeleittechnik

Die Gebäudeleittechnik hat das Ziel, den Nutzwert und den Energieverbrauch von Gebäuden zu optimieren.

Besonderes Augenmerk wird dabei auf die drei Grundforderungen an intelligente Gebäudetechnik gelegt: [Sia, S.7]

- Bedürfnis des Menschen nach Wohlbefinden und Behaglichkeit innerhalb der Gebäudehülle
- Tragbare Investitionen und minimale Folgekosten für Energie, Bedienung und Instandhaltung
- Angemessener Schutz der Menschen und Sachwerte vor Elementarschäden, technischen Schäden und Übergriffen seitens Dritter

Diese Grundforderungen umfassen, vor allem bei großen Gebäuden wie Universitätsgebäuden, Schulen, Einkaufszentren, Krankenhäusern, Bürogebäuden oder Hochhäusern, viele verschiedene Systeme. Die Gebäudeleittechnik umfasst folgende Teilbereiche: [Sia, S.6]

- Heizungs-, Lüftungs-, Klimaanlage
- Wärmerückgewinnungsanlagen
- Sanitäre Einrichtungen
- Energieverteilung

- Beleuchtung
- Lifte und Rolltreppen
- Automatische Türen
- Sicherheitsanlagen
- Entsorgungsanlagen

In herkömmlichen Anlagen wurden die jeweiligen Systeme separat betrachtet und gegebenenfalls optimiert. Mit Hilfe der Gebäudeleittechnik soll dem Zusammenwirken und der gegenseitigen Beeinflussung dieser Systeme Rechnung getragen werden.

4 Verkehrsleittechnik

Die Verkehrsleittechnik behandelt den Transportprozess im öffentlichen Raum. Dazu zählen alle Transportwege und -mittel, angefangen vom Auto bis zum Flugzeug und Schiff. [FB04, S.245] Der Verkehr auf unseren Straßen wird auch in den nächsten Jahren weiter zunehmen. Durch die immer höhere Verkehrsdichte führen selbst kleine Behinderungen im Verkehrsfluss zu umfangreichen Staus und können damit auch Unfälle provozieren. Um dieser Entwicklung gegenzuwirken, sind die Verkehrsteilnehmer möglichst frühzeitig auf zu erwartende Gefahrenquellen hinzuweisen. Dies können sein:

- Glatteis
- Unfälle
- Nebel
- etc.

Weiters sind bekannte Nadelöhre wie Mautstellen oder Tunnels zu entschärfen.

Die wichtigsten Säulen der Verkehrsleittechnik sind:

- Verkehrsbeobachtung
- Verkehrsdetektion

- Verkehrsinformation
- Verkehrssteuerung

Als technische Elemente werden dabei Kameras, Verkehrssensoren, Nebel- und Glatteisdetektoren, Wechselverkehrszeichen und Wechselwegweiser verwendet. Bei Tunnels werden zusätzlich Lichtsignalanlagen und Höhenkontrollanlagen eingesetzt. Die gesammelten Daten laufen in einer Verkehrsleitzentrale zusammen, werden dort aufbereitet, analysiert, bewertet und archiviert. [Siec]

Die Hauptziele der Verkehrsleittechnik sind eine Senkung der Unfallzahlen, Reduktion der Staubildung, Harmonisierung der Verkehrsströme sowie optimale Nutzung der Verkehrswege.

5 Netz- und Kraftwerksleittechnik

Alle leittechnischen Vorgänge und Einrichtungen, die in Energieversorgungsprozessen auftreten, werden unter dem Begriff Netzleittechnik zusammengefasst. Aus dieser Definition ergibt sich, dass auch die Kraftwerksleittechnik in diesen Bereich fällt, obwohl Teile davon auch in den Bereich der Prozessleittechnik passen. [FB04, S.244] Die Deregulierung und Marktöffnung der Energieversorgung führte bei den Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu:

- Intensiverem Wettbewerb
- Restrukturierungen (Trennung von Erzeugung und Übertragung)
- Allianzen
- Stärkerer Kundenausrichtung

Die Auslegung der EVU-internen Informationstechnologie (IT)-Lösungen und in Folge dessen auch der Netzleittechnik ist für die EVU ein entscheidender Faktor für den Erfolg im jetzt deregulierten Markt. [Cra08, S.771]

Die Netzleittechnik legt ihr Augenmerk auf diese Aufgaben: [Cra08, S.772]

- Sichere Überwachung und Steuerung der elektrischen Energieversorgung
- Unterstützung einer unterbrechungsfreien Energieversorgung

- Optimierung des Netzbetriebs betreffend des Energietransportes und der Energieverteilung
- Bereitstellung von echtzeitorientierten Netzzuständen für weiterführende Applikationen wie Statistiken

5.1 Regelungsaufgaben

Das österreichische Versorgungsnetz für elektrische Energie ist mit dem europäischen Verbundnetz gekoppelt. So sind im gesamten Bereich des Verbundnetzes die Spannung und die Frequenz in einem gemeinsamen Toleranzband zu halten. Die Frequenzhaltung umfasst die Primär-, Sekundär- und die Tertiärregelung der Kraftwerke. Die Spannung muss sich in allen Netzknoten innerhalb eines gewissen Bereichs befinden. Die Blindleistung muss lokal erzeugt werden, um Blindleistungsflüsse zu benachbarten Verbundnetzen gering zu halten. [Bra10a, S.DB7] All diese Anforderungen sind von der Netzleittechnik zu erfüllen. Die Primärregelung als automatische Turbinenreglerfunktion stellt als Reaktion auf Frequenzänderungen durch Lastschwankungen das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Last wieder her. Das bedeutet, dass bei Frequenzen unter 50Hz beispielsweise die Düsen von Peltonturbinen weiter geöffnet werden, um so die zur Verfügung stehende Leistung zu erhöhen. Die Primärregelung ist eine reine Proportionalregelung, die zu einer bleibenden Regelabweichung führen würde. Die Sekundärregelung ist als Integralregler ausgeführt und kann so sicherstellen, dass die Austauschleistungen zwischen verschiedenen Regelzonen auf einem vorgegebenen Sollwert gehalten werden und die Frequenz wieder auf ihren Sollwert von 50Hz zurückgeführt wird. Dies führt dazu, dass die Primärregelreserve wieder frei verfügbar wird. [Bra10a, S.DB11] Damit bei Ausfall eines Kraftwerks die Sekundärregelreserve nicht gebun-

den bleibt, muss für die Tertiärregelung oder Minutenreserve eine Regelreserve von der Größenordnung des größten Kraftwerkblocks bereitgehalten werden. [Bra10a, S.NR12] Die Aufgaben für die Versorgungswiederaufnahme nach einem Netzausfall wird in Abschnitt 5.3 behandelt.

5.2 Betriebsarten eines Kraftwerks

Nicht jedes Kraftwerk kann in allen im Folgenden beschriebenen Betriebsarten betrieben werden. Grundlastkraftwerke wie Laufwasserkraftwerke oder Kernkraftwerke arbeiten nur im Turbinenbetrieb. Pumpspeicherkraftwerke dagegen verfügen hier über eine größere Bandbreite. Die in Abbildung 5.1 dargestellten Betriebsarten stellen die wichtigsten Betriebszustände dar und werden im Folgenden anhand eines Pumpspeicherkraftwerks beschrieben.

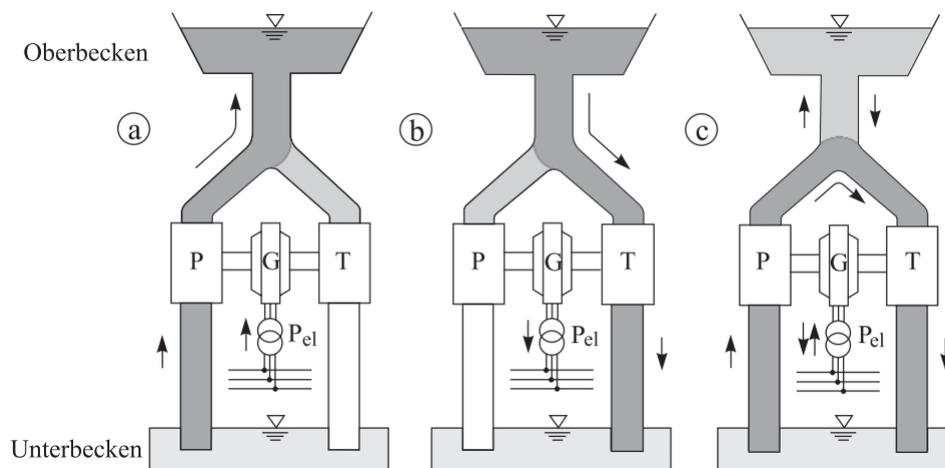


Abbildung 5.1: Pump-, Turbinen- und Regelpumpbetrieb eines Wasserkraftwerkes [Gie09, S.691]

5.2.1 Turbinenbetrieb

Im Turbinenbetrieb versetzt das Wasser aus dem Druckstollen die Turbine in Bewegung und über den daran gekoppelten Generator und den Maschinentransformator wird elektrische Wirk- und auch Blindleistung an das Verbundnetz abgegeben. Dies ist der Normalzustand für Grundlastkraftwerke wie thermische Kraftwerke oder Laufkraftwerke. Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke arbeiten nur zu bestimmten, Spitzenlastzeiten genannten, Tageszeiten in dieser Betriebsart.

5.2.2 Pumpbetrieb

Als Vorbedingung für diesen Betrieb muss im Netz aufgrund geringen Verbrauchs oder temporär hoher Erzeugung, etwa in der Nacht oder bei starkem Windaufkommen, ein Zuviel an elektrischer Energie vorhanden sein. Dann wird die Energieflussrichtung im Pumpspeicherkraftwerk umgedreht und das Kraftwerk als Großverbraucher genutzt. Standardpumpspeicherkraftwerke pumpen dabei mit einer fix vorgegebenen Pumpleistung, auf die die Pumpe ausgelegt ist. Neue Konzepte, wie der hydraulische Kurzschluss des Kopswerkes II, stellen eine Pumpe mit einer Regelbandbreite von 0 – 100% zur Verfügung. Diesen Betriebszustand nennt man Regelpumpbetrieb. Der hydraulische Kurzschluss wurde bisher strengstens vermieden, da er hohe Anforderungen an die mechanischen Komponenten stellt. Dabei arbeiten Pumpe und Turbine parallel. Die Pumpe wird dabei immer im Nennpunkt betrieben, mit der Turbinenleistung kann die Gesamtleistungsaufnahme des Kraftwerkes eingestellt werden. [Gie09, S.691]

5.2.3 Phasenschieberbetrieb

Der Phasenschieberbetrieb wird auch als Blindleistungsbetrieb bezeichnet. Nahezu alle Verbraucher im Drehstromnetz benötigen neben der Wirkleistung auch sogenannte induktive Blindleistung als Magnetisierungsblindleistung. Bei Synchronmaschinen kann durch Einstellen des Erregerstroms die gewünschte Blindleistung eingestellt werden.

“Im reinen Blindleistungsbetrieb wird eine Synchronmaschine ausschließlich zur Erzeugung von Blindleistung verwendet. Zwischen Strömen und Spannungen der Ständerwicklungen besteht eine Phasenverschiebung von $\varphi = \pi/2$, der Leistungsfaktor $\cos(\varphi) = 0$ zeigt also, dass keine elektrische Wirkleistung aufgenommen oder abgegeben wird. Auch über die Welle wird keine mechanische Leistung aufgenommen oder abgegeben, das über die Welle übertragene Drehmoment ist Null, der Lastwinkel beträgt $\vartheta = 0$.” [Gie09, S.651]

Für weitere Betriebsarten wie Reluktanzbetrieb oder Inselbetrieb sei auf die Literatur verwiesen. [Gie09]

5.3 Eigenbedarf

Ein Teil der von den Generatoren erzeugten elektrischen Energie muss für den Betrieb des Kraftwerks selbst aufgewendet werden. Zu den Kraftwerksverbrauchern zählen die Motoren für Pumpen, Gebläse, etc., aber auch die Kraftwerksbeleuchtung und die gesamte leittechnische Anlage. Der Eigenbedarfsanteil schwankt zwischen 1% bei Wasserkraftwerken und bis zu 16% der elektrischen Kraftwerksbruttoleistung bei Kernkraftwerken. [Flo00, S.313] Im Betriebsfall geschieht die Eigenbedarfsversorgung über

die Hauptsammelschiene oder durch die Hauptmaschine des Kraftwerks direkt. Bei Ausfall der Eigenbedarfsversorgung müssen einige Komponenten wie die Notölpumpen, Notkühlungspumpen, Regelungseinrichtungen mit der Leittechnik, Messwertübertragung und die Notbeleuchtung über Notstromanlagen versorgt werden. [Flo00, S.314] Die Schwarzstartfähigkeit ist eng mit dem Begriff des Eigenbedarfs verknüpft. Bei einem Netzausfall wird die Leittechnikanlage durch eine Batterie gestützt. Die Leittechnik gibt die Anfahrbefehle für die Notstromdieselaggregate, welche mit Batterieunterstützung gestartet werden. Diese stellen dann die Eigenbedarfsversorgung des Kraftwerks wieder her. Danach können die Generatoren wieder in Betrieb genommen werden.

5.4 Schutz

Um Fehlbedienungen, Überlastungen oder Störungen zu vermeiden, sind in elektrischen Anlagen verschiedene Schutzfunktionen realisiert. Zu unterscheiden ist dabei der elektrische Schutz vom mechanischen Schutz. Der elektrische Schutz befasst sich mit Fehlern wie Kurzschlüssen, Überspannungen und ähnlichem. Der mechanische Schutz schützt vor Übertemperaturen, Überdrehzahlen etc.

5.4.1 Entwicklung

Die Schutztechnik hat sich von der ersten Generation mit elektromechanischen Relais in drei Generationssprüngen weiterentwickelt. Nach den elektromechanischen Relais wurden Halbleiterbauelemente eingesetzt, im Netzleitbereich vor allem Trockengleichrichter. In der folgenden Generation wurden die noch vorhandenen elektromechanischen Komponenten durch elek-

trische Schaltungen ersetzt. Die aktuelle Version von Schutzgeräten, basierend auf Mikroprozessoren und integrierten Schaltungskomponenten, bezieht ihre Funktion im Wesentlichen aus den implementierten Programmen und Rechenalgorithmen. Der größte Vorteil dieser aktuellen Geräte besteht darin, dass damit auch nicht-sinusförmige Betriebsgrößen genau und sicher erfasst werden können. [Fun92]

5.4.2 Verriegelungen

Verriegelungen helfen beim Schutz gegen Fehlbedienungen. Dies beginnt bereits auf der Feldebene, wo der Befehl zum Einlegen eines Erders bei unter Spannung stehenden Geräten verriegelt ist. Solch eine Verriegelung kann sowohl hardware- als auch softwaremäßig ausgeführt sein. In der Software werden sie mittels Bool'scher Algorithmen in den Leittechnikcontrollern realisiert. Hardwaremäßig geschieht die Verriegelung durch Einbau einer Stellungsrückmeldung in den zu verriegelnden Befehl. [Cra08, S.753] Bei der Hardwareplanung ist somit bereits im Vorfeld auf eventuell zusätzlich notwendige Hilfskontakte und Rückmeldungen zu achten. Rückmeldungen können beispielsweise Stellungsrückmeldungen von Regelantrieben sein wie Ventilstellung, Klappenwinkel, Drehzahl, Öldruck oder andere elektrische Hilfssignale. [Öst98, S.19]

5.4.3 Synchrocheck

Beim Synchronisieren zweier elektrischer Anlagen müssen die Parameter der bislang ungekoppelten Systeme einander angeglichen werden. Bei asynchronem Schließen eines Leistungsschalters wird der Generator durch das starre Netz ruckartig synchronisiert, was sehr hohe Ausgleichsströme und mechanische Beschädigungen zur Folge haben kann. Unabhängig davon,

ob es sich um ein Kraftwerk und das zugehörige Netz oder zwei Netzteile handelt, sind die folgenden Parameter zu beachten:

- Spannung
- Frequenz
- Phasenwinkeldifferenz
- Phasenreihenfolge

Die Phasenreihenfolge muss bereits bei der Montage der Anlage beachtet werden. Die Synchrocheckfunktion überprüft, ob die Spannungs-, Phasenwinkel- und Frequenzdifferenzen über den Leistungsschalter innerhalb der vorgegebenen Toleranzen liegen. Erst nach der Freigabe durch das Synchrocheckgerät kann der Befehl *‘Leistungsschalter EIN’* gegeben werden. [Cra08, S.753]

5.4.4 Allgemeine Schutzfunktionen

Abhängig von der Struktur der zu schützenden Anlage können die nachfolgenden Schutzeinrichtungen zum Einsatz kommen.

Generatorschutz

Der Generatorschutz umfasst die Vermeidung von unerwünschten Betriebszuständen wie Überlast, Über- und Unterfrequenz, Schiefelast oder Rückleistung. Weiters werden der Ständer und der Rotor des Generators sowie gegebenenfalls auch der Maschinentransformator auf Erd- oder Kurzschlüsse überwacht.

Leitungsschutz

Der Leitungsschutz bietet Kurzschlussüberwachung für das Betriebsmittel und die synchrone Überwachung für den zugehörigen Leitungsschutzschalter. Eingesetzt werden hierbei abhängig von der Leitungslänge der Differentialschutz (bei kurzen Entfernungen) oder das Distanzschutzverfahren.

Sammelschienenschutz

Dieser Schutz stellt einen Kurzschlusschutz dar, der in den meisten Fällen als Differentialschutz ausgeführt ist. Dabei werden alle Zu- und Abgänge der Sammelschiene überwacht und darüber die Summe gebildet. Weicht diese von Null ab, so wird die Sammelschiene vom Netz getrennt. Teilweise ist in den Sammelschienenschutz auch noch eine Isolationsüberwachung integriert, um bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt Erdschlüsse erkennen zu können.

Transformatorschutz

Damit wird der Transformator vor unerwünschten Betriebszuständen geschützt. Neben der Überlast wird mittels Buchholzschutz auch auf Windungs- und Wicklungsschlüsse hin überwacht. [Cra08, S.754]

5.4.5 Adaptiver Schutz

Moderne Schutzgeräte verfügen über die Möglichkeit, abhängig von den via Feldbus erhaltenen Informationen über den Anlagenzustand, Schutzfunktionen zu aktivieren oder auch zu sperren. Weiters können durch das vorhandene Wissen über den Betriebszustand die aktuellen Schutzeinstellungen

gen angepasst werden. So sind bei einem Pumpspeicherkraftwerk den vorkommenden Betriebszuständen wie Turbinenbetrieb, Pumpbetrieb, Phasenschieberbetrieb, etc. jeweils eigene Parametersätze für die Schutzfunktionen zugeteilt. [Bou05]

5.5 Fernwirken

Die aktuellen Entwicklungen zur Kooperation von Netzbetreibern, Zusammenlegung von Betriebsstellen und Auslagerung von Dienstleistungen bedingen eine effiziente Netzautomatisierung, deren kostengünstigste Variante das Fernwirken darstellt. [vS07]

“In Fernwirkssystemen ist von besonderer Bedeutung, dass Informationsobjekte aus fernen Prozesstationen direkt in die lokale Anlagenautomatisierung einbezogen werden können.” [Tho07]

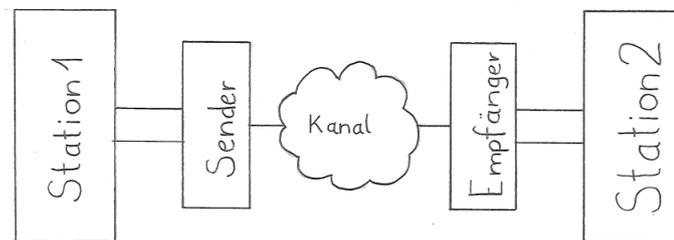


Abbildung 5.2: Fernwirkprinzip ¹

Das bedeutet, dass bestimmte regelungs-, steuerungs- oder sicherheitstechnische Aufgaben aus der Ferne vollzogen werden können. Die Kommunikation erfolgt hierbei über ein Weitbereichsnetz, beispielsweise ein Telekommunikationsnetz wie GSM. In der Abbildung 5.2 sieht man das Fernwirk-

¹eigene Arbeit nach [Sip]

prinzip. Eine Station gibt die Daten an den Sender weiter, welcher über einen definierten Kanal die Daten an einen Empfänger schickt. Dieser gibt die Daten an die Station 2 weiter. In umgekehrter Richtung tauschen Station 1 und Station 2 im Prinzipbild die Plätze, sodass nun die Station 2 die Daten an ihren Sender geben kann.

Über Fernwirkprotokolle wie das aktuelle Protokoll IEC60870 mit den jeweiligen Anwendernormen können die gewünschten Daten übertragen werden. Die Übertragungsbandbreite ist dabei meist vom Telekommunikationsnetz limitiert. Klassische Aufgaben für das Fernwirken sind Datenerfassung, -übertragung und -steuerung. Mittlerweile beinhalten die angebotenen Fernwirkanlagen auch immer öfter Tools wie Engineering- und Diagnosefunktionen. Allerdings stellt sich, vor allem bei komplexen Anlagen, die Frage, welche Daten in die Ferne übermittelt werden sollen, da der zusätzliche Übertragungsaufwand auch zusätzliche Kosten bedeutet. Demgegenüber steht die doppelte Systempflege, falls aufgrund unterschiedlicher Datenbasis das System vor Ort und in der Ferne unterschiedlich ausgeführt sein muss. [vS07]

5.6 Systeme am Markt und Beispiele

Im Kraftwerksbereich sind verschiedene Leittechniksysteme eingesetzt. Die bekanntesten Hersteller sind die Global Player Siemens und ABB. ABB hat zum Beispiel das Kopswerk II (3x150MW) mit seinem System 800xA ausgerüstet. Derzeit wird das nach einem Brand im Juli 2009 stark beschädigte Rodundwerk II mit diesem System ausgerüstet. In den Anlagen der Fernwärme Wien wird derzeit mit dem ABB-System Melody gearbeitet. In Kürze soll die gesamte Anlage auf 800xA umgerüstet werden. Der ABB-Konkurrent Siemens setzt sowohl auf die neue Entwicklung PCS7 (process

control system) als Leittechniksystem für verteilte Systeme, als auch auf herkömmliche Systeme wie die bekannte Simatic S7. In Bestandsanlagen finden sich auch noch viele SAT-Automation-Systeme. Die Auswahl der einsetzbaren Leittechniksysteme ist in den Leittechnikausschreibungen der EVU meistens beschränkt. [Öst98, S.9]

6 Smart Grids

Die aktuelle Situation stellt die Netzbetreiber vor große Probleme. Die vorhandenen Übertragungs- und auch die Verteilnetze sind speziell zu Lastspitzenzeiten an der Grenze ihrer Leistungsfähigkeit. Nichtsdestotrotz steigt der Bedarf an elektrischer Energie stetig. Die Anzahl von dezentralen Einspeisestellen und erneuerbaren Erzeugungseinheiten mit teils stark schwankenden Einspeisevolumina wie Photovoltaik und Windkraft steigt ebenso wie der daraus resultierende verstärkte internationale Energiehandel. Diese Voraussetzungen fordern eine intelligente Einbindung aller Netzkomponenten, vom Erzeuger bis zum Verbraucher, um die vorhandenen Netze optimal auszunutzen und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. [SSS08] Schlagwortartig dominieren die Begriffe *Smart Grids*, *Smart Homes*, *energieaktive und energieautarke Siedlungen* sowie *Smart Metering* die Medien und die Diskussionen in der Elektrizitätswirtschaft. Es gibt bereits erste Modellversuche und Modellregionen zu diesen Begriffen.

6.1 Definition

“Im Hinblick auf das elektrische Netz wird unter der Bezeichnung *Smart Grids* das Zusammenspiel intelligenter Konzepte im Verteilernetz als auch im Übertragungsnetz beschrieben, die Ansätze vorgeben, wie zukünftige Stromnetze geplant, gebaut,

betrieben und erhalten werden sollen und dies ökonomisch, nachhaltig, mit niedrigen Verlusten, hoher Qualität und sicher in Hinsicht auf Versorgungssicherheit als auch bezüglich Sicherheit für Mensch und Tier.” [SMG11]

Ein Smart Grid ist folglich ein elektrisches Netz, das großflächig verteilte Intelligenz besitzt. Es gewährleistet die Einbindung der immer stärker vertretenen dezentralen Erzeugung und die in Europa gewohnte hohe Versorgungssicherheit. Smart Grids stellen die von den Verbrauchern benötigte elektrische Energie effizient, umweltschonend und gleichzeitig kostengünstig bereit.

6.2 Gründe für Smart Grids

In der bisherigen Geschichte der elektrischen Energieverteilung dominierte die quasizentrale Erzeugung, also die Erzeugung mit relativ wenigen, dafür großen und leistungsstarken Anlagen. In den letzten Jahren wurden immer mehr dezentrale Erzeugungsanlagen in Betrieb genommen. Erwähnt seien hier Photovoltaikanlagen, Windkraftwerke, Blockheizkraftwerke. Es zeichnet sich ab, dass dieser Trend verstärkt bestehen bleiben wird. Unterstützt wird dies durch nationale und internationale Förderungen und Vereinbarungen. Die Europäische Union hat ein Richtlinienpaket (20-20-20) verabschiedet, welches vorschreibt, dass bis 2020 die Vorgaben

- 20% weniger Treibhausgasemissionen als 2005
- 20% Anteil erneuerbare Energie
- 20% mehr Energieeffizienz

europaweit erfüllt sein müssen. [E-C10]

Die Versorgung aus fluktuierenden Quellen wie Sonnen- oder Windkraft lässt sich nur durch ein effizientes Energiemanagement beherrschen. Die Einbindung von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)-Anlagen ist notwendig, um große Energiemengen über weite Strecken zu transportieren. Dezentrale Anlagen erzeugen im Vergleich zu Großkraftwerken geringe elektrische Energiemengen, die stark schwanken. Um diese Energien leittechnisch erfassen und an den Strombörsen handeln zu können, sollen sie zu virtuellen Kraftwerken vereint werden. Das Elektroauto kann die Funktion eines Energiespeichers erfüllen. Bei Energieüberschuss wird der Akku geladen, bei energetischer Flaute wird ins Netz zurückgespeist. Mittels Smart Metering können die Lastgänge genauer analysiert und die Netze darauf aufbauend optimiert werden. [Koh09] Diese Vorgaben fordern ein belastbares und flexibel einsetzbares Netz. Ein solches Netz ist entweder durch massiven Ausbau der Netze oder durch den Übergang zu intelligenteren Netzen, also Smart Grids realisierbar. Wie die Intelligenz eines Netzes aussehen soll, wird im nächsten Abschnitt beschrieben.

6.3 Beschreibung

Es muss eingangs betont werden, dass die bestehenden Netze nicht durch Smart Grids ersetzt werden sollen, sondern dass die bestehenden Netze intelligenter werden und sich so dem Ideal des Smart Grids annähern werden. Der Fokus bei Netzinvestitionen soll auf effiziente Technologien gelegt werden. Betrachtet man den Weg zu intelligenten Netzen nun aus dieser Blickrichtung, so könnten die folgenden Leistungsparameter die *Smartness* des bestehenden Netzes beschreiben und somit auch als Wegweiser für die Entwicklungen in Richtung des Ideals *Smart Grid* dienen: [EU 10]

- Steigerung der Nachhaltigkeit: CO_2 -Reduktion
- Versorgungssicherheit: Anteil der erneuerbaren Energie, Zufriedenheit der Netznutzer, Stabilität des Netzes, Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen
- Effizienz: Summe der Netzverluste, Verhältnis von maximalem zu minimalem Energiebedarf in einem bestimmten Zeitraum, durchschnittliche Auslastung bestimmter Komponenten

Um die Netze *smart* zu machen und die angegebenen Leistungsparameter erfassen zu können, müssen alle Netzkomponenten mit den zuständigen Netzsteuer- und Netzleitstellen kommunizieren. Intelligente Regelsysteme sollen den effizienten Betrieb von Smart Grids gewährleisten. Dies stellt nun das Hauptkennungsmerkmal intelligenter Stromnetze dar: der allumfassende Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Um die IKT zur Nutzung durch intelligente Regelsysteme anwenden zu können, bedarf es deutlicher Investitionen in die Netzkomponenten aller Ebenen. Die Forschungsgebiete dafür sind in der Reihenfolge vom Prosumer (Endkunde, der sowohl Produzent als auch Konsument ist) [Koh09] bis zur Netzleitstelle gelistet:

- Smart Metering
- Smart Home
- Siedlungen der Zukunft

Diese Punkte sollen nun im Folgenden beschrieben werden.

6.3.1 Smart Metering

Definition

Smart Metering ist für alle Verbrauchsgüter, die mittels Mengenzählern erfasst werden, möglich. So gibt es Smart Meters (intelligente Zähler) für Strom, Gas, Wasser oder Fernwärme. Die Bezeichnung als intelligenten Zähler bezieht sich dabei darauf, dass der Zähler Verbrauchsmengen und Verbrauchszeiträume erfassen kann. Weiters, und das ist der größte und gewichtigste Unterschied zum herkömmlichen Zähler, können intelligente Zähler die erfassten Daten über die eingebauten Schnittstellen an den Versorger und/oder den Endkunden kommunizieren.

Beschreibung

Derzeit existieren in Österreich etwa 5,5 Millionen Stromzähler, zuzüglich etwa 1,35 Millionen Gaszähler. Diese werden in Abständen von einem oder drei Jahren abgelesen. Dieses aktuell eingesetzte System bietet weder für den Versorger, noch für den Endkunden Vorteile. Der administrative und finanzielle Aufwand für den Erhalt der Verbrauchsdaten ist für den Versorger hoch und die Endkunden erhalten damit keine aktuellen Daten zum Strom- oder Gasverbrauch. Intelligente Zähler bieten eine Reihe von Vorteilen: [E-C09]

- Überblick über den aktuellen Energieverbrauch
- einheitliche Datengrundlage für den Netzbetreiber
- Individualisierung der Produktgestaltung ist möglich
- Erhöhung der Versorgungssicherheit ist möglich
- Einbindung weiterer Energieformen ist möglich

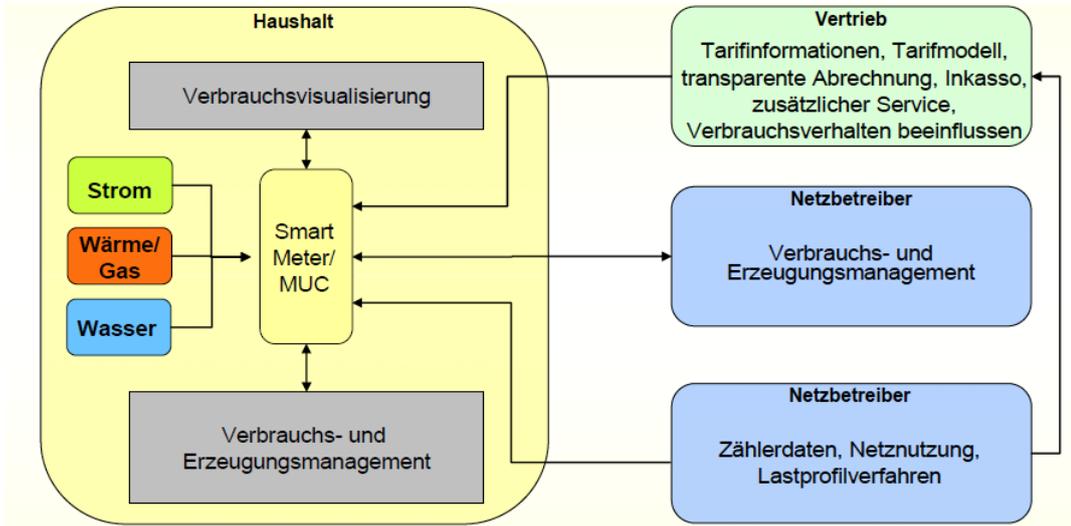


Abbildung 6.1: Prinzip des Smart Metering [Dep10]

Abbildung 6.1 veranschaulicht die Kommunikationswege in einem intelligenten Zähler. Die Verbrauchswerte von Strom und eventuell weiteren eingebundenen Energie- und Versorgungsformen wie Wasser oder Gas werden vom Zähler selbst erfasst. Der Zähler gibt die erfassten Werte an eine Visualisierungssoftware im Haushalt weiter, mit der sich der Kunde einen Überblick über die aktuellen Umsätze verschaffen kann. Das Smart Meter steht in Wechselwirkung mit dem Verbrauchs- und Erzeugungsmanagement, sowohl haushaltsintern als auch mit dem Management des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber erhält die Zählerdaten und gibt diese an den Vertrieb weiter, der das Tarifmodell und die Abrechnung an den Kunden anpasst. Die EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG schreibt vor, dass bis 2020 80% aller Stromkunden mit intelligenten Zählern ausgerüstet sein müssen. Die Einführung ist in den Mitgliedsstaaten unterschiedlich weit fortgeschritten. In Italien und Schweden, aber auch in nicht-

europäischen Ländern wie Kanada, USA oder Neuseeland sind intelligente Zähler mittlerweile die Haushaltsstandardzähler. In Deutschland müssen nur bei Neubauten und Komplettrenovierungen Smart Meters verpflichtend eingebaut werden. In Österreich wurde 2010 der Funktionsanforderungskatalog für intelligente Zähler einer öffentlichen Konsultation unterzogen. Die Kosten für die österreichweite Einführung wird auf 800 Millionen bis 1 Milliarde Euro geschätzt. [E-C09]

6.3.2 Smart Home

Definition

Synonyme für den Begriff *Smart Home* sind *Intelligentes Wohnen*, *eHome*, *Smart House*, *Intelligentes Haus* oder *Vernetztes Haus*, um nur einige zu nennen. Diese Begriffe verdeutlichen bereits, dass der Begriff *Smart Home* eng mit den bereits in Kapitel 3 beschriebenen Aufgaben der Gebäudeleittechnik zusammenhängt. In erster Linie werden dabei, um im privaten Wohnbereich zu bleiben, Energiezähler und andere Zählerleinrichtungen, Haushaltsgeräte und Multimediageräte vernetzt. [Rab09] Die Vernetzung erfolgt über ein Bussystem, im privaten Bereich wird oft der Elektroinstallationsbus (EIB) eingesetzt.

Beschreibung

Die Vernetzung erfasst somit nicht nur Heizung und Licht, sondern möglichst alle Geräte im Haushalt, beginnend mit der Waschmaschine, über Küchengeräte wie Kühlschrank, Geschirrspüler oder Herd, sowie Multimediageräte wie Computer und Fernseher bis zur Elektrohausinstallation. Wenn nun all diese Geräte mit Sensoren und Aktoren ausgestattet werden, so ergibt

sich die Möglichkeit, ein intelligentes System zu erschaffen, das aufgrund der aktuellen Umgebung und unter Zuhilfenahme historischer Daten Entscheidungen trifft, die zum Wohl des Bewohners beitragen. Werden diese Entscheidungen ohne Einfluss des Bewohners getroffen, so spricht man auch von Ambient Intelligence (AmI). Dies führt direkt zum *Ambient Assisted Living*, welches einerseits für Menschen ausgelegt ist, die gesundheitlich oder geistig beeinträchtigt sind, andererseits für alte Menschen. Hier kann die Smart-Home-Technologie dazu führen, dass diese Menschen länger als bisher in ihren eigenen vier Wänden leben, da ihnen von der Technik das Leben so vereinfacht wird, dass sie es mit weniger Unterstützung von außen bewältigen können. [Rab09] Die Vernetzung der Haushaltsgeräte bietet zusammen mit dem Einsatz von Smart Metering die Möglichkeit, Haushaltsgeräte in einem vorgegebenen Rahmen selbst entscheiden zu lassen, wann sie sich einschalten. Als mittlerweile klassisches Beispiel sei die Waschmaschine genannt, die abends aktiviert wird. Entnommen wird die gewaschene Wäsche dann allerdings erst morgens. So könnte ein intelligentes Gerät den Startzeitpunkt so legen, dass erstens die Kosten minimiert werden und zweitens die Wäsche trotzdem morgens fertig ist. Die Kostenminimierung ergibt sich durch die Tarifvorgabe des Netzbetreibers, der in Smart Grids die Tarife dem aktuellen Verbrauch anpassen kann, um so für eine gleichmäßigere Auslastung der Netze zu sorgen.

6.3.3 Siedlungen der Zukunft

Siedlungen und Dörfer werden sich in den nächsten Jahren vom energietechnischen Standpunkt aus gesehen stark verändern. Die Entwicklung, die sich ergeben wird, hängt stark von den vorhandenen Bedingungen der Siedlungsstrukturen ab. In Entwicklungsländern wird der Schwerpunkt auf energieautarken Siedlungen liegen. Der Grund dafür liegt im Nichtvorhandensein

von Kraftwerken und Übertragungsnetzen. Sollen somit bisher nicht elektrifizierte Siedlungen mit elektrischer Energie versorgt werden, so bietet sich als Alternative zum kostenintensiven Bau von Übertragungsnetzen der Aufbau einer energieautarken Siedlung an. In solchen Siedlungen muss der Energieverbrauch und die Energieerzeugung zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen. Durch den Aufbau vieler solcher Siedlungen können Menschen in Entwicklungsländern leichter mit Nahrung und Medikamenten durch den Einsatz von Kühlschränken versorgt werden. Weiters wird dadurch eine Grundlage für die Industrialisierung gelegt und die Ausbildung kann einfacher und verstärkt durchgeführt werden. In Industrieländern stellt sich die Problematik so dar, dass durch die vorhandenen Übertragungsnetze und Kraftwerke eine Grundversorgung besteht. Der verstärkte Einsatz von dezentraler Erzeugung mündet hier in erster Linie in energieaktiven Siedlungen, die selbst Energie erzeugen können. Diese Siedlungen sind allerdings aufgrund des divergierenden Erzeugungs- und Lastprofils (siehe Abb. 6.2) auf Ausgleichsenergie (siehe Abb. 6.3) aus dem Übertragungsnetz angewiesen. Das Fernziel beider Ansätze sind vernetzte energieautarke Regionen, die sich mit Wasser-, Wind-, Sonnen- und Bioenergie selbst versorgen. [Bra10b] Auf die Herausforderungen, die solche Inselnetze für die Energieversorgung bieten, wird in Kapitel 7 eingegangen. Die Entwicklung in den Industriestaaten sieht auch den verstärkten Einsatz von Elektromobilen vor. Im Bundesland Salzburg werden derzeit von einem Projektkonsortium aus mehreren Institutionen und Firmen, unter anderem der Salzburg AG und Siemens, mehrere Forschungsprojekte vorangetrieben. Im Bezirk Tamsweg wird eine Smart-Grid-Modellregion errichtet und die Gemeinde Schleedorf im Bezirk Salzburg-Umgebung wird in eine Siedlung der Zukunft verwandelt. Letzteres Projekt wird 2011 gestartet und beinhaltet die Errichtung von Photovoltaikanlagen auf jedem zweiten Hausdach und die

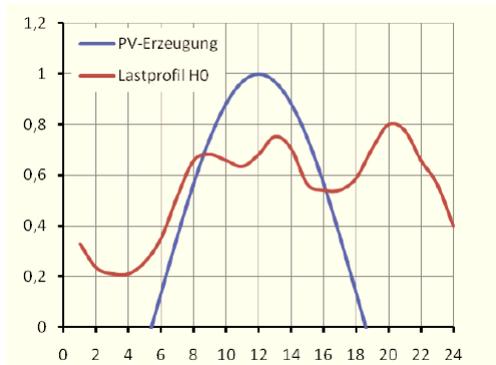


Abbildung 6.2: Erzeugungs- und Lastprofil [Bra11]

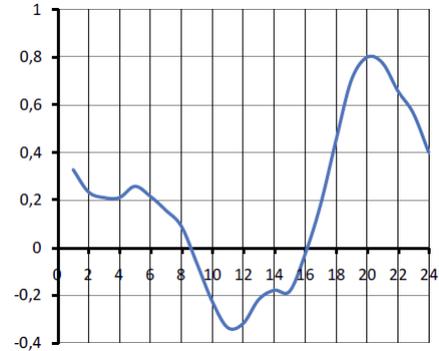


Abbildung 6.3: Ausgleichsenergie, H0-PV aus Abb. 6.2 [Bra11]

Bereitstellung von Elektroautos für die Hälfte der Haushalte.¹ Dieses Projekt soll aufzeigen, wie sich dieser massive Einsatz von dezentraler Erzeugung und Elektroautos auf das Niederspannungsverteilstromnetz auswirkt. Die beiden genannten Punkte, dezentrale Energiegewinnung und Elektromobilität, sind folglich die Charakteristika einer zukünftigen Siedlung. Auch wenn im genannten Projekt vor allem auf Photovoltaik gesetzt wird, so wird das nicht der Realität entsprechen. Vielmehr werden unterschiedliche dezentrale Erzeugungsmöglichkeiten für Nutzenergie eingesetzt werden wie Wasserkraft, Photovoltaik, Windenergie, Biomasse, Solarthermie und/oder Geothermie, um nur einige zu nennen.

Diese Vielzahl an unterschiedlichen Erzeugungseigenschaften gibt die Möglichkeit, eine Siedlung sowohl mit elektrischer als auch mit thermischer Energie zu versorgen. Wie in Abbildung 6.4 zu sehen ist, ergänzen sich die

¹W. Schneider, persönliches Gespräch am 21.03.2011, Siemens AG

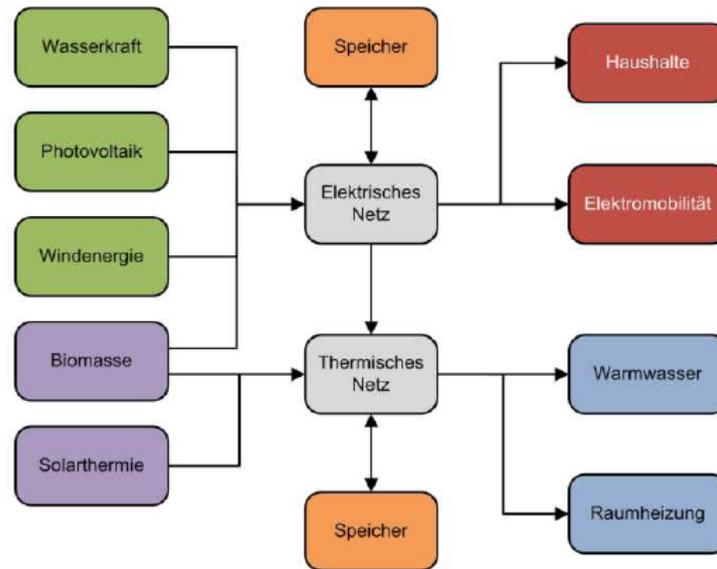


Abbildung 6.4: Zusammenspiel der elektrischen und thermischen Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Übertragungsnetze [E⁺11, S.89]

elektrischen und thermischen Erzeuger, Verbraucher und Übertragungsnetze gegenseitig, für den Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung werden Speicher eingesetzt. [E⁺11, S.89]

7 Herausforderungen für die Leittechnik

Der Aufbau und die Gesamtkonzeption des europäischen elektrischen Netzes wurde in Hinblick auf die Punkte

- kleine Anzahl an zentralen, dafür aber großen Kraftwerksblöcke
- Übertragungsnetze hauptsächlich für den Ausgleich zwischen verschiedenen Gebieten
- passive Netzverteilstruktur

gewählt und optimiert. Durch die Liberalisierung des Strommarktes wurde nicht nur der Wettbewerb am Stromversorgungsmarkt erhöht, sondern auch durch Umweltvereinbarungen und Effizienzvorgaben der Ausbau von kleinen, dezentralen Erzeugungseinheiten gefördert und forciert. Dieser Ausbau der dezentralen Erzeugung und Versorgung wurde basierend auf der *fit and forget - Philosophie* erreicht. Dieses auch derzeit noch gelebte Prinzip besagt, dass Neuanlagen an das bestehende Netz angebunden (fit), jedoch für den weiteren Netzbetrieb nicht beachtet (forget) werden. Das Augenmerk liegt dabei hauptsächlich auf der Verbindung zum Netz, aber nicht bei einer wirklichen Integration. [C⁺09, S.10]

7.1 Aufgaben

Bisher hatte die Netzleittechnik die folgenden Aufgaben:

- Spannungshaltung
- Frequenzhaltung
- Blindleistungsbereitstellung
- Versorgungswiederaufnahme
- technisches Engpassmanagement

Spannungshaltung im Niederspannungsnetz bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Netzspannung in einem bestimmten Bereich um den Vorgabewert von 230V gegenüber Erde beziehungsweise 400V zwischen den Außenleitern zu halten ist. In ähnlicher Weise ist die Netzfrequenz auf etwa 50Hz zu halten. Die Blindleistungserzeugung muss unabhängig von der Wirkleistung, die das Netz benötigt, jederzeit dem Blindleistungsbedarf angepasst werden. Um die Spannungshaltungsvorgaben erfüllen zu können, gibt es die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelungen in der Netzleittechnik, die entsprechende Regelreserven bereithalten müssen. Die Primärregelung ist eine Proportionalregelung, durch die sich alle Kraftwerke an der Leistungsregelung proportional zur Frequenzabweichung beteiligen. Die Sekundärregelung als Integralregelung betrifft nur einige wenige Kraftwerke, die dann die Frequenzabweichung auf Null ausregeln. Mit der Tertiärregelung oder Minutenreserve wird die Sekundärregelreserve abgelöst, um sie wieder für weitere Frequenzabweichungen zur Verfügung zu haben. Die Tertiärregelreserve entspricht der Leistung des größten Kraftwerkblocks in der jeweiligen Regelzone. Die Versorgungswiederaufnahme fordert die Inselbetriebs- sowie Schwarzstartfähigkeit ausgewählter Kraftwerke in einer Regelzone. Das technische Engpassmanagement (kurzfristiges Engpassmana-

gement) beinhaltet die Betriebsführung für den gestörten Betrieb, etwa bei Kraftwerks- oder Leitungsausfällen, um zwei Beispiele zu nennen. Diese Betriebsführung beinhaltet das Ändern der Netzkonfiguration, Eingriffe in die Erzeugungsstruktur und Eingriffe in die Verbrauchsstruktur. Beim kommerziellen (langfristigen) Engpassmanagement werden Übertragungskapazitäten für längere Zeiten benötigt. Dafür werden die vorhandenen freien Kapazitäten entweder an den Erstbieter, an den Höchstbieter oder anteilig an alle Interessenten vergeben. [Bra10a, DB,NR]

Die zukünftigen Aufgaben der Leittechnik ergeben sich aus folgendem Zitat:

“Smart Grid is a journey from the last century grid to an IT driven grid of the future with a rising share of renewable energy integration. We need to be pioneers in the development and adoption of new and innovative energy business models.”¹

Mit dem weiteren Ausbau von dezentralen Erzeugungseinheiten und dem geplanten Wandel der Mittel- und Niederspannungsverteilnetze zu intelligenten Netzen kommen auf die Netzleittechnik also eine Fülle von zusätzlichen Aufgaben hinzu: Energiemanagement, Erzeugungsmanagement, Lastmanagement, Speicher und Backupmanagement und Micro-Grid-Management [Bra10b], Bereitstellung und Kommunikation mit IT-Dienstleistungen sowie Implementierung und Adaption von neuen Geschäftsmodellen. [Sieb] In Zukunft soll auch die Verbindung von elektrischer und thermischer Energie zu einem gemeinsamen leittechnischen System erfolgen. Dezentrale Anlagen sind oft nicht besetzt, deshalb muss für diese Anlagen der Objektschutz und die Gebäudeleittechnik in übergeordnete Systeme integriert werden. [Fas03]

¹Dr. Richard Hausmann, CEO Energy Smart Grid Applications, Head of the Siemens Company Program Smart Grid [Sieb]

7.1.1 Energiemanagement

Dem Energiemanagement kommt im Zusammenhang mit der elektrischen Energieversorgung die wichtige Aufgabe zu, die Erzeugung und den Verbrauch in jedem Augenblick einander anzugleichen. Das Energiemanagement passiert durch die Netzbetreiber. Diese haben dafür zwei von der Grundüberlegung her völlig konträre Ansätze.

Erzeugungsmanagement

Erzeugungsmanagement oder Supply-Side-Management [Bra10b] ist jene Methode, die derzeit hauptsächlich angewandt wird. Durch Messung der Spannungs- und Stromwerte an bestimmten Punkten des Netzes und Messung der Netzfrequenz kann auf die Netzbelastung geschlossen werden. Grundlastkraftwerke stellen im dauernden Turbinenbetrieb die Grundversorgung sicher. Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke decken den restlichen Bedarf. Besonders den schnellen Pumpspeicherkraftwerken kommt die Bedeutung zu, den Kraftwerksbetrieb dem Netzfrequenzverlauf anzupassen. Im Voraus wurden dazu bereits Fahrpläne für die Kraftwerke verteilt, die eine grobe Vorgabe für den Betrieb darstellen.

Lastmanagement

Lastmanagement oder Demand-Side-Management [Bra10b] versucht, die Angleichung von der Verbraucherseite aus zu erreichen. Bisher wurde diese Art des Energiemanagements vor allem in Sondersituationen genutzt. So können Großverbraucher wie etwa Industriebetriebe oder auch ganze Städte kurzfristig vom Netz getrennt werden, um die Stabilität des restlichen Netzes gewährleisten zu können. Ein weiterer Anwendungsbereich des

Lastmanagements im konventionellen Netz ist die von zentralen Stellen ausgehende Schaltung von Nachtspeicherheizungen durch Rundsteuersignale. Dazu wird ein bestimmtes Signal vom Netzbetreiber an das Netz abgegeben. Dieses Signal wird von den in den Gebäuden der Verbraucher installierten Rundsteuerempfängern empfangen welche daraufhin die Heizungen einschalten.

Im Betrieb von intelligenten Netzen wird das Lastmanagement eine stärkere Bedeutung erlangen. Dies ergibt sich daraus, dass die zukünftig immer stärker im Netz vertretenen Photovoltaik- und Windenergieanlagen nicht steuerbar sind. Diese liefern unabhängig von der aktuellen Netzsituation die von Sonne oder Wind erhaltene Energie.

Lastabschaltungen Eine Möglichkeit des Lastmanagements ist, die im Netz zuviel vorhandene Last einfach abzuschalten. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass nicht jedes Gerät einfach abgeschaltet werden kann und darf. Neben dem klassischen Beispiel des Krankenhausbetriebs, der nicht durch das Lastmanagement gestört werden darf, gibt es viele weitere Beispiele von Geräten und Anlagen, die nicht abgeschaltet werden dürfen. Dies betrifft vor allem den Sicherheitsbereich wie Beleuchtung, Alarmanlagen, Rechenanlagen, um nur einige zu nennen. So besteht die Möglichkeit, nach vorheriger Vereinbarung mit dem Kunden, bestimmte Anlagenteile kurzfristig für eine gewisse Zeit einfach abzuschalten. Dabei entspricht das Abschalten eines Verbrauchers dem Anfahren / der Leistungserhöhung eines Kraftwerks, da in beiden Fällen ein Leistungsüberschuss im Netz entsteht. Das Abschalten wirkt sich bei Geräten mit einem Speicherverhalten, wie Kühlschränke oder Heizungsanlagen, nur auf den aktuellen Leistungsbedarf im Netz aus. Sobald diese Geräte wieder eingeschaltet werden, holen diese den durch das Abschalten eingesparten Verbrauch durch längere Betriebszeiten zur Speicherfüllung wieder auf. Solche Geräte sind also nur für eine

Lastverschiebung, wie im nächsten Abschnitt beschrieben, geeignet.

Lastverschiebungen Die Alternative zu Lastabschaltungen sind Lastverschiebungen, ähnlich wie bereits in Abschnitt 6.3.2 beschrieben. Der Unterschied dazu liegt darin, dass die Lastverschiebung nicht vom intelligenten Endgerät, sondern vom Netzbetreiber ausgeht.

Gewisse Dienste mit einem vorgegebenen Energieverbrauch, speziell im Haushalt, besitzen keine bestimmte Zeit, zu der sie laufen müssen, sondern lediglich eine definierte Endzeit, zu der sie spätestens erfolgt sein müssen. Der Zeitabschnitt vom frühestmöglichen Start der Dienstleistung bis zum spätestmöglichen Ende ist im allgemeinen deutlich größer als die eigentliche Dauer des Dienstes. Dadurch bestehen bei der Auswahl der Beginnzeit Freiheiten, die in intelligenten Netzen genutzt werden können. Diese Freiheiten sind unter anderem bei der Batterieladung von Elektrofahrzeugen oder dem Betrieb von Geschirrspül- oder Waschmaschinen vorhanden. Die Energielast, die von dem entsprechenden Dienst verursacht wird, kann also zeitlich verschoben werden, allerdings wird dadurch die Gesamtenergielast nicht verringert. [G⁺10a]

In Abbildung 7.1 ist als Betrachtungszeitraum t_{ges} die Zeit von 00:00-24:00 gewählt. Alternativen dazu könnten Tag, Nacht, Vormittag, Nachmittag oder ähnliche Zeitspannen sein. Jener Zeitraum, innerhalb dessen die Dienstleistung zu erbringen ist, wird als t_{Tol} bezeichnet. Diese liegt im oben angenommenen Fall zwischen 11:00 und 16:00. Bei einem Geschirrspüler wäre die Toleranzzeit die Zeit vom Beenden des Einräumens bis zu jenem Zeitpunkt, an dem man das Geschirr wieder benötigt, also etwa der Zeitpunkt des Abendessens. Die Betriebszeit des Gerätes wird als t_{Last} bezeichnet. Die Zeiten t_{vor} und t_{nach} sind die Reservezeiten, um die der Dienst verschoben werden kann.

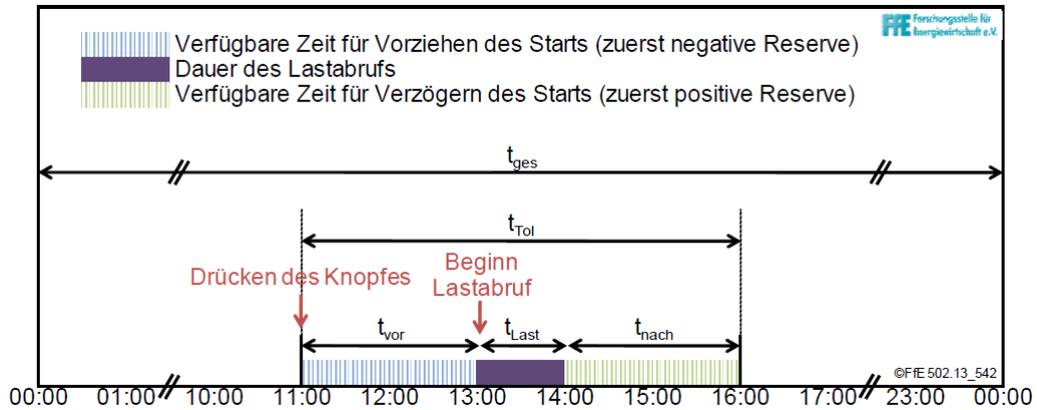


Abbildung 7.1: Lastverschiebung [G+10a]

Für Netzanbieter wäre eine möglichst große Toleranzzeit t_{Tol} vorteilhaft, da sich dadurch eine hohe und flexible Reservebereitstellung ergibt. Allerdings darf die Toleranzzeit nicht zu groß werden, da die entsprechende Dienstleistung innerhalb eines vom Kunden tolerierbaren Zeitraums erfolgen muss. [G+10a]

Der thermische Energiebedarf von Gebäuden lässt sich durch intelligente Regelung ebenfalls gleichmäßiger als bisher verteilen, ohne dass die Bewohner einen Komfortverlust erleiden müssen. Dies lässt sich aus der Tatsache folgern, dass Gebäude nicht dauernd beheizt werden müssen. Das Auskühlen eines modernen Hauses dauert wesentlich länger als das neuerliche Aufheizen. Dadurch lässt sich der Heizprozess im Rahmen des Lastmanagements verschieben, sodass der Energiebedarf für die Deckung des menschlichen Wärmebedürfnisses ebenfalls in gewissen Grenzen ausnivelliert werden kann.²

²M. Pichler, persönliches Gespräch am 27.04.2011, Siemens AG

7.1.2 Speicher- und Backupmanagement

Speicher- oder Storage-Management wird derzeit vor allem über den Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken realisiert. Weitere Energiespeicher wie Schwungradspeicher oder Druckluftspeicheranlagen besetzen momentan nur Nischenplätze. Durch die Realisierung von intelligenten Netzsystemen wird sich die Speicherstruktur grundlegend ändern. Das Hauptaugenmerk wird wie bei der Erzeugung nicht mehr auf wenigen Großanlagen, sondern auf unzähligen kleinen Anlagen liegen. Somit können sich die beiden Punkte Elektromobilität und Energiespeicher sinnvoll ergänzen. Durch geeignetes Lastmanagement werden die Speicherbatterien der Elektrofahrzeuge bei geringer Last und/oder hoher Erzeugung geladen und bei hoher Last und/oder niedriger Erzeugung dienen diese als Pufferspeicher. Das erwähnte Lastmanagement hat dafür zu sorgen, dass die Batterien bei Fahrtbeginn trotz Verwendung als Pufferspeicher voll genug für die geplanten Fahrten sind.

7.1.3 Micro-Grid-Management

Micro Grids sind Spezialfälle von Smart Grids. Netze im Hoheitsbereich eines Netzbetreibers können zwar *smart* realisiert werden, allerdings tauschen diese Ausgleichsenergie mit benachbarten Netzen aus. Im Gegensatz dazu wird bei Micro Grids die Leistungsautonomie angestrebt. Dies ist relevant für Inselnetze, dünn besiedelte Gebiete etwa in Entwicklungsländern oder Netzabschnitte, die bei bestimmten Bedingungen vom restlichen Netz getrennt werden müssen.

Micro Grids werden in drei Gruppen unterteilt:

- Village Micro Grids
- Diesel Mini Grids
- Urban Mini Grids

Erstere stehen für die Versorgung entlegener Dörfer und bieten zumindest die Versorgung mit den grundlegendsten elektrischen Anwendungen wie Licht. Diese Netze sind so einfach wie möglich gehalten, da das Know-How für die Wartung und die Wiederinstandsetzung nach einem Fehlerfall oft weit entfernt lokalisiert ist. Die elektrische Energie wird durch Photovoltaik, Wind oder mobile Anlagen erzeugt. Diesel Mini Grids versorgen ebenfalls entlegene Siedlungen und basieren auf der grundlegenden Stromversorgung durch Dieselmotoren. Photovoltaik- und Windkraftanlagen reduzieren den Treibstoffverbrauch und somit den CO_2 -Ausstoß. Urban Mini Grids sind Teile eines vorhandenen Netzes, die sowohl Netzparallelbetrieb als auch Inselnetzbetrieb ermöglichen sollen. Durch die Realisierung dieser Mini Grids soll ein hoher Anteil erneuerbarer Energiequellen ins Netz eingebunden werden und die Ausfallsicherheit erhöht werden. [Ein09]

7.2 Schwierigkeiten

Die sich durch den Übergang zu intelligenten Netzen für die Leittechnik ergebenden Aufgaben bringen bisher nicht oder zumindest nicht in dieser Form bekannte Probleme mit sich. Nachfolgend sollen diese Schwierigkeiten skizziert werden.

7.2.1 Datenqualität und Datensicherheit

Um aktiv in die Verteilnetze eingreifen zu können, genügt es nicht, Informationen von und Zugriff auf einige wenige Verbraucher zu haben. Um ein effizientes und für den einzelnen Verbraucher möglichst wenig sichtbares Verteilmanagement betreiben zu können, müssen möglichst viele Verbraucher gemeinsam zu diesem Verteilbetrieb beitragen. Die Herausforderung an die Sicherung der Datenqualität besteht vor allem darin, zu jedem Zeitpunkt möglichst aktuelle und exakte Daten zur Verfügung zu haben. Weiters reicht es nicht, nur von einigen wenigen Netzteilnehmern die Daten zu erhalten. Als Fernziel steht die *totale Information*, also die komplette und gesamte Information zu jedem Zeitpunkt über jeden Netzteilnehmer. Dies ist abgesehen von der Ausstattung jedes Teilnehmers mit einer entsprechenden Kommunikationsanlage auch ein Übertragungsproblem, da derzeit im Verteilnetz keine ausreichenden Datenübertragungsleitungen zur Verfügung stehen.

Ein Punkt, der bei der Datenverwaltung vorrangig zu beachten ist, ist der Datenschutz. Aus den zwischen den Netzmanagementstellen und den Haushalten kommunizierten Daten dürfen keine Rückschlüsse auf den jeweiligen Verbraucher gezogen werden können. So ist aus dem Tageslastprofil eines Haushalts ohne weiteres zu erkennen, wann die Hausbewohner (nicht) zu Hause sind oder wann sie auf Urlaub gefahren sind. Um den nichtautorisierten Zugriff auf diese Daten zu unterbinden und den Missbrauch zu verhindern, ist ein wirksamer Schutz der Daten zu gewährleisten.

7.2.2 Versorgungsqualität

Trotz oder auch gerade wegen der vermehrten dezentralen Einspeisung ist beim Konsumenten die Erwartungshaltung bezüglich der Versorgungsqua-

lität sehr hoch. Diese hohe und auch steigende Erwartungshaltung ergibt sich aus der folgenden beispielhaften Laienmeinung:

“Wie soll es zu einem Stromausfall kommen, wenn doch eh an jedem Haus eine Solaranlage, auf jedem Hügel ein Windkraftwerk und daneben noch ein Blockheizkraftwerk und ein Kleinwasserkraftwerk stehen? ”³

Aus dieser für die österreichische Gesamtbevölkerung nicht-repräsentativen Aussage kann gefolgert werden, dass zumindest ein Teil der Bevölkerung davon ausgeht, dass durch den Ausbau von Smart Grids die Versorgungsqualität zu steigen hat, unabhängig von den sich ergebenden technischen Problemen.

7.2.3 Spannungserhöhungen

Die Einspeisepunkte von dezentralen Erzeugungsanlagen sind über das gesamte Netzgebiet verteilt. Da die Stromerzeugung dort erfolgt, wo das Darangebot vorhanden ist, liegen diese vielfach in abgelegenen Gebieten an den NetZRändern. Dort sind die Stromnetze weniger stark ausgebaut und somit für geringere Leistungen ausgelegt. In Österreich betrifft das typischerweise die Kleinwasserkraft. Die Einspeisung erfolgt bei solchen Anlagen in das Mittel- oder sogar in das Niederspannungsnetz. Dieses sogenannte Verteilnetz ist bis dato zur Verteilung ausgelegt und folglich nicht für einen hohen Zuwachs an dezentraler Einspeiseleistung konzipiert und gebaut. Durch den forcierten Ausbau von dezentralen Anlagen kann es zu einer lokalen Anhebung der Netzspannung kommen. In der bisherigen Praxis wurde diese Spannungserhöhung verhindert, indem die betroffene Leitung verstärkt wurde. Dadurch entstanden jedoch hohe Netzzugangskosten für

³Gespräch unter Nachbarn am 24. April 2011, unkommentierte Schlussfeststellung

bestimmte Projekte, die diese somit unwirtschaftlich werden ließen. Wie in der folgenden Abbildung 7.2 zu sehen ist, verbrauchen dezentrale Erzeugungseinheiten einen Teil des vorgegebenen Spannungsbandes und folglich Netzreserven. Dieser Umstand führt somit zu einem früheren Erreichen der Spannungsbandgrenzen.

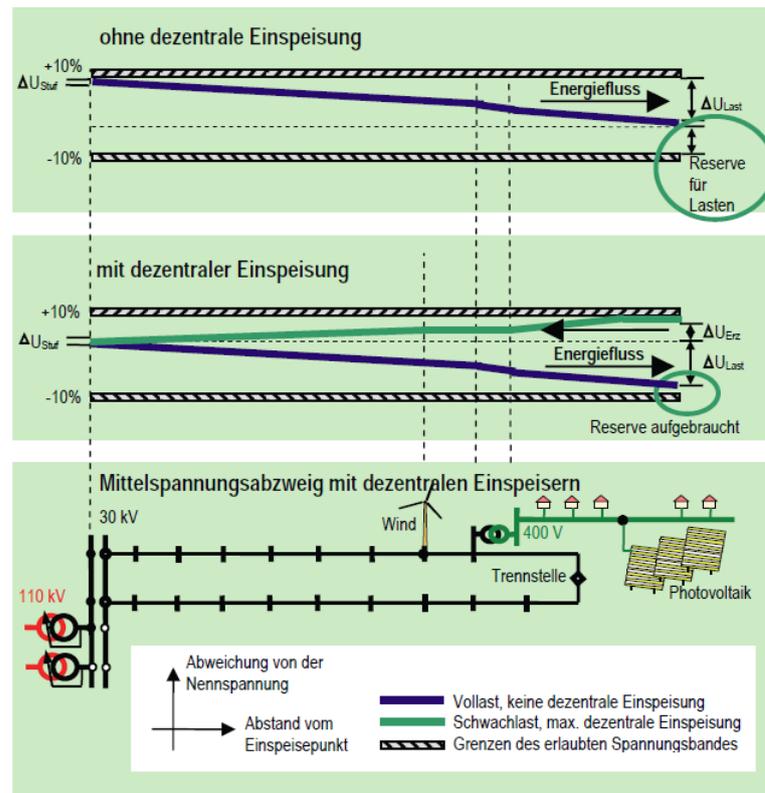


Abbildung 7.2: Spannungsanhebung durch dezentrale Einspeisung [LB08b]

Die Netzspannung muss zu jeder Zeit an jedem Ort innerhalb der durch die EN 50160 vorgeschriebenen Grenzwerte liegen. Im obersten Bildteil ist die

Situation ohne dezentrale Erzeugungseinheiten dargestellt. Die Verbraucher entlang der Leitung bewirken einen Spannungsabfall, der durch die blaue Linie dargestellt ist. In der mittleren Grafik sind die beiden Extremwerte eingetragen. Die grüne Linie zeigt den Spannungsverlauf entlang der Leitung bei voller Erzeugungsleistung und geringstem Bedarf der Verbraucher, während die blaue Linie den Verlauf bei höchstem Verbrauch und komplettem Ausfall der dezentralen Erzeuger darstellt. Der unterste Grafikteil zeigt die der Modellierung zugrundeliegende Netzstruktur. [LB08b, S.11]

7.2.4 Unsymmetrien

Ein weiteres Problem besteht in der Möglichkeit von Unsymmetrien. Speisen in einer Siedlung ein Großteil der dort installierten Photovoltaikpaneele auf derselben Phase ein, so wird sich dies am Netzsternpunkt als deutliche Unsymmetrie bemerkbar machen. Aus diesem Grund ist auf eine gleichmäßige Verteilung der Einspeiser auf alle drei Phasen zu achten.

7.2.5 Preis

Ein großes Problem stellt, wie bei vielen Projekten, die Finanzierung dar. Die Netzbetreiber ersparen sich durch die Umwandlung der herkömmlichen Netze zu Smart Grids den ansonsten notwendigen Ausbau zu stärkeren Netzstrukturen. Andererseits geht der Bedarf an Smart Grids von den Netznutzern, den Verbrauchern, aus. Es stellt sich also die Frage, wer für die entstehenden Kosten für etwa Smart Meters aufzukommen hat.

7.2.6 Platz

Die Leittechnik für Smart Grids und speziell für energieaktive und -autarke Siedlungen besteht nicht nur aus Softwarekomponenten. Dass die nötige Hardware viel Platz beansprucht, beweist eindrucksvoll die Leittechnikanlage des Kraftwerkes Kops II, die aus 176 (sic) Schaltschränken besteht. [Vor08, S.10] Hier steht man speziell bei energieautarken Siedlungen vor der Problematik, den entsprechenden Platz für eine Menge an Schaltschränken in einer solchen Größenordnung bereitstellen zu müssen. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass die Autarkie einer solchen Siedlung die gesamte technische Ausstattung für die Energieversorgung betrifft.

7.2.7 Gleichzeitigkeit

Um den Lastbedarf von Verbrauchergruppen bestimmen zu können, benötigt man den Gleichzeitigkeitsfaktor g .

$$P_{max} = g \cdot P_{inst} \quad (7.1)$$

wobei

P_{max} Erwartungswert der maximal benötigten Leistung

g Gleichzeitigkeitsfaktor

P_{inst} Installierte Leistung

darstellt. Mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g wird berücksichtigt, dass nicht alle installierten und verfügbaren Verbraucher gleichzeitig (daher der Name) in Betrieb sind. In der folgenden Abbildung 7.3 stellen die Kurven den Gleichzeitigkeitsfaktor von 4 verschiedenen Gerätetypen in Abhängigkeit von der Anzahl der Wohneinheiten dar.

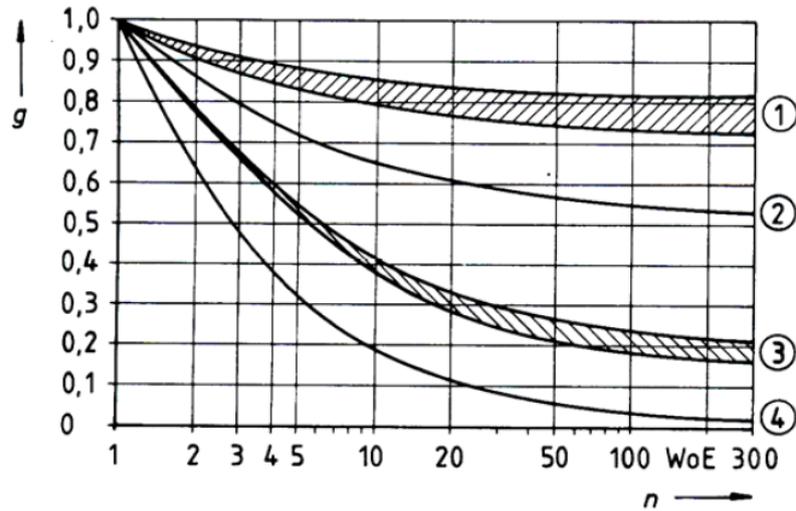


Abbildung 7.3: Gleichzeitigkeitsfaktor [Bra10a]

- 1 Elektrische Speicherheizungen, die per Rundsteuersignal geschaltet werden
- 2 Direktheizungen (durch Kunden geschaltet)
- 3 Allgemeiner Bedarf
- 4 Durchflusserwärmer [Bra10a, S.LM2f]

Bei Smart Grids kann die Gleichzeitigkeit von Erzeugungsanlagen zu Problemen führen. Sind Windparks nicht gleichmäßig verteilt, sondern etwa aufgrund des Winddargebots auf wenige Standorte konzentriert, so ist der Gleichzeitigkeitsfaktor innerhalb eines solchen Windparks sehr nahe bei 1. Selbiges gilt, und das stellt bei den Erzeugungsanlagen die größte Problematik dar, für Photovoltaik- und andere Solaranlagen. In einer Siedlung geht die Sonne gleichzeitig auf und wird auch zur gleichen Zeit für alle

Anlagen den optimalen Stand erreichen. Hier bewegen wir uns bei einem Gleichzeitigkeitsfaktor von praktisch 1.

Wie aus Abbildung 7.3 zu interpretieren ist, verteilt sich die Gesamtlast des Netzes umso ungleichmäßiger, je weniger Netzteilnehmer vorhanden sind. Außerdem nähert sich der Erwartungswert der maximal benötigten Netzleistung bei kleiner werdendem Netz immer mehr der gesamten installierten Leistung, da sich der Gleichzeitigkeitsfaktor dem Wert 1 nähert. Besonders bei der Entwicklung von Netzen für energieautarke Siedlungen kann das zu einem Problem werden. Energieautarke Siedlungen sind mitunter kleine Siedlungen, die etwa in Entwicklungsgebieten nur wenige Netzteilnehmer aufweisen können. Die dadurch stark schwankende Last legt daher hohe Anforderungen an die Leittechnik des versorgenden Netzes.

7.3 Lösungsansätze

An der Lösung all dieser genannten Probleme wird derzeit intensiv gearbeitet und geforscht. Es zeichnen sich teilweise Lösungen oder zumindest Lösungsansätze ab. So wurden und werden bis dato (Stand Mai 2011) mehrere Projekte in Europa vorangetrieben, mit denen die Umsetzbarkeit von Smart Grids gezeigt werden soll. Die bisherigen Erkenntnisse sollen nun im folgenden Abschnitt beschrieben werden.

7.3.1 Philosophie

In Deutschland und in Österreich wird rund die Hälfte der elektrischen Energie von Kunden verbraucht, die am Niederspannungsnetz angeschlossen sind. Immer mehr dezentrale Erzeugungsanlagen werden in dieser Netzebene in Betrieb genommen. Allerdings sind die im Niederspannungsnetz

vorhandenen Lasten und Erzeuger derzeit aufgrund fehlender Mess- und Kommunikationseinrichtungen nicht beobacht-, steuer- oder regelbar. Aufgrund der unüberschaubaren Anzahl von Verbrauchern und Erzeugern ist die Übertragung der relevanten Anlagendaten an eine zentrale Leitstelle nicht sinnvoll. Dies ergibt sich auch daraus, dass die Anzahl und die Konstellation der Verbraucher und Erzeuger im Netz durch ständige Erweiterungen, Neubauten und Außerbetriebnahmen nicht detailliert modellierbar ist, was in einer herkömmlichen Leittechnikanlage gefordert wäre. Aus diesem Grund ist die Philosophie der Netzleittechnik der Zukunft eine dezentrale. Netze sollen sich selbst organisieren und managen, die derzeitigen Netzleitstellen sollen in einer ähnlichen Form wie bisher beibehalten werden. Diese Philosophie ist ganz im Sinne der Netzbetreiber, da sich diese dadurch große Investitionen in die Netzleitstellen ersparen, weil das Management der Niederspannungsnetze direkt vor Ort passiert. Nichtsdestotrotz ist für diese Art des Netzmanagements ein massiver Einsatz von IKT vonnöten, was zwar für das bestehende Netz keinen Totalumbau, jedoch eine deutliche Erweiterung der Funktionen und der verwendeten Gerätschaften bedeuten wird.

7.3.2 Demand Response

Wie in Abschnitt 7.1.1 beschrieben, wird zukünftig die Möglichkeit bestehen, Lasten uhrzeitlich zu verschieben, um den Verbrauch besser ausnivellieren zu können. Im Normalfall wird dabei vor allem von klassischen Haushaltsverbrauchern wie Waschmaschinen oder Geschirrspülern gesprochen. In der allgemeinen Diskussion wird allerdings meist übersehen, dass die weitaus größten Potentiale für die Lastverschiebung im Industriebereich liegen. Viele große Industriebetriebe regeln ihren Stromverbrauch im Rahmen ihres Spitzenlastmanagements. Dabei liegt der Blickpunkt jedoch nur

innerhalb des Betriebs, eine Optimierung bezüglich übergeordneter Energiewirtschaftlichkeit fehlt. Bei der Umsetzung von Demand Response in der Industrie werden in den teilnehmenden Industrien Stromverbraucher definiert. Diese können dann an- und abgeschaltet werden, um somit Regenergie bereitstellen zu können.

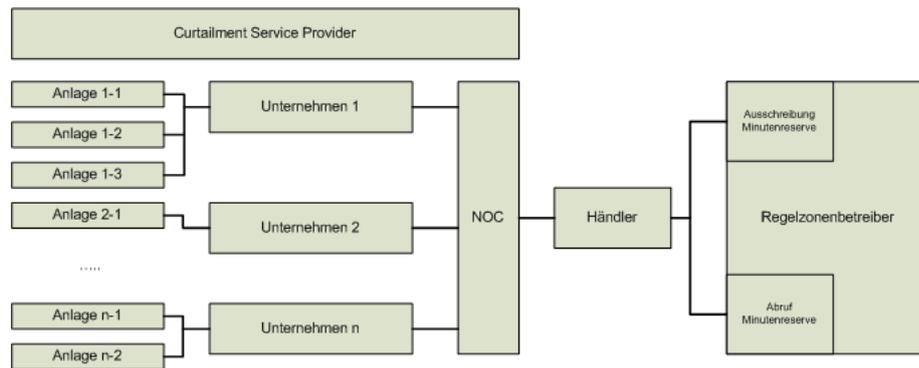


Abbildung 7.4: Demand Response am Beispiel Minutenreserve ⁴

Der Curtailment Service Provider (CSP) erhält die Erlaubnis, bestimmte Anlagen in bestimmten Unternehmen für jeweils festgelegte Zeitspannen ein- und auszuschalten. Dafür baut er eine Datenverbindung von seinem Steuerungsrechner (Network Operation Center, NOC), wie in Abbildung 7.4 dargestellt, zum jeweiligen Unternehmen auf. Über diese Datenverbindung werden Daten über die Schaltbarkeit zum CSP, sowie die Schaltbefehle zum Unternehmen übertragen. Im Unternehmen selbst werden die Schaltbefehle an die Prozess- oder Produktionsleittechnik übergeben, überprüft und weiterbearbeitet. Diese Möglichkeit der Beeinflussung einer Vielzahl der Anlagen, die der CSP in seinem Schaltbereich besitzt, kann auf einem Strommarkt angeboten werden. Erhält in diesem Fall der CSP den Zuschlag zur Bereitstellung von positiver Minutenreserve, so wartet er zu-

⁴eigene Arbeit nach [vRG10]

erst auf einen Abruf dieser Reserve. Sobald der Abruf eintritt, entscheidet der CSP über seinen Steuerrechner, welche Anlagen in welcher Reihenfolge abgeschaltet werden. Die Abschaltensignale werden an die Prozessleitsysteme gesendet und der CSP erhält Rückmeldung von den Verbrauchern, ob die Schaltung erfolgreich und wie groß die abgeschaltete Leistung war. Mit diesen Informationen kann der CSP seine weiteren Schritte planen.

7.3.3 Virtuelle Kraftwerke

Distributed Energy Resources - Dezentrale Erzeugungsanlagen (DER) können ohne Beschränkung der Allgemeinheit als zu klein für eine direkte Implementierung in ein Netzleitsystem bezeichnet werden. Durch dieses Manko können kleine Erzeuger weder am Stromhandel teilhaben, noch wirken sie an der Netzregelung mit, da sie für den Netzbetreiber de facto unsichtbar sind. Die Lösung für Netzbetreiber und die Betreiber der Erzeugungsanlagen sind virtuelle Kraftwerke. Dabei werden, wie in Abb. 7.5 zu sehen, viele verschiedene Erzeuger, aber auch steuerbare Verbraucher und Speicher, zusammengefasst und in ihrer Gesamtheit als ein einzelnes Kraftwerk betrachtet. Mit virtuellen Kraftwerken kann das gesamte Portfolio der DER am Strommarkt gehandelt und dem Netzbetreiber verschiedene Dienste angeboten werden. Dabei besteht die Möglichkeit die Marktteilnahme als kaufmännisches und die Teilnahme am Netzmanagement als technisches virtuelles Kraftwerk zu beschreiben. [C⁺09, S.17]

Am besten für den Betrieb des virtuellen Kraftwerks geeignet scheint der Verteilnetzbetreiber, das Gegenstück zum Übertragungsnetzbetreiber, zu sein. Dieser besitzt, was für den Betrieb eines virtuellen Kraftwerks essentiell ist: Kenntnisse über die lokale Netzstruktur. Dies ist deshalb so wichtig, weil virtuelle Kraftwerke geographisch orientiert sind, was bedeutet, dass DER aus einer Region zu einem solchen Kraftwerksverbund zu-

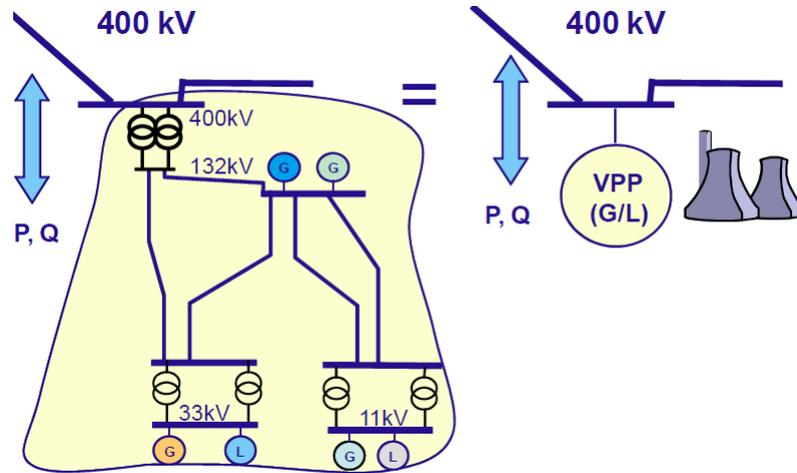


Abbildung 7.5: Prinzip des virtuellen Kraftwerks [C⁺09]

sammengefasst werden. Um hierbei die Flexibilität und Regelbarkeit eines herkömmlichen Kraftwerks zu erreichen, müssen verteilte Leittechnikstrukturen sowie eine entsprechende Kommunikations- und Informationsinfrastruktur bereitgestellt werden. [C⁺09, S.22ff]

7.3.4 Kommunikation

Smart Grids, oft auch als *Internet der Energie* bezeichnet, bauen grundlegend auf dem Ausbau der IKT auf. Damit sowohl Erzeuger als auch Verbraucher mit dem Netzmanagement kommunizieren können, ist ein Wandel in der Kommunikationsstruktur zu erwarten. Bisher kommunizieren nur große Erzeuger mit dem Netz, die dann im Rahmen der Spannungs- und Frequenzregelung ihre internen Parameter anpassen, um das Netz stabil zu halten. Die Anbindung dieser, im Vergleich wenigen, Einheiten erfolgt im Regelfall über extra installierte Kommunikationskanäle wie Internetanbin-

dungen über Ethernet oder LWL, um Beispiele zu nennen. Sobald nun möglichst jeder Netzteilnehmer an der Netzkommunikation teilnehmen soll, ist diese Kommunikationsstruktur nicht mehr zielführend. Es bestehen nun grundsätzlich zwei Möglichkeiten. Erstens könnte man die in praktisch jedem Haushalt bestehende Internetanbindung nutzen, um die Daten vom und an das Netzmanagement zu übertragen. Ein Problem hierbei ist sicher, dass nicht in jedem Haushalt eine Anbindung über eine Standardleitung oder ähnliches verfügbar ist. Werden in einem Haushalt nur mobile Universal Mobile Telecommunications System (UMTS)-Sticks verwendet, so ist eine Verbindung darüber für die Netzkommunikation nicht möglich. Die zweite Möglichkeit besteht darin, die zwingend vorauszusetzende Infrastruktur für den Bezug von elektrischem Strom für die Kommunikation zu verwenden: die Energiekabel. Es wurde bereits mehrfach gezeigt, dass Kommunikation über Stromleitungen möglich ist, etwa bei Powerline, wo DSL über die Steckdose angeboten wird. Die größte Schwierigkeit besteht bei der Kommunikation über die Energieverkabelung darin, dass trotz der notwendigen Überwindung von Transformationen zwischen Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen höchste Zuverlässigkeit zu garantieren ist. So senden dafür geeignete Zähler ihre Daten über die Stromleitung im Frequenzband von $9 - 95kHz$ an die Leitstelle. Bei Pilotprojekten wurden dabei Verfügbarkeiten zwischen 70 und 100% erreicht. [Sch09]

7.3.5 Aktive Verteilnetze

Übertragungskapazitäten von Leitungen sind physikalisch durch den Bemessungsstrom und technisch durch die Spannungsbandgrenzen limitiert. Wie aus Abb. 7.6 ersichtlich, gibt es zu jedem Zeitpunkt an jedem Punkt des Netzes eine Spannungsbandreserve, die jedoch im passiven Verteilnetzbetrieb nicht genutzt werden kann.

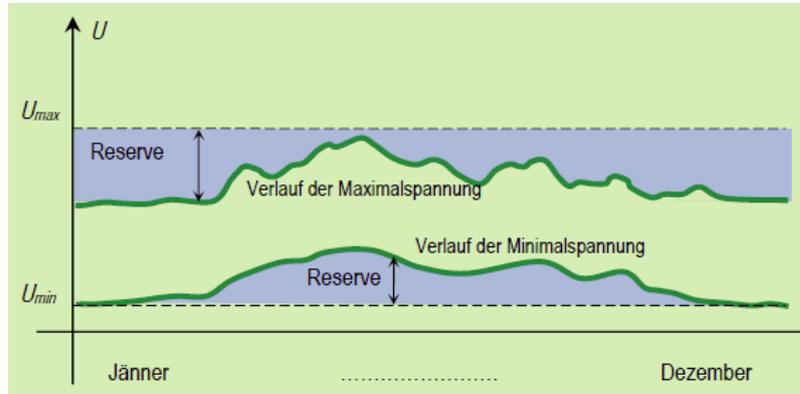


Abbildung 7.6: Spannungsbandreserve durch dezentrale Einspeisung [LB08b]

Wie in Abschnitt 7.2.3 beschrieben, kann die Einspeisung von elektrischer Energie in das Mittel- und Niederspannungsnetz zu einer faktischen Verringerung der Spannungsbandgrenzen führen. Aktive Verteilnetze verwenden Steuerungs- und Regelungsmechanismen, die im laufenden Betrieb die Spannung an bestimmten Punkten aktiv beeinflussen, um somit die Spannungsbandreserven besser zu nutzen. Dies ist in Abbildung 7.7 dargestellt. Um dies zu erreichen, müssen möglichst viele Netzteilnehmer in die Regelung miteinbezogen werden.

Die beiden eingezeichneten Kurven stellen jeweils die minimalen beziehungsweise maximalen Spannungen eines Netzes im Jahresverlauf dar. In der Teildarstellung A hat das skizzierte Netz deutliche Reserven für künftige Last- und Erzeugungszuwächse. Werden diese Reserven im Laufe der Zeit durch den Ausbau von Erzeugern und Lasten aufgebraucht, so ergibt sich ein Zustand wie in Darstellung B aufgezeigt. Wenn bei weiterem Ausbau der dezentralen Erzeugung vom Netzbetreiber nichts unternommen wird, so kommt es, wie in Darstellung C zu sehen ist, zu einer Überschreitung

7 Herausforderungen für die Leittechnik

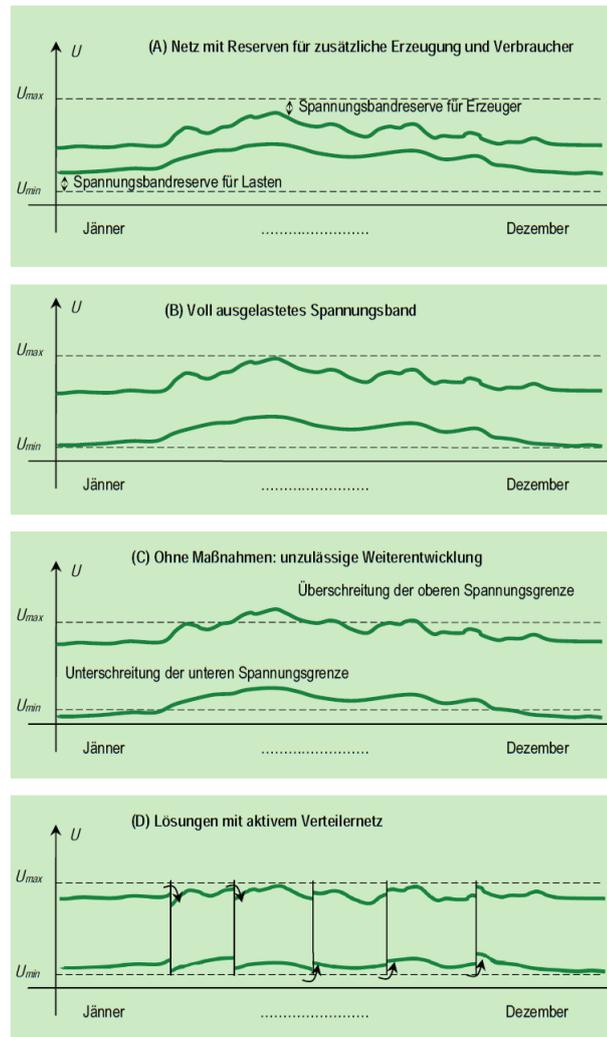


Abbildung 7.7: Spannungsbandmanagement bei aktivem Verteilnetzbetrieb
[LB08b]

der Spannungsgrenzen, bei weiterem Lastzuwachs zu einer Unterschreitung. Will man nun auf die Verstärkung der Leitung aus finanziellen oder anderweitigen Gründen verzichten, so bleibt nur die Möglichkeit eines aktiven Eingriffs in die Spannungsverläufe. Diese aktiven Eingriffe rechtfertigen den Begriff *aktiver Verteilnetzbetrieb*.

Im Projekt *DG DemoNetz-Konzept* wurden nach den folgenden Freiheitsgraden

- Verwendung des Stufentransformators
- Wirkleistungsmanagement beim Erzeuger
- Wirkleistungsmanagement beim Verbraucher
- Blindleistungsmanagement beim Erzeuger
- Blindleistungsmanagement beim Verbraucher

verschiedene Regelungskonzepte entwickelt. Diese können in ein Stufenmodell, wie in Abbildung 7.8 gegliedert werden.

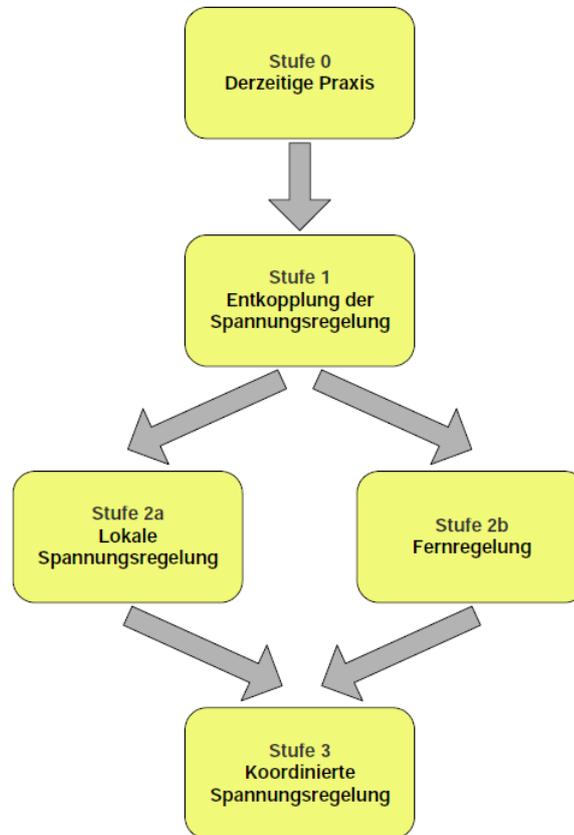


Abbildung 7.8: Stufenmodell für die aktive Spannungsregelung [LB08a]

Stufe 0: derzeitige Praxis In der derzeit üblichen passiven Betriebsweise werden Netze durch Worst-Case-Annahmen dimensioniert. (Minimale Erzeugung bei maximaler Last, Maximale Erzeugung bei minimaler Last u.ä.) Abgesehen von Eingriffen durch Schutzeinrichtungen in Fehlerfällen passieren keine direkten Eingriffe in das Netz. Der Stufentransformator wird mit einer fixen Referenzspannung für die Sammelschiene im Umspannwerk

betrieben. Seine Hauptaufgabe liegt darin, Spannungsschwankungen aus dem Hochspannungsnetz und jene aufgrund schwankender Lasten durch die Transformatorimpedanz zu kompensieren. Die Spannungsverhältnisse im unterlagerten Netz werden dabei jedoch nicht erfasst.

Stufe 1: Entkopplung der Spannungsregelung Die Konfiguration und die Aufgaben des Stufentransformators sind gegenüber der Stufe 0 unverändert. Es kann aber, abhängig von der Netztopologie, sinnvoll sein, einzelne Netzteile durch einen Längstransformator vom restlichen Netz abzukoppeln. Dies ist etwa bei Teilnetzen mit einer Häufung von Erzeugern der Fall. Das Netz wird weiterhin passiv betrieben, allerdings können lokale Spannungsprobleme gelöst werden.

Stufe 2a: lokale Spannungsregelung Auch in dieser Stufe bleibt der Stufentransformator wie in Stufe 0 konfiguriert. Einige dezentrale Erzeuger regeln mittels Blind- und Wirkleistungsmanagement lokal die Spannung.

Stufe 2b: Fernregelung Der Stufentransformator im Umspannwerk erhält von kritischen Knoten im Verteilnetz Messdaten. Üblicherweise handelt es sich um jene Netzknoten, die im Jahresverlauf die höchsten beziehungsweise niedrigsten Spannungswerte aufweisen. Überschreitet oder unterschreitet die Spannung in einem der Knoten den jeweiligen Grenzwert, so erfolgt im Transformator eine entsprechende Stufenschaltung in die Gegenrichtung. Allerdings muss dabei beachtet werden, dass durch die Umschaltung nicht die Grenzwerte an anderen Stellen verletzt werden.

Stufe 3: koordinierte Spannungsregelung Die komplexeste Lösung erfolgt durch Kombination der Stufen 2a und 2b, also durch Verbindung der

Fernregelung mit der lokalen Wirk- und Blindleistungsregelung durch ausgewählte Netzteilnehmer. Wird hierbei an einem kritischen Netzpunkt eine Spannungsgrenze verletzt, so tritt zuerst die Fernregelung in Kraft. Ist dies nicht möglich, weil durch die Stufenänderung am Stufentransformator an anderen Netzpunkten die Grenzwerte verletzt würden, so wird von den Erzeugern mittels Blindleistungsregelung eingegriffen. Wenn auch dies nicht zum Erfolg führt, so steht als letztes Mittel die Spannungsregelung über die Wirkleistung zur Verfügung. [LB08a, S.50ff]

7.3.6 Blindleistungsregelung

Mit der bisher üblichen *fit-and-forget*-Strategie bei der Einbindung von kleinen Energieerzeugungsanlagen wurde vor allem bei Photovoltaikanlagen auf die Art der eingespeisten Leistung kaum Rücksicht genommen. So sind viele Anlagen in Betrieb, die aufgrund der verwendeten Geräte nur Wirkleistung einspeisen können. Um die Spannung im Verteilnetz regeln zu können, muss Blindleistung eingespeist werden. Deshalb können deutsche Netzbetreiber seit Juli 2010 gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie eine Einspeisung mit einem Wirkleistungsfaktor von 0,95 verlangen, manche EVU verlangen sogar 0,90. Aktuelle Wechselrichter, die in Neuanlagen zweckmäßig eingebunden werden, bieten eine Phasenverschiebung bis zu einem Faktor von 0,8 an. [SMA09]

7.3.7 Finanzierung

Es müssen etwa 15% Preisunterschied zwischen aktuellem und alternativem Anbieter elektrischer Energie vorhanden sein, damit der Anreiz für einen Anbieterwechsel zu einem alternativen Versorger groß genug ist. Daraus

folgt, dass die allgemeine Hürde für die Bereitschaft zur Änderung des eigenen Verbraucherverhaltens sowie zur aktiven Mitwirkung sehr groß ist. Allerdings zeigte sich auch, dass mehr als die Hälfte der Befragten gegenüber elektronischen Helfern positiv eingestellt ist. Über 80% der Befragten fordern aber, dass sich die Helfer innerhalb von 3 Jahren amortisieren. [L⁺09] Daraus folgernd lässt sich sagen: Die Bereitschaft der Bevölkerung, sich an der Finanzierung des elektrischen Netzes zu Smart Grids zu beteiligen, ist gering. Sollten für die Verbraucher Mehrkosten für etwa intelligente Zähler entstehen, so wird das nur dann akzeptiert werden, wenn diese Mehrkosten durch attraktive Tarife mehr als kompensiert werden. In Summe bedeutet dies also eine starke finanzielle Belastung für die Netzbetreiber.

7.3.8 Selbstorganisierende Strukturen

Der massive Anstieg an Generatoren, die in das Stromnetz integriert werden sollen, verändert die gesamte Struktur des Netzes und verursacht ein enormes organisatorisches Problem. Dabei ist das Problem nicht nur ein technisches, sondern auch ein sozioökonomisches. Bei der Betrachtung des Problems, wie man große Mengen an Akteuren organisieren soll, entstehen Parallelen zu der Fragestellung, wie man Gesellschaften organisieren soll. Dabei ergibt sich, dass die Effizienz und Robustheit eines sozialen Systems vor allem von der zur Verfügung stehenden Information abhängt. Ein zentralisiertes System beinhaltet stets weniger Information als ein dezentral organisiertes System. Übertragen auf das elektrische Netzsystem und dessen Steuerung bedeutet das einen Wechsel der Paradigmen. Es werden neue Strukturen und neue Konzepte für den Informationsaustausch entstehen, die ihren Ursprung im Internet haben. Genannt seien hierbei web services, client-server-relations, peer-to-peer-communication, players roles and rules, um nur einige zu nennen. Im Folgenden sei ein Grundstock an Akteuren de-

finiert, sowie ihr Zusammenspiel erläutert. Als Grundlage für die Selbstorganisation der Akteure im elektrischen Netz wird der *trade act* verstanden. In letzter Konsequenz bedeutet das, dass jedes An- und Abschalten einer Glühbirne in Zusammenhang mit einem Vertrag zwischen Konsument und Produzenten gebracht werden muss. In praktischer Hinsicht muss allerdings beachtet werden, dass die vertraglichen Interaktionen zwischen Erzeuger- und Verbraucherseite automatisiert und so weit wie möglich vereinfacht werden müssen. Auch wenn durch die Automatisierung und Vereinfachung schlussendlich ähnliche Strukturen wie heute Verwendung finden werden, wie beispielsweise Lastprognosen, so ist wichtig zu unterstreichen, dass die Realisierung des grundlegenden Konzepts weitreichende Konsequenzen für die gesamte Systemstruktur und Systemphilosophie bedeutet. Diese Konsequenzen umfassen nicht nur die technischen, sondern auch die ökonomischen Belange. Im technischen Sinn wird hier ein *No-Surprise-Scenario* erwartet. Das bedeutet, dass es keine reguläre Last- oder Erzeugungsänderung geben wird, die nicht im Vorhinein bekannt ist. Daraus ergibt sich, dass Systemfehler, ausgelöst durch Verletzungen des Erzeugungs-Last-Gleichgewichts und nicht durch Zufälle oder höhere Gewalt, aus Prinzip nicht passieren können. Aus diesen Überlegungen ergeben sich fünf grundlegende Spieler im zukünftigen elektrischen Netzwerk:

- Private Energy Agent (PEA)
- Local Electricity Exchange Market (LEX)
- Electricity Police (EP)
- Island Administration (IA)
- Network Transport Agent (NTA)

- Kontrolle und Regelung des Leistungsflusses
- Messfunktionen
- Benutzerschnittstellenfunktionen
- Berichtsfunktionen

Local Electricity Exchange Market Die Preisbildung für die elektrische Energie kann entweder bilateral zwischen zwei PEA oder, in vielen Fällen einfacher, über einen elektronischen Markt geschehen. Aufbauend auf dem Prinzip der Dezentralisation kann auch der Markt für elektrische Energie lokal realisiert sein. Ein sicherer Anwendungsfall dafür sind energieautarke Siedlungen. Der LEX wird als Webserver betrieben und die PEA greifen über standardisierte Protokolle darauf zu. Die Hauptfunktionen sind:

- Sammlung der Angebote und Nachfragen
- Kalkulation des Market-Clearing-Preises
- Präsentation der Handelsaktivitäten auf einer Webseite
- Kommunikation mit anderen und größeren LEX zur Behandlung von Über- und Unterversorgung
- Berichtsfunktionen

Electricity Police Der Unterschied zwischen dem Gut *elektrische Energie* und anderen Gütern ist die Ununterscheidbarkeit. Es ist nicht möglich, einem Stück elektrischer Energie eine Adresse zuzuweisen, um sein Ziel zu definieren. Weiters gibt es keine Möglichkeit, ein definiertes Paket auf seiner Reise zu verfolgen. Im Gegensatz dazu kann man sich vorstellen, dass jeder Produzent seine produzierte elektrische Energie in einen Pool wirft, aus dem

sich die Verbraucher bedienen. Aus diesem Gedankenbild ergeben sich zwei grundsätzliche Möglichkeiten des Betrugs in einem derartigen System:

- Ein Erzeuger stellt Energie in Rechnung, die er nicht in den Pool eingebracht hat
- Ein Verbraucher entnimmt Energie aus dem Pool, für die er nicht bezahlt hat

Somit muss die Überwachungs- und Kontrollinstanz, realisierbar als Webserver, folgende Funktionen erfüllen:

- Überwachung der Handelsaktivitäten
- Überprüfung der Vertragserfüllung aller Beteiligten
- Leitung der Messungen zur Verfolgung von Energiefehlmengen
- Zugriffsrechte auf die PEA
- Integritätsüberprüfungen der PEA
- Recht zur Abschaltung eines Produzenten oder Verbrauchers
- Strafmöglichkeit von Betrügern
- Leitung der Untersuchungen

Island Administration Dieser Spieler im Netz wird immer öfter auch *Area Administration* genannt. Im eigentlichen Gegenteil zur Dezentralisation ist ein elektrisches Netz kein wirkliches Netzwerk, sondern ein Punkt. Dies folgt daraus, dass sehr starke, weitläufige Kopplungen zwischen verschiedenen Netzbereichen existieren. So ist, zum Beispiel, ein Windausfall im Bereich der Nordsee an jedem Punkt des elektrischen Netzes sofort spürbar, wogegen ein Datenstau im Bereich Hamburg den Datenverkehr in Südeuropa

weniger stört. Manche DER wie Windenergie weisen sehr starke Fluktuationen auf, bis zu 80% innerhalb kurzer Zeit. Daraus ergibt sich, dass nicht jede Situation lokal kompensiert werden kann.

Aus informationstechnischen Gründen wird das elektrische Netz in verschiedene Bereiche, die *areas*, unterteilt. Dies führt zum oben beschriebenen Widerspruch zwischen informationstechnischer und physikalischer beziehungsweise elektrischer Realität des Netzes. Den Lösungsansatz dazu bildet die IA. Diese ist dafür verantwortlich, dass die Leistungsflüsse in den und aus dem Informationsbereich innerhalb vertraglich festgelegter Grenzen bleiben. Diese Grenzen müssen dabei keine fix vorgegebenen Werte sein, sondern können sich, abhängig von den Lastflüssen im lokalen Netzbereich, durchaus dynamisch verhalten. Daraus folgend besteht ein starkes und stabiles Netz aus Gebieten (*areas*), die miteinander verbunden das Gesamtnetz ergeben. Gleichzeitig werden diese Gebiete durch die Leistungsflusskontrolleinheiten voneinander getrennt, um die notwendige Aufteilung der Information zu erreichen.

Network Transport Agent Die von den PEA abgegebenen Angebote und Nachfragen müssen nicht notwendigerweise in exakt der gewünschten Form realisierbar sein. Bevor der LEX den Market-Clearing-Preis berechnet, gibt dieser die Angebote und Nachfragen an den NTA. Dieser führt eine Lastflussberechnung durch und bestimmt dadurch, welche Käufe und Verkäufe durchgeführt werden können. Dabei können unterschiedliche Strategien zur Entscheidungsfindung implementiert werden. Jene Käufe und Verkäufe, welche aufgrund einer Netzüberlastung nicht zustandekommen, könnten durch ein *First-come-first-serve*-Prinzip ausgewählt werden. Sind Kaufaktionen direkt zwischen PEA vorgesehen, wird von diesen im Vorhinein eine Anfrage an den NTA gesendet, um das Vorgehen zu bestätigen. Hauptgrund dafür ist, dass der NTA die von den direkten Kaufaktionen verursachten

Lastflüsse in seine Lastflussberechnung miteinbeziehen kann. Nach Berechnung des Lastflusses wird das Ergebnis an den LEX zurückgegeben, welcher den Market-Clearing-Preis berechnet. [B⁺09]

7.3.9 Standardisierung

Um die oben beschriebenen Konzepte herstellerunabhängig umsetzen zu können, ist eine Standardisierung unumgänglich. Das bedeutet beispielsweise im Falle des PEA standardisierte Schnittstellen. Dies beinhaltet unter anderem die Art des Anschlusses und die Art der Kommunikationsübertragung. Die Kommunikationsprotokolle zwischen und Kommunikationsanschlüsse an den verschiedenen Spielern im Smart Grid müssen eindeutig definiert werden. Es muss möglich sein, ein Produkt eines beliebigen Herstellers an das Netz zu hängen und mittels *plug-and-play*-Funktionalität erfüllt dieses ab Betriebsstart alle Vorgaben. Dies führt dazu, dass die gesamte eingesetzte Technik einheitlichen Standards unterworfen sein muss.

7.4 Projekte

Die heutigen Nieder- und Mittelspannungsnetze sind noch nicht intelligent. Es wird aber daran geforscht, wie die Umstellung vonstatten gehen und wie die oben besprochenen Konzepte und Vorgaben umgesetzt werden könnten. Zu diesen Themen sind in vielen Ländern und von verschiedenen Institutionen und Firmen Forschungsprojekte lanciert worden. Manche Gegenden wurden in diesem Zusammenhang als Smart-Grids-Modellregion definiert. So werden in der Modellregion Salzburg derzeit mehrere Projekte am vorhandenen Stromnetz umgesetzt. Der folgende Abschnitt soll einen Überblick über einige dieser Projekte geben.

DG DemoNetz Validierung DG steht in diesem Zusammenhang für *Decentralised Generation*. Bei diesem Projekt werden die Auswirkungen des Ausbaus von erneuerbaren Energieträgern auf das vorhandene Netz untersucht. Modellregion hierbei ist der südöstliche Teil Salzburgs. Kernpunkt des Projekts ist neben der angesprochenen Netzintegration dezentraler Erzeuger auch der aktive Verteilnetzbetrieb. DG DemoNetz Validierung umfasst einen Feldtest der in zwei Vorprojekten (DG Demonetz Konzept und BAVIS) entwickelten intelligenten Spannungsregelungskonzepte mit dem Ziel, die Integration einer möglichst hohen Dichte an dezentralen erneuerbaren Einspeisern ohne Leitungsverstärkung im Verteilnetz zu ermöglichen. [LB08a]

ZUQDE ZUQDE bedeutet *Zentrale Spannungs(U)- und Blindleistungs(Q)-Regelung mit dezentralen Erzeugern*. Dieses Projekt umfasst die Implementierung einer automatischen, zentral gesteuerten Spannungs- und Blindleistungsregelung von Transformatoren, Erzeugern und Lasten mit dem Ziel, die Aufnahmekapazität des Verteilnetzes für dezentrale Erzeugung aus erneuerbaren Energien deutlich zu erhöhen. Wesentliche Projektpunkte sind:

- Zentrale Spannungs-/ Blindleistungsoptimierung wird in das bestehend Prozessrechnersystem integriert
- Optimierung von Netzknoten im MS-Netz (Spannungshaltung, Blindleistungsmanagement, Verlustminimierung)
- Optimierung inklusive übergeordnetes 110-kV-Netz bzw. untergeordnetes NS-Netz
- Prototypische Entwicklung und *Closed-Loop* Demo-Betrieb im Testnetz

In der Salzburger Region Lungau sind bereits Grenzen, dezentrale Erzeuger ins Verteilnetz einzubinden, erreicht. Um den derzeitigen, normalen Betrieb unabhängig vom Projekt zu halten, wird ein parallel geschaltetes ZUQDE-System installiert. Dieses System erhält höherwertige Applikationen wie eine zentrale Spannungs- und Blindleistungsregelung. Im Rahmen des Projektes werden diese höherwertigen Applikationen weiterentwickelt, um für Netzbetreiber und Produzenten ein optimales Ergebnis zu erhalten. Der Leitstellenführer erhält die Wirkleistungs-, Blindleistungs-, Spannungs- und Stromwerte im Verteilnetz. Um aktiv in die Verteilung eingreifen zu können, stehen dem Leitsystem zwei zusätzliche unterstützende Maßnahmen zur Verfügung: Änderung der Trafostufen und Schalten von Kapazitäten. Durch die installierte dezentrale Erzeugung ergeben sich neue Möglichkeiten zur Steuerung der Blindleistung. In diesem Projekt wird die benötigte Blindleistung jedes Erzeugers bestimmt und ein Sollwert an jede Anlage gesendet. Das weitere koordinierte Zusammenspiel der unterschiedlichen Regler soll experimentell demonstriert werden. Das Projekt ist derzeit in der Umsetzungsphase, die beteiligten DER werden aktuell umgerüstet, um den Anforderungen des Projektes zu entsprechen. [G⁺10b]

B2G Dieses Projekt befasst sich mit der Einbindung intelligenter Gebäude in ein intelligentes Netz - daher der Name Building to Grid. Gebäude stellen einen signifikanten Teil der Last in Energienetzen dar, verhalten sich bis dato jedoch rein passiv. Im Betrieb von Smart Grids sollen auch Gebäude ihre bisher ungenutzten Freiheitsgrade mittels Lastverschiebungen oder Lastabwürfe nutzen. Die bislang ungekoppelten Anwendungen Netzoptimierung und Gebäudeoptimierung sollen durch intelligente Gebäudeleittechnik miteinander verwoben werden. Viele, speziell in Gebäuden eingesetzte Verbrauchsprozesse wie Heizung, Lüftung, Klimaanlage, Beleuchtung und sonstige Gebäudetechnik haben operative Bandbreiten bei Sollwerten und

Einsatzzeiten, die bislang nicht ausgenutzt werden können. Dies liegt derzeit vor allem an den folgenden beiden Punkten:

- unbekannter Zustand der einzelnen Lastprozesse
- keine standardisierten Mittel zur Kommunikation dieser Zustände

Bislang konnten aufgrund der fehlenden Information und Rückmeldung über den Betriebszustand der Lastprozesse Lastabwurfsschaltungen lediglich per broadcast via Rundsteueranlage ohne jegliche Differenzierung angefordert werden. In einem intelligenten Netz muss allerdings der jeweilige Anlagenzustand berücksichtigt werden. Dieses Projekt soll in einer ganzen Serie von Experimenten klären, wo die Grenzen der Einbindung intelligenter Gebäude in Smart Grids liegen. Um dies zu erfahren, werden neue Lastmodelle für Gebäude entwickelt und in eine Kommunikationsinfrastruktur eingebunden. Besonderes Augenmerk wird dabei auf das Konfliktfeld Gebäudeoptimierung - Netzoptimierung gelegt. Ergebnisse dieses Projektes sind ab Anfang 2013 zu erwarten. [G⁺10b]

Smart Heat Networks Dieses Projekt wird ebenso wie die beiden vorigen Projekte im Rahmen der Smart Grids Modellregion Salzburg durchgeführt. Hierbei soll das Potential von Smart Grid Konzepten für Nah- und Fernwärmenetze durch Netzsimulationen und Modellrechnungen evaluiert werden. Der Fokus dabei soll auf intelligenten Betriebsstrategien und Regelalgorithmen zur Reduktion von Lastspitzen liegen. In Wärmenetzen treten die Tageslastspitzen insbesondere morgens und abends auf. Die Spitzenlasterzeuger zur Abdeckung dieser Lastspitzen werden in der Regel aus Kostengründen als fossil betriebene, reine Wärmeerzeuger ohne Kraft-Wärme-Kopplung ausgeführt. Durch eine Reduktion der Lastspitzen besteht die Möglichkeit, ohne diese Spitzenlasterzeuger auszukommen. Dabei werden mit zentralen und dezentralen Wärmespeichern, der Nutzung des Netzes

und der beheizten Gebäude selbst als Speicher bis hin zur Lastverschiebung Konzepte aus den elektrischen intelligenten Netzen für Wärmenetze adaptiert. Als Ergebnis sollen Ende 2012 eine Auswahl von Maßnahmen, die in den Simulationen zu einer verbesserten ökologischen und ökonomischen Betriebsweise beitragen und entsprechendes technisches und wirtschaftliches Umsetzungspotential aufweisen, erarbeitet, konkretisiert und für eine folgende Umsetzung aufbereitet sein. [G⁺10b]

8 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde dem Leser zuerst der Begriff der Leittechnik näher gebracht. Neben einer Definition wurde die Entwicklung seit 1915 beschrieben. Es wurden die leittechnischen Komponenten und die derzeit üblichen Kommunikationswege skizziert. Nach kurzer Beschreibung von Produktions-, Gebäude- und Verkehrsleittechnik wurde detailliert auf die Netzleittechnik am Beispiel der Kraftwerksleittechnik eingegangen. Neben der Beschreibung der Netzregelaufgaben, der Kraftwerksbetriebsarten, der Eigenbedarfsanforderungen, der Schutzfunktionen und der Fernwirkanbindung wurden aktuelle Anlagenbeispiele vorgestellt. Im nächsten Schritt wurden Smart Grids vorgestellt und im folgenden Abschnitt die Aufgaben, Probleme und Lösungsansätze der Entwicklung zu Smart Grids und energieaktiven Siedlungen aufgezeigt. Die Leittechnik steht vor einer deutlichen Aufgabenerweiterung. Es wird gefordert, zusätzlich zu den bereits bestehenden Zuständigkeiten noch Energie-, Speicher-, Backup- und Micro-Grid-Management einzubinden. Durch die Realisierung von intelligenten Netzen treten einige Schwierigkeiten auf. Die Datenqualität und Datensicherheit muss gewährleistet sein. So müssen für die Netzauslastungsplanung möglichst detaillierte Informationen zu jedem Verbraucher zur Verfügung stehen, im Gegenzug dazu müssen diese Informationen effektiv vor unbefugten Zugriffen geschützt werden. Speziell in Mitteleuropa ist die Bevölkerung ein hohes Maß an Versorgungsqualität gewohnt. Stromausfälle sind im internationalen Vergleich selten, und wenn doch Ausfälle auftreten, sind diese

relativ kurz. Beim Übergang zu Smart Grids, energieaktiven und -autarken Siedlungen wird von der Bevölkerung kein Sinken der Versorgungsqualität toleriert werden. Der Ausbau der dezentralen Erzeugung stellt die Netzbetreiber mehr als bisher vor die Problematik, Spannungserhöhungen und auch Absenkungen sowie Unsymmetrien zu verhindern oder zu kompensieren. Ein weiterer Problempunkt in diesem Zusammenhang ist die Gleichzeitigkeit, die vor allem bei Wind- und Sonnenenergieanlagen problematisch sein kann, da eine lokal gemeinsam platzierte Gruppe solcher Anlagen die gleichen Wind- und Lichtstärken erfährt. Somit gilt für die jeweilige Anlagengruppe das *Alles-oder-nichts-Prinzip*, es liefern folglich entweder alle installierten Anlagen oder keine davon elektrische Energie. Abgesehen von den genannten primär technischen Herausforderungen kommen auch noch wirtschaftliche Probleme hinzu, in erster Linie die Finanzierung und auch der Platzbedarf. Es stellt sich die Frage, wer für die Kosten zur Umrüstung zu Smart Grids aufkommt und wer den Platz für weitere Hardware zur Verfügung stellt. Dieser Platz für die Hardware stellt sich hauptsächlich bei Autarkiebestrebungen, da in autarken Regionen auch bei Trennung vom Netzbetreiber eine funktionierende Netzleittechnik vorhanden sein muss. Demand Response, vor allem in der Ausprägung der Lastverschiebung, wird eine wichtige Rolle in intelligenten Netzen spielen. Dabei können elektrische Lasten uhrzeitlich verschoben werden, um so Lastspitzen abzumildern und den Tagesleistungsbedarf etwas auszunivellieren. Virtuelle Kraftwerke fassen große Gruppen von dezentralen Erzeugern unterschiedlichen Typs virtuell zu einem Großkraftwerk zusammen. Dies bringt vor allem den Vorteil, dass so auch kleine Erzeuger am Strommarkt teilnehmen können und durch die Zusammenfassung vieler kleiner Anlagen zu wenigen großen Erzeugern bleibt die Übersicht im elektrischen Netz leichter erhalten. Um intelligente Netze betreiben zu können, benötigt man vor allem eines: Information über Erzeuger und Verbraucher. Diese Informationen müssen an den Netzbetreiber übermittelt werden. Dazu bedarf es

intelligenter Lösungen und/oder des Aufbaus einer Informationsinfrastruktur. Derzeit werden Netze nach *Worst-Case-Szenarien* ausgelegt. Durch den Einsatz aktiver Verteilnetze können die dabei entstehenden Spannungsbandreserven ausgenutzt werden. Aktive Verteilnetze besitzen eine ganze Bandbreite von Beeinflussungsmechanismen, von der Abtrennung einzelner Netzteile durch einen Längstransformator über die lokale Spannungsregelung bis zur koordinierten Spannungsregelung. Für diese Regelungen müssen allerdings auch die dezentralen Erzeuger in der Lage sein, Blindleistung nach Vorgabe der Netzbetreiber zu liefern. Die Finanzierung der Umrüstung zu Smart Grids stellt die Netzbetreiber vor die Wahl, die Umrüstung mit eigenen Mitteln voranzutreiben oder die Kosten auf die Kunden überzuwälzen, was von den Kunden nur dann akzeptiert werden wird, wenn sich diese Kosten durch attraktive Tarif in relativ kurzer Zeit amortisieren. Das größte Potential für die Realisierung der Organisation in einem intelligenten Netz verspricht man sich von selbstorganisierenden Strukturen. Dabei werden 5 verschiedene Spieler im elektrischen Netz definiert, die mittels definierter Kommunikationsweisen ohne äußeres Zutun ein stabiles Netz betreiben können. Sowohl hierfür, als auch generell für die Komponenten in Smart Grids ist eine Standardisierung, vor allem der Kommunikationsschnittstellen unumgänglich. Wir stehen nun zwar nicht mehr am Anfang des Weges von herkömmlichen Netzen zu Smart Grids, allerdings liegt noch ein weiter Weg bis zur flächendeckenden Umsetzung der Smart-Grids-Philosophie vor uns. Es gibt für die Probleme, die durch die Entwicklung zu *Energieautarken Siedlungen* und *Smart Grids* entstehen, erste vielversprechende Konzepte. Es wird derzeit sowohl an den Konzepten, als auch an den Umsetzungsmöglichkeiten geforscht. Reihenweise werden Leuchtturmprojekte lanciert, die die Umsetzbarkeit zeigen sollen. Die nächsten Jahre werden die Umsetzbarkeit der in dieser Arbeit dargestellten Konzepte zeigen und auch noch weitere Ideen für den Betrieb von intelligenten Versorgungssystemen bringen.

9 Abkürzungsverzeichnis

Aml Ambient Intelligence

CSP Curtailment Service Provider

DER Distributed Energy Resources - Dezentrale Erzeugungsanlagen

EIB Elektroinstallationsbus

EP Electricity Police

EVU Energieversorgungsunternehmen

HART Highway Adressable Remote Transducer

HGÜ Hochspannungsgleichstromübertragung

I/O Input/Output

IA Island Administration

IKT Informations- und Kommunikationstechnologie

IT Informationstechnologie

LEX Local Electricity Exchange Market

Abkürzungen

NTA Network Transport Agent

PEA Private Energy Agent

SCADA Supervisory Control and Data Acquisition

UMTS Universal Mobile Telecommunications System

Literaturverzeichnis

- [B⁺09] BÖSE, C. et al.: *New principles of operating electrical distribution networks with a high degree of decentralized generation*. CIRED - 20th international conference on electricity distribution, Juni 2009.
- [Bou05] BOULASIKIS, N.: *Der zeitgemäße Schutz von Pumpspeicherkraftwerken*. e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, 122:a20–a26, November 2005.
- [Bra10a] BRAUNER, G.: *Energieversorgung*. Vorlesungsskriptum, TU Wien, 2010.
- [Bra10b] BRAUNER, G.: *Visionen für energieautarke Siedlungen*. Technischer Bericht, TU Wien, 2010.
- [Bra11] BRAUNER, G.: *Flexibilisierung der Energiesysteme für nachhaltige Versorgung*. In: *7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2011.
- [C⁺09] CORERA, J. et al.: *FENIX - Results*. Technischer Bericht, Universität Kassel - ISET, <http://www.fenix-project.org/>, abgerufen am 15.04.2011, 2009.
- [Cra08] CRASTAN, V.: *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer Verlag, 2008.

LITERATURVERZEICHNIS

- [Dep10] DEPPE, B.: *Gestaltung des Smart Metering als Bindeglied zwischen Mensch und Technik*. E-Control, Juni 2010. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/smart-metering/berichte-vortraege>, abgerufen am 05. März 2011.
- [E-C09] E-CONTROL: *Presseinformation*. E-Control, Mai 2009. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/presse/dokumente/pdfs/PA_VA_Smart_Metering.pdf, abgerufen am 05. März 2011.
- [E-C10] E-CONTROL: *Die 20-20-20-Ziele*, 2010. <http://e-control.at/de/konsumenten/oeko-energie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele>, abgerufen am 02. März 2011.
- [E⁺11] EINFALT, A. et al.: *Energie der Zukunft - ADRES-Concept*. Technischer Bericht, Projektkonsortium TU Wien et al, 2011.
- [Ein09] EINFALT, A.: *Micro Grids in Österreich*. Technischer Bericht, TU Wien, 2009.
- [EU 10] EU COMMISSION TASK FORCE FOR SMART GRIDS, EXPERT GROUP 3: *Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment*, 2010. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/smartgrids/doc/expert_group3.pdf, abgerufen am 02. März 2011.
- [Fas03] FASETH, E.M.: *Die Herausforderungen der dezentralen/erneuerbaren Energieerzeugung für Leittechnik und Automatisierungstechnik*. e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, 120:342–345, Oktober 2003.
- [FB04] FAVRE-BULLE, B.: *Automatisierung komplexer Industrieprozesse*. Springer Verlag, 2004.

LITERATURVERZEICHNIS

- [Fel01] FELLEISEN, M.: *Prozessleittechnik für die Verfahrensindustrie*. Oldenbourg Verlag, 2001.
- [Flo00] FLOSDORFF, R.: *Elektrische Energieverteilung*. B.G. Teubner Stuttgart, Leipzig, Wiesbaden, 2000.
- [Fun92] FUNK, G.: *Neue leit- und schutztechnische Verfahren in der elektrischen Energieversorgung*. Archiv für Elektrotechnik, 76:3–6, 1992.
- [G⁺10a] GOBMAIER, T. et al.: *Demand Side Management in Haushalten - Methoden zur Potentialanalyse und Kostenabschätzung*. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München, April 2010.
- [G⁺10b] GREISBERGER, H. et al.: *Geförderte Projekte - Energieregionen*. Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft, 2010.
- [Gie09] GIESECKE, J.: *Wasserkraftanlagen*. Springer Verlag, 2009.
- [Hor10] HORCH, A.: *Angewandte Regelung und Optimierung in der Prozessindustrie*. Vorlesungsunterlagen, Universität Stuttgart, 2010.
- [Koh09] KOHN, R.: *Das Stromnetz beginnt zu denken*. FAZ, September 2009. <http://www.faz.net/-00m4da>, abgerufen am 04. März 2011.
- [L⁺09] LUGMAIER, A. et al.: *Roadmap Smart Grids Austria - Der Weg in die Zukunft der elektrischen Stromnetze*. Smart Grids Austria, Dezember 2009.
- [LB08a] LUGMAIER, A. und H. BRUNNER: *DG DemoNetz-Konzept*. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 12/2010, Juni 2008.

LITERATURVERZEICHNIS

- [LB08b] LUGMAIER, A. und H. BRUNNER: *Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilnetz - Intelligente Stromnetze der Zukunft*. Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 13a/2008, Mai 2008.
- [Rab09] RABL, W.: *Multimodale Interaktion im Smart-Home-Bereich*. Diplomarbeit, Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, 2009.
- [Sch09] SCHRIEK, U.: *Von der Hochspannungsleitung zum Zähler und zurück*. ippres - der Patentreport, Corporate Intellectual Property, Siemens, Jänner 2009.
- [Siaa] SIEMENS AG: *Einführung in die HLK- und Gebäudetechnik*.
- [Sieb] SIEMENS AG: *Siemens Smart Grid Innovation Contest*. [http://www.smartgridcontest.com/about.php?tabs\[\]=about-sponsors](http://www.smartgridcontest.com/about.php?tabs[]=about-sponsors), abgerufen am 18. April 2011.
- [Siec] SIEMENS AG: *Verkehrsleittechnik für den Fernverkehr*.
- [Sip] SIPRO: *Fernwirkprinzip*. <http://de.wikipedia.org/Fernwirken>, abgerufen am 02. März 2011.
- [SMA09] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: *SMA verschiebt die Phase*, 2009. <http://www.sma.de/de/produkte/knowledgebase/sma-verschiebt-die-phase.html>, abgerufen am 14. Juni 2011.
- [SMG11] STEINER, M. und M. MATUSCHKA-GABLENZ: *Regulierung und Smart Grids*. In: *7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien*, 2011.
- [SSS08] SCHWAEGERL, C., P. SCHEGNER und R. SIMON: *Smart Grids: Auswirkungen auf die Schutztechnik*. Schutz- und Leittechnik 2008 - 3. ETG-/BDEW-Tutorial, November 2008. Fulda.

LITERATURVERZEICHNIS

- [Öst98] ÖSTERREICHISCHES NORMUNGSINSTITUT: *Leitfaden für die Beschaffung von Ausrüstungen für Kraftwerke - Leittechnische Anlagen*. ÖNORM EN 45510-8-1, Juli 1998.
- [Tho07] THOMAS, R.: *Fernwirktechnik im IP-Zeitalter: Anforderungen und Engineeringlösungen*. etz - Elektrotechnik und Automation, September 2007.
- [Urb08] URBAS, L.: *Prozessleitsysteme*. Vorlesungsskriptum, TU Dresden, 2008.
- [Vor08] VORARLBERGER ILLWERKE AG: *Kopswerk II dabei - Start in die Finalrunde*. Information der VIW AG zum Bau des Pumpspeicherkraftwerkes Kopswerk II in Gaschurn/Partenen, Juli 2008.
- [vRG10] ROON, S. VON und T. GOBMAIER: *Demand Response in der Industrie - Status und Potentiale in Deutschland*. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Dezember 2010.
- [vS07] SENGBUSCH, K. VON: *Fernwirktechnik mit IEC 61850 als Schlüsselement der Netzautomation*. etz - Elektrotechnik und Automation, Sonderdruck 2007.

Abbildungsverzeichnis

1.1	manuelle Prozessführung [Fel01, S.46]	3
1.2	teilautomatisierte Prozessführung [Fel01, S.47]	4
1.3	moderne Leitwarte [Hor10]	4
1.4	Leittechniktopologien [FB04, S.250]	5
1.5	hierarchische Topologie [FB04, S.252]	8
1.6	Zweidrahtkommunikation [FB04, S.265]	12
1.7	HART-fähiges Feldgerät [Fel01, S.274]	13
1.8	busfähiges Feldgerät [Fel01, S.274]	14
1.9	Funktionsplanprogrammierung [Hor10]	15
1.10	Automatik	16
1.11	Prozessübersichtsbild	18
1.12	Ereignisliste und Trends	20
1.13	Faceplate [Hor10]	21
5.1	Pump-, Turbinen- und Regelpumpbetrieb eines Wasserkraft- werkes [Gie09, S.691]	30

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

5.2	Fernwirkprinzip	37
6.1	Prinzip des Smart Metering [Dep10]	45
6.2	Erzeugungs- und Lastprofil [Bra11]	49
6.3	Ausgleichsenergie, H0-PV aus Abb. 6.2 [Bra11]	49
6.4	Zusammenspiel der elektrischen und thermischen Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Übertragungsnetze [E ⁺ 11, S.89]	50
7.1	Lastverschiebung [G ⁺ 10a]	57
7.2	Spannungsanhebung durch dezentrale Einspeisung [LB08b]	62
7.3	Gleichzeitigkeitsfaktor [Bra10a]	65
7.4	Demand Response am Beispiel Minutenreserve	68
7.5	Prinzip des virtuellen Kraftwerks [C ⁺ 09]	70
7.6	Spannungsbandreserve durch dezentrale Einspeisung [LB08b]	72
7.7	Spannungsbandmanagement bei aktivem Verteilnetzbetrieb [LB08b]	73
7.8	Stufenmodell für die aktive Spannungsregelung [LB08a] . .	75
7.9	Zusammenspiel der 5 Akteure [B ⁺ 09]	80