

Objektorientiertes Betriebsführungssystem zur Koordinierung dezentraler Energieumwandlungsanlagen

von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

der

Universität Dortmund

genehmigte

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

von

Dipl.-Ing. Frank Uphaus

Dortmund 2006

Hauptreferent: Prof. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. István Erlich

Tag der mündlichen Prüfung: 18. Mai 2006

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Angestellter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft der Universität Dortmund.

Mein besonderer Dank gilt dem Lehrstuhlinhaber Herrn Prof. Dr.-Ing. Edmund Handschin, der die Anregung zu dieser Arbeit gab, sie stets mit großer Aufmerksamkeit und wertvollen Hinweisen begleitet hat und auf diese Weise wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat. Weiterhin danke ich Herrn Prof. Handschin für die vertrauensvolle Zusammenarbeit und die abwechslungsreiche und fordernde Tätigkeit an seinem Lehrstuhl.

Bei Herrn Prof. Dr.-Ing. István Erlich vom Fachgebiet Elektrische Anlagen und Netze der Universität Duisburg-Essen bedanke ich mich für die freundliche Übernahme des Korreferates.

Bei allen jetzigen und ehemaligen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern des Lehrstuhls bedanke ich mich für die angenehme Arbeitsatmosphäre, die gute Zusammenarbeit und die ständige Diskussionsbereitschaft. Mein Dank gilt auch allen Studierenden, die mich in meiner Arbeit unterstützt haben.

Meiner Frau Tanja, meiner Familie und meinen Freunden danke ich für den pausenlosen Zuspruch und die persönliche Unterstützung.

Dortmund, im Mai 2006

Kurzfassung

Neue gesetzliche und technische Rahmenbedingungen werden zu wesentlichen strukturellen Änderungen in der Energieversorgung führen. Bedingt durch die Altersstruktur des existierenden Kraftwerkparks besteht alleine in Deutschland in den nächsten zwei Dekaden ein wesentlicher Ersatzbedarf. Eine mögliche Option stellt in diesem Zusammenhang die verstärkte Integration kleiner, dezentraler Energieumwandlungsanlagen dar. Dabei hängt der Erfolg im Wesentlichen davon ab, ob es gelingt diese Anlagen in die bestehenden Netze und den Netzbetrieb einzubinden. Dies setzt die Möglichkeit zum Fernzugriff voraus. Als besondere Herausforderungen erweisen sich dabei die große räumliche Verteilung, die hohe Anlagenanzahl sowie die Vielzahl unterschiedlicher Anlagentypen. Unter diesen Gesichtspunkten werden zunächst allgemeine Anforderungen an mögliche Informationssysteme formuliert und heute am Markt befindliche Übertragungstechnologien auf ihre Einsetzbarkeit untersucht. Darauf aufbauend wird das Konzept eines verteilten hierarchischen Energiemanagement entwickelt und eine Möglichkeit zur praktischen Umsetzung auf Basis eines verteilten Datenbanksystems vorgestellt.

Abstract

New legal and technical basic conditions will lead to essential structural changes in the area of energy supply. Caused by the age structure of the installed power stations in Germany an extensive replacement requirement exists within the next two decades. A possible option for the substitution will be the large scale integration of decentralized energy conversion systems. The success of this solution depends on new concepts for the network structure as well as for the network control. The second aspect of coordination requires the possibility of remote access. The main challenges for a control system are the great spatial distribution, the high number of small generators as well as the huge number of different system types. In a first step general requirements for an appropriate IT-system are formulated and today's available information technologies are examined for their applicability. After that the concepts of a distributed hierarchical energy management is developed and a practical implementation based on a distributed database system is introduced.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Herausforderungen und Motivation	5
1.2	Struktur der Arbeit.....	8
2	Kommunikation in der dezentralen Energieversorgung	11
2.1	Abgrenzung der Arbeit.....	11
2.2	Allgemeine Anforderungen an zukünftige IT-Systeme	14
3	Informationstechnische Betrachtungen.....	17
3.1	Auswahlkriterien und Bewertung unterschiedlicher Technologien	17
3.1.1	Begriffe und Definitionen	18
3.1.2	Definition der Anforderungen für unterschiedliche Anwendungen	22
3.2	Betrachtung unterschiedlicher Informationstechnologien.....	24
3.3	Zukünftige Entwicklung.....	30
3.4	Sicherheitsaspekte	33
4	Systemkonzepte für die Betriebsführung verteilter Anlagen.....	43
4.1	Definition allgemeiner Anforderungen an mögliche Systemkonzepte	43
4.2	Untersuchung unterschiedlicher informationstechnischer Systemansätze.....	44
4.2.1	Zentrale Betriebsführung	45
4.2.2	Konzept der Autonomen Agenten	47
4.2.3	Verteilte, hierarchische Betriebsführung	50
4.3	Entwicklung eines allgemeinen durchgängigen Objektmodells	54

5	Programmtechnische Realisierung eines verteilten Betriebsführungssystems	61
5.1	Grundfunktionalitäten moderner Visualisierungssysteme	61
5.2	Systemaufbau und Konzept	63
5.2.1	Datenbankkonzept	66
5.2.2	Visualisierung	69
5.2.3	Koordinierung und Gruppenhandling	75
5.3	Sicherheitsaspekte	81
6	Simulationsbeispiel	87
6.1	Aufbau der Simulationsumgebung	87
6.1.1	Modelle für PVA und HES	87
6.1.2	Rahmenbedingungen und Koordinierungsstrategie	91
6.2	Simulationsszenario und -ergebnisse	98
6.2.1	Simulationsergebnisse	103
6.3	Bewertung	109
7	Zusammenfassung und Ausblick	113
8	Literaturverzeichnis	119
Anhang A : Abkürzungen und Formelzeichen		127
Anhang B : Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis		131
Lebenslauf		133

1 Einleitung

Die Energieversorgung wird sich in den nächsten Jahren einer Reihe neuer Herausforderungen stellen müssen. Während in den vergangenen Jahren die Liberalisierung den Elektrizitätsmarkt und die Energieversorgung in Deutschland geprägt hat, muss sich der Energieversorgungssektor bedingt durch geänderte gesetzliche wie technische Rahmenbedingungen erneut neu ausrichten. Zu den geänderten Rahmenbedingungen tragen neben dem im „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ [1] beschlossenen Atomausstieg, die im Klimaschutzabkommen des Kyoto-Protokolls [2] festgeschriebenen Ziele zur CO₂-Minderung, auch Gesetze zur Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen [3][4] und von Erneuerbaren Energien [5] sowie das Emissionshandelsgesetz [6] bei. Diese gesetzlichen Regelungen zielen darauf ab, die zukünftige Energieversorgung in Deutschland neu auszurichten und Anreize für Investitionen in neue CO₂-ärmere und effizientere Energieumwandlungsanlagen zu schaffen [7].

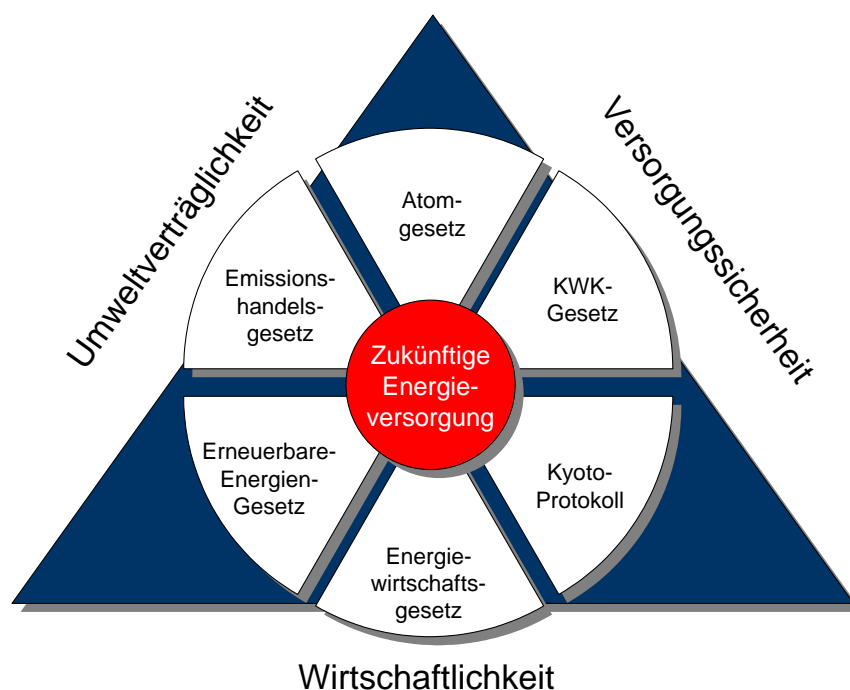


Bild 1.1: Gesetzliche Rahmenbedingungen der zukünftigen Energieversorgung

Zeitgleich muss bis zum Jahr 2020 in der Bundesrepublik aufgrund der Alterstruktur des derzeitigen Kraftwerksparks Kraftwerksleistung in der Größenordnung von 40 GW ersetzt und ein um 9 % steigender Stromverbrauch gedeckt werden [8]. Bis zum Jahr 2025 entsteht durch den Ausstieg aus der Kernenergienutzung ein zusätzlicher Ersatzbedarf von noch einmal 22 GW. Diese Lücke in der Energieversorgung gilt es unter Berücksichtigung der im novellierten Energiewirtschaftsgesetz [9] festgeschriebenen energiepolitischen Oberziele - Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit aber auch unter den Gesichtspunkten Akzeptanz und Einsatzflexibilität zu schließen. Dabei fällt die Möglichkeit, die fehlende Kraftwerksleistung durch Stromimporte aus dem benachbarten Ausland zu decken, aufgrund einer ähnlichen Altersstruktur der Kraftwerke mit einem Ersatzbedarf von 200 GW in Europa bis 2020 aus. Daher muss die Substitution der fehlenden Kraftwerksleistung mit Hilfe der in Bild 1.2 dargestellten Lösungsmöglichkeiten erfolgen.

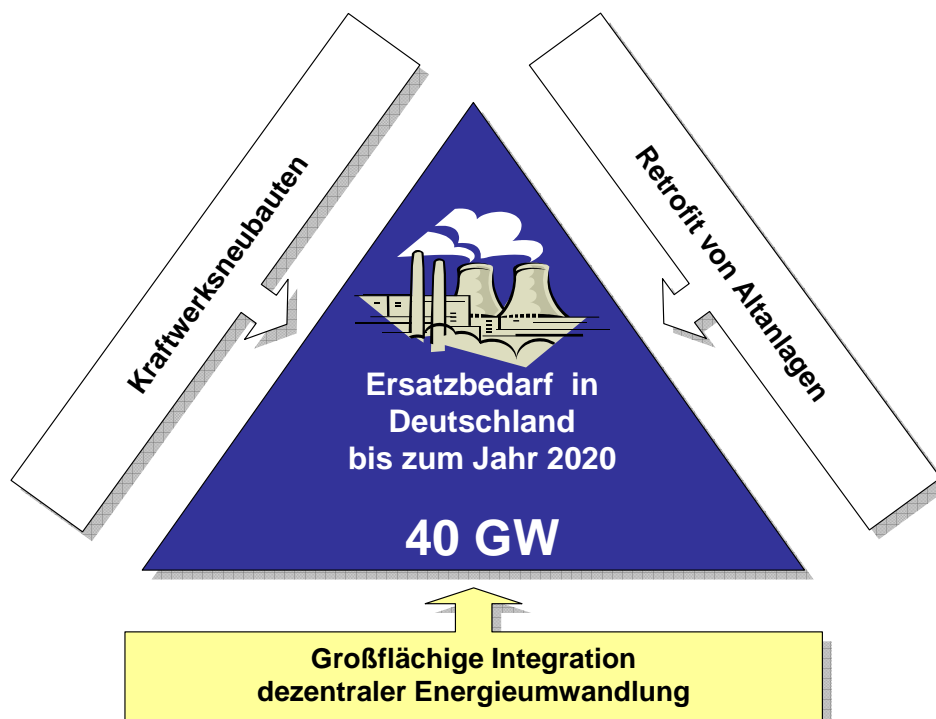


Bild 1.2: Ersatzbedarf an Kraftwerksleistung bis zum Jahr 2020 in Deutschland

Eine Möglichkeit, dieser Herausforderung zu begegnen, stellt der Neubau von Großkraftwerken dar. Zu berücksichtigen ist dabei aber, dass mit dem Bau konventioneller Kraftwerke Planungs- und Genehmigungszeiten von mehreren Jahren verbunden sind und sich aufgrund sinkender Akzeptanz in der Bevölkerung schwer oder im Falle der Kernenergie nahezu nicht mehr durchsetzen lassen. Weitere Probleme sind die hohen Investitionskosten und langen Abschreibungszeiträume derartiger Anlagen. Im wettbewerbsorientierten Energiemarkt sind langfristige Investitionen aufgrund der stark schwankenden Energiepreise mit großen Unsicherheiten verbunden, was eine besonders genaue Risikoabschätzung erfordert [10].

Parallel zur Errichtung neuer Kraftwerke kann eine weitere Maßnahme zur Gewährleistung der zukünftigen Versorgungssicherheit darin bestehen, vorhandene Kraftwerke zu ertüchtigen und durch Retrofit-Maßnahmen an die geänderten Rahmenbedingungen anzupassen. So bieten etwa Kohle- und Gaskraftwerke Potenziale zur Effizienzsteigerung. Durch den Einsatz neuartiger Werkstoffe kann der Wirkungsgrad bestehender Anlagen weiter verbessert und der Ausstoß von Umwelt schädigenden Treibhausgasen verringert werden. Diese Maßnahmen werden Kraftwerksneubauten sicherlich nicht vollständig ersetzen können; sie können jedoch dafür sorgen, dass der zur Verfügung stehende Zeitraum für den Ersatz von Altanlagen verlängert werden kann [11].

Eine weitere Option, Großkraftwerke in Zukunft sinnvoll zu ergänzen, stellen Energieumwandlungsanlagen dar, die durch die Attribute „*umweltfreundlich*“, „*erneuerbar*“, „*dezentral*“ oder „*verteilt*“ beschrieben werden können. Zu diesen Anlagen zählen neben Windenergieanlagen (WEA) und Blockheizkraftwerken (BHKW) auch Photovoltaikanlagen (PVA), Brennstoffzellen (BZ) oder Mikroturbinen (MT), die einen Leistungsbereich von wenigen kW bis hin zu einigen MW abdecken. Insbesondere der Windenergie wird in den nächsten Jahren eine immer weiter steigende Bedeutung zugemessen. Die Anlagengröße hat inzwischen die Megawattgrenze überschritten. Im Offshore-Bereich ist künftig der Einsatz von Anlagen mit einer maximalen Leistung von 3-5 MW geplant. Aber bereits heute zeichnen sich die Grenzen dieser Entwicklung in Deutschland ab. Eine von der Deutschen Energieagentur (DENA) durchgeführte Studie zum Ausbau der Windenergie in Deutschland zeigt, dass die ambitionierten Ziele, 15 % des benötigten Stromes aus Wind zu gewinnen, nur unter finanziellen Anstrengungen und dem Ausbau der bestehenden Übertragungsnetze möglich sind und jeden

Haushalt umgerechnet mit etwa 16 €/Jahr zusätzlich belasten [12]. Zeitgleich zeichnet sich bei den anderen genannten Anlagen ebenfalls ein Trend zum vermehrten Einsatz ab. Insbesondere der Brennstoffzellentechnik werden in diesem Bereich hohe Zukunftschancen zugerechnet, auch wenn die Entwicklung entgegen zurückliegenden Ankündigungen langsamer verläuft als erwartet. Die genannten dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) zeichnen sich dadurch aus, dass sie, verbrauchsnahe sowie an die lokalen Bedürfnisse und den lokalen Verbrauch angepasst, Energie bereitstellen. Dadurch können Übertragungs- und Transformationsverluste gering gehalten und Einsparungen von Netzverlusten in einer Größenordnung von etwa 10-15% erzielt werden [13], was die Erreichung der Ziele des Kyoto-Protokolls weiter unterstützt. Weitere Eigenschaften dieser Anlagen sind die hohen Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, hohe Wirkungsgrade auch im Teillastbereich [14] und im Falle von Brennstoffzellen und Mikroturbinen die gleichzeitige Bereitstellung von Strom und Wärme. Diese Anlagen können daher als so genannte Hausenergiesysteme (HES) eingesetzt werden.

Die Schätzungen, welchen Anteil BZ-Systeme an der zukünftigen Energieversorgung haben werden, gehen dabei auch bei den großen deutschen Energieversorgern weit auseinander. Während RWE bis zum Jahr 2015 damit rechnet, dass Brennstoffzellen rund 10% der benötigten Energie bereitstellen können, geht e.on nur von etwa 4% aus [15]. Unabhängig von diesen Schätzungen wird jedoch deutlich, dass die dezentrale Energieversorgung zukünftig einen wachsenden Anteil an der Energieversorgung haben und die Anzahl dieser Anlagen in den unteren Netzebenen zunehmen wird. Im Gegensatz zu Großkraftwerken, die ihre Wirtschaftlichkeit durch die „Economy of Scale“, also durch ihre Größe erreichen, kann bei den kleinen Anlagen die Wirtschaftlichkeit nur durch die „Economy of Production“, die Massenfertigung, erzielt werden. Ziel der Serienfertigung muss es sein, die Investitionskosten dieser Anlagen auf einen konkurrenzfähigen Preis von unter 1.500 €/kW zu drücken, damit die Eintrittsschwelle für neue Akteure auf dem Energiemarkt sinkt [16]. Derzeit ist dieser Wert noch nicht erreicht. Um dennoch den Einsatz dieser Anlagen zu forcieren, werden sie momentan durch gesetzliche Bestimmungen gefördert und subventioniert. Auf Dauer ist aber ein wirtschaftlicher Einsatz ohne entsprechende Subventionen anzustreben.

Die Lösung, die zu erwartende Erzeugungslücke zu schließen, wird sicherlich nicht allein in der Umsetzung einer der genannten Optionen liegen, sondern in einer sinnvollen Kombination

aus allen drei Lösungsvarianten bestehen. Die wichtige Aufgabe besteht nun darin, den geeigneten Mix aus Kraftwerksneubauten, der Effizienzsteigerung und Ertüchtigung von Altanlagen sowie der verstärkten Integration kleiner und mittlerer Erzeugungseinheiten, in dem sich die Vorzüge der einzelnen Varianten sinnvoll ergänzen, zu finden und die sich daraus ergebenden technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Fragestellungen zu klären.

1.1 Herausforderungen und Motivation

Eine wesentliche Herausforderung für den massiven Einsatz von DEA stellt die Integration in die derzeit bestehende Netzstruktur dar [17]. Diese Struktur ist aufgrund der historischen Entwicklung auf die vertikale Versorgung mit einer eindeutigen Lastflussrichtung von den Höchst- und Hochspannungsnetzen über die Mittelspannungsebene zu den Verbrauchern im Niederspannungsnetz konzipiert und ausgelegt. Bei der Einbindung von wenigen dezentralen Anlagen bleibt diese Versorgungsrichtung erhalten und führt in der Regel zu keinen nennenswerten betrieblichen Problemen. Für eine massive Durchdringung von DEA sind die Netze momentan nicht ausgelegt. Sollen diese Anlagen jedoch in Zukunft einen signifikanten Beitrag zu der Stromversorgung erbringen und zur Neuausrichtung der zukünftigen Energieversorgung beitragen, ist aufgrund der geringen installierten Leistung jeder Einzelanlage die Integration einer Vielzahl dieser Systeme in die Nieder- und Mittelspannungsnetze notwendig. Bereits heute werden in einigen Fällen die technischen Grenzen erreicht, da aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen die Leistung aus Erneuerbaren Energieträgern vollständig abgenommen und entsprechend vergütet werden muss. Derzeit erfolgt die Leistungseinspeisung nahezu unkontrolliert und unkoordiniert. Um unter diesen Voraussetzungen zusätzliche Anlagen in die Niederspannungsnetze zu integrieren und gleichzeitig den sicheren Betrieb weiterhin gewährleisten zu können, ist es daher notwendig, diese Anlagen besser in den Gesamtprozess der Energieversorgung einzupassen und in geeigneter Weise zu koordinieren. Dies setzt die Möglichkeit zur Fernüberwachung und –steuerung voraus. Erste Anstrengungen in dieser Richtung werden bereits unternommen. Dies betrifft aber in erster Linie große Windparks oder den Zusammenschluss einiger weniger Anlagen. Flächendeckende direkte Kommunikationswege im Bereich der Nieder- und Mittelspannungsnetze, wie sie in der Hoch- und Höchstspannungsebene für die Netzführung vorhanden sind und die für die Vernetzung von

DEA notwendig wären, existieren nicht. Zwar verfügen viele Kleinanlagen bereits heute über Kommunikationsschnittstellen; diese werden jedoch nicht für die Betriebsführung sondern in erster Linie für Wartungszwecke eingesetzt. Dabei bietet der vernetzte, koordinierte und fernüberwachte Betrieb abgesehen von der Versorgungssicherheit noch einige weitere Vorteile:

- Vor dem Hintergrund des zunehmenden Wettbewerbs erschließt die Bündelung neue Optimierungspotenziale für den Einsatz der überwachten Anlagen und damit die Nutzung der eingesetzten Primärenergieträger und Steigerung der Effizienz [18] bei gleichzeitig geringerem personellem Aufwand.
- Durch den Zusammenschluss von stochastischen Einspeisern, wie z. B. PVA oder WEA, und deterministische Anlagen können Leistungsschwankungen ausgeglichen und der ansonsten vorzuhaltende Regelenergiebedarf gesenkt werden.
- Im Fehlerfall besteht durch Online-Monitoring die Möglichkeit des schnellen Eingreifens und Wiederherstellung der Einsatzbereitschaft, da mögliche Fehlerursachen schneller erkannt und notwendige Wartungs- und Reparaturarbeiten direkt eingeleitet werden können.
- Da die einzelnen Anlagen nur über eine geringe installierte Leistung verfügen, können einzelne Ausfälle einfacher durch die verbleibenden Anlagen kompensiert werden. Dies gilt auch für den Fall betriebsbedingter Abschaltungen, um Wartungsmaßnahmen an Einzelsystemen durchführen zu können. Das Gesamtsystem wird durch den Ausfall oder Abschaltung einer einzelnen Anlage nur gering beeinträchtigt, so dass das Gesamtsystem eine hohe Ausfallsicherheit und Verfügbarkeit bietet.
- Im Verbund besteht darüber hinaus die Möglichkeit, zusätzliche Dienstleistungen anzubieten, die im Betrieb einer allein stehenden Anlage nicht möglich sind. Ein bereits in der Praxis eingesetztes System ist das „Virtuelle Regelkraftwerk“, das als Zusammenschluss industrieller und kommunaler Kraftwerke Minutenreserve für Übertragungsnetzbetreiber anbietet [19]. Durch das Angebot dieser höherwertigen Produkte kann der wirtschaftliche Betrieb von Kleinanlagen sehr viel schneller erreicht werden.

-
- Zusätzlich zum Angebot von höherwertigen Dienstleistungen können mit Hilfe eines koordinierten Einsatzes auch vollständig neue Konzepte in der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze realisiert werden. Beispiele hierfür stellen das in [20] entwickelte Verfahren zur Bilanzkreisregelung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung oder das in [21] beschriebene „Integrated Services Power Network“ dar.

Die genannten Vorteile sind aber nur dann zu erzielen, wenn die Prozessdaten der überwachten und koordinierten Anlagen zeitnah zur Verfügung stehen und durch ein geeignetes Energiemanagementsystem (EMS) verarbeitet werden können. Dies setzt geeignete Kommunikationsverbindungen zwischen den weiträumig verteilten Anlagen und dem EMS voraus [22], die neben den bereits heute am Markt verfügbaren Lösungen zur Ferndiagnose, Fehlerbehebung oder gelegentlichen Systemparametrierung die Möglichkeit zur permanenten Fernsteuerung und Online-Überwachung bieten. Dabei sind die folgenden besonderen Anforderungen zu berücksichtigen:

- weite räumliche Verteilung
- hohe Anzahl zu überwachender Anlagen
- Diversifikation der Aufgaben und Rahmenbedingungen
- fehlende Standards.

Anhand der aufgestellten Anforderungen und der beschriebenen Ausgangssituation bestehen in Bezug auf die informationstechnischen Vernetzung eine Reihe von Frage- und Problemstellungen, aus denen sich der akute Handlungsbedarf für derzeitige Untersuchungen ableiten lässt, damit die flächendeckende Integration von DEA zukünftig einen wesentlichen Anteil zur Sicherung der Energieversorgung beitragen kann. Aus diesen Überlegungen kann der folgende Handlungsbedarf abgeleitet werden:

- In der Frage der Datenübertragung sind bestehende und zukünftig zu erwartende informationstechnische Übertragungswege auf ihre Eignung in Bezug auf die Vernetzung von DEA zu überprüfen. Dazu sind Bewertungskriterien zu spezifizieren, auf deren Basis eine Bewertung erfolgen kann.

- Aufgrund der hohen Anlagenanzahl und möglicher Einsatzszenarien sind neue flexible Betriebsführungskonzepte zu entwerfen, die eine Überwachung und Koordinierung ermöglichen und unter unterschiedlichsten Rahmenbedingungen eingesetzt werden können.
- Da ein koordinierter Betrieb die Übertragung von Daten voraussetzt, sind bei der Konzeption von Beginn an Überlegungen zur Integration möglicher Sicherheitsmechanismen und –vorkehrungen mit einzubeziehen.
- Die Anlagendiversifikation erfordert die Entwicklung übergeordneter Datenmodelle und die Offenlegung von Schnittstellen sowie deren Standardisierung und Normung, damit ein Zusammenschluss zu einem Gesamtsystem möglich wird.

Die genannten Aspekte bilden die Grundlage für die in dieser Arbeit vorgestellten Untersuchungen und entwickelten Lösungen.

1.2 Struktur der Arbeit

Aufbauend auf der zuvor beschriebenen Ausgangssituation und Problembeschreibung wird in dieser Arbeit aufgezeigt, wie sich der Informationsfluss weiträumig verteilter Prozesse mit einer Vielzahl von Anlagen mit Hilfe verfügbarer Informationstechnologien und eines innovativen Konzeptes für den Aufbau eines Informationssystems managen lässt. In Kapitel 2 wird zunächst eine Abgrenzung für die weiteren Untersuchungen vorgenommen. Da heutige IT-Systeme aber in der Regel Teil eines Gesamtkonzeptes sind, ergeben sich ungeachtet der Abgrenzung allgemeine Anforderungen, die in Betracht gezogen werden müssen, um eine spätere Integration in den Gesamtprozess zu ermöglichen.

Darauf aufbauend werden im Kapitel 3 die Anforderungen, die sich für die informationstechnische Infrastruktur ergeben, für den zuvor spezifizierten Anwendungsbereich formuliert. Im Anschluss erfolgt die Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten heute am Markt verfügbarer Informationstechnologien unter Berücksichtigung der zuvor aufgestellten Anforderungen. In

diesem Zusammenhang werden auch die Fragen der zukünftigen Entwicklungstendenzen und der Sicherheit erörtert.

Im nachfolgenden Kapitel 4 werden drei grundlegende Konzepte (zentral, autonom, hierarchisch) für den Aufbau eines Managementsystems vorgestellt und Vor- sowie Nachteile der einzelnen Systeme diskutiert. Im Anschluss wird ein abstraktes Datenmodell für den durchgängigen Aufbau eines hierarchischen Konzeptes hergeleitet und die für die Koordinierung notwendigen Vorgänge erläutert.

Auf Basis dieser Betrachtungen wird im Kapitel 5 ein im Rahmen der Forschungsarbeit entwickeltes System für den koordinierten Betrieb von verteilten Anlagen auf Basis eines verteilten Datenbanksystems vorgestellt und gezeigt, wie sich durch Integration zusätzlicher Funktionen ein vollständiges Betriebsführungssystem (BFS) realisieren lässt. Anhand eines Beispielszenarios unter Nutzung von Simulationsmodellen für verschiedene dezentrale Anlagen werden die Funktionsweise und die Leistungsfähigkeit des entwickelten Konzeptes in Kapitel 6 untersucht und Vor- und Nachteile des Systems diskutiert.

Den Abschluss der Arbeit bildet eine Zusammenfassung sowie ein Ausblick auf mögliche Erweiterungen und inwiefern die genannten Überlegungen auf andere Einsatzbereiche übertragen werden können.

2 Kommunikation in der dezentralen Energieversorgung

2.1 Abgrenzung der Arbeit

Da der Betrieb dezentraler Energieumwandlungsanlagen in den Gesamtprozess der elektrischen Energieversorgung einzubinden ist, ist im Zuge der Integration neben dem rein technischen Anschluss an das Energieversorgungsnetz auch die Eingliederung in die Betriebsführung und aufgrund der Liberalisierung auch in die Marktmechanismen notwendig. Aus den notwendigen vertraglichen, wirtschaftlichen und technischen Beziehungen resultieren ein umfangreiches Kommunikationsgeflecht und notwendiger Datenaustausch zwischen den beteiligten Akteuren. Jeder Akteur verfolgt dabei unterschiedliche Interessen und Ziele und stellt damit auch unterschiedliche Anforderungen an die benötigten Daten. Ein Ausschnitt der beteiligten Kommunikationspartner sowie mögliche Datenbeziehungen sind im folgenden Bild 2.1 dargestellt.

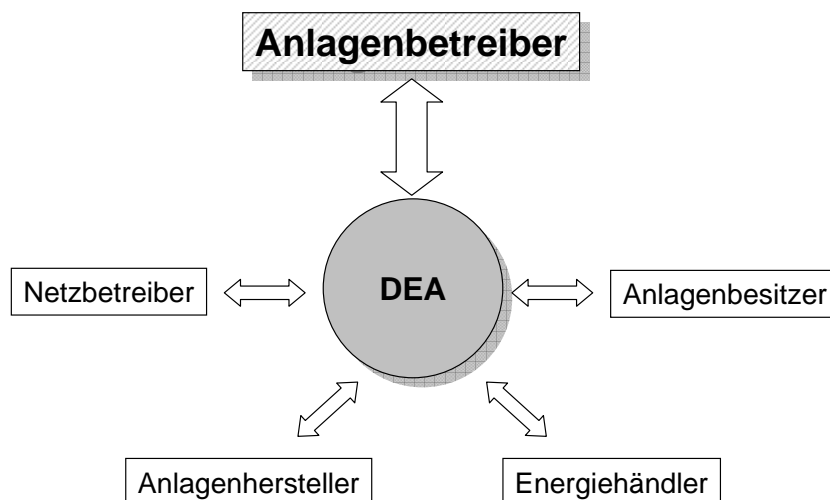


Bild 2.1: Beteiligte Akteure im Bereich der dezentraler Energieumwandlung

Aufgrund der unterschiedlichen Interessen ist die Anzahl der zu übertragenden Daten sowie der Dateninhalt und die Aktualisierungsfrequenz zwischen den Akteuren sehr differenziert. Während der Anlagenhersteller im Fehlerfall genaue Informationen über den Prozesszustand und die Prozessvariablen benötigt, um einen Fehler lokalisieren zu können, ist ein Energiehändler nur an zeitlichen Verläufen der eingespeisten Leistung und an Energiemengen interessiert, während die übrigen Betriebsparametern für ihn nicht von Belang sind. Für den Netzbetreiber wiederum sind für den sicheren Betrieb Parameter am Einspeisepunkt, wie Spannung, Frequenz, eingespeiste Wirk- und Blindleistung etc., und eventuell vorliegende Einspeisefahrpläne von Interesse.

Um den Umfang der Untersuchungen einzugrenzen, wird im Rahmen dieser Arbeit nur die Kommunikation betrachtet, die notwendig ist, um einen *koordinierten, echtzeitfähigen technischen* Betrieb durchführen zu können. Mit Bezug auf die in Bild 2.1 dargestellte Situation bedeutet dies, dass für die folgenden Untersuchungen nur die Verbindung zwischen Anlagenbetreiber und DEA betrachtet wird. Im Gegensatz zur Darstellung wird jedoch nicht nur eine einzelne DEA sondern ein Verbund von vielen Anlagen zu einem Gesamtsystem untersucht. Der Fokus der Arbeit liegt dabei nicht in der Erstellung von Einsatzfahrplänen oder der Vorausplanung sondern in der Lösung von Fragestellungen bezüglich der notwendigen informationstechnischen Infrastruktur, die die permanente Überwachung der vernetzten Anlagen und den ständigen Zugriff auf die Prozesssteuerung ermöglichen. Dabei wird in den nachfolgenden Betrachtungen davon ausgegangen, dass die Anlagen über eine gewisse lokale Intelligenz zur Regelung der internen Prozessabläufe verfügen, so dass die Koordination durch die Vorgabe von Sollwerten oder Schaltbefehlen beschränkt ist und die jeweilige Umsetzung auf der Anlagenebene erfolgt. Die lokale Anlagensteuerung ist ebenfalls für die Gewährleistung der Eigensicherheit zuständig. Dies bedeutet, dass die Anlage auch bei fehlender übergeordneter Überwachung und Steuerung in der Lage ist, vor Ort auftretende Fehler zu detektieren und die Anlage herunterfahren oder in einen sicheren Betriebszustand überführen zu können.

Mit Blick auf die in Bild 2.2 dargestellte Automatisierungspyramide bedeutet diese Abgrenzung, dass nachfolgend in erste Linie die Kommunikation zwischen der Prozess- und der Leitebene betrachtet wird.

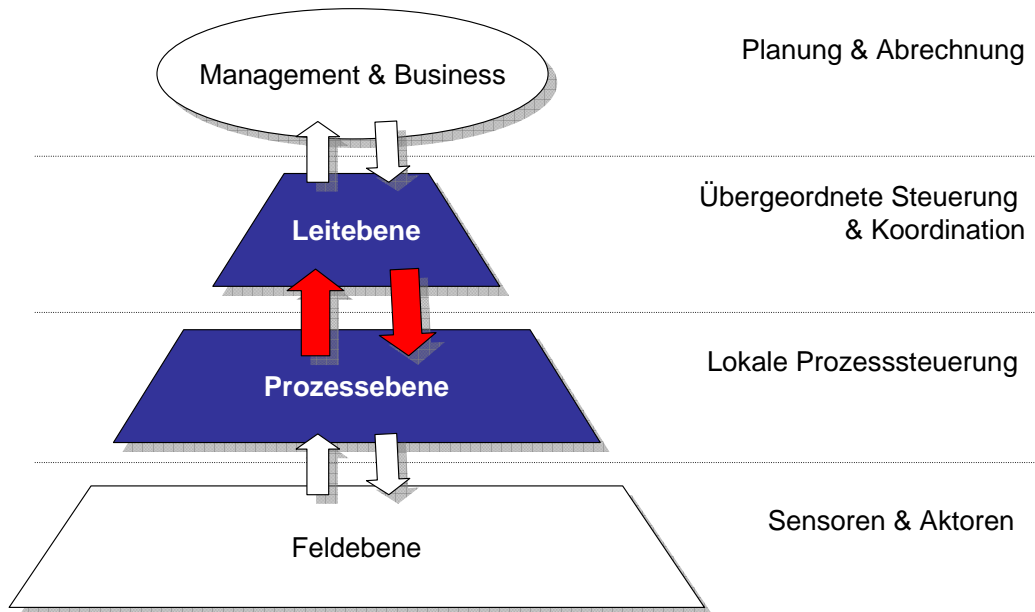


Bild 2.2: Automatisierungspyramide

Durch die Beschränkung auf die Kommunikation und die Vorgänge zwischen bzw. innerhalb der Prozess- und Leitebene ist auch das notwendige Zeitverhalten und Zeitraster für die weiteren Untersuchungen vorgegeben. Während in der Feldebene zeitkritische Vorgänge im Millisekundenbereich ablaufen, werden in der Leitebene weniger zeitkritische Vorgänge innerhalb des Sekunden- bis maximal Stundenbereich kontrolliert. Vorgänge die einen größeren Zeitraum abdecken, wie Tagesprognosen, langfristige Einsatzplanung etc. werden innerhalb der Managementebene abgewickelt [23].

Auf Basis dieser Betrachtungen ergeben sich für die weiteren Untersuchungen zwei wesentliche Schwerpunkte. Zum einen ist der Datenaustausch zwischen der Prozess- und der Leitebene zu untersuchen und dabei zu prüfen, welche Übertragungstechnologien für die Datenübertragung genutzt werden können. Zum anderen liegt ein weiterer Schwerpunkt in der Entwicklung eines Konzeptes zur Ausgestaltung der Leitebene zu einem vollständigen BFS.

2.2 Allgemeine Anforderungen an zukünftige IT-Systeme

Wenngleich in den nachfolgenden Betrachtungen nur ein Ausschnitt innerhalb der informationstechnischen Gesamtstruktur untersucht wird, sind die angestrebten Konzepte und Lösungen immer innerhalb des Gesamtkonzeptes zu sehen. Dies ist deshalb besonders wichtig, da die Vernetzung der vormals eigenständigen Systeme für Abrechnung, Planung etc. stetig voranschreitet [24]. Vor diesem Hintergrund ergeben sich besondere Anforderungen, um eine einfache Integration und Einbindung in die IT-Landschaft der übrigen, hier nicht weiter betrachteten, Systeme zu gewährleisten. Als wesentliche Merkmale für zukünftige Kommunikationssysteme werden deshalb genannt [25][26]:

- Offenheit
- Interoperabilität
- Durchgängigkeit
- Skalierbarkeit und Anpassbarkeit
- Trennung von Funktion und Technologie
- Einsatz von Standard-Komponenten.

Während in der Vergangenheit jede Anwendung und jeder Hersteller ihr/sein eigenes Protokoll für die Datenübertragung genutzt hat und der Datenaustausch zwischen derartigen Geräten und Anwendungen erheblichen zusätzlichen Aufwand erforderte, wird heute der Einsatz offener - d.h. herstellerunabhängiger und anwendungsübergreifender - Systeme mit dem Ziel einer übergangslosen Kommunikation („*seamless communication*“) angestrebt [27]. Erste Anstrengungen im Bereich der Energieversorgung, offene Kommunikationsstandards zu nutzen, werden bereits in der Netzleittechnik und in der Stationsleittechnik durch die Einführung entsprechender Normen unterstützt [28]. Dabei zeigt die für die Stationsleittechnik entworfene DIN IEC 61850 einige grundlegende Überlegungen und Aspekte auf, die sich auch auf andere Bereiche, wie die Kommunikation innerhalb der dezentralen Energieversorgung, übertragen lassen [29].

Ein grundlegender Aspekt der neuen Kommunikationsstandards betrifft den Übergang von der in der Vergangenheit üblichen, an die Übertragungstechnologie angepasste, Datenbeschreibung zu abstrakten objektorientierten Modellen [30]. Durch dieses Vorgehen verschiebt sich der Fokus von der reinen Datenübertragung hin zu einem übergreifenden Informationsmanagement. Der objektorientierte Ansatz bietet eine Reihe von Vorteilen in Bezug auf die zuvor genannten Anforderungen. Da die abstrakte Modellierung losgelöst von der zu verwendenden Übertragungstechnologie vorgenommen wird, können die implementierten Funktionen von der tendenziell kurzlebigen Kommunikation getrennt werden [31]. Die Trennung von Übertragungstechnologie und Anwendung lässt sich dadurch erreichen, dass die notwendigen Schnittstellen der neuen Kommunikationsprotokolle auf den oberen Schichten des ISO/OSI-Referenzmodells [32] implementiert werden und nicht mehr, wie in der Vergangenheit üblich, auf den unteren, für das Übertragungsmedium zuständigen, Schichten. Der notwendige Anteil an Protokollinformationen (Protokoll-Overhead), der sich durch die Verwendung der vielen Kommunikationsschichten ergibt, wirkt sich allerdings nachteilig auf die Leistungsfähigkeit und den Datendurchsatz aus, da das Verhältnis der Nutzdaten zu den insgesamt zu übertragenden Daten mit jeder zusätzlichen Kommunikationsschicht abnimmt. Diese Trennung bietet auf der anderen Seite entscheidende Vorteile, denn sie erlaubt, die Kommunikation auf unterschiedliche Technologien zu stützen. Da es im vorliegenden Anwendungsfall aufgrund der großen räumlichen Verteilung der Anlagen aus finanzieller Sicht nicht sinnvoll ist, eigenständige Netzwerke aufzubauen, kommt zur Vernetzung nur die vor Ort zur Verfügung stehende Infrastruktur in Betracht, so dass je nach Standort unterschiedliche Anbindungsmöglichkeiten genutzt werden müssen. Dies ist mit den neuen Kommunikationsstandards vom Grundsatz her bereits möglich. Mit Blick auf die Zukunftssicherheit und die schnelle Weiterentwicklung im Bereich der Datenübertragung besteht mit diesem Konzept zusätzlich die Möglichkeit, neue Entwicklungen in bestehende Lösungen zu integrieren und so von Neuerung direkt profitieren zu können, ohne das gesamte Konzept austauschen zu müssen.

Aber auch in Bezug auf andere Erweiterungen wirkt sich die Objektorientierung vorteilhaft aus, da bestehende Modelle einfach erweitert bzw. spezialisiert werden können, während bestehende Modelle weiterhin ihre Gültigkeit behalten. Auf diese Weise kann eine flexible Anpassung an unterschiedliche Anwendungen und Einsatzszenarien erreicht werden. Eine wesentliche Aufgabe bei der Entwicklung eines informationstechnischen Konzeptes für die Ver-

netzung von DEA besteht deshalb darin, die notwendigen Objektmodelle zu entwickeln und zu standardisieren, um die geforderte Offenheit und Herstellerunabhängigkeit zu erreichen.

Im Bereich der dezentralen Energieversorgung stehen die Entwicklung der notwendigen Datenmodelle und der Normungsprozess derzeit noch am Anfang, es ist aber abzusehen, dass sich der objektorientierte Ansatz auch in diesem Bereich durchsetzen wird. Für den Bereich der Windenergie steht mit der IEC 61400-25 bereits ein erster Normenentwurf für die informationstechnische Vernetzung von einzelnen WEA oder auch größerer Windparks bereit [33], während für andere Anlagen, wie BZ oder PVA, entsprechende Modelle momentan noch in den Normungsgremien entwickelt werden [34][35].

Diese Arbeit greift die Überlegungen des objektorientierten Ansatzes auf, geht in der Realisierung aber noch einen Schritt weiter. Es wird gezeigt, wie mit Hilfe eines abstrahierten Objektmodells nicht nur beliebige Anlagen integriert werden können, sondern durch Erweiterung auch die Möglichkeit besteht, zusätzlich eine Organisationsstruktur nachzubilden, mit der ein neues und innovatives Konzept einer verteilten, hierarchischen Betriebsführung umgesetzt werden kann.

Im Zusammenhang mit der Untersuchung der zur Verfügung stehenden Übertragungswege werden in dieser Arbeit grundlegende Fragestellungen in Bezug auf die Vernetzung von DEA beantwortet. Mit Hilfe der programmtechnischen Umsetzung auf Basis verteilter Datenbanken bildet diese Arbeit eine Grundlage für die Zusammenführung wichtiger Forschungsarbeiten, da mit dem entwickelten System beispielsweise die Möglichkeit besteht, Überlegungen für neue Betriebsführungsstrategien in die Praxis umzusetzen oder theoretische Simulationsmodelle mit realen Daten vergleichen zu können.

3 Informationstechnische Betrachtungen

3.1 Auswahlkriterien und Bewertung unterschiedlicher Technologien

Wie bereits in Kapitel 2 erläutert, setzt der koordinierte Betrieb von DEA eine Kommunikation zwischen der Prozess- und übergeordneten Leitebene voraus, mit der im vergebenen Zeitraster von einigen Sekunden bis hin zu einigen Stunden die relevanten Daten übertragen werden können. Da aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung der Aufbau einer eigenständigen informationstechnischen Infrastruktur nicht zweckmäßig ist, werden bereits bestehende Informationsnetze auf ihre Einsetzbarkeit in diesem Bereich hin untersucht

Die heutige Informationstechnik stellt für die weiträumige Vernetzung eine ganze Reihe unterschiedlicher Technologien bereit, um die Anlagensteuerungen von Brennstoffzellen, Mikroturbinen oder ähnlichen Anlagen zu verbinden. Daher gilt es, wie in Bild 3.1 dargestellt, aus dem vorhandenen Portfolio die für den jeweiligen Einsatzzweck und die vorliegenden Rahmenbedingungen optimale Verbindung auszuwählen.

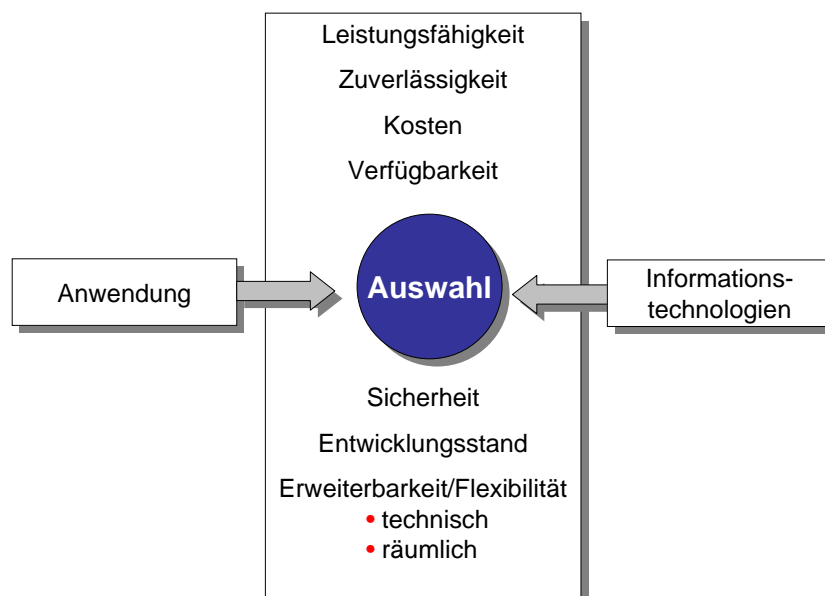


Bild 3.1: Kriterien für die Auswahl einer Übertragungstechnologie

Eine Auswahl hat nach den Kriterien *Leistungsfähigkeit*, *Zuverlässigkeit*, *Ausfallsicherheit*, *Kosten*, *Erweiterbarkeit*, *Sicherheit* etc. zu erfolgen. Je nach Anwendung und äußeren Rahmenbedingungen sind die Auswahlkriterien dabei unterschiedlich zu gewichten.

Für die weiteren Betrachtungen ist es notwendig, die genannten Bewertungskriterien zunächst eindeutig zu definieren, da die Begriffe in der Literatur unterschiedlich verwendet werden.

3.1.1 Begriffe und Definitionen

Die für die Auswahl einer Informationstechnologie genannten, zunächst abstrakten Kriterien und Begriffe werden im folgenden Abschnitt näher definiert und spezifiziert, bevor im Kapitel 3.2 eine Untersuchung und Bewertung der am Markt verfügbaren Technologien anhand dieser Kriterien erfolgt.

- Die *Leistungsfähigkeit* einer Übertragungstechnologie wird zunächst durch die Bandbreite bestimmt. Die *Bandbreite* gibt an, wie viele Daten innerhalb einer Zeiteinheit vom Sender zum Empfänger übertragen werden können [36]. Sie reicht bei heutigem Entwicklungsstand je nach Technologie von wenigen Bytes bis in den Gigabytebereich. Allerdings ist dabei zu beachten, dass die Bandbreite in vielen Fällen asymmetrisch ist. Dies bedeutet, dass die Übertragungsbandbreite von der Übertragungsrichtung abhängt und sich erheblich unterscheiden kann. Insbesondere bei der bidirektionalen Datenübertragung ist dieser Aspekt zu berücksichtigen, da für die korrekte Bewertung beide Richtungen in Betracht gezogen werden müssen. Ein weiterer Gesichtspunkt zur vollständigen Beurteilung der Leistungsfähigkeit ist die Berücksichtigung der *Verzögerung* [37]. Zum einen umfasst die Verzögerung die Zeit, die zu Beginn der Datenübertragung zum Verbindungsaufbau benötigt wird, bis die eigentlichen Nutzdaten ausgetauscht werden. Zum anderen beschreibt die Verzögerung zusätzlich die Zeit, die die Daten benötigen, bis sie vom Sender zum Empfänger übertragen worden sind.
- Unter *Zuverlässigkeit* wird definitionsgemäß die Fähigkeit eines Systems verstanden, den durch den Verwendungszweck bedingten Anforderungen, die an das Verhalten über eine bestimmte Zeitdauer gestellt werden, zu genügen, und erwartet werden kann, dass es die

beabsichtigte Funktion mit der erforderlichen Genauigkeit ausführt [38]. Zuverlässigkeit umfasst außerdem Korrektheit, Robustheit und Ausfallsicherheit. Die Zuverlässigkeit ist die Grundvoraussetzung für die Vernetzung dezentraler Anlagen. Nur wenn die Daten richtig und nahezu fehlerfrei übertragen werden, ist ein vernetzter Betrieb einsetzbar. Das setzt auch voraus, dass die Verbindung verfügbar und ausfallsicher ist.

- Die *Ausfallsicherheit* ist ein Kriterium, das mit der Zuverlässigkeit einhergeht und bereits im vorangegangenen Abschnitt kurz aufgegriffen wurde. Sie beschreibt die Wahrscheinlichkeit des Versagens eines technischen Systems während des Betriebs. Für den sicheren und reibungslosen Betrieb ist es nicht nur notwendig, dass die Daten zwischen Sender und Empfänger richtig übertragen werden, sondern auch, dass die Übertragungstechnik zum Zeitpunkt der Datenübertragung zur Verfügung steht. Dies ist gerade im Bereich zeitkritischer Anwendungen von besonderer Bedeutung. Technische Systeme können anhand ihrer Ausfallwahrscheinlichkeit als *normal zuverlässig*, *hoch zuverlässig* und *höchstzuverlässig* klassifiziert werden. Für den Fall, dass eine Verbindung trotz der zugesicherten Zuverlässigkeit dennoch ausfällt, ist sicherzustellen und die Anlagensteuerung so auszulegen, dass ein ungefährdeter Betrieb weiterhin gewährleistet ist oder die Anlage in einen sicheren Zustand überführt wird.

Die Aspekte Übertragungsbandbreite, Verzögerung und Zuverlässigkeit werden häufig auch unter dem Begriff „*Quality of Service*“ (QoS) oder „*Dienstgüte*“ zusammengefasst. QoS bezeichnet die Fähigkeit eines Datennetzwerkes, bestimmte Geschwindigkeiten oder Zuverlässigkeiten garantieren zu können.

- Das Thema *Sicherheit* ist ein immer weiter an Bedeutung gewinnender Aspekt bei der Datenübertragung. Im Zuge des voranschreitenden Ausbaus öffentlicher Informationsnetze, insbesondere des Internets, steigt die Gefahr, dass Daten auf dem Übertragungsweg durch Unberechtigte abgehört oder manipuliert werden. Daher wird es zunehmend wichtiger, die Datenübertragung gegen unberechtigten Zugriff zu schützen, aber auch Aspekte, die die Systemverfügbarkeit einschränken und die Zugriffskontrolle regeln, sind im Zusammenhang mit dem Thema Sicherheit zu nennen. Daher ist bei der Auswahl darauf zu achten, ob und welche Möglichkeiten bestehen, ein Sicherheitskonzept umzusetzen (siehe auch Kapitel 3.4).

- Die *Erweiterbarkeit* ist ein weiteres Bewertungskriterium. Da die informationstechnische Vernetzung von verteilten Prozessen in der Praxis keine statische Angelegenheit darstellt, muss auch die informationstechnische Infrastruktur für etwaige Erweiterungen, Anpassungen und Änderungen flexibel und anpassbar sein. Für den betrachteten Anwendungsbereich betrifft dies sowohl die räumliche Ausdehnung als auch die mögliche Erweiterung um weitere Kommunikationspartner.
- Die örtliche *Verfügbarkeit* bzw. *Netzabdeckung* einer Technologie spielt insbesondere bei der Nutzung bestehender Lösungen bzw. Infrastruktur eine wichtige Rolle. In vielen Fällen ist die Verfügbarkeit auf bestimmte Regionen, vornehmlich Ballungsgebiete, beschränkt. Daher ist zu prüfen, ob die gewünschte Technologie am ausgewählten Standort genutzt werden kann.
- Der *Entwicklungsstand* und die *Zukunftssicherheit* sind zwei weitere Gesichtspunkte bei der Auswahl einer Übertragungstechnik. Der Entwicklungsstand gibt Auskunft darüber, ob sich eine Technologie bereits in der Praxis bewährt hat und damit auch für den hier betrachteten Anwendungsfall eingesetzt werden kann. Zusätzlich ist im Rahmen der Investitionssicherung auch zu prüfen, welche zukünftige Entwicklung für eine Technologie zu erwarten ist (siehe auch Kapitel 3.3). Dies ist besonders im Bereich der Informationstechnologie von Bedeutung, da sich dieser Sektor sehr schnell weiterentwickelt.

Im Bezug auf den Entwicklungsstand und die Zukunftssicherheit können unterschiedliche Probleme auftreten. Durch die schnelle Entwicklung kommen immer neue Technologien auf den Markt, bei denen die Entwicklung noch nicht vollständig abgeschlossen ist oder bei denen nur unzureichende Erfahrungen für unterschiedliche Einsatzbereiche und Rahmenbedingungen gerade im Langzeiteinsatz existieren, so dass es in der Anfangsphase noch zu unterschiedlichsten Problemen kommen kann. Vielfach benötigt der Aufbau der notwendigen Infrastruktur auch eine gewisse Zeit, so dass eine neue Technologie zunächst nur in eng begrenzten Regionen verfügbar ist. Auch für den Fall, dass eine Technologie über den Status der Entwicklung hinausgekommen ist, ist nicht sichergestellt, dass diese auch überall verfügbar ist oder sich am Markt durchsetzen kann. Aufgrund der Konkurrenzsituation erreichen einige Technologien nur geringe Marktanteile und stellen damit nur Nischenprodukte dar. Ein weiteres Problem der schnellen Weiterentwicklung sind die immer kürzer werdenden Innovations-

zyklen. Die Technologien werden in immer kürzeren Zeitabständen durch neue und immer leistungsfähigere Systeme ersetzt, so dass die eingesetzte Technik nach wenigen Jahren bereits veraltet und benötigte Ersatzteile nicht mehr erhältlich sind. Diese Aspekte sind im Zusammenhang mit der Zukunftssicherheit zu prüfen.

- Die *Kosten*, die für eine Datenübertragung anfallen, sind ein entscheidender Faktor bei der Auswahl einer Informationstechnologie. Nur wenn diese Kosten geringer sind als die Ersparnisse bzw. Erträge, die durch koordinierten Betrieb oder zusätzliche Dienstleistungen erwirtschaften lassen, ist eine Vernetzung ökonomisch sinnvoll.

Die Gesamtkosten K_{Ges} , die sich für die Anbindung einer einzelnen Anlage ergeben, können sich je nach Abrechnungsmodell aus sehr unterschiedlichen Anteilen zusammensetzen:

$$K_{Ges} = K_{HW} + K_{Ein} + K_{Ggb} + K_{Ver} + K_{Vol} \quad (3.1)$$

Die Anteile können wie folgt definiert werden:

K_{HW}	Kosten für die benötigte Hardware zum Aufbau der notwendigen Infrastruktur bzw. zur Anbindung an bestehende Netzwerke
K_{Ein}	Einmalige Kosten für die Einrichtung und Bereitstellung
K_{Ggb}	Monatlich zu entrichtende Grundgebühr für die Bereitstellung bzw. wiederkehrende Kosten für Wartung und Konfiguration
K_{Ver}	Verbindungsabhängige Kosten, unter anderem abhängig von der Dauer, der Entfernung, dem Wochentag, der Uhrzeit, etc.
K_{Vol}	Kosten in Abhängigkeit des übertragenen Datenvolumens

Welche der genannten Kostenanteile berücksichtigt werden müssen, hängt neben den Eigentumsverhältnissen auch vom gewählten Tarifmodell ab. Die Anzahl der derzeit am Markt verfügbaren und angebotenen Tarifmodelle ist schwer zu überschauen, sie können jedoch grund-

sätzlich in die drei Klassen *Standard*, *Volumen* und *Pauschal* mit den in Tabelle 3.1 zugeordneten Kostenanteilen eingruppiert werden.

Tabelle 3.1: Kostenanteile unterschiedlicher Tarifmodelle

		K_{HW}	K_{Ein}	K_{Gbg}	K_{Ver}	K_{Vol}
Eigenes Netzwerk		X	X			
Fremde Netze	<i>Standard</i>	X	X	X	X	
	<i>Volumen</i>	X	X	X		X
	<i>Pauschal</i>	X	X	X		

Die definierten Kriterien bilden die Grundlage für die weitere Untersuchung und Bewertung der wichtigsten heute oder in naher Zukunft am Markt verfügbaren Informationstechnologien.

3.1.2 Definition der Anforderungen für unterschiedliche Anwendungen

Je nach Anwendungsfall sind die formulierten Bewertungskriterien entsprechend zu gewichten und als Basis für eine Auswahl zu verwenden. Dabei ist ein sinnvoller Kompromiss innerhalb der Anforderungen zu finden, da es im Regelfall nicht möglich ist, alle Anforderungen gleichzeitig zu erfüllen.

Während für Wartungszwecke keine ständige Datenverbindung notwendig ist, sondern nur im Bedarfsfall aufgebaut werden muss, um eventuell aufgetretenen Fehler zu beheben oder eine Anpassung der Konfiguration vorzunehmen, ist für die hier betrachtete Kommunikation zwischen der Prozess- und der Leitebene mit dem Ziel einer Online-Betriebsführung eine permanente Datenverbindung vorzusehen, wobei die notwendige Übertragungskapazität neben dem zugrunde gelegten Zeitraster auch von der jeweiligen Anwendung abhängt. Werden nur die reinen Prozessdaten übertragen, kann die Bandbreite geringer ausfallen, als bei einer Anwendung, die zusätzliche multimediale Informationen, wie beispielsweise Bilddaten zur Unterstützung der Betriebsführung, benötigt. Für derartige datenintensive Multimedia-Anwendungen sind daher Übertragungstechnologien auszuwählen, die sich durch eine hohe

Bandbreite, geringe Verzögerungen und eine hohe Verfügbarkeit auszeichnen sowie aufgrund des hohen Datenvolumens und der Verbindungszeit nach Möglichkeit pauschal abgerechnet werden. Im Gegensatz dazu ist bei der reinen Prozessdatenübertragung zu prüfen, ob eine Abrechnung nach dem Datenvolumen günstiger ist. Eine verbindungsorientierte Abrechnung ist aufgrund der permanenten Aufrechterhaltung als nicht sinnvoll anzusehen, sondern bietet sich nur für den Wartungsfall an, da bei dieser Anwendung die Verbindung nur kurzzeitig besteht. Für die Wartung spielt auch die Bandbreite nur eine untergeordnete Rolle, da Verzögerungen durchaus in Kauf genommen werden können, so dass auch Übertragungstechnologien zum Einsatz kommen können, die über eine geringere Leistungsfähigkeit verfügen. In Bezug auf die Sicherheit, sind sowohl für die Online-Betriebsführung als auch für die Wartung erhöhte Anforderungen zu stellen, da es durch eine falsche Systemkonfiguration oder durch falsche Bedieneingriffe zu Beschädigungen an den Anlagen oder im schlimmsten Fall zu Personenschäden kommen kann. Aufgrund der ständig bestehenden Verbindung bei einer Online-Übertragung ist das Gefährdungspotential allerdings höher anzusehen, als bei der im Bedarfsfall aufzubauenden Wartungsverbindung.

Tabelle 3.2 Exemplarische Anwendungen und Anforderungen

	Anforderungen an				Bevorzugtes Kostenmodell		
	Bandbreite	Verzögerung	Zuverlässigkeit	Sicherheit	Standard	Volumen	Pauschal
Wartung	o	o	o	+	x		
Prozessdatenübertragung (einfach)	+	+	++	++		x	(x)
Prozessdatenübertragung (erweitert)	++	++	++	++			x

Neben den genannten Leistungsmerkmalen muss eine für die Online-Überwachung einzusetzende Übertragungstechnologie aufgrund der großen räumlichen Ausdehnung und der zu er-

wartenden hohen Anzahl an zu vernetzenden Anlagen jetzt oder in absehbarer Zeit über eine flächendeckende Verfügbarkeit und entsprechende Erweiterbarkeit verfügen.

3.2 Betrachtung unterschiedlicher Informationstechnologien

Auf Basis der zuvor definierten Auswahlkriterien werden in diesem Abschnitt unterschiedliche Technologien hinsichtlich ihrer Eignung für die Vernetzung weiträumig verteilter Prozesse untersucht. Dabei werden nur die heute oder in naher Zukunft verfügbaren Technologien betrachtet, die eine weiträumige Datenübertragung ermöglichen. Da davon ausgegangen wird, dass ein Großteil der zukünftig installierten dezentralen Energieumwandlungsanlagen im Umfeld privater Haushalte eingesetzt werden wird, liegt der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen auf Technologien, die im Privatkundensektor angeboten werden oder vorzufinden sind. In diesem Zusammenhang wird nur die grundsätzliche Eignung der Technologien auf eine Einsetzbarkeit hinsichtlich der weiträumigen Vernetzung von DEA untersucht und bewertet. Im konkreten Anwendungsfall kann die individuelle Lösung aufgrund der vorgefundenen Rahmenbedingungen durchaus von der allgemeinen Empfehlung abweichen oder durch eine Technologie abgedeckt werden, die im folgenden nicht betrachtet wird.

- Das *analoge Modem* stellt eine bewährte Möglichkeit dar, Daten orts- und entfernungsunabhängig mittels des Telefonnetzes zu übertragen und steht in Deutschland und anderen Industrieländern nahezu flächendeckend zur Verfügung. Die heute dabei üblichen Übertragungsraten für analoge Modems erreichen beim Versenden von Daten 33 kBit/s und beim Datenempfang 56 kBit/s. Diese Übertragungsgeschwindigkeit reicht aus, um geringe Datenmengen schnell und zuverlässig zu übertragen; größere Datenmengen, wie sie z. B. bei der Bildübertragung notwendig sind, sind mit dieser Technik nicht zu realisieren. Die Abrechnung erfolgt üblicherweise nach dem Standard-Tarifmodell, die eine monatliche Grundgebühr und verbindungs-, zeit- und entfernungsabhängigen Kosten umfasst. Daher bietet sich diese Art der Anbindung gerade dann an, wenn keine permanente Verbindung erforderlich ist, z. B. für Wartungszwecke.

-
- Mit *ISDN* (integrated services digital network = Dienste integrierendes digitales Fernmeldenetz) besteht in heutigen Telefonnetzen auch die Möglichkeit der digitalen Übertragung unter Nutzung erweiterter Dienste [39]. Im Gegensatz zur zuvor vorgestellten Lösung für analoge Übertragung werden bei ISDN im privaten Anwendungsbereich Datenraten von 64 kBit/s pro Leitung und bei Kanalbündelung 128 kBit/s erreicht. Damit steht eine sehr viel höhere Übertragungsbandbreite zur Verfügung, die es erlaubt auch größere Datenmengen, wie zum Beispiel Bildinformationen geringer Qualität zu übertragen. Die Kosten gestalten sich ähnlich denen der analogen Verbindung, allerdings ist aufgrund des höheren Leistungsumfang eine erhöhte monatliche Grundgebühr zu entrichten.
 - Mit *DSL* (Digital Subscriber Line) steht eine weitere Technologie zur Verfügung, die zur Datenübertragung das Telefonnetz nutzt. Diese Technologie wird in Deutschland momentan intensiv im Bereich der schnellen Internetverbindungen angeboten. Unter DSL fallen alle Verfahren zur digitalen breitbandigen Nutzung von Telefonleitungen im Anschlussbereich. Inzwischen existieren deutschlandweit etwa 4 Millionen DSL-Anschlüsse mit weiterhin hohen Zuwachsraten. Aufgrund der besonderen Eigenschaften ist DSL aber nicht flächendeckend in Deutschland verfügbar. Der Vorteil dieser Technologie ist die Möglichkeit der gleichzeitigen Nutzung von Telefon und Datenübertragung durch Verwendung freier Frequenzbänder. Im Vergleich zu den beiden zuvor vorgestellten, ebenfalls auf dem Telefonnetz basierenden Übertragungsmöglichkeiten bietet DSL dabei jedoch sehr viel höhere Übertragungsraten. Bei der derzeit genutzten ADSL-Variante sind Übertragungsraten von maximal 9 Mbit/s möglich. Die Abrechnung erfolgt über das Datenvolumen und zunehmend in Form von Pauschal-Tarifen, sog. „Flatrates“. Aufgrund der momentanen Marktsituation sind diese Preise in den letzten Monaten erheblich gesunken, so dass damit zu rechnen ist, dass sich die Zahl der Anschlüsse in Deutschland in den nächsten Monaten und Jahren stark erhöhen wird (siehe auch Kapitel 3.3).
 - Die Nutzung des *Mobilfunks* ist eine weitere Variante, Daten entfernungs- und ortsunabhängig zu übertragen. Im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Verfahren, die als leitungsgebunden klassifiziert werden können, erfolgt die Datenübertragung in diesem Fall funkbasiert, und kann damit auch für mobile Anwendungen eingesetzt werden. Voraussetzung für den Einsatz dieser Technologie ist, dass eine ausreichende Funknetzabde-

ckung vorhanden ist. Die Netzabdeckung in Deutschland beträgt je nach Netzbetreiber zwischen 80 und 98 %. Allerdings beziehen sich diese Zahlen nicht auf die Flächenabdeckung sondern auf die Bevölkerungsabdeckung, d.h. in Ballungszentren wird eine fast vollständige Abdeckung erreicht, während in ländlichen Gebieten so genannte Funklöcher häufiger auftreten können. Die Übertragungsbandbreite der digitalen Mobilfunknetze konnte durch Einführung neuer, auf der Standard-GSM-Technik aufsetzender Verfahren schrittweise erhöht werden.

Tabelle 3.3: Entwicklung der Datenrate verschiedener Mobilfunktechnologien

Mobilfunk-Technologie	Standard GSM	HSCSD	GPRS	EDGE	UMTS
maximale Übertragungsrate	9,6 kBit/s	76,8 kBit/s	171 kBit/s	384 kBit/s	2 MBit/s

Für die beabsichtigte Online-Überwachung bieten sich in erster Linie die GPRS- und die UMTS-Technologie an, da beide Verfahren eine ständige Verbindung ermöglichen, die nicht nach der Verbindungszeit sondern anhand des übertragenen Datenvolumens abgerechnet wird. Im Bereich der Automatisierung werden auf GPRS basierende Lösungen bereits angeboten [40]. UMTS bietet aufgrund der zur Verfügung stehenden Bandbreite zusätzlich die Möglichkeit auch aufwändigere Anwendungen umzusetzen. Standard-GSM bietet sich hingegen in erster Linie für Wartungszwecke und kurzzeitige Verbindungen an, falls keine Festnetzanbindung zur Verfügung steht.

- *PLC (Powerline Communication)* ist eine Möglichkeit, Daten unabhängig von bestehenden Telekommunikationsnetzen zu übertragen. Im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Verfahren nutzt PLC das nahezu flächendeckend zur Verfügung stehende Elektrizitätsnetz als medientechnische Infrastruktur. Dazu wird der 50-Hz-Schwingung der Energieversorgungsspannung am Ortsnetztransformator in festgelegten Frequenzbändern ein zusätzliches höher frequentes Signal aufmoduliert [41][42] und ermöglicht so in der Regel eine bidirektionale Kommunikation mit allen dort angeschlossenen Verbrauchern und Haushalten. Die Übertragungsbandbreite beträgt bis zu 2 Mbit/s, so dass Sprache, Daten

und Multimediaanwendungen mit einer hohen Qualität übertragen werden können. Zu berücksichtigen ist dabei, dass es sich bei PLC um ein „Shared-Medium“ handelt. Dies bedeutet, dass sich alle Teilnehmer die zur Verfügung stehende Bandbreite teilen und die tatsächlich zur Verfügung stehende Bandbreite von der Anzahl der Teilnehmer und von einem Gleichzeitigkeitsfaktor für die Nutzung abhängt. Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass bei Störungen im Netz nicht nur die Energieversorgung ausfällt, sondern zeitgleich auch die Informationsübertragung nicht mehr zur Verfügung steht. Auch Schaltaktionen in den Energieversorgungsnetzen beeinflussen die Übertragungsqualität nachhaltig.

Die Tatsache, dass heute bereits leistungsfähigere Alternativen zur Verfügung stehen, haben dazu geführt, dass sich die großen Firmen wie Siemens und Netzbetreiber wie RWE aus der Entwicklung zurückgezogen haben und sich diese Technologie nicht am Markt durchsetzen konnte [43]. Auch zukünftig ist keine flächendeckende Einführung zu erwarten (siehe auch Kapitel 3.3.). Der Einsatz im Inhouse-Bereich zur Vermeidung zusätzlicher Verkabelung wird hingegen erfolgreich vermarktet.

- Der Einsatz von *Kabelmodems* ist eine weitere Möglichkeit der lokalen Anbindung und Datenübertragung, die ähnlich der zuvor beschriebenen Technologie funktioniert. Im Gegensatz zu PLC wird in diesem Fall jedoch nicht das Stromnetz sondern das für die Fernseh- und Rundfunkübertragung installierte Kabelnetz genutzt. Analog zu PLC werden auch bei diesem Verfahren freie Kapazitäten für die Datenübertragung eingesetzt. Da es sich ebenso um ein „Shared-Medium“ handelt, wird die zur Verfügung stehende Bandbreite von 10 Mbit/s auf die gleichzeitig agierenden Nutzer aufgeteilt. Während in vielen anderen Ländern, wie den USA, das Kabelmodem bereits weit verbreitet ist, steht diese Art der Nutzung in Deutschland noch immer am Beginn, da die Kabelnetze derzeit noch nicht mit der für die Datenübertragung notwendigen Infrastruktur ausgerüstet sind und unter hohen Investitionen ertüchtigt werden müssen, um die notwendige Rückkanalfähigkeit zur bidirektionalen Übertragung zu ermöglichen [44]. Aufgrund der in Deutschland zur Verfügung stehenden Alternativen im Bereich des Breitbandinternets - insbesondere der DSL-Technologie - ist auch in den nächsten Jahren nicht mit einer flächendeckenden Verfügbarkeit dieser Technologie zu rechnen (siehe auch Kapitel 3.3).

Die diskutierten Verfahren stellen die zurzeit wichtigsten Übertragungswege unter den Aspekten einer weiträumigen Verteilung und einer hohen Anzahl von zu vernetzenden Anlagen dar. Weitere Technologien sind denkbar, kommen aber aufgrund der eingeschränkten räumlichen wie technischen Erweiterbarkeit im beschriebenen Einsatzbereich nicht oder nur als Sonderlösung in Betracht und sind daher nicht Gegenstand dieser Arbeit. Die Ergebnisse der vorangegangenen Untersuchung sind zur besseren Übersichtlichkeit in der Tabelle 3.4 noch einmal zusammengefasst.

Als Fazit der vorangegangenen Betrachtungen kann festgehalten werden, dass derzeit ein breites Spektrum an Informationstechnologien am Markt angeboten wird, die aufgrund der unterschiedlichen Leistungsfähigkeit und Kostenstrukturen für unterschiedliche Einsatzszenarien in Frage kommen. So ist die Übertragung per analogem Modem oder GSM-Modem aufgrund der relativ geringen Bandbreite in ihrer Einsetzbarkeit beschränkt und wegen ihrer Kostenstruktur in erster Linie für kurzzeitige oder sporadische Verbindungen sinnvoll, die mit einer geringen Datenrate auskommen und bei denen eine Verzögerung von untergeordneter Bedeutung ist, z. B. für Wartungszwecke. Für Anwendungen, die eine ständige Datenverbindung voraussetzen, sind Verfahren vorzuziehen, die zum einen eine höhere Leistungsfähigkeit besitzen und zum anderen eine Abrechnung nach dem übertragenen Datenvolumen oder pauschal ermöglichen. Dies können neben speziell angemieteten Standleitungen eben auch die genannten Mobilfunkverfahren GPRS und UMTS sowie die Breitbandverfahren sein. Dabei sind die Mobilfunkverfahren wegen der vergleichsweise hohen Kosten nur dann vorzuziehen, wenn die Breitbandverfahren aufgrund der vorliegenden Rahmenbedingungen nicht zur Verfügung stehen oder ein hohes Maß an Mobilität gefordert ist. Die Breitbandverfahren bieten aufgrund ihrer hohen maximalen Datenraten auch die umfangreichsten Einsatzmöglichkeiten. Neben der reinen Datenübertragung sind diese auch für datenintensive Anwendungen und Dienste, wie aufwändige Visualisierungen und Multimedia, einsetzbar. Momentan werden insbesondere die Infrastruktur für DSL und der Kabelnetze intensiv erweitert und ausgebaut. Gleichzeitig ist aufgrund der Konkurrenzsituation ein starker Preisverfall im Breitband-Sektor zu verzeichnen. Dabei werden in erster Linie preisgünstige Pauschaltarife angeboten.

Tabelle 3.4: Übersicht über die untersuchten Technologien

Technologie		max. Datenrate	Leistungsfähigkeit	Verfügbarkeit	Entwicklungsstand	Sicherheit	Typische Tarifmodelle			Bemerkungen
							Standard	Volumen	Pauschal	
Festnetz	analog	56 kBit/s	-	++	++	+	x		(x)	Einsatz vornehmlich für kurzzeitige oder sporadische Verbindungen, z. B. Wartung
	ISDN	128 kBit/s	o	++	++	+	x		(x)	
Mobilfunk	Standard GSM	9,6 kBit/s	--	+	+	o	x		(x)	Einsatz vornehmlich für kurzzeitige oder sporadische Verbindungen, falls keine Festnetzverbindung möglich
	HSCSD	76,8 kBit/s	-	-	-	o	x		x	wird nicht von allen Mobilnetzbetreibern angeboten
	GPRS	160 kBit/s	o	+	+	+		x	(x)	Vorteil der Always-On-Funktionalität und Abrechnung nach Datenvolumen
	EDGE	384 kBit/s	o	--	-	-				in Deutschland nicht verfügbar
	UMTS	2 MBit/s	+	o	o	o	(x)	x		noch im Aufbau befindlich, derzeit noch vergleichsweise teuer
Breitband	ADSL	9 MBit/s	++	o	+	-		(x)	x	Marktführer im Bereich Breitbandlösungen, stark steigende Anschlusszahlen, sinkende Kosten
	PLC	2 MBit/s	+	-	-	-		(x)	x	„Shared Medium“, geringe Zukunftschancen, Einsatz vornehmlich im Inhouse-Bereich
	Kabel	10 MBit/s	++	-	o	-		(x)	x	„Shared Medium“, derzeit Ertüchtigung der Kabelnetz auf Rückkanaltauglichkeit

Vor diesem Hintergrund und der Tatsache, dass bis zur flächendeckenden Integration von DEA noch einige Jahre vergehen und sich damit auch die Möglichkeiten zur Vernetzung verändern werden, wird im folgenden Abschnitt auf die zukünftig zu erwartende Entwicklung und die Verbreitung der vorgestellten Breitbandverfahren eingegangen.

3.3 Zukünftige Entwicklung

Die vorangegangenen Betrachtungen gehen vom heutigen Stand der Technik und Entwicklung aus, tatsächlich kann heute aber noch nicht von einer flächendeckenden Integration von DEA gesprochen werden. Derzeit bestehen nur erste Pilot- und Demonstrationsanlagen. So rechnet die deutsche Brennstoffzellenindustrie für die Hausenergieversorgung erst im Jahr 2010 mit der kommerziellen Markteinführung und ab dem Jahr 2015 mit einer Zuwachsrate von mehreren tausend Anlagen pro Jahr und einer flächendeckenden Integration [45]. In dieser Zeit wird sich nicht nur die Anlagentechnik sondern auch die Informationstechnik mit ihren kurzen Innovationszyklen entscheidend weiter entwickeln. Daher ist es für ein zukünftiges Konzept notwendig, die Leistungsfähigkeit und Struktur der Informationslandschaft im Voraus abzuschätzen und die heutigen Überlegungen darauf auszurichten.

Wie bereits erläutert, lässt sich in der Bundesrepublik ein Trend zur verstärkten Verbreitung von breitbandigen Internetzugängen erkennen [46]. Dieser wird, wie aus Bild 3.2 hervorgeht, in erster Linie durch die am Markt angebotenen DSL-Zugänge abgedeckt, während die Breitbandzugänge über PLC oder Kabelmodem nur einen sehr geringen Marktanteil besitzen. Derzeit verfügen etwa 7 Mio. Haushalte in Deutschland über einen Breitbandzugang [47]. Wie bereits in den vergangenen Jahren, ist auch in der nächsten Zukunft mit einem weiteren starken Wachstum zu rechnen, da die derzeitige Marktsituation aufgrund einer Vielzahl unterschiedlicher Anbieter und der damit einhergehenden Konkurrenzsituation durch stark sinkenden Preise gekennzeichnet ist.

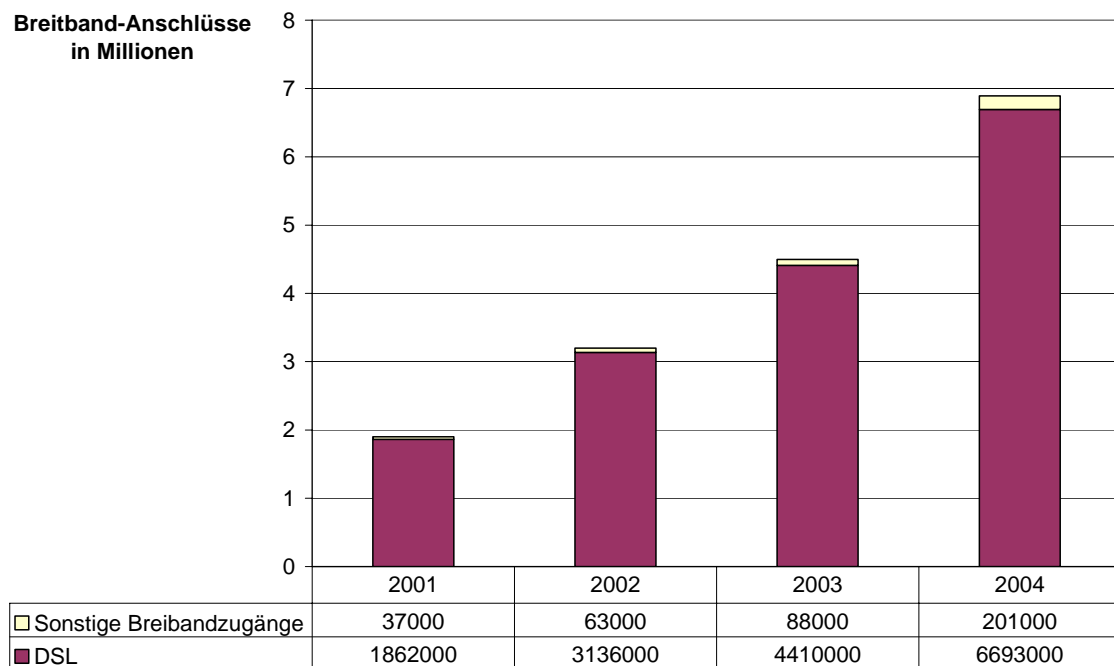


Bild 3.2: Entwicklung der Breitbandinternetanschlüsse in Deutschland [48]

In einer Studie des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste (WIK) aus dem Jahr 2003 wurde die Nachfrage privater Haushalte nach breitbandigem Internet-Zugang bis zum Jahr 2015 näher untersucht und die mögliche Entwicklung unter verschiedenen Einflussfaktoren abgeschätzt [49]. Nach Schätzungen des WIK wird demnach die Mehrheit der deutschen Haushalte (ca. 60 %) in 10 Jahren breitbandig an das Internet angeschlossen sein. Dabei wird von einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von etwa 20 % ausgegangen. Eine Schmalbandverbindung (Analog-Modem und ISDN) wird im Jahr 2015 nur noch von etwa 10 % der Haushalte genutzt, so dass sich das Verhältnis von Schmalband- zu Breitbandverbindungen in der nächsten Dekade umkehren wird. Die wesentlichen Marktanteile werden in erster Linie über die in Kapitel 3.1 bereits beschriebenen Technologien DSL und Kabelmodem abgedeckt. Insgesamt werden 70 % der Breitbandkunden mittels DSL und 25 % über Kabelmodem die Internetverbindung herstellen. Dies bedeutet, dass zwar DSL weiterhin den größten Marktanteil stellen, aber einen Teil an den Kabelmodemmarkt abtreten wird. Den alternativen Anbindungsmöglichkeiten werden auch in Zukunft nur geringe Marktchancen zugerechnet.

Aufgrund dieser Betrachtungen wird deutlich, dass das Potenzial für die internetgestützte Datenübertragung zukünftig weiter steigen wird und damit auch für den Bereich der Vernetzung dezentraler Energieumwandlungsanlagen an Attraktivität gewinnt. Denn gerade die Privathaushalte sind für die Installation von kleinen verbrauchsnahen Versorgungseinheiten von besonderem Interesse. Wird zusätzlich von der Überlegung ausgegangen, dass Haushalte, die sich für die innovative Energieversorgung entscheiden, auch auf anderen Gebieten eine hohe Technikakzeptanz aufweisen und als innovationsfreundlich eingestuft werden können, kann davon ausgegangen werden, dass weit mehr als die prognostizierten 60 % dieser Haushalte über einen Breitband-Internetanschluss verfügen, der auch für die zur Vernetzung erforderliche Datenübertragung genutzt werden kann. Damit ist davon auszugehen, dass die notwendige Infrastruktur für eine aufwändige Online-Betriebführung zukünftig in den meisten Haushalten bereits zur Verfügung steht.

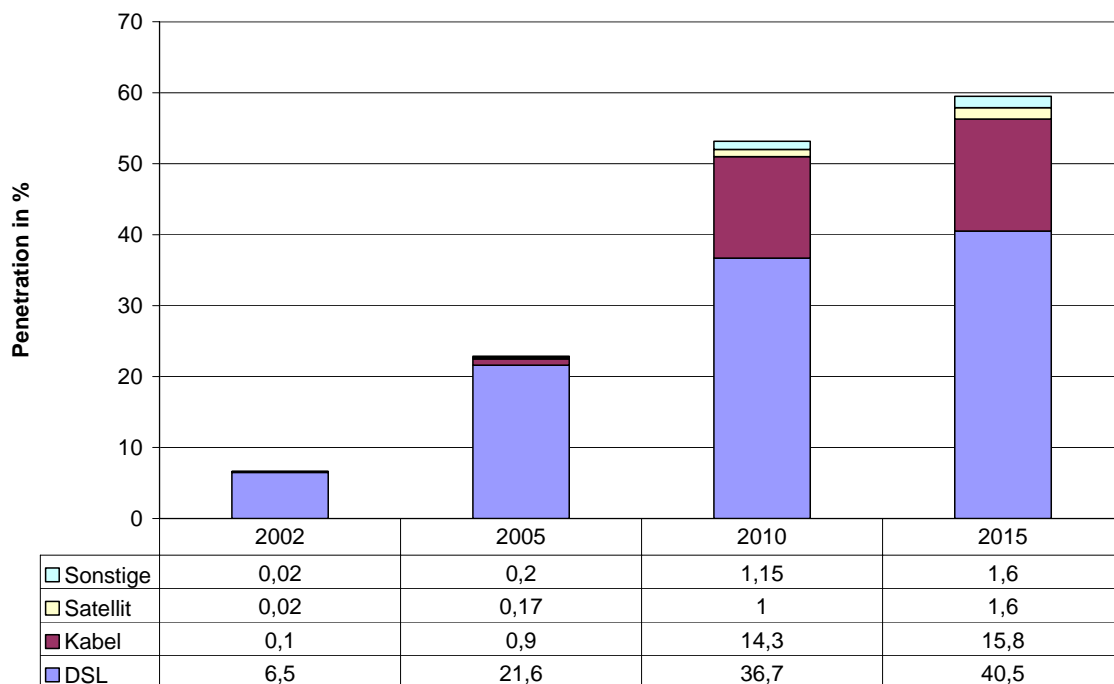


Bild 3.3: Entwicklung der Penetration bundesdeutscher Haushalte mit Breitband-Internetanschlüssen

3.4 Sicherheitsaspekte

Da die genannten und favorisierten Breitbandverbindungen in erster Linie im Bereich der Internetanbindung angeboten und eingesetzt werden, erfolgt zwangsläufig auch der für die Koordinierung notwendige Datenverkehr über dieses öffentliche und weltweit verfügbare Netzwerk. Daher wird auch die Frage nach der Sicherheit, die bereits heute im Zusammenhang mit Einsatz des Internets eine der wichtigsten und am häufigsten gestellten Fragen ist, weiter an Bedeutung gewinnen. Aus diesem Grund werden die Sicherheitsaspekte, die sich aus den besonderen Gegebenheiten dieser Art der Datenübertragung ergeben, im Folgenden näher betrachtet. Allerdings ist das Thema derart umfangreich, dass an dieser Stelle keine detaillierte, für jeden Anwendungsfall einsetzbare Lösung präsentiert werden kann, sondern Gefährdungspotenziale aufgezeigt und ein grundsätzliches Vorgehen zur Entwicklung eines Sicherheitskonzeptes für die webbasierte Datenübertragung zur Vernetzung verteilter Anlagen vorgestellt wird.

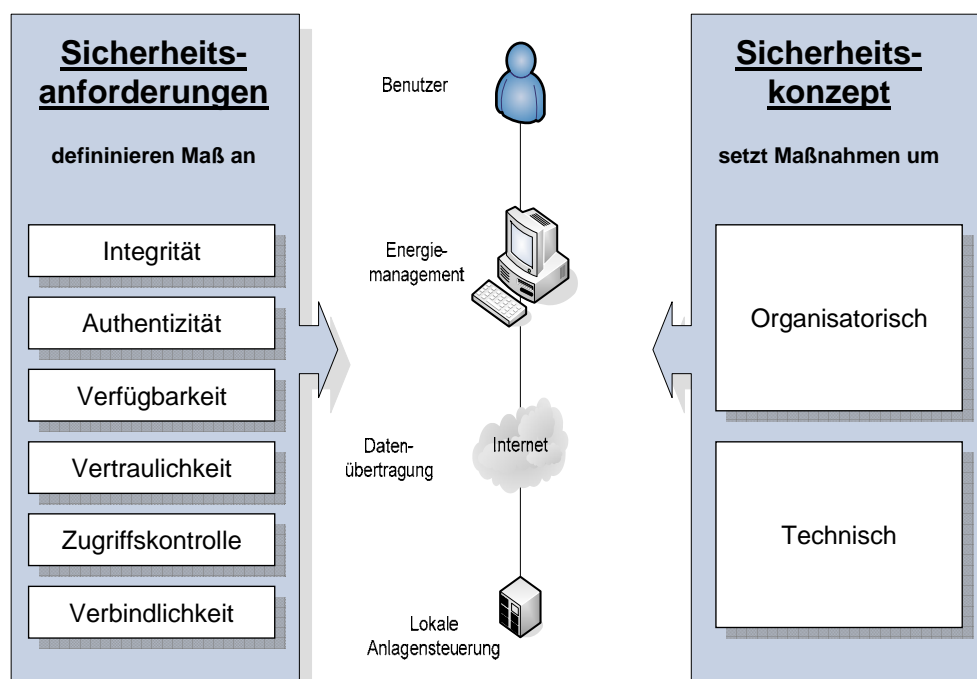


Bild 3.4: Entwicklung eines Sicherheitskonzeptes in offenen Netzen [50]

Grundsätzlich erfolgt das Vorgehen zur Entwicklung eines Sicherheitskonzeptes ähnlich dem Prozess zur Auswahl einer geeigneten Übertragungstechnik (siehe Kapitel 3.1). Zunächst sind die Sicherheitsanforderungen, die an das jeweilige System gestellt werden, zu definieren und damit das Maß an Sicherheit festzulegen. Diese Festlegung kann anhand der in Bild 3.4 dargestellten Sicherheitskriterien und –aspekte erfolgen. Im nächsten Schritt gilt es, diese Festlegungen und gestellten Anforderungen im Rahmen eines Sicherheitskonzeptes durch geeignete Maßnahmen umzusetzen.

Um aus diesen abstrakten Überlegungen ein konkretes Sicherheitskonzept entwickeln zu können, gilt es zunächst die in Bild 3.4 dargestellten Sicherheitskriterien zu definieren [51][52], Gefährdungspotentiale aufzuzeigen und geeignete Maßnahmen zu ergreifen:

- Unter dem Begriff *Integrität* wird die Unversehrtheit der verwendeten Daten verstanden. Durch zufällige oder beabsichtigte Manipulation können Daten verändert oder modifiziert werden. Dies kann durch Übertragungsfehler oder durch gezielte Aktionen geschehen. Daher ist sicherzustellen, dass die Daten beim Empfänger unverändert eintreffen oder eine mögliche Manipulation direkt entdeckt werden kann. Dieser Sicherheitsaspekt ist gerade bei der webbasierten Übertragung essentiell, da die Daten über ein für Dritte zugängliches Netzwerk übertragen werden. Im hier betrachteten Anwendungsfall des vernetzten Betriebes kleiner Versorgungseinheiten kann es durch falsche Daten oder manipulierte Stellbefehle zu Beschädigungen der Anlage, Gefährdung der Versorgungssicherheit oder im schlimmsten Fall zu Personenschäden kommen.
- Die *Vertraulichkeit* beinhaltet die Forderung des Schutzes und der Geheimhaltung gegenüber unberechtigter Einsicht durch Dritte. Dies gilt neben Passwörtern oder anderen vertraulichen Daten im vorliegenden Anwendungsfall auch für betriebsrelevante Daten. Diese sind sowohl auf den eingebundenen Systemen aber besonders auch auf dem Übertragungsweg durch geeignete Maßnahmen gegen Einsichtnahme zu schützen.
- Die *Authentifikation* ist ein sehr wesentlicher und grundlegender Sicherheitsaspekt. Sie dient der eindeutigen Identifikation von Personen oder Programmen. Die Authentifikation steht in engem Zusammenhang mit der Zugriffskontrolle.

-
- Die *Zugriffskontrolle* stellt sicher, dass nur berechtigte Personen oder Anwendungen auf bestimmte Daten oder andere Anwendungen zugreifen dürfen. Zur besseren Übersichtlichkeit und Handhabung können Personen oder Programme klassifiziert und mit unterschiedlichen Zugriffsrechten, wie Lese- oder Schreibrechten, ausgestattet oder einer definierten Berechtigungsstufen zugeordnet werden.
 - Die *Verbindlichkeit* gewährleistet die Rechtssicherheit bei der Übertragung der Daten. Im juristischen Streitfall ist es notwendig, dass der Datenverkehr eindeutig nachgewiesen werden kann. Dies umfasst sowohl den Urheber- als auch den Empfängernachweis. So muss auf der einen Seite nachvollziehbar sein, wer für Stellbefehle oder Sollwertvorgaben verantwortlich zeichnet. Auf der anderen Seite muss gewährleistet werden, dass diese Anweisungen auch vom Empfänger korrekt entgegengenommen worden sind.
 - Die *Verfügbarkeit* stellt sicher, dass die nutzungsberechtigten Personen oder Programme auf relevante Daten und Kommunikationswege jederzeit oder im Bedarfsfall zugreifen können.

Auf Basis dieser Anforderungen sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen, um das geforderte Maß an Sicherheit zu erreichen. Zu unterscheiden sind dabei organisatorische und technische Maßnahmen. Unter den Bereich organisatorische Maßnahmen fallen unter anderem die Festlegung von Zuständigkeiten, Vorgehensweisen und die Erarbeitung von Sicherheitsrichtlinien. Dem gegenüber können unter technischen Maßnahmen alle Software- oder Hardwarelösungen, die zur Absicherung des jeweiligen Systems eingesetzt werden, verstanden werden. Im folgenden Abschnitt wird in erster Linie ein auf technischen Maßnahmen basierendes Sicherheitskonzept vorgestellt.

Weil einzelne Maßnahmen nur einen Teilbereich der Sicherheitskriterien abdecken, müssen für ein vollständiges Sicherheitskonzept mehrere Maßnahmen ergriffen und miteinander kombiniert werden [53]. Im vorliegenden Anwendungsfall können, wie in Bild 3.4 dargestellt, Maßnahmen zum Schutz der lokalen Anlagensteuerung sowie des übergeordneten Energiemanagementsystems und zur Absicherung der Übertragung unterschieden werden.

Als Grundvoraussetzung für die Sicherung der verwendeten Rechner- und Steuerungseinheiten gilt es zunächst, potentiellen Angreifern eine möglichst kleine Angriffsfläche zu bieten.

Um dies zu gewährleisten, sind als erste Maßnahmen die Anzahl der Dienste und Programme auf den jeweiligen Rechnern auf die tatsächlich Notwendigen zu begrenzen und bekannt gewordene Sicherheitslücken in den verwendeten Systemen, die ansonsten durch potentielle Angreifer genutzt werden könnten, durch das Einspielen entsprechender Aktualisierungen zu schließen.

Zum Schutz vor *Viren* oder *Trojaner* sind entsprechende Virenerkennungsprogramme vorzuhalten. Zur Vermeidung von eventuellem Datenverlust ist insbesondere auf dem Seite des Energiemanagementsystems ein Datensicherungskonzept vorzusehen. Aber auch auf den lokalen Systemen ist für den Fall eines Verbindungsausfalls eine beschränkte Datenpufferung sinnvoll. Durch diese grundsätzlichen Maßnahmen, die nicht nur für den vorliegenden Fall gelten, sondern Allgemeingültigkeit besitzen, wird die Voraussetzung für eine entsprechende Verfügbarkeit und Integrität der eingesetzten Systeme erreicht. Diese Maßnahmen können unter dem Begriff *Systempflege* zusammengefasst werden.

Als weitere Maßnahme ist der Zugang zu den Rechnern durch geeignete Authentifizierungsmaßnahmen zu sichern, um nur berechtigten Personen den Zugriff auf die jeweiligen Daten und Anwendungen zu gewähren. Die Authentifizierung kann durch eine Passwortabfrage oder z. B. den Einsatz von Smartcards erfolgen. In Kombination mit einem Berechtigungs- und Zugriffsmanagement, das die Zugriffs- und Bedienmöglichkeiten reglementiert, kann den Forderungen nach Authentifizierung, Vertraulichkeit und Zugriffskontrolle nachgekommen werden. Werden die betriebsrelevanten Aktionen des authentifizierten Benutzers zusätzlich protokolliert, so dass Vorgänge zu einem späteren Zeitpunkt eindeutig nachvollzogen werden können, wird auch die Forderung nach Verbindlichkeit erfüllt.

An der Schnittstelle zwischen Energiemanagementsystem bzw. der lokalen Anlagensteuerung und dem angebunden Netzwerk ist es sinnvoll, den Datenverkehr durch Einsatz einer so genannten *Firewall* zu kontrollieren und damit ungewollten Datenverkehr vom und zum geschützten Computersystem zu unterbinden [54]. Zum einen wird das System durch diese Maßnahme vor dem unberechtigten Zugriff geschützt, zum anderen wird eine ungewollte Datenübertragung zu anderen nicht autorisierten Benutzern oder Systemen blockiert und auf diese Weise die Vertraulichkeit der Daten gewährleistet. Dies setzt allerdings die korrekte Kon-

figuration der eingesetzten *Firewall* voraus. Die Realisierung kann sowohl durch ein zusätzliches Gerät als auch durch eine reine Softwarelösung erfolgen.

Mit den genannten Maßnahmen ist es bislang nur möglich die eingesetzten Rechnersysteme zu schützen, ein Schutz der Datenübertragung ist mit diesen Vorkehrungen nicht realisierbar. Dieser ist aber gerade bei einer Internet-gestützten Datenübertragung von besonderer Relevanz. Da der Datenverkehr über ein öffentliches, für Dritte zugängliches Datennetz erfolgt, können ungeschützte Daten auf dem Weg vom Sender zum Empfänger durch potentielle Angreifer mitgelesen oder sogar verändert werden, daher müssen innerhalb der Schutzmaßnahmen beide Aspekte berücksichtigt werden. Die Grundforderungen nach Vertraulichkeit, Integrität und Authentizität auf dem Übertragungsweg können durch Kryptoverfahren erreicht werden [55]. Der unberechtigten Einsichtnahme der übertragenen Daten kann durch eine Verschlüsselung begegnet werden. Verschlüsselung bedeutet dabei, die Daten durch eine mathematische Umformung in eine nicht lesbare Form zu bringen, die nur mit Hilfe des passenden Schlüssels wieder entschlüsselt werden kann. Für die Verschlüsselung stehen im Wesentlichen symmetrische, asymmetrische und hybride Verfahren zur Verfügung. Bei symmetrischen Verfahren wird für die Ver- und Entschlüsselung der Daten derselbe Schlüssel verwendet. Zusätzlich zeichnen sich diese Verfahren durch eine hohe Verarbeitungsgeschwindigkeit aus. Problematisch bei diesen Verfahren sind jedoch die sichere Schlüsselverteilung sowie die bei vielen Kommunikationspartnern hohe Anzahl an benötigten Schlüsseln, da bei einer vollständigen Kommunikation bei der jeder Kommunikationsteilnehmer mit jedem anderen kommuniziert für jede einzelne Kommunikationsverbindung ein eigener Schlüssel generiert werden muss. Daher wächst die Zahl der benötigten Schlüssel quadratisch mit der Anzahl der Kommunikationsteilnehmer. Zusätzlich ist darauf zu achten, dass nur jeweils die beiden berechtigten Partner in den Besitz des geheimen Schlüssels gelangen.

Im Gegensatz zum symmetrischen Verfahren, bei dem für jede Kommunikation ein geheimer Schlüssel verwendet wird, wird bei asymmetrischen Verfahren ein Paar komplementärer Schlüssel für jeden Kommunikationspartner eingesetzt – ein geheimer und ein öffentlicher Schlüssel. Eine mit dem öffentlichen Schlüssel chiffrierte Nachricht kann nur durch den Besitzer des korrespondierenden geheimen Schlüssel wieder dechiffriert werden. Vorteile dieses Verfahrens sind, das wesentlich einfachere Schlüsselhandling, da der öffentliche Schlüssel

auch über unsichere Medien übertragen und verteilt werden kann, und dieser von allen anderen Kommunikationspartner gleichermaßen genutzt werden kann. Damit hängt die Anzahl der benötigten Schlüssel bei Verwendung eines asymmetrischen Verfahrens nur linear von der Anzahl der Kommunikationspartner ab. Jeder Kommunikationspartner muss in diesem Fall nur über die öffentlichen Schlüssel der jeweils anderen Partner und sein eigenes Schlüsselpaar verfügen. Ein wesentlicher Nachteil der asymmetrischen Verfahren ist die Tatsache, dass diese Verfahren im Vergleich zu den symmetrischen Verfahren wesentlich langsamer arbeiten. Mit Blick auf die beschränkte Leistungsfähigkeit der lokalen Prozessorfassungssysteme würde diese Art der Verschlüsselung die Datenübertragung unter Umständen erheblich verzögern und beeinträchtigen.

Aufgrund der aufgeführten Nachteile der beiden Verfahren werden in der Praxis häufig hybride Verfahren eingesetzt. Diese Verfahren kombinieren symmetrische und asymmetrische Verfahren, um die entsprechenden Vorteile, nämlich die hohe Verarbeitungsgeschwindigkeit des symmetrischen Verfahrens und die einfache Schlüsselverwaltung des asymmetrischen Verfahrens, zu nutzen. Beim Verbindungsaufbau wird dazu zunächst unter Einsatz der asymmetrischen Verschlüsselung ein so genannter Sitzungsschlüssel (*session key*) für die anschließende symmetrisch gesicherte und damit schnellere Datenübertragung ausgetauscht. Der Sitzungsschlüssel ist nur für den Zeitraum der jeweiligen Kommunikationsverbindung gültig und muss für jede neue Verbindung neu ausgetauscht werden. In Tabelle 3.5 werden die Vorteile der einzelnen Verfahren noch einmal zusammengefasst.

Entsprechend der vorangegangenen Betrachtungen ist die Verwendung eines hybriden Verfahrens zur Verschlüsselung des Datenverkehrs zwischen den vernetzten DEA zu favorisieren.

Tabelle 3.5: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Verschlüsselungsverfahren

Verfahren	Vorteile	Nachteile
symmetrisch	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Verarbeitungsgeschwindigkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ hohe Schlüsselanzahl bei vielen Kommunikationspartnern ▪ problematischer Schlüsselaustausch
asymmetrisch	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe Schlüsselanzahl auch bei vielen Kommunikationspartnern ▪ einfacher Schlüsselaustausch 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ geringe Verarbeitungsgeschwindigkeit
hybrid	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kombination der Vorteile von symmetrischen und asymmetrischen Verfahren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sicherheit von beiden Schlüssellängen abhängig

Während mittels Verschlüsselung der Datenübertragung die Vertraulichkeit hergestellt wird, kann den Forderungen nach Integrität und Verbindlichkeit durch eine zusätzliche Signierung der Daten nachgekommen werden. Digitale Signaturen stellen sicher, dass Daten nicht unbefugt verändert bzw. Veränderungen detektiert werden können. Eine Signierung erfolgt durch die Kombination von asymmetrischer Verschlüsselung und einer kryptographischen Prüfsumme. Dazu wird vom Sender mittels einer speziellen mathematischen Funktion eine eindeutige Prüfsumme erzeugt, mit dem privaten Schlüssel chiffriert und an die eigentliche Nachricht angehängt. Der Empfänger der Nachricht erzeugt nach Erhalt mit der gleichen mathematischen Funktion ebenfalls die Prüfsumme und kann diese mit der mitgelieferten und dem öffentlichen Schlüssel dechiffrierten Prüfsumme des Senders vergleichen. Stimmen beide Werte überein, ist die Nachricht fehlerfrei übertragen worden.

Sowohl die Signierung als auch die Chiffrierung beruht auf der Verwendung von Schlüsseln. Durch sie lässt sich die Effizienz der Verschlüsselung festlegen und steuern. Daher kommt der Generierung und der eindeutigen Zuordnung der verwendeten Schlüssel in Fragen der Sicherheit eine besondere Bedeutung zu. Grundsätzlich gilt, dass mit der Steigerung der verwendeten Schlüssellänge auch die Sicherheit bei Verschlüsselung der Daten zunimmt. Allerdings steigt mit der Schlüssellänge unter gleichen Systemvoraussetzungen auch die für die Ver- bzw. Entschlüsselung benötigte Zeit. Daher ist ein sinnvoller Kompromiss aus Schlüssellänge und geforderter Sicherheit zu finden. Ein möglicher Ausweg besteht in der Verwendung spezieller Schlüsselgenerierungsverfahren auf Basis elliptischer oder hyperelliptischer Kurven, diese erreichen bei wesentlichen geringeren Schlüssellängen eine höhere Sicherheit als die derzeit verwendeten Standardverfahren und lassen sich daher auch in Umgebungen mit geringerer Rechenleistung sinnvoll einsetzen [56][57]. Ein weiteres Problem bei der Verwendung der Schlüssel ist die eindeutige und rechtsverbindliche Zuordnung. Die Frage, ob ein öffentlicher Schlüssel tatsächlich von einer bestimmten Person stammt, ist ohne zusätzliche Informationen, die dem Empfänger Auskunft über den Schlüsselinhaber geben, nicht möglich. Eine Lösung dieses Problems kann durch so genannte Schlüsselzertifikate erreicht werden. Sie beglaubigen die Identität des Schlüsselbesitzers. Für die Ausstellung entsprechender Zertifikate sind spezielle autorisierte Zertifizierungsstellen zuständig. In Verbindung mit diesem von der Zertifizierungsstelle ausgestellten und standardisierten Zertifikat wird ein öffentlicher Schlüssel eindeutig einer Person oder Institution zugeordnet. Mit derartigen Zertifikaten wird nach dem Signaturgesetz [58] auch eine Rechtsverbindlichkeit bei der Datenübertragung erreicht.

Wie aufgezeigt, umfasst ein vollständiges Sicherheitskonzept zur Erfüllung der zuvor definierten Sicherheitsanforderungen eine Reihe unterschiedlicher Maßnahmen, um die verwendeten Systeme und die notwendigen Datenverbindungen zu schützen. In der folgenden Tabelle sind die einzelnen Maßnahmen und die damit jeweils abgedeckten Anforderungen zur besseren Übersicht noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 3.6: Übersicht über Sicherheitsanforderungen und Maßnahmen

Maßnahmen	Sicherheitsanforderungen							Bereich	
	Integrität	Vertraulichkeit	Authentifikation	Zugriffskontrolle	Verbindlichkeit	Verfügbarkeit	Rechner-systeme	Daten-übertra-	
Passwortabfrage			X	X			X		
Smartcard		X	X	X	X		X		
Virenschutz		(X)				X	X		
Firewall			X	X			X	X	
Systempflege						X	X		
Verschlüsselung		X						X	
Digitale Signatur	X		X		X			X	
Datensicherung						X	X		
Protokollierung					X		X	X	

Die hier vorgestellten theoretischen Sicherheitsüberlegungen stellen nur ein Grundgerüst eines Sicherheitskonzept für die Vernetzung dezentraler Anlagen dar und zeigen auf, wie die IT-Komponenten prinzipiell vor unterschiedlichen Gefahren geschützt werden können. Im konkreten Anwendungsfall sind die genannten Maßnahmen entsprechend den Gegebenheiten genau zu spezifizieren und zu parametrieren. Dies betrifft zum Beispiel, die Festlegung des zu verwendenden Protokolls, der Schlüssellängen etc. unter Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit der eingesetzten Hardware. Insbesondere ist zu prüfen, ob eine Integration in bestehende Sicherheitskonzepte möglich, sinnvoll oder sogar zwingend erforderlich ist.

4 Systemkonzepte für die Betriebsführung verteilter Anlagen

4.1 Definition allgemeiner Anforderungen an mögliche Systemkonzepte

Die Datenübertragung und die dafür notwendigen Technologien stellen nur einen Baustein innerhalb eines Gesamtsystems zur Überwachung und Steuerung verteilter Prozesse bzw. Anlagen dar. Ein weiterer wichtiger Gesichtspunkt ist die Verarbeitung der übertragenen Daten. Dazu ist es auf der Leitebene (siehe Bild 2.2) notwendig, ein entsprechendes Datenmanagementsystem zu implementieren und zu installieren, das es erlaubt, die Prozessdaten zu verarbeiten, für spätere Analysen und Abrechnungszwecke zu speichern und damit einen koordinierten Betrieb zu ermöglichen. Wie bereits in der allgemeinen Problembeschreibung erläutert, zeichnet sich der Betrieb eines *virtuellen Kraftwerkes* (VK) neben der weiträumigen Verteilung durch den Zusammenschluss einer großen Anzahl von Einzelanlagen aus. Das sich dadurch ergebende hohe Datenvolumen ist bei der Konzeption eines Managementsystems zu berücksichtigen, um einen sicheren und effizienten Betrieb des Gesamtsystems bewältigen zu können. Gleichzeitig ist das Konzept so auszulegen, dass es sich einfach an neue Rahmenbedingungen anpassen und erweitern lässt und dem Bediener trotz der Komplexität einen schnellen und vollständigen Überblick über den Gesamtprozess liefert.

Energiemanagementsysteme können für sehr unterschiedliche Anwendungsgebiete und –zwecke zum Einsatz kommen, für die sich aber eine Reihe von allgemeinen Anforderungen ableiten und definieren lassen. Unabhängig vom jeweiligen Konzept und des Einsatzszenarios sind die Aspekte Flexibilität, Erweiterbarkeit, Skalierbarkeit und Sicherheit bei der Realisierung eines EMS zu berücksichtigen. In Bezug auf den hier betrachteten Anwendungsfall der Vernetzung weiträumig verteilter DEA können die genannten Kriterien konkreter definiert werden.

- *Flexibilität:* Eine Anpassung an unterschiedliche Gegebenheiten muss mit Blick auf die Diversifikation der Anlagentypen und der möglichen Einsatzszenarien im Bereich der dezentralen Energieversorgung umsetzbar sein.
- *Erweiterbarkeit:* Die Integration weiterer Anlagen muss mit möglichst geringem Aufwand durchführbar sein. Einschränkungen durch z. B. feste Mengengerüste sind zu vermeiden.

- *Skalierbarkeit:* Die Funktionalität des System kann an die Leistungsfähigkeit der zur Verfügung stehenden Infrastruktur angepasst werden und ist im Falle steigender Anforderungen erweiterbar.
- *Durchgängigkeit:* Die dem Konzept zugrunde liegenden Prinzipien sind auch bei Erweiterung weiterhin gültig und anwendbar und ermöglichen damit ein einheitliches Vorgehen.
- *Offenheit:* Die Verwendung standardisierter und offengelegter Schnittstellen ist notwendig, um eine Anbindung unterschiedlicher Geräte und die Integration in bestehende IT-Systeme zu gewährleisten.
- *Sicherheit:* 1. Der Ausfall von Teilkomponenten darf das Gesamtsystem nur möglichst gering beeinträchtigen. 2. Die Integration der in Kapitel 3.4 vorgestellten Sicherheitsmaßnahmen zur Umsetzung eines Sicherheitskonzeptes muss möglich sein.
- *Transparenz:* Vorgänge innerhalb des EMS müssen für den Anwender/Benutzer jederzeit nachvollziehbar sein, um mögliche Fehlbedienungen zu vermeiden.

Im Folgenden werden drei unterschiedliche Konzepte für die Überwachung und Koordination verteilter Prozesse vorgestellt und mit Hilfe der zuvor formulierten Kriterien auf ihre Einsetzbarkeit hin überprüft und bewertet.

4.2 Untersuchung unterschiedlicher informationstechnischer Systemansätze

Grundsätzlich können zunächst zwei konkurrierende Konzeptansätze zur Realisierung eines Energiemanagementsystems unterschieden werden. Sie unterscheiden sich in der Verteilung der notwendigen Intelligenz. Diese kann zum einen zentral angeordnet sein oder vollständig auf die einzelnen Anlagen oder Prozesse verteilt werden. Eine weitere daraus abgeleitete Möglichkeit besteht in einem Mittelweg dieser beiden Konzepte, das sowohl Aspekte des zentralen als auch verteilten Systems aufgreift und eine hierarchische Struktur aufweist. Jede Variante zeichnet sich durch eine Reihe von Vor- und Nachteilen aus, die für die richtige Auswahl berücksichtigt werden müssen.

4.2.1 Zentrale Betriebsführung

Bei der zentralen Betriebsführung handelt es sich um einen konservativen Ansatz, bei dem alle Prozessdaten an zentraler Stelle zusammenlaufen. Das zentrale System empfängt dabei direkt die Daten von allen überwachten Anlagen, verarbeitet diese und gibt anschließend die notwendigen Regelanweisungen an die angeschlossenen Anlagen zurück. Die lokale Anlagensteuerung dient in diesem Konzept nur zur Erfassung und Übertragung der vor Ort anfallenden Prozessdaten sowie der Umsetzung zentraler Steuerungsanweisungen, wie z. B. vorgegebene Sollwerte oder Stellbefehle. Im Fehlerfall oder bei Verbindungsausfalls zum zentralen System gewährleistet sie zusätzlich den sicheren Betrieb der jeweiligen Anlage. Übergeordnete Aufgaben werden jedoch nicht übernommen. Diese werden vollständig an das zentrale EMS abgegeben. Ein bereits in der Praxis eingesetztes System, das auf diesem Systemansatz beruht, ist das von der Firma EUS entwickelte Maximus EMS/VK [59]. Dieses System wird im Rahmen des so genannten VK Unna eingesetzt, bei dem die dezentralen Erzeugungseinheiten der Stadtwerke Unna mittels optimierter Fahrpläne betrieben werden und die Daten in einer zentralen Datenbank zusammengeführt werden. Aufgrund fehlender Querverbindungen zwischen den überwachten Prozessen muss die gesamte Kommunikation über das zentrale System abgewickelt werden. Bezogen auf die benötigten Kommunikationsverbindungen hat dieses System den Vorteil, dass für jede angebundene Anlage somit nur eine einzige Verbindung benötigt wird. In Bezug auf die informationstechnische Anbindung des zentralen EMS erfordert dies jedoch eine hohe Leistungsfähigkeit, um eine gleichzeitige Kommunikationsverbindung zu allen angeschlossenen Anlagen aufrechterhalten zu können. Auf der Anlagenseite ergibt sich daraus der Vorteil, dass die lokale Anlagensteuerung mit Hilfe sehr einfacher und vielfach eingesetzter Standardkomponenten realisiert werden kann. Ein weiterer Vorteil dieses Konzeptes besteht darin, dass alle relevanten Daten an zentraler Stelle zur Verfügung stehen. Mit Blick auf die Automatisierungspyramide kommt dies einer Zusammenführung der Leit- und der Managementebene gleich. Für den Benutzer setzt dies aber voraus, dass die Daten sinnvoll aufbereitet und angezeigt werden. Insbesondere sind innovative Visualisierungsmethoden notwendig, um dem Benutzer den Gesamtzustand des Systems auf einfache und übersichtliche Weise darzustellen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass aufgrund der großen Datenflut wichtige Meldungen, Warnungen oder Messwerte nicht wahrgenommen und übersehen werden.

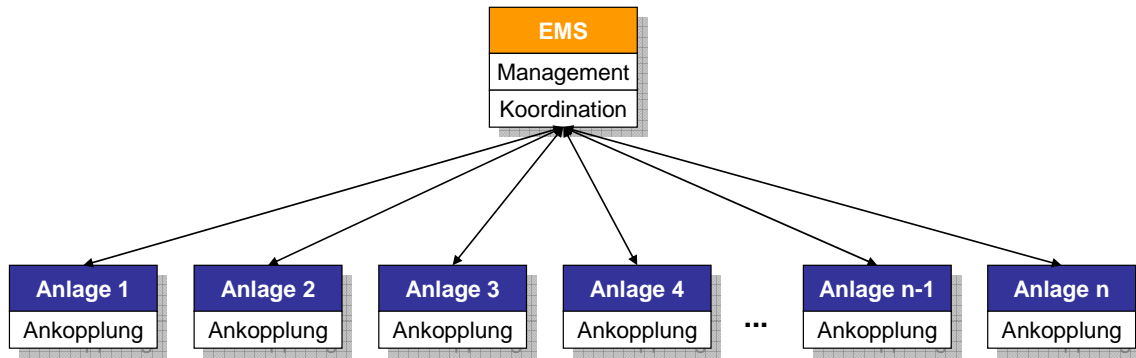


Bild 4.1: Prinzipieller Aufbau eines zentralen Betriebsführungssystems

Das zentrale System muss über eine sehr hohe Leistungsfähigkeit verfügen, um die große Anzahl an Prozessdaten verarbeiten zu können. Daher ist die Zahl der zu verwaltenden Anlagen oder Prozesse durch die Auslegung des zentralen Systems begrenzt. Sollen bei Erreichen der bereits bei der Systemauslegung festzulegenden Leistungsgrenze weitere Anlagen oder Prozesse in das System integriert werden, kann dies nur unter erheblichem Aufwand und Erweiterung bzw. Erneuerung des zentralen Systems erreicht werden. Ein weiterer Nachteil dieses Konzeptes ist die Ausfallsicherheit bzw. Verfügbarkeit des Gesamtsystems. Aufgrund der Konzeption und der fehlenden Querverbindungen kann eine Störung der zentralen Komponente zu einem Gesamtausfall des Systems führen. Dieses Phänomen wird auch als „Single-Point-of-Failure“ bezeichnet. Ein entscheidender Vorteil der dezentralen Energieversorgung besteht aber gerade darin, dass die geringe Bemessungsleistung der Einzelanlage eine hohe Ausfallsicherheit und Verfügbarkeit bei Ausfall einer Komponente bietet. Der zentrale Ansatz nutzt diese Eigenschaft jedoch nicht aus, sondern hat genau gegensätzliche Auswirkungen. Die Verfügbarkeit kann bei diesem Konzept nur durch den kostspieligen Einsatz eines zusätzlichen, redundanten Systems gesteigert werden. Insgesamt ergeben sich für den zentralen Ansatz die in Tabelle 4.1 stichwortartig zusammengefassten Vor- und Nachteile.

Tabelle 4.1: Vor- und Nachteile einer zentralen Betriebsführung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einfache lokale Anlagensteuerung ▪ Vollständige Systemkontrolle von zentraler Stelle ▪ Anzahl der Kommunikationsverbindungen = Anzahl der überwachten Anlagen ▪ Transparenz und Übersichtlichkeit (bei entsprechender Strukturierung und Visualisierung) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Systemanforderungen an das zentrale System ▪ Verminderte Verfügbarkeit ▪ Eingeschränkte Erweiterungsfähigkeit

4.2.2 Konzept der Autonomen Agenten

Ein anderes innovatives Konzept ist der Einsatz intelligenter Autonomer Agenten. Dies Konzept stellt das genaue Gegenteil des zuvor beschriebenen zentralen Ansatzes dar. In der Theorie werden Autonome Agenten als allgemeine Prozessführungssysteme, die aufgrund ihrer funktionalen Struktur abstrakt vorgegebene Steuerungsziele selbstständig, d. h. autonom, interpretieren und korrekt ausführen können, definiert. Diese Funktionalität schließt auch stark variierende Prozesszustände ein. Idealerweise agieren die Agenten dabei ohne jegliche Hierarchie, kommunizieren selbstständig untereinander und erreichen so eine hohe Anpassungsfähigkeit [60]. Aufgrund dieser Flexibilität und Anpassungsfähigkeit finden Autonome Agenten auch im Bereich der dezentralen Energieversorgung in Form neuer innovativer Konzepte erste Anwendungen [61].

Im Gegensatz zum zentralen System setzt das Konzept der Autonomen Agenten eine hohe lokale Intelligenz und Anpassungsfähigkeit voraus, die über die eigentliche einfache Prozesssteuerung weit hinausgeht. Da die Systeme in der Regel ohne Bedieneingriffe eines Benutzers

und einer zentralen Autorität agieren, müssen die Systeme von vorneherein so konzipiert werden, dass neue Betriebssituationen sicher erkannt und die Autonomen Agenten ihr Verhalten den neuen Bedingungen anpassen können. Diese Lernfähigkeit und die damit verbundene hohe lokale Intelligenz stellen sehr viel höhere Anforderungen an die lokale Steuerungssoftware und die vor Ort installierte Hardware, was eine Erhöhung der Investitionskosten für jede einzelne Anlage zur Folge hat. Dafür sind die Ausfallsicherheit und damit die Verfügbarkeit des Gesamtsystems sehr viel höher als bei dem zuvor vorgestellten zentralen Konzept. Der Ausfall eines Agenten betrifft nur die Anlage selbst, da diese aber im Gesamtsystem nur eine Anlage unter vielen ist, fällt ein einzelner Ausfall nicht weiter ins Gewicht. Die Konzeption wirkt sich zusätzlich auch vorteilhaft auf die Erweiterbarkeit des Systems aus; im Gegensatz zum zentralen Ansatz ist die Erweiterung weniger eingeschränkt. Eine mögliche Grenze ergibt sich in diesem Fall unter Umständen durch die notwendige und aufwändigere Kommunikation der einzelnen Agenten untereinander. In einem vollständigen System in dem jede Anlage mit jeder anderen Anlage kommunizieren kann, ist die Anzahl der benötigten Kommunikationsverbindungen k , entsprechend Formel (4.1) quadratisch abhängig von der Anzahl der Anlagen n .

$$k = \frac{n^2 - n}{2} \tag{4.1}$$

Der Kommunikationsaufwand ist damit im Vergleich zum zentralen Konzept wesentlich höher. Zu berücksichtigen ist aber, dass sich die Kommunikation nicht auf einen einzigen Knoten konzentriert, sondern sich auf die einzelnen Agenten verteilt. Diese Verteilung erschwert jedoch, die Vorgänge innerhalb des Systems zu überblicken, und ist für einen Außenstehenden wenig transparent, da bei diesem Konzept die geordnete Struktur der Automatisierungspyramide vollständig aufgebrochen wird.

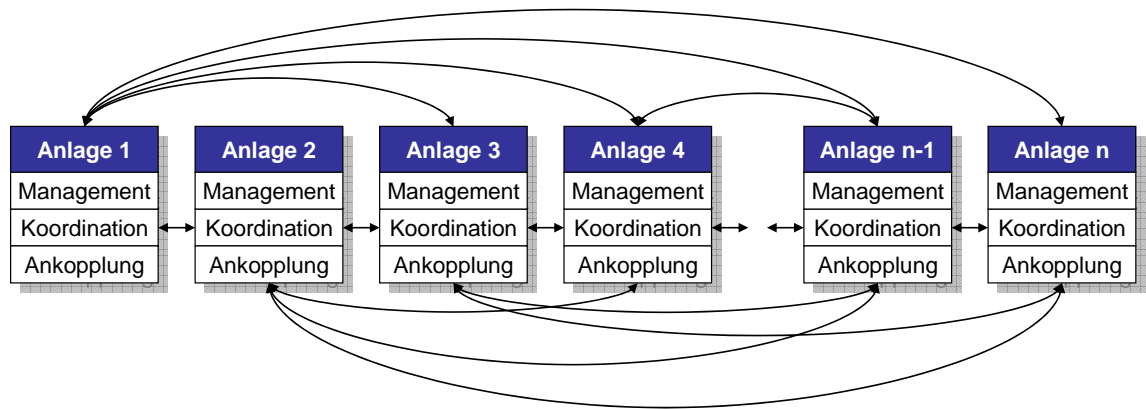


Bild 4.2: Prinzipielles Konzept Autonomer Agenten

In der Tabelle 4.2 werden die Eigenschaften eines auf dem allgemeinen Konzept der Autonomer Agenten aufbauenden Energiemanagementsystems noch einmal gegenübergestellt.

Tabelle 4.2: Vor- und Nachteile autonomer Agenten

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine zentrale Autorität notwendig ▪ Im Betrieb keine bzw. wenige Benutzer-eingriffe erforderlich ▪ Hohe Verfügbarkeit ▪ Hohe Anpassungsfähigkeit ▪ Leichte Erweiterbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe lokale Intelligenz ▪ Aufwändige Anlagensteuerung ▪ Erhöhter Kommunikationsaufwand ▪ Geringe Transparenz

Aufgrund der Komplexität und der hohen Anforderungen wird das vorgestellte Konzept oft durch Erweiterungen an das jeweilige Einsatzszenario angepasst, die eine technische Realisierung wesentlich erleichtern. Eine Möglichkeit, den Datenaustausch zwischen den einzelnen

Agenten zu vereinfachen und die Reaktionszeiten und Zugriffszeiten auf die notwendigen Daten zu verringern, stellt die Einführung einer gemeinsamen Informationsbasis dar. Diese führt die wichtigsten Informationen der einzelnen Agenten für zeitkritische oder übergreifende Vorgänge zusammen und dient als Plattform und Ausgangspunkt für weitergehende Vorgänge zwischen den einzelnen Agenten. Dieses Prinzip liegt beispielsweise dem in [62] vorgestellten Agenten gestützten Handelssystem für DEA zugrunde. Eine weitere Abwandlung gerade für den Einsatz in Energieversorgungssystemen ist die Organisation der Agenten innerhalb einer hierarchischen Struktur, in der den Agenten je nach Hierarchieebene unterschiedliche Aufgabenbereiche zugeordnet werden [63]. Ein System, das derartige Überlegung einbezieht aber auch Aspekte des zentralen Ansatzes aufgreift, wird im nächsten Abschnitt näher untersucht.

4.2.3 Verteilte, hierarchische Betriebsführung

Wie bereits in Kapitel 2 dargelegt, beschreiten moderne, heute eingesetzte Automatisierungssysteme einen Mittelweg aus zentraler und dezentraler Steuerung. Sie verfügen über drei Ebenen, die Feld-, die Prozess- und die Leitebene sowie über ein übergeordnetes Management [64], wobei mit jeder Stufe die Koordinationsaufgaben zu und die Reaktionszeiten nach oben immer weiter abnehmen. Durch immer leistungsfähigere lokale Steuerungssysteme, die vermehrt auf kostengünstige Standardkomponenten basieren, besteht die Möglichkeit Steuerungsaufgaben und andere Funktionalitäten auf die Prozess- und Leitebene zu verlagern und so die zentrale Managementebene zu entlasten [65]. Auf diese Weise werden die zuvor aufgeführten Vorzüge der autonomen Agenten mit den vorteilhaften Aspekten der zentralen Steuerung kombiniert.

Dieses Konzept lässt sich auch auf die Betriebsführung im Bereich der dezentralen Energieversorgung übertragen und anwenden. Aufgrund der besonderen Anforderungen insbesondere in Bezug auf die hohe Anlagenanzahl ist allerdings eine Flexibilisierung des herkömmlichen Automatisierungskonzeptes mit einer begrenzten Anzahl von Automatisierungsebenen notwendig. Durch die Aufspreizung der Leitebene und die frei konfigurierbare Einführung weiterer Koordinationsebenen kann das System je nach Anzahl der Anlagen und Komplexität der

Aufgaben an unterschiedliche Situationen, Rahmenbedingungen und Anforderungen flexibel angepasst werden. So kann durch die Delegation der Aufgaben auf die einzelnen Ebenen und durch eine Vorverarbeitung der Daten die Managementebene entlastet werden. Zwar setzt auch dieses Konzept verteilte Intelligenz voraus, im Gegensatz zu den Autonomen Agenten muss diese jedoch nicht für jede einzelne Anlage sondern jeweils nur für eine Gruppe von Anlagen bereitgestellt werden. Im einfachsten Fall fungieren die zwischengeschalteten Systeme als einfache Datenkonzentratoren, wie beispielsweise im „DEMS“ der Firma Siemens [66], um die Kommunikationsverbindungen zu entlasten. Im bereits beschriebenen System EUS-Maximus wird zusätzlich eine einheitliche Schnittstelle mit der Möglichkeit der Datenverschlüsselung sowie der lokalen Prozessvisualisierung realisiert [67], weitere Aufgaben in Bezug auf die Koordination werden bei diesen beiden Anwendungen von den zwischengelagerten Ebene nicht übernommen. Mit heute am Markt verfügbaren Steuerungseinrichtungen besteht aber auch die Möglichkeit, weitergehende Funktionalitäten im Bereich der Koordination und Regelung bereits auf den unteren Ebenen auszuführen. Dieser Ansatz wird mit dem vom Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) mit dem PoMS (Power Flow and Power Quality Management System) verfolgt [68]. Ziel dieses Systems ist es, die lokale Prozesssteuerung von DEA eines Netzbezirkes unter unterschiedlichen Gesichtspunkten und unter zur Hilfenahme zusätzlicher Daten, wie Wetterprognosen, durch eine vor Ort installierte Steuereinheit zu koordinieren. Für überlagerte Anweisungen ist beim PoMS eine Anbindung an ein übergeordnetes Leitsystem vorgesehen, womit ein übliches Gesamtsystem mit höchstens 3 Ebenen aufgebaut werden kann. Eine weitere Kaskadierung, wie in Bild 4.3 dargestellt, ist aber nicht vorgesehen. Durch die Einführung weiterer Ebenen kann aber eine größere Flexibilisierung und Anpassungsfähigkeit an unterschiedliche Einsatzbedingungen erreicht werden. Als Gesamtsystem dieses erweiterten Konzeptes ergibt sich so eine Baumstruktur, auf deren unterster Ebene die Anlagen oder Prozesse angeordnet sind und deren Komplexität bei der Koordination über die unterschiedlichen zwischengeschalteten Ebenen bis hin zum übergeordneten Managementsystem nach Bild 4.3 zunimmt.

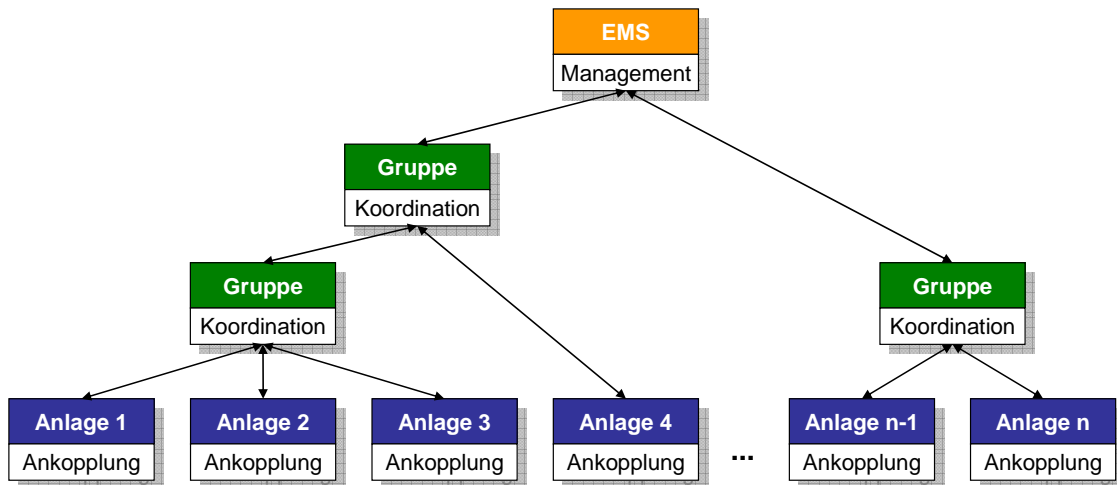


Bild 4.3: Hierarchisches Energiemanagementsystem

Dieses Konzept stellt zwar höhere Anforderungen an die Systemauslegung und Konfiguration, kann aber an die jeweils vorliegende Situation aufgrund der Flexibilität angepasst werden. Durch die Möglichkeit, die Anlagen zu Gruppen zusammenfassen und die Anzahl der Zwischenebenen frei wählen zu können, kann die zur Verfügung stehende Rechenleistung und die Leistungsfähigkeit der Kommunikationsverbindungen optimal ausgenutzt werden. Aufgrund der dargestellten Baumstruktur ohne Querverbindungen, lässt sich die Anzahl der benötigten Kommunikationsverbindungen k berechnen. Sie hängt von der Anzahl der zu überwachenden Prozesse n und der frei skalierbaren Anzahl der zwischengeschalteten Gruppen q ab:

$$k = n + q \quad (4.2)$$

Eventuelle Erweiterungen sind bei diesem Konzept durch Einführung weiterer übergeordneter Ebenen mit geringem Aufwand möglich. Durch die gezielte Strukturierung bleiben auch bei vielen angebotenen Anlagen die Übersichtlichkeit und die Transparenz über das Gesamtsystem erhalten. Aufgrund der verteilten Intelligenz besteht bei entsprechender Konfiguration zusätzlich die Möglichkeit, dass die unterlagerten Ebenen bei Ausfall einer übergeordneten Komponente den sicheren Betrieb aufrechterhalten. Durch die freie Zusammenstellung der Anlagen und Gruppen können unterschiedliche Zielstellungen abgedeckt und eine hohe Fle-

xibilität erreicht werden. Die Konfiguration kann unter unterschiedlichen Gesichtspunkten erfolgen. Zum einen ist eine räumliche Zuordnung der einzelnen Anlagen zu einer Gruppe denkbar. Übertragen auf den Bereich der dezentralen Energieversorgung könnte eine Gruppe beispielsweise alle an einen Ortsnetztransformator angeschlossenen Anlagen umfassen, wie beim PoMS vorgesehen. Diese Zuordnung bietet sich an, wenn für einen Netzbereich zusätzliche Systemdienstleistungen im Bereich der Netzqualität erbracht werden sollen. Es besteht aber auch die Möglichkeit, die Zuordnung unter logischen Gesichtspunkten vorzunehmen. In diesem Fall können die Anlagen derart zusammengestellt werden, dass sich bestimmte Eigenschaften unterschiedlicher Anlagentypen sinnvoll ergänzen. Ein Beispiel für die logische Zusammenfassung ist die Kombination von stochastischen Einspeisern, wie Photovoltaikanlagen oder Windkraftanlagen, und deterministischen Anlagen, wie BHKW, um eine konstante Summenleistung über die Anlagengesamtheit zu erreichen. Ein entsprechendes Beispiel wird in Kapitel 6 vorgestellt. Insgesamt ergeben sich demnach für dieses kombinierte Konzept die in Tabelle 4.3 zusammenfassten Vor- und Nachteile.

Tabelle 4.3: Vor- und Nachteile einer hierarchischen Betriebsführung

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verteilung der Intelligenz auf verschiedene Ebenen ▪ Entlastung der Kommunikationsverbindungen ▪ Anpassungsfähigkeit an Einsatzszenarien und technische Rahmenbedingungen ▪ Leichte Erweiterbarkeit durch Einführung zusätzlicher Ebenen ▪ Transparenz und Übersichtlichkeit ▪ Erhöhte Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erhöhte Anforderungen an die Systemauslegung ▪ Genaue Spezifikation der Gruppenaufgaben und -zusammenstellungen ▪ Datenkonsistenz ▪ Erhöhter Hardwarebedarf

4.3 Entwicklung eines allgemeinen durchgängigen Objektmodells

Der im vorangegangenen Abschnitt erläuterte allgemeine Ansatz für ein hierarchisch verteiltes Energiemanagement kann mit Hilfe eines abstrahierten, durchgängigen Objektmodells nachgebildet werden. Die Vorteile einer objektorientierten Umsetzung wurden bereits im Kapitel 2.2 eingehend erörtert. Das vollständige Modell besteht neben der Nachbildung der Struktur auch aus den für die Koordinierung notwendigen Koordinierungsvorgängen und den Informationsflüssen. Dieses Modell dient als Basis für die in Kapitel 5 vorgestellte programmtechnische Umsetzung.

Für die Umsetzung muss in einem ersten Schritt zunächst der Aufbau des in Kapitel 4.2.3 beschriebenen hierarchischen BFS in geeigneter Weise nachgebildet werden. Dabei sind die folgenden speziellen Merkmale zu berücksichtigen:

- zusammenhängende Struktur
- keine geschlossenen Wege und Querverbindungen
- gerichtete Kommunikation
- ein Ausgangspunkt
- rekursiver Aufbau.

Eine Möglichkeit, die frei konfigurierbare Baumstruktur abzubilden, stellt die Graphentheorie zur Verfügung. Dort wird ein Graph, der die aufgeführten Merkmale aufweist, als gerichteter Baum oder auch Wurzelbaum bezeichnet [69]. Ein derartiger Baum besteht aus einer Wurzel, unterlagerten Knoten und Blättern, die über Kanten miteinander verbunden sind. Bild 4.4 stellt die Abbildung des hierarchischen Systems in der abstrakten Wurzelbaumdarstellung dar.

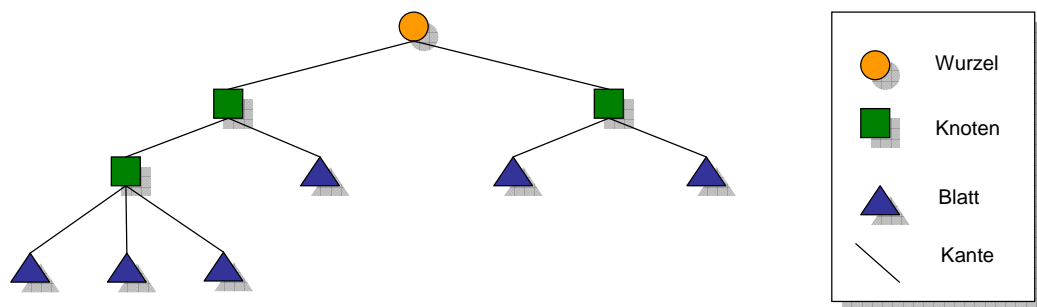


Bild 4.4: Abstrakte Darstellung des hierarchischen BFS als Wurzelbaum

Jedes Objekt des Wurzelbaumes repräsentiert eine Teilkomponente des hierarchischen EMS und verfügt über die in der Tabelle 4.4 aufgeführten Eigenschaften.

Tabelle 4.4: Zuordnung und Eigenschaften der Objekte

Wurzelbaumobjekt	Korrespondierendes Objekt	Eigenschaften
Wurzel	Übergeordnetes EMS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kein weiteres übergeordnetes Objekt ▪ beliebige Anzahl an direkt untergeordneten Objekten (Knoten oder Blätter)
Knoten	Gruppe	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ein direkt übergeordnetes Objekt (Wurzel oder Knoten) ▪ beliebige Anzahl an direkt untergeordneten Objekten (Knoten oder Blätter)
Blatt	Anlage	<ul style="list-style-type: none"> ▪ kein weiteres untergeordnetes Objekt ▪ ein direkt übergeordnetes Objekt (Wurzel oder Knoten)
Kante	Kommunikationsverbindung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ direkte Verbindung zweier Objekte

Aus der abstrakten Darstellung und den formulierten Eigenschaften lässt sich ein allgemeines rekursives Objektmodell nach Bild 4.5 ableiten, das es ermöglicht, die Struktur eines Wurzelbaumes mit einer frei konfigurierbaren Anzahl an Prozessen und zwischengeschalteten Gruppen zur verteilten Koordinierung aufzuspannen und abzubilden [70].

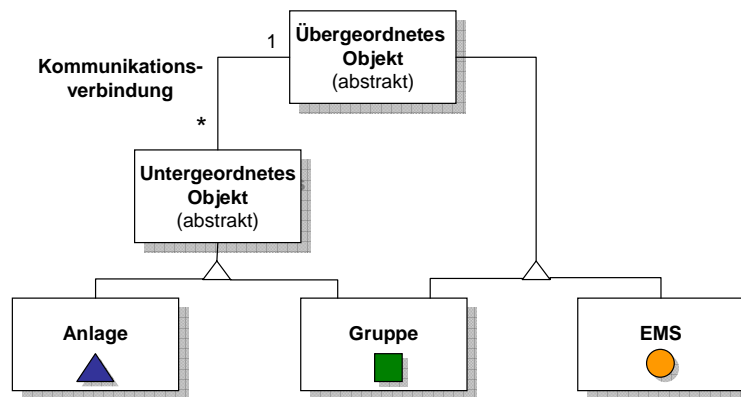


Bild 4.5: Objektmodell zur Abbildung der Baumstruktur

Für das allgemeine Objektmodell ist es erforderlich, neben der Struktur auch die Datenmodelle für die Anlagen, Gruppen und das übergeordnete EMS abzuleiten. Als Vereinfachung kann das übergeordnete EMS ebenfalls als Gruppe modelliert werden mit dem Unterschied, dass zu dieser Gruppe kein überlagertes Element mehr existiert. Damit reduziert sich die Anzahl der zu beschreibenden Objekte auf *Anlage* und *Gruppe*. Um bei diesen beiden Objekten die universelle Einsetzbarkeit und Übertragbarkeit auf andere Anwendungsbereiche sowie die in Kapitel 2 geforderte Durchgängigkeit und Flexibilität des Konzeptes zu gewährleisten, werden Anlagen und Gruppen auf Basis der folgenden Definitionen abstrahiert:

- Eine *Anlage* stellt die Gesamtheit einer variablen Anzahl von Parametern dar, die die einzelnen Prozessgrößen, wie Messwerte, Zählwerte, Meldungen etc., repräsentieren. Alle Parameter lassen sich auf grundlegende Datentypen wie Ganzzahl, Fließkommazahl, Boolesche Ausdrücke oder Text zurückführen.

Aufgrund der Definition ergibt sich für Anlagen das in Bild 4.6 dargestellte Objektmodell, mit dem aufgrund der Abstraktion jede Anlage ohne besondere Anpassung beschrieben werden kann und das damit universell anwendbar ist.

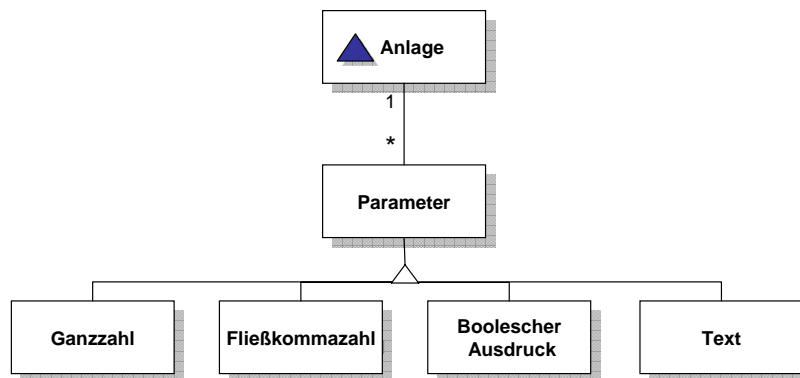


Bild 4.6: Objektmodell für das Objekt „Anlage“

Das Objekt Gruppe kann auf ähnliche Weise definiert werden. Zur Abbildung der für die Koordination notwendigen Vorgänge ist die Definition aber entsprechend zu erweitern.

- Eine *Gruppe* stellt die Gesamtheit einer variablen Anzahl von Parametern dar, die sich auf grundlegende Datentypen zurückführen lassen. Zusätzlich enthält die Gruppe Vorschriften zur Festlegung der für die Koordinierung notwendigen Schritte. Zum einen wird festgelegt, wie sich die zur Gruppe gehörigen Parameter aus den Parametern der unterlagerten Gruppen bzw. Anlagen ermitteln bzw. berechnen lassen (Datenaggregation). Zum anderen legt eine weitere Vorschrift die Weitergabe und Verteilung von übergeordneten Anforderungen und Regelanweisungen an die direkt unterlagerten Gruppen bzw. Anlagen fest (Regelanweisungsverteilung).

Entsprechend der Definition kann das Objekt *Gruppe* mit dem in Bild 4.7, abstrakten Datenmodell abgebildet werden.

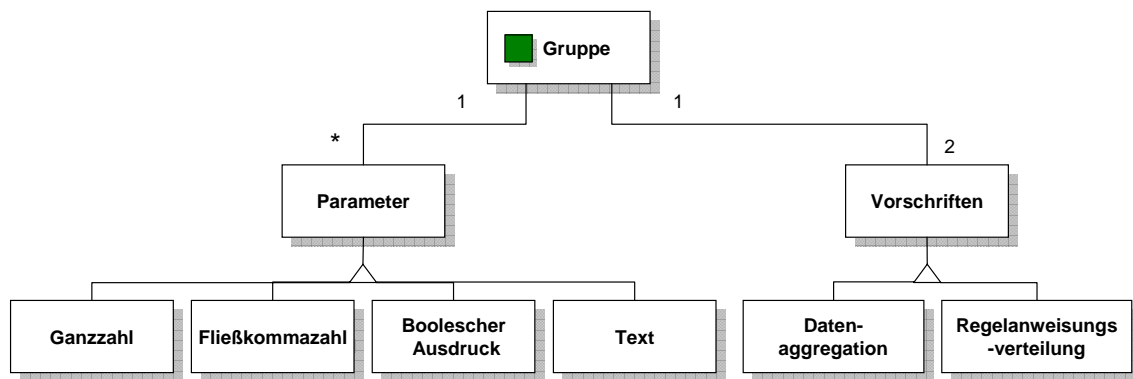


Bild 4.7: Objektmodell für das Objekt „Gruppe“

Wie aus der Gruppendefinition und dem daraus abgeleiteten Objektmodell hervorgeht, wird das Verhalten des hierarchischen BFS durch die in den Gruppen hinterlegten Vorschriften gesteuert und auf die jeweiligen Ebenen verteilt. Grundsätzlich ergeben sich aus dem hier vorgestellten Konzept zwei gegenläufige Vorgänge.

In der Modellbeschreibung wurde bereits dargelegt, dass in den Gruppen die Vorschriften für das Verhalten der Gruppe und damit für die Koordinierung des Gesamtsystems abgelegt werden. Mit diesen hinterlegten Vorschriften können die notwendigen Abläufe im Koordinierungsbaum realisiert und gesteuert werden. In der einen Richtung kann die Verteilung und Umsetzung von Regelanweisungen ausgehend vom übergeordneten EMS über die unterlagerten Gruppen und damit in letzter Instanz auf die überwachten Anlagen gesteuert werden. In der Gegenrichtung erfolgt eine Datenverdichtung, bei der die von den Anlagen gelieferten Daten durch mathematische oder logische Operationen zu neuen, den Zustand der Gruppe repräsentierenden Gesamtgrößen zusammengefasst werden. Dieses durchgängige Vorgehen hat den Vorteil, dass die Kommunikationsverbindungen zwischen den einzelnen Hierarchieebenen durch die Reduzierung auf die wesentlichen Informationen entlastet und die Datenübertragung auch mit weniger leistungsfähigen Übertragungswegen bewerkstelligt werden kann. Bild 4.8 illustriert an einem einfachen Beispiel diese beiden wesentlichen Vorgänge innerhalb des hierarchisch organisierten Systems.

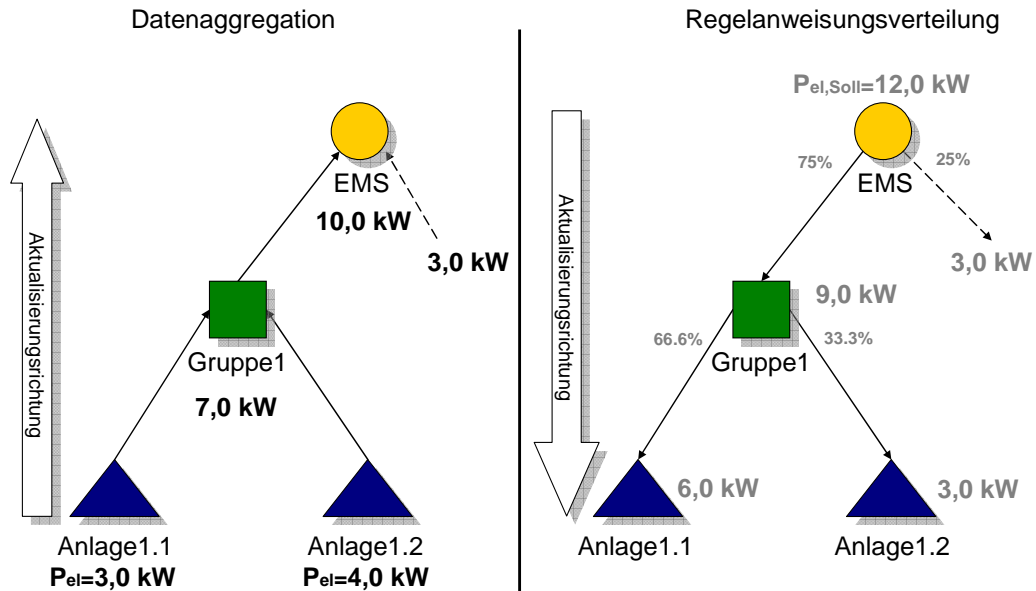


Bild 4.8: Exemplarische Beispiele der für die Koordination erforderlichen Vorgänge

Durch die Kombination aus der Verteilung der Regelanweisungen und der Rückführung in Form der Datenverdichtung kann ein geschlossener Regelkreis aufgebaut werden. Da diese Regelung über mehrere Zwischenstationen abläuft, ist durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen, dass die Datenkonsistenz gewährleistet ist und die Regelanweisungen an die jeweiligen Laufzeiten angepasst sind.

Die beschriebenen abstrahierten Objektmodelle und Vorgänge bilden die Basis für die im nachfolgenden Kapitel 5 vorgestellte und erläuterte programmtechnische Realisierung unter Verwendung eines verteilten Datenbanksystems.

5 Programmtechnische Realisierung eines verteilten Betriebsführungssystems

Aufbauend auf den Untersuchungen und Ergebnissen des vorangegangenen Kapitels 4 wird in diesem Abschnitt eine programmtechnische Realisierung einer hierarchisch organisierten BFS auf Basis eines verteilten Datenbanksystems vorgestellt, das die zuvor entwickelten Objektmodelle aufgreift und umsetzt. Zunächst werden jedoch die allgemeinen Anforderungen sowie die Aufgaben und der Funktionsumfang, der heute an derartige Systeme gestellt wird, dargelegt und spezifiziert, bevor im Anschluss die Komponenten und Funktionsweise des realisierten Systems eingehend vorgestellt werden.

5.1 Grundfunktionalitäten moderner Visualisierungssysteme

Neben den allgemeinen Anforderungen und Erfordernissen, die sich aus dem in Kapitel 4 entwickelten Konzept ergeben, muss ein heutiges System zur Anlagenüberwachung zusätzlich eine Reihe von Grundfunktionalitäten bieten, die über die reine Datenverarbeitung der relevanten Prozessgrößen hinausgehen. Zusätzlich sind Funktionen zu integrieren, die dem Bediener die Übersicht erleichtern und ihm einen schnellen Überblick über den aktuellen Zustand der komplexen Gesamtprozesse gestatten [71]. Über die Visualisierung hinaus muss die Möglichkeit bestehen, in das Prozessgeschehen eingreifen zu können. Die datentechnische Prozessüberwachung wird als SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) bezeichnet. In Tabelle 5.1 sind die Aufgaben und Grundfunktionen heutiger SCADA-Systeme zusammengefasst. Dabei ist zu beachten, dass die Bereiche und Funktionen nicht strikt voneinander getrennt sind, sondern in einander übergehen, und die Breite an Funktionalitäten für verschiedene Einsatzgebiete und entsprechend den vorliegenden Anforderungen angepasst werden können.

Tabelle 5.1: Überblick über die Aufgaben ein Prozessvisualisierungssystems

Funktionsbereich	Aufgaben
Prozessbeobachtung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Darstellung des aktuellen Anlagenzustandes ▪ Anzeige von Prozesswerten ▪ Berechnung von internen Prozessvariablen
Überwachung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einhaltung von Grenzwerten ▪ Erkennung von Abweichungen ▪ Erfassen von Meldungen ▪ Alarmierung
Protokollierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufzeichnung des zeitlichen Verlaufs von Prozessgrößen ▪ Trendanzeige ausgewählter Prozessgrößen ▪ Archivierung von Meldungen, Bedieneingriffen und Daten zur späteren Weiterverarbeitung (Störungsanalyse, Abrechnung,...)
Bedienung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eingriff in das Prozessgeschehen ▪ Anpassung von Vorgabewerten ▪ Systemparametrierung

Das in Kapitel 4 hergeleitete Objektmodell sowie die in Tabelle 5.1 zusammengefassten Grundfunktionalitäten bilden die Grundlage des im Rahmen dieser Forschungsarbeit entstandenen Systems zum Aufbau eines hierarchischen Energiemanagements, das zur Steuerung und Überwachung weiträumig verteilter DEA eingesetzt werden kann. Das System weist einen modularen Aufbau auf, dessen Komponenten in den folgenden Abschnitten näher erläutert werden.

5.2 Systemaufbau und Konzept

Aufbauend auf den genannten Anforderungen ist ein Datenbank-gestütztes EMS zur Überwachung und Steuerung räumlich verteilter Prozesse entwickelt worden, welches das in Kapitel 4.3 entwickelte Objektmodell eines hierarchischen durchgängigen EMS umsetzt und zusätzlich die zuvor genannten Aufgaben und Funktionen eines vollständigen SCADA-Systems unterstützt. Je nach Hardwareausstattung und Anwendungsfall besteht dabei die Möglichkeit, die Aufgaben für Visualisierung und Messwertverarbeitung bzw. Koordinierung, wie in modernen SCADA-Systemen üblich und wie in Bild 5.1 exemplarisch dargestellt, auf mehrere untereinander vernetzte Rechner aufzuteilen und in bestehende IT-Strukturen zu integrieren.

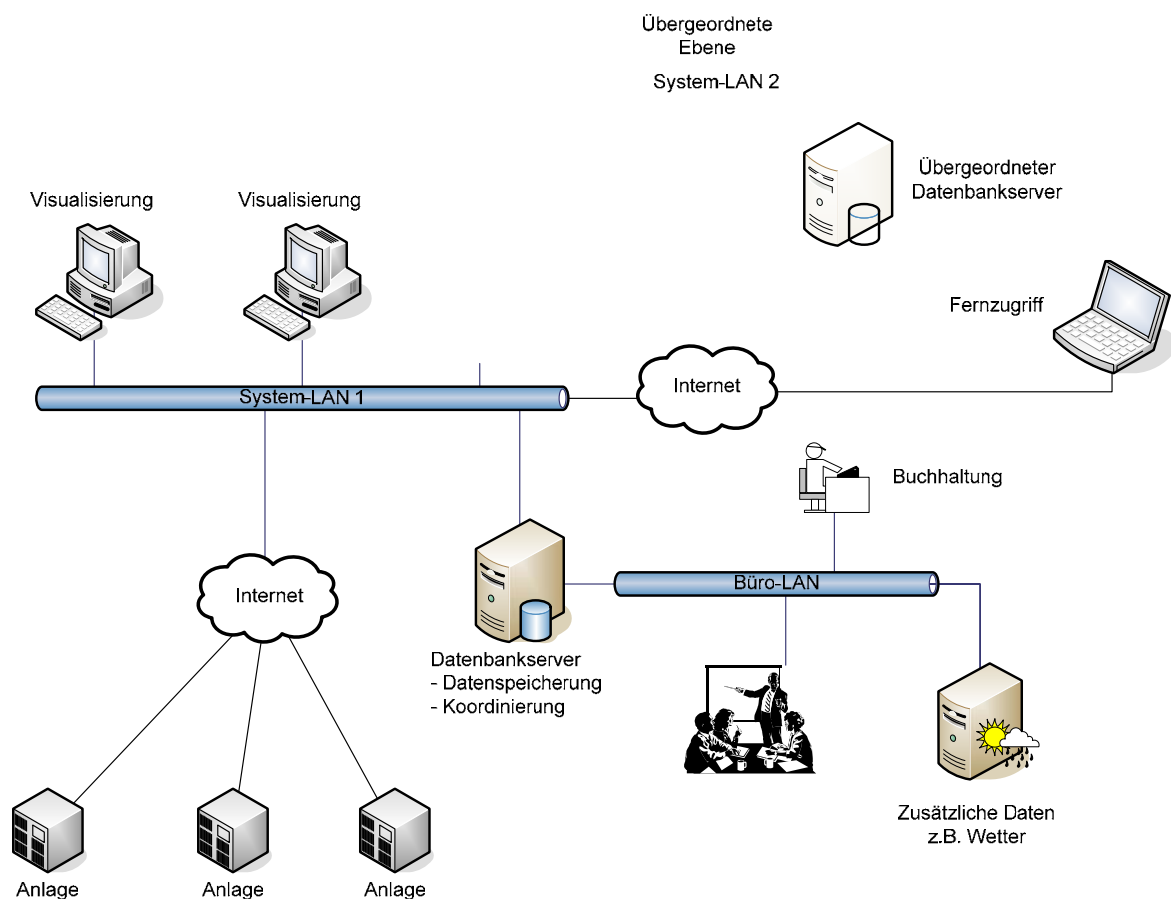


Bild 5.1: Exemplarischer Systemaufbau eines verteilten SCADA-Systems

Der zentrale Baustein des entwickelten Systems ist ein Datenbankserver, der neben der Speicherung sämtlicher erforderlicher Daten und Einstellungen die Koordinierungsaufgaben übernimmt sowie die Verbindung zu den einzelnen Komponenten herstellt. Als gemeinsame, übergreifende Schnittstelle zwischen den einzelnen Komponenten und Programmteilen fungiert die auf dem Datenbankserver installierte, relationale Datenbank. Über diese Schnittstelle erfolgt, wie in Bild 5.2 dargestellt, der vollständige Datenaustausch zwischen den überwachten Anlagen, den einzelnen Visualisierungen und den zentralen Funktionen zur Koordinierung. Zusätzlich dient sie als Verbindung zu weiterführenden IT-Systeme.

Die von den Anlagen übertragenen Prozesswerte, Meldung etc. werden zunächst in der Datenbank abgelegt, so dass diese allen anderen Programmteilen des SCADA-Systems für die weitere Verarbeitung zur Verfügung stehen ❶. Zusätzlich können in der Datenbank weitere, für den Betrieb und die Koordinierung relevanten Daten, wie zum Beispiel aktuelle Wetterdaten oder –prognosen, zur Verfügung gestellt werden ❷. Das für die Koordinierung zuständige Programm auf dem Datenbankserver kann nun zyklisch auf diese Daten zugreifen, auf eventuelle Grenzwertverletzungen hin überprüfen und gegebenenfalls entsprechende Systemmeldungen generieren ❸. In einem weiteren Schritt werden interne Prozessgrößen berechnet und entsprechend der in Kapitel 4.3 beschriebenen Datenaggregation in die übergeordnete Datenbank übertragen ❹. Gleichzeitig ist dieser Programmteil für die Übernahme der von der übergeordneten Datenbank vorgegebenen Regelanweisung und deren Umsetzung in Form neuer Sollwerte und Stellbefehle für die überwachten Prozesse zuständig ❺. Diese werden wiederum in der Datenbank abgelegt ❻ und können dann an die lokalen Prozesssteuerungen weitergegeben werden ❼, so dass sich auf diesem Weg ein geschlossener Kreis ergibt. Zeitgleich werden die in der Datenbank abgelegten Prozessdaten, Meldungen etc. zyklisch von dem für die Visualisierung zuständigen Programmteil abgefragt ❸, um dem Benutzer einen schnellen Überblick über den Zustand der überwachten Prozesse geben zu können. Neben der reinen Prozesswertanzeige hat der Benutzer über die Visualisierung die Möglichkeit in das Prozessgeschehen einzugreifen, das System zu parametrieren sowie die für die Koordinierung notwendigen Richtlinien an die jeweiligen Zustand und die zugrunde liegenden Ziele anzupassen. Die vom Benutzer vorgenommenen Eingriffe werden wiederum in der Datenbank abgelegt ❹ und auf diesem Weg den anderen Programmteilen zur Verfügung gestellt.

Durch die genannten Vorgänge wird der zeitliche Verlauf des vollständigen Prozessgeschehens mit allen Prozessdaten und Bedieneingriffen in der Datenbank abgelegt und gespeichert. Diese können dann über genormte Datenbankschnittstellen anderen Anwendungen zur Verfügung gestellt werden. So können die Daten zu einem späteren Zeitpunkt für Abrechnungszwecke oder weitergehende Analysen genutzt werden. Insbesondere kann im Falle eines aufgetretenen Fehlers im Nachhinein anhand des abgespeicherten zeitlichen Verlaufes eine detaillierte Fehleranalyse durchgeführt werden.

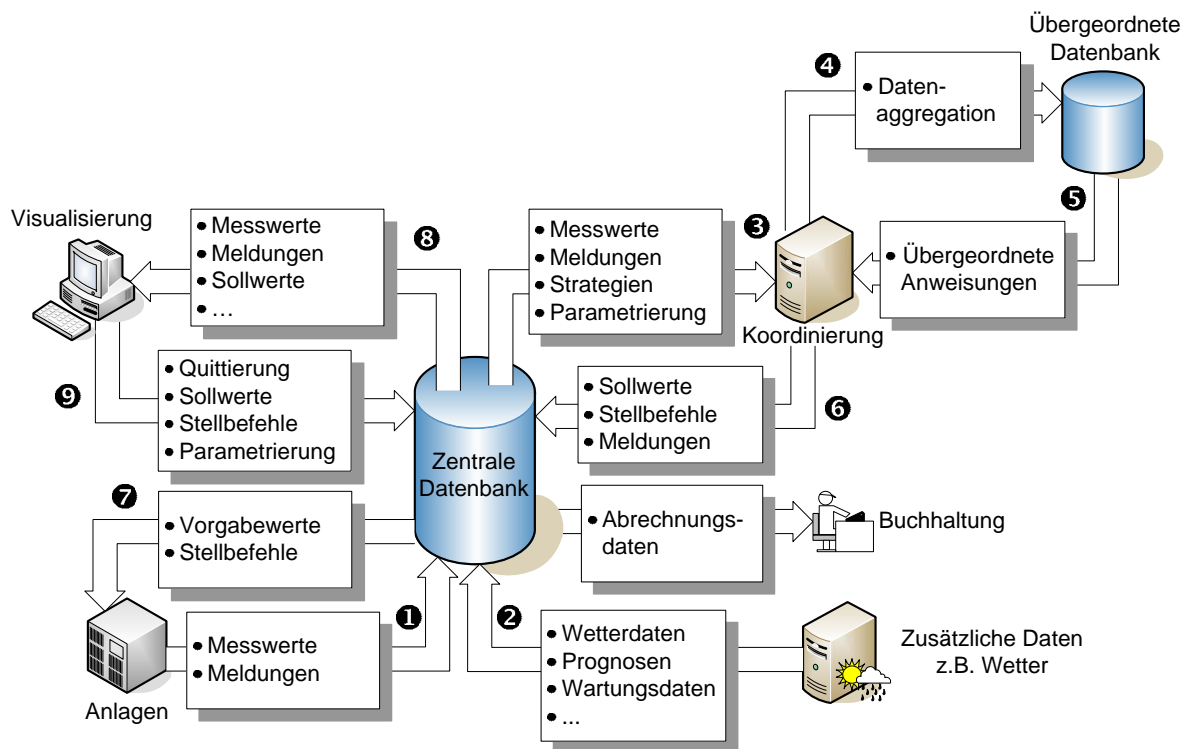


Bild 5.2: Datenfluss innerhalb des SCADA-Systems

Nach dieser allgemeinen Beschreibung des Datenflusses innerhalb des entwickelten SCADA-Systems werden im Folgenden die Funktionsweise und die Konzeption der einzelnen Programmteile sowie deren genaues Zusammenspiel beschrieben und erläutert.

5.2.1 Datenbankkonzept

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt erläutert, stellt die Datenbank die zentrale Komponente des entwickelten EMS dar. Sie dient als Schnittstelle zwischen den einzelnen Programmteilen und als Verbindung zu anderen IT-Systemen. In ihr werden neben den aktuellen Prozesswerten und -verläufen alle notwendigen Informationen des Systems, wie allgemeine Anlagenparameter, Vorschriften für die Berechnung interner Prozessgrößen, Vorschriften für die Koordination der einzelnen Anlagen innerhalb des Gesamtsystems und die Darstellung der Anlagen innerhalb der Visualisierung abgelegt und bildet somit, die gemeinsame, verbindende Datenbasis für die verteilten Programme des entwickelten SCADA-Systems.

Da die abgelegten Daten in engem Bezug zueinander stehen und alle Programme möglichst einfach und schnell auf die von ihnen benötigten Daten zugreifen können sollen, bietet sich die Speicherung innerhalb einer relationalen Datenbank an. Relationale Datenbanken gestatten es, eine große Anzahl von Informationen flexibel in Tabellen zusammenzufassen, zu strukturieren und diese in Beziehung setzen zu können [72]. Zusätzlich verfügen heutige Datenbanksysteme über genormte Schnittstellen, die den gleichzeitigen Zugriff von mehreren Programmen oder Benutzern zulassen. Damit können die Daten nicht nur den einzelnen Komponenten des Prozessvisualisierungssystems sondern auch weiterführenden Programmen, z.B. für spätere Analysen oder Abrechnungen einfach zur Verfügung gestellt werden.

Zur Umsetzung des in Kapitel 4.3 entwickelten durchgängigen Objektmodells zur Abbildung eines hierarchisch organisierten Energiemanagements liegt der Datenbank ein Konzept zugrunde, das dieses Modell umsetzt und die Möglichkeit eröffnet, die überwachten Anlagen innerhalb von Gruppen zu organisieren und zu koordinieren. Durch die in Bild 5.3 dargestellte strikte Trennung der Datenbank in einen Bereich zur Beschreibung der Systemkonfiguration und in einen zweiten Bereich zur Speicherung der eigentlichen Prozessdaten ist ein flexibles und gleichzeitig kompaktes Datenbankdesign realisiert worden, das ohne festes Mengengerüst in Bezug auf die Anzahl und die Zusammenstellung der Parameter der einzelnen Anlagen und Gruppen auskommt. Durch dieses Vorgehen wird gewährleistet, dass die Datenbank einen möglichst geringen Speicherbedarf aufweist und damit auch auf Systemen mit vergleichsweise geringer Rechen- und Speicherleistung eingesetzt werden kann, da die vorhandenen Ressourcen optimal genutzt werden.

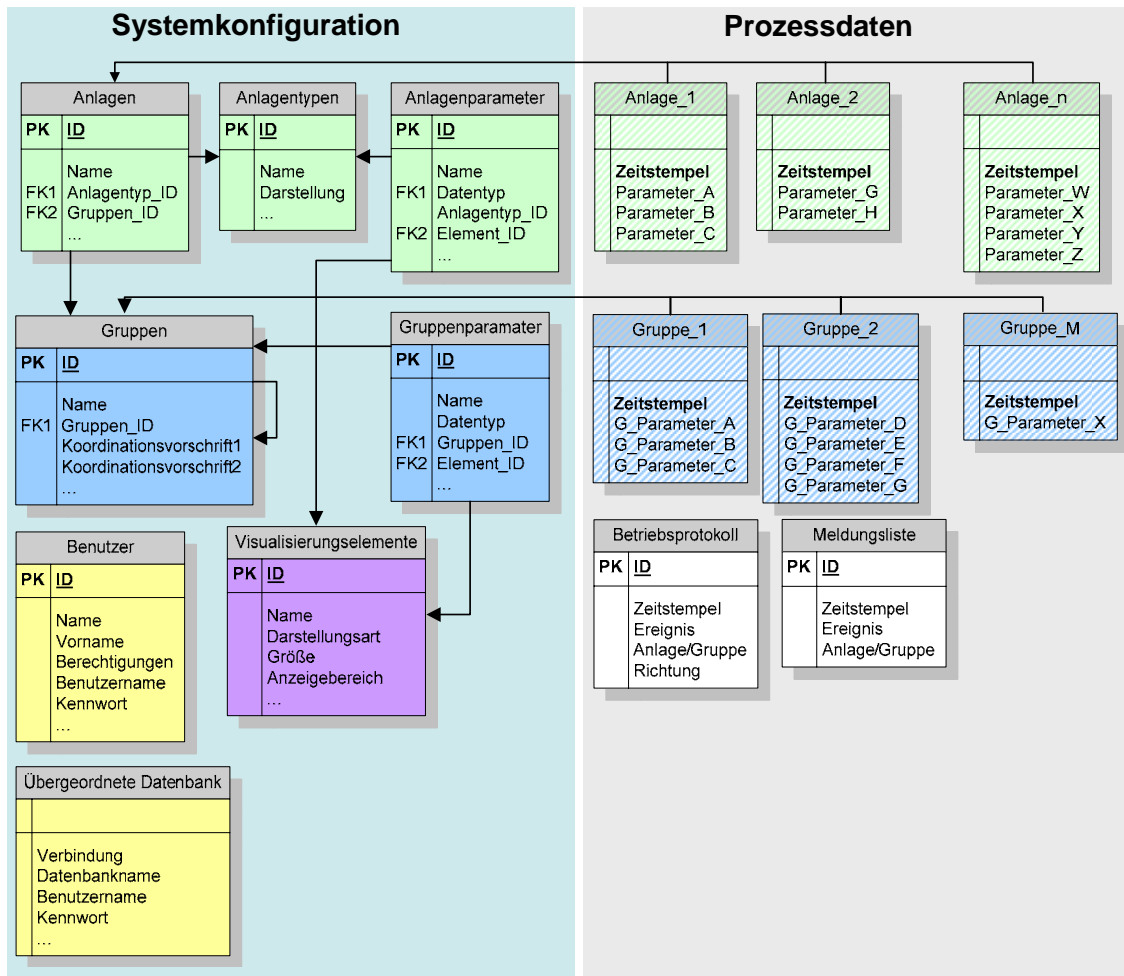


Bild 5.3: Datenbankkonzept zur Umsetzung des entwickelten Objektmodells einer hierarchischen Betriebsführung

Der Bereich für die Systemkonfiguration enthält alle Daten zur Beschreibung der Systemstruktur, der für die Visualisierung notwendigen Informationen sowie Angaben über die für die Zugriffssicherheit erforderlichen Benutzerdaten. Wie bereits in Kapitel 4.3 erläutert, können Anlagen bzw. Gruppen mittels der abstrakten Objektmodelle durch eine beliebige Anzahl von zu überwachenden Prozessvariablen abgebildet werden. Diese Prozessvariablen können Meldungen, Messwerte oder Boolesche Werte umfassen und auf grundlegende Datentypen zurückgeführt werden. Diese allgemeine Definition wird innerhalb der Datenbank derart realisiert, dass die zur allgemeinen Beschreibung erforderlichen Daten für Anlagen/Gruppen und die Parameter beschreibenden Datensätze in getrennten Tabellen der Datenbank abgespeichert

werden. Ein Parameter wird dabei durch die Attribute wie Name, Datentyp und Startwert beschrieben. Als zusätzliches Attribut wird eine eindeutige Nummer geführt, die die Zuordnung des Parameters zu einer Anlage bzw. Gruppe erlaubt. Damit kann jeder Anlage/Gruppe entsprechend der formulierten Anforderungen eine individuelle Anzahl an Prozessvariablen zugeordnet werden. Da oftmals Anlagen desselben Typs innerhalb eines Systems überwacht und koordiniert werden, die über die identische Zusammenstellung von Parametern verfügen, sind die Parameter nicht direkt einer Anlage sondern einem Anlagentyp zugeordnet, der als Vorlage für die konkrete Anlage fungiert. Dies erspart die mehrfache Speicherung der Parameterkonfiguration bei Anlagen desselben Typs und trägt damit zusätzlich zur Kompaktheit der Datenbank bei. Für Gruppen erfolgt die Zuordnung der Prozessvariablen direkt ohne die Definition von Typen, da in diesem Fall davon ausgegangen wird, dass jede Gruppe aus einer individuellen, sich nicht wiederholenden Zusammenstellung von Anlagen gebildet wird. Für den Fall, dass innerhalb eines Systems dennoch identische Gruppenkonfigurationen vorgesehen sind, ist eine Einführung von Gruppentypen ebenfalls denkbar. Zusätzlich enthält der Gruppendatensatz die Anweisung für die jeweilige Datenaggregation und die Verarbeitungsvorschrift für die Koordination der unterlagerten Anlagen oder Gruppen (siehe Bild 4.7).

Zur Implementierung der in Kapitel 4.3 beschriebenen Hierarchiestruktur ist es erforderlich, die Anlagen und Gruppen jeweils einer übergeordneten Gruppe zuzuordnen. Zu diesem Zweck verfügt jede Anlage/Gruppe über ein Attribut, das einen Verweis auf die jeweils übergeordnete Gruppe enthält.

Sind die Anlagen bzw. Gruppen in einem ersten Schritt konfiguriert worden, wird in einem zweiten Schritt auf Basis dieser Beschreibungsdaten in einem separaten Teil der Datenbank für jede Anlage und Gruppe eine weitere Tabelle angelegt. Diese Tabellen werden individuell für die jeweilige Parameterkonfiguration jeder Anlage/Gruppe generiert und dienen der Speicherung des zeitlichen Verlaufs der eigentlichen Prozessdaten. Durch dieses Vorgehen wird erreicht, dass der Datenbankteil zur Speicherung der Prozessdaten möglichst kompakt gehalten werden kann.

Mit den zuvor genannten Tabellen ist es möglich, das in Kapitel 4.3 entwickelte Objektmodell innerhalb einer relationalen Datenbank abzubilden und zu realisieren; für ein vollständiges SCADA-System mit dem zuvor definierten Funktionsumfang sind aber weitere Angaben und

Informationen notwendig, die ebenfalls in der Datenbank abgelegt werden. Zur Darstellung des Systems in der Visualisierung werden im Konfigurationsteil der Datenbank zusätzlich die notwendigen Darstellungsparameter abgelegt, so dass auch bei verteilten Visualisierungen eine einheitliche Darstellung des Gesamtsystems gewährleistet ist (siehe auch Kapitel 5.2.2). Des Weiteren umfasst die Tabelle „Benutzer“ innerhalb des Konfigurationsteils die für die Umsetzung des Sicherheitskonzeptes notwendigen Benutzereinstellungen (siehe auch Kapitel 5.3).

Um das vorgestellte Objektmodell aber nicht nur innerhalb einer Datenbank sondern in einem System von verteilten Datenbanken durchgängig fortsetzen zu können, können im Konfigurationsteil zusätzlich die Verbindungsdaten zur übergeordneten Datenbank angegeben werden, in denen die Daten der höchsten Gruppe innerhalb der in der Datenbank implementierten Struktur weitergegeben und aus der die übergeordneten Regelanweisungen übernommen werden können. Die genaue Funktionsweise dieser Verbindung wird in Kapitel 5.2.3 ausführlicher erläutert.

5.2.2 Visualisierung

Neben der Datenbank stellt die Visualisierung einen weiteren wichtigen Bestandteil des entwickelten SCADA-Systems dar. Sie dient dazu, dem Bediener die in die Datenbank einlaufenden Prozessdaten und die zuvor erläuterte hierarchische Gruppen- und Anlagenstruktur in übersichtlicher Art anzuzeigen und ihm die Möglichkeit zu eröffnen, in den Prozess eingreifen sowie das System konfigurieren und parametrieren zu können.

Die wesentliche Forderung, die an eine graphische Benutzeroberfläche gestellt wird, ist, dem Anwender einen schnellen und vollständigen Überblick über den Zustand und die Vorgänge auch innerhalb komplexer Systeme zu ermöglichen. Gerade bei einer Vielzahl zu überwachender Anlagen ist die Übersichtlichkeit und ein intuitives Bedienkonzept von besonderer Bedeutung, um im Fehlerfall schnell und richtig reagieren zu können. Um diesen Forderungen nachzukommen, bedient sich das Visualisierungsprogramm der heute zur Verfügung stehenden multimedialen Möglichkeiten sowie der vollgraphischen Darstellung und Fenstertechniken. Wie in Bild 5.4 dargestellt, ist das Hauptdarstellungsfenster der graphischen Benutzer-

oberfläche zur besseren Übersichtlichkeit in drei Bereiche unterteilt, die drei wesentliche Aufgaben übernehmen. Dies sind zum einen die Darstellung der hierarchischen Gesamtstruktur der überwachten Anlagen und Gruppen, zum zweiten die Auflistung und Protokollierung wichtiger Meldungen und Vorgänge sowie drittens die Möglichkeit eines schnellen Überblicks über das Gesamtsystem oder einer Detaildarstellung einer ausgewählten Anlage oder Gruppe.

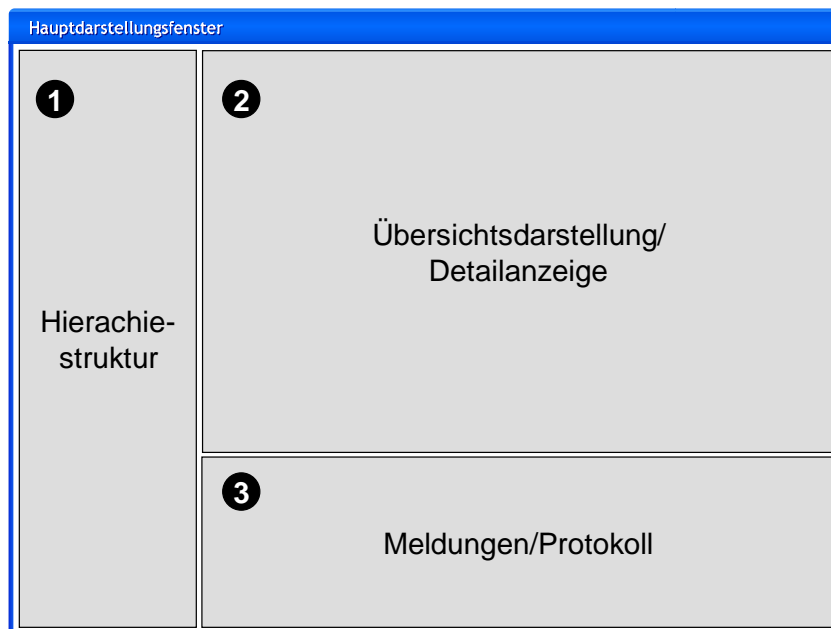


Bild 5.4: Aufteilung des Bedienfensters zur Steigerung der Übersichtlichkeit

Der linke Bereich **1** des Darstellungsfensters dient der Illustration des in der Datenbank verankerten Konzepts zur hierarchischen Zuordnung von Anlagen und Gruppen und der Baumstruktur (siehe Kapitel 4.3). Dieser Baum wird mit Hilfe der aus der Dateiverwaltung bekannten Darstellungsweise entsprechend Bild 5.5 in der graphischen Benutzeroberfläche angezeigt und ist durch den Benutzer intuitiv bedienbar. Mit diesem Baum steht dem Bediener ein schneller Überblick über die Zusammenstellung des Gesamtsystems zur Verfügung, der gleichzeitig einen einfachen Zugriff auf die einzelnen Gruppen und Anlagen bietet. Durch

Expandieren/Komprimieren des Strukturbaumes kann die benötigte Detaillierung eingestellt werden.

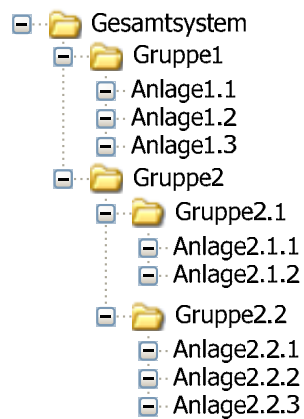


Bild 5.5: Exemplarische Darstellung der hierarchischen Struktur in der graphischen Bedienoberfläche

Die Aufgabe des Bereiches ② des Visualisierungsfensters ist zweigeteilt. Zum einen ermöglicht er die Darstellung des Zustandes des Gesamtsystems. Zum zweiten kann dieser Bereich des Darstellungsfensters auch für die Detaildarstellung einer einzelnen Anlage oder Gruppe genutzt werden. In der Übersichtsdarstellung wird der Zustand jeder Anlage mit Hilfe eines Zustandsindikators zusammengefasst und angezeigt. Durch die jeweilige farbliche Darstellung des Indikators kann auf den aktuellen Zustand der Anlage geschlossen werden. Die farbliche Darstellung erfolgt anhand des in [73] entwickelten Farbkonzeptes und gibt dem Benutzer durch die Einfärbung einen einfachen und gleichzeitig vollständigen Überblick über den Gesamtprozess.

Tabelle 5.2: Richtlinie zur Farbkodierung

Farbdarstellung	Zustand
Rot	Fehler
Orange	Warnung
Grün	Normal

Neben dieser Gesamtübersicht besteht auch Möglichkeit, in die Detailansicht zu wechseln und sich für jede Anlage oder Gruppe die jeweiligen Prozessdaten und weitergehende Detailinformationen anzeigen zu lassen. Zur besseren Orientierung und Zuordnung durch den Bediener besteht die Möglichkeit für jeden Anlagentyp ein schematisches Anlagenbild zu hinterlegen und die Prozessvariablen an den entsprechenden Stellen mittels unterschiedlicher graphischer Anzeigeelemente darzustellen. Dies können Balkendarstellungen, Digitalanzeigen, Zeigerinstrumente, Schalter oder ähnliches sein. Um den Bediener in dieser Darstellung nicht durch eine Informationsflut von den wichtigen Prozessinformationen abzulenken, werden die zusätzlich in der Datenbank abgelegten Daten zur jeweiligen Anlage, wie aus Bild 5.6 ersichtlich, auf Registerkarten abgelegt, die bei Bedarf durch den Benutzer angewählt und angezeigt werden können.

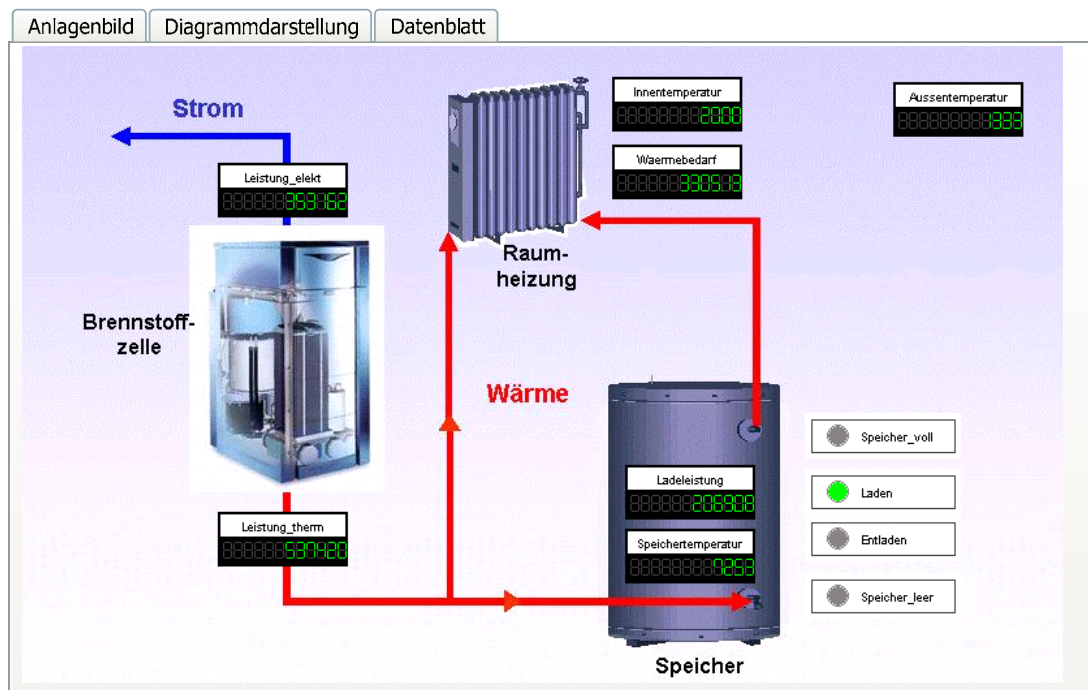


Bild 5.6: Anlagenbild in der Detaildarstellung

Da die Gesamtübersicht nur den Zustand der Anlagen visualisiert, aus dieser Darstellung aber nicht hervorgeht, was die Ursache eines Fehlers oder einer Warnung ist, wird im Bereich ③

des Darstellungsfensters eine Auflistung der aktuell anstehenden oder noch nicht quittierten Meldungen mit Fehlerbeschreibung, Name der betroffenen Anlage und Zeitstempel in chronologischer Reihenfolge angezeigt. Dabei werden die Meldungen entsprechend ihrer Wichtigkeit konsistent zum bereits bekannten Farbschemas kategorisiert und kenntlich gemacht. Sobald diese Meldungen nicht mehr anstehen und durch den Bediener quittiert worden sind, werden sie aus dieser Darstellung gelöscht, so dass die Übersichtlichkeit für den Benutzer erhalten bleibt und die Aufmerksamkeit auf anstehende Fehler und Warnungen gelenkt wird. Das Auftreten neuer Meldungen wird dem Benutzer zusätzlich durch eine akustische Alarmierung signalisiert. Mit diesem Tableau ist der Benutzer auch im Falle, dass im Fensterbereich **2** eine Detaildarstellung ausgewählt und angezeigt wird, noch über den Gesamtzustand des Systems informiert.

Datum/Zeit	Anlage/Gruppe	Meldung	Quittiert
23.09.2005 - 12:59:01	Anlage1.1.2	Leck im Gassystem	nein
23.09.2005 - 11:30:45	Gruppe1	Summenleistung zu gering	ja
23.09.2005 - 09:07:23	Anlage1.1.1	max. Prozesstemperatur erreicht	ja
22.09.2005 - 23:59:31	Gruppe1.2	Summenleistung zu gering	nein

...

Bild 5.7: Tableau zur Anzeige anstehender Meldungen

Um dem Benutzer die Möglichkeit zu bieten, im Nachhinein den zeitlichen Verlauf der Vorgänge und eingegangenen Meldungen für die weitere Betriebsführung oder Fehleranalyse nachvollziehen zu können, kann an Stelle des Meldungstableaus auch ein Betriebsprotokoll angezeigt werden, das alle Vorgänge chronologisch anzeigt und aus dem im Gegensatz zur Meldungsliste keine Einträge gelöscht werden können.

Die Aktualisierung der drei Fensterbereiche erfolgt durch die zyklische Abfrage der entsprechenden Datenbanktabellen. Für den Aufbau des Hierarchiebaumes werden die im Systemkonfigurationsteil der Datenbank abgelegten Gruppen- und Anlagenbeziehungen ausgelesen und dargestellt. Für die Anlagendetaildarstellung sind zwei unterschiedliche Datenbankabfragen notwendig. Für die Initialisierung der Darstellung und den Aufbau des Bildes werden

zunächst die Daten der jeweiligen Anlage aus dem Systemkonfigurationsteil ausgelesen, dieser enthält auch die Daten zur Erstellung des Datenblattes. Im weiteren Verlauf wird nur noch zyklisch auf die zugehörige Prozessdatentabelle der Anlage zugegriffen, um die aktuellen Prozessdaten zur Aktualisierung der Anzeigeelemente auszulesen. Dadurch wird das zu übertragene Datenvolumen nach der ersten Initialisierung möglichst gering gehalten. Die Aktualisierung des Meldungstableau und des Betriebsprotokolls wird ebenfalls über zyklische Abfragen der im Prozessdatenbereich abgelegten Meldungs- bzw. Protokolltabelle durchgeführt. Die zyklischen Abfragen der Systemstruktur und der Meldungs-/Protokolltabelle stellen zusätzlich die Datenkonsistenz im Gesamtsystem sicher, da die Möglichkeit besteht, dass zeitgleich mehrere Visualisierungen ausgeführt werden. Änderungen und Bedieneingriffe, die im System über eine der Visualisierungen vorgenommen werden, können auf diesem Weg auch in den anderen Instanzen zur Anzeige gebracht werden. Da keine direkte Verbindung zwischen den einzelnen Visualisierungsinstanzen besteht und deshalb Änderungen nicht direkt signalisiert werden, muss jede Visualisierung durch zyklische Datenbankabfragen mögliche Änderungen verfolgen. Dazu werden in der Datenbank Zeitstempel und Indizes verwaltet, mit denen Änderungen in der Systemparametrierung detektiert und die notwendigen Aktualisierungen durchgeführt werden können. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass alle unabhängigen Visualisierungen Veränderungen in der Datenbank, die über die Aktualisierung der Prozesswerte hinausgehen, detektieren und die Datenkonsistenz auch in einem verteilten System erhalten bleibt.

Da der Zugriff der Visualisierung auf die Datenbank bei geeigneten Verbindungen auch von entfernten Orten erfolgen kann, können die Aktualisierungsintervalle für die zyklischen Abfragen an die Geschwindigkeit der verwendeten Verbindung angepasst werden. Allerdings ist zu beachten, dass das Intervall nicht zu groß gewählt wird, um Fehlbedienungen aufgrund von Dateninkonsistenzen zu vermeiden.

Neben diesen Funktionen zur Prozessbeobachtung und –steuerung besteht die zweite Aufgabe der Visualisierung darin, das gesamte System über graphische Benutzeroberflächen parametrieren zu können. So kann der Benutzer über geführte Dialoge neue Anlagen/Gruppen hinzufügen und in die Hierarchiestruktur einordnen, die für die Anlagendarstellung notwendigen Prozessbilder und das Übersichtsbild je nach Anwendung nach eigenem Ermessen zusam-

menstellen und gestalten sowie die für die Koordinierung notwendigen Eingaben der Regelanweisungen durchführen.

5.2.3 Koordinierung und Gruppenhandling

Für die in Kapitel 4.3 erläuterten und in Bild 4.8 dargestellten Vorgänge zur Datenaggregation und zur Umsetzung der Regelanweisungen innerhalb der Hierarchie ist neben der Datenbank und der Visualisierung ein weiterer Programmbaustein notwendig, der das SCADA-System komplettiert. Dieser Teil ist bewusst von der Visualisierung getrennt ausgeführt, wenngleich die Parametrierung wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert über die Visualisierung geschieht. Im Gegensatz zur Visualisierung, von der gleichzeitig mehrere Instanzen ausführbar sind, darf das Programm zur Koordination nur in einer einzigen Instanz auf die Datenbank zugreifen und muss aufgrund der zu verarbeitenden Datenfülle über eine stabile und ausreichend schnelle Datenbankverbindung verfügen. Um diese Anforderungen zu erfüllen, ist dieser Programmteil daher möglichst auf dem Rechner zu installieren, auf dem auch das Datenbanksystem ausgeführt wird.

Wie in Kapitel 4.3 erläutert umfasst das Gruppen-Objekt neben den zugeordneten Parametern zusätzlich zwei Vorschriften, die das Verhalten der Gruppe generell steuern. Zum einen verfügt die Gruppe über eine Vorschrift, die die Berechnung oder Bildung der Gruppenparameter auf Basis der Parameter der unterlagerten Objekte enthält und damit die Datenverdichtung beschreibt. Zum anderen steuert eine zweite Vorschrift das Verhalten der Gruppe zur Umsetzung von übergeordneten Regelanweisungen auf die unterlagerten Objekte. Im vorliegenden System sind diese Vorschriften in Form von Skripten im Datensatz der jeweiligen Gruppe gespeichert. Die Verwendung von Skripten erlaubt neben einfachen Berechnungen auch die Realisierung komplexer logischer und mathematischer Programme und Algorithmen sowie die einfache Anpassung an veränderte Systemkonfigurationen, die sich durch die Integration neuer Anlagen oder veränderte Regelungsziele ergeben.

Die Ausführung der in den Skripten abgelegten Berechnungs- und Regelungsvorschriften erfolgt zyklisch durch einen in das Koordinierungsprogramm integrierten Interpreter. Dabei spielt die Ausführungsreihenfolge für die korrekte Funktionsweise eine wesentliche Rolle.

Zunächst werden die für die Datenaggregation zuständigen Skripte ausgehend von der auf der untersten Hierarchieebene angeordneten Anlagen bis zur obersten Gruppe rekursiv abgearbeitet, was zu einer vollständigen und konsistenten Datenaktualisierung führt.

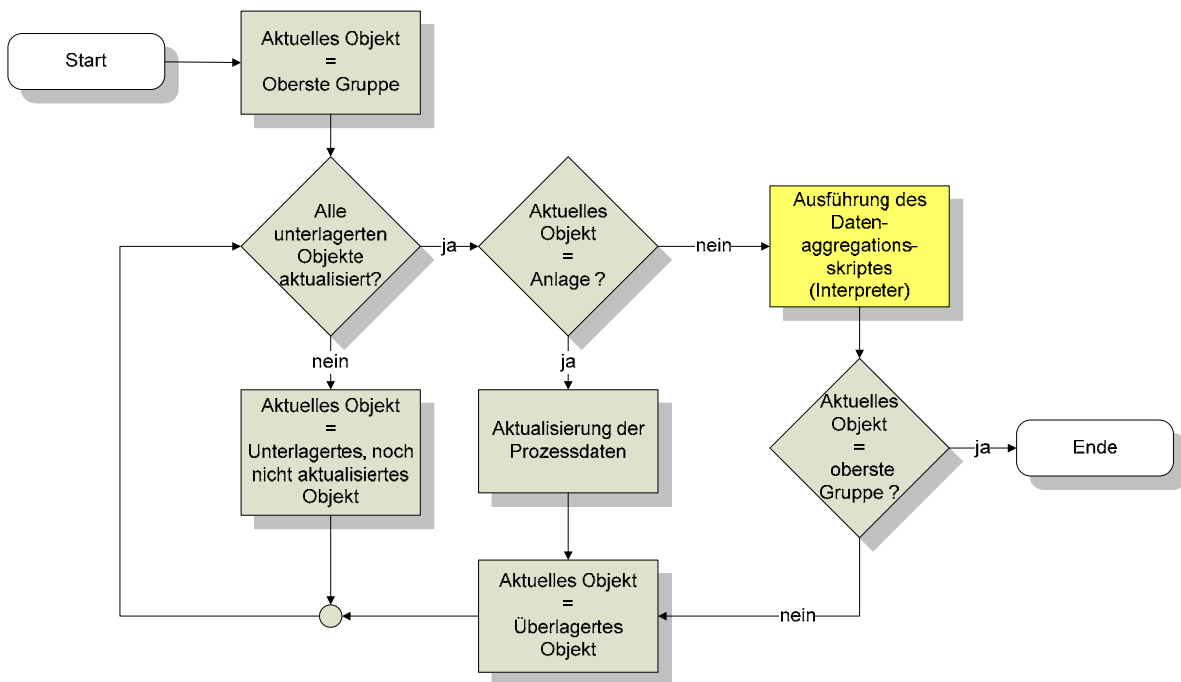


Bild 5.8: Rekursiver Algorithmus zur Datenaggregation

Nachdem auf Basis des vorgestellten Algorithmus die Prozessdaten und Gruppenparameter aktualisiert worden sind, können in einem zweiten, nachfolgenden Schritt die Regelanweisungen der einzelnen Gruppen ausgeführt werden. Im Gegensatz zur Datenaggregation muss der Baum nun in umgekehrter Richtung ausgehend von der obersten Gruppe hin zu den auf der untersten Ebene angeordneten Anlagen durchlaufen werden. Zu diesem Zweck wird im Koordinierungsprogramm ein weiterer rekursiver Algorithmus mit dem in Bild 5.9 dargestellten Ablauf angestoßen. Durch die zyklische Wiederholung der beiden beschriebenen Vorgänge kann innerhalb des Systems bei entsprechender Programmierung der verwendeten Skripten ein geschlossener Regelkreis realisiert werden. Die Zykluszeit kann im Koordinierungsprogramm parametrisiert und an die Gegebenheiten sowie die jeweilige Aufgabe angepasst wer-

den. Bedingt durch das verwendete Zeitraster der Datenbank mit einer maximalen Auflösung von 1 Sekunde stellt dies auch das minimale Zeitintervall für die Wiederholung der Koordinationsvorgänge dar.

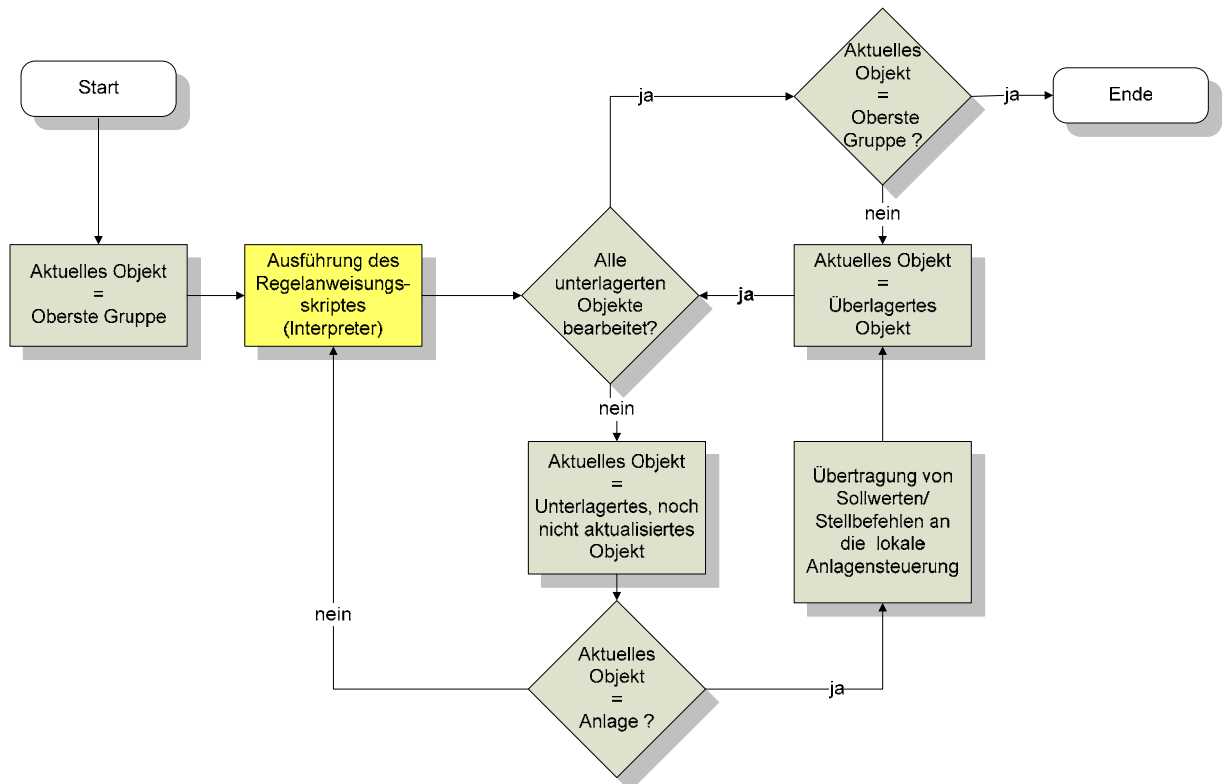


Bild 5.9: Rekursiver Algorithmus zur Umsetzung der Regelnweisungen

Das zuvor beschriebene Vorgehen beschreibt die Vorgänge unter der Einschränkung, dass das System innerhalb einer einzelnen Datenbank abgebildet wird. Dies ist bei kleineren Systemen sinnvoll und möglich. Das Ziel des in Kapitel Bild 4.3 vorgestellten Systems ist jedoch, die Koordinierung auf mehrere Rechner zu verteilen. Diese Erweiterung ist unter Einhaltung bestimmter Randbedingungen einfach zu realisieren und in die beschriebenen Vorgänge zu integrieren.

Durch die Einschränkung, dass eine Gruppe für die Datenaggregation und zur Weitergabe der Regelanweisungen nur auf die Objekte der direkt unterlagerten Hierarchieebene zugreifen darf sowie Querverbindungen innerhalb der realisierten Baumstruktur fehlen, ergeben sich klar definierte und eng begrenzte Datenzugriffsmöglichkeiten. Dieses Vorgehen bietet den Vorteil, dass bei entsprechender Programmierung der Skripte Änderungen in der Anlagen- oder Gruppenstruktur nur Anpassungen in der direkt betroffenen Gruppe und nicht im gesamten Baum notwendig werden lassen. Ein weiterer entscheidender Vorteil dieser jeweils klaren Abgrenzung ist die Vorgabe einer definierten Schnittstelle, die die zusätzliche Möglichkeit bietet, den Datenbaum an beliebiger Stelle aufzutrennen und auf mehrere miteinander vernetzte Datenbanken zu verteilen und auf diesem Weg ein räumlich verteiltes System entsprechend den Vorgaben des Kapitel 4.2.3 zur realisieren.

Damit der Datenaustausch zwischen den verteilten Datenbanken gewährleistet ist und die Koordinierung über die Datenbankgrenzen fortgesetzt werden kann, ist für jede Datenbank eine eigene Instanz des Koordinierungsprogramms notwendig, die die zuvor beschriebenen Algorithmen und Aktualisierungsvorgänge auf der jeweiligen Datenbank durchführt und zusätzlich den Datenbank übergreifenden Datenaustausch organisiert. Der Datenaustausch wird durch eine Spiegelung der obersten Gruppe in eine Gruppe der übergeordneten Datenbank erreicht. Dazu werden nach Durchführung der Datenaggregation ❶ die aktuellen Prozesswerte der obersten Gruppe der unterlagerten Datenbank in den Prozessdatensatz einer zugeordneten Gruppe der übergeordneten Datenbank geschrieben ❷. Im Schritt ❸ werden im Anschluss die Vorgabewerte aus der überlagerten Datenbank für die oberste Gruppe der unterlagerten Datenbank übernommen und die Verteilung der Regelanweisungen angestoßen ❹. Dieser Datenaustausch wird durch das Koordinierungsprogramm der unterlagerten Datenbank initiiert und muss zur Wahrung der Datenkonsistenz zwischen der Datenaggregation und der Verteilung der Regelanweisungen erfolgen.

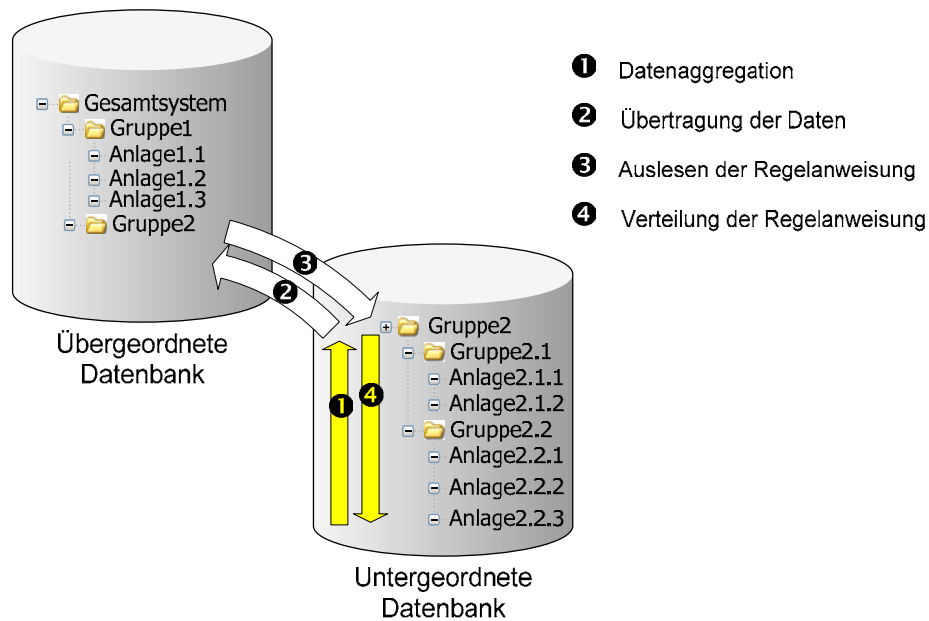


Bild 5.10: Aufteilung auf mehrere Datenbanken

Mit dem vorgestellten Vorgehen wird praktisch das zuvor beschriebene Koordinierungskonzept über Datenbankgrenzen hinweg fortgesetzt und man erhält bei vollständiger Verteilung der Datenbank das in Kapitel 4.2.3 beschriebene verteilte hierarchische Energiemanagementsystem, in dem jede Datenbank über ein eigenständiges Koordinierungsprogramm verfügt und in dem für jede Datenbank die Möglichkeit zur Visualisierung besteht. In Bild 5.11 ist exemplarisch ein Gesamtsystem mit verteilten Datenbanken dargestellt.

Das beschriebene Vorgehen zum Datenaustausch zwischen den Datenbanken birgt aufgrund der Tatsache, dass die Koordinierungsprogramme der einzelnen Datenbank in keiner direkten Verbindung stehen, einen wesentlichen Nachteil. Die fehlende direkte Verbindung zwischen den Koordinierungsprogrammen hat zur Folge, dass die jeweils zyklisch für jede Datenbank angestoßenen Datenaggregationsvorgänge und die Verteilung der Regelanweisung über die Datenbankgrenzen hinweg nicht synchronisiert ablaufen. Damit kann es zu längeren Laufzeiten sowohl bei der Datenaktualisierung als auch bei der Umsetzung der Regelanweisungen kommen. Unter der Annahme, dass die Aktualisierungszyklen auf allen Datenbank gleich lang sind, jedoch unter Umständen zu unterschiedlichen Zeiten angestoßen werden, und die

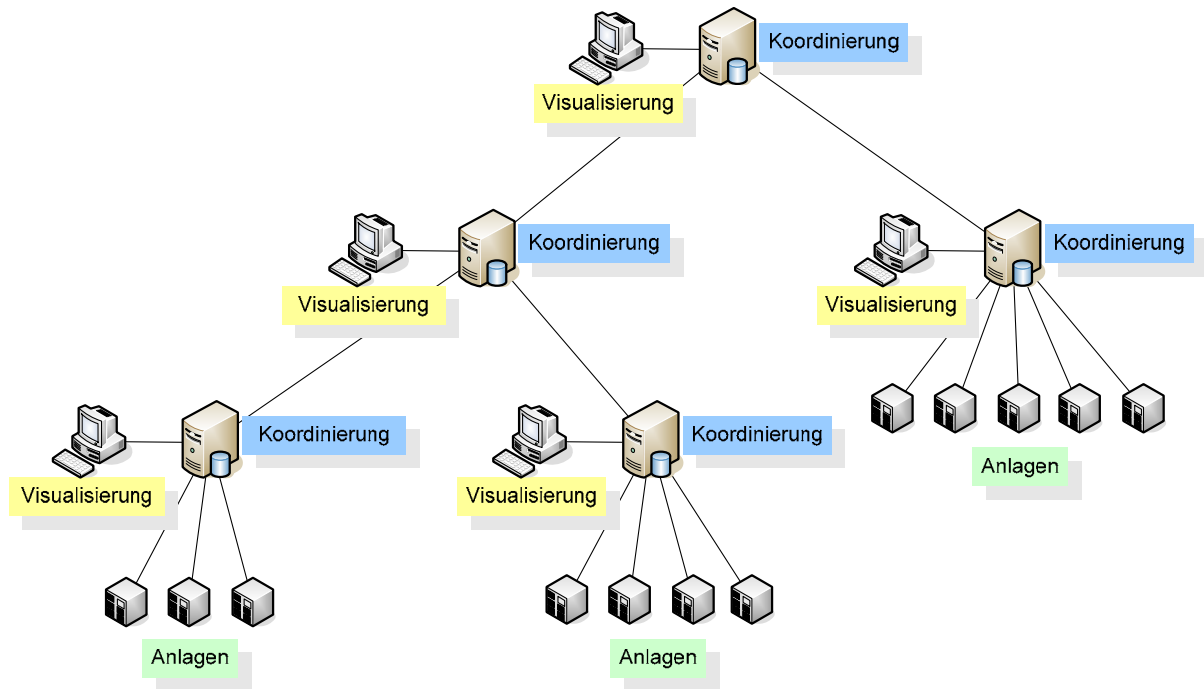


Bild 5.11: Exemplarischer Aufbau eines Gesamtsystems

Aktualisierungsvorgänge innerhalb einer Datenbank zeitlich vernachlässigbar sind, kann die Gesamtzeit, bis ein Prozesswert der untersten Ebene sich auf die Datenaggregation der obersten Datenbankebene auswirkt, und die Zeit, bis eine Regelanweisung der obersten Ebene die unterste Ebene erreicht, mit Hilfe der Formel (5.1) abgeschätzt werden. Dabei repräsentiert Δt die Länge des jeweiligen Aktualisierungszyklus des Koordinierungsprogramms je Datenbank und r die Anzahl der Hierarchieebenen.

$$T = \Delta t \cdot (r - 1) \quad (5.1)$$

Wie aus der Formel (5.1) ersichtlich ist, wird die Gesamtlaufzeit T im verteilten Datenbanksystem durch zwei Parameter bestimmt. Zum einen durch die Anzahl der Datenbankebenen zum anderen durch die Länge des Aktualisierungszyklus. Um eine fest vorgegebene Laufzeit bei der Aktualisierung einzuhalten, müssen die Länge des Aktualisierungsintervalls der Koordinationsprogramme und die Anzahl der Ebenen aufeinander abgestimmt werden. Prinzipiell ist es daher sinnvoll, schnelle Vorgänge bereits auf den unteren Ebenen auszuregeln und in

den oberen Ebenen die zeitlich unkritischen Managementaufgaben auszuführen sowie das Aktualisierungsintervall mit steigender Hierarchieebene zu verlängern.

Eine andere, technische aufwändigere Lösungsmöglichkeit zur Beseitigung der genannten Probleme besteht darin, die Koordinierungsprogramme miteinander zu vernetzen und dadurch eine direkte Signalisierungskette einzurichten. Auf diese Weise wird für eine Synchronisierung der Berechnungen gesorgt.

5.3 Sicherheitsaspekte

Wie bereits in Kapitel 3.4 erläutert, kommt den Sicherheitsaspekten eine große Bedeutung zu. Gerade im Bereich von SCADA-Systemen, die im Umfeld der elektrischen Energieversorgung eingesetzt werden, sind erhöhte Sicherheitsanforderungen zu erfüllen, um die Anlagen-, Personen- und Versorgungssicherheit nicht zu gefährden [74][75]. Bedingt durch die Verteilung und die mögliche räumliche Trennung der Datenbanken ist es notwendig, die Daten nicht nur in abgeschlossenen Netzen sondern gegebenenfalls auch über öffentliche Netze unter der Nutzung von Internettechnologien zu übertragen. Für diesen Fall ist es erforderlich, ein Sicherheitskonzept zu entwickeln, das den Zugriff auf die beteiligten Systeme sowie den Schutz der zu übertragenen Daten reglementiert und sicherstellt. Innerhalb des Sicherheitskonzeptes sind dabei die in Kapitel 3.4 definierten Anforderungen an Integrität, Zugriffskontrolle, Vertraulichkeit etc. zu berücksichtigen und durch geeignete Maßnahmen umzusetzen. Ferner ist im jeweiligen Anwendungsfall zu prüfen, wie das System in bereits bestehende Sicherheitskonzepte integriert werden kann. Da ein solches Sicherheitskonzept aber nicht in jedem Fall existiert, sind in das EMS grundlegende Sicherheitsfunktionen integriert, die die sichere Verbindung gewährleisten und den Zugriff auf das System reglementieren.

Um der Forderung nach einer Zugriffskontrolle und einer Authentifikation nachzukommen, verfügt das System über einen integrierten Passwortschutz, bei dem der Benutzer sich zum Programmstart mittels Benutzernamen und Kennwort, die in der Datenbank hinterlegt sind, authentifizieren muss. Nur ein Benutzer, der in der Datenbank registriert ist und über das zugehörige Passwort verfügt, kann eine Verbindung zur zentralen Datenbank herstellen und das Visualisierungs- oder Koordinationsprogramm starten. Aber nicht jeder Benutzer des Pro-

zessvisualisierungssystems soll den vollständigen Zugriff auf die angebotenen Prozesse und die Systemkonfiguration haben. Daher ist als zweite Sicherheitsfunktion eine Benutzerverwaltung in das System eingebettet, die den Zugriff auf die Datenbank und auch auf die Funktionen des Visualisierungssystems reglementiert. Die Benutzerverwaltung sieht vier unterschiedliche Sicherheitsstufen mit unterschiedlichen Berechtigungen für die Prozessbeobachtung und -führung nach Tabelle 5.3 vor.

Tabelle 5.3: Funktionsumfang der jeweiligen Berechtigungsstufe

Sicherheitsstufe	Berechtigungen
Beobachtung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozessbeobachtung ohne Bedienung
Einfacher Benutzer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozessbeobachtung ▪ Grundlegende Prozessbedienung ▪ Meldungsquittierung
Privilegierter Benutzer	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozessbeobachtung ▪ Vollständige Prozessbedienung ▪ Meldungsquittierung ▪ Systemparametrierung
Administrator	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prozessbeobachtung ▪ Vollständige Prozessbedienung ▪ Meldungsquittierung ▪ Systemparametrierung ▪ Benutzerverwaltung

Durch diese vier Sicherheitsstufen kann der Systemzugriff jedes einzelnen Benutzers individuell geregelt werden. So kann ein Benutzer mit Beobachter-Status zwar eine Verbindung zum Datenbanksystem aufbauen und sich die aktuellen Prozesswerte anzeigen lassen, er ist

aber nicht berechtigt in den Prozess einzugreifen und Bedieneingriffe vorzunehmen. Dies ist erst ab der Berechtigungsstufe des einfachen Benutzers möglich, dieser darf neben der Prozessbeobachtung auch in das Prozessgeschehen eingreifen und z. B. aufgetretene Meldungen quittieren. Dies gilt aber nur für bereits in der Datenbank angelegte Objekte; das Hinzufügen oder Löschen von Anlagen, Gruppen sowie die Anwendung aller Funktionen zur Systemparametrierung sind dem privilegierten Benutzer oder dem Administrator vorbehalten. Der Administrator verfügt zusätzlich über das Recht, neue Benutzer anzulegen, bestehende Benutzer zu löschen oder deren Benutzerrechte zu ändern. Diese Reglementierung erfolgt auf zwei Ebenen. Zum einen werden in der Visualisierung die zugehörigen Funktionen aktiviert bzw. deaktiviert. Zum anderen werden die Einschränkungen in der Benutzerverwaltung des verwendeten Datenbanksystems genutzt, um zum Beispiel nur lesenden Zugriff auf die Datenbanktabellen zu gestatten oder das Anlegen neuer Tabellen zu verbieten. Damit ist sichergestellt, dass die eingestellten Restriktionen auch dann noch erhalten bleiben, wenn der Zugriff auf die Datenbank nicht über die Visualisierung sondern ein anderes Programm erfolgt.

Die Funktionen der Authentifizierung und der Berechtigungsstufen sichern die Anwendung vor unberechtigtem Zugriff und regeln den Umfang der Funktionen für den Prozesszugriff; sie sichern aber nicht die Verbindung. Da aber die Visualisierung, wie im Kapitel 5.2.2 erläutert, nicht nur innerhalb eines geschlossenen Netzwerkes sondern auch über eine Internetverbindung von einem entfernten Ort aufgebaut werden kann, sind die übertragenen Daten auf dem Weg von der zentralen Datenbank zur Visualisierung und die Steuerungsanweisungen von der Visualisierung zum Datenbanksystem ohne weitere Maßnahmen nicht geschützt. Sie können auf dem Übertragungsweg mitgelesen oder aber auch geändert werden. Als weitere Maßnahme sieht das grundlegende Sicherheitskonzept daher eine Verschlüsselung dieser Verbindung vor, die damit die Datenintegrität und die Verbindlichkeit bei der Datenübertragung sicherstellt. Dazu wird auf der Datenbankseite ein zusätzliches Programm installiert, das die von außen verschlüsselten Anfragen an die Datenbank entgegennimmt und unverschlüsselt an die Datenbank weiterleitet. In der umgekehrten Richtung werden die Antworten auf externe Anfragen von der Datenbank zunächst unverschlüsselt an das zusätzliche Programm übergeben, das diese Daten chiffriert und an den Absender der Anfrage zurücksendet. Dieses Vorgehen hat mehrere Vorteile. Zum einen können bei dieser Konstellation auch Datenbanken verwendet werden, die nicht in der Lage sind direkt eine verschlüsselte Datenbankverbindung aufzu-

bauen. Zum anderen können Programme, die auf demselben Rechnersystem ausgeführt werden, weiterhin unverschlüsselt und damit schneller und unkomplizierter auf die Datenbank zugreifen, da nur der Datenverkehr mit externen Partnern verschlüsselt wird. Dies ist insbesondere für das Koordinierungsprogramm, das wie aus den in Kapitel 5.2.3 beschriebenen Gründen auf demselben Rechnersystem ausgeführt werden sollte, von Bedeutung. Für die Datenübertragung in die nächst höhere Datenbank innerhalb des verteilten Datenbanksystems, die ebenfalls durch das Koordinierungsprogramm durchgeführt wird, ist allerdings eine entsprechende Sicherung der Verbindung mittels Datenverschlüsselung erforderlich, da in diesem Fall die Kommunikation über unsichere Netzwerke erfolgen kann. Gleiches gilt für die Verbindung zum Visualisierungsprogramm. Daher ist in beide Programme die Funktionalität zum Aufbau einer gesicherten und verschlüsselten Kommunikation nach Bild 5.12 bereits integriert.

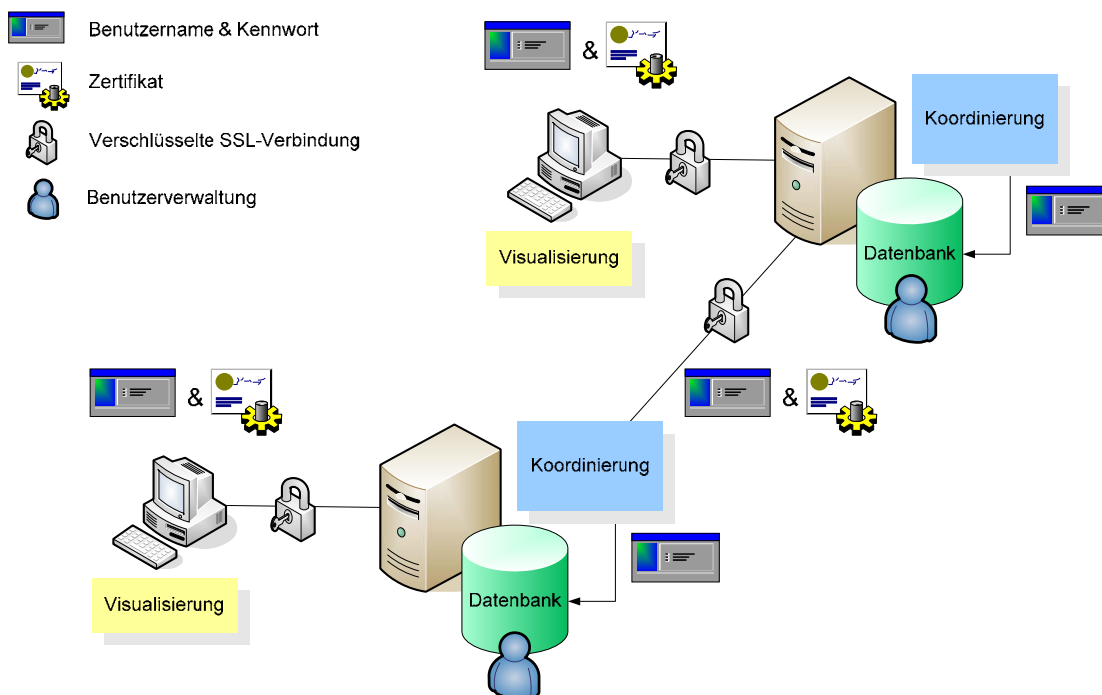


Bild 5.12: Integriertes Sicherheitskonzept

Für die Verschlüsselung wird das weit verbreitete ssl-Protokoll (ssl = secure socket layer) eingesetzt, das auch für den sicheren Datenaustausch für Internetgeschäfte zum Einsatz kommt. Dieses Protokoll bietet neben der reinen Verschlüsselung die Möglichkeit, während des Verbindungsaufbaus Zertifikate auszutauschen und damit die Identität der Kommunikationspartner zweifelsfrei feststellen und der Forderung der Vertraulichkeit und Authentifikation nachkommen zu können [76]. Zusätzlich handelt es sich um ein hybrides Verfahren, das für den Verbindungsaufbau und Schlüsselaustausch die asymmetrische und für die eigentliche gesicherte Kommunikation die schnellere symmetrische Verschlüsselung mittels des vereinbarten Session-Keys einsetzt (siehe auch Kapitel 3.4).

Die vorgestellten Sicherheitsmechanismen stellen nur eine Möglichkeit für einen grundlegenden Schutz des verteilten EMS vor unberechtigtem Zugriff und Abhören der Daten bei entferntem Zugriff über öffentliche oder nicht gesicherte Netze unabhängig vom verwendeten Betriebs- und Datenbanksystem dar. Weitere Maßnahmen, insbesondere die Integration in bereits bestehende Sicherheitskonzepte und -strukturen, sind denkbar und sinnvoll. Diese werden hier aber aufgrund der vielfältigen Möglichkeiten und Konstellationen nicht weiter untersucht, da in solchen Fällen jeweils eine individuelle Betrachtung erforderlich wird.

6 Simulationsbeispiel

Da der Focus dieser Arbeit in erster Linie in der Entwicklung und Umsetzung eines übergeordneten Betriebsführungssystems liegt und Fragen nach einer möglichen Ankopplung realer Prozesse nicht Gegenstand der Untersuchung sind, wurde die Funktionsfähigkeit und Leistungsfähigkeit des entwickelten Energiemanagementsystems mit Hilfe einer Simulationsumgebung geprüft, die es erlaubt, unterschiedliche Testszenarien nachzustellen und durchzuführen[77][78]. Diese Simulationen bieten zusätzlich den Vorteil, dass die Szenarien schnell und unkompliziert angepasst und neue Koordinierungsstrategien ohne die Gefahr eventueller Beschädigungen realer Anlagen durch Fehlbedienungen geprüft werden können.

6.1 Aufbau der Simulationsumgebung

Zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit des entwickelten Konzeptes ist ein einfaches Szenario basierend auf zwei unterschiedlichen Anlagentypen für die dezentrale Energieversorgung implementiert worden. In dem betrachteten Szenario werden Photovoltaikanlagen und Kraft-Wärme-gekoppelte Hausenergiesysteme (HES) mit einander koordiniert, um eine konstante elektrische Summenleistung zu erreichen. Die Nachbildung der Anlagen, die zu berücksichtigen Rahmenbedingungen sowie der Ablauf der Koordination werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert.

6.1.1 Modelle für PVA und HES

Für die genannten Anlagen sind Modelle entwickelt worden, um deren elektrisches bzw. thermisches Verhalten nachbilden zu können und damit realistische Daten für die Koordination zu erhalten. Da in dieser Arbeit die Funktionsweise des Energiemanagementsystems und nicht die Modellbildung im Vordergrund steht, sind die Nachbildungen bewusst sehr einfach gehalten und auf die wesentlichen Eigenschaften und Vorgänge reduziert. So wird im Folgenden nur die Wirkleistungseinspeisung der Anlagen ohne Berücksichtigung eventueller Auswirkungen auf das elektrische Netz untersucht. Weiterhin werden keine Leistungsgradienten,

Mindeststillstandszeiten, –betriebszeiten oder Inbetriebnahmezeiten betrachtet. Trotzdem liefern die Betrachtungen jedoch grundlegende Erkenntnisse über das Systemverhalten der Anlagen im Verbundbetrieb und ermöglichen Aussagen über die Funktions- und Leistungsfähigkeit des entwickelten Systems.

Photovoltaikanlage (PVA)

Die Nachbildung der Photovoltaikanlage erfolgt in erster Linie über die Berechnung der Sonneneinstrahlung in Abhängigkeit des Datums, der Uhrzeit und der geographischen Lage des betrachteten Ortes. Anhand dieser Daten kann die eingestrahlte Globalleistung G pro Quadratmeter auf der Erdoberfläche näherungsweise berechnet werden [79].

$$G = f(\text{Ort, Datum, Zeit}) \quad (6.1)$$

Diese spezifische eingestrahlte Leistung G gibt jedoch nur den maximalen Wert ohne die Beeinträchtigung von eventuell vorhandener Bewölkung o.ä. an. Um die stochastische Einspeisecharakteristik von Photovoltaikanlagen an wolkigen Tagen nachzubilden, wird die eingestrahlte Leistung mit einem zufällig gewählten Dämpfungsfaktor δ_{Zufall} multipliziert.

$$p_{el,PVA} = G \cdot \eta \cdot \delta_{\text{Zufall}} \quad (6.2)$$

Durch die Auswahl einer entsprechenden Verteilungsfunktion für den Dämpfungsfaktor δ_{Zufall} können unterschiedliche Charakteristiken für stark bewölkte, wenig bewölkte oder nicht bewölkte Tage nachgebildet werden (siehe Gleichung (6.20)). Die Umrechnung der solaren Leistung auf die elektrische Leistung erfolgt durch die Multiplikation mit dem Wirkungsgrad η des betrachteten Photovoltaikmoduls und des eingesetzten Wechselrichters. Da dies nur die spezifische elektrische Leistung pro Quadratmeter ergibt, muss dieser Wert im Anschluss mit Fläche A der nachzubildenden Anlage multipliziert werden.

$$P_{el,PVA} = p_{el,PVA} \cdot A \tag{6.3}$$

Hausenergiesystem (HES)

Als zweite Anlage ist ein auf [80] basierendes, aber stark vereinfachtes Hausenergiesystem zur Strom- und Wärmeversorgung eines Wohnobjektes nachgebildet worden. Im Gegensatz zur Photovoltaikanlage wird in diesem System neben der elektrischen auch die thermische Seite betrachtet. Das System besteht, wie in Bild 6.1 dargestellt, aus einem vereinfachtem KWK-Modul mit einer thermischen und elektrischen Ausgangsleistung, einem thermischen Speicher und einer Raumheizung.

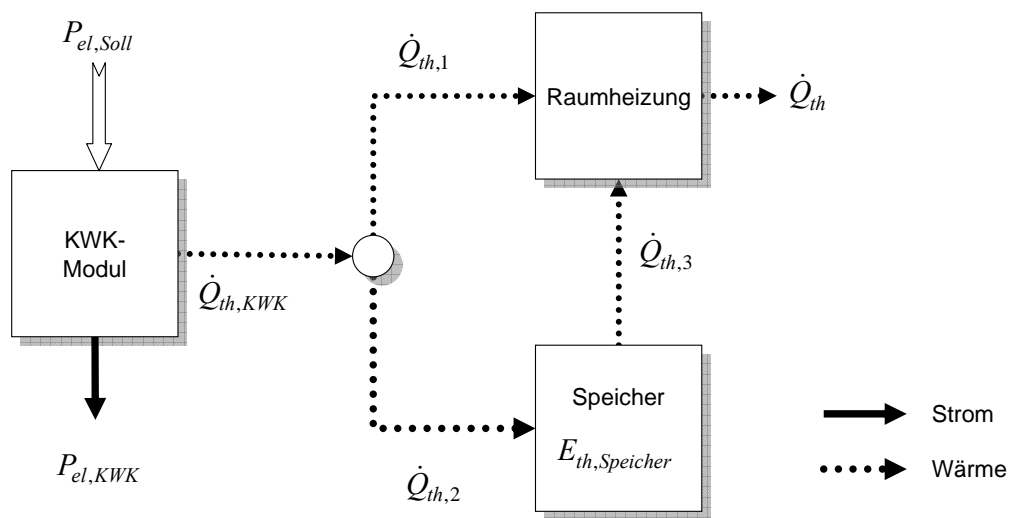


Bild 6.1: Schematische Darstellung der Hausenergiesystems

Der thermische Speicher dient der zeitlichen Entkopplung der thermisch und elektrisch bereitgestellten Leistung. Da die thermische und elektrische Leistungsabgabe der KWK-Anlage durch eine Stromkennzahl c_{KWK} nach Gleichung (6.4) gekoppelt sind, kann durch die Zwi-

speicherung eine gewisse Entkopplung der elektrischen und thermischen Seite erreicht werden [81].

$$P_{el,KWK} = c_{KWK} \cdot \dot{Q}_{th,KWK} \quad (6.4)$$

Die Speicherung der thermischen Energie erfolgt, wie in heutigen Anlagen für den Tagesausgleich üblich, in Form eines Warmwasserspeichers [82], dem ein Einschichtenmodell zugrunde liegt. Die im Speicher enthaltene Energie $E_{th,Speicher}$ kann näherungsweise anhand der Formel (6.5) mittels der minimalen Speichertemperatur $\mathcal{G}_{Speicher}^{\min}$, der aktuellen Speichertemperatur $\mathcal{G}_{Speicher}^{ist}$ sowie dem Rauminhalt V des Speichers und der spezifischen Wärmekapazität c_p von Wasser berechnet werden.

$$E_{th,Speicher} = \Delta \mathcal{G}_{Speicher} \cdot m \cdot c_p = \left(\mathcal{G}_{Speicher}^{ist} - \mathcal{G}_{Speicher}^{\min} \right) \cdot V \cdot \rho \cdot c_p \quad (6.5)$$

Die Raumheizung dient zur Nachbildung des thermischen Heizwärmebedarfs \dot{Q}_{th} des zu versorgenden Objektes. Dieser richtet sich im hier vorgestellten Modell nach den Transmissionswärmeverlusten des Gebäudes. Diese hängen neben den baulichen Gegebenheiten von der Soll-Innentemperatur \mathcal{G}_{innen} sowie der Außentemperatur $\mathcal{G}_{außen}$ ab. Die baulichen Gegebenheiten werden durch den Wärmeübergangskoeffizienten α , der von den eingesetzten Materialien und der Wanddicke abhängt, und der Außenfläche A des versorgten Objekts nachgebildet [83]. Solare Wärmegewinne durch eventuell vorhandene Sonneneinstrahlung werden nicht berücksichtigt.

$$\dot{Q}_{th} = \left(\mathcal{G}_{innen}^{Soll} - \mathcal{G}_{außen} \right) \cdot A \cdot \alpha \quad (6.6)$$

In Zeiten, in denen der so berechnete Wärmebedarf \dot{Q}_{th} nicht allein durch das KWK-Modul gedeckt werden kann, wird die zusätzlich benötigte thermische Energie dem Speicher entnommen und dieser mit der Leistung $\dot{Q}_{th,3}$ entladen.

$$\dot{Q}_{th,3} = \dot{Q}_{th} - \dot{Q}_{th,1}$$

$$\text{mit } \dot{Q}_{th,1} = \begin{cases} \dot{Q}_{th} & , \text{ falls } (\dot{Q}_{th} \leq \dot{Q}_{th,KWK}) \\ \dot{Q}_{th,KWK} & , \text{ falls } (\dot{Q}_{th} > \dot{Q}_{th,KWK}) \end{cases} \quad (6.7)$$

Für den Fall, dass die vom KWK-Modul abgegebene thermische Leistung $\dot{Q}_{th,KWK}$ größer ist als die derzeit benötigte Leistung \dot{Q}_{th} , wird die Differenz $\dot{Q}_{th,2}$ zur Aufladung des Speichers genutzt, was zu einer Anhebung der Speichertemperatur führt.

$$\dot{Q}_{th,2} = \dot{Q}_{th,KWK} - \dot{Q}_{th,1} \quad (6.8)$$

Erreicht der Speicher seine maximal zulässige Temperatur $\mathcal{G}_{Speicher}^{\max}$, ist keine weitere Speicherung thermischer Energie mehr möglich. Da das Konzept keine direkte Wärmeabgabe an die Umgebung vorsieht, führt ein Überangebot an thermischer Leistung in diesem Betriebszustand zu einer Anhebung der Rauminnentemperatur \mathcal{G}_{innen} . Im entgegen gesetzten Fall eines vollständig entleerten Speichers ($\mathcal{G}_{Speicher} = \mathcal{G}_{Speicher}^{\min}$) sinkt die Rauminnentemperatur bei einer zu großen Wärmenachfrage \dot{Q}_{th} entsprechend ab.

6.1.2 Rahmenbedingungen und Koordinierungsstrategie

Für das Einsatzszenario werden zunächst allgemein eine Gruppe von u HES und ein Gruppe von v PVA betrachtet, deren gesamte elektrische Leistungsabgabe konstant bleiben soll:

$$P_{el,Ges} = \sum_{i=1}^u P_{el,HES,i} + \sum_{i=1}^v P_{el,PVA,i} = konst. \quad (6.9)$$

Dies kann jedoch nur unter Berücksichtigung und Einhaltung einer Reihe von Randbedingungen erfolgen. So dürfen alle Anlagen nur in ihren technischen Grenzen betrieben werden. Dies ist bei der Photovoltaikanlage in erster Linie die maximale elektrische Leistung. Bei den HES kommen zusätzlich die Grenzen der thermischen Speicher, die durch eine maximale und eine minimale Temperatur abgebildet werden, sowie die Grenzen für die thermische Leistung hinzu. Darüber hinaus sind neben den technischen Grenzen weitere betriebsführungsrelevante Bedingungen einzuhalten. So hat der Strom aus den Photovoltaikanlagen Vorrang vor Strom aus den HES. Der PV-Strom muss bei der konstanten Leistungsabgabe vollständig berücksichtigt werden. Des Weiteren ist zu beachten, dass die HES in erster Linie der Wärmeversorgung des jeweiligen Objekts dienen und die Stromeinspeisung in das öffentliche Stromversorgungsnetz nur als zusätzliche an die Wärme gekoppelte Funktion zu sehen ist. Unter diesem Gesichtspunkt ist eine weitere Forderung, dass die Wärmeversorgung Vorrang vor der eventuellen elektrischen Leistungsanforderung hat und der Wärmebedarf des zu versorgenden Objektes zu jeder Zeit innerhalb der technischen Grenzen zu decken ist. Weiterhin besteht außer dem lokalen Speicher keine Möglichkeit überschüssige Wärme zwischen den Objekten über ein Nahwärmenetz auszutauschen. Aus umweltschutztechnischen Gründen ist es nicht zulässig, überschüssige Wärme ungenutzt an die Umgebung abzugeben. Diese Einschränkungen haben auch Auswirkungen auf die Bereitstellung elektrischer Energie. So kann bei Erreichen der oberen Speichergrenze nur noch soviel elektrische Leistung zur Verfügung gestellt werden, wie umgerechnet thermische Leistung vom zu versorgenden Objekt benötigt wird. Im umgekehrten Falle eines vollständig entladenen Speichers muss die thermische Leistung des Objektes vollständig durch den KWK-Anteil gedeckt werden, wodurch sich automatisch auch die Stromabgabe erhöht. Eine Verletzung dieser Forderung führt dazu, dass die Innentemperatur des Objektes je nach Situation von der Solltemperatur nach oben (voller Speicher) oder nach unten (entladener Speicher) abweicht. Dabei kann eine kurzzeitige Abweichung von 2-3° C durchaus toleriert werden, da es in der Realität durch hier nicht berücksichtigte Wärmegewinne durch Sonneneinstrahlung oder durch das Benutzerverhalten, z. B. das Öffnen von Fenstern oder Türen, ebenfalls zu Temperaturschwankungen kommen kann. Das gestellte Ziel sowie die einzuhaltenden Rahmenbedingungen des zugrunde liegenden Szenarios sind in der Tabelle 6.1 noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 6.1: Ziel und Rahmenbedingungen des ausgewählten Szenarios

Ziel	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Konstante elektrische Summenleistung (Bandlieferung)
Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vollständige Abdeckung des lokalen Wärmebedarfs (konstante Innentemperatur) ▪ Einhaltung der technischen Grenzen ▪ Kein lokaler Wärmeaustausch ▪ Vorrang für Solarstrom

Zur Erreichung des zuvor formulierten Ziels unter Einhaltung der aufgestellten Randbedingungen ist eine Koordinierungsstrategie zur Steuerung der einzelnen Anlagen entwickelt worden. Da die elektrische Leistung der Solaranlagen Vorrang vor der elektrischen Leistung der Hausenergiesysteme hat, müssen die Hausenergiesysteme nur die Differenz zwischen der Gesamtleistung $P_{el,Ges}$ und der Solarleistung $P_{el,PVA}$ liefern.

$$P_{el,HES} = P_{el,Ges} - P_{el,PVA}$$

$$\text{mit } P_{el,PVA} = \sum_{i=1}^v P_{el,PVA,i} \quad (6.10)$$

Die Differenzleistung $P_{el,HES}$ ist auf die einzelnen Hausenergiesysteme zu verteilen. Dies kann unter verschiedenen Gesichtspunkten erfolgen. In der vorliegenden Strategie wird die Leistung prozentual bezogen auf die Maximalleistung der jeweiligen Anlage verteilt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Anlagen unter Umständen ihre technische Grenzen erreicht haben und damit nicht die geforderte Leistung bereitstellen können oder aufgrund des lokalen Wärmebedarfs bereits mehr elektrische Leistung in das elektrische Versorgungsnetz einspei-

sen als prozentual vorgesehen ist. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn der thermische Speicher eines HES seine Grenzen erreicht. Daher wird in einem ersten Schritt geprüft, ob Systeme existieren, deren Speicher die untere Grenze erreicht haben. Diese Anlagen sollten mit einer möglichst hohen Leistung betrieben werden, um den Speicher wieder aufzuladen und damit diese Anlagen zurück in den „normalen“ Betriebszustand zu führen. Daher wird zunächst die maximal zur Verfügung stehende elektrische Leistung $P_{Sp=0}^{\max}$ der Anlagen mit leerem Speicher bestimmt.

$$P_{Sp=0}^{\max} = \sum_{i=1}^u \beta_i \cdot P_{HES,i}^{\max} \quad (6.11)$$

$$\text{mit } \beta_i = \begin{cases} 1, & \text{falls } E_{th,Speicher,i} = E_{th,Speicher,i}^{\min} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

Für den Fall das diese Leistung $P_{Sp=0}^{\max}$ ausreicht, die benötigte Leistung $P_{el,HES}$ zu erbringen, erfolgt eine vollständige Aufteilung auf die Anlagen mit leerem Speicher. Die elektrische Ausgangsleistung der verbleibenden Anlagen wird in diesem Fall auf den Wert 0 gesetzt (siehe Formel (6.12)). Da damit auch die thermische Leistung des jeweiligen KWK-Moduls auf den Wert 0 sinkt, muss der thermische Bedarf der versorgten Objekte vollständig aus dem jeweiligen Speicher gedeckt werden.

$$\text{Wenn } \left(P_{Sp=0}^{\max} > P_{el,HES} \right) \quad (6.12)$$

$$P_{el,HES,i} = \begin{cases} \frac{P_{el,HES}}{P_{Sp=0}^{\max}} \cdot P_{HES,i}^{\max}, & \text{falls } E_{th,Speicher,i} = E_{th,Speicher,i}^{\min} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

Reicht hingegen die elektrische Leistung $P_{Sp=0}^{\max}$ nicht aus, die geforderte Gesamtleistung $P_{el,HES}$ zu erbringen, wird die elektrische Ausgangsleistung der Anlagen mit leerem Speicher auf den jeweiligen Maximalwert $P_{HES,i}^{\max}$ eingestellt und die verbleibende Differenz ΔP_1 entsprechend Formel (6.14) bestimmt.

Wenn $(P_{Sp=0}^{\max} \leq P_{el,HES})$

(6.13)

$$P_{el,HES,i} = P_{HES,i}^{\max}, \text{ falls } E_{th,Speicher,i} = E_{th,Speicher,i}^{\min}$$

$$\Delta P_1 = P_{el,HES} - \sum_{i=1}^u \beta_i \cdot P_{el,HES,i} \quad (6.14)$$

Für den nächsten Verteilungsschritt, wird die elektrische Leistung $P_{Sp,norm}^{\max}$ berechnet, die von den Anlagen, deren Heißwasserspeicher momentan innerhalb der technischen Grenzen betrieben wird, momentan maximal zur Verfügung gestellt werden kann.

$$P_{Sp,norm}^{\max} = \sum_{i=1}^u \gamma_i \cdot P_{HES,i}^{\max} \quad (6.15)$$

$$\text{mit } \gamma_i = \begin{cases} 1, & \text{falls } E_{th,Speicher,i} > E_{th,Speicher,i}^{\min} \quad \text{und} \quad E_{th,Speicher,i} < E_{th,Speicher,i}^{\max} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

Übersteigt das zur Verfügung stehende Leistungsangebot $P_{Sp,norm}^{\max}$ den Betrag des noch abzudeckenden Defizits ΔP_1 , erfolgt wiederum eine entsprechende anteilmäßige Aufteilung. Die Leistungswerte für die bisher nicht berücksichtigten Anlagen, deren thermischer Speicher damit an der oberen Grenze betrieben wird, wird in diesem Fall zu 0 gesetzt.

Wenn $(P_{Sp,norm}^{\max} > \Delta P_1)$

$$P_{el,HES,i} = \begin{cases} \frac{\Delta P_1}{P_{Sp,norm}^{\max}} \cdot P_{HES,i}^{\max}, & \text{falls } \left[(E_{th,Speicher,i} > E_{th,Speicher,i}^{\min}) \text{ und } (E_{th,Speicher,i} < E_{th,Speicher,i}^{\max}) \right] \\ 0, & \text{falls } (E_{th,Speicher,i} = E_{th,Speicher,i}^{\max}) \end{cases} \quad (6.16)$$

Reicht hingegen das Leistungsangebot $P_{Sp,norm}^{\max}$ nicht aus, um das bestehende Defizit ΔP_1 auszugleichen, wird die Ausgangsleistung der Anlagen, deren thermischer Speicher momentan innerhalb der festgelegten technischen Grenzen betrieben wird, auf den jeweiligen Maximalwert eingestellt.

Wenn $(P_{Sp,norm}^{\max} \leq \Delta P_1)$

$$P_{el,HES,i} = P_{HES,i}^{\max}, \text{ falls } \left[(E_{th,Speicher,i} > E_{th,Speicher,i}^{\min}) \text{ und } (E_{th,Speicher,i} < E_{th,Speicher,i}^{\max}) \right] \quad (6.17)$$

Für das nun eventuell noch abzudeckende Leistungsdefizit ΔP_2 werden in einem letzten Schritt auch Anlagen berücksichtigt, deren Speicher bereits vollständig geladen ist.

$$\Delta P_2 = \Delta P_1 - \sum_{i=1}^u \gamma_i \cdot P_{el,HES,i} \quad (6.18)$$

$$P_{el,HES,i} = \frac{\Delta P_2}{\sum_{j=1}^u P_{HES,j}^{\max} - P_{Sp=0}^{\max} - P_{Sp,norm}^{\max}} \cdot P_{HES,i}^{\max}, \quad (6.19)$$

$$\text{falls } (E_{th,Speicher,i} = E_{th,Speicher,i}^{\max})$$

Mit der vorgestellten Koordinationsstrategie kann es unter bestimmten Voraussetzungen dazu kommen, dass nicht alle Randbedingungen zeitgleich eingehalten werden können. Sind nahezu alle Speicher entladen und die elektrische Leistungsanforderung zu gering, kann der Wärmebedarf der versorgten Objekte nicht vollständig abgedeckt werden. Tritt im entgegengesetzten Fall, bei dem nahezu alle Speicher vollständig geladen sind, aufgrund der angeforderten elektrischen Leistung ein Wärmeüberschuss auf, ist eine Speicherung nicht mehr möglich.

Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten dieses Problem zu lösen. Eine erste Möglichkeit besteht darin, die Abweichung von der in der Bandlieferung vereinbarten elektrischen Leistung zuzulassen und zeitweise vom strom- in den wärmegeführten Betrieb überzugehen. Ist die Abweichung vom vorgegebenen Band unzulässig, kann als weitere Option die Anpassung der Innentemperatur der versorgten Objekte vorgenommen oder überschüssige Wärme gegebenenfalls doch ungenutzt an die Umwelt abgegeben werden. Durch die Integration eines Zusatzbrenners, wie er in Brennstoffzellenheizsystemen zur Hausenergieversorgung vorgesehen ist [84], kann ein zusätzlicher Freiheitsgrad gewonnen werden, der dazu genutzt werden kann, den fehlenden Wärmebedarf auszugleichen und die Speichernutzung flexibler zu gestalten. Die Anpassung des Speichervolumens löst das Problem nicht, sondern verschiebt lediglich die Grenzen.

6.2 Simulationsszenario und -ergebnisse

Die zuvor erläuterte allgemeine Koordinationsstrategie ist auf ein Szenario, bestehend aus 2 PVA und 10 HES, angewendet worden. Dabei werden die jeweils gleichen Anlagentypen entsprechend des in Kapitel 5.2.3 beschriebenen Vorgehens zu einer Gruppe zusammengefasst. Insgesamt ergibt sich auf diese Weise ein Baum mit drei Ebenen. Auf der obersten Hierarchieebene befindet sich die Gruppe, die das gesamte System zusammenfasst. Die mittlere Ebene bilden zwei Gruppen, zum einen die Gruppe zur Zusammenfassung der HES und eine zweite Gruppe zur Zusammenfassung der beiden PVA. Auf der untersten Ebene sind die 12 Anlagen angeordnet, so dass in der verwendeten Datenbank die in Bild 6.2 dargestellte hierarchische Struktur abgebildet wird.

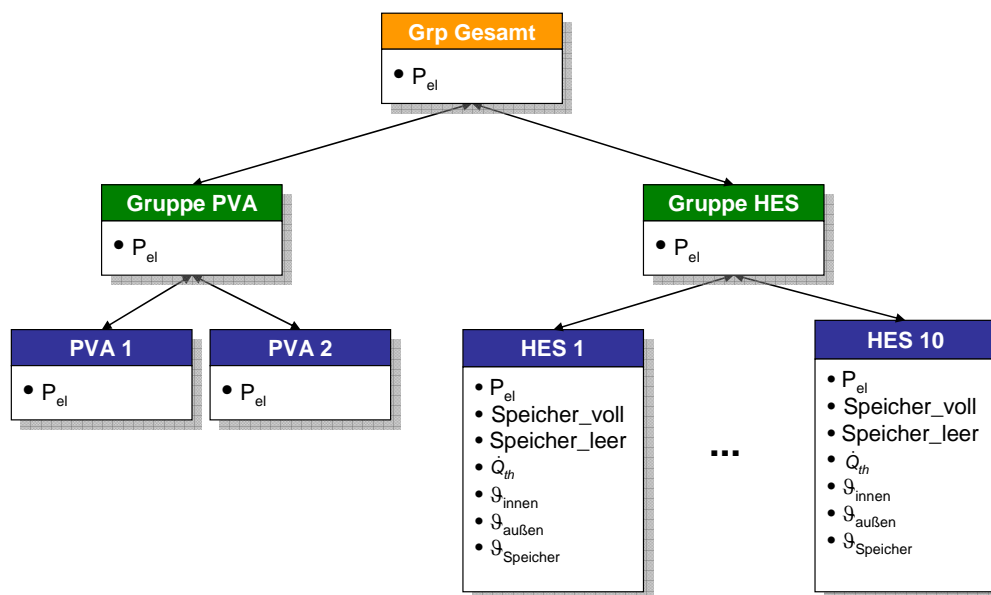


Bild 6.2: Abbildung des Szenarios innerhalb des Datenbanksystems

Der Zustand der PVA wird im betrachteten Szenario durch die eingespeiste elektrische Leistung charakterisiert. Die HES verfügen neben dem Parameter der elektrischen Leistung zusätzlich über die für die Koordination notwendigen Parameter „Speicher_voll“ und „Speicher_leer“. Diese booleschen Größen geben Auskunft über den Betriebszustand des thermi-

schen Speichers. Der Zustand „Speicher_voll“ wird gesetzt, wenn der thermische Speicher seine obere Grenze erreicht. Die Zurücksetzung erfolgt erst nach einer gewissen Abkühlung des Speichers. Diese Hysterese sorgt dafür, dass die HES nach Erreichen der Grenzen nicht ständig ein- bzw. ausgeschaltet werden. Der Zustand „Speicher_leer“ übernimmt die analoge Funktionalität an der unteren Speichergrenze. Die Gruppe HES und die Gruppe PVA verfügen jeweils über einen Parameter P_{el} , der die elektrische Summenleistung der jeweils unterlagerten Anlagen als zusammengefasste Größe repräsentiert. Auf der obersten Ebene werden als Abschluss der Datenaggregation diese beiden Summenleistung zur Gesamtleistung des betrachteten Systems addiert.

Für die Umsetzung der entwickelten Koordinierungsstrategie wird nur der rechte Teilbaum durchlaufen, da auf die Leistung der PVA kein Einfluss genommen werden kann. Dazu wird von der obersten Gruppe ausgehend, zunächst die von den HES einzuspeisende Leistung nach Formel (6.10) berechnet und an die unterlagerte HES-Gruppe übergeben. Diese Gruppe enthält das Skript, mit dessen Hilfe die zuvor erläuterte Verteilung entsprechend der Formeln (6.11)-(6.19) auf die einzelnen HES unter Berücksichtigung des jeweiligen Speicherzustands erfolgt.

Um die Vorgänge und das Betriebsverhalten des Systems besser beurteilen und auf ihre Korrektheit überprüfen zu können, werden in der Datenbank für jedes HES zusätzliche Parameter, wie die Speicher-, die Außen- sowie die Innentemperatur und der momentane Wärmebedarf abgelegt. Für die Koordinierung werden diese internen Größen aber nicht genutzt.

Die zugrunde liegenden technischen Daten der jeweiligen Anlagen sind der folgenden Tabelle 6.2 zu entnehmen, dabei beziehen sich die Angaben auf jeweils eine einzelne Anlage.

Tabelle 6.2: Technische Daten der verwendeten Anlagen

Gruppe PVA (2 Anlagen)	Gruppe HES (10 Anlagen)
Fläche $A = 25m^2$	Max elektrische Leistung $P_{el,KWK}^{max} = 4,6kW$
Wirkungsgrad $\eta = 14\%$	Max. thermische Leistung $\dot{Q}_{th,KWK}^{max} = 7,0kW$
Max. elektrische Leistung $P_{el,PVA}^{max} = 3,5kW$	Stromkennzahl $c_{KWK} = 0,657$
Standort: <i>Dortmund</i>	Speichervolumen $V = 0,6m^3$
	Min. Speichertemperatur $\vartheta_{Speicher}^{min} = 55^\circ C$
	Max. Speichertemperatur $\vartheta_{Speicher}^{max} = 85^\circ C$

Das untersuchte Szenario sieht vor, dass mit Hilfe der zur Verfügung stehenden 12 Anlagen eine konstante elektrische Summenleistung $P_{el,Ges}$ von 41 kW in das elektrische Energieversorgungsnetz unter Einhaltung der im vorangegangenen Kapitel 6.1.2 festgelegten Rahmenbedingung und unter Verwendung der dort erläuterten Koordinierungsstrategie eingespeist werden soll. Im Szenario werden 4 bewölkte Tage im Frühjahr betrachtet, da das Regelpotenzial von KWK-Anlagen mit Speicher in der Übergangszeit am größten ist [85]. Zur Nachbildung der Bewölkung werden für den Tagesverlauf 96 Viertelstundenwerte für den Dämpfungsfaktor δ_{Zufall} nach Gleichung (6.20) erzeugt. Die zusätzlichen Zwischenwerte für das zugrunde liegende 15 Sekunden-Raster werden entsprechend interpoliert und in die Gleichung (6.2) eingesetzt.

$$\delta_{Zufall} = (1 - \delta_{Gleich}^2) \quad (6.20)$$

mit δ_{Gleich} gleichverteilt im Intervall $[0;1]$

Die Nachbildung der Bewölkung führt zu einer stark fluktuierenden elektrischen Leistung der betrachteten Solaranlagen, wobei aufgrund der gewählten Zufallsfunktion große Abweichungen seltener auftreten als kleine. Diese Leistungsschwankungen gilt es durch die HES auszugleichen. In Bild 6.3 ist exemplarisch der simulierte Verlauf der elektrischen Leistungsabgabe $P_{el,PVA}$ einer PVA über einen Zeitraum von 24 h dargestellt. Wie aus der Abbildung hervorgeht, ist in der Zeit zwischen Sonnenunter- und Sonnenaufgang erwartungsgemäß keine Leistungseinspeisung zu verzeichnen. Diese steigt danach etwa bis zur Mittagszeit an und nimmt anschließend wieder kontinuierlich ab. Dabei kommt es bedingt durch die Bewölkung immer wieder zu unterschiedlich starken Leistungseinbrüchen mit teilweise hohen Leistungsgradienten. Dieses Verhalten spiegelt durchaus das Verhalten und die Charakteristika realer Anlagen an wolkigen Tagen wider und ist mit dem in [86] tatsächlich gemessenen Verlauf einer PVA vergleichbar.

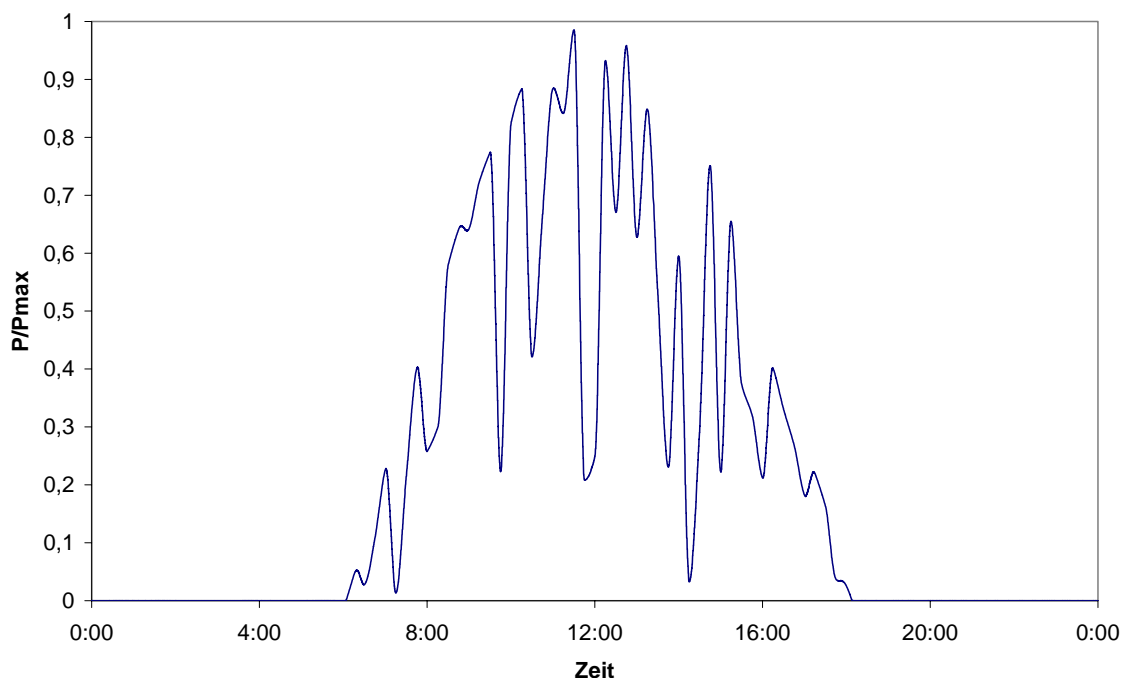


Bild 6.3: Exemplarischer Verlauf der eingespeisten elektrischen Leistung der PVA bezogen auf die Maximalleistung über 24 h

Zur Nachbildung des Wärmebedarfs $\dot{Q}_{th,i}$ der versorgten Objekte ist ein entsprechendes Temperaturprofil nach Bild 6.4 hinterlegt. Über die Differenz von Innentemperatur ϑ_{innen} zur Außentemperatur $\vartheta_{au\beta en}$ können die Transmissionswärmeverluste über die Formel (6.6) berechnet werden, die aufgrund der Vernachlässigung solarer Wärmegewinne mit dem Wärmebedarf gleichzusetzen sind. Wie aus Bild 6.4 ersichtlich ist, verläuft der Wärmebedarf damit umgekehrt proportional zur Außentemperatur. Zusätzlich wird deutlich, dass der Wärmebedarf in den Nachtstunden die maximale thermische Leistung des KWK-Moduls von 7 kW überschreitet, so dass in diesen Stunden zwangsläufig ein Teil des Wärmebedarfs durch den Speicher gedeckt werden muss. Die notwendige Energie ist in der Zeit geringeren thermischen Bedarfs in den jeweiligen Speicher zu laden.

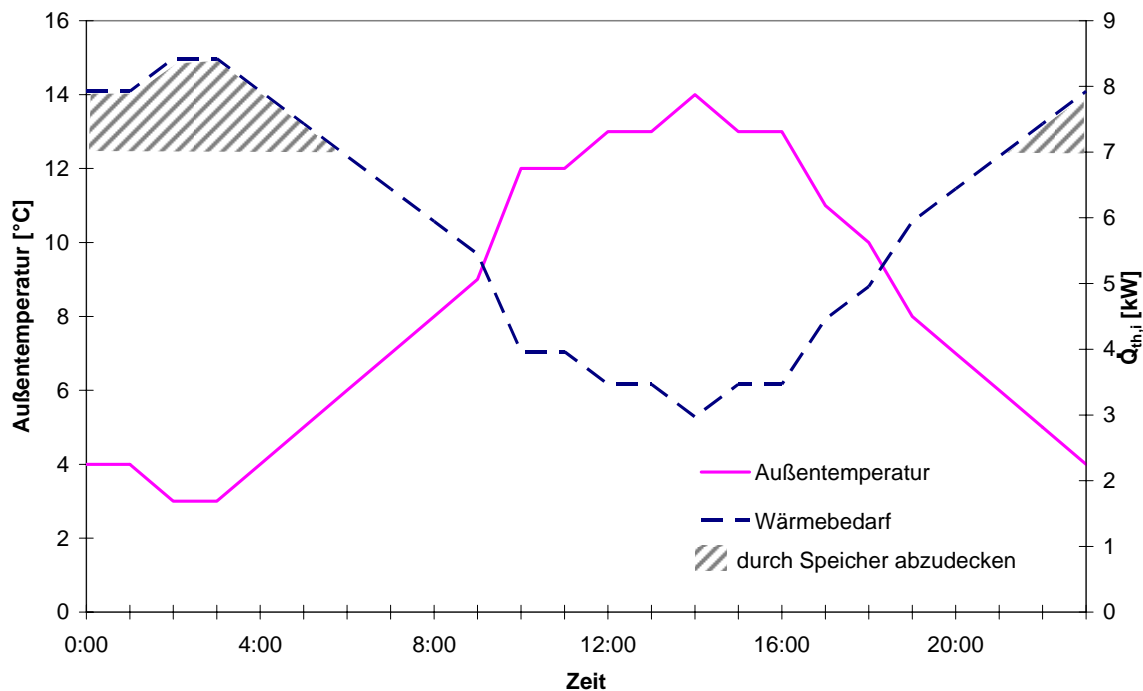


Bild 6.4: Verlauf des Wärmebedarfs für ein HES in Abhängigkeit des vorgegebenen Außentemperaturverlaufes

6.2.1 Simulationsergebnisse

Vorrangiges Ziel der Koordinierung ist es, die stark schwankende Einspeisung der Solaranlagen über den Zeitraum der Simulation durch den abgestimmten Betrieb der HES zu kompensieren und zu jedem Zeitpunkt einen Leistungsausgleich zu schaffen. Die elektrische Summenleistung über alle Anlage sollte dabei einen Wert von 41 kW erreichen. In Bild 6.5 sind die elektrischen Summenleistungen der 3 in Bild 6.2 dargestellten Gruppen über den Verlauf der Simulation aufgetragen.

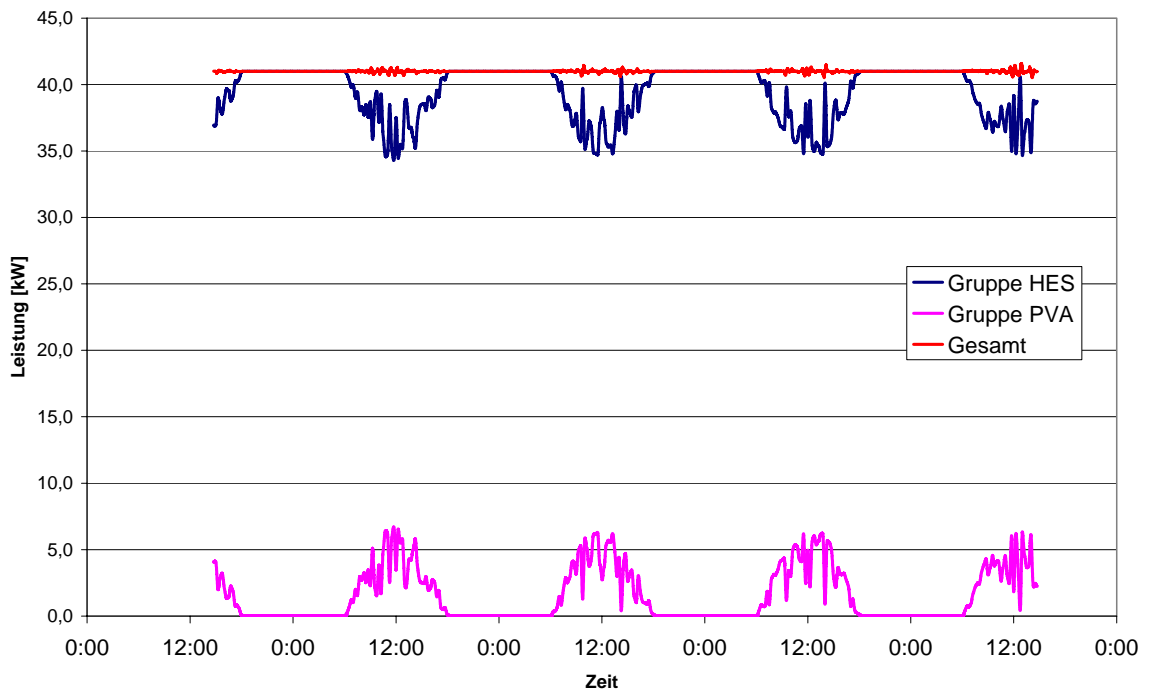


Bild 6.5: Zeitlicher Verlauf der Summenleistung der einzelnen Gruppen und der sich ergebenden Gesamtleistung über 4 Tage

Die untere Kurve zeigt den Verlauf der Summenleistung der beiden betrachteten PVA. Wie bereits der Tagesverlauf einer einzelnen PVA zeichnet sich auch die Summenleistung tagsüber durch einen stark schwankenden Verlauf und hohe Leistungsgradienten aus. Der notwendige Ausgleich wird durch die Gruppe HES erbracht, wie anhand der mittleren Leistungs-

kurve zu erkennen ist. Die Leistung der HES ist tagsüber genau um die Einspeisung der PVA vermindert, während in den Stunden zwischen Sonnenunter- und Sonnenaufgang die gesamte elektrische Leistung von den HES eingespeist wird. Die obere Kurve stellt die Summation der beiden Verläufe dar. Diese weist einen nahezu konstanten Verlauf mit geringen Abweichungen vom geforderten Sollwert von 41 kW auf. Während die Leistung in den Nachtstunden ohne PVA-Einspeisung vollständig eingehalten werden kann, ist zu beobachten, dass in den Zeiten der stochastischen PVA-Einspeisung geringe Abweichungen auftreten. Dies ist damit zu begründen, dass der Ausgleich der eingespeisten PVA-Leistung immer erst mit einem Zeitschritt Verzögerung erfolgen kann. Trotz dieser Abweichungen kann das primäre Ziel einer konstanten Summenleistung als erreicht angesehen werden. Es bleibt aber zu untersuchen, ob die Aufteilung der Leistung auf die einzelnen HES entsprechend der zuvor formulierten Koordinationsstrategie korrekt ausgeführt worden ist. Ferner ist zu überprüfen, ob die zur Erreichung des primären Ziels vorgegebenen Rahmenbedingungen eingehalten worden sind.

Die Funktionsfähigkeit der implementierten Koordinierungsstrategie kann durch die Betrachtung der Leistungseinspeisung der Hausenergiesysteme überprüft werden. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wird in Bild 6.6 nur ein kurzer Zeitausschnitt betrachtet, mit dem sich jedoch die korrekte Funktionsweise aufgrund der dort ablaufenden Vorgänge gut aufzeigen lässt. Durch die Gegenüberstellung der Leistungseinspeisung mit den jeweiligen Speichertemperaturen können die Vorgänge nachvollzogen werden. Der Zeitausschnitt zeigt einen Zeitbereich in den Abendstunden zu Beginn der Simulation. Da zu dieser Tageszeit keine Leistung von den PVA bereitgestellt wird, ist die gesamte elektrische Leistungsanforderung von 41 kW von den 10 HES abzudecken. Dabei wird die Leistung aber nicht gleichmäßig auf die Anlagen aufgeteilt. Zusätzlich sind im betrachteten Zeitbereich Leistungsverschiebungen zwischen den Anlagen zu erkennen. Diese Vorgänge lassen sich durch die zeitliche Veränderungen in den Speichertemperaturen erklären. Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, erfolgt die Aufteilung der benötigten Leistung unter Berücksichtigung des jeweiligen Speicherzustands. In einem ersten Schritt werden demnach die Anlagen mit leeren Speicher betrachtet, dann die Anlagen deren Speicher im normalen Temperaturbereich betrieben wird und für den Fall, dass die Leistung noch immer nicht ausreicht auch die Anlagen, deren Speicher den Zustand „voll“ erreicht hat.

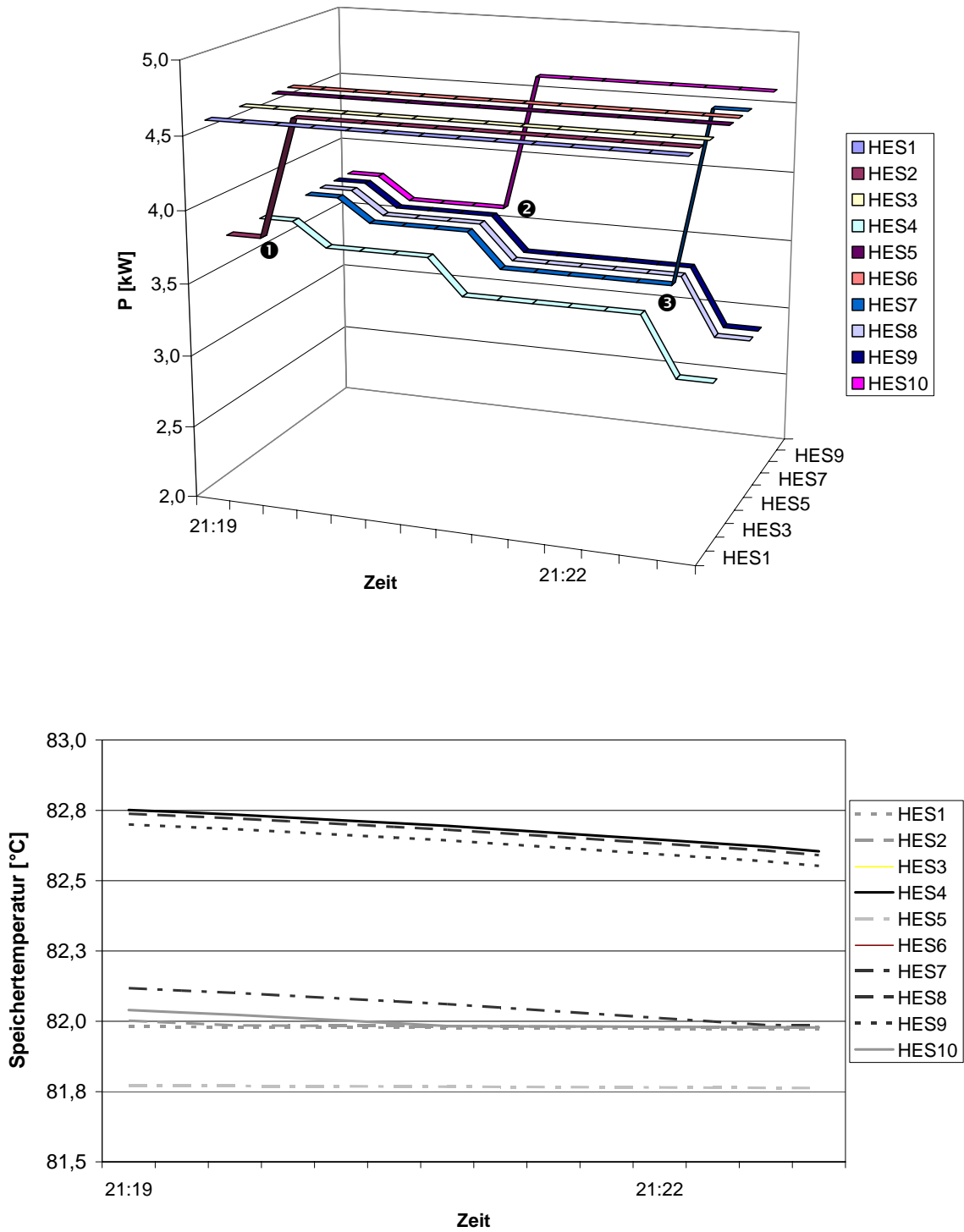


Bild 6.6: Ausschnitt aus dem Verlauf der Leistungseinspeisung der einzelnen HES

Wie an den im unteren Diagramm dargestellten Verlauf der Speichertemperaturen zu erkennen ist, befindet sich kein Speicher der betrachteten 10 HES zu Beginn des Zeitausschnittes im Zustand „Speicher_leer“. Bei den Anlagen 2, 4, 7, 8, 9 und 10 ist zu Beginn des betrachteten Zeitraums der Zustand „Speicher_voll“ gesetzt. Dieser Zustand bleibt aus den erläuterten Gründen erhalten, bis die Speichertemperatur den Wert von 82 °C unterschreitet. Daher wird die benötigte Leistung zunächst auf die Anlagen 1, 3, 5 und 6 verteilt, deren Speichertemperatur, sich im normalen Betriebsbereich befindet, und die Ausgangsleistung entsprechend der Formel (6.16) auf den maximalen Wert von jeweils 4,6 kW eingestellt. Da dies jedoch nicht ausreicht, um die geforderten 41 kW zu liefern, wird das bestehende Leistungsdefizit auf die Anlagen mit vollem Speicher aufgeteilt und jeder Anlage ein Sollwert von ca. 3,77 kW zugewiesen. Zum Zeitpunkt ❶ unterschreitet die Speichertemperatur des HES2 die festgelegte Grenze von 82 °C, so dass der Zustand „Speicher_voll“ für diese Anlage zurückgesetzt wird und die Anlage wieder in den normalen Betriebszustand übergeht. Daraufhin wird der Vorgabewert für die elektrische Leistung dieser Anlage auf den zulässigen Maximalwert angehoben. Entsprechend kann die Leistung der Anlagen mit vollem Speicher anteilig abgesenkt werden. Dieser Vorgang wiederholt sich in den Zeitpunkten ❷ und ❸ mit jeweils einer weiteren Anlage, so dass sich am Ende des betrachteten Zeitintervalls wieder 7 HES im Normalbetrieb befinden, die mit der Maximalleistung von jeweils 4,6 kW_{el} betrieben werden. Die 3 verbliebenen Anlagen, deren Speicher sich noch im Zustand „Speicher_voll“ befinden, speisen jeweils eine verminderte Leistung von 2,93 kW ein, so dass sich insgesamt die geforderte Leistung von 41 kW ergibt.

Ein weiterer Aspekt, der sich aus den Temperaturverläufen ablesen lässt, ist, dass trotz der hohen elektrischen Ausgangsleistung und der damit verbundenen gleichzeitigen hohen thermischen Leistung ein Absinken der Speichertemperaturen erkennen lässt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass aufgrund des hohen thermischen Bedarfs zur Aufrechterhaltung der Rauminnentemperatur erwartungsgemäß zusätzlich Wärme aus den Speichern entnommen werden muss (vergleiche Bild 6.4). Dabei gilt, dass bei steigender Wärmeentnahme ein schnelleres Absinken der Speichertemperatur verzeichnet werden kann. Daher sinkt die Speichertemperatur der Anlagen mit vollem Speicher (HES 4, 8 und 9) deutlich schneller ab als bei den übrigen Anlagen. Die im dargestellten Zeitbereich ablaufenden Ausgleichsvorgänge treten nur in der Anfangsphase der Simulation auf und sind darauf zurückzuführen, dass die Speichertem-

peratur zu Beginn der Simulation mit zufälligen Werten initialisiert werden. Aufgrund der realisierten Koordinierungsstrategie und des Umstandes, dass die stochastische Einspeisung der PVA die einzige Störgröße des Systems darstellt, gleichen sich die Zustände der HES im weiteren Verlauf der Simulation immer weiter an, bis sie schließlich nicht mehr von einander abweichen. Am deutlichsten ist diese Angleichung im Gesamtverlauf der Speichertemperatur zu erkennen (siehe Bild 6.7). Da die Koordinierungsstrategie in erster Linie von dieser Größe beeinflusst wird, kann sie als Indikator für den Zustand der Anlagen angesehen und als Vergleichsgröße herangezogen werden.

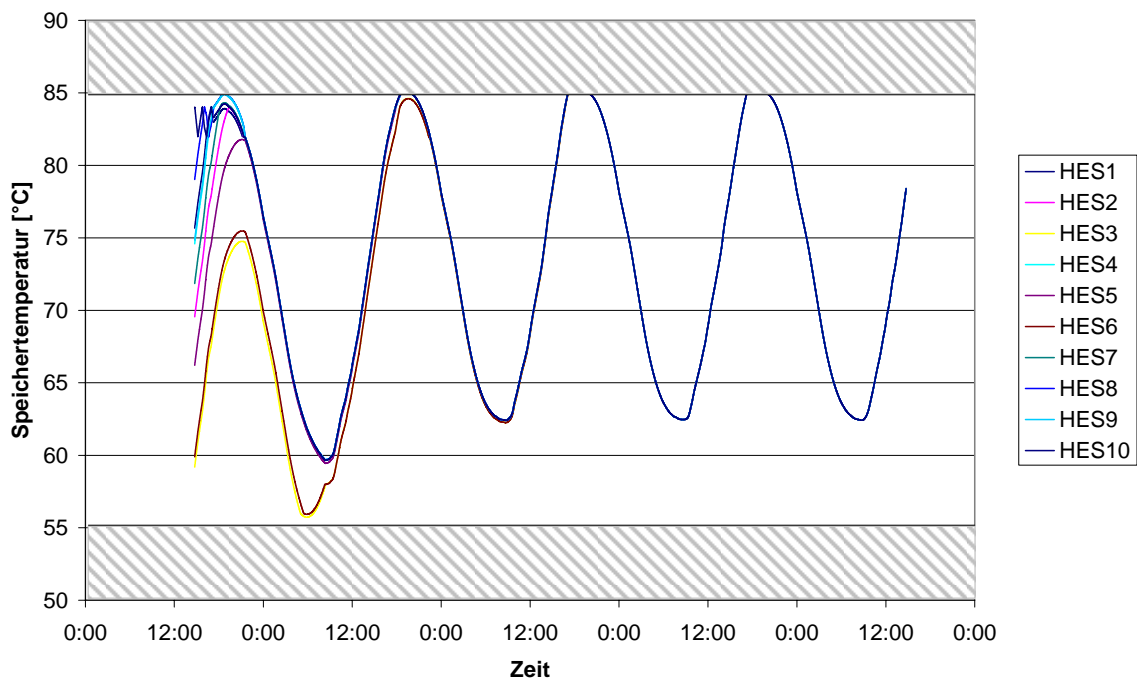


Bild 6.7: Gegenüberstellung der Speichertemperaturen im Verlauf der Simulation

In Bild 6.7 können sowohl die Ausgleichsvorgänge zu Beginn der Simulation als auch die zeitliche Angleichung der Anlagenzustände erkannt werden. Ferner ist der zu erwartende zyklische Verlauf der Speichertemperatur zu erkennen. In den Tagesstunden, die durch einen geringeren Wärmebedarf gekennzeichnet sind, erfolgt die Aufladung des Speichers. In den Nachtstunden, wird diese zwischengespeicherte Energie dem Speicher wieder entnommen,

um den erhöhten Wärmebedarf zu decken. Der Speicher dient damit zum tageszeitlichen Ausgleich. Allerdings ist zu erkennen, dass dieser Ausgleich nicht vollständig gelingt. Da alle Anlagen nach einer gewissen Zeit die gleiche Speichertemperatur erreichen, ist kein Ausgleich zwischen den Anlagen mehr möglich, so dass die Speicher aller HES in den späten Nachmittagsstunden vollständig geladen sind und keine vollständige Ausregelung der Innentemperatur auf den in der DIN EN 1262 [87] spezifizierten Wert von 20° C mehr erfolgen kann. In diesen Zeiträumen kommt es folglich zu einer Anhebung der Rauminnentemperaturen. Da auch in der Praxis keine exakte Ausregelung zu erwarten ist, können die in Bild 6.8 exemplarisch dargestellten Abweichungen aber durchaus toleriert werden.

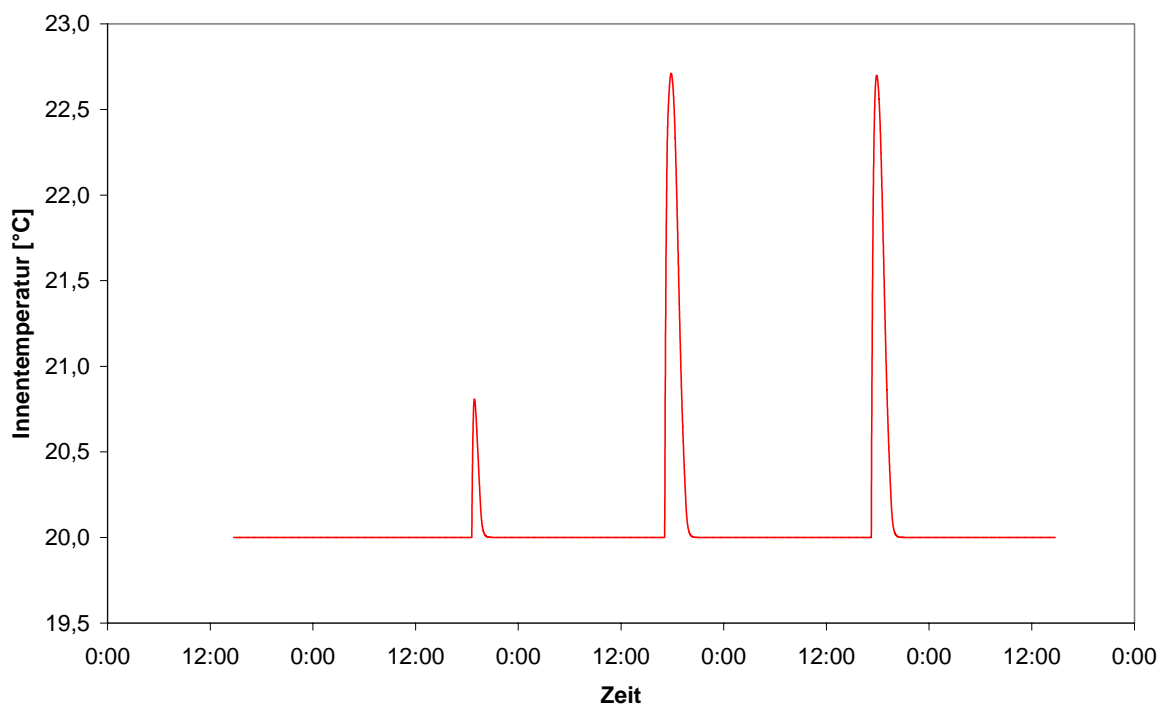


Bild 6.8: Abweichungen von der vorgegebenen Rauminnentemperatur für HES 10

Die Tatsache, dass es im simulierten Szenario nicht gelingt, alle Randbedingungen einzuhalten, ist zum einen auf eine geringfügig zu hoch angesetzte Leistungsanforderung und zum

anderen auf die starken Vereinfachungen des zugrunde gelegten Modells zurückzuführen. Zwar kann durch den Speicher eine zeitliche Entkopplung der thermischen und elektrischen Seite des HES erreicht werden, da der Speicher von der Dimensionierung aber nur für einen Ausgleich tageszeitlicher Schwankungen ausgelegt ist, muss auch die Energiebilanz zwischen erzeugter Wärme und verbrauchter Wärme innerhalb von 24 h ausgeglichen sein. Da der Wärmebedarf durch das Außentemperaturprofil vorgegeben ist, kann über die Stromkennzahl die entsprechende elektrische Energie und damit über die Zeit die tatsächlich mögliche konstante Leistung zurückgerechnet werden. Im betrachteten Fall ist zusätzlich die Energie der PVA zu berücksichtigen. Die für einen vorgegebenen Zeitraum optimale konstante elektrische Summenleistung, bei der ein vollständiger Ausgleich von Wärmeerzeugung und –bedarf erreicht worden wäre, kann im Nachhinein mit Hilfe der Formel (6.21) berechnet werden.

$$P_{el,Ges,opt} = \frac{E_{PV} + c_{BWK} \cdot E_{th,KWK}}{\Delta t} \quad (6.21)$$

Da die eingespeiste Energie aus den PVA im betrachteten Szenario im Voraus nicht bekannt war, konnte nur eine ungefähre Abschätzung dieser Größe erfolgen. Im vorliegenden Fall wurde die Einspeisung aus den PVA insgesamt zu hoch prognostiziert und damit die konstante Summenleistung geringfügig zu hoch angesetzt, so dass es zur Verletzung der vorgegebenen Randbedingungen kommt. Wie aber bereits zu Beginn dieses Kapitels erläutert wird das primäre Ziel einer konstanten Summenleistung unter den genannten Einschränkungen erreicht.

6.3 Bewertung

Neben den spezifischen Ergebnissen für das vorgestellte Szenario lassen sich auch allgemeine, das System betreffende Aussagen in Bezug auf die Möglichkeiten und die grundlegende Funktionsfähigkeit ableiten. Das Simulationsbeispiel hat gezeigt, dass mit dem entwickelten System die Möglichkeit besteht, das in Kapitel vorgestellte Konzept des hierarchischen Energiemanagements und die daraus entwickelten und abgeleiteten abstrakten Datenmodelle und

Vorgänge mittels des erläuterten Datenbank-gestützten SCADA-Systems umzusetzen. Ferner hat die Simulation belegt, dass die Vorgänge der Datenaggregation und der Verteilung von Regelanweisungen für die Koordinierung von DEA sinnvoll eingesetzt werden können.

Mit Blick auf die in Kapitel 2 formulierten Anforderungen kann festgehalten werden, dass das entwickelte System die notwendige Offenheit und Flexibilität besitzt, um den koordinierten technischen Betrieb von DEA durchzuführen. Die Offenheit und Flexibilität wird durch die abstrakten und sehr vereinfachten Objektmodelle erreicht, die es, wie das Beispiel gezeigt hat, erlauben sehr heterogene Anlagentypen mit einer unterschiedlichen Anzahl und Zusammensetzung von Betriebsparametern nachzubilden und zu integrieren. Ferner hat sich auch das Prinzip der Gruppen und der damit verbundenen Vorgänge zur Datenaggregation und zur Verteilung der Regelanweisungen als realisierbar und durchaus sinnvoll herausgestellt. In diesem Zusammenhang hat sich die Nutzung von Skripten als sehr leistungsfähig und anpassbar erwiesen. Sie erlaubt, wie gefordert, im Fall der Datenaggregation auch für unterschiedlichste Umgebungen die Berechnung aussagekräftiger Zwischenwerte und ermöglicht für die Verteilung der Anweisungen auch die Umsetzung komplexer und umfangreicher Regelstrategien.

In der Simulation hat sich auch die Datenbank als zentrale Schnittstelle zwischen den Programmteilen und zu möglichen externen Anwendungen bewährt. Die Leistungsfähigkeit des verwendeten Datenbanksystems reichte aus, um die von den Simulationsmodellen gelieferten Daten zu speichern und die vom Koordinierungsprogramm durchgeführten Datenbankzugriffen innerhalb des gewählten Zeitrasters von 15 Sekunden problemlos zu bearbeiten. Die vollständige Durchführung der Datenaggregation sowie der anschließenden Sollwertgenerierung konnte mit dem zur Verfügung stehenden System innerhalb einer Sekunde durchgeführt geführt werden. Es bleibt allerdings zu prüfen, wie sich die Erhöhung der Anlagenanzahl auf die Performance auswirkt. Das Simulationsbeispiel hat aber auch einige Grenzen aufgezeigt. Dies betrifft unter anderem die Verbindung zwischen der Visualisierung und der Datenbank. Es konnte festgestellt werden, dass es gerade in der Initialisierungsphase und bei der Umschaltung zwischen der Detaildarstellung zweier Anlagen bei Verwendung einer langsamen Verbindung zu erheblichen Verzögerungen kommen kann. Dies ist darauf zurückzuführen, dass während der Initialisierung die vollständige Struktur aus der Datenbank ausgelesen werden

müssen, und dadurch viele Anfragen an die Datenbank gestellt werden. Im Fall der Visualisierung ist dies darauf zurückzuführen, dass bei der Umschaltung auch die für die Visualisierung notwendigen Darstellungsdaten, die ebenfalls in der Datenbank abgelegt sind, übertragen werden müssen. Bei aufwändigen Hintergrundbildern entsteht damit ein größeres Datenvolumen und bestätigt die in Kapitel 3.1.2 formulierten Anforderung einer schnellen und leistungsfähigen Datenverbindung bei Einsatz multimedialer Techniken.

Das Ziel dieser Arbeit war es, ein grundlegendes Konzept zur Koordinierung weit verteilter DEA zu entwickeln und eine mögliche Realisierungsmöglichkeit aufzuzeigen, dieses Ziel ist erreicht worden. Um die Leistungsfähigkeit nun vollständig und abschließend beurteilen zu können, reicht das vorgestellte Szenario indes nicht. Das System bildet aber eine solide Basis für weiterführende Untersuchungen. Neben der Verbesserung und Erweiterung der Funktionen sowie der Simulationsmodelle ist insbesondere der praktische Einsatz in Form diverse Feldtests mit unterschiedlichen Rahmenbedingungen anzustreben. Eine erste praktische Erprobung unter Laborbedingungen ist bereits im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit an der Universidad de Chile durchgeführt worden [88]. Aber auch aus dem entwickelten Konzept ergeben sich weitergehende Fragestellungen. In Bezug auf die optimale Parametrierung des vorgestellten Systems ist unter anderem die Klärung der Frage nach der Gestaltung und Zusammensetzung der Gruppen nach räumlichen, technischen oder wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie die Herleitung und Erarbeitung von entsprechenden Richtlinien und Anhaltspunkten von Interesse. In diesem Zusammenhang ist auch über Grundsätze zur Festlegung der Anzahl der zu verwendenden Hierarchieebenen nachzudenken. Aufgrund der Offenheit der verwendeten Datenmodelle ist weiterhin zu prüfen, auf welche das entwickelte System übertragen und zusätzlich angewendet werden kann.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Bedingt durch die neuen rechtlichen Rahmenbedingungen und die Notwendigkeit in den nächsten Jahren einen erheblichen Anteil der installierten Kraftwerksleistung in Deutschland aufgrund der Alterstruktur erneuern zu müssen, werden bereits heute eine Reihe von unterschiedlichen Überlegungen angestrengt, wie eine Substitution unter technischen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Gesichtspunkten erfolgen kann. Neben dem Neubau neuer Kraftwerke und der Ertüchtigung von Altanlagen wird der dezentralen Energieversorgung dabei eine stark wachsende Bedeutung zukommen und eine sinnvolle Ergänzung innerhalb der zukünftigen Versorgungsstruktur darstellen. Eine wesentliche Herausforderung für den flächendeckenden Einsatz kleiner, an die lokalen Bedürfnisse angepasster Anlagen wird dabei in der Integration in die bestehende Netzstruktur liegen. Um in diesem Szenario die Versorgungssicherheit weiterhin zu gewährleisten, ist es notwendig den Betrieb der Kleinanlagen in geeigneter Weise zu koordinieren. Dies setzt die Möglichkeit zur Fernüberwachung und -steuerung voraus. Vor diesem Hintergrund sind im Rahmen dieser Arbeit die für die Vernetzung ergebenden informationstechnischen Fragestellungen näher untersucht und Lösungsvorschläge für die Bereiche der Datenübertragung sowie mögliche Konzepte für das Energiemanagement erarbeitet worden, die die wesentlichen Herausforderungen der hohen Anlagenanzahl, der großen räumlichen Verteilung sowie der Diversifikation der unterschiedlichen Anlagentypen aufgreifen und berücksichtigen.

Aufgrund der Vielschichtigkeit der möglichen Datenbeziehungen zwischen den beteiligten Akteuren im Bereich der dezentralen Energieversorgung wurde die Betrachtung auf die für den technischen Betrieb und Koordination von DEA notwendige Kommunikation und Vernetzung begrenzt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine entsprechende Lösung immer im Zusammenhang mit der bestehenden IT-Gesamtstruktur zu sehen und bei der Konzeption zu berücksichtigen ist. Um eine übergangslose Kommunikation zu gewährleisten, wird in modernen IT-Systemen der Übergang von der datenorientierten Übertragung zum Informationsmanagement auf Basis objektorientierter Modelle angestrebt. Erste Normungsanstrengungen für offene Kommunikationsstandards für die dezentrale Energieversorgung werden bereits unternommen.

Ein wesentlicher Aspekt der neuen Kommunikationsstandards ist die Trennung der Funktionen von der eingesetzten Übertragungstechnologie. Da der Aufbau eigener informationstechnischer Infrastruktur und Netzwerke aufgrund der großen räumlichen Verteilung aus Kostengründen nicht in Betracht kommt, sind die am Markt befindlichen Technologien auf ihre Tauglichkeit und Einsetzbarkeit unter den Gesichtspunkten der Leistungsfähigkeit, Zukunftssicherheit etc. hin zu überprüfen. Dabei kann die Auswahl auf den Bereich der im Privatkundensektor angebotenen Lösungen eingegrenzt werden, da der Einsatz der betrachteten DEA in erster Linie im Bereich von Haushalten zu erwarten ist. Als wesentliche Technologien und Medien in diesem Bereich sind das Telefonnetz, das Mobilfunknetz und in geringem Maße auch die Nutzung des Rundfunk-Kabelnetzes die sowie die Nutzung des elektrischen Energieversorgungsnetzes zur Datenübertragung zu nennen. Mit Blick auf die derzeitige Marktsituation und die zu erwartende weitere Entwicklung bieten sich insbesondere die Breitbandverfahren für eine zukünftige Vernetzung der Anlagen ab. Die Bewertung unter Kostengesichtspunkten fällt jedoch schwer, da eine Vielzahl unterschiedlicher Abrechnungsmodelle mit unterschiedlichen Kostenfaktoren angeboten wird. Momentan ist aber ein Trend zur pauschalen Gebühren, so genannten *Flatrates* zu beobachten.

Durch die hohe Leistungsfähigkeit bieten die Breitbandverfahren die größten Einsatzmöglichkeiten. Da sie aber in erster Linie für die Anbindung an das Internet genutzt werden und damit zwangsläufig auch der für die Koordinierung der Anlagen notwendige Datenverkehr über dieses öffentliche Netzwerk abgewickelt wird, ergeben sich besondere Anforderungen an die Übertragung und speziell an die IT-Sicherheit. Ein vollständiges Sicherheitskonzept muss die Anforderungen an Integrität, Authentizität, Verfügbarkeit, Zugriffskontrolle und Verbindlichkeit erfüllen. Dies kann durch die Kombination unterschiedlicher Maßnahmen erreicht werden, die für sich genommen jeweils nur einen Teilbereich abdecken. So kann zum Beispiel die Datenübertragung durch Verschlüsselung gesichert werden, wobei sich aufgrund der hohen Anzahl von Kommunikationspartnern der Einsatz hybrider Verschlüsselungsverfahren unter Nutzung von Schlüsselgenerierungsverfahren, die auf elliptischen oder hyperelliptischen Verfahren basieren, zu favorisieren ist.

Während die Auswahl der Informationstechnologien für die Datenübertragung in erster Linie durch die weite räumliche Verteilung gekennzeichnet ist, kommt bei der Konzeptionisierung

des notwendigen Energiemanagementsystems der hohen Anzahl von zu koordinierenden Anlagen besondere Bedeutung zu. Daher muss eine Lösung nicht nur eine ausreichende Arbeitsgeschwindigkeit bieten, sondern auch den Anforderungen nach Skalierbarkeit, Erweiterbarkeit, Ausfallsicherheit und Transparenz genügen. Betrachtet man unter diesen Gesichtspunkten den nahe liegenden Ansatz einer zentralen Steuerung wird deutlich, dass wesentliche Nachteile dieses Konzeptes in der Ausfallsicherheit und der Skalierbarkeit liegen. Das Konzept der autonomen Agenten zeichnet sich zwar durch eine hohe Ausfallsicherheit in Bezug auf das Gesamtsystem und eine gute Skalierbarkeit aus, setzt aber eine hohe lokale Intelligenz voraus und ist für Außenstehende wenig transparent. Das hierarchische Energiemanagement ist eine mögliche Alternative zu diesen Ansätzen, da es sowohl Aspekte der zentralen Struktur als auch die Möglichkeit zur Verteilung der Intelligenz vorsieht. Die zugrunde liegende Baumstruktur kann mit Hilfe der Graphentheorie beschrieben und in ein abstraktes Datenmodell überführt werden. Die Abstraktion hat den Vorteil, dass das Modell universell ohne weitere Anpassung angewendet werden kann und eine möglichst große Offenheit erreicht wird. Um die Koordination innerhalb dieses Systems zu bewerkstelligen, sind zwei wesentliche Vorgänge notwendig. Zum einen sorgt die Datenaggregation dafür, dass die Daten auf dem Weg von der untersten zu obersten Ebene zu immer aussagekräftigeren, übergeordneten Informationen zusammengefasst werden und damit die Kommunikationsverbindungen weniger belastet werden. Zum anderen ist in der Gegenrichtung ein Mechanismus zur Verteilung von übergeordneten Regelanweisungen erforderlich.

Aus diesen theoretischen Überlegungen ist ein Datenbank-gestütztes System entstanden, mit dem die Möglichkeit besteht, das hierarchische Konzept in die Praxis umzusetzen und durch zusätzliche Funktionen zu einem vollwertigen SCADA-System auszubauen und den Benutzer in der Betriebsführung so durch eine leistungsfähige Visualisierung zu unterstützen. Durch klar definierte Restriktionen im Datenzugriff gelingt es zusätzlich, eine beliebige Auftrennung der Datenbank zu erreichen und damit ein auch räumlich verteiltes System aufzubauen ohne die Durchgängigkeit des Konzeptes zu verletzen. Um innerhalb der verteilten räumlichen Struktur den formulierten Anforderungen an die Sicherheit Rechnung zu tragen, sind bereits grundlegende Schutzmaßnahmen in das System integriert.

Mit Hilfe des vorgestellten Simulationsbeispiels konnte ein exemplarisches, wenn auch sehr vereinfachtes Einsatzszenario nachgestellt werden. Das Beispiel hat aber gezeigt, dass das System grundsätzlich in der Lage ist, die gestellten Anforderungen zu erfüllen, und die für ein hierarchisches Energiemanagement erforderliche Funktionalität besitzt, auch komplexere Regelalgorithmen mit Hilfe der implementierten Skriptverarbeitung umzusetzen.

Die in dieser Arbeit zusammengestellten Ansätze, Lösungen und Konzepte zeigen einen möglichen Weg für die zukünftige informationstechnische Vernetzung von DEA und sollen dabei als Leitfaden und nicht als verbindliche Vorgabe verstanden werden. Dies liegt in erster Linie daran, dass sich der Bereich der Informationstechnologien zum einen sehr schnell weiterentwickelt und zum anderen vielfach mehrere, durchaus sinnvolle Lösungsmöglichkeiten bestehen. So besteht bereits heute eine unübersehbare Anzahl von Sonderlösungen für die informationstechnische Anbindung, sowohl im Bereich Technik als auch im Bereich der Kosten, dass es ohne einen konkreten Anwendungsfall mit vollständig definierten Rahmenbedingungen nicht möglich ist, eine optimale Lösung vorzugeben. Allerdings haben die formulierten Bewertungskriterien auch in diesem Fall weiter Bestand. Gleiches gilt ebenfalls für den Bereich der Sicherheit. Auch für diesen Fall war es nur möglich entsprechende Richtlinien vorzugeben, exemplarische Lösungsvorschläge aufzuzeigen und auf wesentliche Risiken hinzuweisen, denen im konkreten Anwendungsfall durch geeignete Maßnahmen entgegen zu wirken ist.

Das realisierte SCADA-System zeigt eine Möglichkeit, wie das Konzept der hierarchischen verteilten Betriebsführung und die notwendigen Vorgänge grundlegend umgesetzt werden können, und bildet eine solide Basis und ein Werkzeug für weitergehende Untersuchungen. Da das vorgestellte Simulationsbeispiel in erster Linie zum Nachweis der Funktionsfähigkeit diente und auf wesentlich vereinfachten Anlagenmodellen beruhte, besteht eine zukünftige Aufgabe darin, diese Modelle zu erweitern und zusätzliche Anlagen zu modellieren, um sehr viel realitätsnaher Simulationen durchführen und belastbare Aussagen für mögliche Koordinierungsstrategien und das Systemverhalten zu erzielen. In einem weiteren Schritt können dann reale Anlagen an das System gekoppelt werden, erste Anstrengungen in dieser Richtung sind bereits unternommen worden, sind aber noch nicht über das anfänglichen Laborstadium hinausgekommen. Dieser Weg ist aber weiterhin zu verfolgen. Ein weiterer Aspekt möglicher

Untersuchungen ist in der optimalen Strukturierung und Auslegung des Systems zu sehen. Dies umfasst die Erarbeitung von Kriterien für die optimale Zusammenstellung der Gruppen, die Anzahl der notwendigen Hierarchieebenen und der Spezifizierung der jeweiligen Mengengerüste. Diese Überlegungen sind sicherlich nur ein Ausschnitt möglicher weiterer Untersuchungen, insbesondere deshalb, da sich das System aufgrund der sehr abstrakten und vereinfachten Modelle universell einsetzbar ist und auch in anderen Anwendungsfällen jenseits der dezentrale Energieversorgung zum Einsatz kommen kann.

8 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesgesetzblatt Nr.26: „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“, Teil 1, 2002
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): „Das Kyoto-Protokoll – Ein Meilenstein für den Schutz des Weltklimas“, www.bmu.de, 2005
- [3] Bundesgesetzblatt Nr.19: „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz)“, Teil 1, 2002
- [4] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch: „KWK-Gesetz 2002 – Grundlagen, Fördermechanismus, praktische Hinweise“, Verlag Rationaler Energieeinsatz, Kaiserslautern, 2002
- [5] Bundesgesetzblatt Nr.40: „Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich“, Teil 1, 2004
- [6] Bundesgesetzblatt Nr.35: „Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft“, Teil 1, 2004
- [7] Umweltbundesamt: „Klimaschutz: Der Emissionshandel im Überblick -Grundlagen und Funktionsweise“, Deutsche Emissionshandelsstelle, 2004
- [8] VGB Powertech: „Zahlen und Fakten zur Stromerzeugung 2004“, www.vgb.org, 2004
- [9] Bundesgesetzblatt Nr.42: „Zweites Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“, Teil 1, 2005
- [10] Rebhan, E.: „Energiehandbuch - Gewinnung, Wandlung und Nutzung von Energie“, Springer-Verlag Berlin, 2002
- [11] Jopp, K.: „Mehr Leistung durch Retrofit“, BWK Das Energiefachmagazin,12/2003

- [12] Deutsche Energieagentur: "Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020", Studie, 2005
- [13] Czakainski, M.: „Das dezentrale Stromerzeugungs-System im liberalisierten Markt“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 51. Jg (2001) Heft 3, 2001
- [14] Silberg, P.: „Virtuelles Kraftwerk im Griff - Einbindung dezentraler Systeme in elektrische Netze“, BMZ Brennstoffzellenmagazin,1/2001
- [15] Aschenbrenner, N.: „Leise Revolution“, Pictures of Future –Zeitschrift für Forschung und Innovation, Siemens AG, Frühjahr 2002
- [16] Jörissen, L.; Garche, J.; Rohland, B.; Heinzl, A., Bünger, U.: „Brennstoffzellen in der Kraftwärme-Kopplung – eine Energieoption für die Zukunft?“, Forschungsverbund Sonnenenergie Themen 1999-2000 – Zukunftstechnologie Brennstoffzelle, Berlin, 2001
- [17] Wiesner, T.: „Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilnetze“, Dissertation Universität Dortmund, 2001
- [18] Handschin, E.; Neise, F.; Neumann, H.; Schultz, R.: "Optimal operation of dispersed generation under uncertainty using mathematical programming", Proc. of 15th Power Systems Computation Conference (PSCC), Liege, Belgien, 2005
- [19] Strese, J.: "Das virtuelle Regelkraftwerk", e|m|w Energie, Markt, Wettbewerb, Heft 6/03, 2003
- [20] Müller, L.: „Bilanzkreisregelung zur Frequenzhaltung unter Berücksichtigung verteilter Erzeugung“, Dissertation Universität Dortmund, 2003
- [21] Handschin, E.; Uphaus, F.; Wiesner, T.: "The Integrated Service Power Network as a Vision of the Future Distribution System", 1st International Symposium on Distributed Generation, Stockholm, 2001

-
- [22] Bitsch, R; Feldmann, W.: „Integrationskonzepte für regenerative/dezentrale Energieeinspeisungen“, Energietag Brandenburg 2003, 2003
- [23] Olsson, G.; Piani, G.: „Steuern, Regeln, Automatisieren – Theorie und Praxis der Prozessleittechnik“, Carl Hanser Verlag, 1993
- [24] Hillmann, G.: „Liberalisierung erfordert unternehmensweites Informationsmanagement“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 4, April 1999
- [25] Haas, O.: „Kommunikation für die dezentrale Stromversorgungssysteme“, Dissertation Universität Kassel, 2002
- [26] Dinges, R.; Hoppe-Oehl, H.: „Anforderungen an die Kommunikation und das Engineering“, etz-Report 34, VDE-Verlag, 2004
- [27] Brand, K.-P.; Buchholz, B.: „Systemanforderungen an interoperable Geräte und Systeme in der Stationsautomatisierung“, etz-Report 34, VDE-Verlag, 2004
- [28] Becker, G.; et al.: „Offene Kommunikationsplattformen für die Leittechnik nach IEC 60870-6 am Beispiel der Netzleittechnik“, etz-Report 28, VDE-Verlag, 2., überarbeitete Auflage, 1998
- [29] Schwarz, K.-H.: „Anwendungen und Erweiterungen von IEC 61850 in der dezentralen Energieversorgung und in anderen Bereichen“, etz-Report 34, VDE-Verlag, 2004
- [30] Koel, A.: „Innovative Stationsleittechnik mit verteilten Rechnersystemen“, Dissertation Universität Dortmund, 1998
- [31] Brand, K.-P.; Brunner, C.; Haude, J.: „Objektmodelle“, etz-Report 34, VDE-Verlage, 2004
- [32] Spaniol, O.; Jakobs, A.: „Rechnerkommunikation – OSI-Referenzmodell, Dienste und Protokolle“, VDI-Verlag, 1993
- [33] DIN IEC 61400-25: „Wind Turbine Generator Systems – Communications for monitoring and control of wind power plants“, Beuth Verlag Berlin, 2005

- [34] Goodman, F.-R.: „Object Models for Distributed Energy Resources (UCA-DER)“, Electric Power Research Institute, www.epri.com, 2003
- [35] Basso, T.; DeBlasio, R.: „IEEE P1547 Series of Standards for Interconnection“, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Dallas, 2003
- [36] Peterson, L.; Davie, B.: „Computernetze – Ein modernes Lehrbuch“, dpunkt.verlag. 1. Ausgabe, 2000
- [37] Jöcker, P.: „Computernetze – LAN WAN Internet“, VDE Verlag, 2. Auflage, 2001
- [38] Messeschmidt-Bölkow-Blohm (Hrsg.): „Technische Zuverlässigkeit“, Springer-Verlag, Zweite, neubearbeitete Auflage, 1977
- [39] Lipinski, K.: „Lexikon der Datenkommunikation“, mitp-Verlag, 1. Ausgabe, 2002
- [40] Müller, N.: „Fernwirktechnik in der Automatisierung mit GPRS“, etz Elektrotechnik + Automation, Ausgabe 3/2005
- [41] Khadour, Y.: „Eignung von Niederspannungsverteilsnetzen für Powerline Communication“, Dissertation, Universität Duisburg-Essen, 2003
- [42] DIN EN 50065-1: „Signalübertragung auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 3 kHz bis 148,5 kHz“, Beuth Verlag Berlin, 2001
- [43] Gassmann, M.: „RWE scheidert mit Internet aus der Steckdose“, Financial Times Deutschland, 04. September 2002
- [44] Mansmann, U.: „Bandbreite satt – Schnelle Internetzugänge für schnelle Dienste“, c't Magazin für Computertechnik, Heft15, 2005
- [45] Brennstoffzellen-Bündnis Deutschland: „Markteinführungsstrategie - Zukunftssicherung durch innovative Energieversorgung, Arbeitsplätze und nachhaltigen Umweltschutz“, www.bz-buendnis.de, 2004
- [46] Bitkom: „Daten zur Informationsgesellschaft“, www.bitkom.org, Edition 2004

-
- [47] Statistisches Bundesamt: „Informationstechnologie in Haushalten“, www.destatis.de, 2004
- [48] Bundesnetzagentur: „Jahresbericht 2004“, www.bundesnetzagentur.de, Februar 2005
- [49] Gries, C.: „Die Entwicklung der Nachfrage nach breitbandigem Internet-Zugang“, wik – Diskussionsbeiträge Nr. 242, Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, April 2003
- [50] Raepfle, M.: „Sicherheitskonzepte für das Internet: Grundlagen, Technologien und Lösungskonzepte für die kommerzielle Nutzung“, dpunkt-Verlag, 2., überarbeitete und erweiterte Auflage, 2001
- [51] Lorentz, K.; Tangermann, M.: „Typenschild für die Netzwerksicherheit“, etz Elektrotechnik + Automation, Ausgabe 8/2005
- [52] VDEW: „Sicherheitsrahmenbedingungen für den elektronischen Geschäftsverkehr im deutschen Strommarkt“, www.vdew.de, 2001
- [53] Siemens: „Information Security in Industrial Communications“, www.siemens.com, White Paper, 1999
- [54] Fuhrberg, K.; Häger, D.; Wolf, S.: „Internetsicherheit – Browser, Firewalls und Verschlüsselung“, Hanser Verlag, 3., aktualisierte und erweiterte Auflage, 2001
- [55] Bitkom: „Sicherheit für Systeme und Netze in Unternehmen – Einführung in die IT-Sicherheit und Leitfaden für erste Maßnahmen“, www.bitkom.org, 2. überarbeitete Auflage, 2003
- [56] Schulz, T., Jonas, T.: „Digitale Sicherheitsschlüssel“, New World, 3/2002
- [57] Wollinger, T.; Pelzl J.; Wittelsberger V.; Paar C.; Saldamli G.; Koc C.: "Elliptic & Hyperelliptic Curves on Embedded uP" ACM Transactions in Embedded Computing Systems (TECS), Special Issue Security and Embedded Systems, 2003

- [58] Bundesgesetzblatt Nr. 22: „Gesetz über Rahmenbedingungen für elektronische Signaturen (Signaturgesetz –SigG)“, Teil 1, 2001
- [59] Hennig, E.: „Virtuelle Kraftwerke nicht nur für Energieversorger interessant“, ew, Heft 13, 2005
- [60] Becker, C.: „Autonome Systeme zur koordinierten Regelung von Facts-Geräten“, Dissertation, Universität Dortmund, 2000
- [61] Furukawa, K.; Toyoda, J.: “Power Flow Control by mobile Agent-Based Management of Distributed Energy Resources”, PSCC 2005, Liege, 2005
- [62] Wedde, H. F.; Breuer, T. F.; Freund, W.; Handschin, E.; König, D.; Neumann, H.: “Dezent: A Safety-Critical Real-Time Approach for Decentralized Electric Power Management”, 24th IEEE Real-Time Systems Symposium WIP Proceedings, Cancun, Mexico, 2003
- [63] Rehtanz, C.: “Autonomous Systems and Intelligent Agents in Power System Control and Operation”, Springer Verlag, 2003
- [64] Früh, K. F.: „Handbuch der Prozessautomatisierung – Prozessleittechnik für verfahrenstechnische Anlagen“, Oldenbourg-Verlag, 2. Auflage, 2000
- [65] Wucherer, K.: „Innovative Automation für zukunftsfähige Produktion“, etz Elektrotechnik + Automation, Sonderausgabe S2/2005
- [66] Bitsch, R.; Feldmann, W.; Aumayr, G.: „Virtuelle Kraftwerke – Einbindung dezentraler Energieerzeugungsanlagen, etz, Heft 9/2002, 2002
- [67] EUS GmbH: „Prozessvisualisierungen für dezentrale Energieanlagen“, Produktbeschreibung, www.eus.de, 2005
- [68] Luther, J.; Meyer, T.: „Aktives Energiemanagement und dezentrale Stromerzeugung“, BWK Das Energiefachmagazin, 10/2005
- [69] Turau, V.: „Algorithmische Graphentheorie“, Addison-Wesley Verlag, 1996

-
- [70] Arnold, M.: „Kommunikationskonzept für die Prozessleittechnik“, Dissertation, RWTH Aachen, 1998
- [71] Süß, G.: „Prozessvisualisierungssysteme – Funktionalität, Anforderungen, Trends“, Hüthig-Verlag, 2000
- [72] Meier, A.: „Relationale Datenbanken – Eine Einführung in die Praxis“, Springer Verlag, 2. Auflage, 1995
- [73] Leder C.: „Visualisierungskonzepte für die Prozesslenkung elektrischer Energieübertragungssysteme“, Dissertation, Universität Dortmund, 2002
- [74] Carlson, R.: „Sandia SCADA-Program – High-Security SCADA LDRD Final Report“, Sandia National Laboratories, www.sandia.gov, April 2002
- [75] Berg, M.; Stamp, J.: „A Reference Model for Control and Automation Systems in Electric Power“, Sandia National Laboratories, www.sandia.gov, 2005
- [76] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI): „IT-Grundschutzhandbuch“, www.bsi.de, November 2004
- [77] Handschin E.; Uphaus, F.: „Simulation System for the Coordination of Decentralized Energy Conversion Plants on Basis of a Distributed Database System“, IEEE Power-Tech 2005, St. Petersburg, Juni 2005
- [78] Uphaus, F.: „Viskon – Ein datenbankgestütztes Betriebsführungssystem für dezentrale Energieumwandlungsanlage“, Programmbeschreibung EV0527, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2005
- [79] Goswami, D. Y.; Keith, F.; Kreidler, J. F.: „Principles of Solar Engineering“, Taylor & Francis, 2nd edition, 1999
- [80] Becker, R.; Handschin, E.: „Dynamic simulation tool for House-Energy-Supply-Systems“, IEEE PES, St. Petersburg, Juni 2005

- [81] Meißner, H.: „Effiziente Energienutzung durch Mini-Blockheizkraftwerke“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 5, Mai 2005
- [82] Tamme, R.; Heidemann, W.: „Speicherung von Wärme“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 7, Juli 2005
- [83] VDI-Gesellschaft (Hrsg.): „VDI-Wärmeatlas“, Springer-Verlag, 9. überarbeitete und erweiterte Auflage, 2002
- [84] Donnerbauer, R.: „Energiegipfel in Nürnberg“, VDE Dialog, November/Dezember 2001
- [85] Kurrat, M.; Schulz, C.: „Einsatzmöglichkeiten von Mini-Blockheizkraftwerken“, ew, Heft 5, 2005
- [86] Gruffke, M.: „Messnetz zur flächendeckenden Erfassung der solaren Einstrahlungsverteilung“, Dissertation Universität Paderborn, 2003
- [87] DIN EN 1264-2: „Fußboden-Heizung – Systeme und Komponenten – Teil 2: Bestimmung der Wärmeleistung“, Beuth Verlag Berlin, 1997
- [88] Krause, O.: „Entwicklung von Koordinierungsstrategien für dezentrale Energieumwandlungsanlagen unter Einsatz eines datenbankgestützten Prozessvisualisierungssystems“, Diplomarbeit EV0521, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Universität Dortmund, 2005

Anhang A: Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

BFS	Betriebsführungssystem
BHKW	Blockheizkraftwerk
BZ	Brennstoffzelle
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlage
DENA	Deutsche Energieagentur
DSL	Digital Subscriber Line
EDGE	Enhanced Data Service for GSM Evolution
EMS	Energiemanagementsystem
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System Mobile
HES	Hausenergiesystem
HSCSD	High Speed Circuit Switched Data
ISDN	Integrated Services Digital Network
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
IT	Informationstechnik
LAN	Local Area Network
MT	Mikroturbine
PoMS	Power Flow and Power Quality Management System
PVA	Photovoltaikanlage
QoS	Quality of Service

SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SSL	Secure Socket Layer
TFR	Tonfrequenzrundsteuerung
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
VK	Virtuelles Kraftwerk
WAN	Wide Area Network
WEA	Windenergieanlage
WIK	Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste

Formelzeichen

A	Fläche
c_{KWK}	Stromkennzahl
$f(\)$	Funktion
E	Energie
el	elektrisch
G	solare Globalleistung
i, j	Laufindizes
k	Anzahl Kommunikationsverbindungen
K	Kostenanteil
m	Masse
min,max	minimal, maximal
n	Anzahl Anlagen

q	Anzahl Gruppen
\dot{Q}	thermische Leistung/Wärmestrom
p	spezifische Leistung
r	Anzahl Hierarchieebenen
P	elektrische Wirkleistung
t	Zeit
T	Zeitintervall
th	thermisch
u	Anzahl HES
v	Anzahl PVA
V	Volumen
α	Wärmeübergangskoeffizient
β, γ	Berücksichtigungsfaktoren
δ_{Zufall}	zufälliger Dämpfungsfaktor
δ_{Gleich}	gleichverteilte Zufallszahl im Intervall [0;1]
Δ	Differenz
η	Wirkungsgrad
ϑ	Temperatur
ρ	Dichte

Anhang B: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis

Während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter sind im Rahmen dieser Arbeit die nachfolgenden Studien-, Diplomarbeiten, Projektgruppen, Veröffentlichungen und Vorträge entstanden.

Studien- und Diplomarbeiten, Projektgruppen

Bekker, D.: „Prozessanbindung von charakteristischen Größen dezentraler Energieumwandlungsanlagen an ein lokales Prozessvisualisierungs- und Steuerungssystem“, Studienarbeit 2000

Stiller, M.: „Globale Koordination von dezentralen Energieumwandlungsanlagen mit lokalen Prozessvisualisierungs- und Steuerungssystemen“, Studienarbeit, 2000

Hauptmeier, E.: „Konzept für ein Schutzsystem in elektrischen Netzen mit dezentraler Energieversorgung“, Studienarbeit, 2001

Sahbaz, I.: „Fernüberwachung und –steuerung einer Brennstoffzellenanlage in Chile“, Diplomarbeit, 2003

Lankers, T.: „Koordination dezentraler Energieumwandlungsanlagen“, Studienarbeit, 2003

Busch, P.: „Wärmelastprognose unter Berücksichtigung aktueller Wetterinformationen“, Studienarbeit, 2003

Lankers, T.: „Entwicklung eines Kommunikationsprotokolls zur Vernetzung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“, Diplomarbeit, 2004

Krause, O.: „Entwicklung eines zentralen datenbankgestütztes Visualisierungssystem zur Überwachung und Steuerung dezentraler Energieumwandlungsanlagen“, Studienarbeit, 2004

Franzen, E.: „Entwicklung eines Werkzeugs zur Prognose der Leistungsabgabe von Photovoltaikanlagen“, Studienarbeit, 2004

Krause, O.: „Entwicklung von Koordinierungsstrategien für dezentrale Energieumwandlungsanlagen unter Einsatz eines datenbankgestützten Prozessvisualisierungssystems“, Diplomarbeit, 2005

Krause, O.; Vennemeyer, F.: „Erstellung eines Datenbankinterfaces zur Simulation dezentraler Energieumwandlungsanlagen unter Matlab“, Projektgruppe, 2004

Ametsin, D.; Häger, U.; Haider, H.; Kubera, T.; Liu, B.; Thiel, M.; Wu, W.: „Aufbau einer Simulationsumgebung für virtuelle Kraftwerke“, Projektgruppe, 2005

Veröffentlichungen und Vorträge

Handschin, E.; Uphaus, F.; Wiesner, T.: „The integrated Service Power Network as a Vision of the Future Distribution System“, 1st International Symposium on Distributed Generation, Stockholm, Juni 2001

Becker, R.; Handschin, E.; Uphaus, F.: „Internet Control for Decentralized Energy Conversion Systems“, 2nd International Symposium on Distributed Generation, Stockholm, Oktober 2002

Handschin, E.; Uphaus, F.: „Modernere Informationstechnologien als Basis einer wirtschaftlich optimalen Nutzung dezentraler Energieversorgungsstrukturen“, VDE-Kongress Dresden, Oktober 2002

Becker, R.; Handschin, E.; Hauptmeier, E.; Uphaus, F.: „Heat-Controlled Combined Cycle Units in Distribution Networks“, CIRED 2003, Barcelona, Mai 2003

Handschin, E.; Uphaus, F.: "Simulation System for the Coordination of Decentralized Energy Conversion Plants on Basis of a Distributed Database System", IEEE PowerTech 2005, St. Petersburg, Juni 2005

Lebenslauf

Name:	Frank Uphaus	
Geburtsdatum:	04. März 1973	
Geburtsort:	Rheine	
Familienstand:	verheiratet mit Tanja Uphaus, geb. Kühn	
Schulbildung:	1979 - 1983	Bodelschwingh-Grundschule, Rheine
	1983 – 1992	Gymnasium Dionysianum, Rheine, Abschluss: Allgemeine Hochschulreife
Grundwehrdienst:	1992 – 1993	Instandsetzungsbataillon 120 in Rheine
Studium:	1993 – 1998	Studium der Elektrotechnik an der Universität Dortmund Abschluss: Diplom-Ingenieur
Berufstätigkeit:	1999 – 2000	Wissenschaftlicher Mitarbeiter bei der PSI AG, A- schaffenburg, Projektingenieur im Geschäftsbereich <i>PSIEnergie-EE</i>
	2000 – 2005	Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, Universität Dortmund
	ab 2006	Projektingenieur bei der GE Wind GmbH, Salzber- gen, Bereich Requisition Engineering