

2 Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

2.1 Prognosemodelle und -methoden

Ein Energieverteilungssystem kann als eine Gruppe von unterschiedlichen Objekten oder Teilen, die mit Beziehungen zueinander zusammenwirken, beschrieben werden. Die Bildung eines Modells zur Beschreibung eines solchen Systems stellt in allen Bereichen der wissenschaftlichen Forschung die Grundlage einer systematischen Untersuchung von Zusammenhängen zwischen Einflussgrößen und interessierenden Größen dar. Modelle werden somit gebildet, um bestimmte Merkmale der Realität aufzuzeigen und sind eine idealisierte Darstellung der Wirklichkeit. Ziel der Modellbildung ist, eine vereinfachte Abbildung der wesentlichen Zusammenhänge zwischen Einflussgrößen und zu untersuchenden Größen durch Reduzierung der Einflussgrößen auf eine endliche Anzahl darzustellen.

Bei der Untersuchung von Phänomenen durch Beobachtung und Messung werden empirische Daten gesammelt mit dem Ziel, in einem ersten Schritt in den Daten verborgene Ordnungen, Regeln und Gesetze zu entdecken. Die dann folgende Beschreibung der ermittelten Gesetzmäßigkeit kann in Form von Algorithmen erfolgen und als deskriptive Modellierung bezeichnet werden. Ist ein deskriptives Modell ermittelt, so gilt es in einem zweiten Schritt, die empirisch und algorithmisch ermittelte Regularität mit den Gesetzmäßigkeiten von Mathematik, Physik, Chemie und Biologie zu verknüpfen und sie im traditionellen Sinn durch ein kausales Modell diskutierbar oder "erklärbar" zu machen. Die Kausalität zwischen Einflussgröße und zu untersuchender Größe ist Voraussetzung einer Prognose, die Aussagen über eine künftige Entwicklung ermöglicht. In Abhängigkeit vom Ziel der Modellierung umfasst der Weg der Modellbildung im Wesentlichen drei Schritte:

- Phänomenologie: Beobachtungen und Sammlung von Daten in der Realität und Suche nach Ordnungsprinzipien, Regeln und Gesetzen.
- Deskriptives Modell: Umsetzung der Ordnungsprinzipien in einen Kompaktalgorithmus zur Beschreibung der Phänomene (Daten).
- Kausales Modell: Verknüpfung der Algorithmen bzw. Ordnungsprinzipien mit naturwissenschaftlichen Ursachen zur Erklärung sowie Deutung und Diskussion der Phänomene (Daten).
- Prognosemodell: Ermöglichen von Vorhersagen des zukünftigen Verhaltens einer interessanten Größe eines Systems in Abhängigkeit Ihrer Einflussgrößen.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird der Schwerpunkt der Untersuchungen in der Entwicklung von Prognosemodellen zur Beschreibung der elektrischen Last liegen. Die Methoden zur Prognose und speziell der elektrischen Last werden in der Literatur [Cha82], [Gro87], [Bun85], [Als95] in vier Hauptkategorien klassifiziert. Die subjektiven oder manuell empirischen Prognoseverfahren, die aufgrund subjektiver Eindrücke er-

stellt werden. Hierbei fließen zur Prognoseerstellung Urteile, Intuition und andere reale Informationen ein. Die Prognosen der elektrischen Last erfolgen unter Zuhilfenahme von Ähnlichkeiten in vergangenen Jahres- und Tageswerten sowie durch Kombination von typischen Wetterbedingungen an diesen Tagen. Die Prognose erfolgt hierbei empirisch [Cha82].

Univariate Verfahren basieren auf Daten der Vergangenheit sowie Anpassung eines Modells und der Methode der Extrapolation. Vorhersagen werden aus der historischen Lastganglinie selbst erzeugt, sodass nur die Zeitabhängigkeiten Berücksichtigung finden. Dieser Ansatz wird bei Systemen mit geringer Abhängigkeit von exogenen Einflussgrößen der Last angewendet oder dann, wenn keine oder unzureichende Einflussgrößen aus der Historie bekannt sind oder Prognosen für sehr kurze Zeithorizonte zu erstellen sind [Pet86].

Multivariate Prognoseverfahren berücksichtigen bei einer Modellierung die kausalen Zusammenhänge exogener Einflussgrößen auf den zu prognostizierenden Wert. Voraussetzung für die Anwendung der Verfahren ist die Vorhersagbarkeit exogener Einflussgrößen. Regressionsmodelle und auch Mustererkennungsmodelle fallen in diese Verfahrensgruppe.

Die Verfahren, bei denen uni- und multivariate wie auch subjektive Verfahren innerhalb eines Prognosemodells Verwendung finden, bezeichnet man als Kombinationsverfahren. Hierbei können Vorhersagen, uni- oder multivariate Prognosen errechnet und dann subjektiv korrigiert werden.

Die Auswahl eines Vorhersageverfahrens wird durch die Anforderung der zu erledigenden Aufgabe und deren Randbedingungen bestimmt. Es steht die Fragestellung der Qualität an eine Prognose im Vordergrund, die jedoch in einem ausgewogenen Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen stehen muss. Zusätzlich nehmen Prognosehorizont und -intervall sowie das Vorhandensein historischer Daten und exogener Einflussfaktoren maßgeblichen Einfluss. Der Verfahrenseinsatz sollte individuell der Aufgabe und dem Zweck entsprechend abgewogen werden, da eindeutige allgemeingültige Regeln sich nicht ableiten lassen.

2.2 Planungshorizonte in der Energiewirtschaft

Die Erfordernisse der Praxis führen zu unterschiedlichen Planungsaufgaben in der Energiewirtschaft. Diese Planungsaufgaben können dabei eine Optimierung in verschiedene Zeitbereiche zum Ziel haben. Dabei können unterschiedliche Zeithorizonte klassifiziert werden, die von einem Betrachtungszeitraum von einigen Tagen bis hin zu Jahrzehnten reichen. Da Lastprognosen die Grundlage aller Planungsaufgaben darstellen, ist daher die Einteilung der Prognosehorizonte entsprechend der sich aus

Planungsaufgabenstellungen ergebenden Zeitbereiche sinnvoll. Um eine geeignete Strukturierung herbeizuführen, werden fünf Aufgabenblöcke definiert [Lin96], [Huf00] und [Als95].

- Die prägenden Kriterien der strategischen Langzeitplanung leiten sich aus den Unternehmenszielen und der Strategie ab und liefern Ergebnisse zum Primärenergieeinsatz, zur Finanz- und Kostenplanung, der Vertragsgestaltung und zur Standort- und Stilllegungsplanung. Das Optimierungsintervall dieser Planung erstreckt sich über einen Zeitraum von fünf bis hin zu zwanzig Jahren. Die Unsicherheiten der Prognosedaten rechtfertigen hierbei die Wahl vereinfachter Verfahren und die Reduzierung auf eine geringe Anzahl von Eingangsdaten. Die hierfür benötigten Lastprognosen beschränken sich daher auf die Jahresdauerlinien in Prognoseintervallen von einem bis hin zu zehn Jahren [Edv90].
- Langfristige Planungen erstrecken sich üblicherweise über einen Zeitbereich zwischen einem und fünf Jahren, mit dem Ziel, Bezugs- und Lieferverträge sowie die zulässigen Regelbereiche der Kraftwerksblöcke einzuhalten. Die Planungen sollen dabei die Jahreshöchstlast und Jahresenergiemengen sowie deren Aufteilungen auf die jeweiligen Monate in Form von Lastganglinien eines Jahres liefern. Die Ergebnisse dieser Optimierung sind Kostendarstellungen, Kraftwerksfahrpläne mit Energie- und Leistungsmengen, Emissionsbelastungen und Reststoffmengenprognosen sowie die Bewertung des statistischen Versorgungsrisikos [Edv90].
- Die mittelfristigen Planungen dienen der Revisionsplanung, der Brennstoffeinsatzplanung sowie damit verbundener Bevorratung und Speicherbewirtschaftung. Zusätzlich nehmen diese maßgeblichen Einfluss auf den Abschluss energie- und stromwirtschaftlicher Vereinbarungen. Die Prognosehorizonte erstrecken sich von einer Woche bis hin zum einem Jahr. Teile der benötigten Eingangsparameter der Planungsaufgabe werden durch die strategischen und langfristigen Planungsaufgaben vorgegeben. Das Planungsergebnis sind Lastganglinien typischer Tage [Edv90], [Huf00].
- Die kurzfristigen Planungsaufgaben der Energiewirtschaft erstrecken sich über einen Zeitraum von einem Tag bis hin zu einer Woche. Die Planung liegt hierbei im Schwerpunkt auf der Erstellung von Lastganglinien, die in Abhängigkeit der Bezugs- und Liefervereinbarungen erfolgen mit einer Auflösung in Zeitintervallen, die zwischen einer Viertel und einer Stunde liegen können. Die kurzfristige Planung dient zur Festlegung der Regelreserven des Übertragungsnetzes und zur Bezugs- und Erzeugungsplanung und ist abhängig von der Rolle des Unternehmens im Markt. Die Anforderung an die Güte und Genauigkeit der Prognose sind aufgrund des hohen finanziellen Risikos mit größter Genauigkeit festzulegen.
- Sehr kurzfristige Planungsaufgaben erstrecken sich über einen Betrachtungszeitraum von Sekunden bis hin zu Stunden. Die Aufgaben dieser Planung bestehen

primär in der Bereitstellung von Regelenergie wie z. B. der Einsatzplanung von Stunden-, Minuten- oder Sekundenreserven sowie dem Lastaustausch zwischen Übertragungsnetzbetreibern. Die erstellten Prognosen finden zusätzlich Anwendung bei der Früherkennung von Grenzwertüberschreitungen und der Planung kurzfristiger Schaltvorgänge.

Zur Erzielung eines optimalen Ergebnisses kann die zeitliche Einteilung der Planungsaufgaben in Funktionsblöcke nicht isoliert, sondern nur zusammenhängend betrachtet werden, da im Regelfall die Ergebnisse des vorhergehenden Funktionsblocks Einfluss auf den folgenden nehmen. Der Zusammenhang der Funktionsblöcke ist in Abbildung 2-1 dargestellt.

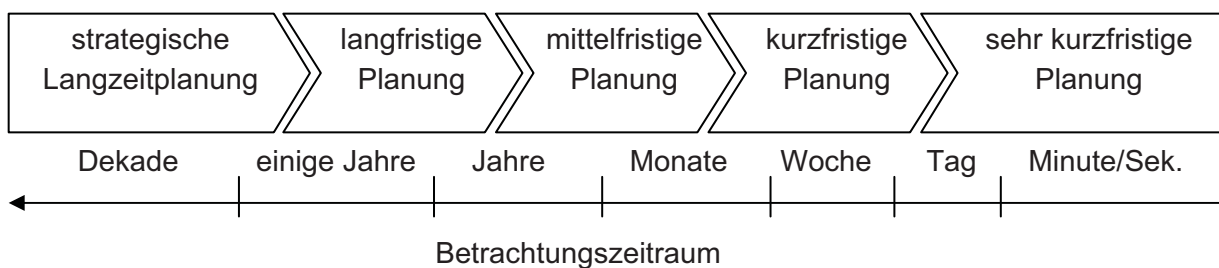


Abbildung 2-1: Planungszeithorizonte in der Energiewirtschaft

Aufgrund der fortschreitenden Veränderung des Marktes und den daraus resultierenden Bedingungen wie auch der energiepolitischen Rahmenbedingungen, beispielsweise der Förderung regenerativ erzeugter Energie oder der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, ergeben sich eine Vielzahl von Planungsunsicherheiten, die zu einer Verringerung des Planungshorizontes führen. Der Fokus operativer Unternehmensbereiche liegt derzeit auf der Erstellung kurzfristiger Lastprognosen, die im Hinblick auf die Modellierung der elektrischen Last die höchsten Anforderungen aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Einflussfaktoren stellen und im Rahmen der vorliegenden Arbeit detaillierter untersucht werden.

2.3 Energiewirtschaftliche Lastprognosen

Die zentrale Aufgabe der Energiewirtschaft ist die Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie, die mit Hilfe der in Abbildung 2-2 dargestellten Komponenten erfolgt. Da Energieerzeugung und -wandlung beim Anwender innerhalb eines elektrischen Versorgungssystems zeitgleich erfolgen muss, werden Differenzen zwischen diesen beiden Größen durch Regelenergie oder Energieaustausch mit den umliegenden Verbundnetzbetreibern ausgeglichen, die damit oftmals zu ungewollter zusätzlicher Belastung des Transportnetzes führen können. Vor der Liberalisierung des Energiemarktes existierte in den bestehenden Gebietsmonopolen, in denen Versorgungsunternehmen für Erzeugung, Transport, Verteilung und Vertrieb zuständig

waren, kein Wechsel von Kunden zu anderen Versorgern, was eine quasistationäre Verbrauchs- und Erzeugungsstruktur zur Folge hatte. Den Unternehmen waren die wichtigsten Kunden im Netzgebiet und deren voraussichtlicher Leistungsbedarf auf Grund einer weitreichenden, konsistenten, historischen Datenbasis weitgehend bekannt. Somit konnten mit relativ einfachen statistischen Methoden sehr gute Last- und Regenergieprognosen erstellt werden.

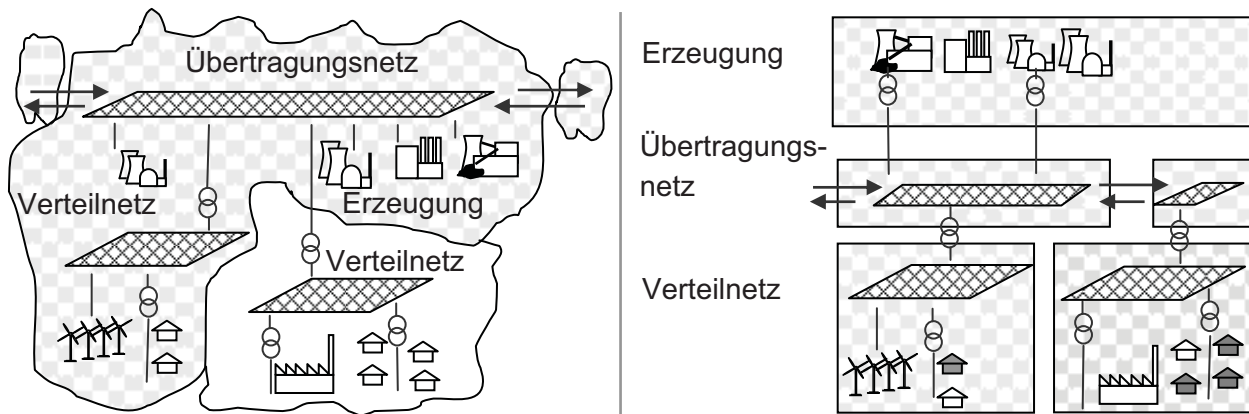


Abbildung 2-2: Strukturen der Energieversorgungsunternehmen

Diese Prognosen bildeten gleichzeitig sowohl die Last im Netzgebiet als auch den Fahrplan für die Erzeugung in den eigenen Kraftwerken ab. Die Anforderung an die Güte und Genauigkeit dieser Prognoseklasse wurde aufgrund des hohen finanziellen Risikos mit größter Genauigkeit festgelegt. Die Aufgabe der Prognoseerstellung erfolgte in den bis dahin vertikal integrierten Unternehmen von Dispatchern innerhalb der Kraftwerke, die die Höhe und den zeitlichen Verlauf der vorzuhaltenden Reserven mit Hilfe einer Lastprognose bestimmten und die Verteilung möglicher Reserven innerhalb der zur Verfügung stehenden Kraftwerke nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimierten [Str02]. Diese Planungsaufgaben der Energiebereitstellung erfolgten unter Berücksichtigung verschiedener Zeithorizonte.

2.4 Öffnung des Energiemarktes in Deutschland

Mit der Umsetzung der ersten Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie der Europäischen Union in nationales Recht im April 1998 zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts wurde der rechtliche Ordnungsrahmen der Energieversorgung bereits in drei wesentlichen Punkten grundlegend verändert. Wo früher Demarkations- und Konzessionsverträge mit Ausschließlichkeitsbindung den Stromabsatzmarkt in einzelne Monopole einteilten, wurde der Gebietsschutz der bisherigen geschlossenen und flächendeckenden Versorgungssysteme aufgehoben. Des Weiteren wurden die Netzbetreiber zu einer diskriminierungsfreien Öffnung ihrer Netze gegenüber Dritten verpflichtet. Und schließlich wurde das organisatorische, eigentumsrechtliche oder buchhalterische Unbundling gefordert, was eine Aufteilung der klassischen, integrierten Unternehmens-

strukturen in separate Unternehmen der Erzeugung, Übertragung, Verteilung, des Handels und Vertriebs zur Folge hatte [Ewg98]. Besonders der Unbundling-Forderung wurde durch den Erlass der EU-Beschleunigungsrichtlinie Strom im Juni 2003 Nachdruck verliehen und diese auch im Referentenentwurf des Gesetzes zur Neufassung des Energiewirtschaftsrechts integriert [RL 03]. Die Abbildung 2-2 verdeutlicht die unterschiedlichen Unternehmensstrukturen der monopolistischen und liberalisierten Energiemärkte Deutschlands.

Die Umsetzung der Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes basiert in Deutschland erstmalig auf dem Konzept des verhandelten Netzzugangs. Dieses gewählte Durchleitungsprinzip baut auf einer freiwilligen Verbändevereinbarung auf, die zwischen der Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e. V., dem Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V. und dem Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) vereinbart wurde. Sie regelt die Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten, Netznutzung sowie organisatorische Rahmenbedingungen und wurde mehrfach überarbeitet.

Mit der zweiten Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) setzte die Bundesregierung am 13.07.2007 das EU-Gemeinschaftsrecht für die leitungsgebundene Energieversorgung in nationales Recht um. Zweck des EnWG ist die "möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas" (§ 1 Abs. 1 EnWG). Ferner dient die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs [EnWG07] und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Abs. 2 EnWG), [Eick06], [Jan96], [PWC07]. Die entscheidenden Inhalte des Gesetzes lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Das neue Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet alle Netzbetreiber, ihre Netze (natürliche Monopole) diskriminierungsfrei allen Kunden gegen ein angemessenes Entgelt zur Verfügung zu stellen.
2. Das System des regulierten Netzzugangs tritt an die Stelle des bisher geltenden Prinzips des verhandelten Netzzugangs (auf Basis der Verbändevereinbarungen).
3. Der Netzbetreiber darf dem Kunden nur genehmigte Netzentgelte in Rechnung stellen. Basis für die Netzentgelte ist die NetzentgeltVO Strom/Gas.
4. Die Regulierungsbehörden überwachen die Netzbetreiber.
5. Größere Energieversorger (mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden) müssen ihren Netzbereich von allen anderen wirtschaftlichen Aktivitäten innerhalb des Unternehmens trennen (Unbundling). Das Gleiche gilt für Energieversorger, die im Sinne der EG-Fusionskontrollverordnung verbunden sind. Damit werden Kunden unterschiedliche Ansprechpartner für Lieferverträge bzw. für Netznutzungs-/Netzanschlussverträge im selben Versorgungsunternehmen haben.

6. Völlig neu ist der Zugang zu Gasversorgungsnetzen geregelt und hierbei speziell die Fragestellung der Einspeise- bzw. Ausspeiseverträge. Damit wird der Zugang zum gesamten deutschen Gasnetz ermöglicht.

Damit werden folgende wesentlichen Änderungen der Novellierung zu den bis dato erfolgten Liberalisierungsbemühungen umgesetzt:

- Der Informationsaustausch zwischen den Marktpartnern wird einheitlicher geregelt.
- Das Unbundling wird gesetzlich geregelt.
- Die Regelungen und Aufgaben für Übertragungsnetzbetreiber werden konkretisiert.
- Die Befugnisse und Aufgaben der Bundesnetzagentur werden festgelegt.
- Die Grund- und Notversorgungsverpflichtungen werden dem liberalisierten Energiemarkt angepasst.
- Eine Kennzeichnungspflicht für Stromrechnungen wird eingeführt.
- Festlegungen zum Berechnungs- und Genehmigungsverfahren für die Netznutzungsentgelte, zur Informationspflicht im Internet (Entgelte) und zum Reporting an die Regulierungsbehörde werden getroffen.
- Der Messstellenbetrieb wird liberalisiert, d. h. der Anschlussnehmer kann sich den Betreiber seines Strom- oder Gaszählers frei aussuchen.
- Die Zählerablesung kann auf Grund einer Verordnung der Bundesregierung liberalisiert werden, hier kann dann der Anschlussnutzer entscheiden.

Die in den zurückliegenden Jahren veränderten Rahmenbedingungen - und hier speziell auch das geforderte Unbundling - führten somit zu Handelsbeziehungen zwischen den einzelnen Marktteilnehmern. Ein am Markt agierendes Vertriebsunternehmen kann nun Kunden in unterschiedlichen Verteil- oder Übertragungsnetzen mit Energie beliefern, die bei Erzeugungsgesellschaften produziert und durch eine Netzgesellschaft dem Kunden geliefert wird. Durch das Stromhandelsunternehmen wird in der Regel eine Prognose aller Kunden in Form eines Erzeuger- und Verbrauchsfahrplans dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, für ein frequenz- und spannungsstabiles Übertragungsnetz zu sorgen, verfügen aber aufgrund des Unbundlings nicht über eigene Kraftwerke, die zur Ausregelung der Abweichung von Ist-Last zu den angemeldeten Fahrplänen erforderlich sind. Als Konsequenz hieraus erfolgt die Beschaffung der notwendigen Regelenergie in Form von Reserveleistung am Markt. Die Festlegung der Höhe und des zeitlichen Verlaufs der benötigten Regelenergie erfolgte somit nicht mehr durch Dispatcher innerhalb der Kraftwerke sondern durch den Übertragungsnetzbetreiber.

2.5 Anforderungen an Lastprognosen

Es ist somit aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingungen und der veränderten Marktsituation erforderlich, für Vertriebs- und Handelsunternehmen sowie für die Stromhandelsaufgaben des Netzbetreibers getrennte Prognosen mit zum Teil völlig

unterschiedlichen Anforderungen an Methoden und Systemen zu erstellen. Im Folgenden werden vor dem Hintergrund der Marktrollen die Anforderungen an Lastprognosen definiert.

2.5.1 Anforderungen des Handels und Vertriebs

Gemäß den heutigen Vorgaben wird Deutschland als eine und die Netze der europäischen Nachbarstaaten als weitere Energiehandelszone betrachtet. Diese sind wiederum innerhalb Deutschlands in vier Regelzonen der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber amprion, E.ON, EnBW und 50Hertz Transmission GmbH unterteilt. Jeder der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber führt Bilanz über alle Lieferungen und Bezüge innerhalb seiner Regelzone sowie über die regelzonenübergreifenden Energielieferungen. Die von einem Großkunden, Händler oder Vertrieb belieferten Einspeise- und Entnahmestellen innerhalb einer Regelzone sowie Fahrplanlieferungen an andere Marktteilnehmer werden in einem Bilanzkreis zusammengefasst und über diesen mit dem Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung eines Toleranzbandes oder Naturalkontos abgerechnet. Dabei übernimmt der Verantwortliche des Bilanzkreises die Verpflichtung, für eine Ausgeglichenheit zwischen Beschaffung (Erzeugung oder Import) und Abgabe (Verbrauch oder Export) innerhalb eines 15-minütigen Zeitrasters zu sorgen [VDN02]. Weitere Möglichkeiten zur Abwicklung von Handelsgeschäften können über Subbilanzkreise als Teilmengen von Bilanzkreisen - oder Aggregationskreise - als Zusammenschluss mehrerer Händler innerhalb eines Bilanzkreises erfolgen. Der prognostizierte Fahrplan eines Händlers muss am Tag vor der Lieferung in Form eines 15-minütigen Zeitrasters bis 14:30 Uhr bei dem betroffenen Übertragungsnetzbetreiber eingehen. Dieser prüft die formale Richtigkeit und die Übereinstimmung der Fahrpläne mit anderen Handelspartnern und weist gegebenenfalls den Verantwortlichen auf Fehler hin. Zusätzlich erhalten Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber die Fahrpläne von ebenfalls einspeisenden Händlerkraftwerken mit einer Leistung größer 100 MW. Bei all diesen Verfahren werden Bilanzabweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme, wie oben beschrieben, durch den Übertragungsnetzbetreiber mit Hilfe von Regelennergie ausgeglichen und mit dem Bilanzkreisverantwortlichen abgerechnet.

Der Stromhandelsmarkt, der im Gegensatz zum Erzeugermarkt erheblich niedrigere Marktzutrittsschranken hat, reagierte in den vergangenen Jahren deutlich auf die Liberalisierung des Elektrizitätssektors. Seit dem Beginn der Liberalisierung haben sich mehr als 200 überwiegend Vertriebs- und Handelsunternehmen als neue Teilnehmer im Markt etabliert [Mell03]. Die Handelsunternehmen sind den Bereichen Großhandel, z. B. Handelsabteilungen der Verbundunternehmen und Einzelhandel, zuzuordnen. Die Struktur der Kundenwechsel ist in Abbildung 2-3 dargestellt. Im Jahr 2007 war der anhaltende Trend zu beobachten, dass der größte Kundenwechsel im Marktsegment der Groß- und Industriekunden stattgefunden hat. Ein im Verhältnis hierzu eher geringer

Teil der Wechselkunden bildeten die Segmente der Gewerbe- und der Haushaltskunden. Um den Marktzugang für Haushalts- und Gewerbekunden ohne registrierende ¼-h-Leistungsmessung zu ermöglichen und dabei die vorhandenen Messeinrichtungen weiterhin zu nutzen, wurden Anfang 2000 die synthetischen und analytischen Lastprofile für diese Kundengruppen entwickelt. Der Netzbetreiber legt fest, welches Verfahren zur Leistungsermittlung der Netznutzung im Rahmen einer Belieferung Anwendung findet. Zur Ermittlung der synthetischen Lastprofile werden für verschiedene Kundengruppen aus der Vergangenheit repräsentativ gemessene und normierte Lastprofile verwendet. Die Festlegung des Lastverlaufes in einem ¼-stündlichen Zeitraster erfolgt unter Berücksichtigung verschiedener Jahreszeiten und Tagstypen sowie der prognostizierten Jahresarbeit des jeweiligen Kunden exakt.

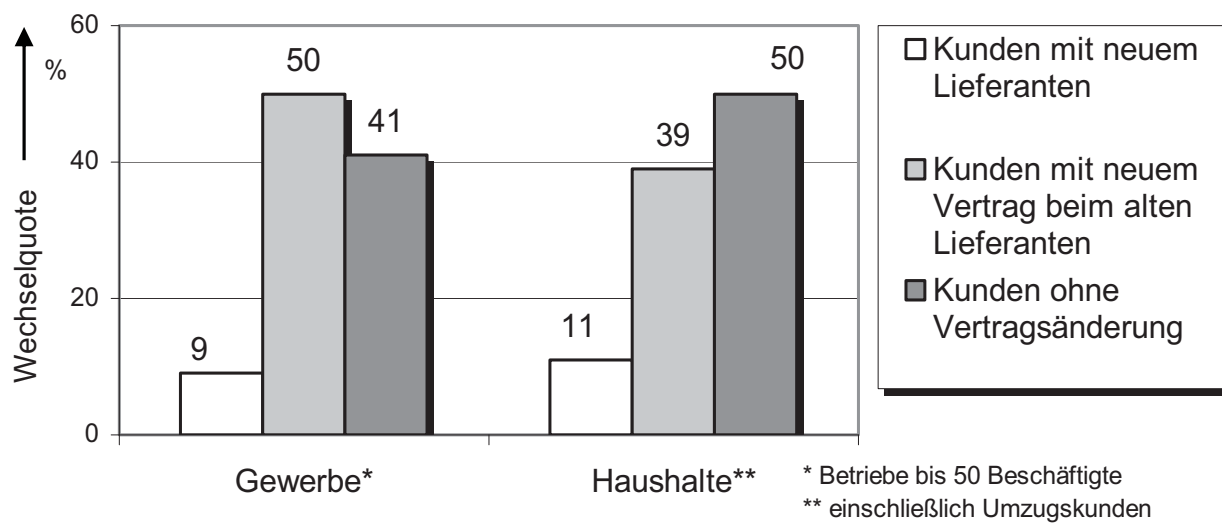


Abbildung 2-3: Kundenwechselquote 2007 (Quelle: VDE Kundenfokus 2007)

Der Lastverlauf eines Händlers wird entsprechend dem aggregierten Verbrauch seiner Kunden in einem Netzgebiet ermittelt. Das Risiko der Profilabweichungen wird dabei vom Netzbetreiber getragen und durch einen finanziellen Zuschlag bei der Netznutzung berücksichtigt. Die Möglichkeit, das synthetische Lastprofilverfahren anzuwenden, findet für Kunden mit einer Anschlussleistung von mindestens 30 kW und einem Jahresverbrauch größer 30.000 kWh/a Anwendung, wobei die Anhebung dieser Grenzen zurzeit lebhaft diskutiert wird [Mell03].

Im Unterschied zum synthetischen basiert das analytische Verfahren auf der ¼-stündlichen Messung der Netz- und Großkundenlast, d. h. es handelt sich um gemessene Werte. Damit können die tatsächlich verbrauchten Energiemengen und Leistungen jedem Händler viertelstundenscharf zugeordnet werden. Das Verfahren sieht im einfachsten Fall vor, dass der Restlastgang, gebildet als Differenz von Netzlast und der Summe von Netzverlusten sowie des Betriebsverbrauches und der Last der gemessenen Sondervertragskunden, als analytisches Lastprofil zur Belieferung und Ab-

rechnung der Klein- und Gewerbekunden genutzt wird. Um dem unterschiedlichen Abnahmeverhalten dieser Kundengruppen Rechnung zu tragen, wird der ermittelte Restlastgang über synthetische Profile für die einzelnen Kundengruppen aufgeteilt. Die für diese Aufteilung benötigten Zerlegungsfaktoren (Z-Faktoren) lassen sich auf Grundlage der Mess- und Abrechnungswerte des Vorjahres bilden. Äquivalent zu den synthetischen Lastprofilen wird die Endabrechnung nach Ablesung des Stromverbrauchs beim Endkunden, aber unter Nutzung des zeitlich dazugehörigen analytischen Lastgangs der jeweiligen Kundengruppe, durchgeführt. Der Netzbetreiber entscheidet, welches Verfahren zur Anwendung kommt. Derzeit verwendet eine Vielzahl Verteilnetzbetreiber das synthetische Verfahren und übernimmt das damit verbundene wirtschaftliche Risiko. Umgekehrt liegt beim analytischen Verfahren die Verantwortung einer exakten Prognose ausschließlich beim Händler. Unabhängig von diesen Verfahren ist für die Belieferung von Sondervertragskunden mit registrierter ¼-h-Leistungsmessung eine Prognose des Bedarfs zu erstellen, die ebenfalls in den Fahrplan integriert wird.

Aufgrund der beschriebenen Rahmenbedingungen müssen Händler unter Berücksichtigung von zum Teil fehlenden und/oder fehlerhaften Archivdaten sowie eines verringerten Zuganges zu Informationen über die signifikanten Einflussgrößen auf das Verbrauchsverhalten ihrer Kunden Prognosen erstellen. Die Anforderungen im liberalisierten Markt lassen sich wie folgt beschreiben:

- Bestimmung der 15-Minuten-Mittelwerte, der innerhalb der nächsten 24 Stunden zu erwartenden Last, für die einem Handel und Vertrieb zugeordneten Groß- und Industriekunden eines Bilanzkreises unter Berücksichtigung exogener Einflussfaktoren.
- Prognose der Jahresarbeit für Klein- und Gewerbekunden.
- Prognose der 15-minütigen Mittelwerte für Klein- und Gewerbekunden sowie Sondervertragskunden in Netzgebieten mit einem analytischen Lastprofilverfahren unter Berücksichtigung exogener Einflussfaktoren auf das Verbraucherverhalten.
- Prognose der möglichen Abweichung der Ist- zur tatsächlichen Last sowie Eintrittswahrscheinlichkeitsbestimmung und Risikobewertung.

2.5.2 Anforderungen der Netzbetreiber

Die Handelszone Deutschland unterteilt sich in die Regelzonen der vier Übertragungsnetzbetreiber. Innerhalb ihrer Regelzonen führen diese Bilanz über alle Lieferungen und Energieentnahmen sowie den regelzonenübergreifenden Energieaustausch. Die Abwicklung der Handelsgeschäfte zwischen den Marktteilnehmern erfolgt über das Fahrplanmanagement. Dabei werden von den Bilanzkreisverantwortlichen der zugelassenen Bilanzkreise den Übertragungsnetzbetreibern am Vortag bis 14:30 Uhr für den folgenden Tag die Bezugs- und Entnahmeenergiemengen in einem 15-minütigen Zeitraster übermittelt. Bilanzkreise können dabei Stromhändler, Vertriebsgesellschaften,

aber auch große Industriekunden sein, die ihre Strombeschaffung in eigener Verantwortung durchführen. Aus der Addition aller Fahrpläne einer Regelzone errechnet sich der prognostizierte Lastgang des folgenden Tages. Der Zusammenhang ist in Abbildung 2-4 graphisch dargestellt.

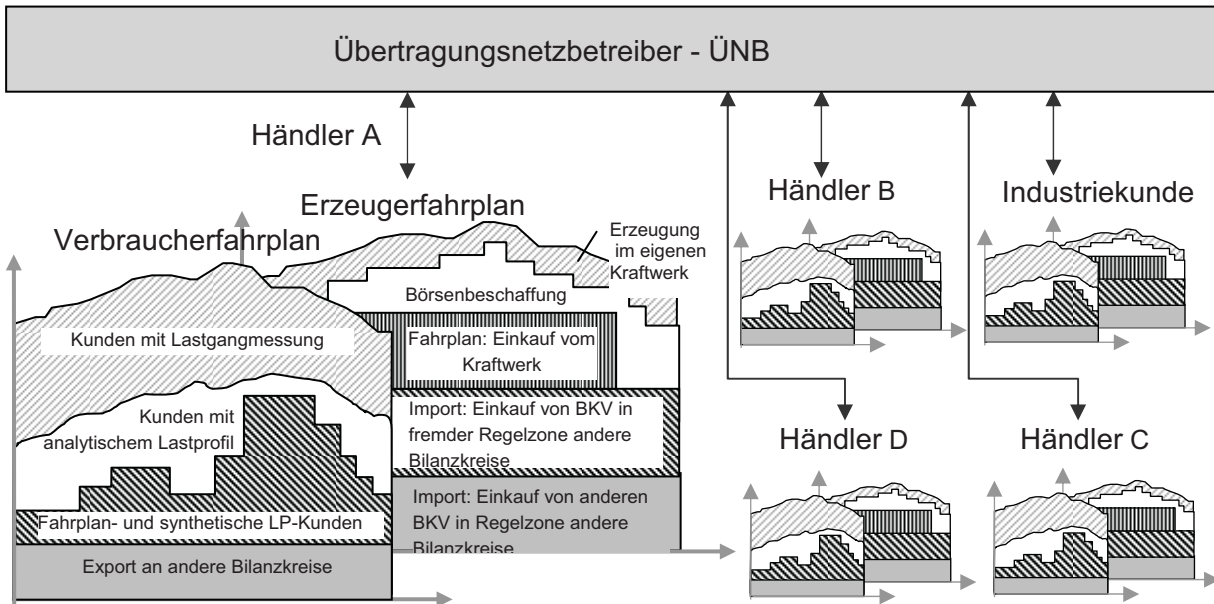


Abbildung 2-4: Fahrplanmanagement zwischen Händler und Übertragungsnetzbetreiber

Zu einer zuverlässigen Versorgung und zur Vorhaltung von Leistungsreserven zum Ausgleich der Differenz zwischen tatsächlicher Netzlast und Vertriebs- und Händlerprognose ist der Netzbetreiber laut den Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet. Nach Vorgabe des Unbundlings dürfen Netzbetreiber jedoch nicht über eigene Kraftwerke verfügen, womit die Beschaffung des Ausgleichsenergiebedarfs am freien Markt erforderlich ist. Die Etablierung dieser Märkte gewinnt für eine kostenoptimierte Regelenenergiebeschaffung für den Netzbetreiber künftig sicherlich eine stärkere Bedeutung.

Im Regelungsrahmen des zurzeit geltenden Energiewirtschaftsrechtes fallen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern somit neue Aufgaben des Stromhandels zu, die wie folgt klassifiziert werden können:

- Beschaffung von Regelenenergie durch den Übertragungsnetzbetreiber zum Ausgleich der Ist-Netzlast zur Handelsprognose
- Beschaffung von Netzverlustenergie durch den Netzbetreiber
- Übernahme von Kunden insolventer Bilanzkreise in eine Notversorgung
- In Netzen mit synthetischen Lastprofilverfahren ist der Netzbetreiber für den Ausgleich von Leistungs- und Arbeitsabweichungen zwischen Lastprofilwerten und tatsächlichen Abnahmen der Kleinkunden verantwortlich

- In Netzen, mit analytischen Lastprofilverfahren, ist der Netzbetreiber für den Ausgleich von Arbeitsmengenabweichungen, die im Rahmen der Mehr- und Minderungen entgolten werden, verantwortlich.

Gerade vor dem Hintergrund der Zunahme regenerativer Energie erfordert diese künftig den optimierten Einsatz von Regelenergie. Exemplarisch verdeutlicht dieses die Abbildung 2-5, in der die Tagesmaxima und Tagesminima der ¼-h-Leistungsprofile von EEG-Windenergie-Einspeisungen in Deutschland eines Monats dargestellt sind.

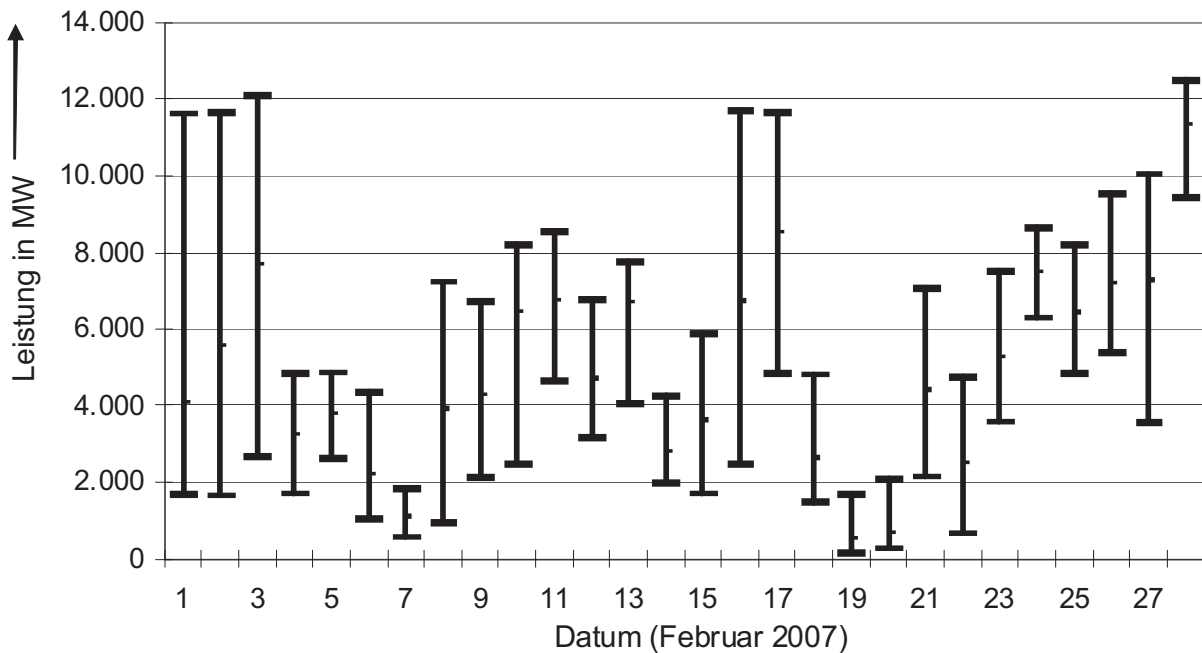


Abbildung 2-5: Windenergie-Einspeisung in Deutschland, ¼-h-Leistungswerte der Tagesmaxima und Tagesminima (Quelle: VDN)

Die Beschaffung der Energie zum Ausgleich dieser Differenz lässt sich grundsätzlich in die Regelenergiearten Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve (Tertiärregelreserve) unterteilen. Während die Primärleistungsregelung automatisch in Abhängigkeit der lokal gemessenen Frequenzabweichungen durch die Kraftwerksblöcke innerhalb der Regelzonen erbracht wird, obliegt die Aktivierung von Sekundär- und Minutenreserve der Systemführung des zuständigen Übertragungsnetzbetreibers der betroffenen Regelzone.

Bei einer Abweichung der momentanen Netzlast vom erwarteten Wert sind zwei Anteile, die Abweichung des Leistungsmittelwertes der Abrechnungsperiode von der geplanten mittleren Leistung (der eigentliche Lastprognosefehler), und die Abweichung der momentanen Leistung vom Leistungsmittelwert der Abrechnungsperiode (Einspeise- und Entnahmeschwankungen) zu unterscheiden [Gra01]. Die unterschiedlichen Arten von Regelenergien werden seit Beginn des Jahres 2001 über eine Ausschreibung unter Wettbewerbsbedingungen im Strommarkt beschafft. Anbieter für die verschiedenen Regelenergiearten können sich an einem Präqualifikationsverfahren beteiligen. Nach

erfolgter Präqualifikation ist der Erzeuger berechtigt, sich an den sich wiederholenden Ausschreibungsverfahren zur Erbringung von Regelenergie zu beteiligen.

Künftig fallen somit den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern neue Aufgaben und Verantwortung der Strombeschaffung zu, die bisher in integrierten Versorgungsunternehmen beim verbundenen Vertrieb lagen. Gerade die zurzeit noch integrierten Versorgungsunternehmen, die von den Unbundlingvorschriften betroffen sein werden, stehen somit im Spannungsfeld zwischen den Mindestanforderungen der Richtlinienenerfüllung und dem damit verbundenen Maß an Transparenz entsprechend den Vorgaben der Regulierungsbehörde. Es ist zu erwarten, dass aufgrund der zunehmenden Trennung zwischen Netz und Vertrieb zurzeit noch verbundener Unternehmen die eigenverantwortliche Führung von Differenzbilanzkreisen für Netzbetreiber, insbesondere vor dem Hintergrund der Beschaffung von Energie als Ausgleichsmengen der Netzverluste und dem damit gegenüber der Regelenergie verbundenen Preisvorteil, künftig an Bedeutung gewinnen wird [StromNZV05], [StromNEV05], [Hai04], [EnWG07], [EnWG98]. Maßgeblich für das Risiko bei der Übernahme einer Bilanzkreisverantwortung ist hierbei das im Netzgebiet angewendete Lastprofilverfahren für Kleinkunden (bis 120.000 kWh/a). Dieses setzt sich aus zwei Komponenten zusammen, der Abweichung zwischen angenommenem und tatsächlichem Profil (Profilrisiko) und der Mengenabweichung, die jedoch standardisiert mit der Mehr- und Mindermengenabrechnung nach Ablauf eines Abrechnungsjahres finanziell ausgeglichen wird. Um künftig Regelenergiekosten für solche Differenzbilanzkreise zu minimieren, wird es neben der bisher praktizierten Meldung von Ist-Werten an den Bilanzkreiskoordinator auch erforderlich sein, Netzverluste optimal zu prognostizieren. Wird nämlich aus einer solchen Prognose resultierender Verlustlastgang am Markt beschafft, so sollte dies erheblich günstiger als die Beschaffung von Regelenergie sein. Dieses bedeutet aber einen für die laufende Prognose sowie das Bilanzkreismanagement entsprechenden Mehraufwand. Zielsetzung der Netzbetreiberprognose ist die Minimierung des Risikos und damit die Reduzierung der Kosten für die Beschaffung der vorzuhaltenden Regel- und Ausgleichsenergiemengen der Netzverluste, woraus sich folgende Anforderungen an Optimierungssysteme ergeben:

- Bestimmung der 15-minütigen Mittelwerte der innerhalb der nächsten 24 Stunden zu erwartenden Netzlast unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugung, z. B. durch Windkraftanlagen oder Blockheizkraftwerke und exogener Einflussfaktoren.
- Erstellung einer Prognose des Erwartungswertes der Last sowie Prognose der Prognosefehler bzw. Konfidenzintervalle.
- Quantifizierung der Unsicherheiten und Risikobewertung einer kostenoptimierten Regelenergiebeschaffung.
- In Netzen mit synthetischen Lastprofilverfahren ist die Prognose des Lastprofils erforderlich, um das Profilrisiko für den Netzbetreiber zu minimieren.
- Prognose der Netzverluste.

2.5.3 Lastprognosesysteme

Untersuchungen über den Einsatz der verwendeten Prognoseverfahren wurden erstmalig im Jahr 1992 im Rahmen einer CIGRE-Umfrage [CIG92] in 44 internationalen Versorgungsunternehmen durchgeführt. Als Ergebnis hat sich dabei herausgestellt, dass in der Praxis zu diesem Zeitpunkt neben den bis heute noch angewendeten manuell empirischen Prognoseverfahren überwiegend Regressionsverfahren und hybride Verfahren Anwendung fanden. Abbildung 2-6 zeigt den prozentualen Anteil der verwendeten Verfahren in Abhängigkeit unterschiedlicher Zeithorizonte.

Um eine aktualisierte Übersicht der zurzeit am Markt eingesetzten Methoden und Modelle sowie anderer für die Prognoseerstellung relevanter Einflussgrößen zu erhalten, wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Befragung deutscher Energieversorgungsunternehmen durchgeführt. Dabei wurden Gruppen gebildet, die sich entsprechend der Rollen im liberalisierten Markt (Händler/Vertrieb/Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber) gliedern.

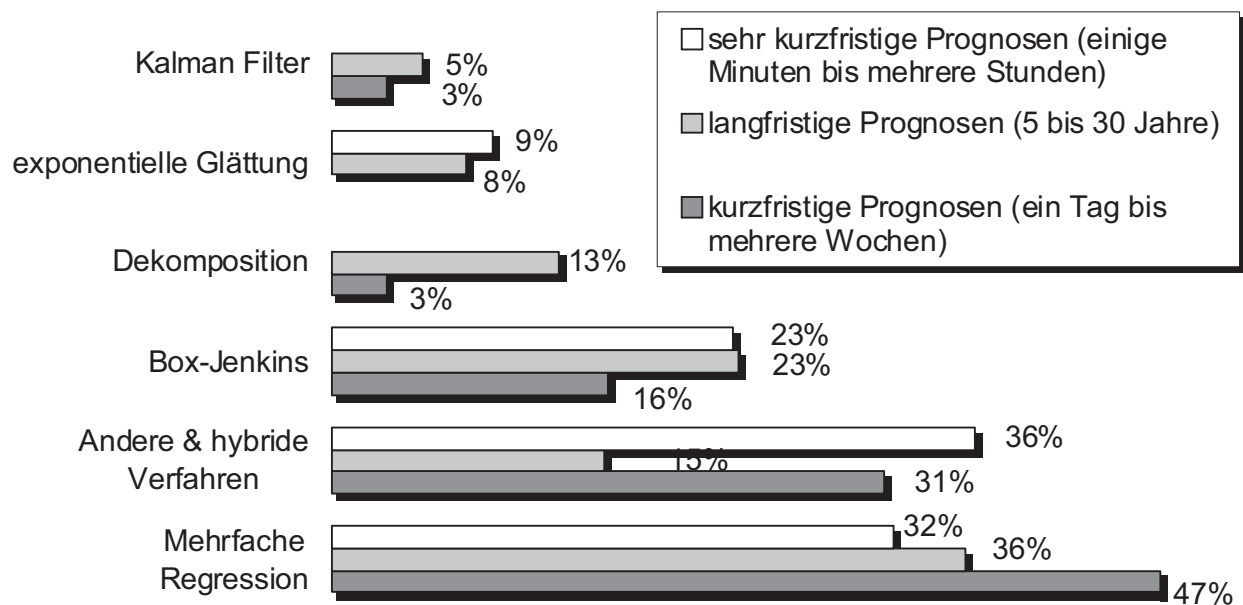


Abbildung 2-6: CIGRE Umfrage: Verfahren zur kurzfristigen Lastprognose

Die Befragung erfolgte mit Hilfe eines im Internet zur Verfügung gestellten Fragebogens. Die Beteiligung lag bei den 620 befragten Netzbetreibern bei 12 %. Der Rücklauf von Antworten der rund 100 Vertriebs- und Handelsunternehmen kann mit 45 % beziffert werden, damit können die Ergebnisse als durchaus repräsentativ bewertet werden.

Einhergehend mit der Marktöffnung erfolgte bei vielen der befragten Unternehmen die Einführung von Systemen zur Lastprognose. Bei der Befragung konnte festgestellt werden, dass bis zum Jahr 2001 rund 68 % der teilnehmenden Handels- und Vertriebs-

unternehmen DV-gestützte Systeme zur Erstellung von Lastprognosen in ihren Unternehmen eingeführt hatten; die meisten Netzbetreiber jedoch erst seit 2000 begonnen haben, Lastprognosesysteme zu nutzen. Der zeitliche Verlauf der Einführung von Prognosesystemen seit 1990 bei Netzbetreibern sowie Handels- und Vertriebsunternehmen ist in Abbildung 2-7 dargestellt.

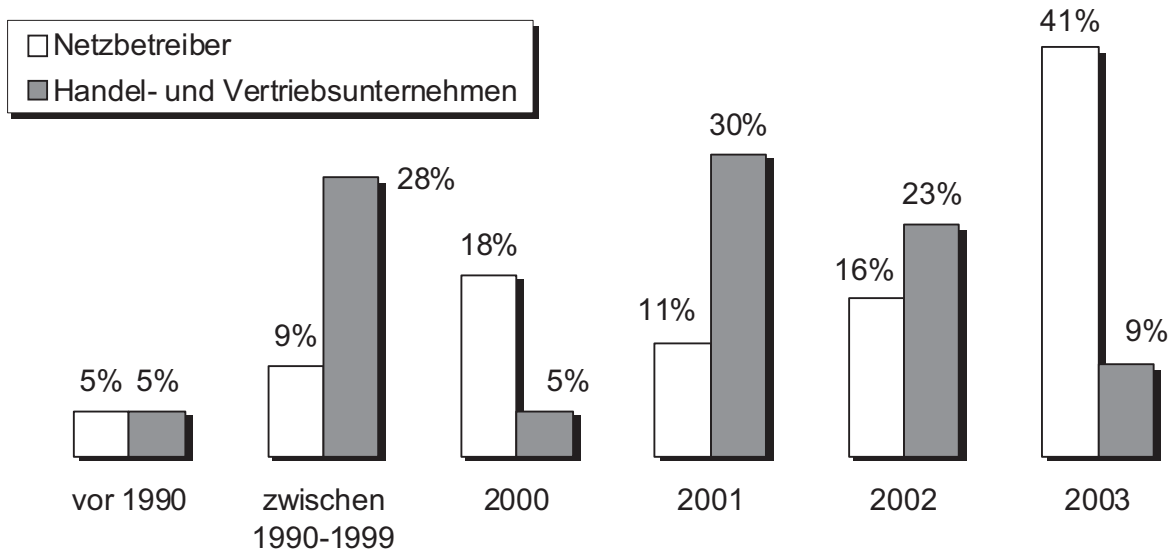


Abbildung 2-7: Einführung von Lastprognosesystemen

Rund 60 % der teilnehmenden Netzbetreiber führen Prognosen ihrer Netzlast durch. Der Aufwand hierfür wurde durchschnittlich mit 1,2 Personentagen pro Woche beziffert, die laufenden jährlichen Kosten für den Betrieb solcher Systeme wurden mit durchschnittlich 21.000 €/a angegeben. Das angewendete Lastprofilverfahren für Klein- und Gewerbekunden und die Verwendung der Lastprofilarten beim Einsatz des synthetischen Verfahrens sind in Abbildung 2-8 dargestellt.

In der Gruppe der Vertriebs- und Handelsunternehmen waren 16 % reine Handelsunternehmen, die über keinen eigenen Netzbetrieb verfügen. Der Personalaufwand für die Erstellung von Lastprognosen innerhalb dieser Gruppen kann mit 1,6 Personentagen pro Woche beziffert werden, die jährlichen Betriebskosten für Lastprognosesysteme wurden durchschnittlich mit 12.800 € angegeben. Rund 75 % der befragten Unternehmen führen Tageslastprognosen durch, wobei diese zu 90 % in einem Zeitintervall von ¼-h erfolgen. Knapp die Hälfte aller Unternehmen erstellt zusätzlich Wochen- und Monatslastprognosen ebenfalls in einem ¼-h-Zeitraster. Vereinzelt werden jedoch auch Prognosen im stündlichen Zeitintervall durchgeführt.

Prognoseverfahren lassen sich grundsätzlich in vier Verfahrensgruppen einteilen. Bei manuell empirischen Verfahren erfolgt eine Fortschreibung gegebener Lastgangdaten; Korrekturen erfolgen dabei soweit erforderlich manuell durch einen Anwender.