
Einführung

1.1 Motivation

Gerade in den letzten Jahren befindet sich die deutsche Energiewirtschaft in einer Situation großer Herausforderungen. Bereits im Herbst 2010, ein paar Monate vor der Reaktorkatastrophe in Fukushima, wurde das Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [24] von der deutschen Bundesregierung verabschiedet. In diesem Konzept wird eine langfristige Strategie für die künftige Energieversorgung in Deutschland beschrieben. Neben Maßnahmen zur Energieeinsparung, dem Ausbau von erneuerbaren Energien und von Stromnetzen wurde die Kernenergie als notwendige Brückentechnologie ausgewählt. Innerhalb einer Übergangsphase sollte die Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke in Deutschland zur Versorgungssicherheit, zum Klimaschutz und zur Wirtschaftlichkeit beitragen. Die Laufzeit der siebzehn deutschen Kernkraftwerke wurde im Durchschnitt um zwölf Jahre verlängert. Allerdings wurde nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima im März 2011 die Rolle der Kernenergie in Deutschland neu bewertet. Schließlich hat sich die deutsche Bundesregierung entschieden bis Ende 2022 aus der Kernenergie auszusteigen. Seit dem Frühjahr 2011 sind die sieben ältesten Kernkraftwerke und das Kernkraftwerk Krümmel

dauerhaft stillgelegt worden, die verbleibenden neun Reaktoren werden schrittweise bis Ende 2022 abgeschaltet [37].

Das Bundesland Bayern ist vom Ausstieg aus der Kernenergie besonders betroffen. Während im Jahr 2012 der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Deutschland bei 15,8 % lag, hatte die Kernenergie in Bayern einen Anteil von 47 % [14, 19]. Vier der neun noch abzuschaltenden Kernkraftwerke befinden sich in Bayern. Die Kernkraftwerke Grafenrheinfeld, Gundremmingen A, Gundremmingen B und Isar 2 haben eine Gesamtnennleistung von 5 257 MW. Dies entspricht 42 % der Jahreshöchstlast in Bayern, die in den letzten Jahren bei ca. 12 500 MW lag [18].

Um die Abschaltung der Kernkraftwerke in Bayern kompensieren zu können und den Umbau des Energieversorgungssystems hin zu einer umweltschonenden, wettbewerbsfähigen und zuverlässigen Energieversorgung zu beschleunigen, hat die bayerische Staatsregierung ein umfassendes und anspruchsvolles Energiekonzept mit dem Titel Energie innovativ [17] im Mai 2011 verabschiedet. Insgesamt werden darin neun Herausforderungen für den Umbau des Energieversorgungssystems beschrieben und zugehörige Lösungsstrategien entwickelt. Vor dem Hintergrund dieser Arbeit sind fünf Herausforderungen, welche den Energiesektor Strom betreffen, von besonderem Interesse:

- Erneuerbare Energien deutlich schneller ausbauen
- Ausbau der Stromnetze
- Neubau von hocheffizienten Gaskraftwerken
- Neubau von Stromspeichern
- Effiziente Erzeugung und Verwendung von Strom.

Einer der wichtigsten Punkte ist, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von heute ca. 31,8 % auf insgesamt 50 % im Jahr 2021 zu steigern. Allerdings wird alleine dieser Ausbau für die Kompensation der wegfallenden Kernenergie nicht ausreichen, da stark fluktuierende Energiequellen wie Sonnen- und Windenergie nicht in der Lage sind, ausreichend gesicherte Leistung bereitzustellen. Es gilt also auch dann die elektrische Energieversorgung zu gewährleisten, wenn der Wind nicht weht oder die

Sonne nicht scheint. Folglich spielen Maßnahmen wie der Ausbau der Stromnetze, der Neubau von hocheffizienten Gaskraftwerken und Stromspeichern sowie die effiziente Verwendung von elektrischer Energie eine ebenso große Rolle. Darüber hinaus wird die Dezentralität und Flexibilität der elektrischen Energieversorgung in den nächsten Jahren deutlich zunehmen, so dass der Umbau des Gesamtsystems eine äußerst komplexe Aufgabe mit unterschiedlichsten Handlungsoptionen darstellt.

Um die sich ändernden Rahmenbedingungen und neuen Herausforderungen zu bewältigen, beauftragte die bayerische Staatsregierung das Wirtschafts- und das Wissenschaftsministerium ein bayerisches Konzept für Energieforschung und neue Energietechnologien zu erstellen. Zur Ausarbeitung des Konzepts Bayerische Allianz für Energieforschung und -technologie – Empfehlungen der Expertenkommission [55] beriefen die beiden Ministerien eine Kommission bestehend aus insgesamt siebzehn Energiefachleuten aus Wirtschaft und Wissenschaft ein. Das erstellte Rahmenkonzept behandelt eine Reihe von Themenfeldern entlang der Energiekette (Erzeugung, Transport, Nutzung). Neben Forschungsthemen wie Smart Grids, Energiespeicher und -effizienzmaßnahmen beinhalten die Vorschläge der Expertenkommission auch Querschnittsthemen. Ein besonders relevantes Thema ist die Durchführung einer wissenschaftlich fundierten und modellgestützten Energiesystemanalyse.

Unter der Federführung von Bayern Innovativ und dessen Cluster für Energietechnik¹ wurden die Lehrstühle für Rechnernetze und Kommunikationssysteme, für Wirtschaftsmathematik und für Elektrische Energiesysteme der Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg beauftragt, ein gekoppeltes Energiesystemmodell für den Energieumstieg in Bayern zu entwickeln. Grundsätzlich umfasst das Energiesystem neben dem Stromsektor weitere Sektoren, wie beispielsweise Wärme und Transport. Jedoch stellt der Ausstieg aus der Kernenergie speziell für den Stromsektor eine große Herausforderung dar, so dass in der ersten Projektphase das elektrische Energieversorgungssystem und dessen Entwicklung im Fokus der Betrachtung stehen soll. Das generelle Ziel des Forschungsprojekts ist die Erstellung eines Instruments zur

¹weiterführende Informationen unter http://www.bayern-innovativ.de/cluster-energietechnik/systemanalyse_bayern.

ganzheitlichen Analyse und Bewertung unterschiedlicher Szenarien für den Energieumstieg in Bayern, um politische Interessenvertreter beim Umbau des Energieversorgungssystems hin zu einer nachhaltigen Energieversorgung zu unterstützen und mögliche Risiken und Fehleinschätzungen möglichst frühzeitig zu erkennen. Jeder der drei Lehrstühle bringt dabei seine Expertise in den Bereichen der Simulation, der gemischt-ganzzahligen Optimierung und der Netzflussberechnung ein, so dass insgesamt drei gekoppelte Modelle entwickelt werden, die auch unabhängig voneinander betrieben werden können.

Im Bereich der gemischt-ganzzahligen Optimierung wird ein Modell zur optimalen Kapazitätsausbauplanung für das zukünftige elektrische Energieversorgungssystem entwickelt. Dabei werden bei einem Betrachtungszeitraum von zehn Jahren die optimalen Zeitpunkte für den Ausbau erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke unter Berücksichtigung systemrelevanter Eigenschaften bestimmt. Im Bereich der Simulation wird ein zeitlich hochauflösendes Modell für die Simulation unterschiedlicher Szenarien entwickelt, wobei einerseits die resultierenden Ausbaupfade aus dem Optimierungsmodell als auch politisch motivierte „Was wäre, wenn“-Szenarien detailliert analysiert und bewertet werden können. Die dritte Komponente bildet ein elektrisches Netzmodell, welches für Lastflussrechnungen und die Analyse möglicher Grenzwertüberschreitungen verschiedener Betriebsmittel des Stromnetzes eingesetzt werden kann. Dazu werden aus dem Simulationsmodell generierte Einspeise- und Lastzeitreihen regional aufgelöst und Lastflussrechnungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz durchgeführt.

Die vorliegende Arbeit entstand innerhalb der Entwicklung des Simulationsmodells am Lehrstuhl für Rechnernetze und Kommunikationssysteme und beschreibt die ganzheitliche Modellierung des elektrischen Energieversorgungssystems von Deutschland mit Fokus auf das Bundesland Bayern. Unter Einbeziehung aller relevanten Rahmenbedingungen werden auf bilanzieller Ebene die Auswirkungen der Umstrukturierung des elektrischen Energieversorgungssystems und Wechselwirkungen unterschiedlicher Handlungsoptionen innerhalb der nächsten Jahre und Jahrzehnte analysiert. Der gewählte kombinierte Ansatz von diskreter Ereignissimulation und kontinuierlicher Simulation (System Dynamics) verspricht aussichtsreiche Möglichkeiten für

die Modellierung von elektrischen Energieversorgungssystemen. Die entscheidenden Vorteile des kombinierten Simulationsansatzes sind die hohe zeitliche Auflösung mit einer gleichzeitigen Betrachtung von langen Zeitperioden von mehreren Jahrzehnten in einer adäquaten Rechenzeit und die Modellierung stochastischer Einflüsse, wie beispielsweise von Prognosefehlern bei der Stromnachfrage oder Einspeisung erneuerbarer Energien.

1.2 Ziele der Arbeit

Das elektrische Energieversorgungssystem stellt schon heute, aufgrund von Wechselwirkungen zwischen verschiedenen energiewirtschaftlichen Maßnahmen und Zielsetzungen sowie den zahlreichen unterschiedlichen Erzeugungsmöglichkeiten von elektrischem Strom, ein äußerst komplexes System dar. In Zeiten des Energieumstiegs wird die Heterogenität und Komplexität der Stromerzeugung durch die zunehmende Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien und der Abschaltung grundlastfähiger Kernkraftwerke weiter zunehmen. Modellgestützte Energiesystemanalysen können dazu beitragen, unterschiedliche Fragestellungen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des elektrischen Energieversorgungssystems zu beantworten.

Im Allgemeinen optimieren oder simulieren Energiesystemmodelle das Energiesystem in Abhängigkeit von der Fragestellung. Je nach Fragestellung gilt es, die sinnvollste Methodik auszuwählen. Beispielsweise kann mit Hilfe der Optimierung eine kostenminimale Handlungsoption bei vorgegebenen Rahmenbedingungen ermittelt werden, während in Simulationsmodellen die Auswirkungen unterschiedlicher Handlungsoptionen auf das Gesamtsystem mit einem hohen technischen Detaillierungsgrad untersucht werden können [72]. Neben der Fragestellung und der eingesetzten Methodik spielen bei der Kategorisierung von Energiesystemmodellen auch die zeitliche und räumliche Auflösung, die betrachteten Energiesektoren (Strom, Wärme, Transport) sowie der untersuchte Planungszeitraum eine wichtige Rolle [29].

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Erstellung eines Simulationsmodells für den Energiesektor Strom, dass neben einer hohen zeitlichen Auflösung bei gleichzeitiger Betrachtung eines langen Planungshorizonts auch stochastische Einflüsse der zunehmenden fluktuierenden Stromerzeu-

gung berücksichtigt. Der untersuchte Zeithorizont kann zwischen einem Jahr und mehreren Jahrzehnten liegen. Das erstellte Simulationsmodell simESABY (simulationsgestützte Energiesystemanalyse Bayern) dient in erster Linie dazu, unterschiedliche Szenarien für das zukünftige bayerische elektrische Energieversorgungssystem zu analysieren und zu bewerten, d.h. unter Einhaltung technischer, politischer und energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen werden unterschiedliche Ausbau- und Handlungsoptionen simuliert. Anschließend werden eine Reihe von Ausgabeparametern, wie beispielsweise die Stromerzeugungsbilanz, Stromimporte und -exporte, CO₂-Emissionsbilanz und Vollbenutzungsstunden einzelner Kraftwerke verglichen und bewertet. Somit können Aussagen über die Auswirkungen einzelner Handlungsoptionen auf das Gesamtsystem und den auftretenden Interdependenzen innerhalb des elektrischen Energieversorgungssystems getätigt werden, welche zur Entscheidungsfindung politischer Entscheidungsträger maßgeblich beitragen.

Um die wichtigsten politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen adäquat berücksichtigen zu können, muss sowohl der deutsche Strommarkt und die Entwicklung des elektrischen Energieversorgungssystems als auch der Stromaustausch mit den an Bayern angrenzenden österreichischen Speicherkraftwerken modelliert werden. Für die Lösung dieser Aufgabestellung wird ein innovativer hierarchischer Mehr-Punktmodellansatz und eine umfassende Modelllogik entwickelt. Gerade durch die detaillierte Logik des Modells wird eine zentrale, standortunabhängige Kraftwerkseinsatzplanung und eine Berücksichtigung des Stromaustauschs sowohl im innerdeutschen Übertragungsnetz als auch zwischen Bayern und Österreich gewährleistet. Durch den hierarchischen Mehr-Punktmodellansatz werden vielfältige Flexibilisierungs- und Erweiterungsoptionen bereitgestellt, so dass das entwickelte Modell auch für andere Regionen problemlos eingesetzt werden kann.

Für die technische Umsetzung wird das kommerzielle Simulationswerkzeug AnyLogic[®] 7² verwendet und ein hybrider Ansatz, bestehend aus dis-

²AnyLogic[®] 7 ist ein dynamisches Simulationswerkzeug, welches diskret-ereignisorientierte, agentenbasierte und systemdynamische (kontinuierliche) Simulation unterstützt; weiterführende Informationen unter www.anylogic.de.

kreter Ereignissimulation und systemdynamischer Simulation, angewandt. Dieser ermöglicht eine komponentenbasierte und stochastische Modellierung zentraler Bausteine heutiger und zukünftiger elektrischer Energieversorgungssysteme. Darüber hinaus werden komplexe Wechselwirkungen und die entstehende Dynamik beim Ausbau unterschiedlicher Erzeugungsmöglichkeiten detailliert modelliert. Zu den entwickelten Komponenten zählen

- stochastische Modelle für die bilanzielle Einspeisung verschiedener erneuerbarer Energiequellen (Wind, Sonne, Wasserkraft, Geothermie) und wärmegeführter Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen,
- Modelle für konventionelle Kraftwerke,
- Modelle für Stromspeicher und
- stochastische Modelle für die Stromnachfrage.

Das erstellte Simulationsmodell simESABY wird im Rahmen dieser Arbeit eingesetzt, um wichtige Erkenntnisse für die zukünftige Entwicklungsperspektive des bayerischen elektrischen Energieversorgungssystems in Form einer vergleichenden Szenarioanalyse zu gewinnen. Insbesondere können die Auswirkungen und Wirkungszusammenhänge der verschiedenen Handlungsoptionen für die Kompensation der Kernenergie untersucht werden.

1.3 Aufbau der vorliegenden Arbeit

Die vorliegende Arbeit gliedert sich in insgesamt sieben Kapitel. In Kapitel 2 wird das energiewirtschaftliche und -politische Umfeld in Deutschland und in Bayern erläutert. Dabei wird auf die Eigenschaften des elektrischen Energieversorgungssystems und die speziellen Herausforderungen für den Freistaat Bayern eingegangen. Das darauffolgende Kapitel 3 befasst sich mit der konzeptionellen Modellentwicklung. Hierzu zählen eine ausführliche Darstellung bisheriger Untersuchungen und Modelle im Bereich der Energiesystemmodellierung, die im Rahmen dieser Arbeit verwendete Methodik und die notwendigen Vorüberlegungen für die Erstellung eines Simulationsmodells. In Kapitel 4 wird das entwickelte Simulationsmodell beschrieben. Neben dem hierarchischen Mehr-Punktmodellansatz und der stochastischen

Modellierung der einzelnen Modellkomponenten wird auch das Zusammenspiel der einzelnen Modellbausteine sowie die Validierung von simESABY ausführlich vorgestellt. Die für die Szenariorechnungen zugrunde gelegten Rahmenbedingungen sowie die Definition der einzelnen Szenarien erfolgt in Kapitel 5. In Kapitel 6 werden die Simulationsergebnisse und gezogenen Schlussfolgerungen ausführlich diskutiert. Abschließend erfolgt in Kapitel 7 eine Zusammenfassung der Arbeit. Darüber hinaus wird ein Ausblick auf zukünftig zu beantwortende Fragestellungen und methodische Weiterentwicklungen von simESABY gegeben.

Grundlagen der Energiewirtschaft

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird das Ziel verfolgt, ein Simulationsmodell für das deutsche elektrische Energieversorgungssystem mit Fokus auf Bayern zu erstellen, welches zur Analyse und Bewertung unterschiedlicher Handlungsoptionen für die zukünftige Entwicklung des Systems eingesetzt werden kann. Allgemein handelt es sich bei der elektrischen Energieversorgung um ein höchst komplexes und vielschichtiges System. Neben den technologischen Bausteinen zur Stromerzeugung und -verteilung, spielen auch wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen eine wichtige Rolle.

Für die Erstellung eines Simulationsmodells ist es essentiell, sowohl die wesentlichen Wirkungszusammenhänge und Eigenschaften als auch die Komplexität des zu modellierenden Systems zu erfassen. Daher werden zunächst die wichtigsten Eckpunkte des elektrischen Energieversorgungssystems basierend auf dem Praxisbuch Energiewirtschaft [66] beschrieben und punktuell durch weiterführende für die vorliegende Arbeit relevante Informationen ergänzt. Anschließend wird auf die energiewirtschaftliche Situation in Bayern eingegangen.

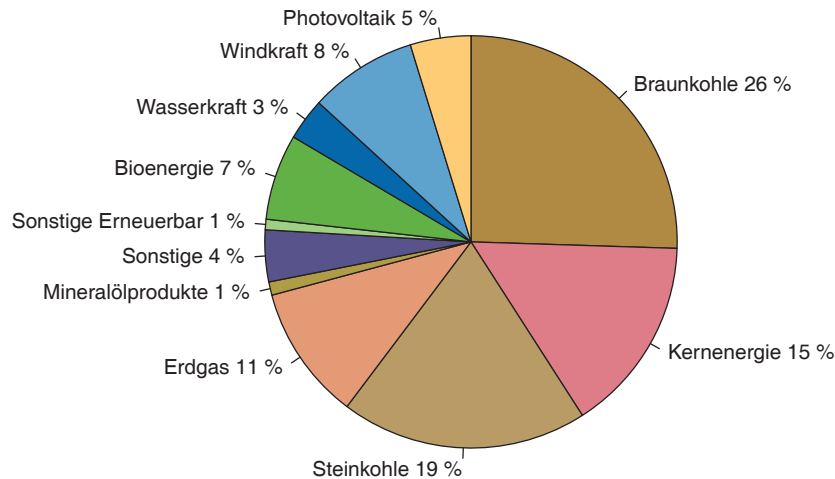


Abbildung 2.1: Darstellung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2013. Quelle: [7]

2.1 Eigenschaften des elektrischen Energieversorgungssystems

Gegenwärtig wird in Deutschland der elektrische Energiebedarf hauptsächlich durch die fossilen Energieträger Braun- und Steinkohle, Erdgas, Mineralöle und der Kernenergie gedeckt. Abbildung 2.1 zeigt exemplarisch die Struktur der Bruttostromerzeugung für das Jahr 2013. Die dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen haben einen Anteil von ca. 24 % an der Bruttostromerzeugung in Deutschland, während die restlichen 76 % überwiegend in zentralen Großkraftwerken bereitgestellt werden.

Der thermische Kraftwerkspark

Historisch bedingt wird der Großteil der Stromnachfrage in Deutschland durch thermische Großkraftwerke gedeckt. Diese werden auch im Rahmen des Energieumstiegs hin zu einem auf erneuerbare Energien basierendem elektrischen Energieversorgungssystem als Grundlastanlagen für stromintensive Industrien und als Reservekapazitäten für dargebotsabhängige erneuerbare Energien notwendig sein. Je nach Einsatztyp wird in Abhängigkeit von den

Jahresvollbenutzungsstunden zwischen den folgenden Kraftwerksklassen unterschieden:

- Grundlastkraftwerke: > 7 000 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.
- Mittellastkraftwerke: 4 500 - 5 500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.
- Spitzenlastkraftwerke: < 1 250 Vollbenutzungsstunden pro Jahr.

Grundlastkraftwerke sind praktisch ständig mit etwa der gleichen Leistung in Betrieb und werden nur zu Revisionszwecken oder bei Störungen abgeschaltet. Im Gegensatz zu den anderen Klassen haben sie lange Anfahrtszeiten, bis ihre volle Leistung erreicht wird, und langsame Laständerungsgeschwindigkeiten. Mittellastkraftwerke sind gewöhnlich tagsüber an Werktagen mit einer hohen Netzbelastung am Netz. Aufgrund ihrer kürzeren Anfahrtszeiten werden sie häufig nachts und an Sonn- und Feiertagen abgeschaltet. Spitzenlastkraftwerke haben sehr kurze Anfahrtszeiten und schnelle Laständerungsgeschwindigkeiten, so dass Lastspitzen zur Mittags- oder Abendzeit gedeckt werden können.

Neben technischen Kriterien basiert die vorgenommene Einteilung der Kraftwerke auch auf wirtschaftlichen Parametern. Beispielsweise sind die Investitionskosten bei Braunkohle- und Kernkraftwerken deutlich höher und die variablen Kosten deutlich niedriger als bei Gasturbinenkraftwerken. Die variablen Kosten sind von dem Wirkungsgrad, den spezifischen CO₂-Emissionen sowie den Brennstoff- und CO₂-Zertifikatskosten abhängig. Wie im Folgenden noch gezeigt wird, richtet sich die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken im Allgemeinen nach den variablen Kosten. Folglich werden Braunkohle- und Kernkraftwerke zur Deckung der Grundlast eingesetzt. Steinkohle- sowie Gas- und Dampfkraftwerke zählen zu den Mittellastkraftwerken und gas- bzw. mineralölbefeuerte Gasturbinenkraftwerke werden zu Spitzenlastzeiten betrieben.

Durch die Abschaltung der Kernkraftwerke und altersbedingten Stilllegungen befindet sich der thermische Kraftwerkspark im Wandel. Eine Auswertung der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [28] hat ergeben, dass das Durchschnittsalter der Kraftwerke bei rund 27 Jahren liegt. Wie Abbildung 2.2 zeigt, hat mehr als die Hälfte der sich in Betrieb befindlichen Kraftwerke ihre kommerzielle Stromerzeugung zwischen 1970 und 1989 aufgenommen.

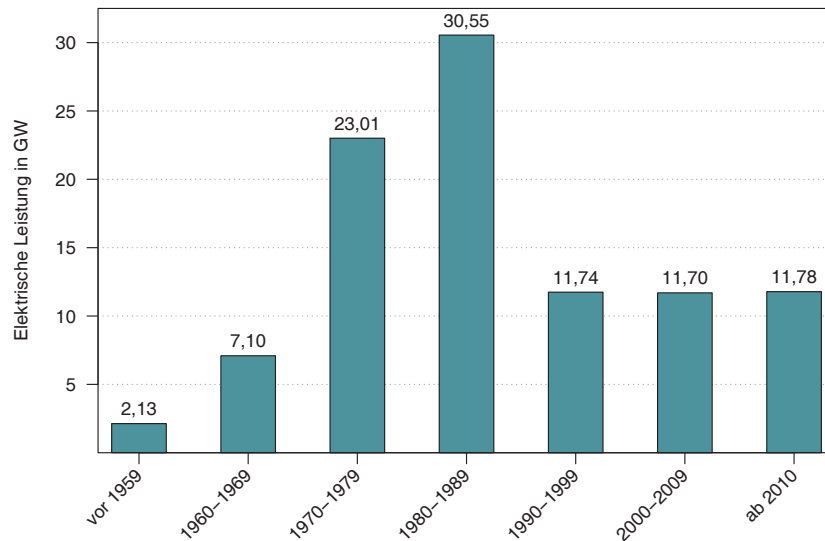


Abbildung 2.2: Altersstruktur des konventionellen Kraftwerkparks in Deutschland ab 10 MW Nettonennleistung aufgeteilt nach dem Jahr der Erstinbetriebnahme (Stand: Ende 2014). Quelle: [28]

Aktuelle Ergebnisse einer Studie der LBD-Beratungsgesellschaft [91] ergeben, dass die gesicherte Erzeugungsleistung bis 2023 deutlich abnehmen wird und sowohl im süd- als auch im norddeutschen Raum Kapazitätslücken entstehen werden. Die gesicherte Kraftwerksleistung stellt einen wichtigen Indikator für die Versorgungssicherheit dar und sollte deshalb oberhalb der Jahreshöchstlast zzgl. einer Reserve liegen. Diese Summe betrug in den letzten Jahren ca. 86 000 MW, d.h. eine Deckung der Jahreshöchstlast war mit den thermischen Erzeugungskapazitäten von rund 94 000 MW (Stand: Ende 2013, [2]) bislang problemlos möglich. Auch regelbare erneuerbare Erzeugungsanlagen (z.B. Biomasseanlagen) können zur gesicherten Leistung und somit zur Versorgungssicherheit einen Beitrag leisten.

Das Stromnetz

Neben regelbaren Kraftwerken trägt auch das Stromnetz zu einer zuverlässigen Versorgung mit elektrischem Strom bei. Das deutsche Stromnetz ist von einem außerordentlich hohen Zuverlässigkeitsniveau verglichen mit anderen europäischen Staaten gekennzeichnet und trägt maßgeblich zu einer sicheren

elektrischen Energieversorgung bei. Der Nichtverfügbarkeitswert für Strom lag im Jahr 2011 bei 15,31 Minuten [5]. Jedoch wird das Stromnetz durch die zunehmende fluktuierende Stromerzeugung aus dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen vor neue technische und operative Herausforderungen gestellt.

Das Stromnetz setzt sich aus dem Übertragungs- und Verteilnetz zusammen. Das Übertragungsnetz dient zum Transport großer Strommengen über weite Strecken, wohingegen das Verteilnetz für die Weiterleitung des Stroms an die Verbraucher verantwortlich ist. Das öffentliche Stromnetz besteht aus mehreren Netzebenen, die sich durch unterschiedliche Betriebsspannungen unterscheiden:

- Höchstspannungsebene (HöS) mit Betriebsspannungen von 220 kV oder 380 kV.
- Hochspannungsebene (HS) mit Betriebsspannungen von 110 kV.
- Mittelspannungsebene (MS) mit Betriebsspannungen von 10 , 20 oder 30 kV.
- Niederspannungsebene (NS) mit Betriebsspannungen von 400 V.

Eine prinzipielle Darstellung der verschiedenen Netzebenen ist in Abbildung 2.3 dargestellt. Transformatoren in den Umspannwerken und Ortsnetzstationen bilden das Bindeglied zwischen den verschiedenen Netzebenen. Der Strom aus Großkraftwerken mit einer Erzeugungsleistung von mehr als 300 MW und Offshore-Windparks wird in das Höchstspannungsnetz eingespeist und weiter transportiert. In den Umspannwerken wird die Höchstspannung auf die Hochspannung transformiert. Im Hochspannungsnetz sind Großkraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von 20 MW bis 300 MW, mittlere EE-Anlagen, industrielle Großabnehmer und Umspannwerke zur Mittelspannungsebene angeschlossen. Mittelspannungsnetze verteilen den elektrischen Strom innerhalb der Stadt- und Landbezirke. An dieser Spannungsebene sind in der Regel größere Solarparks, Wind- und Biomasseanlagen, sowie Blockheizkraftwerke und Handels- und Industrieunternehmen angeschlossen. Schließlich wird in Ortsnetzstationen die Mittelspannung auf die Niederspannungsebene transformiert. Das Niederspannungsnetz versorgt private und

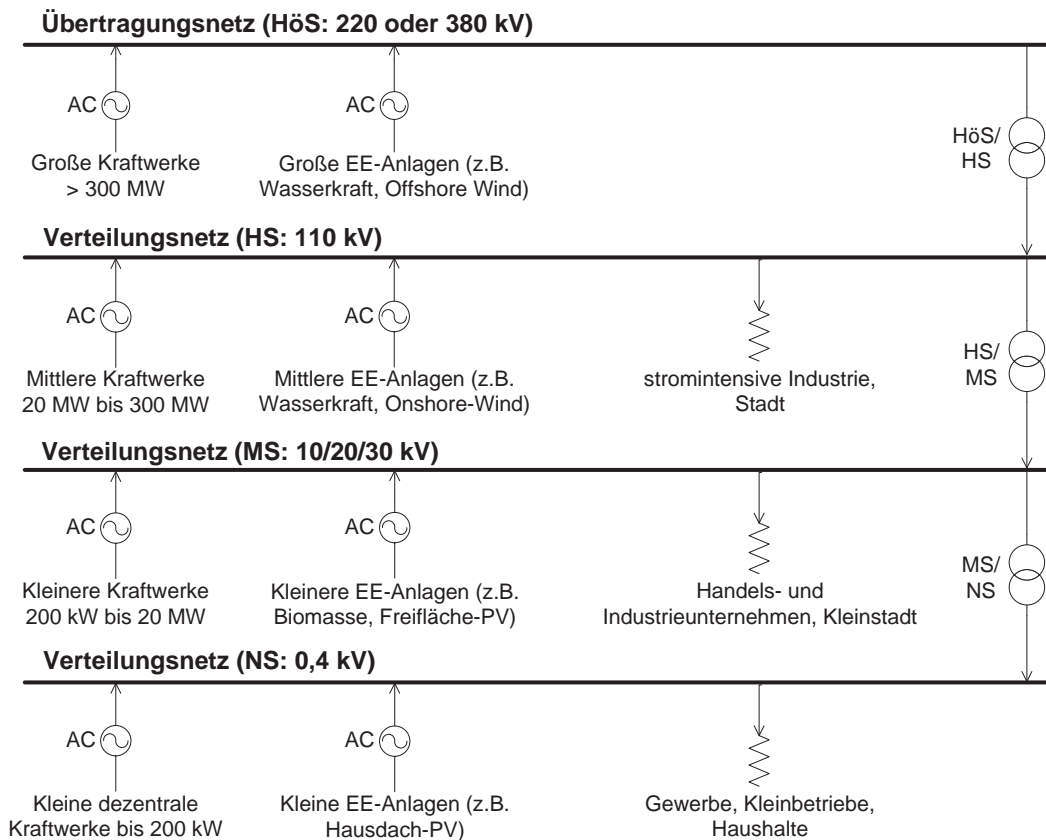


Abbildung 2.3: Prinzipielles Schaltbild des Verbundnetzes in Deutschland.

kleine gewerbliche Verbraucher mit Strom. Kleinere, auf Hausdächern installierte Photovoltaikanlagen speisen auf dieser Netzebene direkt ein.

Bei der Stromübertragung und -verteilung handelt es sich gegenwärtig um Drehstromsysteme. Allerdings bietet die sog. Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) für die Stromübertragung über weite Strecken technische und wirtschaftliche Vorteile, weshalb sie bei der Anbindung von Offshore-Windparks und dem Leitungsausbau von Nord- nach Süddeutschland aktuell besonders im Fokus steht.

Um die Versorgungssicherheit mit elektrischen Strom und die Systemstabilität auch weiterhin gewährleisten zu können, kommt dem Ausbau der Netzinfrastruktur eine besondere Rolle zu. Durch die Reduktion thermischer Kraftwerkskapazitäten und dem Ausbau der erneuerbaren Energien verschie-