
Jan Fath

**Stochastischer Ansatz zur Bestimmung
der gesicherten Leistung eines
Kraftwerksparks**

Diplomarbeit

Betreuer

Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi

Dipl.-Ing. Andreas Schüppel

Begutachter

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinrich Stigler

eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, Februar 2011

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 22.02.2011

.....
(Unterschrift)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Mitarbeitern des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz für die freundliche Aufnahme und die entgegengebrachte Unterstützung bedanken. An erster Stelle ist dies Herr Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinrich Stigler, der das Verfassen dieser Arbeit am Institut ermöglicht hat und durch seine konstruktiven Hinweise und Anregungen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beitrug.

Des Weiteren möchte ich mich bei meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi für die fachliche Unterstützung und sein Engagement bedanken. Zusammen mit Herrn Dipl.-Ing. Andreas Schüppel stand mir ein fachlich kompetentes Betreuersteam zur Seite, dass es mir in den richtigen Momenten ermöglichte, das Wesentliche nicht aus den Augen zu verlieren.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner gesamten Familie, insbesondere meinen Eltern Regina und Jakob, sowie meiner Lebensgefährtin Catharina durch deren Unterstützung ich dieses Studium sorgenfrei absolvieren konnte.

Nicht zuletzt möchte ich mich bei allen weiteren Personen bedanken, die mich beim Verfassen dieser Arbeit unterstützt und einen Beitrag zum erfolgreichen Abschluss dieses Studiums geleistet haben.

Kurzfassung

Um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verbundnetzes gewährleisten zu können, muss zu jedem Zeitpunkt des Jahres die Bilanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen sein. Zur Sicherung der elektrischen Energieversorgung wird untersucht, ob zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast ausreichende Kraftwerkskapazitäten verfügbar sind. Der kontinentaleuropäische Kraftwerkspark besteht generell aus bedarfsgerechten und dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen. Zu den bedarfsgerechten Erzeugern zählen jene Technologien, deren Primärenergieträger speicherbar sind (Kohle, Gas, Uran, Biomasse), woraus sich ergibt, dass die benötigte elektrische Leistung mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit zu jedem Zeitpunkt verfügbar ist. Den zweiten Bestandteil des Kraftwerksparks bilden dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen wie Wasserkraftwerke, Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Zusätzlich zur möglichen technischen Nichtverfügbarkeit ist die Einspeisung dieser Anlagen maßgeblich von äußeren klimatischen Bedingungen abhängig und daher für die Deckung des Bedarfs i.A. schwer zu prognostizieren.

Im Rahmen dieser Arbeit wird mit Hilfe eines stochastischen Modells unter Verwendung von Verteilungsfunktionen für jede Kraftwerksklasse und die Spitzenlast die vorhandene Leistungsreserve der einzelnen untersuchten Länder abgeschätzt. Des Weiteren wird untersucht, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Lastspitze eines Versorgungsgebietes gedeckt werden kann. Die Berechnungen werden für Österreich und Deutschland sowie für Frankreich, Ungarn und Belgien mit Hilfe einer Monte-Carlo Simulation durchgeführt, ebenso wird der Beitrag der Windkrafteinspeisung für die Spitzenlastabdeckung analysiert.

Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zeigen, dass bezüglich Spitzenlastabdeckung in den Staaten des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes national sehr unterschiedliche Strategien verfolgt werden. Während in Österreich und Deutschland durchaus Reservekapazitäten vorhanden sind, ist der Kraftwerkspark in Frankreich, Belgien und Ungarn niedriger dimensioniert, zugleich werden aber Lastabschaltungspotenziale in der Planung mitberücksichtigt. Durch die Abschätzung der Reservekapazitäten der Länder Ungarn, Frankreich und Belgien wird ersichtlich, dass Leistungsreserven nicht selbstverständlich sind, jedoch können durch regelzonenübergreifenden Energie- bzw. Leistungsaustausch Unterdeckungen in einzelnen Regelzonen kompensiert werden. Dadurch wird der grundlegende Gedanke des europäischen Verbundnetzes, nämlich die nötige Reservevorhaltung der einzelnen Länder zu reduzieren, unterstrichen. Der internationale Stromaustausch im Verbundnetz bewirkt somit eine Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz der europäischen Elektrizitätswirtschaft.

Abstract

Throughout the year, a permanent balance between generation and consumption of electrical power is necessary to ensure a reliable and secure operation of the interconnected grid in Continental Europe. Therefore the available generation units have to cover the annual peak load to ensure the supply of electrical energy. The power plant fleet is divided into power plants with storable primary energy carriers (e.g. gas, oil, lignite, uranium) and power plants whose energy production derives from climatic conditions (e.g. hydropower, wind power). Since the primary energy carriers of thermal power plants can be stored, the power fed into the grid can be adjusted to cover the actual demand in most cases. On the other hand the energy produced by wind power stations and hydropower plants depends largely on the fluctuation of wind and water resources.

For this reason a stochastic model based on a Monte-Carlo simulation has been developed to assess the power reserve of certain countries, using distribution functions for every power plant technology and the peak load as well. By application of the model, the probability of covering the peak load of certain supply areas was obtained. This was done for Austria, Germany, France, Belgium and Hungary. Additionally, the influence of wind power on peak load was analysed separately.

The simulation shows that European countries use different strategies to cover the annual peak load. Austria and Germany for instance have positive power reserves during the annual peak load period, whereas France, Belgium and Hungary use power demand side management and power imports because of negative capacity reserves. So interchange of electrical power between the countries in Continental Europe can prevent a possible undersupply of generation capacities. This justifies the idea of the interconnected grid in Continental Europe, which decreases the necessary energy reserves in each country. For this reason the power interchange increases the security of supply and reduces the costs of the European electricity industry.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation.....	1
2	Aufbau des Elektrizitätssystems.....	3
3	Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems	6
3.1	Leistungsdeckung	6
3.2	Energiedeckung	7
3.3	Loss of Load Expectation	8
3.4	Definitionen und Begriffe	9
3.5	Vergleich der Modellannahmen mit ausgewählten Veröffentlichungen.....	12
3.6	Regel- und Reserveleistung	14
3.6.1	Primärregelreserve.....	15
3.6.2	Sekundärregelreserve	16
3.6.3	Minutenreserve.....	18
4	Stochastische Modelle	19
4.1	Wahrscheinlichkeitsfunktionen.....	21
4.1.1	Die Normalverteilung	23
4.1.2	Die logarithmische Normalverteilung	24
4.1.3	Die zweiparametrische Weibullverteilung	25
4.2	Unabhängigkeit der Zufallsvariablen.....	26
4.3	Faltung und Monte-Carlo Simulation	28
5	Internationale Berechnungsmethoden und Analysen zur Bewertung der Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems	31
5.1	ENTSO-E-Methodik.....	31
5.2	ANTARES, A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems.....	35
5.3	dena, Deutsche Energie-Agentur	38
5.4	NERC, North American Electric Reliability Corporation	41
6	Charakteristika von Kraftwerkstechnologien.....	44
6.1	Ausfallverteilung, Badewannenkurve.....	45
6.2	Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen	49

6.2.1	Verfügbarkeit.....	49
6.2.2	Ausfälle	50
6.2.3	Revisionen	50
6.3	Bedarfsgerechte Erzeugungsanlagen	52
6.3.1	Verfügbarkeit.....	52
6.3.2	Ausfälle	53
6.3.3	Revisionen	53
7	Stromverbrauch und Spitzenlast.....	54
7.1	Jahreslastgang	55
7.2	Tägliche Spitzenlast	57
8	Auswirkungen durch Extremwettereinflüsse.....	60
9	Stochastische Analyse der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks.....	62
9.1	Kraftwerkportfolio	62
9.2	Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks	63
9.3	Annahmen und Einflussparameter.....	69
9.4	Simulationsergebnisse.....	76
9.4.1	Vertrauensniveau der Simulation	76
9.4.2	Deutschland-Österreich	77
9.4.3	Österreich.....	79
9.4.4	Deutschland.....	80
9.4.5	Einfluss der Windkrafteinspeisung in Deutschland	81
9.4.6	Frankreich, Belgien, Ungarn	82
10	Kritische Diskussion	84
11	Zusammenfassung.....	86
12	Verzeichnisse.....	88
12.1	Abkürzungsverzeichnis.....	88
12.2	Abbildungsverzeichnis	90
12.3	Tabellenverzeichnis.....	93
12.4	Quellenverzeichnis.....	94
13	Anhang	98

1 Einleitung und Motivation

Die Gewährleistung einer sicheren und zuverlässigen Stromversorgung ist eine der Hauptaufgaben und der markantesten Merkmale des europäischen Verbundnetzes. Zu Beginn der Elektrizitätswirtschaft mussten Elektrizitätsversorger aufgrund der geringen Ausdehnung des Stromnetzes die notwendigen Reserven für z.B. Ausfälle von Kraftwerkseinheiten selbst vorhalten. Durch den ständigen Ausbau des Übertragungs- und Verteilnetzes entstand die heutige Elektrizitätswirtschaft, mit grenzüberschreitendem Stromhandel, liberalisiertem Strommarkt und gemeinsamer Vorhaltung der benötigten Reserve für unvorhersehbare Ereignisse. Damit ein zuverlässiger Betrieb des elektrischen Verbundnetzes möglich ist, muss zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch vorhanden sein. Um diese ausgeglichene Bilanz sicherzustellen, sind einerseits möglichst exakte Prognosen der Erzeugung und des Verbrauchs anzustellen und andererseits Reservekapazitäten für plötzlich auftretende Ereignisse vorzuhalten. Eine Unterdeckung führt zum Absinken der synchronen Netzfrequenz von 50 Hz. Kann die benötigte Erzeugungskapazität durch fehlende Reserve nicht aufgebracht werden, kommt es durch weiteres Sinken der Netzfrequenz zum Zusammenbruch der Elektrizitätsversorgung (Black-Out). Für eine langfristige Systemstabilität müssen also rechtzeitig Anreize gesetzt werden, um eine mögliche Unterdeckung zu vermeiden. Da die Errichtung eines Kraftwerks abhängig von Technologie und Errichtungsstandort oft mehrere Jahre benötigt, ist die rechtzeitige Erkennung einer möglichen Unterdeckung essenziell.

Um die Wahrscheinlichkeit zukünftiger positiver oder negativer Reserven eines Versorgungsgebietes abzuschätzen, werden verschiedene Berechnungsansätze verwendet. Der in dieser Arbeit verwendete Ansatz wird allgemein als Leistungsdeckungsrechnung bezeichnet und bestimmt die Fähigkeit eines Kraftwerksparks, die Jahreshöchstlast seines Versorgungsgebietes decken zu können. Dazu wird unter Zuhilfenahme stochastischer Methoden die gesicherte bzw. mit hoher Wahrscheinlichkeit verfügbare Leistung eines Kraftwerksparks ermittelt und nach Abzug der Spitzenlast untersucht, mit welcher Wahrscheinlichkeit diese gedeckt werden kann. Aus dieser Berechnung kann in weiterer Folge die vorhandene Leistungsreserve abgeschätzt werden.

Die Ermittlung der Reserve wird für die Länder Österreich und Deutschland, Frankreich, Ungarn und Belgien durchgeführt. Die Auswahl dieser Länder erklärt sich durch das unterschiedliche Kraftwerksportfolio, wodurch der Einfluss einzelner Kraftwerkstechnologien auf die Versorgungssicherheit gut ersichtlich ist.

Die Analyse erfolgt mithilfe einer Monte-Carlo Simulation für die Monate November, Dezember, Jänner und Februar. In diesen Monaten treten in den untersuchten Staaten die

höchsten Lastspitzen auf. Aus den Ergebnissen werden die gesicherte Leistung und die vorhandene Reserve des jeweiligen Landes abgeschätzt und ebenso wird der Einfluss der einzelnen Kraftwerkstechnologien auf die gesicherte Leistung zu Spitzenlastzeiten untersucht.

2 Aufbau des Elektrizitätssystems

Das europäische Verbundnetz verbindet Erzeuger und Verbraucher, wobei sich die Lastflüsse nach physikalischen Gesetzen aufteilen und durch Kapazitäten der einzelnen Übertragungsleitungen begrenzt sind. Der Indikator für die Ausgeglichenheit eines Elektrizitätssystems ist die Netzfrequenz. Bei vollkommen ausgeglichener Bilanz stellt sich im europäischen Verbundnetz eine Frequenz von 50 Hz ein. Bei einem Überschuss an elektrischer Energie im Netz steigt die Frequenz, während bei einer Unterdeckung¹ die Frequenz sinkt. Dem Stromverbrauch, dessen Schwankungen unter anderem durch individuelles Verbraucherverhalten, klimatische Bedingungen und industriellen Bedarf verursacht werden, steht ein Kraftwerkspark mit teilweise volatilen Einspeisecharakteristiken gegenüber. Ein Kraftwerkspark besteht generell aus bedarfsgerechten und dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen. Zu den bedarfsgerechten Erzeugern zählen i.A. jene Technologien, deren Primärenergieträger speicherbar ist (z.B. Kohle, Gas, Uran, Biomasse). Die benötigte elektrische Energie ist daher mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit zu jedem Zeitpunkt verfügbar und zusätzlich durch ihre Regelbarkeit ein wichtiger Faktor der Leistungsdeckung. Den zweiten Bestandteil des Kraftwerksparks bilden dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen, wie Wasserkraftwerke, Windkraftwerke und Photovoltaikanlagen. Zusätzlich zu der möglichen technischen Nichtverfügbarkeit, die bei thermischen Erzeugungsanlagen nach (VGB Power Tech, 2009) i.A. die gesamte Nichtverfügbarkeit darstellen, ist die Einspeisung dieser Erzeuger zusätzlich von klimatischen Bedingungen abhängig. Obwohl auch dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen grundsätzlich eine gute Regelbarkeit aufweisen, sind sie durch die Abhängigkeit von ihren Primärenergieträgern für die Verbrauchsdeckung relativ schwer zu prognostizieren und stellen i.A. sogenannte Must-Run Einheiten² dar.

Die Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems wird in erster Linie, unabhängig vom Verbrauch, von den Erzeugungsanlagen (Kraftwerken) und dem (Übertragungs-) Netz beeinflusst. Um die Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems beurteilen zu können, muss die Verfügbarkeit von Erzeugung, Übertragung und Verteilung gemeinsam betrachtet werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber der einzelnen Regelzonen bzw. Versorgungsgebiete sind für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Übertragungsnetzes verantwortlich und müssen dafür sorgen, dass auch zukünftig nachgefragte Strommengen durch genügend große Leitungskapazitäten übertragen werden können (E-Control, 2007).

¹ Unterdeckung bedeutet, dass der Leistungsbedarf größer als die verfügbare Kraftwerkskapazität ist.

² Must-Run Einheiten speisen bei vorhandenen Primärenergieträgern generell immer ins Netz. Um eine ausgeglichene Bilanz zu erhalten, werden bedarfsgerechte Erzeugungseinheiten verwendet.

Die folgenden Systemdienste sind Hauptaufgaben der Übertragungsnetzbetreiber (E-Control, 2008):

- Frequenzhaltung
- Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- Aufrechterhaltung der Spannungsqualität
- Versorgungswiederaufnahme
- Betriebsführung inklusive Engpassmanagement
- Erstellen der Austauschprogramme und Verbundabrechnung
- Koordination der Verbundabrechnung

Für die Frequenzhaltung ist die Vorhaltung der sogenannten Systemdienstleistungen (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) notwendig. Das Operational Handbook der ehemaligen Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE) regelt für die Übertragungsnetzbetreiber im kontinentaleuropäischen synchronen Verbundnetz den internationalen Netzbetrieb und ist für ihre Mitglieder als verpflichtend anzusehen. Am 1. Juli 2009 wurden alle fachlichen Kompetenzen der fünf Vereinigungen von Übertragungsnetzbetreibern vom European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) übernommen und durch neue Regional Groups (RG) ersetzt (ENTSO-E, 2011b):

- UCTE → (RG) Continental Europe
- NORDEL → RG Nordic
- Baltic Transmission System Operators (BALTSO) → RG Baltic
- Association of the Transmission System Operators of Ireland (ATSOI) → Ireland
- UK Transmission System Operators Association (UKTSOA) → United Kingdom

In Abbildung 1 sind die fünf RG mit ihren Mitgliedsländern dargestellt. Die Mitgliedsländer in den einzelnen RG bilden gemeinsam einen synchronen Netzbereich und sind zusammen für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb (i.A. Umsetzung der Systemdienste) verantwortlich.

Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) stellen in ihrem nationalen Verantwortungsbereich, insbesondere in den Bereichen Netz- und Kraftwerksausbau, die technische und organisatorische Basis für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung. Darüber hinaus arbeiten sie regelzonenübergreifend in ihren RG in den Bereichen Lastprognose und Engpassmanagement zusammen, um das synchrone Verbundnetz möglichst stabil und versorgungssicher zu betreiben (E-Control, 2008).

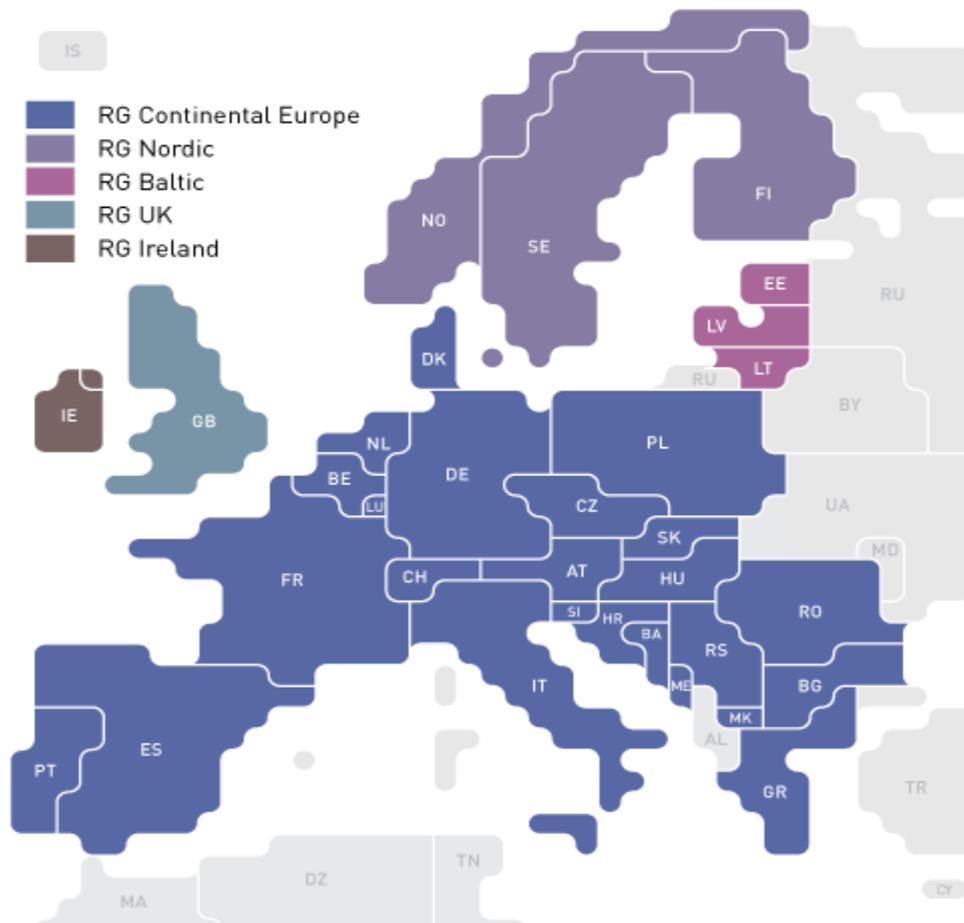


Abbildung 1: Neustrukturierung der fünf regionalen Gruppen seit 1. Juli 2009 (ENTSO-E, 2011b)

Im Engpassmanagement werden die zwei Faktoren Erzeugung und Übertragung zusammengefasst. Auf der einen Seite muss gewährleistet sein, dass genügend Kraftwerkskapazitäten vorhanden sind, um insbesondere die Lastspitze decken zu können, andererseits muss die erzeugte elektrische Energie sicher bis zum Verbraucher transportiert werden können. International, z.B. in (UCTE, 2009), wird die Fähigkeit des elektrischen Energiesystems, die Nachfrage decken zu können, „System Adequacy“ (Eignung des Systems) genannt und in verschiedenen Studien und Berichten untersucht. Die von der UCTE veröffentlichte „System Adequacy Methodology“ (SAM) wird von den Übertragungsnetzbetreibern in Österreich und Deutschland als Grundlage für die Berechnungen herangezogen (UCTE, 2009).

3 Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems

Den am schwierigsten zu analysierenden Anteil der Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems stellen die Prognoseberechnungen dar. Sinn und Zweck der Prognosen ist es, mögliche, in der Zukunft liegende Kapazitätsprobleme rechtzeitig zu erkennen, um geeignete Maßnahmen treffen zu können. Aufgrund der langen Vorlaufzeiten betreffend die Errichtung von Kraftwerken ist somit ein angemessener Planungshorizont notwendig. Die in den verschiedenen Veröffentlichungen zur Versorgungssicherheit einzelner Länder verwendeten Planungshorizonte sind in Tabelle 1 dargestellt. Da die vielen Einflussfaktoren wie Verbraucherverhalten, plötzliche Nichtverfügbarkeit großer Kraftwerksleistungen, aber auch politische Entscheidungen und sich ändernde Marktverhältnisse die Abschätzung zukünftiger Ereignisse im Bereich der Elektrizitätswirtschaft sehr schwierig machen, ist hier zeitlich ein adäquates Mittelmaß für möglichst aussagekräftige Prognosen zu wählen.

Tabelle 1: Planungshorizonte für Prognoserechnungen bezüglich Versorgungssicherheit des elektrischen Energiesystems ausgewählter Länder in Jahren (Pignon, 2007)

Land	Planungshorizont in Jahren
Frankreich	13
Großbritannien	7
Spanien	6
Belgien	9
Niederlande	8
Deutschland	10
Österreich	10
Schweiz	30-50
Italien	10

3.1 Leistungsdeckung

Beim Ansatz der Leistungsdeckung wird untersucht, ob mit einem bestehenden Kraftwerkspark eines Versorgungsgebietes die jährliche Spitzenlast gedeckt werden kann. Dies ist die am häufigsten verwendete Methode, die Versorgungssicherheit zu untersuchen, und wird unter anderem von Spanien, Großbritannien, den Niederlanden, Österreich, Schweiz und Deutschland verwendet (Pignon, 2007). Die bei der Leistungsdeckung untersuchte jährliche Spitzenlast tritt in Kontinentaleuropa je nach geographischer Lage entweder im Sommer oder im Winter auf (siehe Kapitel 7) und wird für Prognoserechnungen mit verschiedenen Kraftwerkszubau- und Bedarfsentwicklungsszenarien betrachtet (dena, 2010).

Bei der Leistungsdeckungsrechnung wird die sichere bzw. mit hoher Wahrscheinlichkeit einsetzbare Leistung des Kraftwerksparks berechnet. Hierfür wird vereinfacht ausgedrückt von der installierten Kraftwerksleistung die nichtverfügbare Leistung abgezogen und verglichen, ob die verbleibende verfügbare Leistung ausreicht, um die jährliche Spitzenlast zu decken. Des Weiteren wird die verfügbare Leistung noch um eine gewisse vorzuhaltende Reservekapazität vermindert (i.A. Reserve für Systemdienstleistungen, siehe Unterkapitel 3.6). Die Gründe für nichtverfügbare Kraftwerksleistungen liegen einerseits in geplanten Nichtverfügbarkeiten (NV), wie z.B. Revisionsarbeiten, und ungeplanten NV, zu denen Ausfälle, Leitungsengpässe und vor allem schwer planbare nichtverfügbare Leistungskapazitäten dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen zu zählen sind. Die Unterscheidung zwischen technischer Verfügbarkeit und Arbeitsverfügbarkeit ist bei Wasser- und Windkraftwerken sowie Photovoltaikanlagen für ein plausibles, realistisches Ergebnis unbedingt notwendig.

3.2 Energiedeckung

Mithilfe der Energiedeckung wird die Fähigkeit eines Kraftwerksparks untersucht, den jährlichen Energieverbrauch des Versorgungsgebietes mit dem Kraftwerkspark decken zu können. Dieser Ansatz wird unter anderem in Frankreich, Spanien, den Niederlanden, Schweiz und Italien verwendet. Die Energiedeckungsrechnung bietet sich vor allem in Versorgungsgebieten mit hohem Anteil an dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen an, da bei dieser Methode die Verfügbarkeit der Primärenergieträger Wasser, Wind und Sonnenstrahlung berücksichtigt wird (Pignon, 2007).

Die Energiedeckungsrechnung wird im Rahmen der SAM der UCTE als zusätzliche Kontrolle durchgeführt, sie kann jedoch keine Aussage über die verfügbare Kapazität zu Spitzenlastzeiten treffen.

3.3 Loss of Load Expectation

Die Loss of Load Expectation (LOLE) gibt die Wahrscheinlichkeit der Unterdeckung der Last eines Versorgungssystems in Stunden pro Jahr an. Die LOLE wird auf Grund ihrer Komplexität nur von Frankreich, Belgien und den Niederlanden verwendet. Der französische ÜNB RTE berechnet die LOLE mit ca. 500 verschiedenen Szenarien, welche die Korrelationen zwischen der Temperatur, den Verfügbarkeiten von Kraftwerkskapazitäten, Wasserabflüssen und Windgeschwindigkeiten berücksichtigen (Pignon, 2007).

Tabelle 2: Verwendete Berechnungsansätze ausgewählter Länder (Pignon, 2007)

	Capacity margin analysis	Energy balance analysis	Loss of load probability analysis
France		x	x
Great Britain	x		
Spain	x	x	
Belgium			x
the Netherlands	x	x	x
Germany	x		
Austria	x		
Switzerland	x	x	
Italy	x	x	
Nordel	x	x	

In Tabelle 2 sind die Länder mit den jeweilig verwendeten Ansätzen Leistungsdeckung, Energiedeckung und LOLE gegenübergestellt.

3.4 Definitionen und Begriffe

Die in dieser Arbeit verwendeten und zum weiteren Verständnis der Erläuterungen notwendigen Definitionen und Begriffe werden in diesem Unterkapitel zusammengefasst.

Aus den Veröffentlichungen (VGB Power Tech, 2009), (IAEA, 2009) und (Normungsinstitut, 1991) werden zur Beschreibung verschiedener Kraftwerkstechnologien folgende Begriffe verwendet.

Arbeitsverfügbarkeit

$$k_W = \frac{W_N - W_{NV}}{P_N \cdot t_N} = \frac{W_V}{W_N} \quad (1)$$

Mit k_WArbeitsverfügbarkeitsfaktor

W_NNennarbeit im betrachteten Zeitraum

W_{NV} nichtverfügbare Arbeit

W_Vverfügbare Arbeit

P_N Nennleistung

t_NNennzeit (Zeitbasis, auf welcher die Berechnung erfolgt)

„Die Arbeitsverfügbarkeit ist der Quotient aus der verfügbaren Arbeit und der Nennarbeit. Sie ist ein Maß für jene Arbeit, die eine Anlage aufgrund ihres technischen und betrieblichen Zustandes erzeugen kann. Sie berücksichtigt im Unterschied zur Zeitverfügbarkeit auch Teil-Nichtverfügbarkeiten³“ (VGB Power Tech, 2009).

Zeitverfügbarkeit

$$k_t = \frac{t_N - t_{NV}}{t_N} = \frac{t_V}{t_N} \quad (2)$$

Mit k_t Zeitverfügbarkeitsfaktor

t_NNennzeit (Zeitbasis, auf welcher die Berechnung erfolgt)

t_{NV}Nichtverfügbarkeitszeit

t_V Verfügbarkeitszeit

³ Teil-Nichtverfügbarkeit beschreibt jeden Zustand eines Kraftwerks, bei dem die Nettoleistung nicht zu 100 % verfügbar ist (z.B. Ausfall eines Generators oder Leistungsregelung).

„Die Zeitverfügbarkeit ist ein Maß für die zeitliche Einsatzfähigkeit einer Anlage. Sie ist unabhängig von der jeweils verfügbaren Leistung“ (VGB Power Tech, 2009).

Klassifizierung der Nichtverfügbarkeiten (NV) (VGB Power Tech, 2009)

- „Geplante NV: Beginn und Dauer der NV müssen vier Wochen vor Eintritt festgelegt werden.
- Ungeplante NV: Beginn der NV ist nicht oder bis vier Wochen verschiebbar
- Disponibel: Beginn der NV ist mehr als zwölf Stunden oder bis vier Wochen verschiebbar.
- Nicht disponibel: Beginn der NV ist nicht oder bis zwölf Stunden verschiebbar.“

Die IAEA unterscheidet in ihren Veröffentlichungen folgende Begriffe (IAEA, 2009):

Energy Availability Factor (EAF)

$$EAF \text{ in } \% = \frac{REG - (PEL + UEL + XEL)}{REG} \cdot 100 \quad (3)$$

Unit Capability Factor (UCF)

$$UCF \text{ in } \% = \frac{REG - (PEL + UEL)}{REG} \cdot 100 \quad (4)$$

REG: Reference Energy Generation in MWh, bezeichnet die theoretisch erzeugbare Nettoarbeit im betrachteten Zeitraum. Bezogen auf ein Jahr entspricht dies $P_{\text{net}} \cdot 8760 \text{ h}$.

PEL: Planned Energy Loss in MWh, geplante Versorgungsunterbrechungen wie zum Beispiel Revisionen von Kraftwerken oder geplante Leistungsregelung aufgrund bekannter bzw. erwarteter Lastvermindierungen, die zumindest vier Wochen im Voraus bekannt sein müssen.

UEL: Unplanned Energy Loss in MWh, Ausfall von Kraftwerken, Verzögerung von Inbetriebnahmen und ungeplante Lastvermindierungen, die vier Wochen vor Eintritt nicht bekannt sind.

XEL: External Energy Loss in MWh, extern, außerhalb der Leistungsregelung der Kraftwerke liegende, nicht produzierte Arbeit auf Grund umweltbedingter Einschränkungen, Personalstreiks und Nichtverfügbarkeit vom Primärenergieträger.

Für die Modellierung der Energieerzeugung aus Laufwasserkraftwerken sind die Definitionen folgender Begriffe nach (Normungsinstitut, 1991) notwendig:

Nutzbarer Zufluss Q_{95}

„Jener Zufluss, der im Regeljahr an 95 % der Tage nicht unterschritten wird.“

Regeljahr

„Fiktives Jahr, dessen wasserwirtschaftliche Größen arithmetische Mittelwerte einer zusammenhängenden Reihe von möglichst vielen, für die aktuelle Abflussbildung repräsentativen Jahre sind. Die Jahresreihe ist anzugeben.“

Regelarbeitsvermögen (RAV)

„Arbeitsvermögen im Regeljahr. Es kann auch für Teile des Jahres, z.B. Winter- oder Sommerhalbjahr, oder einzelne Monate, angegeben werden.“

Betriebsraum

„Volumen zwischen Stauziel und Absenkziel (bei Flusskraftwerken zwischen den jeweiligen Wasserspiegellagen). Der Betriebsraum ist der für die energiewirtschaftliche Nutzung bestimmte Teil des Stau- bzw. Speicherraumes (früher Speichernutzinhalt bzw. Speichernenninhalt).“

Die **gesicherte Leistung von Wasserkraftwerken** ist wie folgt definiert:

- *„Bei Laufwasserkraftwerken jene Leistung, die dem nutzbaren Zufluss Q_{95} im Regeljahr entspricht.“*
- *Bei Laufkraftwerken mit Schwellbetrieb jene Leistung, die dem doppelten Zufluss Q_{95} im Regeljahr entspricht.“*
- *Bei Tages- und Wochenspeichern jene Leistung, die dem dreifachen Zufluss Q_{95} im Regeljahr entspricht, wobei nachzuweisen ist, ob durch die Umlagerung im Speicher dieser Ansatz gerechtfertigt ist.“*
- *Bei Jahresspeichern jene Leistung, die bei einem anzugebenden Speicherstand (in der Regel entsprechend 10 % des Betriebsraumes) abgegeben werden kann, wobei zusätzliche Abzüge für technischer Ausfälle in Rechnung zu stellen sind.“*

3.5 Vergleich der Modellannahmen mit ausgewählten Veröffentlichungen

Zum Vergleich der in der vorliegenden Arbeit verwendeten Verfügbarkeitswerte werden ausgewählte Veröffentlichungen herangezogen und die daraus erhaltenen Erkenntnisse werden in diesem Unterkapitel beschrieben.

In Abbildung 2 sind geplante und ungeplante (disponible und nicht disponible) Arbeitsnichtverfügbarkeiten für Steinkohleanlagen in Deutschland dargestellt. Die ungeplante NV liegt im Mittel (1999-2008) bei ca. 8 %, die durchschnittliche Gesamtnichtverfügbarkeit deutscher Steinkohlekraftwerke bei ca. 15 %. Daraus ergibt sich eine Arbeitsverfügbarkeit von ca. 85 %. In den Berichten des World Energy Councils (WEC) wird der EAF der einzelnen Kraftwerksklassen anstatt in jährlichen Mittelwerten in Quantilen angegeben (WEC, 2008). Das WEC gibt für die Kraftwerksklasse der Steinkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung größer 100 MW einen EAF (50 %-Quantil) von 86,77 % an (WEC, 2008). Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) veröffentlichte in ihrer Kurzanalyse (dena, 2010) eine gesicherte Leistung von 86 % für Steinkohlekraftwerke. Für Braunkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung größer 100 MW veröffentlichte das WEC ein 50 %-Quantil des EAF von 87,78 %, die VGB im neunjährigen Durchschnitt 86,5 % und die dena eine gesicherte Leistung von 92 %.

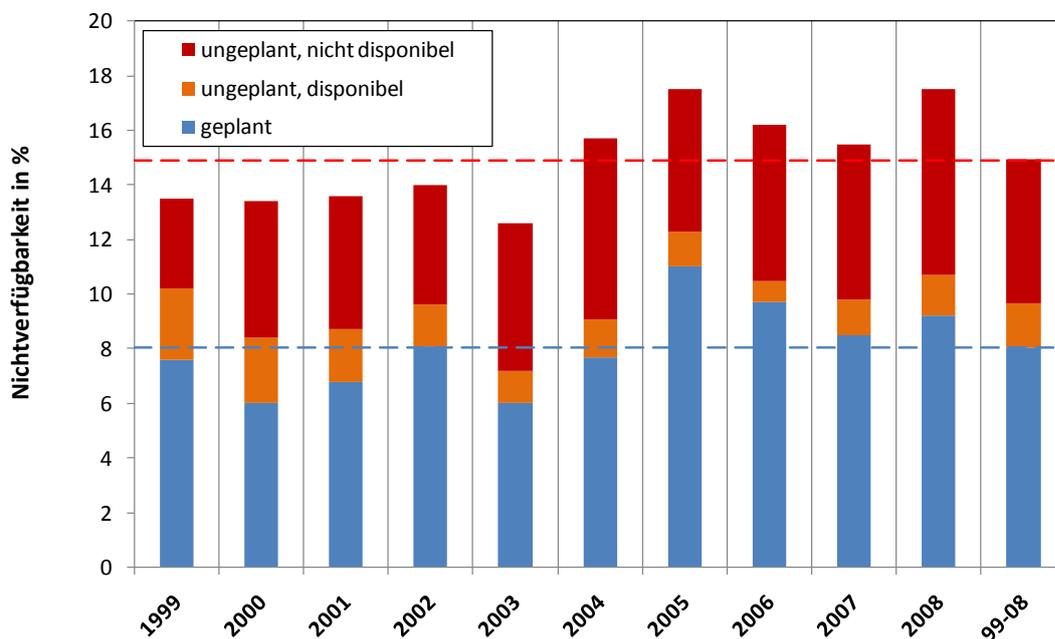


Abbildung 2: Arbeitsnichtverfügbarkeiten von Steinkohlekraftwerken (VGB Power Tech, 2009)

Da die Angabe des EAF in Quantilen für die stochastische Betrachtung mittels Verteilungsfunktionen notwendig ist, werden die Werte des WEC nach Prüfung auf Übereinstimmung mit (dena, 2010) und (VGB Power Tech, 2009) für die Berechnung verwendet.

Für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen liegt kein weiterer vergleichbarer Bericht neben (dena, 2010) vor, die endgültigen Ergebnisse des stochastischen Modells werden jedoch abschließend mit (ENTSO-E, 2010) und (dena, 2010) verglichen und geben dadurch Aufschluss über die Plausibilität der verwendeten Verfügbarkeitskennwerte für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen. In Tabelle 3 sind mittlere Verfügbarkeitswerte verschiedener Publikationen dargestellt.

Tabelle 3: Gegenüberstellung mittlerer Verfügbarkeitsfaktoren einzelner Erzeugungstechnologien (VGB Power Tech, 2009), (WEC, 2008), (dena, 2010), eigene Berechnung

Kraftwerkstechnologie	EAF entsprechend WEC bzw. eigene Berechnungen (q_{50})	Mittlere Arbeitsverfügbarkeit lt. VGB (1999-2008)	dena (angegebene Werte als gesicherte Leistung definiert)
Steinkohle	86,1%	83,8%	86%
Braunkohle	87,9%	85,8%	92%
Laufwasserkraftwerke	42% ⁴	--	40% ⁵
(Pump-)Speicherkraftwerke	95,6%	--	90%
Kernkraftwerke PWR	89,2%	82,7%	93%
Kernkraftwerke BWR	86,2%	86,6%	
Ölkraftwerke	80,5%	90,1%	--
Windkraftwerke (q_{95})	3,2%	--	5-10%
Blockheizkraftwerke	91,5%	--	86%
GuD-Anlagen	88,5%	88,2%	86%
Gasturbinenkraftwerke	94,8%	87,8%	42%

Die Gegenüberstellung der in dieser Arbeit verwendeten bzw. errechneten Verfügbarkeitsfaktoren mit den beschriebenen Veröffentlichungen zeigt durchwegs ähnliche Werte und bestätigt dadurch die verwendeten Verfügbarkeitskennwerte im stochastischen Modell.

Der österreichische Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) veröffentlicht die geplante NV für das Jahr 2011 einzelner Kraftwerksstandorte mit Höhe der nichtverfügbaren Leistung und Dauer der NV in Österreich (APG, 2011).

In Tabelle 4 sind die geplanten Nichtverfügbarkeitsfaktoren einzelner Kraftwerkstypen in Österreich für das Jahr 2011 dargestellt.

⁴ Mittlere Verfügbarkeit österreichischer Laufwasserkraftwerke

⁵ Gesicherte Leistung deutscher Laufwasserkraftwerke

Tabelle 4: Geplante Nichtverfügbarkeiten des österreichischen Kraftwerksparks einzelner Kraftwerkstechnologien (APG, 2011)

Kraftwerkstyp	geplante Nichtverfügbarkeit 2011
GuD-Anlagen	14,1%
Gasturbinenkraftwerke	2,2%
Steinkohlekraftwerke	11,9%
Ölkraftwerke	3,6%
Pumpspeicherkraftwerke	10,0%
Laufwasserkraftwerke	6,1%
Speicherkraftwerke	16,0%

3.6 Regel- und Reserveleistung

Um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des europäischen Verbundnetzes gewährleisten zu können, ist es notwendig für nicht disponible bzw. nicht vorhersagbare Ereignisse, wie Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, Lastschwankungen und Fahrplansprünge, Reserven vorzuhalten. Die sogenannte Reserve für Systemdienstleistungen wird in Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserve unterteilt. Ihre Aufgabe besteht darin, Ungleichgewichte im Elektrizitätssystem⁶ innerhalb vorgeschriebener Zeiten auszugleichen (Brückl, 2006).

bis 5 min		bis 15 min		ca. 60 min	
Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserveleistung	Wind-/Dauerreserveleistung	Langzeitreserveleistung	
Kraftwerksausfälle				Kraftwerke	
Lastprognosefehler				Jahres(höchst)last	
Lastschwankungen					
Windprognosefehler				Winddargebot	
Windschwankungen					
Fahrplansprünge					

■■■ Verantwortungsbereich des ÜNB

Abbildung 3: Regel- und Reserveleistungsarten mit Ursachen und Aktivierungszeiten (Brückl, 2006)

⁶ Entspricht Frequenzänderungen im jeweiligen Wirkungsbereich.

In Abbildung 3 sind die Arten der Regel- und Reserveleistung mit ihren Aktivierungsgründen und Bereitstellungszeiten dargestellt. Zur Regelleistung zählen demnach Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung. Zur Reserveleistung die Windreserveleistung und die Dauerreserveleistung. Im ersten Moment wird durch die jederzeit im System vorhandene Reserve (Momentanreserve) das Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen. Durch elektromagnetische Energie im Generatordrehfeld und kinetische Energie durch Schwungmassen und Turbinen kommt es im ersten Moment zu einem Selbstregelungseffekt. Die Drehzahländerung am Generator bewirkt eine Frequenzänderung im Netz, die wiederum die Wirkleistungsaufnahme der Verbraucher beeinflusst. Trotzdem muss die Frequenzänderung aktiv und möglichst schnell durch die Primärregelung ausgeglichen werden (Brückl, 2006).

In Abbildung 4 ist die chronologische Einsatzreihenfolge der Regel- und Reserveleistungen exemplarisch dargestellt.

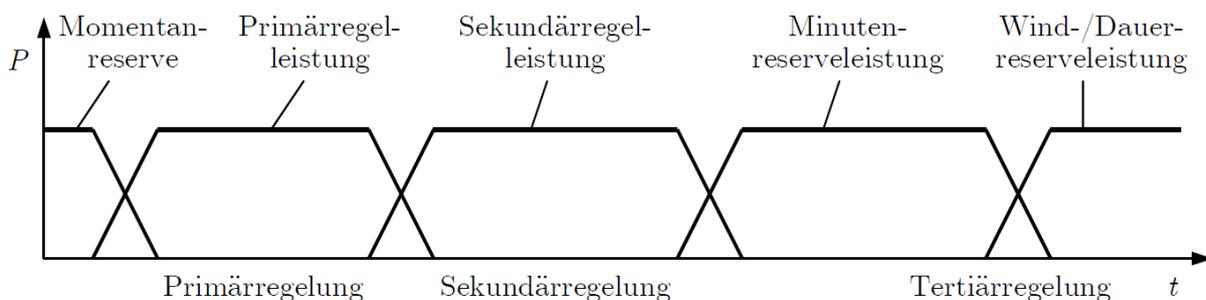


Abbildung 4: Prinzipielle zeitliche Einsatzreihenfolge der einzelnen Regel- und Reserveleistungen (Brückl, 2006)

3.6.1 Primärregelreserve

Der Aufruf der durch die Primärregelreserve sicher verfügbaren Leistung erfolgt durch Drehzahlgeber an den Turbinen. Diese Primärregler reagieren proportional auf Frequenzänderungen. Die benötigte Primärregelleistung wird unter anderem durch Wasserkraftwerke mittels Durchflussreglern oder thermischen Erzeugungseinheiten sichergestellt. Die Aufgabe der Primärregelleistung (PRL) ist eine sofortige Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, um die Frequenz innerhalb zulässiger Grenzen zu halten. Kommt es zu einer quasistationären Abweichung der Frequenz von ± 200 mHz, muss die PRL innerhalb von 30 Sekunden vollständig aktiviert sein und für mindestens 15 Minuten in voller Höhe zur Verfügung stehen. Im europäischen Verbundnetz werden 3.000 MW an PRL vorgehalten (Brückl, 2006).

Die Vorhaltung der Primärregelreserve erfolgt anteilmäßig je Regelzone nach Gl. (5).

$$P_{PRL,RZ} = \frac{W_{Jahr,RZ}}{W_{UCTE}} \cdot 3.000 \text{ MW} \quad (5)$$

Mit $P_{PRL,RZ}$ vorzuhaltende Primärregelleistung der Regelzone in MW
 $W_{Jahr,RZ}$ Jahresenergieerzeugung der Regelzone
 W_{UCTE} Jahresenergieerzeugung der UCTE

3.6.2 Sekundärregelreserve

Die Sekundärregelleistung (SRL) wird durch das Netzkennlinienverfahren aktiviert. Der frequenzabhängige Verlauf zwischen Erzeugung und Verbrauch wird eruiert und somit die SRL automatisch abgerufen. Die SRL hat die Aufgabe, die Frequenz auf die Sollfrequenz rückzuführen und den geplanten Leistungsaustausch zwischen den Regelzonen wiederherzustellen. Dadurch löst die SRL die PRL ab, wodurch diese wieder vollständig zur Verfügung steht. Die SRL muss nach spätestens 30 Sekunden angefahren werden können und nach 5 Minuten mit voller Leistung verfügbar sein.

$$P_{SRL,RZ} = \sqrt{a \cdot P_{L,max} + b^2} - b \quad (6)$$

Mit $P_{SRL,RZ}$ vorzuhaltende Sekundärregelleistung der Regelzone
 a, b empirisch ermittelte Parameter
 $P_{L,max}$ Spitzenlast der Regelzone

Für die Höhe der vorzuhaltenden SRL gemäß „Operational Handbook“ der UCTE nach Gl. (6) wird die empirisch ermittelte Wurzelkurve wie in Abbildung 5 dargestellt empfohlen. Durch Einsetzen der Lastspitze $P_{L,max}$ der betrachteten Regelzone in MW und der empirisch ermittelten Werte $a=10$ MW und $b=150$ MW erhält man die für die Regelzone mindestens vorzuhaltende SRL. Die SRL wird durch rotierende Reserve⁷ und durch stehende Reserve mittels (Pump-) Speicherkraftwerke bei Bedarf zur Verfügung gestellt (Brückl, 2006).

⁷ In Betrieb befindliche Kraftwerke, die eine Leistungsreserve vorhalten, auch drehende Reserve genannt.

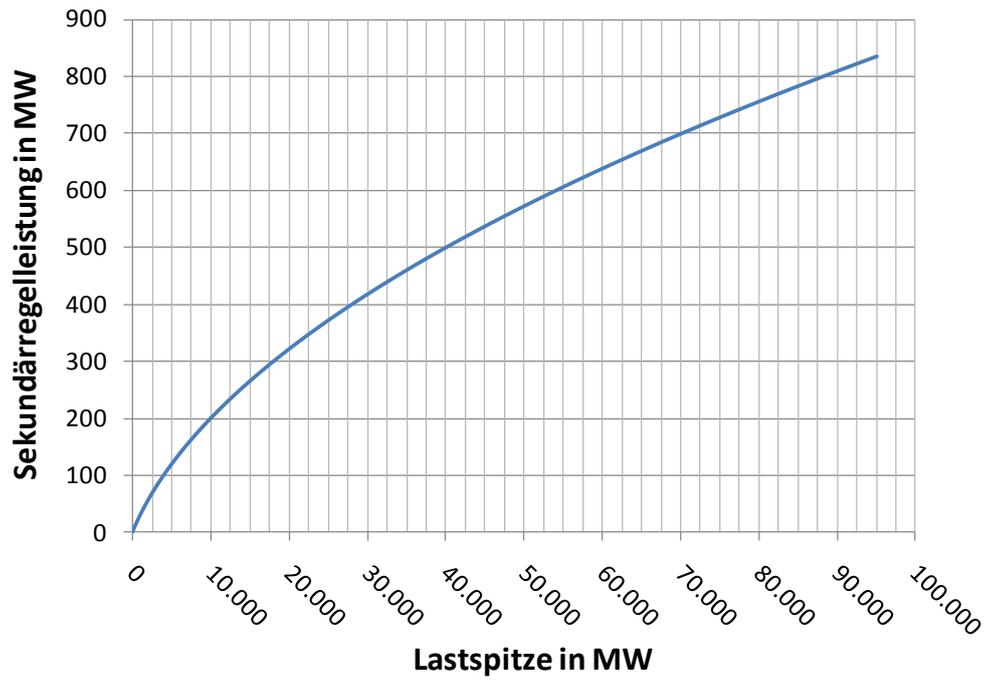


Abbildung 5: Wurzelkurve zur Bestimmung der empfohlenen, mindestens vorzuhaltenden Sekundärregelleistung gemäß Gl. (6)

3.6.3 Minutenreserve

Die Minutenreserve (oder auch Tertiärregelleistung) wird durch manuelle Eingriffe mittels Verschiebens des Arbeitspunktes des Generators durch den Kraftwerksbetreiber aktiviert. Sie muss innerhalb von 15 Minuten vollständig zur Verfügung stehen und hat einerseits die Aufgabe die Sekundärregelreserve wieder frei zu geben, andererseits ausreichende Reservekapazitäten im System wiederherzustellen. Die Minutenreserve wird entweder durch rotierende oder statische Reserve bereitgestellt. Die rotierende Reserve wird wiederum durch im Teillastbetrieb arbeitende Kraftwerksblöcke vorgehalten. Statische Reserve wird i.A. durch schnell hochfahrende Gaskraftwerke bereitgestellt (Brückl, 2006).

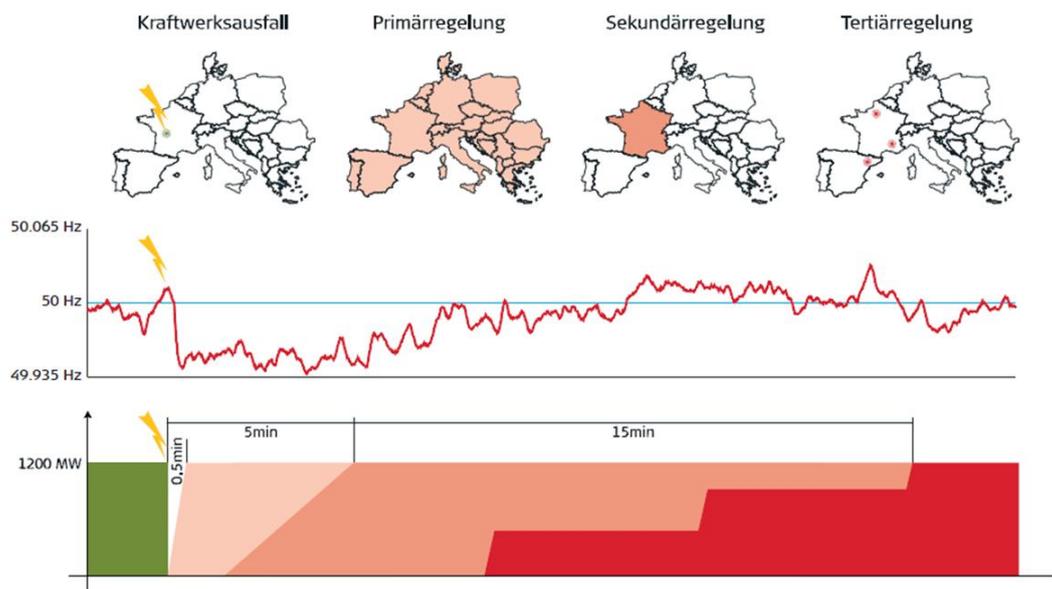


Abbildung 6: Beispiel für einen Kraftwerksausfall in Frankreich und den darauf folgenden Einsatz der zeitlich gestaffelten Regelleistungsprodukte (Beck, 2010)

In Abbildung 6 ist beispielhaft ein Kraftwerksausfall in Frankreich mit anschließendem Einsatz der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung und Frequenzverlauf dargestellt. Nach einem Ausfall von 1.200 MW Kraftwerksleistung kommt es zu einer Unterdeckung im Gesamtsystem und somit zu einem signifikanten Abfall der Frequenz im europäischen Verbundnetz. Innerhalb von 30 Sekunden ist die PRL vollständig aktiviert am Netz. Sie wird von allen Ländern nach Gl. (5) gemeinsam bereitgestellt und es stellt sich eine quasi-stationäre Systemfrequenz unter 50 Hz ein. Die PRL wird vom gesamten europäischen Verbundnetz bereitgestellt. Die SRL hat in diesem Beispiel nach 5 Minuten ihren Endwert erreicht, führt die Netzfrequenz an die Sollfrequenz heran und löst somit die PRL ab. Die SRL wird von der Regelzone Frankreich bereitgestellt. Durch annähernd stufenweises Zuschalten von einzelnen Kraftwerkskapazitäten wird nach 15 Minuten durch Einsatz der Minutenreserve die SRL wieder frei und es stellt sich eine Systemfrequenz ein, die jener vor dem Kraftwerksausfall entsprechen soll. Die Minutenreserve wird im vorliegenden Bsp. durch Kraftwerke in Spanien und Frankreich bereitgestellt.

4 Stochastische Modelle

In diesem Kapitel wird die grundlegende Theorie zu stochastischen Modellen behandelt und die Bedeutung für das in dieser Arbeit verwendete Modell beschrieben.

Der Begriff der Stochastik umfasst die zwei mathematischen Gebiete der Statistik und der Wahrscheinlichkeitsrechnung. Mit Hilfe der Stochastik versucht man unter anderem Prognosen für zufällig auftretende Ereignisse auf Grundlage langjähriger Zeitreihen zu erstellen. Dabei soll herausgefunden werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein bestimmtes Ereignis unter welchen Umständen eintritt. Das zu prognostizierende Zufallsereignis hängt i.A. von verschiedenen Zufallsvariablen (ZV) ab. Durch Verwendung stochastischer Modelle kann ein von zufälligen Ereignissen abhängiger Vorgang nachgebildet werden. Je genauer die einzelnen Einflussparameter im stochastischen Modell geschätzt werden können, desto aussagekräftiger wird das Ergebnis. Einer der wichtigsten Aspekte bei der Entwicklung eines stochastischen Modells ist daher, die wesentlichsten Merkmale zu finden und zu berücksichtigen. Zur Komplettierung eines Modells werden des Weiteren vereinfachende Annahmen getroffen. Durch Annahmen bzw. Vereinfachungen wird ein stochastisches Modell übersichtlicher, schneller in der Berechnung und in manchen Fällen erst lösbar. Zur Beschreibung bzw. Erzeugung eines zufälligen Vorgangs werden sogenannte Zufallsexperimente durchgeführt (Henze, 2006).

Zum idealen Zufallsexperiment schreibt Henze (Henze, 2006):

„Ein Vorgang heißt ideales Zufallsexperiment, wenn folgende Gegebenheiten vorliegen:

- *Das Experiment wird unter genau festgelegten Bedingungen, den sogenannten Versuchsbedingungen, durchgeführt.*
- *Die Menge der möglichen Ergebnisse (Ausgänge) ist vor der Durchführung des Experimentes bekannt.*
- *Das Experiment kann zumindest prinzipiell beliebig oft unter gleichen Bedingungen wiederholt werden.“*

Durch das Durchführen von vielen⁸ Zufallsexperimenten können zur Beschreibung einer ZV oder der Beschreibung des Zusammenwirkens mehrerer ZV sogenannte Wahrscheinlichkeitsfunktionen verwendet werden.

⁸ Ideal: unendlich viele

Die stochastische Modellbildung besteht zusammenfassend aus folgenden Stufen (Sachs, 1972):

- Wahl eines geeigneten Modellansatzes, d.h. Beschreibung der ZV durch geeignete und aussagekräftige Wahrscheinlichkeitsfunktionen. Wenn möglich sollte immer die Beschreibung durch eine theoretische Verteilung mit fixen Parametern angestrebt werden.
- Auswahl der Einflussgrößen und Treffen notwendiger Annahmen.
- Überprüfen der Modellannahmen und Beschreibung der Qualität des Ergebnisses durch Bewerten der Verteilungen des Modells und der tatsächlichen (analytischen) Werte sowie der statistischen Merkmale der geschätzten Parameter und Wahrscheinlichkeitsfunktionen.

4.1 Wahrscheinlichkeitsfunktionen

In Abbildung 7 ist die Entwicklung einer Wahrscheinlichkeitsfunktion dargestellt. Ein durchgeführtes Zufallsexperiment generiert eine Zufallsvariable X , die im diskreten Fall abzählbare, endliche Ergebnisse liefert und als Wahrscheinlichkeitsfunktion⁹ bzw. sortierte Häufigkeit nach Gl. (7) und im stetigen Fall als Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion¹⁰ nach Gl. (8) beschrieben werden kann.

ZV können auch aus einer Stichprobe oder Messreihen aus der Realität stammen. Das Integral von Wahrscheinlichkeitsdichten bzw. im diskreten Fall die Summe der Wahrscheinlichkeitsfunktion wird als Verteilungsfunktion¹¹ Gl. (9) bezeichnet (Bourier, 2006).

$$f(x_i) = P(X = x_i) = p_i \quad (7)$$

$$P(m \leq X \leq n) = \int_m^n f(x) dx \quad (8)$$

$$F(x) = P(X \leq x) = \sum_{x_i \leq x} f_{x_i} \quad (9)$$

Mit XZufallsvariable
 x untersuchter Wert
 p_i relative Häufigkeit der Zufallsvariable x_i

⁹ Die Funktion, die den möglichen Werten der diskreten Zufallsvariable x_i Eintrittswahrscheinlichkeiten eindeutig zuordnet, wird als Wahrscheinlichkeitsfunktion bezeichnet (Bourier, 2006).

¹⁰ Aufgrund der unendlich vielen möglichen Realisationen der stetigen Zufallsvariable (ZV), bezeichnet sie eine Funktion, welche die Fläche über einem Intervall (Klassenbreite) so begrenzt, dass das Integral bzw. die Fläche der Wahrscheinlichkeit der Realisierung der ZV in diesem Intervall entspricht (Bourier, 2006).

¹¹ Eine Verteilungsfunktion zum Wert x gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der die Zufallsvariable einen kleineren oder gleich großen Wert wie x annimmt.

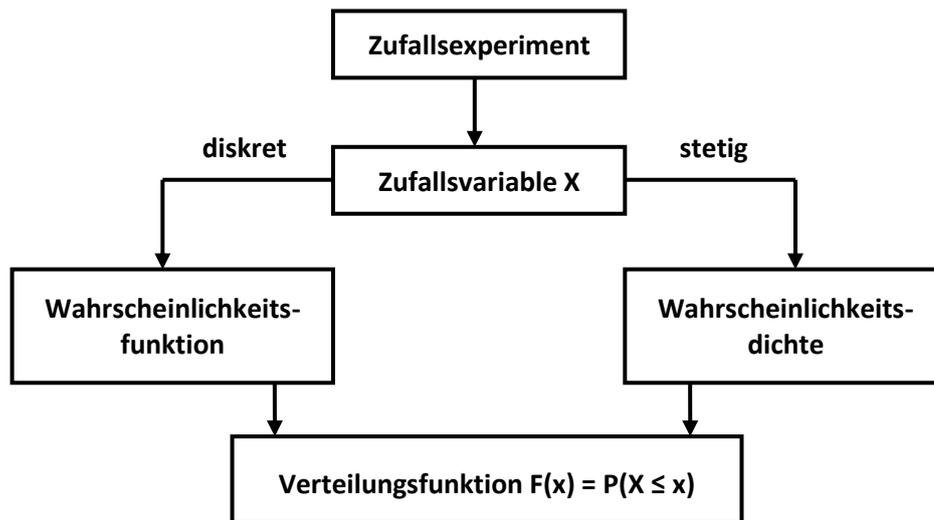


Abbildung 7: Übersicht zu Wahrscheinlichkeitsfunktionen (Sachs, 1972)

Theoretische Verteilungen beruhen nicht auf durchgeführten Zufallsexperimenten oder Stichproben realer Messreihen, sondern rein auf gedanklichen (theoretischen) Überlegungen, die eine Klassifizierung auf wenige Grundtypen zulassen. Sind die besonderen Eigenschaften einer Wahrscheinlichkeitsfunktion bekannt und können sie einem Grundtyp zugeordnet werden, können die Parameter der theoretischen Verteilung relativ schnell und leicht angepasst werden und somit die Zufallsvariable sehr gut beschrieben werden (Bourier, 2006).

In der vorliegenden Arbeit wird durch Berücksichtigung verschiedener Annahmen und ZV das stochastische Modell spezifiziert und mittels Durchführung einer Monte-Carlo Simulation¹² eine Näherung der analytischen Lösung bestimmt (siehe Unterkapitel 4.3).

Zur Beschreibung der im Modell verwendeten ZV werden vorwiegend die Normal-, logarithmische Normalverteilung und die Weibullverteilung verwendet. Durch statistische Auswertungen wird eine theoretische Verteilungsfunktion angenähert, welche die tatsächlichen Zeitreihen bestmöglich darstellt.

¹² Durchführung vieler Zufallsexperimente.

4.1.1 Die Normalverteilung

Die Dichtefunktion der Normalverteilung wird durch die Parametern μ und σ nach Gl. (10) beschrieben. Die Verteilungsfunktion der Normalverteilung ergibt sich bei stetigen Zufallsvariablen aus dem Integral der Dichtefunktion und ist durch Gl. (11) gegeben (Bourier, 2006). In Abbildung 8 ist ein Beispiel einer normalverteilten ZV dargestellt.

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} \quad (10)$$

$$F(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} dt \quad (11)$$

Mit σStandardabweichung
 μMittelwert

Die Eigenschaften der Normalverteilung sind unter anderem (Zech, 2004):

- Die Summe normalverteilter ZV ist wiederum normalverteilt.
- Manche diskrete Verteilungen (z.B. Binomial-, Poisson- und Chi-Quadrat-Verteilung) streben bei einer großen Zahl von Freiheitsgraden gegen die Normalverteilung.
- Die Normalverteilung beschreibt näherungsweise viele in der Natur vorkommende Ereignisse (z.B. Messfehler)

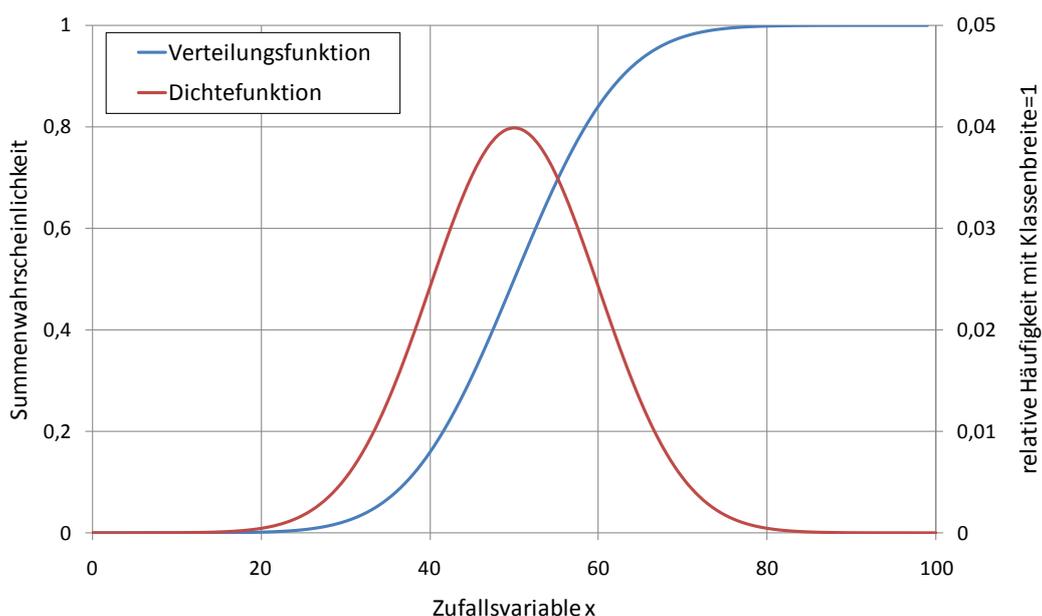


Abbildung 8: Beispiel für die Dichte- und Verteilungsfunktion einer normalverteilten Zufallsvariable mit $\mu=50$, $\sigma=10$

4.1.2 Die logarithmische Normalverteilung

Die logarithmische Normalverteilung beschreibt die Verteilung einer ZV, deren Logarithmus normalverteilt ist. Die Maßzahlen zur Beschreibung einer Lognormalverteilung sind in Abbildung 9 dargestellt.

$$\text{Erwartungswert: } E[X] = e^{\mu + \frac{\sigma^2}{2}}$$

$$\text{Varianz: } \text{Var}[X] = e^{2\mu + \sigma^2} (e^{\sigma^2} - 1)$$

$$\text{2. Moment: } e^{2(\mu + \sigma^2)}$$

$$\text{Dichtemittel: } e^{\mu - \sigma^2}$$

$$\text{Median: } e^{\mu}$$

Abbildung 9: Parameter einer lognormalverteilten Zufallsvariable (Sachs, 1972)

Dichtefunktion $f(z)$ und Verteilungsfunktion $F(z)$ sind in Gl. (12) angegeben (Sachs, 1972).

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma z} e^{-\frac{(\ln(z) - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} \quad (12)$$

$$F(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \int_0^z \frac{1}{t} e^{-\frac{(\ln(t) - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}} dt$$

Für $z \leq 0$ ist die Dichtefunktion gleich Null, sie beschreibt also nur die Menge der positiven reellen Zahlen. Durch die logarithmische Normalverteilung werden ZV beschrieben, die eine gewisse Schranke nicht unter- bzw. überschreiten können. Ein einfaches Beispiel ist die Verteilung von Massen, deren Gewicht keine negativen Werte annehmen kann. In Abbildung 10 sind die Dichte- und die Verteilungsfunktion einer lognormalverteilten ZV z dargestellt.

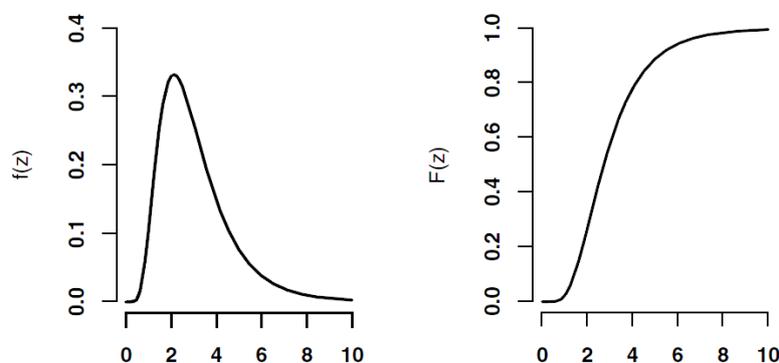


Abbildung 10: Dichte- und Verteilungsfunktion einer Lognormalverteilung mit $\mu=1$, $\sigma=0,5$ und Median $\mu_1=e^\mu=2,72$ (Sachs, 1972)

4.1.3 Die zweiparametrische Weibullverteilung

Die Weibullverteilung mit den Parametern α und β ist durch die folgende Dichtefunktion $f(x)$ und Verteilungsfunktion $F(x)$ in Gl. (13) beschrieben (Sachs, 1972).

$$f(x) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} x^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta} \tag{13}$$

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta}$$

Mit αSkalenparameter
 βFormparameter

Die Funktionswerte der Weibullverteilung sind für $x < 0$ gleich Null. Sie ist eine Weiterentwicklung der Exponentialverteilung. Während mit einer Exponentialverteilung nur eine konstante Ausfallrate beschrieben wird, kann mit der Weibullverteilung durch den Formfaktor β die Form der Wahrscheinlichkeitsdichte verändert werden. Die Besonderheiten der Weibullverteilung und ihre Anwendung für die Beschreibung von Ausfällen sind in Unterkapitel 6.1 beschrieben. In Abbildung 11 sind Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen für verschieden Form- und Skalenparameter dargestellt.

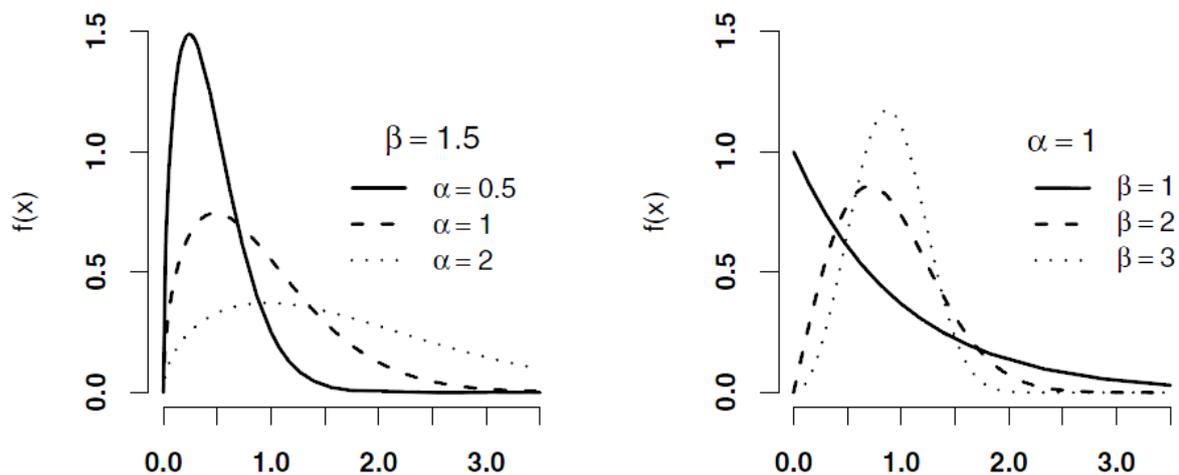


Abbildung 11: Wahrscheinlichkeitsdichte der Weibullverteilung mit Einfluss der formgebenden Parameter (Sachs, 1972)

In Abbildung 12 sind Wahrscheinlichkeitsdichte und Verteilungsfunktion einer weibullverteilten ZV dargestellt.

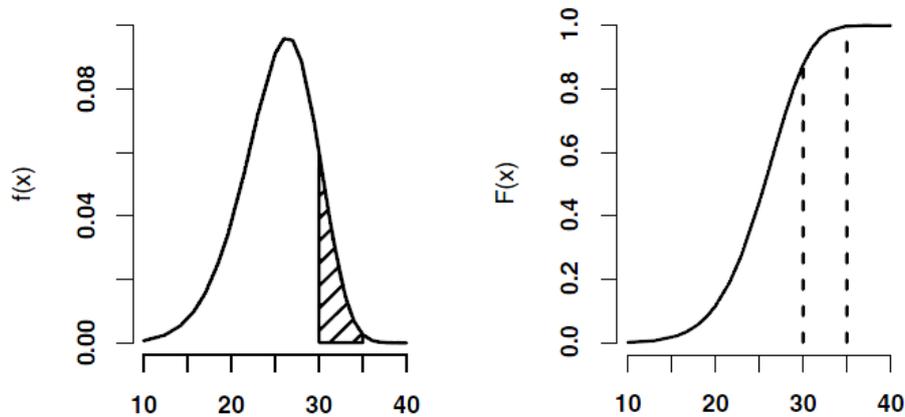


Abbildung 12: Wahrscheinlichkeitsdichte und Verteilungsfunktion einer weibullverteilten ZV mit $\beta=7$ und $\alpha=27$ (Sachs, 1972)

4.2 Unabhängigkeit der Zufallsvariablen

Die gemeinsame Verteilung von Zufallsvariablen (ZV) gibt Auskunft über das Zusammenwirken mehrerer zufällig auftretender Ereignisse (Merkmale) und soll durch ein stochastisches Modell bestmöglich berücksichtigt werden. Die Unabhängigkeit der ZV ist eine Grundvoraussetzung des vorliegenden Modells und wird in diesem Unterkapitel in Bezug auf die verwendeten ZV erläutert.

Sind die einzelnen ZV voneinander abhängig, wird die Bestimmung der gemeinsamen Verteilung kompliziert, da die einzelnen Abhängigkeitsstrukturen der ZV exakt bekannt sein müssen, um diese genau berücksichtigen zu können. Dazu ist es notwendig jeder ZV qualitativ sehr gute und langjährige Statistiken zu Grunde legen zu können, was i.A. schwer zu realisieren ist.

Der Korrelationsfaktor (Korrelationskoeffizient) gibt den linearen Zusammenhang zwischen zwei ZV an. Ein positiver Korrelationsfaktor zweier ZV bedeutet „je mehr, desto mehr“, ein negativer „je mehr, desto weniger“. Der Korrelationsfaktor wird als Zahl zwischen +1 und -1 angegeben, wobei +1 vollständig positive lineare Korrelation und -1 vollständige negative lineare Korrelation bedeutet. Ein Korrelationsfaktor von 0 bezeichnet somit keinen linearen Zusammenhang.

Die in dieser Arbeit verwendeten ZV sind die Leistungen der einzelnen Kraftwerkstypen und der elektrische Leistungsbedarf. Die gesicherte Leistung eines Kraftwerksparks wurde unter Vernachlässigung des Übertragungs- und Verteilernetzes bestimmt, das bedeutet, dass der Ausfall einer oder mehrerer Erzeugungseinheiten in Folge des Ausfalls einer Übertragungs-

leitung nicht berücksichtigt werden kann. Daher wird für den konventionellen thermischen Kraftwerkspark die Unabhängigkeit angenommen. Extremwettereinflüsse wie Trockenheit und daraus folgende Probleme bei der Kühlwasserentnahme werden in Kapitel 8 diskutiert. In diesem Fall wäre die Unabhängigkeit nicht mehr gegeben, da Kraftwerke mit gleicher Kühlwasserquelle zugleich heruntergefahren werden müssten.

In Tabelle 5 sind die Korrelationskoeffizienten der Erzeugung aus Wind- und Wasserkraft, sowie des Stromverbrauchs der Länder Österreich und Deutschland auf monatlicher Basis dargestellt (Schüppel, 2010).

Tabelle 5: Korrelationskoeffizienten ausgewählter Merkmale auf Basis von Monatsreihen (Schüppel, 2010)

Merkmale		Korrelationskoeffizienten
Verbrauch AT	Verbrauch DE	+ 0,853
Wind DE	Wasser DE	- 0,136
Laufwasser AT	Verbrauch AT	- 0,330

Man erkennt an Tabelle 5 sehr gut, dass der elektrische Energieverbrauch in Deutschland und Österreich erwartungsgemäß stark korreliert. Auf Grund des ähnlichen gesellschaftlichen Wohlstandes der beiden Bundesstaaten und ähnlichen klimatischen Bedingungen heißt dies, dass ein höherer Bedarf an elektrischer Energie (z.B. aufgrund von niedrigen Temperaturen) in Österreich zeitlich meist auch mit einem erhöhten Bedarf in Deutschland einhergeht. Daher liegt nahe, dass diese beiden ZV voneinander abhängig sind. Für die getrennte Untersuchung bzw. Simulation der beiden Länder hat dies jedoch keine Bedeutung. Für die Betrachtung des gemeinsamen Versorgungsgebietes werden die Kraftwerksleistungen und Verbrauchswerte vorweg addiert und die beiden Länder mit einem gemeinsamen Kraftwerkspark untersucht.

Der interessanteste Wert ist die Beziehung zwischen der Windkraft- und Wasserkraft-erzeugung. Die Korrelation ist negativ, was auf die bekannte höhere Windkraftherzeugung im Winter zurückzuführen ist, wo die Wasserkraftherzeugung aufgrund der geringen Wasserführung der Flüsse ihr Minimum aufweist. In Deutschland liegt die Korrelation zwischen Wind- und Laufwasserwasserkraft bei -0,136. Die in Tabelle 5 angegebenen Korrelationsfaktoren deuten auf eine schwache Korrelation hin, wodurch die Annahme der Unabhängigkeit der Wind- und Wasserkraftherzeugung gerechtfertigt ist. Die Erzeugung elektrischer Energie aus Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist grundsätzlich vom Kraftwerksbetreiber bestimmbar und wird deshalb als bedarfsgerechte Erzeugung angesehen. Sie wurden somit in der Simulation wie thermische Kraftwerkseinheiten mit einer Verteilungsfunktion für das gesamte Jahr berücksichtigt.

4.3 Faltung und Monte-Carlo Simulation

Die Monte-Carlo Simulation (MCS) liefert auf Basis eines stochastischen Modells eine Folge von ZV, dessen Ergebnis der analytischen Lösung entsprechen soll. Für die Bewertung des simulierten Ergebnisses ist die stochastische Konvergenz entscheidend. Diese wird in Konvergenz in Wahrscheinlichkeit und fast sichere Konvergenz unterschieden. Die grundlegende Idee des im Rahmen dieser Arbeit beschriebenen Modells ist es, eine alternative und äquivalente Näherungslösung zu erhalten, welche die analytische Methode mittels Faltung ersetzt.

Die Faltungsformel für zwei diskrete unabhängige ZV X und Y mit Werten $\{X_1, \dots, X_r\}$ bzw. $\{Y_1, \dots, Y_s\}$ ist in Gl. (14) angegeben (Henze, 2006).

$$P(X + Y = u) = \sum_{i=1}^r \sum_{j=1}^s P(X = x_i) \cdot P(Y = y_j) \quad (14)$$

Mit XZufallsvariable 1

YZufallsvariable 2

Für den Fall stetiger Verteilungsfunktionen findet das Faltungsintegral nach Gl. (15) Anwendung (Henze, 2006).

$$(f * g)(x) = \int_{-\infty}^{\infty} f(x - y)g(y) dy \quad (15)$$

Mit f, gbeliebige, stetige Verteilungsfunktionen

Da das in Gl. (15) angegebene Faltungsintegral für stetige Zufallsvariablen nicht immer lösbar ist und daher nicht immer zu zufriedenstellenden analytischen Lösungen führt, wird durch sehr feine Diskretisierung der stetigen Wahrscheinlichkeitsfunktion die gemeinsame Verteilung der unabhängigen ZV ermittelt.

Als Beispiel soll die analytische Lösung für den Fall des zweifachen Würfelwurfes (zwei Gleichverteilungen) betrachtet werden.

Auf Gl. (14) angewendet bedeutet dies mit $n=6$ (Henze, 2006):

$$\begin{aligned}
 P(1. \text{Wurf} = i) &= P(2. \text{Wurf} = i) = \frac{1}{n}, \quad \forall i = 1, \dots, n \\
 P(1. \text{Wurf} + 2. \text{Wurf} = k) &= \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n P(X = i) \cdot P(Y = j) \\
 &= \frac{1}{n^2} \cdot |\{(i, j) \in \{1, \dots, n\}^2 : i + j = k\}| \\
 &= \frac{n - |k - n - 1|}{n^2} \quad (k = 2, 3, \dots, 2n)
 \end{aligned} \tag{16}$$

Somit kann die Eintrittswahrscheinlichkeit für jedes einzelne Ereignis des zweifachen Würfelwurfs bestimmt werden. In Abbildung 13 sind alle Summen der Augenzahlen (k) dargestellt, von denen jede die gleiche Wahrscheinlichkeit von $1/36$ aufweist.

		1. Wurf (X1)					
		1	2	3	4	5	6
2. Wurf (X2)	1	2	3	4	5	6	7
	2	3	4	5	6	7	8
	3	4	5	6	7	8	9
	4	5	6	7	8	9	10
	5	6	7	8	9	10	11
	6	7	8	9	10	11	12

Abbildung 13: Alle möglichen Summen der Augenzahlen beim zweifachen Würfelwurf

Die Wahrscheinlichkeit, als Augensumme nach zwei Würfeln die Summe 7 zu erhalten, kann durch Einsetzen in Gl. (16) berechnet werden (Henze, 2006).

$$P(1.W + 2.W = 7) = \frac{n - |k - n - 1|}{n^2} \text{ mit } k = 7, n = 6$$

$$= \frac{6 - |7 - 6 - 1|}{6^2} = \frac{6}{36}$$

Mit n Anzahl der möglichen Ergebnisse

k Wunschergebnis

Zur einfacheren Erklärung der Eintrittswahrscheinlichkeit einer möglichen Summe, generiert man einen neuen „Würfel“ mit den möglichen Ergebnissen lt. Abbildung 13 (36-seitiger Würfel). Auf diesem neuen Würfel kann nun mit der einfachen Beziehung $\frac{\text{Anzahl der Günstigen}}{\text{Anzahl der Möglichen}}$ die jeweilige Gesamtwahrscheinlichkeit berechnet werden (Henze, 2006).

Die Faltung berechnet also alle möglichen Ereignisse der beiden ZV mit dazugehörigen Eintrittswahrscheinlichkeiten. Da in dieser Arbeit insgesamt 15 (stetig verteilte) ZV berücksichtigt werden, erfordert dies einen sehr hohen Rechenaufwand. Zu diesem Zweck wird die Unabhängigkeit der ZV genutzt und folgender Ansatz mit der MCS realisiert:

Seien X und Y zwei unabhängige ZV, mit bekannten Wahrscheinlichkeiten $P(X)$ und $P(Y)$, so ist die Summe $X+Y$ eine Verteilung gemäß (14) und wird als Faltung von X und Y ($X*Y$) bezeichnet (Henze, 2006). Durch die Durchführung von zwei Mio. Zufallsexperimenten wird die rechenintensive Faltungsformel ersetzt und die MCS liefert durch feine Diskretisierung der ZV gemäß der jeweiligen Verteilungsfunktionen ein der Faltung näherungsweise entsprechendes Ergebnis. Die gemeinsame Verteilung mittels Faltung wird durch einfache Addition der ZV in zwei Mio. Zufallsexperimenten ermittelt. In Unterkapitel 9.4.1 ist die hinreichende Genauigkeit des Modells und somit das Erreichen der stochastischen Konvergenz erläutert.

5 Internationale Berechnungsmethoden und Analysen zur Bewertung der Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems

5.1 ENTSO-E-Methodik

Die Methodik der UCTE¹³ zur Analyse und Berechnung der Versorgungssicherheit des europäischen Verbundnetzes ist in der System Adequacy Methodology (SAM) (UCTE, 2009) festgehalten. Die SAM untersucht unter anderem auch die Fähigkeit des Verbundnetzes, ob zu jedem Zeitpunkt des Jahres der benötigte Leistungsbedarf gedeckt werden kann. Die an der Berechnung durch Zur-Verfügung-Stellen der notwendigen Daten beteiligten Länder der einzelnen RG sind in Abbildung 1 dargestellt. In Österreich ist der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) und in Deutschland der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) für die Bereitstellung der Daten verantwortlich. Die SAM untersucht in einem dreistufigen Analyseprozess das Stromnetz in Kontinentaleuropa. Die drei Ebenen, auf denen eine Untersuchung durchgeführt wird, sind die einzelnen Länder (im Inselbetrieb), die regionalen Blöcke nach Abbildung 14 und das gesamte europäische Verbundnetz (UCTE, 2009).

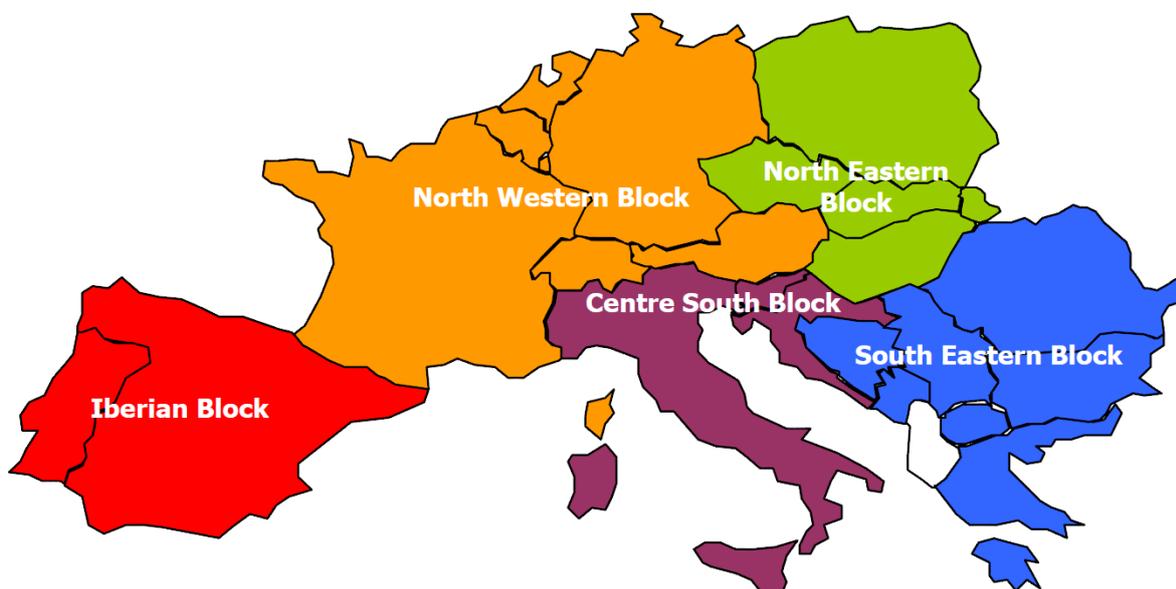


Abbildung 14: Unterteilung der UCTE in regionale Teilblöcke nach der System Adequacy Methodology (UCTE, 2009b)

Gemäß SAM werden Berichte für Vorausberechnungen (System Adequacy Forecasts, SAF) und Rückblicke (System Adequacy Retrospects, SAR) veröffentlicht.

¹³ Die UCTE ist seit 2010 in ENTSO-E integriert.

Die Vorausberechnungszeitpunkte werden wie folgt festgelegt:

- Erste Vorhersage für das jeweilige Erscheinungsjahr
- 5-jährige Vorausberechnung ab Jahr der Publikation (mittlere Prognose)
- Vorausberechnung bis zur nächsten vollen Dekade (Langzeitvorhersage)

Die SAR werden zur Mitte jedes Jahres veröffentlicht und beinhalten den Rückblick auf das vorangegangene Jahr. Ein langjähriger Rückblick wird je nach Bedarf veröffentlicht, um vergangene Entwicklungen darzustellen. Außerdem ist darauf zu achten, dass es nachträglich immer wieder zu Aktualisierungen der Veröffentlichungen kommen kann, die dann auf der Homepage der ENTSO-E zur Verfügung gestellt werden (UCTE, 2009).

Zur Leistungsdeckungsrechnung nach der SAM werden die mittleren Leistungswerte am dritten Mittwoch im Jänner um 11:00 Uhr und 19:00 Uhr, sowie am dritten Mittwoch im Juli um 11:00 Uhr, jeweils mitteleuropäische Zeit (MEZ), als Referenzzeitpunkte gewählt. Die Last wird als stündlich gemittelter Leistungswert angegeben und aus der Nettoeinspeisung aller Erzeugungseinheiten in das Übertragungs- und Verteilnetz ermittelt. Zur Langzeitvorhersage im SAF werden zur Berücksichtigung des Kraftwerkszubaues zwei Szenarien verwendet (UCTE, 2009):

- **Konservatives Szenario A**
Im konservativen Szenario A werden alle bereits genehmigten bzw. im Bau befindlichen Kraftwerkseinheiten sowie im Untersuchungszeitraum stillgelegten Kraftwerke berücksichtigt. Dieses Szenario soll die Entwicklung des Elektrizitätssystems ermitteln, wenn keine Neuinvestitionen getätigt werden.
- **Best-Estimate Szenario B**
Im Gegensatz zu Szenario A werden in diesem Szenario zusätzlich Kraftwerkszubauten berücksichtigt, deren Kommissionierung als sehr wahrscheinlich angesehen werden kann. Dieses Szenario soll zukünftige Potenziale des europäischen Kraftwerksparks wiedergeben.

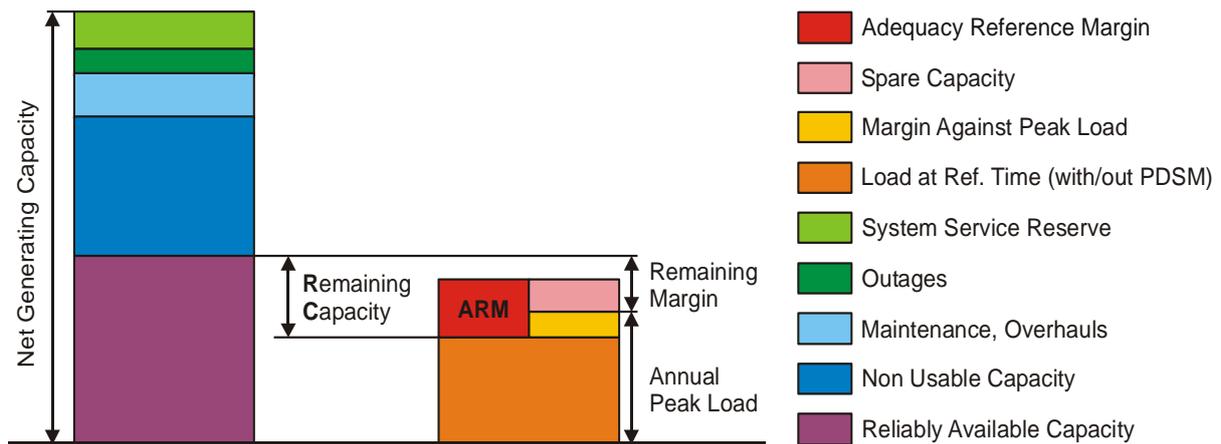


Abbildung 15: Schemadarstellung der System Adequacy Methodology¹⁴ (ENTSO-E, 2011c)

Das Schema der SAM ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Net Generating Capacity (NGC) entspricht der installierten Nettoleistung des untersuchten Kraftwerksparks. Zur Betrachtung der Versorgungssicherheit werden von der installierten Nettoleistung des Kraftwerksparks folgende Nichtverfügbarkeiten abgezogen (UCTE, 2009):

- **Nichtverfügbare Leistung**

Hierzu zählen Leistungsreduktionen aufgrund geplanter Handlungen der Kraftwerksbetreiber (Stilllegungen von Kraftwerkeinheiten mit bei Bedarf möglicher Inbetriebnahme, Umrüstungen bzw. Nachrüstungen und im Testbetrieb befindliche Kraftwerke), unbeabsichtigte, vorübergehende Leistungsreduzierungen (Leitungsengpässe, Reduzierung der elektrischen Leistung aufgrund von Kraft-Wärme-Kopplung), Nichtverfügbarkeit des Brennstoffs, dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen und andere externe Einflüsse (Wasserkraftwerke mit Durchflussregulierung für Bewässerung, Schifffahrt und Tourismus).

- **Revisionen**

Beinhaltet sowohl geplante Nichtverfügbarkeit für regelmäßige Inspektionen und Wartungsarbeiten als auch den Tausch von Brennstäben in Kernkraftwerken. Wenn die Information der Leistungsreduzierung aufgrund von Revisionen den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern nicht bekannt ist, fällt dieser Leistungsverlust unter nichtverfügbare Leistung.

- **Ausfälle**

Erzwungene, nichtverfügbare Kraftwerksleistung, die nicht geplant ist und nicht unter den Punkt Revisionen fällt.

¹⁴ ARM = Spare Capacity + Margin Against Peak Load

- **Reserve für Systemdienstleistungen**

Beschreibt jenen Teil der Erzeugungskapazität, die notwendig ist, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten bzw. die Frequenz zu halten und zu regeln. Diese Systemdienstleistungen fallen unter die Zuständigkeit der Übertragungsnetzbetreiber, die zur Aufrechterhaltung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes bis zu einer Stunde verantwortlich sind (siehe Unterkapitel 3.6).

Die sicher verfügbare Leistung wird durch Berücksichtigung der Last zum Referenzzeitpunkt berechnet und ergibt die verbleibende Reserve RC (Remaining Capacity). Nach Berücksichtigung der gemessenen Last zum Referenzzeitpunkt werden anschließend noch eine Reservekapazität für die Abweichung zur aufgetretenen absoluten Spitzenlast (Margin against Peak Load) und eine Reserve¹⁵ für Lastschwankungen und fluktuierende Erzeugungseinheiten¹⁶, welche für jedes Land individuell vorgegeben wird, mitberücksichtigt. Dadurch erhält die SAM ein Versorgungssicherheitsniveau von 99 %, das bedeutet, dass eine Wahrscheinlichkeit einer Unterdeckung von 1 % oder geringer gegeben ist. Aufgrund des hohen Anteils an Wasserkrafterzeugung wird für Österreich eine Spare Capacity von 10 % der installierten Leistung angegeben, während Deutschland aufgrund des großen thermischen Kraftwerksparks 5 % der installierten Leistung als zusätzliche Reserve zur Verfügung halten muss. Für die Berechnung auf Grundlage der Einteilung in regionale Blöcke wird eine Spare Capacity von 5 % angenommen. Die Summe aus Spare Capacity und Margin against Peak Load wird als Adequacy Reference Margin (ARM) bezeichnet und beinhaltet jene Reserve, die vorgehalten werden muss, um den Leistungsbedarf jederzeit decken zu können (UCTE, 2009).

Zur schlussendlichen Untersuchung der Systemstabilität muss $RC > ARM$ gelten. Ist dies erfüllt, kann lt. SAM die Verbraucherlast mit 99%iger Wahrscheinlichkeit gedeckt werden. Für die Berücksichtigung des europäischen Übertragungsnetzes vergleicht die SAM die RC mit der Exportkapazität. Im Fall einer positiven RC, die kleiner ist als die Exportkapazität, bedeutet dies, dass die verfügbare Leistung unter normalen Bedingungen¹⁷ exportiert werden kann. Bei einer negativen RC, die kleiner ist als die Importkapazität, kann der benötigte Leistungsimport zur Deckung der Verbraucherlast unter normalen Bedingungen ebenfalls erfolgen. In Abbildung 16 sind die beschriebenen Einflussfaktoren der SAM für das gesamte Versorgungsgebiet der UCTE 2008 dargestellt. (UCTE, 2009)

¹⁵ Spare Capacity: 5 % oder 10 % der installierten Leistung

¹⁶ Windkraftwerke, Wasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen

¹⁷ Für thermische Kraftwerke stellen durchschnittliche äußere Bedingungen (z.B. Temperatur), für dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen die durchschnittliche maximale Verfügbarkeit (z.B. des Wind- und Wasserdargebots) normale Bedingungen dar (UCTE, 2009).

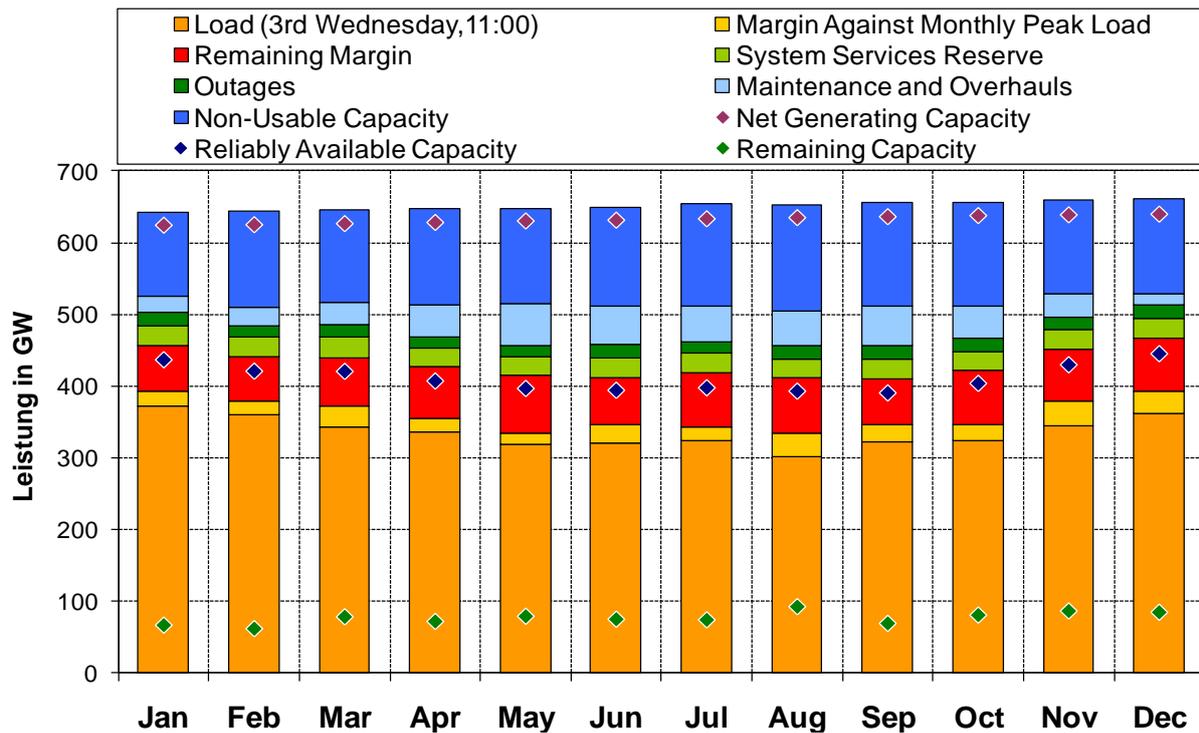


Abbildung 16: Darstellung der in der System Adequacy Methodology verwendeten Leistungs-begriffe für das Jahr 2008 (UCTE, 2009a)

Man erkennt in Abbildung 16 in den Wintermonaten einerseits den erhöhten Leistungsbedarf in Kontinentaleuropa, sowie andererseits die geringere nichtverfügbare Kraftwerksleistung (Non-Usable Capacity). Außerdem sind die erhöhten nichtverfügbaren Kraftwerkskapazitäten aufgrund von Revisionen des thermischen Kraftwerksparks in den Sommermonaten ersichtlich.

5.2 ANTARES, A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems

Die folgenden Erläuterungen wurden, wenn nicht anders angegeben, von Douquet et al. übernommen.

ANTARES berechnet die Versorgungssicherheit eines elektrischen Energiesystems mit Hilfe eines sequentiellen Monte-Carlo Simulators. Eine 100%ige Versorgungssicherheit (d.h. keine Unterdeckung für 8760 h im Jahr) kann nach (Douquet, 2008) nicht oder nur durch unverhältnismäßig hohe Investitionskosten erreicht werden. Es benötigt mehrere zufällige Ereignisse, um den Zustand einer Unterdeckung zu erreichen: Sehr niedrige Temperaturen bedeuten einerseits hohen elektrischen Leistungsbedarf und andererseits wenig Wasserkrafterzeugung und möglicherweise überdurchschnittliche NV von thermischen Kraftwerken (z.B. Kühlwasserprobleme). Dieses Worst Case-Szenario bietet die Grundlage und die Idee für stochastische Untersuchungen der Versorgungssicherheit eines

Marktgebietes. Die Wahrscheinlichkeit des Eintritts eines solchen Extremfalls ist zwar sehr gering, aber durchaus möglich.

ANTARES entwickelt zur Komplettierung ihres Adequacy Simulators zur Simulation des Kraftwerksparks und des elektrischen Verbrauchs parallel einen Simulator zur Optimierung des Übertragungsnetzes. ANTARES verwendet keinen Echtzeitsimulator, sondern einen statischen Algorithmus mit der Möglichkeit langer Vorausplanungen. Diese Entscheidung führte zu zwei markanten Eigenschaften des Simulators:

- Physikalische Einflussfaktoren, die sich nur kurze Zeit auf das Gesamtsystem auswirken (wie z.B. Massenträgheit der Generatoren) müssen nicht berücksichtigt werden. Dadurch sind viele Vereinfachungen im Vergleich mit Echtzeitsimulatoren möglich.
- Die vielen Zufallsvariablen (Verfügbarkeit von thermischen Kraftwerken, Abflussdaten von Flüssen, Außentemperaturen usw.), welche der Simulator beinhaltet, müssen durch langjährige Zeitreihen bestmöglich beschrieben werden, um ein repräsentatives Ergebnis zu ergeben. Die Qualität der Daten für die einzelnen Einflussgrößen haben einen sehr starken Einfluss auf das Ergebnis des Simulators.

ANTARES erzeugt mit seinem Simulator keine Momentaufnahme des Elektrizitätssystems zu einem bestimmten Zeitpunkt, sondern vielmehr eine stündliche Zeitreihe von 8760 Werten, welche das gesamte Jahr mit allen ZV beinhaltet. Jede dieser Zeitreihen wird als Monte-Carlo Jahr bezeichnet. Die Anzahl der Simulationen, die von ANTARES durchgeführt werden, muss die Forderungen einer regulären statistischen Konvergenz erfüllen. Bezüglich der Konvergenz, die i.A. durch die Anzahl der Simulationsdurchläufe festgelegt ist, muss eine wichtige Unterteilung der Versorgungssicherheit zwischen Leistungsdeckung des Kraftwerksparks und möglichen Problemen des Übertragungsnetzes erfolgen.

Für die Zuverlässigkeit des Übertragungsnetzes weisen die beeinflussenden Zufallsvariablen (z.B. der Leistungsaustausch zwischen zwei Ländern zu einem bestimmten Zeitpunkt) normalerweise eine geringe Abweichung vom Erwartungswert der Dichtefunktion auf. Numerisch bedeutet dies, dass der Quotient aus Standardabweichung zu Erwartungswert bei ca. eins zu drei liegt. Daraus ergibt sich für die Untersuchung des Übertragungsnetzes mit einem Sicherheitsniveau von 95 % eine Simulationsanzahl von ca. 200 Monte-Carlo Jahren.

Für die Versorgungssicherheit bezüglich des Kraftwerksparks streuen die ZV bedeutend mehr um den Erwartungswert. Ein typischer Wert für LOLP wird mit ca. 10 % angegeben. Für das Erreichen der Konvergenz wird eine Simulationsanzahl von 20.000 Monte-Carlo

Jahren angesetzt. Aus diesem Grund erfolgte die getrennte Simulation von Übertragungsnetz und Kraftwerkspark, um die Simulationszeit für das Übertragungsnetz nicht unnötig zu erhöhen.

Dem Modell werden wie bereits beschrieben mehrere Zufallsvariablen zu Grunde gelegt, wobei die wichtigsten im Folgenden kurz beschrieben sind:

- Thermische Erzeugung
Bei den thermischen Erzeugungseinheiten werden Kraftwerkseinheiten mit gleicher Charakteristik (Brennstoff, Leistung) zusammengefasst, um die Simulationszeit zu verringern.
- Wasserkraft
Zur Modellierung der Wasserkraft ist die Kenntnis der elektrischen Leistung, Wirkungsgrad, Speicherinhalte, Abflusswerte usw. ausschlaggebend. Des Weiteren wurde für jedes Gebiet¹⁸ die monatliche Erzeugungscharakteristik als logarithmische Normalverteilung angenommen und die jährliche Erzeugung mit den jährlichen Niederschlägen in den Gebieten als vollständig korreliert festgelegt.
- Windkraft
Im Vergleich mit der Wasserkraftmodellierung ist die Windkraft einerseits aufgrund der nicht vorhandenen wirtschaftlichen Langzeitplanung einfacher, andererseits auf Grund der hohen, relativ kurzzeitigen, plötzlichen Schwankungen schwerer zu erfassen. Die Zeitreihen der Windkraft unterliegen täglichen und saisonalen Schwankungen. Sie wurden von diesen Schwankungen befreit und eine stochastische Beschreibung der Zeitreihen für Windkraft durchgeführt.
- Last
Wie auch in dem in dieser Arbeit verwendeten Modell wird die starke Korrelation des Energieverbrauchs mit der Temperatur zur Modellierung der Last herangezogen, die durch stündlich gemittelte Werte langjähriger Zeitreihen zur Verfügung stehen. ANTARES verwendet zur stochastischen Beschreibung des Stromverbrauchs jene Standardabweichung, die die statistische Auswertung der Zeitreihen ergibt.

Der Vergleich des Modellaufbaus nach (Douquet, 2008) zu dem in dieser Arbeit beschriebenen Modell ergibt einige Gemeinsamkeiten, wie z.B. die Modellierung der einzelnen ZV (Wasserkraftwerke, Windkraftwerke, thermische Kraftwerke) und die Abhängigkeit des Stromverbrauchs von der Temperatur. ANTARES führt des Weiteren eine Untersuchung des Übertragungsnetzes durch und berücksichtigt durch die

¹⁸ Die genaue Definition (Größe, usw.) ist der Veröffentlichung nicht zu entnehmen.

Verwendung einer sequentiellen Monte-Carlo Simulation die Dauer der Nichtverfügbarkeit und speichert somit vorangegangene Systemzustände¹⁹ für den nächsten Simulationsschritt.

5.3 dena, Deutsche Energie-Agentur

Die Methodik und Ergebnisse der dena zur Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks werden in (dena, 2010) beschrieben. Die Eingangsdaten für die Berechnung sind Verfügbarkeitswerte für alle (thermischen) Kraftwerke des Kraftwerksparks und Zeitreihen für Erzeugungseinheiten aus regenerativen Energiequellen. Die Ergebnisse beziehen sich auf Deutschland für ein Versorgungssicherheitsniveau von 99,5 %. Der stochastische Ansatz unterscheidet sich von dem in dieser Arbeit beschriebenen Modell insofern, als dass zur Bestimmung der gesicherten Leistung das Verfahren der sogenannten rekursiven Faltung angewendet wird. Bei diesem Ansatz wird außerdem angenommen, dass Kraftwerke zwei Zustände „An“ (100 % verfügbar) und „Aus“ (nicht verfügbar) annehmen können. Für die Erzeugung aus regenerativen Energiequellen werden diskrete Einspeisezustände angenommen, die mit bestimmter Wahrscheinlichkeit auftreten. Diese Angabe lässt den Schluss zu, dass auch im verwendeten Ansatz der dena Wahrscheinlichkeitsverteilungsfunktionen zur Anwendung kommen. Grundsätzlich werden alle möglichen Systemzustände und deren Eintrittswahrscheinlichkeit mit und ohne Kraftwerksblock mittels rekursiver Faltung ermittelt, das bedeutet, die Berechnung wird beispielsweise im ersten Schritt mit den installierten Kernkraftwerken in Deutschland durchgeführt und im zweiten Schritt ohne Kernkraftwerke im Kraftwerkspark. Die Differenz der gesicherten Leistung zum gleichen Versorgungssicherheitsniveau ist damit der Beitrag der Technologie zur gesicherten Leistung. Zur Vereinfachung der Berechnung werden aufgrund des großen Zustandsraumes der verwendeten ZV Näherungen herangezogen, wie z.B. Clusterbildung und die kumulative Wahrscheinlichkeitsfaltung (dena, 2010).

Die Clusterbildung, d.h. das Zusammenfassen gleicher oder ähnlicher Kraftwerkseinheiten zu einer ZV, wird auch von ANTARES und dem in dieser Arbeit beschriebenen Modell verwendet, um einerseits die Rechenzeit zu verkürzen und andererseits durch die Verwendung weniger ZV die statistische Konvergenz schneller zu erreichen.

Der errechnete Beitrag zur gesicherten Leistung der einzelnen Technologien ist in Abbildung 17 dargestellt.

¹⁹ Zum Beispiel wird die Dauer der Inbetriebnahme von Kraftwerken nach einem Ausfall in Simulationsschritt n im nächsten Schritt ($n+1$) als nichtverfügbare Kraftwerksleistung berücksichtigt, bis die ausgefallene Kraftwerkseinheit wieder einsatzfähig ist.

Kraftwerkstechnologie	Verfügbarkeit	Gesicherte Leistung des Kraftwerksblocks
Steinkohlekraftwerk	91,2 %	86 %
Braunkohlekraftwerk	95,3 %	92 %
Kernkraftwerk	95,5 %	93 %
Kombi-Anlage (Gas, Öl)	91,4 %	86 %
Gasturbinen	56,1 %	42 %

Kraftwerkstechnologie	Verfügbarkeit	Gesicherte Leistung des Kraftwerksblocks
Laufwasserkraftwerke	ca. 40 %	40 %
Biomasse	90 %	88 %
Windenergie	ca. 95 %	5-10 %
Fotovoltaik	k.A.	1 %
Geothermie	90 %	90 %
Pumpspeicher	ca. 97%	90%

Abbildung 17: Kraftwerkstechnologien mit durchschnittlicher Verfügbarkeit und gesicherter Leistung (dena, 2010)

Die in Abbildung 17 dargestellten Werte stellen die Grundlage für die Berechnung der gesicherten Leistung des Kraftwerksparks nach (dena, 2010) dar. Die Verfügbarkeit der einzelnen Technologien ist als technische Verfügbarkeit zu verstehen.

In (dena, 2010) wurden mehrere Szenarien im Zeitraum von 2005 bis 2020 (mit Ausblick auf 2030) in Fünfjahresschritten betrachtet und auch graphisch dargestellt. Die untersuchten Szenarien sind im Folgenden beschrieben.

- Verbleibende installierte Leistung konventioneller Kraftwerke ohne Zubau, mit Atomausstieg.
- Verbleibende installierte Leistung konventioneller Kraftwerke ohne Zubau, ohne Atomausstieg.
- Verbleibende installierte Leistung konventioneller Kraftwerke ohne Zubau, mit Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke um 20 Jahre auf 52 Jahre.
- Verbleibende installierte Leistung konventioneller Kraftwerke mit Wärmeauskopplung, ohne Zubau.

Die Stromnachfrage wird mit drei verschiedenen Szenarien berechnet (dena, 2010):

- Steigende Stromnachfrage, bis 2020 um 0,4 % pro Jahr, bis 2030 um 0,2 % pro Jahr
- Konstante Stromnachfrage.
- Sinkende Stromnachfrage (Energieprogramm der Bundesregierung), bis 2020 um 0,5 % pro Jahr, bis 2030 um 0,3 % pro Jahr.

Basierend auf den Annahmen für den Kraftwerkspark und der Stromnachfrage, wurden die Jahreshöchstlast und die benötigte gesicherte Leistung je Szenario berechnet.

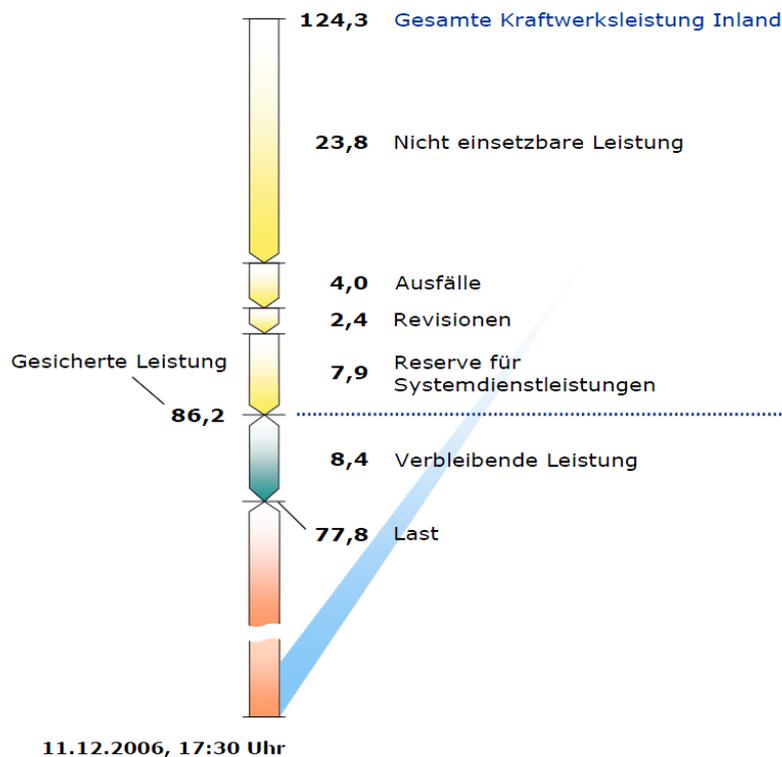


Abbildung 18: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2006 in GW (BMWI, 2008)

In Abbildung 18 ist die Ermittlung der gesicherten Leistung mit den berücksichtigten Einflussparametern, wie in 5.1 beschrieben, für die Jahreshöchstlast im Dezember 2006 graphisch dargestellt. Die Berechnungsmethodik ist für Deutschland und Europa ident. Die Versorgungssicherheit jedes Versorgungsgebiets wird auch unter Berücksichtigung der Stromimporte und -exporte analysiert und des Weiteren der Bedarf an Minutenreserve durch den Ausbau der Windkraft prognostiziert.

Die Kraftwerksausbauplanung wurde in drei Kategorien unterteilt (dena, 2010):

- Kategorie A beinhaltet derzeit im Bau befindliche Kraftwerke bzw. Kraftwerke, die nach 2005 in Betrieb gegangen sind.
- Kategorie B entspricht einem Kraftwerkszubau mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit, d.h. Baubeginn steht unmittelbar bevor (Anlagentechnik bereits bestellt).
- Kategorie C beschreibt Kraftwerksprojekte, deren Baubeginn bzw. Inbetriebnahmezeitpunkt nicht absehbar ist.

Die Unterteilung der dena-Methodik in diese drei Kategorien ist mit den Szenarien A und B der UCTE-Methodik vergleichbar.

Die dena-Methodik nimmt zwei weitere Vereinfachungen an: ein gleichzeitiges Auftreten der jährlichen Spitzenlast in allen europäischen Ländern sowie ein Übertragungsnetz, welches ohne Leitungsengpässe zwischen einzelnen Ländern zu Spitzenlastzeiten angenommen wird (dena, 2010).

Auch hier zeigen sich Analogien zum vorliegenden Modell und bestätigen dadurch die Verwendung der Kurzanalyse zum abschließenden Vergleich der Ergebnisse.

5.4 NERC, North American Electric Reliability Corporation

Als letzte Institution, die eine Untersuchung und Bewertung der Versorgungssicherheit durchführt, wird in dieser Arbeit kurz auf die North American Electric Reliability Corporation (NERC) eingegangen. Die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ist die Regulierungsbehörde für die Elektrizitäts- und Gaswirtschaft in den USA. Durch den Blackout im Nordosten der USA im Jahr 2003 wurde im Energy Policy Act of 2005 die FERC als unabhängige Institution beauftragt, verpflichtend einzuhaltende technische Standards in Bezug auf Zuverlässigkeit für das Elektrizitäts- und Gasverbundnetz zu erstellen und einen Strafkatalog bei Verletzung dieser Standards zu verfassen (RWE Transportnetz, 2008).

Die Grundsätze der NERC, die für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb des Verbundnetzes sorgen sollen, sind unter anderem (RWE Transportnetz, 2008):

- die Entwicklung von technischen Zuverlässigkeitsstandards,
- die Überwachung der Einhaltung und diese gegebenenfalls zu erzwingen,
- ein Monitoring des Verbundnetzes,
- das Anbieten von Personalschulungen,

- das Verfassen von Empfehlungen für kurz-, mittel- und langfristige Anforderungen an das Netz.

In Abbildung 19 ist die Organisation der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft und ihre hierarchische Gliederung zur Entwicklung und Erhaltung eines sicheren und zuverlässigen Verbundes dargestellt (RWE Transportnetz, 2008):

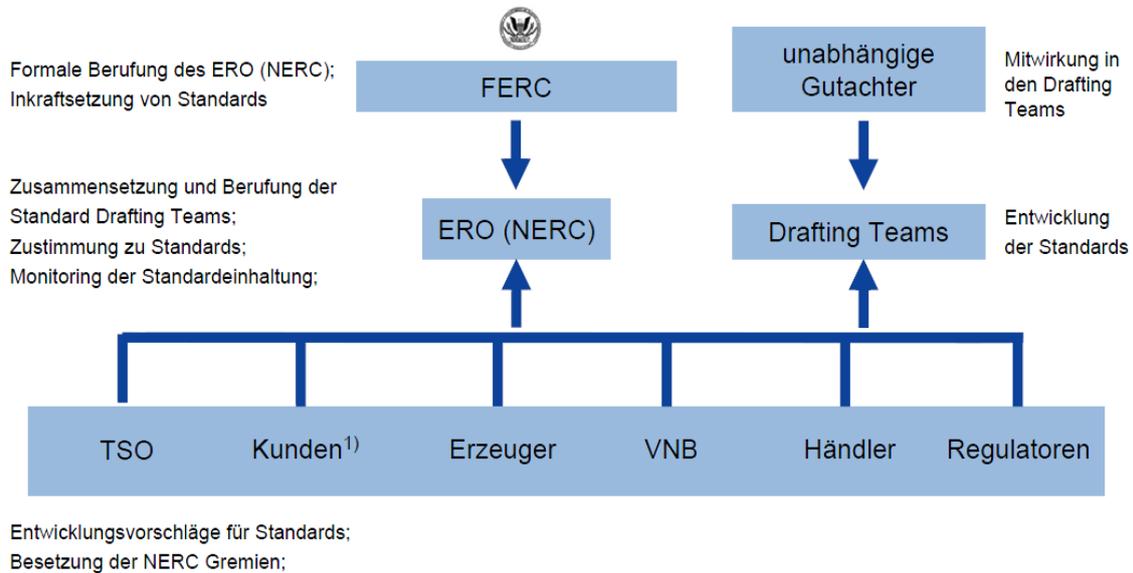


Abbildung 19: Schema der Organisation der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft (RWE Transportnetz, 2008)

Die NERC untersucht zur Abschätzung der Versorgungssicherheit der elektrischen Energiesysteme ihrer Mitglieder²⁰ unter anderem die Performance des Übertragungsnetzes und des Kraftwerksparks. Das Generating Availability Data System (GADS) verwaltet die Betriebsergebnisse der Kraftwerkseinheiten. Das GADS stellt die Grundlage für die Verfügbarkeitsberechnungen des Kraftwerksparks dar und unterstützt das WEC in ihren Verfügbarkeitsanalysen. Im Jahr 2004 wurde das GADS auch für Staaten außerhalb Nordamerikas zugänglich und zahlreiche Kraftwerksbetreiber aus Europa, Asien und Südamerika schlossen sich dem GADS an. Die Betriebsstatistiken werden jährlich ausgewertet und im Generating Availability Report (GAR) veröffentlicht. Der GAR enthält fünf jährliche Einzelstatistiken und einen Fünfjahresdurchschnitt. Das GADS berechnet außerdem eine Historical Availability Statistic (HAS) beginnend im Jahr 1982 (NERC, 2011).

Zusammenfassend wird festgehalten, dass die NERC zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Nordamerika verpflichtend einzuhaltende Standards festlegt und außerdem eine Verfügbarkeitsstatistik auf Basis umfassender Datenbanken für Kraftwerke, Über-

²⁰ Zehn regionale Beiräte (Reliability Councils), die sich mit der Versorgungssicherheit in den USA, in Kanada und des Baja California Norte in Mexiko beschäftigen (Stigler, 2004).

tragungsnetz und Verbrauch erstellt. Dies bietet den Kraftwerksbetreibern einerseits die Möglichkeit ihre jährliche Betriebsstatistik zu vergleichen und andererseits der NERC die Möglichkeit die Verfügbarkeit des nordamerikanischen Kraftwerksparks genau zu analysieren.

6 Charakteristika von Kraftwerkstechnologien

Wie bereits im einleitenden Kapitel dieser Arbeit erwähnt, besteht ein Kraftwerkspark aus Erzeugungsanlagen, deren Primärenergieträger lagerfähig ist (bedarfsgerechte Erzeugung) und den dargebotsabhängigen Kraftwerken. Der Lastgang des Verbrauchs kann in drei Lastklassen unterteilt werden, für die jeweils unterschiedliche Kraftwerkstypen zum Einsatz kommen.

- **Grundlast**
Die Grundlast eines Versorgungsgebietes ist jener Leistungsbedarf, der über einen langen Zeitraum (i.A. durchgehend) nicht unterschritten wird. Sie wird hauptsächlich von Kernkraftwerken, Laufwasserkraftwerken sowie konventionellen thermischen Kraftwerken gedeckt.
- **Mittellast**
Mittellastkraftwerke sind vorwiegend thermische Kraftwerke, wie Steinkohle- und Gaskraftwerke, die aufgrund ihrer guten Regelbarkeit und Verfügbarkeit dem schwankenden Verbrauch schnell genug folgen können.
- **Spitzenlast**
Zur Deckung des Bedarfs zu Spitzenlastzeiten werden sehr schnell einsetzbare Kraftwerke wie Gasturbinenanlagen und Pumpspeicherkraftwerke verwendet.

Bei der Untersuchung der sicher verfügbaren Leistung eines Kraftwerksparks ist es wichtig, die Besonderheiten der einzelnen Technologien zu berücksichtigen. Grundsätzlich ist die technische Verfügbarkeit von Kraftwerkstechnologien zu über 90 % der Zeit gegeben (siehe Abbildung 17). Notwendige Abschaltgründe, die zur NV von Erzeugungsanlagen führen, sind allgemeine Fehler in der Kraftwerkstechnik und ihren Komponenten (Ausfälle), Wartungen und Nachrüstungen. Des Weiteren kann es auch durch Extremwettereinflüsse zu nichtverfügbaren Kraftwerksleistungen kommen. Bei der Untersuchung eines Kraftwerksparks muss unbedingt auch das Betriebsalter berücksichtigt werden, um aussagekräftige Prognoserechnungen durchführen zu können. Im folgenden Unterkapitel wird die altersbedingte Verfügbarkeit thermischer Kraftwerkstechnologien anhand der sogenannten Badewannenkurve erläutert.

6.1 Ausfallverteilung, Badewannenkurve

Die in der Literatur als Badewannenkurve bekannte Ausfallverteilung dient der Beschreibung der Zuverlässigkeit vieler Produkte und Techniken in Abhängigkeit von der Lebensdauer. Die Statistik zeigt, dass viele Technologien dem Verlauf der Badewannenkurve folgen (Koch, 2001). Sie wird in die drei Phasen Frühausfälle, Zufallsausfälle und Verschleißausfälle unterteilt und kann in jeder Phase durch die Weibullverteilung mathematisch beschrieben werden. In Abbildung 20 ist die allgemeine Form der Badewannenkurve dargestellt.

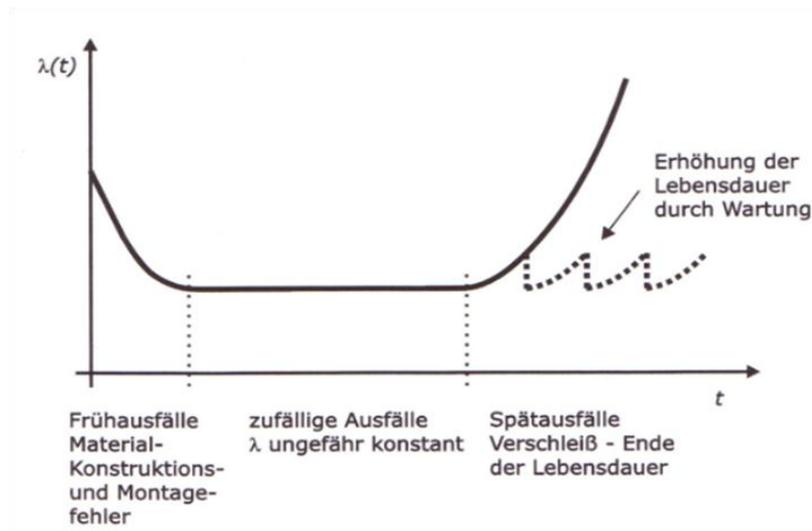


Abbildung 20: Die drei Phasen der theoretischen Ausfallverteilung mit möglichem Verlauf der Technologie durch rechtzeitigen Wartungseingriff (Renner, 2008)

Alle drei Phasen können mit Hilfe der Weibullverteilung (siehe Unterkapitel 4.1.3) beschrieben werden, die eine Weiterentwicklung der Exponentialverteilung ist. In der ersten Phase beschreibt die Ausfallverteilung sogenannte Frühausfälle, die aufgrund unzureichender Entwicklungsarbeit bzw. unbekannter Fehler²¹ erst im Betrieb auftreten. Die Ausfallrate in Phase 1 wird mit fortschreitender Betriebsdauer durch Entwicklungsschritte und höheres technisches Know-how immer geringer. Die Weibullverteilung nimmt in Phase 1 einen Formfaktor $\beta < 1$ an. In Phase 2 wird die Ausfallrate über die Betriebsdauer minimiert und es kommt nur noch zu Zufallsausfällen. Halbleiterbauelemente fallen üblicherweise in diese Phase der Zufallsausfälle. Die Weibullverteilung hat in dieser Phase 2 den Formfaktor $\beta = 1$ und entspricht somit einer Exponentialverteilung. Die Ausfallrate ist nahezu konstant. Nach einer technologieabhängigen Lebensdauer mit konstanter Ausfallrate steigt diese wiederum aufgrund von Verschleißerscheinungen an. In der Kraftwerkstechnik wird diese Phase aufgrund von Revisionen und vorzeitigen Erneuerungen bekannter Fehlerkomponenten wenn möglich vermieden, und es kommt zu dem in

²¹ Z.B. Kaltlötstellen auf Platinen, die nach kurzer Betriebszeit ihre Kontaktfähigkeit verlieren, welche im Testbetrieb nicht erfasst werden konnten.

Abbildung 20 gezeigten, strichlierten Verlauf. Die Alterung und Abnutzung der verwendeten Komponenten der Technologie führen nun nach der Theorie der Badewannenkurve wieder zu erhöhten Ausfallsraten. In dieser Phase ist $\beta > 1$.

Im den folgenden Absätzen wird u.a. untersucht, inwieweit die Badewannenkurve auf einzelne Kraftwerkstechnologien zutrifft. Für Windkraftanlagen kann diese Untersuchung aufgrund der kurzen praktischen Betriebserfahrung noch nicht seriös durchgeführt werden. Im Zuge der Recherchen über Ausfälle von Wasserkraftwerken wurde keine langjährige Statistik für die technische Nichtverfügbarkeit gefunden, die eine solche Verteilung der Ausfälle bestätigen würde. Auf Basis der in Unterkapitel 6.2.3 beschriebenen Instandhaltungsstrategien von Wasserkraftwerken wird jedoch ein ähnlicher Verlauf, wie in Abbildung 20 dargestellt, erwartet. Zum Nachweis der Ausfallscharakteristik von Wärmekraftwerken wurde der französische Kernkraftwerkspark untersucht. Im Jahr 1977 wurden die ersten beiden Kernkraftwerksblöcke in Frankreich in Betrieb genommen. In Abbildung 21 sind die Anzahl der einspeisenden Kernkraftwerksblöcke von 1977 bis 2010 dargestellt. Für die Untersuchung der Nichtverfügbarkeitscharakteristik wurden die Jahre 1991 bis 2009 herangezogen, da ab diesem Zeitpunkt genügend Kernkraftwerke für die Statistik am Netz waren. Die mittlere Lebensdauer des französischen Kernkraftwerksparks beträgt 26 Jahre, die durchschnittliche Gesamtlebensdauer von Kernkraftwerken wird nach (dena, 2010) mit 42 Jahren angegeben.

In Abbildung 22 sind die jährlich gemittelten Werte der Arbeitsnichtverfügbarkeit aller Kernkraftwerksblöcke in Frankreich dargestellt. Man erkennt analog zu Abbildung 20 einen periodischen Verlauf der NV (Ausfallsrate) von 1991-2009. Durch wiederkehrende Wartungszyklen wird demnach die Verfügbarkeit des Kernkraftwerksparks optimiert und die Lebensdauer verlängert.

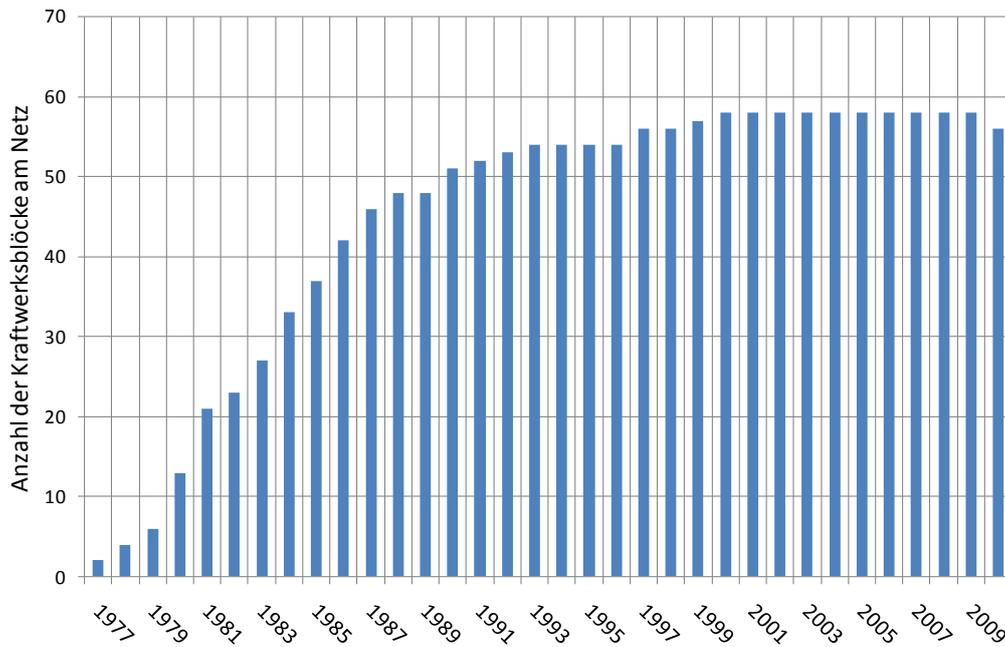


Abbildung 21: Anzahl der Kernkraftwerksblöcke von 1977 bis 2010 in Frankreich am Netz (IAEA, 2010)

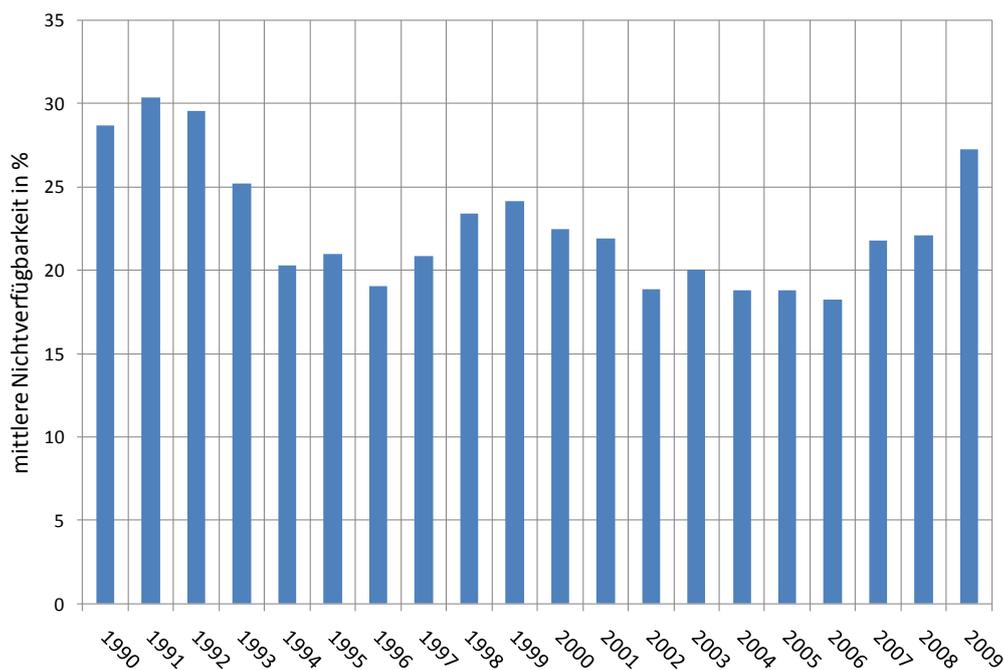


Abbildung 22: Jährliche, mittlere Arbeitsnichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich von 1991-2009 (IAEA, 2010)

In Abbildung 23 ist die jährliche, mittlere Nichtverfügbarkeit der weltweit betriebenen Kernkraftwerke nach (WEC, 2008) dargestellt. Der Verlauf entspricht näherungsweise dem der EAF-Daten aus (IAEA, 2010) für Frankreich in Abbildung 22.

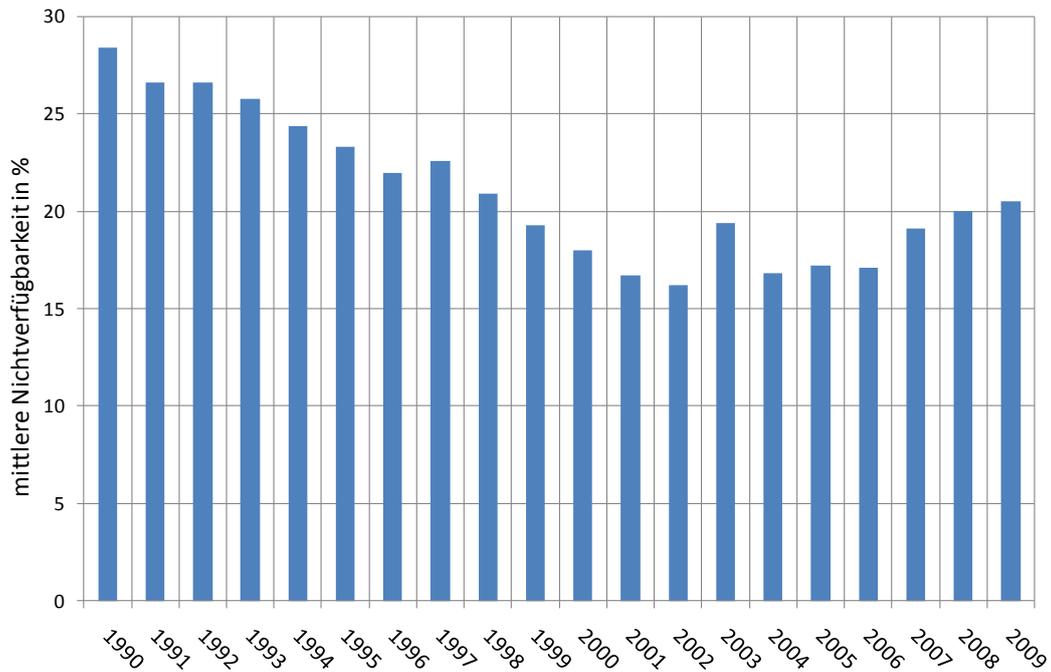


Abbildung 23: Jährliche, mittlere Arbeitsnichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken von 1990-2009 (WEC, 2008)

Schlussfolgernd kann festgehalten werden, dass thermische Kraftwerke dem Verlauf der Badewannenkurve grundsätzlich folgen, jedoch werden aufgrund der besonderen elektrizitätswirtschaftlichen Gegebenheiten (hohe Investitionskosten, sowie lange Lebensdauer) rechtzeitig vorbeugende Maßnahmen (Wartungsarbeiten) getroffen, um die NV der Kraftwerke zu minimieren. Dadurch erhält man den in Abbildung 20 strichliert dargestellten Verlauf bei fortgeschrittener Lebensdauer.

Im folgenden Unterkapitel 6.2 werden grundlegende Ursachen für die NV einzelner Kraftwerkstechnologien beschrieben.

6.2 Dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen

In Tabelle 6 sind einleitend Vor- und Nachteile der Stromerzeugung aus den Primärenergieträgern Wind und Wasser angeführt.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Primärenergieträgern (Zehner, 2007)

	Wasser	Wind
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Keine CO₂-Emissionen ✓ Sehr gute Regelungseigenschaften (z.B. für Netzdienstleistungen) ✓ Unterstützung der Flusspegelstandsregelung (z.B. Schifffahrt, Hochwasser) ✓ Lange Lebensdauer der Kraftwerke 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Keine CO₂-Emissionen ✓ Importunabhängigkeit bezüglich des Primärenergieträgers ✓ Ausbaupotenzial hinsichtlich Standorten und Leistung
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Relativ hohe Investitionskosten - Schwierigkeiten bei Bewilligungen für neue Wasserkraftwerke in Europa 	<ul style="list-style-type: none"> - Fluktuierendes Dargebot - Reservekapazitäten notwendig - Regulatorische Maßnahmen für Wirtschaftlichkeit erforderlich

Vor allem bei den dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen ist die Unterscheidung zwischen technischer Verfügbarkeit und Arbeitsverfügbarkeit sehr wichtig. Während Windkraftanlagen i.A. eine technische Verfügbarkeit von über 95 % aufweisen und somit zum Großteil des Jahres einsatzbereit sind, ergibt sich aufgrund des fluktuierenden Dargebots eine Arbeitsverfügbarkeit von nur 5-10 % (dena, 2010).

Basierend auf den statistischen Auswertungen vierjähriger Zeitreihen der Windkraft einspeisung (2006-2009) für Österreich und Deutschland im Rahmen der vorliegenden Arbeit ergibt sich ein Arbeitsverfügbarkeitsfaktor mit mindestens 95 % iger Eintrittswahrscheinlichkeit von ca. 2-3 %.

6.2.1 Verfügbarkeit

Die technische NV setzt sich i.A. aus einem planmäßigen (Wartung) und einem nicht planmäßigen (Störungen, Schäden) Anteil zusammen.

Das Minimum der technischen Verfügbarkeit von Windkraftwerken in Deutschland trat im Jahr 2002 auf und lag bei 97,4 %. Der stetige Anstieg auf das Maximum von knapp 99 % im Jahr 2006 lässt jedoch nicht auf eine markante Veränderung über die Jahre schließen, da die mittlere technische Verfügbarkeit über dem Beobachtungszeitraum von 1990-2006 zwischen 98 % und 99 % liegt (ISET, 2008).

6.2.2 Ausfälle

Die zu Ausfällen der Windkraftanlagen in Deutschland²² führenden Störungsursachen sind gemäß (ISET, 2008):

- Bauteildefekte: 36 %
- Ausfall durch Anlagenregelung: 23 %
- Bauteilloockerung: 3 %
- Eisansatz: 3 %
- Blitzschlag: 4 %
- Netzausfall: 7 %
- Sturm: 5 %
- Ursache unbekannt: 8 %
- Andere Ursachen: 11 %

Den größten Anteil der NV von Windkraftanlagen haben mit knapp 60 % Bauteildefekte, Bauteilloockerungen sowie Fehlfunktionen der Anlagenregelung. I.A. weisen größere Anlagen jährlich eine höhere Schadenshäufigkeit auf, deren Ausfallszeit aber bedeutend geringer ist als bei Windkraftanlagen kleinerer Leistungsklassen. Dadurch ist die technische NV größerer Anlagen minimal kleiner als bei Kleinwindkraftanlagen (ISET, 2008).

6.2.3 Revisionen

Um eine höhere Verfügbarkeit von Windkraftanlagen zu erreichen, wird prinzipiell zwischen zwei Instandhaltungsstrategien unterschieden (Faulstich, 2009).

- Reaktive Instandhaltungsstrategie
Hier wird nach Eintritt des Fehlers oder Bauteildefekts der Störungsverursacher getauscht. Das Anlagenteil wird also bis zum Ende seiner Einsatzfähigkeit betrieben und erst anschließend repariert oder getauscht.
- Präventive Instandhaltungsstrategie
Bei der präventiven Instandhaltungsstrategie wird ähnlich wie bei konventionellen Kraftwerken die Revision der Anlage nach einem fixen Plan durchgeführt. Dieser Plan kann zeitbasiert, zustandsabhängig oder durch wahrscheinlichkeitstheoretische Berechnungen zuverlässigkeitsorientiert sein.

²² Den angegebenen Werten liegen insgesamt 32.166 Meldungen zu Grunde (ISET, 2008).

Um eine hohe technische Verfügbarkeit von Windkraftanlagen zu erreichen, ist die präventive Instandhaltungsstrategie zu bevorzugen, da auf Grund von intelligenten Revisionszyklen die Einsatzzeit und somit die Wirtschaftlichkeit der Anlage optimiert werden können. Jedoch stellen die fehlenden praktischen Erfahrungswerte und vor allem die Abhängigkeit vom Winddargebot nach wie vor das Hauptproblem bei der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen dar.

Für die Beschreibung der technischen Nichtverfügbarkeit von Wasserkraftanlagen wird in dieser Arbeit auf Daten des WEC zurückgegriffen. Das WEC gibt für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke ein 50 %-Quantil von 95 % an. Das 50 %-Quantil für Laufwasserkraftwerke mit einer Leistung >50 MW wird mit ca. 92 % angegeben (WEC, 2008).

Entsprechend der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen wird auch bei Wasserkraftwerken zwischen reaktiver und präventiver Instandhaltungsstrategie unterschieden. Eine reaktive Instandhaltungsstrategie erfordert eine umfangreiche technische Diagnostik der einzelnen Komponenten und bringt durch minimalen Reparaturaufwand eine Gesamtkostenersparung. Allerdings entstehen durch ungeplant zu ergreifende Maßnahmen Probleme im Bezug auf Energielieferzeiten und Ersatzenergiebeschaffungen. Die präventive Instandhaltungsstrategie bei Wasserkraftwerken beinhaltet aufwändige und regelmäßige Inspektionen und Wartungsarbeiten an den Hauptkomponenten, wie Generatoren, Turbinen, Blocktransformatoren und Stahlwasserbaukomponenten, welche in jährlichen Zyklen durchlaufen werden und eine hohe Anlagenzuverlässigkeit gewährleisten. Bei der Revision der Hauptkomponenten müssen außerdem Prioritäten bezüglich der Aufgabe im Gesamtsystem des Kraftwerks gesetzt werden. Während der Ausfall eines Blocktransformators, der i.A. ein Serienelement der Anlage darstellt, eine Energielieferung an das Netz nicht mehr ermöglicht, verursacht der Ausfall eines Generators (i.A. Parallelelement) lediglich eine geringere verfügbare Leistung des Kraftwerks (Fabian, 2010).

6.3 Bedarfsgerechte Erzeugungsanlagen

Die NV von Kraftwerken wird generell in disponible und nicht disponible unterteilt. Im Gegensatz zu Windkraftanlagen und Wasserkraftwerken stellt die technische Verfügbarkeit von thermischen Stromerzeugungsanlagen gleichzeitig die gesichert verfügbare Leistung (Arbeitsverfügbarkeit) dar, da sie i.A. nur geringfügig von klimatischen Bedingungen abhängig sind (VGB Power Tech, 2009). In Tabelle 7 sind allgemeine relevante Vor- und Nachteile ausgewählter Primärenergieträger dargestellt.

Tabelle 7: Vor- und Nachteile ausgewählter Primärenergieträger (Zehner, 2007)

	Kernkraft	Kohle	Gas
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Keine CO₂-Emissionen ✓ Geringe, variable Stromerzeugungskosten ✓ Relativ hohe Zuverlässigkeit ✓ Im Wesentlichen keine heikle Importabhängigkeit ✓ Kernkraftwerke (KKW) am Stand der Technik sicher 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Internationale Anbietervielfalt ✓ Effizienzsteigerungspotenzial im Bereich der Kraftwerkstechnik ✓ Importunabhängigkeit (Deutschland) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Durch Gasaufbereitung keine Rauchgasreinigung erforderlich ✓ Vergleichsweise geringe CO₂-Emissionen ✓ Durch GuD Anlagen hoher Wirkungsgrad möglich ✓ Niedrige Investitionskosten ✓ Relativ kurze Errichtungszeiten
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> – Akzeptanzprobleme – Sicherheitsmaßnahmen sind sehr kostenintensiv – Entsorgung und Endlagerung – Umfangreiche und aufwändige Genehmigungsverfahren 	<ul style="list-style-type: none"> – Hohe Nachfrage in China und Indien führt zu Preissteigerungen – CO₂-Emissionen (höher als bei Erdgas) – Im Bereich Kraftwerkstechnik aufwändige Abgasreinigungsanlagen notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> – Schwankender und relativ hoher Erdgaspreis – Versorgungssicherheitsrisiko durch Importabhängigkeit von politisch instabilen Ländern

6.3.1 Verfügbarkeit

Die Zeitverfügbarkeit von fossil befeuerten Blockanlagen in Deutschland betrug im Durchschnitt 87,5 % von 1999-2008. Die Arbeitsverfügbarkeit lag bei 85,9 %. Die sich daraus ergebende mittlere Arbeitsnichtverfügbarkeit von 14,1 % teilt sich in 7,4 % geplante und 6,6 % ungeplante NV (disponibel 1,1 %, nicht disponibel 5,5 %) (VGB Power Tech, 2009).

6.3.2 Ausfälle

Im Bezug auf die Ausfallsarten wird zwischen einem Totalausfall des gesamten Kraftwerksblocks und Teilausfällen (Leistungseinschränkungen) unterschieden. In Tabelle 8 sind typische Ausfallshäufigkeiten verschiedener Kraftwerksarten dargestellt.

Tabelle 8: Ausfallhäufigkeiten für verschiedene thermische Kraftwerkstechnologien (Consentec, 2008)

Kraftwerkstyp	Häufigkeit Totalausfall in 1/a	Häufigkeit Teilausfall in 1/a	Relative Leistungseinschränkung bei Teilausfall in %
Kernkraft	1,1	1,2	27
Steinkohle	6,6	4,2	32
Braunkohle	4,5	1,7	37
Öl/Gas	3,9	1,1	50
GuD	12,1	7,3	32
Gasturbinen	2,5	0,3	50

6.3.3 Revisionen

Nach Unterkapitel 3.4 werden die Nichtverfügbarkeit thermischer Kraftwerke in disponible (Revisionen, Nachrüstungen, usw.) und nicht disponible NV (Ausfälle) unterteilt.

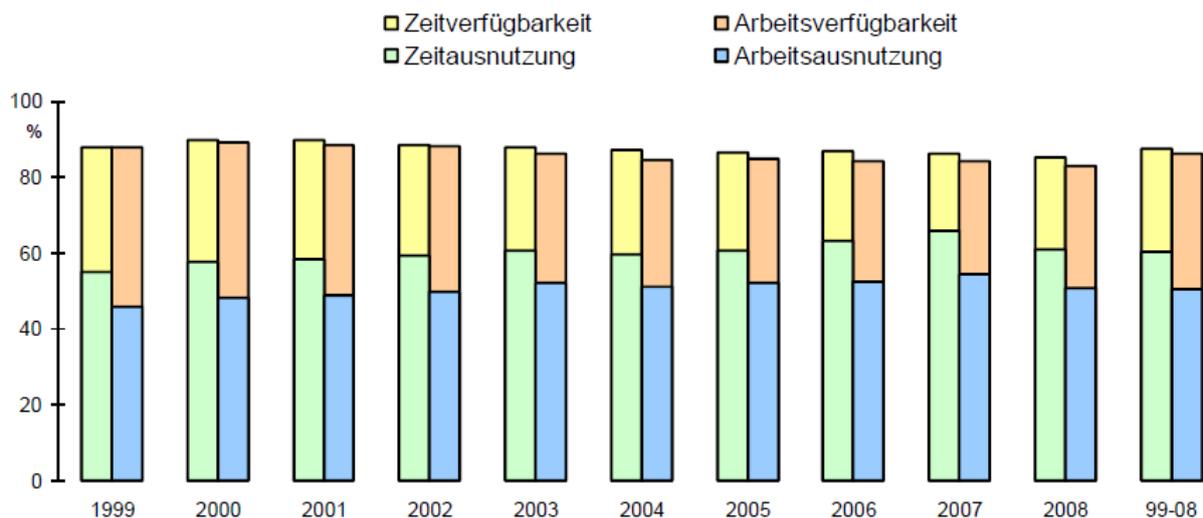


Abbildung 24: Verfügbarkeitskennwerte aller fossil befeuerten Blockanlagen (ohne Kombianlagen) in Deutschland (VGB Power Tech, 2009)

Die disponible NV nach Abbildung 24 entspricht im Mittel von 1999-2008 7,4% der installierten Nettoleistung. Revisionen sind in erster Linie vorbeugende planbare Maßnahmen zur Optimierung der Verfügbarkeit einer Anlage, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

7 Stromverbrauch und Spitzenlast

Der elektrische Energieverbrauch wird grundsätzlich durch klimatische Bedingungen²³ und den Bedarf der Endverbraucher²⁴ beeinflusst. In Abbildung 25 sind der elektrische Energieverbrauch von 2003-2008 in TWh und die jährlichen Zuwachsraten von 2005-2008 für Kontinentaleuropa dargestellt. Die prozentualen Zuwachsraten zeigen bis auf den Winter 2008 ein ständiges Steigen des elektrischen Energiebedarfs.

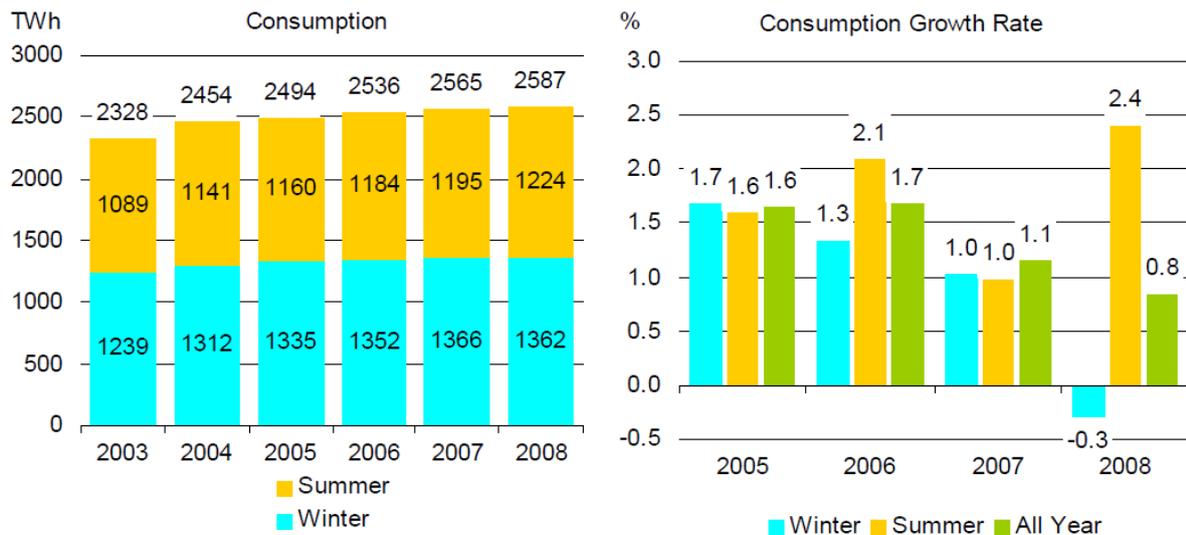


Abbildung 25: Entwicklung des Energieverbrauchs in Kontinentaleuropa von 2003-2008 (UCTE, 2009a)

Da der Bedarf elektrischer Energie der Industrie stark konjunkturabhängig ist, führte die Weltwirtschaftskrise im Jahr 2008 auch in Kontinentaleuropa zu einem Rückgang des Strombedarfs. Der Strombedarf von Haushalten ist grundsätzlich konjunkturunabhängig²⁵. Er folgt in erster Linie täglichen periodischen Verläufen und wird i.A. durch Wochenenden, Feiertage und Freizeitverhalten beeinflusst. Die wetterbedingte Abhängigkeit des elektrischen Energieverbrauchs führt generell zu jährlichen saisonalen Verläufen des Energiebedarfs.

²³ Außentemperatur, Sonnenstrahlung

²⁴ Industrieverbraucher, Gewerbe und Haushalte

²⁵ Genau genommen hängt der elektrische Energieverbrauch vom gesellschaftlichen Wohlstand eines Staates (Bruttoinlandsprodukt, BIP) ab.

7.1 Jahreslastgang

In Abbildung 26 sind die täglichen Spitzenwerte der Last für Deutschland und Frankreich aus dem Jahr 2009 in GW dargestellt. Die Jahreshöchstlast in Frankreich trat am 07.01.2009 zwischen 18:00 und 19:00 Uhr auf und stellt mit 92.400 MW²⁶ nach (ENTSO-E, 2010) die historische Spitzenlast dar. In Deutschland wurde die Spitzenlast am 02.12.2009 zwischen 17:00 und 18:00 Uhr mit 73.000 MW gemessen (ENTSO-E, 2010).

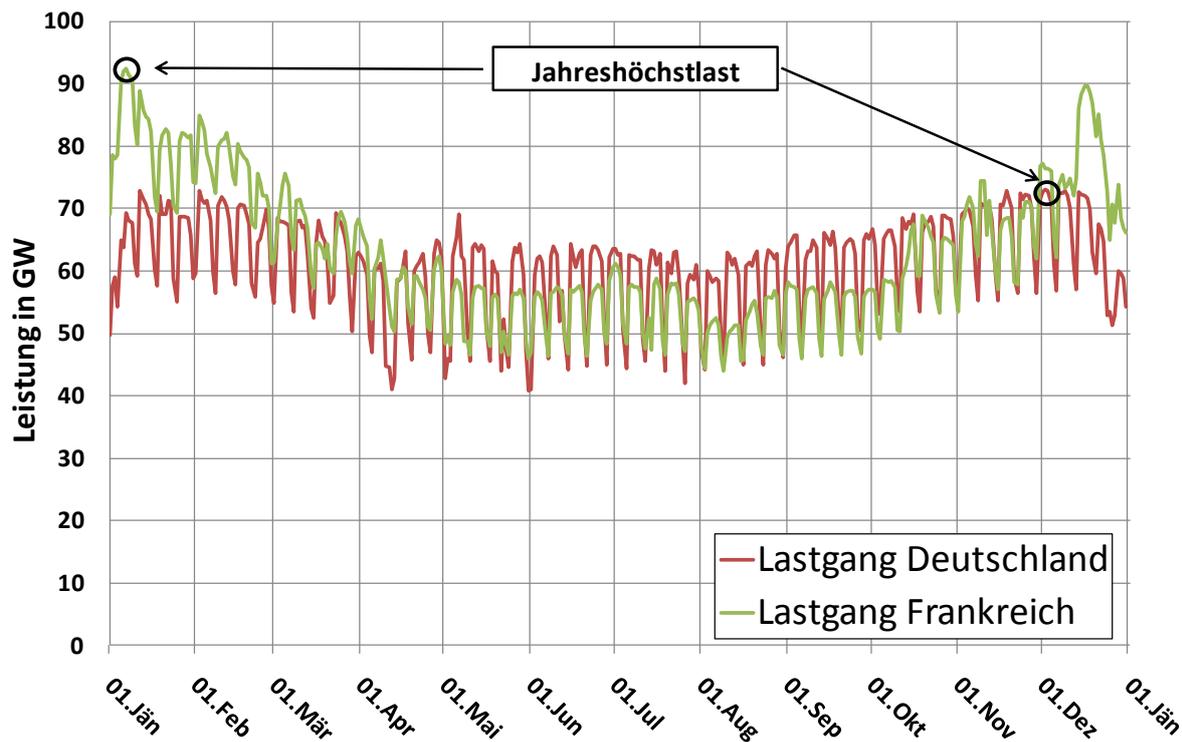


Abbildung 26: Tagesspitzenwerte des Leistungsbedarfs in Deutschland und Frankreich im Jahr 2009²⁷ (ENTSO-E, 2011d)

Die jährlichen periodischen Verläufe sind in Abbildung 26 sehr gut zu erkennen. Der Bedarf an elektrischer Energie steigt durch niedrigere Temperaturen in den Wintermonaten, während in den Sommermonaten der Bedarf an elektrischer Energie geringer ist. Die auffällig hohen Lastspitzen in den Wintermonaten in Frankreich lassen sich vermutlich durch den starken Einsatz von elektrischen Heizungen erklären. Der zusätzliche Heizbedarf im Winter durch den Anteil elektrischer Heizungen²⁸ verursacht grundsätzlich einen Großteil des Mehrverbrauches in den Wintermonaten. Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast in Frankreich im Jahr 2009 wurde eine durchschnittliche Tagestemperatur von -3 °C gemessen.

²⁶ Der französische Übertragungsnetzbetreiber veröffentlicht für das Jahr 2010 eine Spitzenlast von 96,7 GW, aufgetreten im Dezember. Die monatlichen Lastspitzen in Frankreich liegen in den Wintermonaten 2010 stets über 90 GW (RTE, 2011).

²⁷ Lastwerte und installierte Kraftwerksleistungen in dieser Arbeit beziehen sich nur auf das öffentliche Netz, d.h. Industrieeigenerzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt.

²⁸ Elektrische Heizungen und elektrische Komponenten (z.B. Pumpen) anderer Heiztechnologien verursachen gemeinsam den erhöhten elektrischen Energiebedarf.

Dieser Wert liegt um 7,8 °C unter dem langjährigen Temperaturdurchschnitt für diesen Zeitraum und führt demnach zu den markanten Spitzenwerten. Zum Vergleich betrug die durchschnittliche Tagestemperatur zur Jahreshöchstlast in Deutschland im Jahr 2009 +3 °C und lag damit +1 °C über dem Mittelwert. Die historische Spitzenlast in Deutschland datiert vom 10.12.2002, mit einer Abweichung zur durchschnittlichen Tagestemperatur von -8,1 °C (ENTSO-E, 2011c).

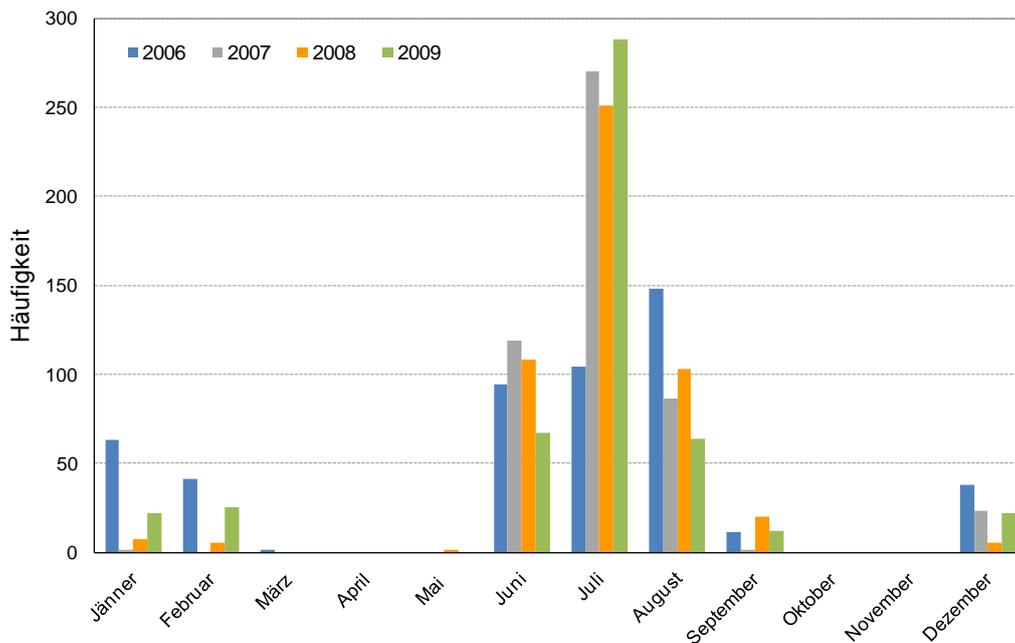


Abbildung 27: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Griechenland von 2006-2009 (Hütter, 2010)

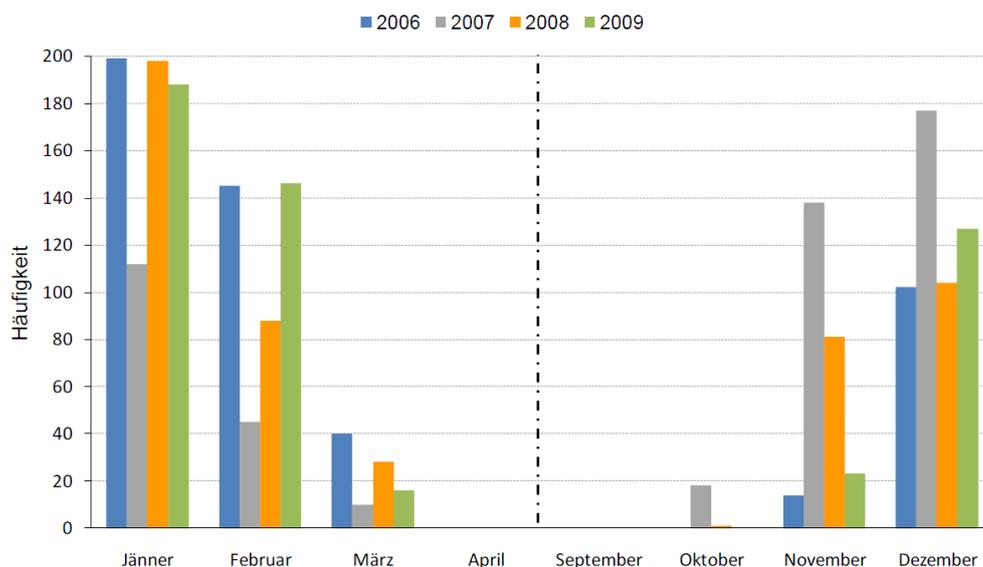


Abbildung 28: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Österreich von 2006-2009 (Hütter, 2010)

In Mittel- und Nordeuropa tritt die jährliche Spitzenlast ausschließlich in den Wintermonaten auf, während in den südlichen Ländern des europäischen Verbundnetzes (z.B. Spanien, Portugal, Griechenland) sich aufgrund der klimatischen Bedingungen zwei jährliche Last-

spitzen ergeben. Ähnlich wie in Mitteleuropa kommt es auch dort in den Wintermonaten durch den erhöhten Wärmebedarf zu höherem Stromverbrauch (Hütter, 2010).

Die zweite, teilweise sogar dominierende Lastspitze ergibt sich in südlich gelegenen Ländern durch den Einsatz von Klimageräten in den Sommermonaten. Zum Vergleich sind in Abbildung 27 und Abbildung 28 die Anzahl der aufgetretenen Lastspitzen von Griechenland und Österreich über die Monate dargestellt.

7.2 Tägliche Spitzenlast

Anders als bei den sich jährlich wiederholenden Verläufen gibt es bei Tageslastgängen grundsätzlich wenige Unterschiede innerhalb Kontinentaleuropas. In Abbildung 29 ist basierend auf stündlichen Spitzenwerten²⁹ des Jahres 2009 der Leistungsbedarf Deutschlands, Frankreichs und Spaniens in GW angegeben.

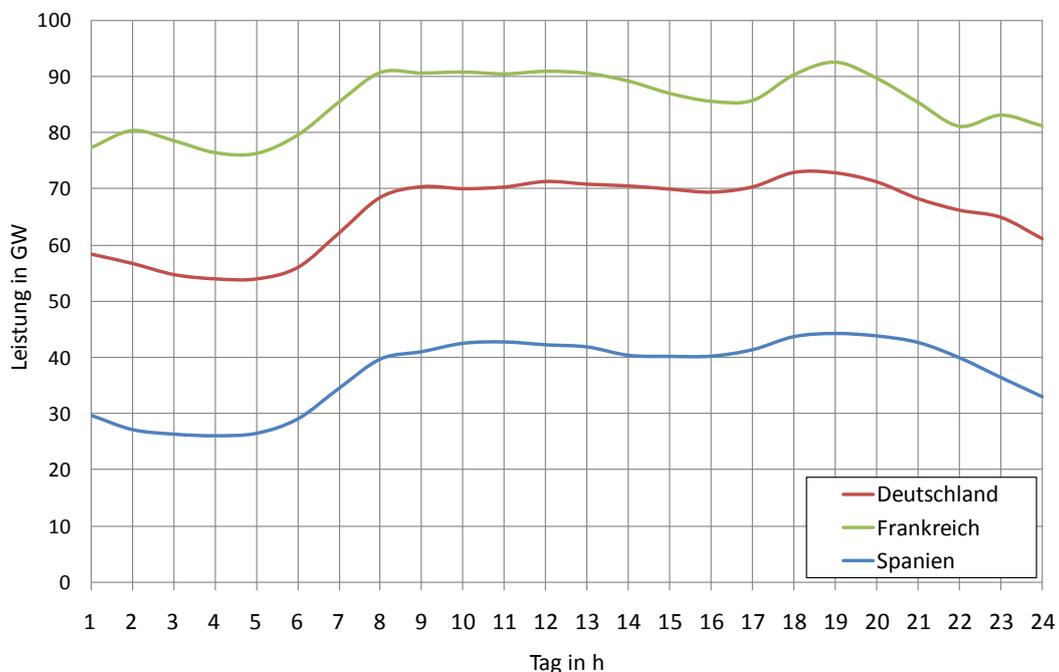


Abbildung 29: Stündliche Spitzenwerte im Jahr 2009 von 00:00 bis 24:00 Uhr der Länder Deutschland, Frankreich und Spanien in GW³⁰ (ENTSO-E, 2011d)

Mit dem Ende des Arbeitstages (ca. 17:00 Uhr) steigt der Bedarf in den Abendstunden i.A. bis zur Tageshöchstlast durch die Verwendung elektrischer Geräte in den Haushalten. Nach der Abendspitze kommt es in der Nacht wiederum zum Abfall des Leistungsbedarfs auf ein Minimum. Die Form nach Abbildung 29 kann i.A. als jahreszeitunabhängig betrachtet werden. Die Verschiebung des Tageslastgangs zwischen Deutschland und Frankreich um ca. eine Stunde kann durch die Zeitverschiebung erklärt werden. Die Messzeitpunkte der

²⁹ Maximal aufgetretener stündlicher Mittelwert.

³⁰ Lastwerte und installierte Kraftwerksleistungen in dieser Arbeit beziehen sich nur auf das öffentliche Netz, d.h. Industrieeigenerzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt.

ENTSO-E werden auf Basis der mitteleuropäischen Zeitzone veröffentlicht. Dieser Effekt führt zum günstigen Fall, dass die Lastspitzen innerhalb des gesamten europäischen Verbundnetzes aufgrund der Zeitverschiebung nicht zum exakt gleichen Zeitpunkt auftreten.

Selbstverständlich kommt es an Wochenenden und Feiertagen (abhängig von der Jahreszeit) zu unterschiedlichen Verläufen, zur Betrachtung der Spitzenlastdeckung ist die Untersuchung der Abendstunden (18:00 bis 20:00 Uhr) der Arbeitswochen in den Wintermonaten ausreichend (Hütter, 2010). In Abbildung 30 ist die stündliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich dargestellt.

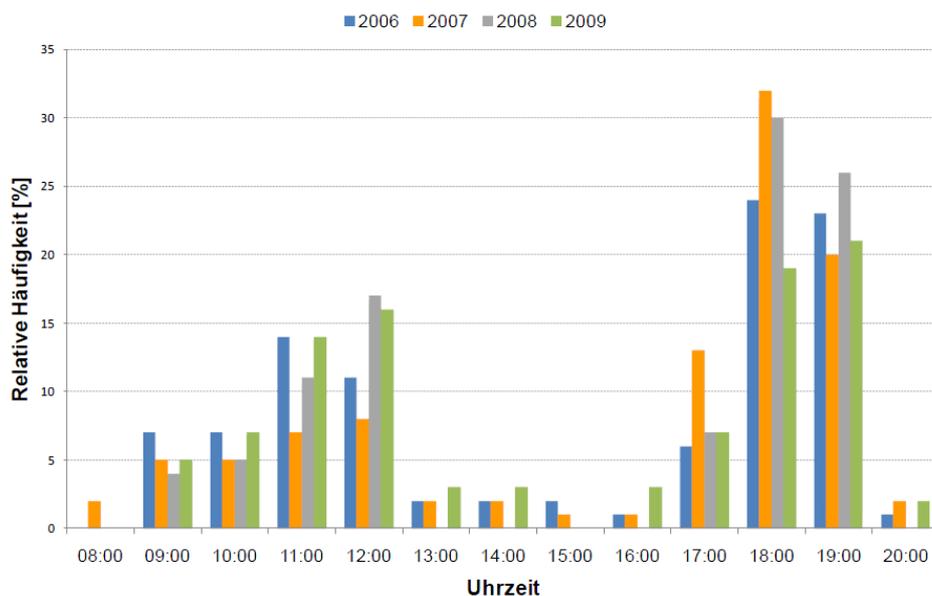


Abbildung 30: Stündliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006-2009 (Hütter, 2010)

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Jahreshöchstlast durch das Verbraucherverhalten der Haushalte erreicht wird und aufgrund der Temperaturabhängigkeit in Mitteleuropa stets in den Winterabendstunden, in südlichen Regionen durch Raumklimatisierungen im Sommer auftritt (Hütter, 2010). Der erhöhte elektrische Energiebedarf in Mitteleuropa durch den Einsatz von Heizungen kann durch meist länger gleichbleibende, tiefe Temperaturen im Winter als zusätzliche Grundlast angesehen werden, welche die Tageslastkurve einfach nach oben schiebt. Des Weiteren kommt es aufgrund der Zeitverschiebung und unterschiedlichen Temperaturen in Europa zu verschiedenen Spitzenlastzeitpunkten, die sich günstig auf die Versorgungssicherheit des Verbundnetzes auswirken.

Eine weitere Möglichkeit, das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Bedarf sicherzustellen, ist das Power Demand Side Management (PDSM). Die Abschaltung von i.d.R. lastintensiven Industrieverbrauchern wie Zementwerke, papierverarbeitende Industrie, Eisen- & Stahlindustrie führt bei kritischen Systemzuständen zu einem geringeren Leistungsbedarf und

dadurch zu einer ausgeglichenen Bilanz im Verbundnetz. Die Nichtinbetriebnahme von Verbrauchern bei kritischen Systemzuständen stellt ebenfalls eine Möglichkeit des PDSM dar.

Das Potenzial für PDSM liegt bei mind. 4 % der Jahreshöchstlast und wird in dieser Höhe unter anderem von Frankreich, Griechenland, Italien und den Niederlanden eingesetzt. Der Einsatz von PDSM ist sowohl zur Reduktion der Sommer- als auch der Winterspitze möglich und gewinnt durch die sinkenden Überkapazitäten der einzelnen Länder immer mehr an Bedeutung (Gutschi, 2008).

Aufgrund der langen Errichtungszeiten von Erzeugungskapazitäten stellt PDSM außerdem eine kurzfristige Maßnahme dar, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. In Abbildung 31 sind Prognosen der UCTE für den Einsatz von PDSM von 2007-2020 dargestellt (UCTE, 2007).

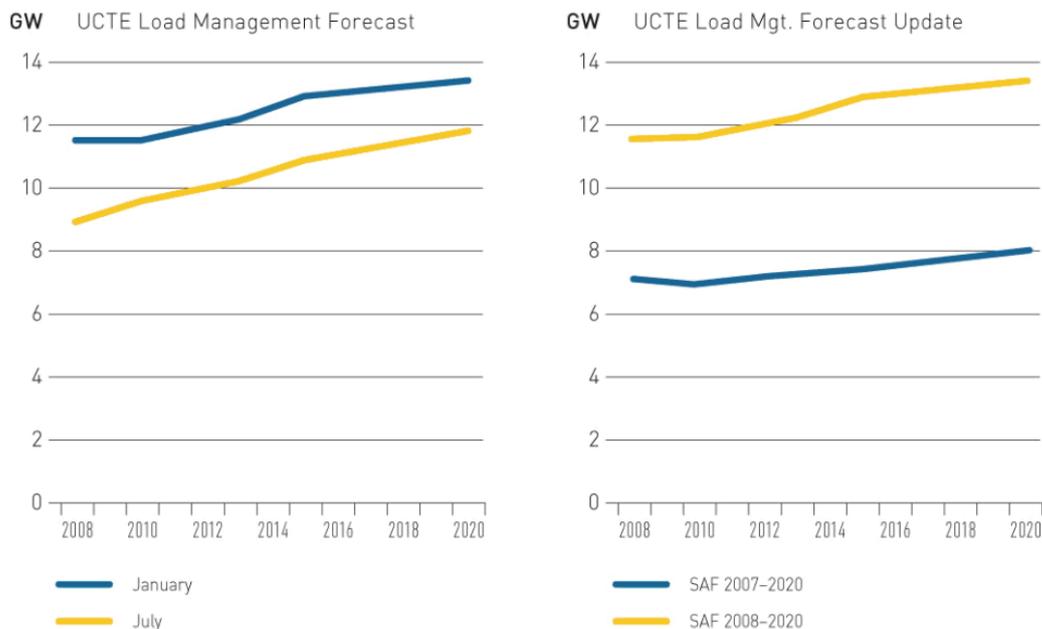


Abbildung 31: UCTE-Prognose für den Einsatz von PDSM 2007-2020 (UCTE, 2008a)

Im aktuellen SAF 2010-2025 der ENTSO-E ist das Potenzial für Lastmanagementmaßnahmen in Deutschland im Durchschnitt mit ca. 460 MW und in Frankreich mit 3 GW quantifiziert (ENTSO-E, 2010e). Selbstverständlich sind auch im Bereich der privaten Haushalte Potenziale für PDSM gegeben³¹, auf welche in dieser Arbeit aber nicht genauer eingegangen wird.

³¹ Da private Haushalte über das gesamte Jahr den gleichen Preis je kWh zahlen, fehlen hier zurzeit Anreize für Verbrauchseinsparungen zu Spitzenlastzeiten.

8 Auswirkungen durch Extremwettereinflüsse

Der Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks liegt prinzipiell schon ein Extremszenario zu Grunde. Zur Bestimmung der Versorgungssicherheit mittels Leistungsdeckungsrechnung wird einerseits die verfügbare Erzeugungskapazität als Minimum und andererseits der maximale Leistungsbedarf betrachtet. Das gleichzeitige Auftreten dieser beiden Zustände führt demnach mit bestimmter Wahrscheinlichkeit zu einer Unterdeckung im Elektrizitätssystem.

Zusätzliche Auswirkungen durch Extremwettereinflüsse sind bei der Abschätzung der Reservekapazitäten in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt, werden aber aufgrund ihres möglichen Auftretens im Folgenden beschrieben. Grundlegend werden bei Extremwettereinflüssen sehr hohe Temperaturen bzw. sehr niedrige Temperaturen über einen längeren Zeitraum betrachtet. Die Auswirkungen durch Extremwettereinflüsse beziehen sich i.A. nur auf den thermischen Kraftwerkspark. Für Wasserkraftwerke sind historische Trockenperioden bzw. kalte und lange Winter³² prinzipiell Extremwettereinflüsse, diese werden aber durch die langjährigen Zeitreihen berücksichtigt.

Für die Errichtung thermischer Kraftwerke stellen die möglichen Kühlungsbedingungen für die Anlage bereits während der Planungsphase einen wichtigen Punkt dar. Ein Aspekt bei der Planung von Kraftwerken ist die Verfügbarkeit von natürlichem Kühlwasser, das bedeutet die Entnahme aus einem nahe gelegenen Fließgewässer. Im Zuge des Genehmigungsprozesses werden Grenzwerte und Bedingungen für die Entnahme und Wiedereinleitung des Kühlwassers festgelegt. Dabei handelt es sich i.A. um Grenzwerte für die Gewässertemperatur und Pegelstände der Flüsse. Bei zu geringen Pegelständen oder zu hoher Gewässertemperatur ist die Entnahme des Kühlwassers nicht mehr möglich. In solchen Fällen muss das Kraftwerk zurückgefahren oder sogar abgeschaltet werden. Bei Wasserkraftwerken werden ebenfalls je nach Gewässer und Kraftwerksstandort Grenzwerte beispielsweise für den Restwasserabfluss³³ festgesetzt. Dadurch kann es infolge langer Hitzeperioden mit wenig Niederschlag zum Stillstand des Wasserkraftwerks kommen. Neben dem Minimum der verfügbaren Kraftwerkskapazität durch Hitzeperioden treten vor allem in südlichen Ländern noch zusätzlich Verbrauchsspitzen durch Gebäudeklimatisierungen auf. Diese beiden Effekte zusammen ergeben einen möglichen kritischen Zustand des Elektrizitätssystems, welcher mit geringer Wahrscheinlichkeit zu einer Unterdeckung führen kann.

³² Der Effekt des Schneespeichers führt demnach zu geringen Abflussmengen in den Wintermonaten.

³³ „Als Restwasser wird jener Abfluss bezeichnet, der nach einer Wasserentnahme (Ausleitung, Überleitung) an einem bestimmten Querschnitt im ursprünglichen Gewässerbett vorhanden ist.“ (Stigler, 2005)

Neben dem Extremfall einer langen Hitzeperiode mit wenig Niederschlag kann es auch in den Wintermonaten zu kritischen klimatischen Bedingungen kommen. Ein stabiles Hochdruckgebiet im Winter verursacht aufgrund negativer Strahlungsbilanz über einen längeren Zeitraum tiefe Temperaturen (Espere, 2007). Die tiefen Temperaturen im Winter verursachen einen erhöhten Heizeinsatz und einen dadurch verursachten höheren elektrischen Energiebedarf. Des Weiteren besteht ein fester Zusammenhang zwischen Luftdruck und Windaufkommen. Winde entstehen durch den Ausgleich von Bereichen unterschiedlichen Luftdrucks und bewegen sich von Gebieten hohen Luftdrucks zu Regionen niederen Luftdrucks (Bundesverband WindEnergie e.V., 2011). Bei großflächigen, stabilen Hochdruckwetterlagen kann es daher außerdem zu minimalen Einspeisemengen elektrischer Energie aus Windkraftanlagen kommen. Führt man das Extremwitterszenario weiter, so muss bei Wiederanstieg der Temperaturen die Möglichkeit von Eisstoß³⁴ in Gewässern und der daraus resultierende Ausfall von Laufwasserkraftwerken und thermischen Kraftwerken (Kühlwasserentnahme) ebenfalls beachtet werden. In Tabelle 9 sind die beschriebenen Extremwitterszenarien zusammengefasst dargestellt. Schwierigkeiten entstehen vor allem durch das gemeinsame Auftreten mehrerer Effekte. Die in den folgenden Berechnungen angenommene Unkorreliertheit ist in diesen Extremfällen nicht gegeben.

Tabelle 9: Zusammenfassung möglicher Extremwitterszenarien mit Auswirkungen für Erzeugung und Verbrauch

	Verbrauchserhöhung	Erzeugungseinschränkungen
Winter	<ul style="list-style-type: none"> - Spitzenbedarf an Wärme und elektrischer Energie 	<ul style="list-style-type: none"> - Kühlwasserprobleme bei thermischen Kraftwerken - Kaum Windkraftherzeugung - Geringere elektrische Leistung durch KWK - Eisstoß bei Laufwasserkraftwerken
Sommer	<ul style="list-style-type: none"> - Spitzenbedarf an elektrischer Energie durch Klimatisierung 	<ul style="list-style-type: none"> - Kühlwasserprobleme bei thermischen Kraftwerken - Niederschlagsarme Perioden führen zu geringen Pegelständen und können eine Abschaltung von Wasserkraftwerken verursachen

Die geschilderten Extremwitterszenarien und die daraus entstehende Unterdeckung haben im Bereich des europäischen Verbundnetzes eine sehr geringe Eintrittswahrscheinlichkeit. Jedoch kann das Auftreten eines solchen Ereignisses nie ausgeschlossen werden und muss daher zumindest diskutiert werden.

³⁴ Das bedeutet die Anhäufung von Eisschollen an Staupunkten.

9 Stochastische Analyse der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks

Im Folgenden wird das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte stochastische Modell zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks beschrieben und die Simulationsergebnisse der untersuchten Länder werden dargestellt.

9.1 Kraftwerkportfolio

In Abbildung 32 ist das Kraftwerkportfolio der untersuchten Länder in Leistung und Energieerzeugung getrennt für das Jahr 2009 dargestellt. Die installierte Kraftwerksleistung und Energieerzeugung je Technologie wurde auf die installierte Nettoleistung bzw. auf die Jahresenergieerzeugung des Kraftwerksparks bezogen.

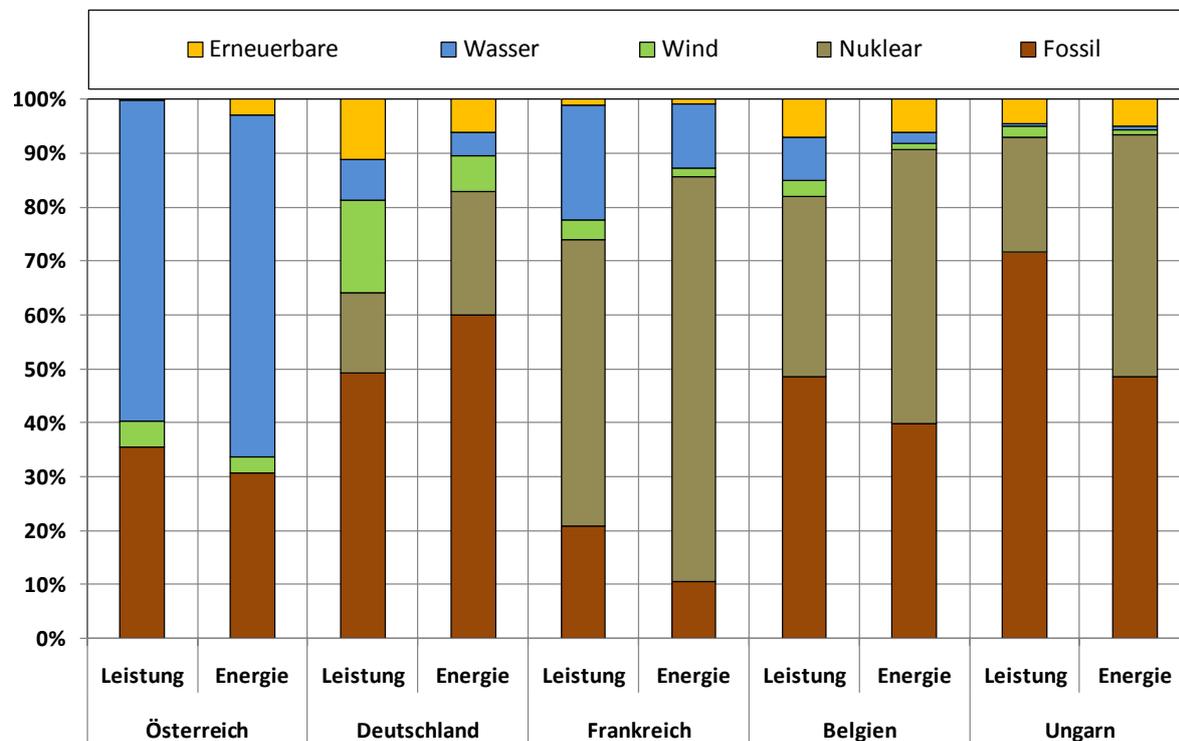


Abbildung 32: Anteile der installierten Leistung und der elektrischen Energieerzeugung je Kraftwerkstechnologie eines Kraftwerksparks ausgewählter Länder für das Jahr 2009 (ENTSO-E, 2010)

In Abbildung 32 sind die Kraftwerksparkcharakteristika der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Länder anschaulich dargestellt. Die in Österreich installierte Kraftwerksleistung besteht zu ca. 60 % aus Wasserkraftwerken³⁵ und zu 35 % aus thermischen Erzeugungseinheiten, die zusammen ca. 93 % der Stromerzeugung abdecken. Den Rest bilden Kraft-

³⁵ Laufwasserkraftwerke, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

werke mit anderen erneuerbaren Energieträgern. Der deutsche Kraftwerkspark besteht zu ca. 64 % aus thermischen Kraftwerken³⁶, die einen Beitrag von ca. 82 % zur Jahresstromerzeugung liefern. Der Anteil von Windkraftwerken des deutschen Kraftwerksparks ist mit ca. 17 % im Jahr 2009 vergleichsweise hoch, jedoch werden nur ca. 7 % der Jahresenergieerzeugung durch Windkraftwerke erzeugt. In Frankreich ist der Anteil der installierten thermischen Kraftwerke am gesamten Kraftwerkspark mit ca. 74 % noch höher als in Deutschland. Die thermischen Kraftwerke³⁷ in Frankreich erzeugen ca. 85 % der gesamten elektrischen Energie. Die restlichen 15 % werden durch Windkraftwerke, Wasserkraftwerke und andere erneuerbare Energieträger erzeugt. Die Länder Belgien und Ungarn erzeugen den Großteil ihrer elektrischen Energie ebenfalls mit thermischen Kraftwerkseinheiten.

9.2 Berechnung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks

In der vorliegenden Arbeit werden die einzelnen Kraftwerkstypen (Kraftwerksklassen) durch theoretische, stetige Verteilungsfunktionen wahrscheinlichkeitstheoretisch beschrieben. Dadurch werden für jede ZV Verteilungsfunktionen auf Basis von Arbeitsverfügbarkeitsfaktoren (EAF) ermittelt. Die dem Modell zugrunde liegenden ZV bzw. ermittelten Verteilungsfunktionen entsprechen folgenden Kategorien:

- Kernkraftwerke (Druckwasserreaktoren, PWR)
- Kernkraftwerke (Siedewasserreaktoren, BWR)
- Steinkohlekraftwerke
- Braunkohlekraftwerke
- Ölkraftwerke
- Windkraftwerke
- Laufwasserkraftwerke
- (Pump-)Speicherkraftwerke
- Blockheizkraftwerke
- Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)
- Gasturbinenkraftwerke
- Dampfturbinenkraftwerke
- Spitzenlast
- Zusätzliche Leistungsbereitstellung durch Verschiebung von Wartungsarbeiten in Niederlastzeiten

³⁶ Thermische Kraftwerke mit fossilen und nuklearen Primärenergieträgern.

³⁷ Summe aus fossilen und nuklearen Erzeugungseinheiten.

Der Beitrag von Photovoltaikanlagen zur Spitzenlastdeckung im Winter (18:00-20:00 Uhr) wird vernachlässigt. In Abbildung 33 ist ersichtlich, dass zum Zeitpunkt der Tageshöchstlast im Winter aufgrund der Einspeisecharakteristik von Photovoltaikanlagen in Deutschland am 27.1.2011 keine Leistung zur Deckung der „Abendspitze“ zur Verfügung gestellt werden kann.

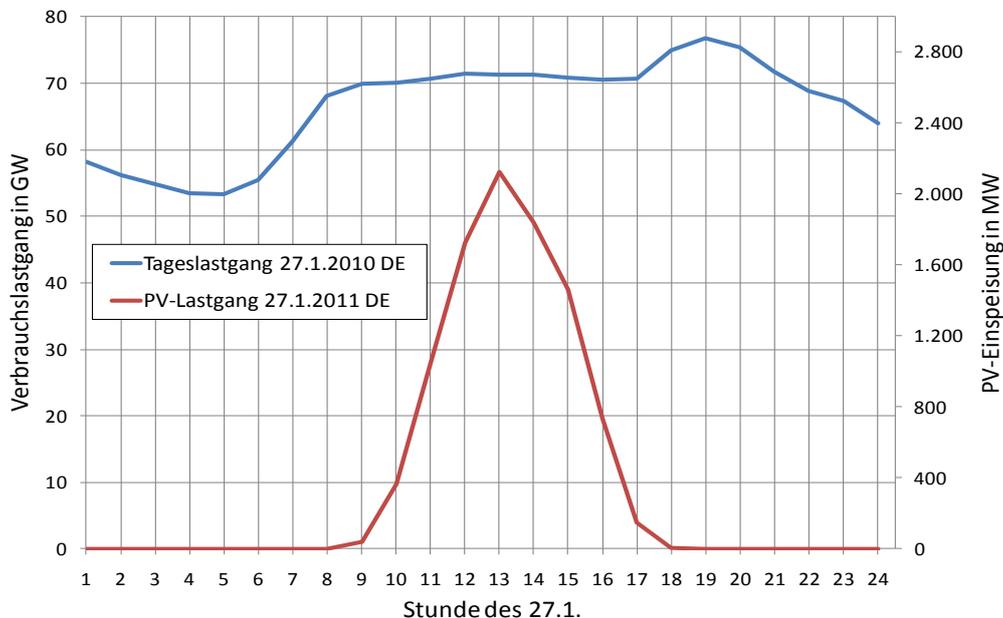


Abbildung 33: Gegenüberstellung des Leistungsbedarfs in Deutschland am 27.1.2010 mit der eingespeisten Leistung aus Photovoltaikanlagen am 27.1.2011 (EEX, 2011), (ENTSO-E, 2011d)

Im Fall der thermischen Kraftwerkstypen und Speicher- bzw. Pumpspeicherkraftwerke werden Quantile aus dem Report des World Energy Council (WEC) herangezogen. Für die Bestimmung der Verteilungsfunktionen von Kernkraftwerken werden langjährige EAF-Zeitreihen auf Datenbasis von (IAEA, 2010) getrennt für PWR und BWR für Deutschland und Frankreich herangezogen. Für die Simulation der Länder Belgien und Ungarn werden die Verteilungsfunktionen des französischen Kernkraftwerksparks verwendet.

Ein Quantil (oder Merkmalswert) gibt an, welcher Wertebereich unterhalb der angegebenen Wahrscheinlichkeit liegt. Die vom WEC angegebenen Quantile beziehen sich auf den Energy Availability Factor (EAF). Da die Definition des Quantils lt. Gl. (9) jener der Verteilungsfunktion entspricht, werden die angegebenen Quantile als Stützpunkte der Verteilungsfunktion betrachtet, welche die ermittelte theoretische Verteilung in ihrem stetigen Verlauf durchläuft. Durch Minimierung des Fehlers³⁸ werden theoretische Verteilungsfunktionen an die Merkmalswerte angenähert. In Abbildung 34 ist beispielhaft die approximierte Verteilungsfunktion für die Kraftwerksklasse Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) dargestellt.

³⁸ Methode der kleinsten Quadrate

Die durch den Fit erhaltenen Parameter der stetigen Verteilungsfunktion beschreiben den EAF von 0-100 % mit den jeweiligen Wahrscheinlichkeiten.

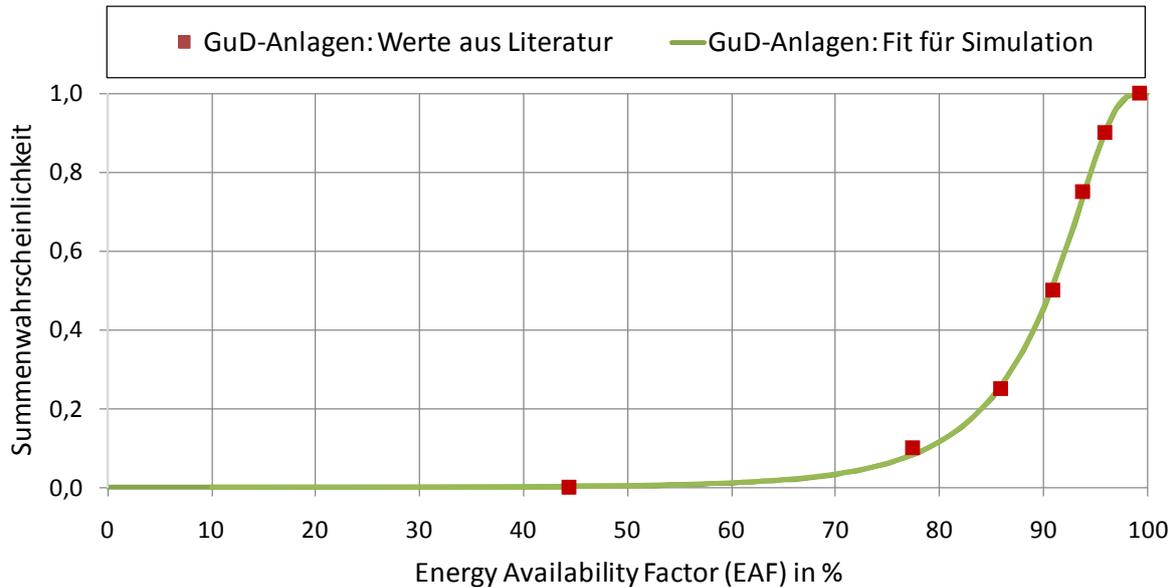


Abbildung 34: Verteilungsfunktion für die Kraftwerksklasse Gas- und Dampfkraftwerke (WEC, 2008)

Die Datenbasis der Windkraftwerke stellen vierjährige Zeitreihen (2006-2009) dar, die jeweils mit Viertelstundenmittelwerten der Einspeisewerte vorliegen. Durch das Beziehen der Viertelstundenleistungsmittelwerte auf die installierte Leistung im jeweiligen Zeitraum kann ein dem EAF annähernd äquivalenter Verfügbarkeitsfaktor ermittelt werden, der die Grundlage für die Berechnung der Verteilungsfunktionen für Windkraftwerke darstellt. Diese werden für Österreich (OeMAG, 2011) und Deutschland (TenneT TSO GmbH, 2011) für die Monate November, Dezember, Jänner und Februar getrennt berechnet, um die wetterbedingten Einflüsse bestmöglich zu berücksichtigen. Für die Beschreibung der Arbeitsverfügbarkeit von Laufwasserkraftwerken wird eine normalverteilte ZV angenommen. Das monatliche RAV und dessen Standardabweichung bilden die Parameter der Verteilungsfunktion, die für Deutschland auf Basis einer achtjährigen (2002-2009) Zeitreihe (Statistisches Bundesamt Deutschland, 2011) und für Österreich basierend auf einer simulierten dreißigjährigen Zeitreihe 1976-2006 (Schüppel, 2010) separat ermittelt wurden. Die Berechnungen erfolgten getrennt für die Monate November, Dezember, Jänner und Februar.

In Abbildung 35 sind die angenäherten Verteilungsfunktionen für Steinkohlekraftwerke mit einer Nettoleistung größer 100 MW und der Windkraftherzeugung in Deutschland dargestellt. Das 50 %-Quantil von Steinkohlekraftwerken liegt demnach bei 86,77 %, während das der Windkraft in Deutschland bei ca. 25 % im Jänner und ca. 15 % im Februar auf Basis der Jahre 2006-2009 liegt. Eine Simulation mit 30-jährigen Windzeitreihen ergibt ein 50 %-Quantil von 23 % für den Monat Jänner und 19 % für den Monat Februar (Schüppel, 2010).

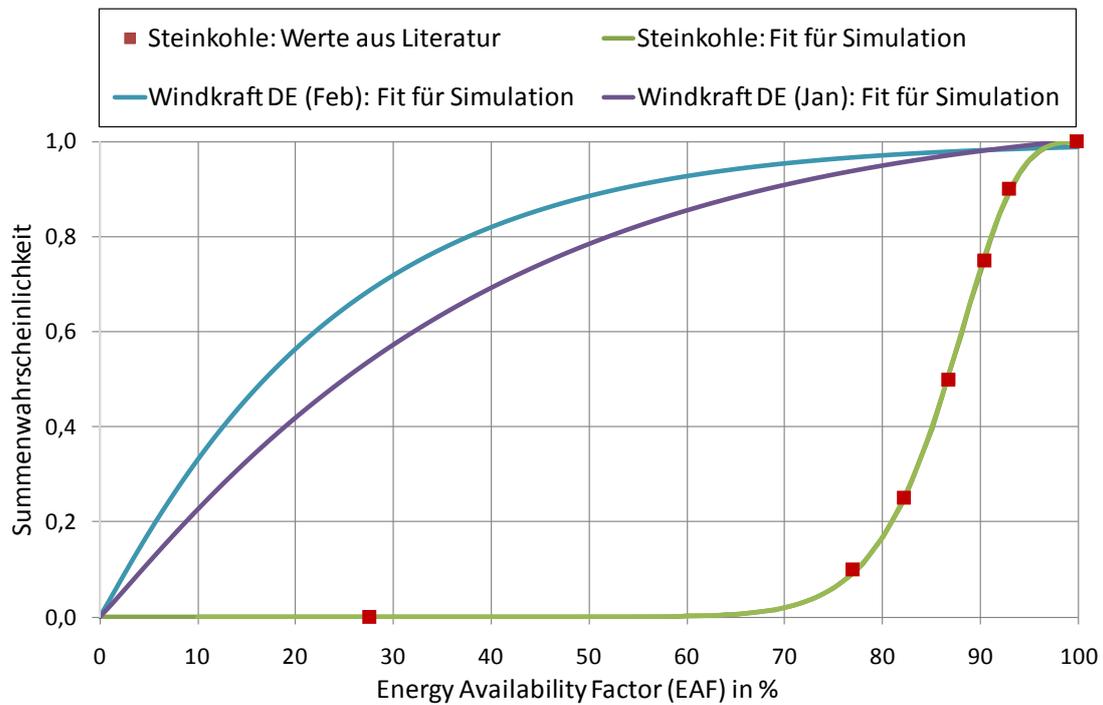


Abbildung 35: Verteilungsfunktion für Steinkohlekraftwerke >100 MW und Windkraftwerke in Deutschland für Jänner und Februar im Vergleich (WEC, 2008), (TenneT TSO GmbH, 2011)

In Abbildung 36 ist die MCS für ein Zufallsexperiment mit drei Zufallsvariablen dargestellt.

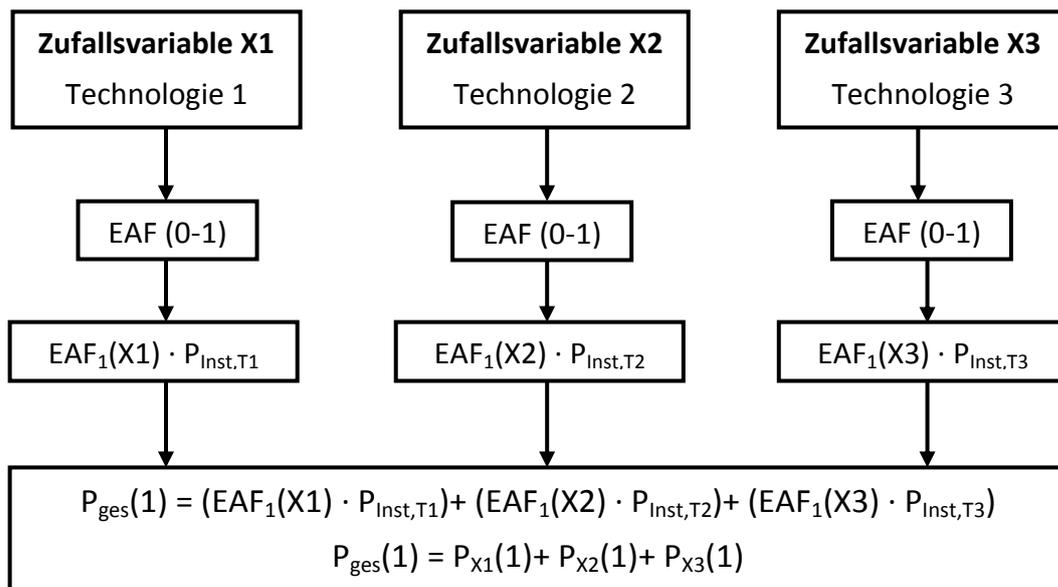


Abbildung 36: Schema der Monte-Carlo Simulation für drei Zufallsvariablen

In einem Durchlauf wird unter Berücksichtigung der vorhin beschriebenen Verteilungen ein zufälliger EAF zwischen 0 und 1 generiert. Durch Multiplikation des EAF mit der jeweils installierten Leistung der Klasse erhält man einen ersten möglichen Einspeisezustand der Kraftwerkstechnologie³⁹. Durch Addition der einzelnen Einspeiseleistungen wird anschließend ein Einspeisezustand des gesamten Kraftwerksparks berechnet. Dieser Simulationsschritt wird mit allen Kraftwerksklassen zwei Mio. mal je Monat und Land durchgeführt und entspricht somit zwei Mio. möglichen Einspeisezuständen des Kraftwerksparks unter Berücksichtigung der jeweiligen Verfügbarkeitscharakteristik. In Abbildung 37 sind beispielhaft die verwendeten Dichtefunktionen der ZV Windkraft und Steinkohle⁴⁰ in Deutschland dargestellt. Die Erzeugung der EAF je ZV mittels der ermittelten Verteilungsparameter kann umgangssprachlich als „unfares Würfeln“ erklärt werden, das bedeutet, dass EAF mit größerer Wahrscheinlichkeitsdichte öfter zufällig generiert werden als jene mit geringer Wahrscheinlichkeitsdichte und dadurch eine gute Nachbildung der theoretischen Verteilungsfunktion erfolgt.

³⁹ Siehe Gl. (17).

⁴⁰ Mit einer Nettoleistung größer 100 MW.

$$EAF = \frac{W_{\text{verfügbar}}}{W_{\text{theoretisch}}} = \frac{P_{\text{verf},m} \cdot 8760h}{P_{\text{inst}} \cdot 8760h} \cdot P_{\text{inst}}$$

$$EAF \cdot P_{\text{inst}} = \frac{P_{\text{verf},m} \cdot 8760h}{P_{\text{inst}} \cdot 8760h} \cdot P_{\text{inst}} \quad (17)$$

$$EAF \cdot P_{\text{inst}} = P_{\text{verf},m}$$

Mit EAF Energy Availability Factor

$W_{\text{verfügbar}}$ verfügbare, erzeugte elektrische Energie

$W_{\text{theoretisch}}$ theoretisch erzeugbare elektrische Energie pro Jahr

$P_{\text{verf},m}$ mittlere verfügbare elektrische Nettoleistung

P_{inst} installierte Nettoleistung der Technologie

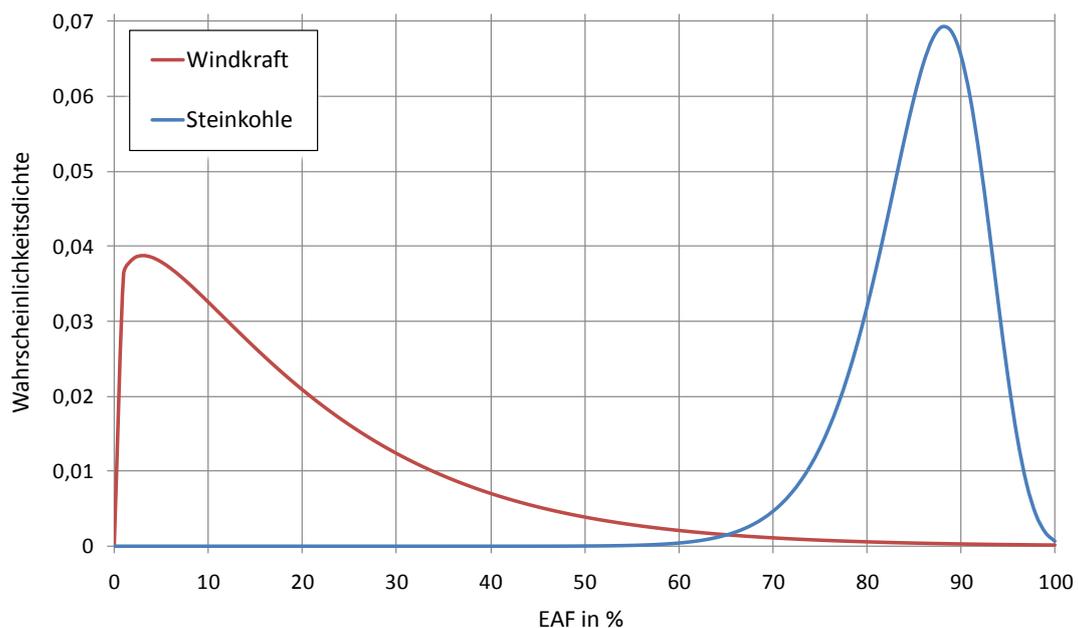


Abbildung 37: Dichtefunktion der Windkraftanlagen auf Basis gemeinsamer Berechnung für Österreich und Deutschland und Steinkohlekraftwerke >100 MW (WEC, 2008), (TenneT TSO GmbH, 2011)

Aus der simulierten Menge aller Zustände des Kraftwerksparks wird im Anschluss unter Berücksichtigung diverser Annahmen, die im Unterkapitel 9.3 näher beschrieben werden, die Verteilungsfunktion der gesicherten Leistung, Last und Reserve ermittelt.

9.3 Annahmen und Einflussparameter

Durch die verwendeten EAF der thermischen Erzeugungseinheiten liegen der Berechnung jährliche durchschnittliche Erzeugungscharakteristiken zugrunde, die per Definition Revisionen und Ausfälle berücksichtigen. Während die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls über das gesamte Jahr gleich verteilt ist und somit im Ergebnis enthalten bleiben muss, werden Wartungsarbeiten von thermischen Kraftwerkseinheiten, wenn möglich, in Niederlastzeiten verschoben. Für die untersuchten Versorgungsgebiete bedeutet dies, dass Wartungsarbeiten vorwiegend in den Sommermonaten durchgeführt werden, um zu Spitzenlastzeiten unter anderem aus Gründen der Versorgungssicherheit größtmögliche Verfügbarkeiten zu erzielen. Zur Berücksichtigung wurden auf Basis von (ENTSO-E, 2011d) die monatlichen nichtverfügbaren Leistungen auf Grund von Wartungsarbeiten der Jahre 2004-2009 der betrachteten Länder herangezogen. Die monatlichen, revisionsbedingten nichtverfügbaren Leistungswerte wurden vom jährlichen Mittelwert subtrahiert, auf monatlicher Basis Mittelwert und Standardabweichung berechnet und als normalverteilte ZV im Modell berücksichtigt.

Wie in Tabelle 10 dargestellt, führen die Berechnungen zu einer zusätzlichen verfügbaren (positiven) Leistung von November bis März und erhöhen somit erwartungsgemäß die verfügbare Leistung des thermischen Kraftwerksparks zu Spitzenlastzeiten.

Tabelle 10: Monatliche Abweichung zum jährlichen Mittelwert der durch Wartungsarbeiten nichtverfügbaren Kraftwerksleistung für Deutschland in GW (ENTSO-E, 2011d)

Jahr	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sept	Okt	Nov	Dez
2004	4,9	4,4	3,0	-0,9	-5,5	-5,6	-5,1	-3,5	-1,2	-0,4	3,8	5,6
2005	5,7	5,2	2,0	0,2	-5,0	-5,1	-2,9	-1,7	-4,9	0,3	2,0	3,8
2006	5,9	5,3	2,8	0,0	-5,9	-1,3	-2,8	-5,2	-3,7	-1,5	1,8	4,7
2007	4,9	4,5	3,1	-2,0	-5,6	-4,4	-3,1	-3,0	-4,4	-1,0	3,5	7,1
2008	2,2	3,4	3,2	1,6	-1,7	-4,8	-4,8	-2,8	-3,2	-0,4	3,3	4,5
2009	6,3	3,9	3,1	-2,0	-5,2	-3,1	-4,0	-4,4	-5,3	-0,6	4,6	6,7

Da nichtverfügbare Leistungen aufgrund von Wartungen für Österreich von ENTSO-E (ENTSO-E, 2011d) nicht veröffentlicht werden, wird auf Basis der ermittelten Leistungswerte für Deutschland eine Abschätzung für Österreich durchgeführt.

Die Planung von Wartungsarbeiten stellt zwar grundsätzlich kein zufälliges Ereignis dar, es zeigte sich aber z.B. durch den Streik des Kraftwerkspersonals im Frühjahr 2009 in Frankreich, dass auch hier Zufälle einwirken können, wenn auch nur sehr selten. In Abbildung 38 sind die durchschnittlichen, monatlich zusätzlich verfügbaren Leistungen der Länder Deutschland, Frankreich und Belgien aufgrund der vorwiegend in den Sommermonaten durchgeführten Wartungsarbeiten dargestellt.

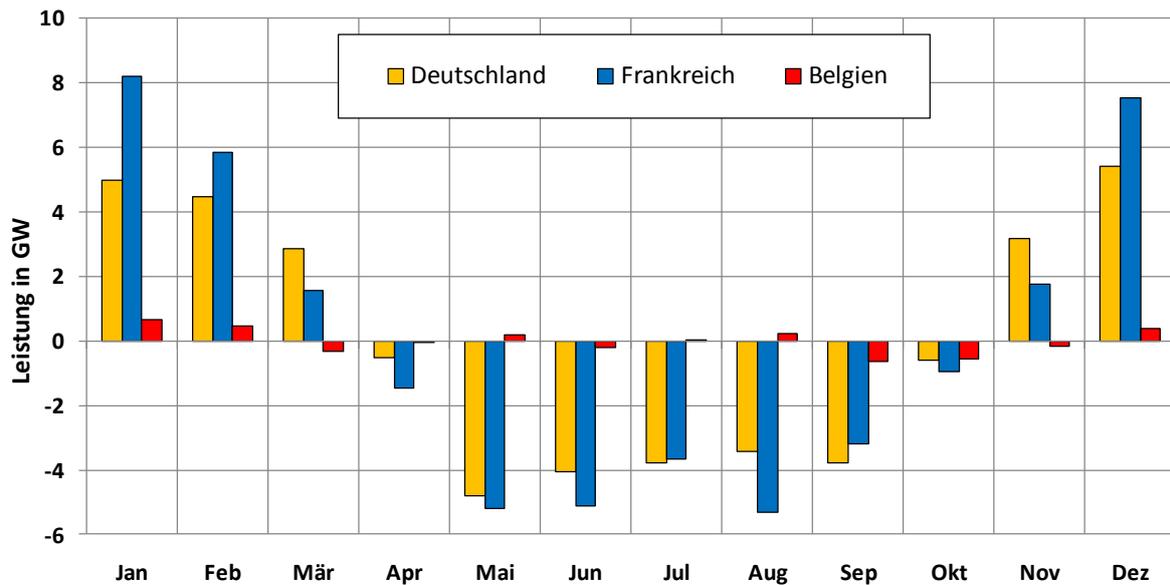


Abbildung 38: Durchschnittliche zusätzliche monatliche Leistung durch Verschiebung der Wartungsarbeiten in GW (ENTSO-E, 2011)

Des Weiteren wird die notwendige Reservevorhaltung für Systemdienstleitungen im Modell berücksichtigt. In einem Versorgungssystem werden Reserven für Kraftwerksausfälle, Lastprognosefehler, Lastschwankungen, Windprognosefehler, Windschwankungen und Fahrplansprünge vorgehalten (siehe auch Unterkapitel 3.6). Während Kraftwerksausfälle durch den EAF bereits berücksichtigt sind, wird im Modell zusätzlich ein Reserveanteil für Systemdienstleistungen, bestehend aus Primärregelleistung und Sekundärregelleistung (siehe Unterkapitel 3.6), je Versorgungsgebiet berücksichtigt.

In Tabelle 11 ist die im Modell berücksichtigte nichtverfügbare Leistung aufgrund der Primär- und Sekundärregelreserve der einzelnen Länder in MW dargestellt. Die Annahmen beziehen sich auf Gl. (5) und Gl. (6) und wurden anstatt auf Regelzonen auf Länderbasis ermittelt.

Tabelle 11: Berücksichtigte nichtverfügbare Leistung durch Primär- und Sekundärregelreserve der Versorgungsgebiete in MW (ENTSO-E, 2010)

	AT	DE	FR	BE	HU
	in MW				
Primärregelleistung	105	701	638	116	52
Sekundärregelleistung	212	775	809	251	146
Summe	316	1.476	1.447	366	199

Der dritte Einflussparameter berücksichtigt die geringere verfügbare elektrische Leistung von KWK-Anlagen aufgrund der Wärmeauskopplung. Durch die Entnahme von Wärmeenergie⁴¹ z.B. zu Heizzwecken, steht für die Stromproduktion in KWK-Anlagen weniger thermische Energie zur Verfügung. Die daraus resultierende geringere verfügbare elektrische Leistung wird durch die Stromverlust-Kennziffer beschrieben.

⁴¹ I.A. durch Gegendruckturbinen, Entnahme-Kondensationsturbinen oder GuD-Prozess.

In Abbildung 39 ist die Stromverlust-Kennziffer in $\text{kW}_{\text{el}}/\text{kW}_{\text{th}}$ von Entnahme-Kondensationsturbinen dargestellt.

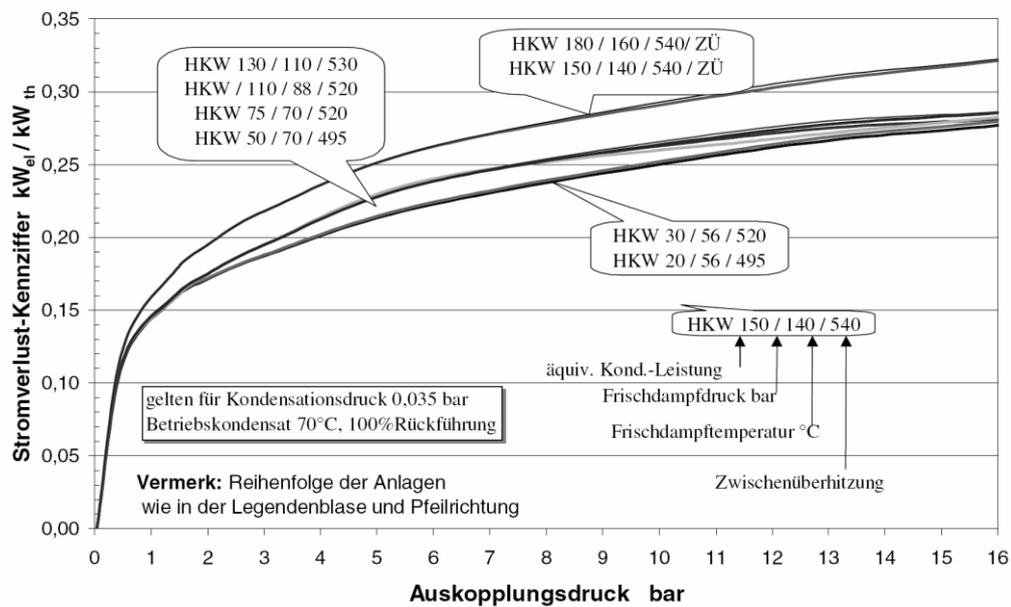


Abbildung 39: Stromverlust-Kennziffer in Abhängigkeit vom Auskopplungsdruck bei Entnahme-Kondensationsturbinen (Konstantin, 2009)

Der in Abbildung 39 dargestellte Verlauf zeigt eine relativ starke Abhängigkeit der Stromverlust-Kennziffer vom Auskopplungsdruck⁴². Vereinfachend wird eine durchschnittliche Stromverlust-Kennziffer von 0,25 angenommen, was bedeutet, dass 1 kW ausgekoppelte thermische Leistung die elektrische Leistung um 0,25 kW verringert. Die Abschätzung des Wärmebedarfs basiert auf monatlichen Heizgradtagen (HGT), welche langjährigen (1984-2004) Temperaturzeitreihen entnommen wurden (eurostat, 2011).

⁴² D.h. von der benötigten Dampftemperatur

Heizgradtage werden grundsätzlich zur Beschreibung des Heizbedarfs verwendet und beinhalten den Zusammenhang zwischen Außentemperatur und der Raumtemperatur. Die Berechnung der HGT erfolgt nach Gl. (18) (eurostat, 2011a):

$$HGT = (18^{\circ}C - T_m) \cdot d, \forall T_m \leq 15^{\circ}C \quad (18)$$

$$T_m = \frac{T_{min,d} + T_{max,d}}{2} \quad (19)$$

- Mit HGT Heizgradtag
 T_m mittlere Tagestemperatur
 d Tag
 T_{min,d} Tagestemperaturminimum
 T_{max,d} Tagestemperaturmaximum

Die Berechnung der HGT erfolgt nach Gl. (18), wenn T_m ≤ 15 °C⁴³ ist. Liegt T_m über der Heizgrenze von 15 °C, ist HGT gleich Null. Durch Summation der HGT über jeweils ein Monat wird eine 20-jährige monatliche Zeitreihe erstellt (eurostat, 2011).

Die monatlichen mittleren HGT der untersuchten Länder werden auf den maximalen Mittelwert der Monate im jeweiligen Land bezogen und daraus ein Faktor für den Wärmebedarf abgeschätzt. In Tabelle 12 sind die monatlich berechneten Heizgradtagefaktoren zur Berücksichtigung der geringeren verfügbaren elektrischen Leistung durch KWK-Anlagen dargestellt.

Tabelle 12: Ermittelte monatliche Heizgradtagefaktoren zur Abschätzung des Einflusses der Kraft-Wärme-Kopplung, eigene Berechnung (eurostat, 2011a)

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Deutschland	1,00	0,86	0,74	0,52	0,26	0,12	0,04	0,04	0,19	0,46	0,74	0,94
Österreich	1,00	0,83	0,70	0,48	0,24	0,11	0,04	0,04	0,19	0,44	0,72	0,95
Frankreich	1,00	0,85	0,73	0,56	0,28	0,10	0,02	0,02	0,12	0,38	0,73	0,94
Ungarn	1,00	0,82	0,65	0,36	0,10	0,02	0,00	0,01	0,09	0,35	0,67	0,94
Belgien	1,00	0,88	0,76	0,57	0,31	0,15	0,05	0,04	0,18	0,46	0,74	0,94

Die maximal mögliche auskoppelbare Wärmeleistung der einzelnen Kraftwerke je Kraftwerkspark wird mit dem Heizgradtagefaktor multipliziert und stellt somit den KWK-Einsatz des Kraftwerksparks im jeweiligen Monat dar. Anschließend wird ein Viertel dieser

⁴³ 15 °C entspricht der Heizgrenze. Für HGT gibt es unterschiedliche Definitionen. In dieser Arbeit wird ein HGT_{18/15} verwendet.

für den Stromerzeugungsprozess nichtverfügbaren Leistung von der elektrischen Kraftwerksleistung subtrahiert. In Tabelle 13 ist die aufgrund der KWK nicht verfügbare elektrische Leistung der untersuchten Länder dargestellt. Für Frankreich konnten bezüglich installierter auskoppelbarer Wärmeleistung keine Daten gefunden werden.

Tabelle 13: Nichtverfügbare Leistung aufgrund von Stromverlust durch Kraft-Wärme-Kopplung in MW

	Jan	Feb	Nov	Dez
	in MW			
Deutschland	5.063	4.376	3.763	4.759
Österreich	926	769	668	876
Ungarn	239	196	161	224
Belgien	472	413	349	442

Durch die Einflussparameter Wartungsoptimierung, Reserve für Systemdienstleistungen und Berücksichtigung der KWK wird der angenommene Kraftwerkspark an die realen Verhältnisse am Elektrizitätsmarkt angepasst.

Um von der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks auf die vorhandene Reserve schließen zu können, muss als zusätzliche ZV des MC-Modells die Verteilung des elektrischen Spitzenleistungsbedarfs mit ihren Parametern in den Wintermonaten betrachtet werden. Zu diesem Zweck wurde ein linearer Zusammenhang zwischen elektrischem Energieverbrauch und dem Spitzenleistungsbedarf angenommen. Auf Basis von (ENTSO-E, 2011d) wurden die veröffentlichten stündlichen Lastwerte jedes dritten Mittwochs im Monat der Jahre 1996-2009 gemäß Gl. (20) in eine um den Anstieg des Energieverbrauchs korrigierte Spitzenlast umgerechnet. Für Frankreich werden aufgrund der teilweise markanten Unterschiede zwischen Referenzzeitpunkt der ENSTO-E und der tatsächlichen Spitzenlast die Leistungs- und Energiewerte aus (RTE, 2011) zur Abschätzung herangezogen. Auf Grundlage der 13 jährlichen, korrigierten Lastspitzen wurden die Parameter für eine normalverteilte Spitzenlast abgeschätzt. Die Annahme einer normalverteilten Spitzenlast kann durch die starke Korrelation mit der Außentemperatur erklärt werden, die für die Wintermonate ebenfalls annähernd normalverteilt ist.

In Abbildung 40 ist die Verteilung stündlich gemittelter Temperaturwerte Österreichs in den Wintermonaten auf Basis von Zeitreihen der Jahre 1994-2010 (ZAMG, 2010) dargestellt⁴⁴.

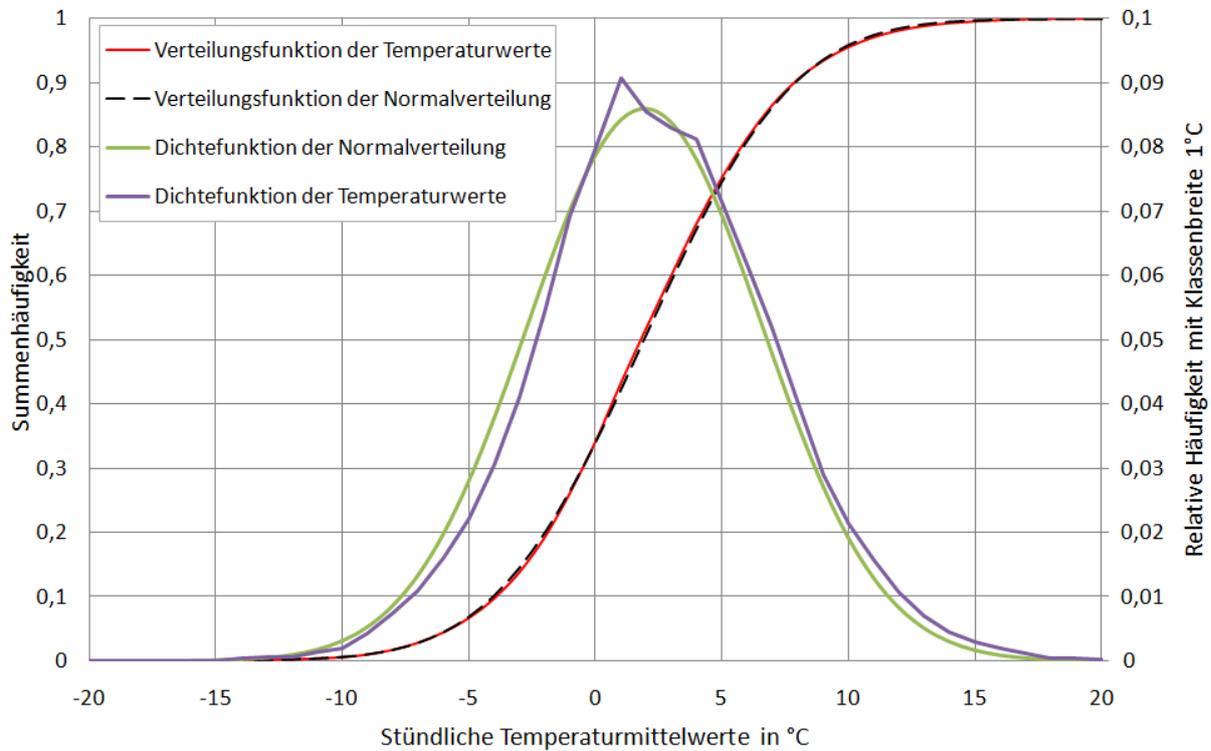


Abbildung 40: Dichte- und Verteilungsfunktion stündlicher Temperaturmittelwerte im Winter im Vergleich mit der Normalverteilung (ZAMG, 2010)

$$P_{korr,x,y} = P_{Spitze,x,y} \cdot \frac{W_{2009,y}}{W_{x,y}} \quad (20)$$

- Mit x betrachtetes Jahr
- Y betrachteter Monat
- $P_{korr,x,y}$ korrigierte Spitzenlast im betrachteten Monat und Jahr
- $P_{Spitze,x,y}$ aufgetretene Spitzenlast im betrachteten Monat und Jahr
- $W_{2009,y}$ Energieverbrauch im jeweiligen Monat im Jahr 2009
- $W_{x,y}$ Energieverbrauch im jeweiligen Monat und Jahr

Die Kraftwerksklasse für Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke wird im Modell wie bereits erwähnt unabhängig von äußeren Einflüssen angenommen. Dies bedeutet, es wird angenommen, dass Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zu Spitzenlastzeiten ausreichend volle Speicherfüllstände zur Verfügung stehen.

⁴⁴ Für die Berechnung wurden die Monate Jänner, Februar, November und Dezember der österreichischen Landeshauptstädte verwendet.

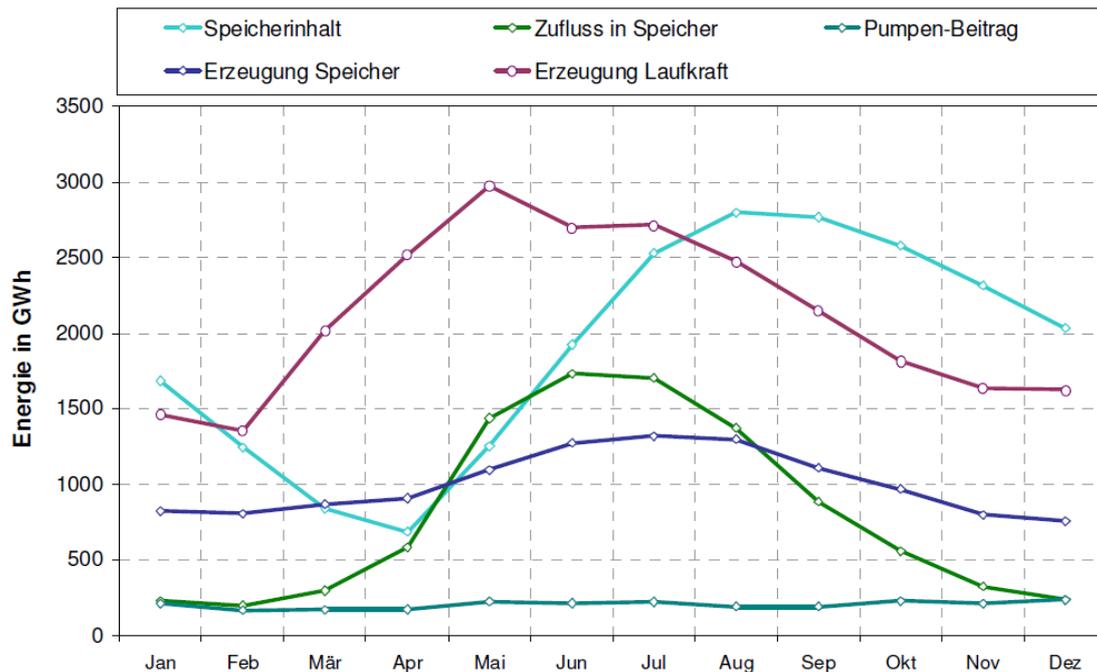


Abbildung 41: Gemittelte Ergebnisse einer vierjährigen Analyse (2006-2009) der Speicherbewirtschaftung österreichischer (Pump-) Speicherkraftwerke basierend auf Daten von (E-control, 2011)

Für die ausschließliche Beachtung der technischen Verfügbarkeit werden die Daten des WEC herangezogen. Aus der Analyse einer vierjährigen Zeitreihe von Speicherinhalten der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke (E-control, 2011) in Österreich ergibt sich, dass im Durchschnitt noch 30 % des vorhandenen Speicherinhaltes Ende Februar zur Verfügung steht⁴⁵. Daraus kann abgeleitet werden, dass trotz geringem natürlichem Zufluss über die Wintermonate die Speicherfüllstände zur Deckung der Spitzenlast im Winter ausreichend sind.

Die letzte im Modell getroffene Annahme betrifft das Übertragungsnetz des europäischen Verbundnetzes. In der Realität kann es durch nicht ausreichende Übertragungskapazitäten oder Ausfälle von Leitungen zwischen Erzeugung und Verbrauch zur Unterdeckung in Versorgungsgebieten kommen. Dieser Fall wird im Modell nicht berücksichtigt, da die gesicherte Leistung eines Kraftwerksparks im Inselbetrieb abgeschätzt wird und somit das Versorgungsgebiet als „Kupferplatte“ angenommen wird, wodurch jederzeit eine Übertragung der erzeugten elektrischen Energie an den Verbraucher möglich ist. Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE betrachtet aus diesem Grund die Spitzenlastdeckung regionenweise.

⁴⁵ Der Speicherzufluss ist i.A. von Ende November bis Ende Februar minimal.

9.4 Simulationsergebnisse

In diesem Unterkapitel werden die Simulationsergebnisse dargestellt und diskutiert. Davor wird auf das Vertrauensniveau bzw. die Genauigkeit der simulierten Ergebnisse eingegangen.

9.4.1 Vertrauensniveau der Simulation

Die erhaltenen Ergebnisse wurden bezüglich ihres Vertrauensbereichs untersucht. Unter der Annahme, dass die simulierten Ergebnisse zum jeweiligen Versorgungssicherheitsniveau eine Normalverteilung aufweisen, kann unter Anwendung von Gl. (21) ein Konfidenzintervall für den Erwartungswert μ_x angegeben werden (Kaiser, 2001).

$$x = \mu_x \pm u, \text{ mit } u = t_{f;1-\frac{\alpha}{2}} \cdot \frac{s}{\sqrt{n}} \quad (21)$$

- Mit
- x obere bzw. untere Vertrauensgrenze
 - μ_x Schätzwert für den Mittelwert der Normalverteilung
 - u Unsicherheit, Abweichung der Simulationsergebnisse von μ_x
 - s empirische Standardabweichung
 - n Anzahl der zur Berechnung herangezogenen Ergebnisse
 - $t_{f;1-\alpha/2}$ Festlegung des Vertrauensniveaus für $1-\alpha$ bei f Werten

Der Faktor t berücksichtigt das gewünschte Vertrauensniveau und die Anzahl der untersuchten Werte. Je höher das Vertrauensniveau gewählt wird, desto breiter wird das Konfidenzintervall. Zur Analyse der Simulationsergebnisse zum jeweiligen Versorgungssicherheitsniveau werden insgesamt 50 Ergebnisse je durchgeführter Simulation auf ihre Genauigkeit überprüft. Der Faktor $t=1,676$ wird für ein Vertrauensniveau von 95 % aus der Student-t-Verteilung entnommen. Die Simulationsergebnisse werden bei einem Versorgungssicherheitsniveau von 99,5 %, 99 %, 98 %, 95 %, 75 % und 50 % untersucht.

Erwartungsgemäß ergeben sich an den Randbereichen (99,9 %, 99 %, usw.) der ermittelten Verteilungsfunktionen größere Konfidenzintervalle bzw. Ungenauigkeiten als bei mittleren Wahrscheinlichkeiten. Durch die größere Anzahl von durchgeführten Zufallsexperimenten im Bereich mittlerer Wahrscheinlichkeiten ergibt sich eine geringere empirische Standardabweichung als in den Bereichen mit sehr großer bzw. kleiner Eintrittswahrscheinlichkeit. Die Breite des Konfidenzintervalls wird auf den empirisch ermittelten Mittelwert bezogen und als Unsicherheit in Prozent angegeben. Als Beispiel sind in Tabelle 14 die Abweichungen in Prozent der jeweiligen Simulationsergebnisse dargestellt.

Tabelle 14: Analyse der Abweichungen der simulierten Ergebnisse vom empirischen Mittelwert (Konfidenzintervall) zu ausgewählten Versorgungssicherheitsniveaus mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 %

Simulation	Versorgungssicherheitsniveau in %		
	99,5 %	98 %	50 %
Deutschland-Österreich (Dezember)	±0,18 %	±0,08%	±0,02 %
Deutschland (Jänner)	±0,16 %	±0,07%	±0,03%
Frankreich (Jänner)	±0,06 %	±0,07%	±0,02 %

Für die durchgeführten Simulationen bedeutet dies, dass die untersuchten Leistungswerte mit Eintrittswahrscheinlichkeit mindestens 99% größere Abweichungen aufweisen als z.B. das 50 % oder 75 %-Quantil (vgl. Tabelle 14). Somit ist die Konvergenz im mittleren Wahrscheinlichkeitsbereich besser gegeben. Die 95 % Konfidenzintervalle für ein Versorgungssicherheitsniveau von 99 % liegen jedoch stets geringer als $\pm 1 %$ des jeweils ermittelten Leistungswertes.

9.4.2 Deutschland-Österreich

In Abbildung 42 sind die Ergebnisse für Deutschland und Österreich als gemeinsames Versorgungsgebiet zum Zeitpunkt der Monatshöchstlast im Jänner 2009 dargestellt. Demnach ergibt sich eine gesicherte, mit 99%iger Wahrscheinlichkeit verfügbare Leistung von 109 GW. Die vorhandene Reserve ergibt nach Berücksichtigung der Vorhaltung für Systemdienstleistungen eine Reservekapazität von +7.340 MW.

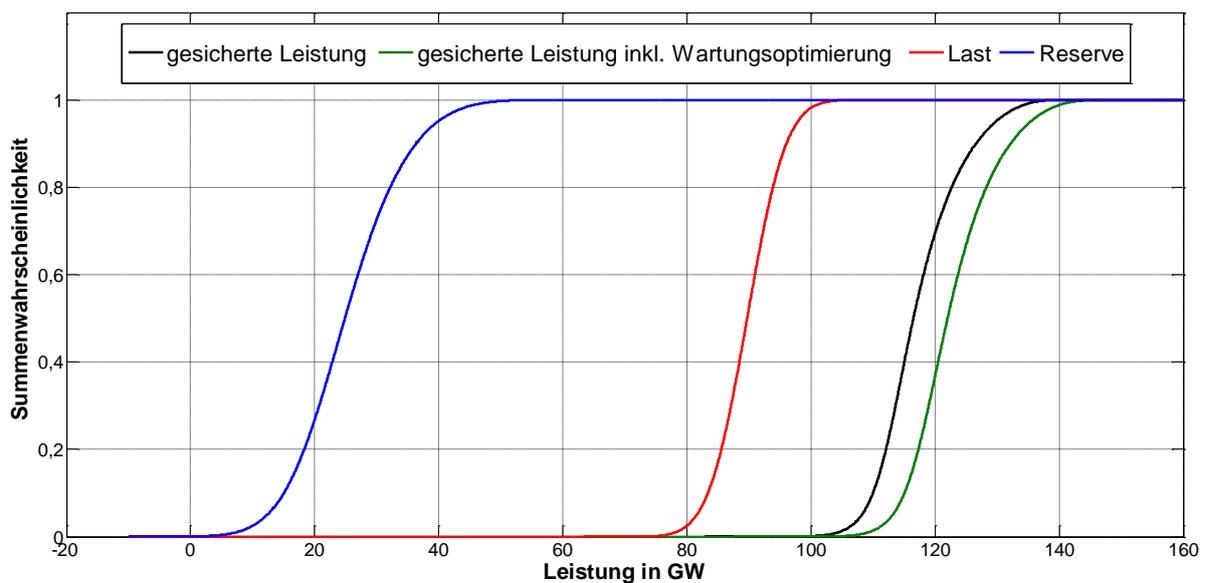


Abbildung 42: Simulationsergebnisse des gemeinsamen Marktgebietes Deutschland und Österreich für die Spitzenlast im Jänner 2009

Im Dezember ergibt die Simulation mit +5.400 MW die geringste Reservekapazität. Das 50 %-Quantil ergibt sich mit einer Reserve von +22.600 MW, als Erwartungswert der Lastspitze wurden 90.000 MW angenommen.

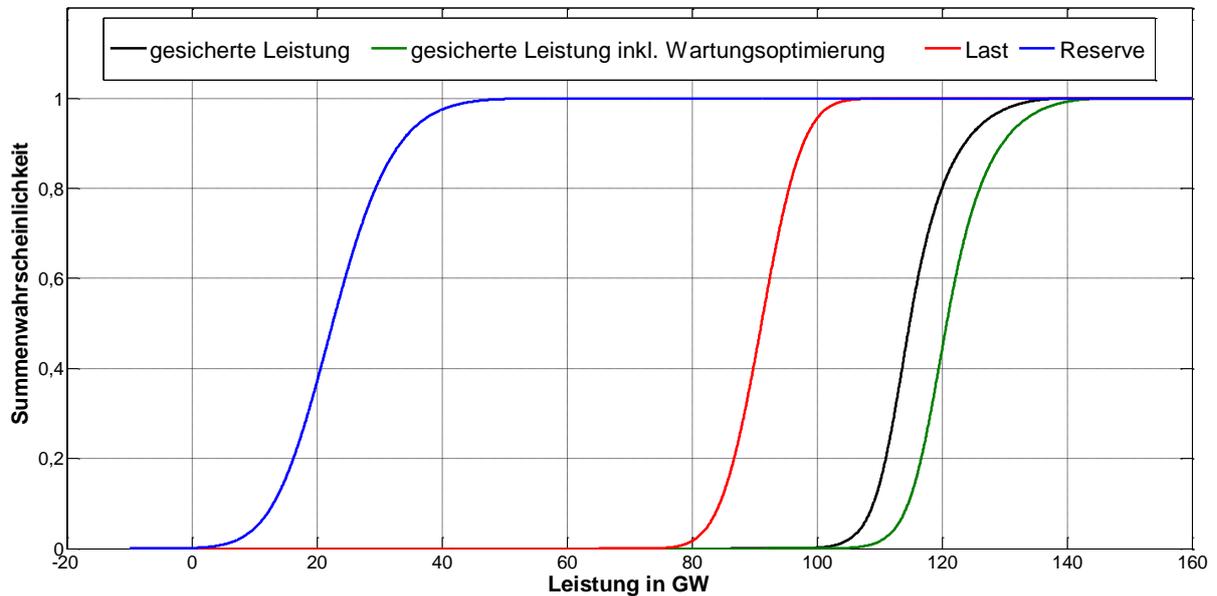


Abbildung 43: Simulationsergebnisse des gemeinsamen Marktgebietes Deutschland und Österreich für die Spitzenlast Dezember 2009

Im Februar 2009 zeigt sich aus der Simulation eine gesicherte Reservekapazität⁴⁶ von +7.900 MW, im November 2009 wurden 6.000 MW für Deutschland und Österreich als gemeinsames Versorgungsgebiet als gesicherte Reserve berechnet.

⁴⁶ Überschreitungswahrscheinlichkeit von 99 %.

9.4.3 Österreich

In Abbildung 44 ist das Ergebnis der Simulation für Österreich im Jänner 2009 dargestellt. Die Reservekapazität beträgt +550 MW⁴⁷. Das 50 %-Quantil der Reserveleistung beträgt +3.500 MW und liegt im Bereich des von (ENTSO-E, 2010) angegebenen Werts für die äquivalente „Remaining Margin“ von +4.700 MW. Die Ergebnisse für die restlichen Monate ergeben sich mit: November: +975 MW, Dezember: +550 MW, Februar: +1.200 MW (siehe Abbildung 45). Die Reservekapazität stellt im Jänner und Dezember mit jeweils +550 MW das Minimum dar.

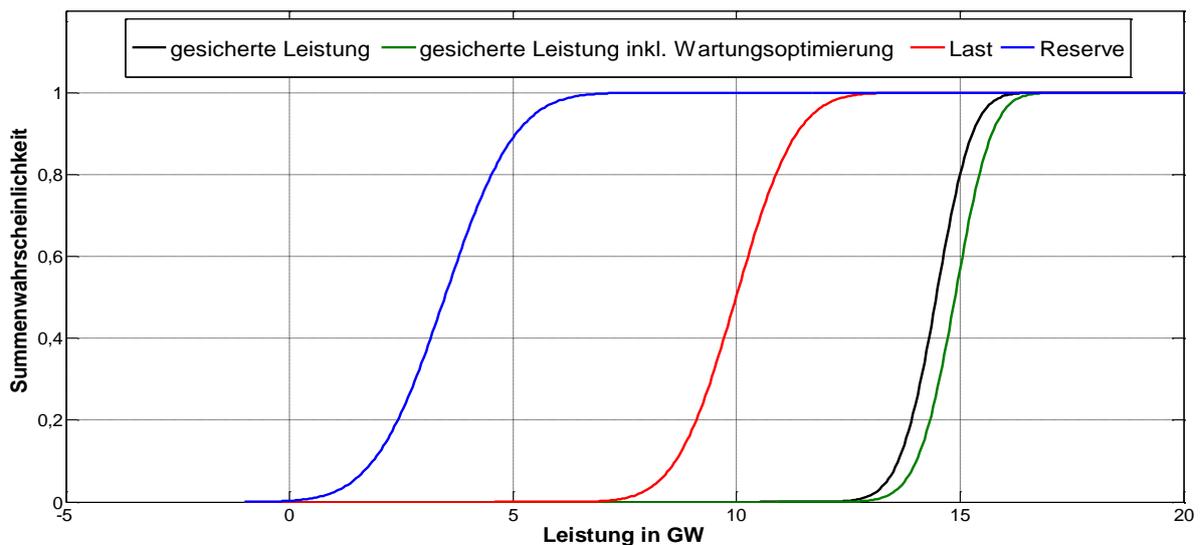


Abbildung 44: Simulationsergebnisse für Österreich zur Zeit der Jännerhöchstlast 2009

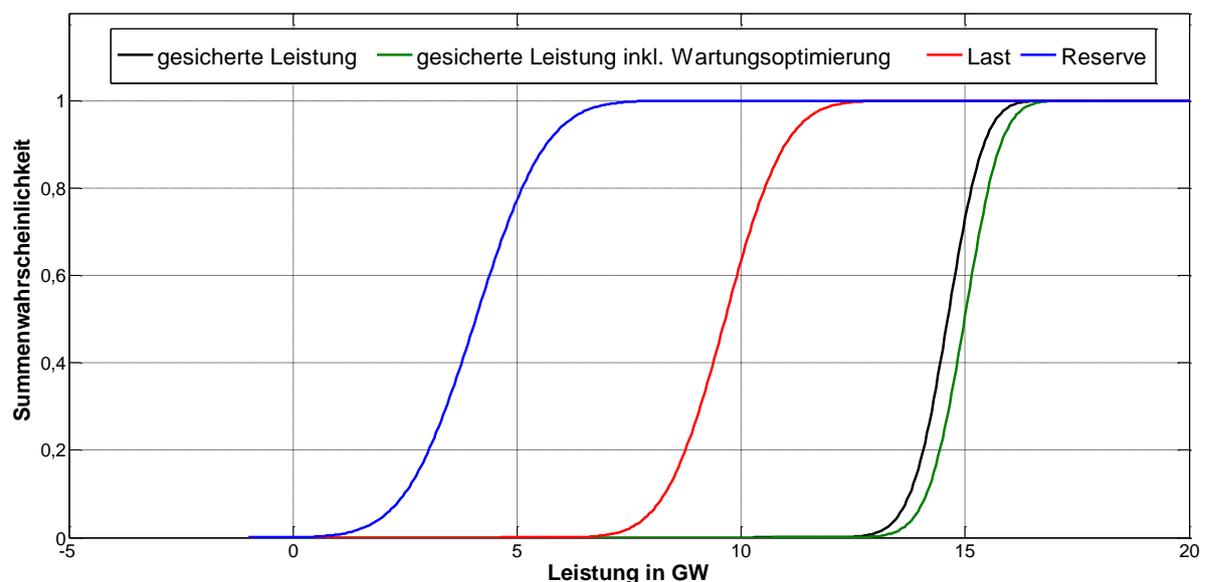


Abbildung 45: Simulationsergebnisse für Österreich zur Zeit der Februarhöchstlast 2009

⁴⁷ Bei einer Unterschreitungswahrscheinlichkeit von 1 %.

9.4.4 Deutschland

In Abbildung 46 ist das Ergebnis für Deutschland im Dezember 2009 dargestellt. Die Simulation ergibt eine gesicherte Reservekapazität von +3.700 MW. Das 50 % Quantil liegt mit +18.700 MW etwas unter dem von der von der ENTSO-E veröffentlichten Reserve von +20.400 MW (ENTSO-E, 2010). Für die Simulation wurde eine mittlere Lastspitze von 80.900 MW angesetzt.

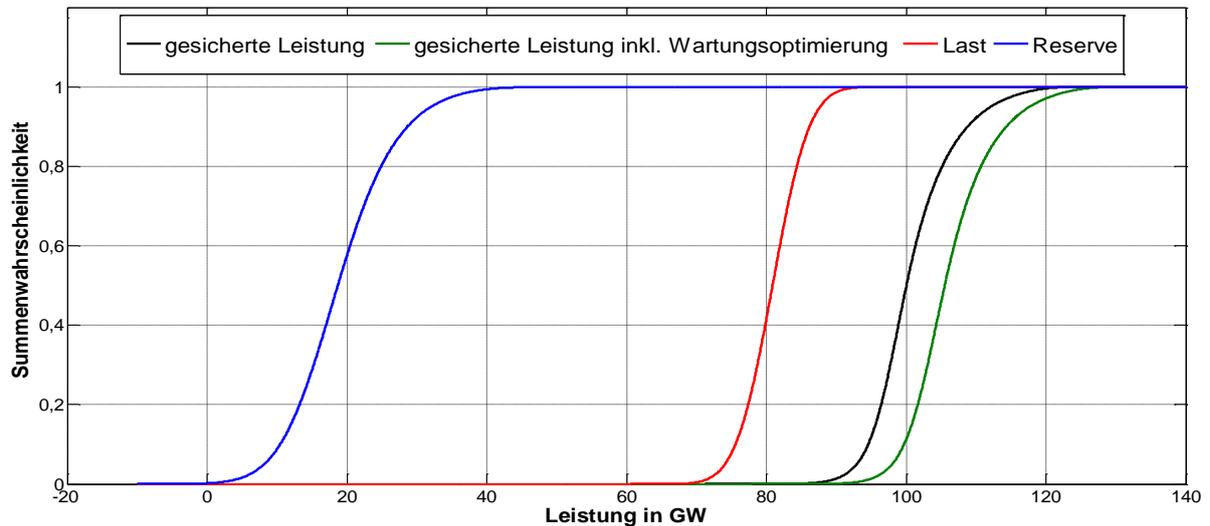


Abbildung 46: Simulationsergebnisse für Deutschland zur Zeit der Spitzenlast im Dezember 2009

Die Simulation für November ergibt in Deutschland eine gesicherte Leistungsreserve +4.000 MW unter Verwendung einer mittleren Lastspitze von 80.500 MW. Das 50 % Quantil liegt mit +19.400 MW nur 100 MW unter der von ENTSO-E veröffentlichten Reserve von +19.500 MW (ENTSO-E, 2010).

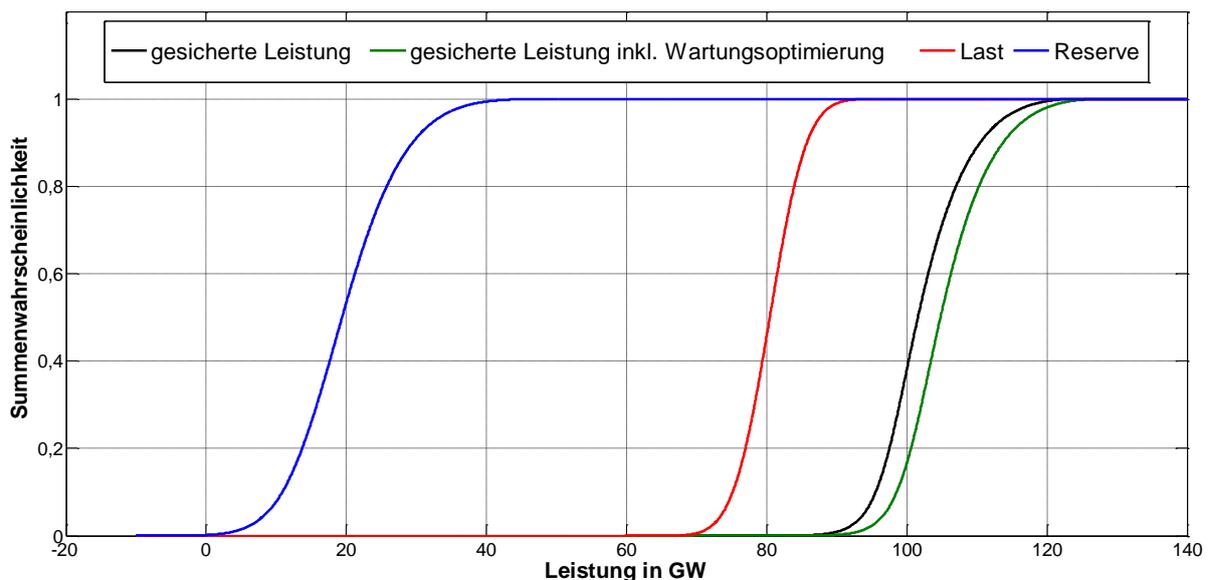


Abbildung 47: Simulationsergebnisse für Deutschland zur Zeit der Spitzenlast im November 2009

Für die Monate Jänner und Februar 2009 ergibt sich eine Reservekapazität von jeweils +5.700 MW zum Zeitpunkt der Monatshöchstlast in Deutschland.

9.4.5 Einfluss der Windkrafteinspeisung in Deutschland

Für Deutschland wurde der Beitrag der Windkrafteinspeisung zur Spitzenlastabdeckung untersucht. Basierend auf vierjährigen Zeitreihen (2006-2009) ergibt sich ein gesicherter Anteil⁴⁸ der Windkrafteinspeisung zur Jännerhöchstlast von 3.900 MW bzw. 3.000 MW im Februar 2009 mit erwartungsgemäßem Anstieg bei fallender Eintrittswahrscheinlichkeit. Die Ergebnisse sind in Abbildung 49 und Abbildung 50 dargestellt.

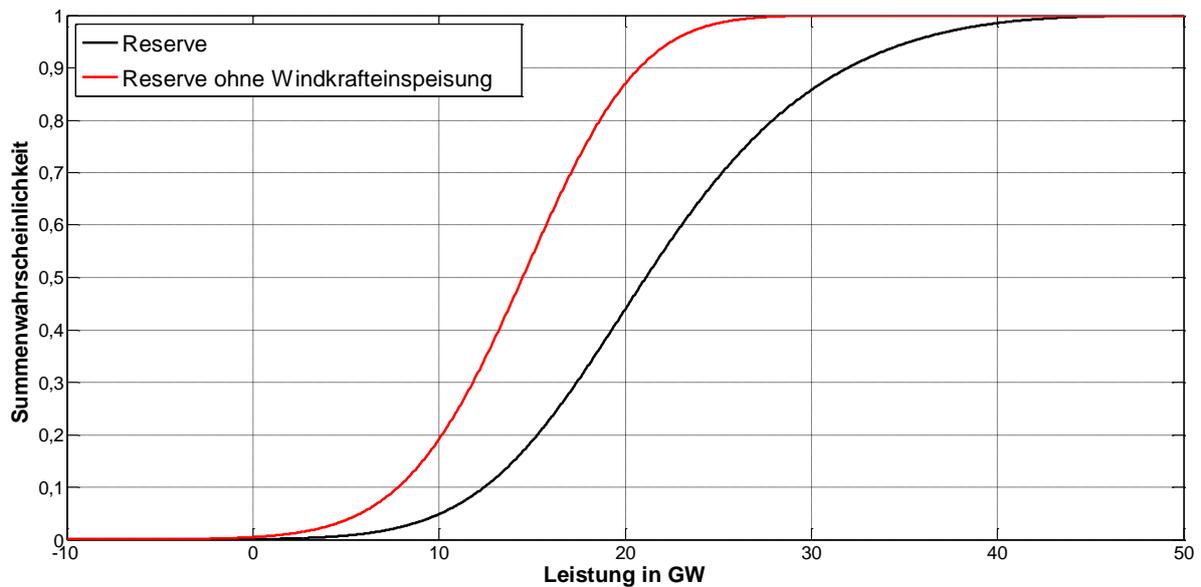


Abbildung 48: Simulationsergebnis für Deutschland im Jänner 2009 mit und ohne Windkrafteinspeisung

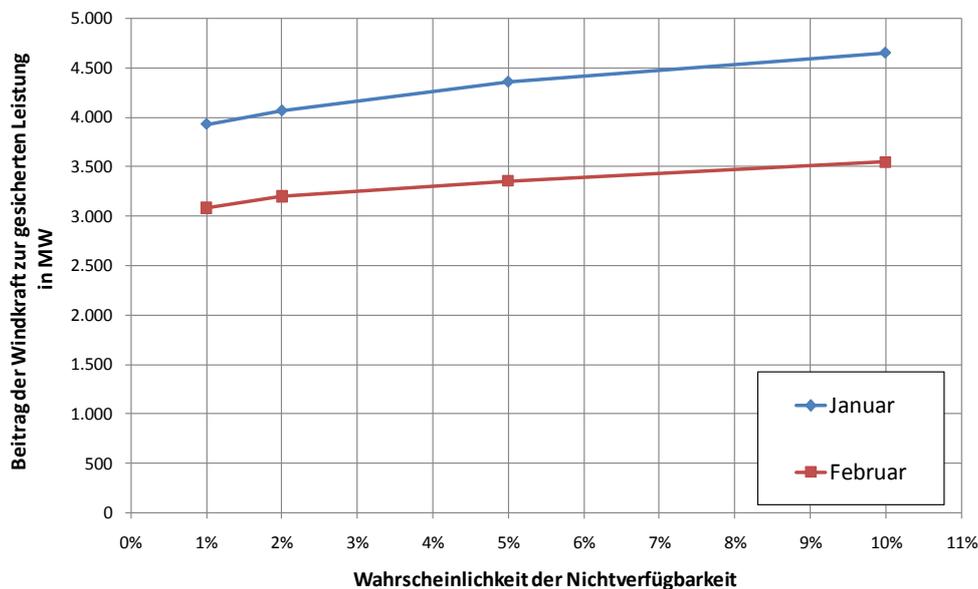


Abbildung 49: Ergebnisse der Analyse des Beitrags der Windkrafteinspeisung zur Spitzenlastdeckung in Deutschland im Jänner und Februar 2009⁴⁹

⁴⁸ Bei einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 99 %.

⁴⁹ Etwa 25.000 MW an Windkraftleistung waren 2009 in Deutschland installiert.

9.4.6 Frankreich, Belgien, Ungarn

In Abbildung 50 sind die Ergebnisse für Frankreich im Dezember 2009 dargestellt. Man erkennt, dass Frankreich im Vergleich zu Österreich und Deutschland keine gesicherten Überkapazitäten besitzt.

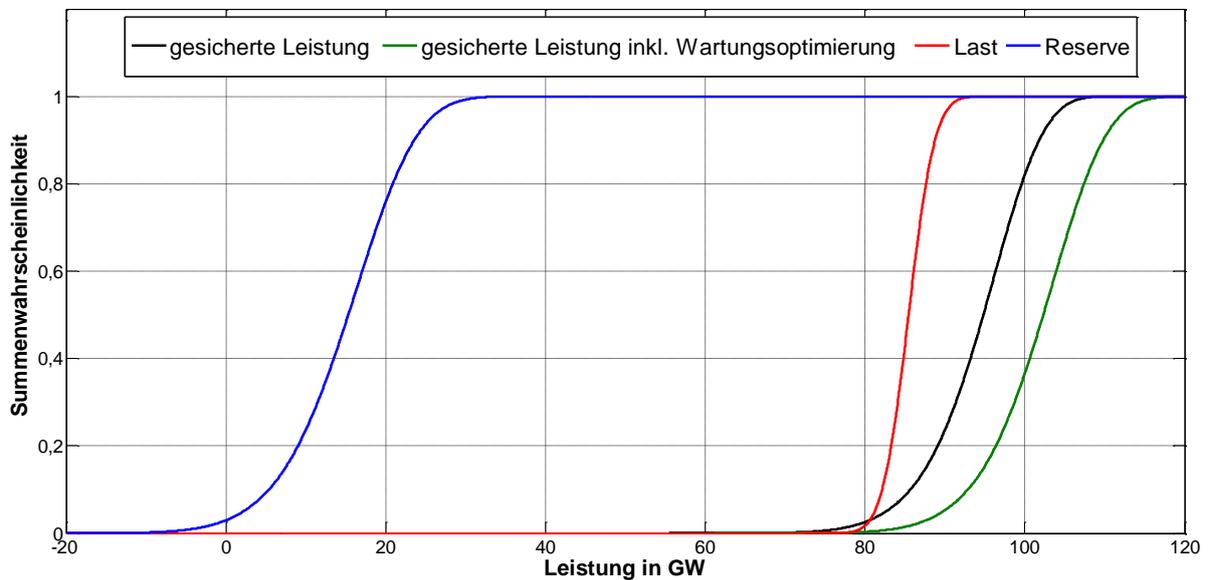


Abbildung 50: Simulationsergebnisse für Frankreich zur Zeit der Spitzenlast im Dezember 2009

Die Reserve zum Zeitpunkt der Dezemberhöchstlast ergibt für Frankreich -4.100 MW^{50} . Als Erwartungswert der Lastspitze wurde für die Simulation 85.470 MW ermittelt, im Dezember 2009 betrug die tatsächliche Lastspitze 89.600 MW (RTE, 2011). Das Simulationsergebnis für Frankreich im Jänner 2009 ergibt eine Unterkapazität von -10.900 MW , unter Berücksichtigung eines Erwartungswertes der Lastspitze von 90.800 MW . Die tatsächliche Lastspitze im Jänner 2009 betrug 92.400 MW (ENTSO-E, 2010).

Die ENTSO-E veröffentlicht im SAR 2009 eine negative „Remaining Margin“ von -5.088 MW im Dezember 2009 (ENTSO-E, 2010). Wie bereits erwähnt, nutzt Frankreich die Möglichkeit des PDSM zur Reduktion der Spitzenlast und deckt zu Zeiten der Jahreshöchstlast seinen Leistungsbedarf auch durch Importe. Bereits im SAF 2007-2020 der UCTE wurde das benötigte PDSM Potenzial Frankreichs im Ausmaß von ca. 3 GW angegeben (UCTE, 2007).

Das Simulationsergebnis zum Zeitpunkt der Dezemberhöchstlast in Frankreich ergibt eine ca. 3% ige Wahrscheinlichkeit, dass die Reservekapazität < 0 ist. Das bedeutet, dass einmal in 30 Jahren zusätzliche Maßnahmen (PDSM, usw.) notwendig sind, um eine ausgeglichene Bilanz zum Zeitpunkt der Spitzenlast zu gewährleisten.

⁵⁰ Dieser Wert wird mit 99% Wahrscheinlichkeit überschritten.

Auch in Ungarn ergibt die Simulation mit -160 MW^{51} eine negative Reservekapazität zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Dezember 2009. Als Erwartungswert der Lastspitze wurden 5.960 MW ermittelt, die historische Spitzenlast betrug 6.180 MW . Gemäß (UCTE, 2007) nutzt Ungarn zu Spitzenlastzeiten PDSM im Ausmaß von ca. 100 MW . Die Ergebnisse sind in Abbildung 51 dargestellt. Zum Zeitpunkt der Jännerhöchstlast 2009 wurde eine Unterkapazität von -500 MW berechnet.

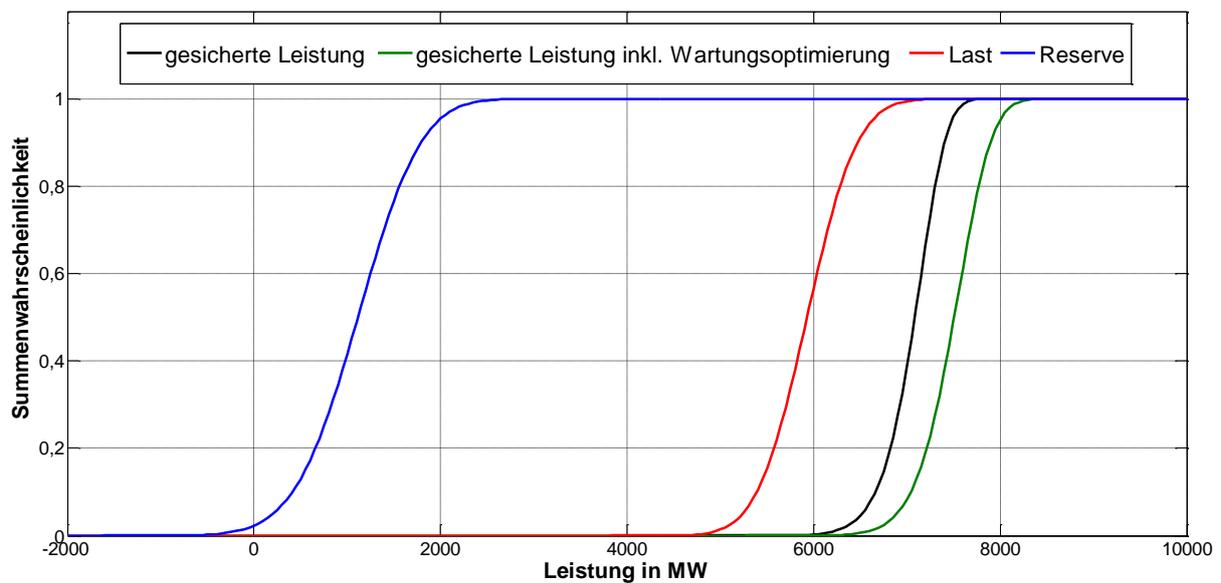


Abbildung 51: Simulationsergebnisse für Ungarn zur Zeit der Spitzenlast im Dezember 2009

In Abbildung 52 sind die Ergebnisse für Belgien im Jänner 2009 dargestellt. Wie Frankreich und Ungarn nützt auch Belgien ein PDSM-Potenzial von ca. 200 MW und Importkapazitäten zu Zeiten maximalen Leistungsbedarfs. Das 50 %-Quantil ergibt sich aus der Simulation mit einer Reservekapazität von $+1.100 \text{ MW}$, (ENTSO-E, 2010) gibt eine „Remaining Margin“ von $+164 \text{ MW}$ an.

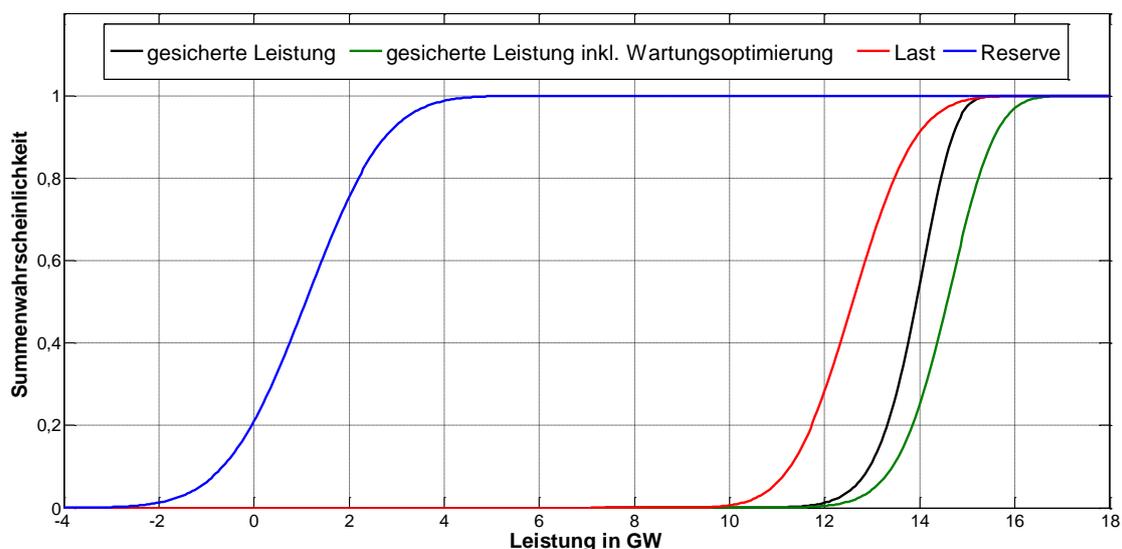


Abbildung 52: Simulationsergebnisse für Belgien zur Zeit der Spitzenlast im Jänner 2009

⁵¹ 99 %ige Überschreitungswahrscheinlichkeit.

10 Kritische Diskussion

Grundsätzlich wird festgehalten, dass das dieser Arbeit zugrunde liegende Modell ein Extremszenario widerspiegelt. Die gesicherte Leistung muss eine Eintrittswahrscheinlichkeit von 99 % aufweisen und der Leistungsbedarf wird mit der ermittelten Monatshöchstlast als Erwartungswert einer Normalverteilung angenommen. Durch die Verwendung von Arbeitsverfügbarkeiten (EAF) der einzelnen Kraftwerksklassen, deren Berechnung auf Erzeugungseinheiten auf der ganzen Welt basiert, werden moderne und gut gewartete thermische Kraftwerkstechnologien in Mitteleuropa bezüglich ihrer Verfügbarkeit möglicherweise unterschätzt. Für die untersuchten Länder Ungarn und Belgien werden die ermittelten Verteilungsfunktionen Frankreichs, für Kernkraftwerke, und Deutschlands, für Wind- und Wasserkraftwerke, herangezogen. Für die Einspeisecharakteristiken der Windkraftanlagen in Frankreich, Ungarn und Belgien werden die Verteilungsfunktionen Deutschlands verwendet. Andererseits wird das Übertragungs- und Verteilnetz im Modell nicht berücksichtigt und so die einzelnen Versorgungsgebiete in der Simulation als Inseln angesehen.

Bei einer Berücksichtigung des Übertragungs- und Verteilnetzes sowie der in Kapitel 8 beschriebenen Extremwettereinflüsse wäre die Unabhängigkeit der einzelnen Kraftwerksklassen nicht mehr zu allen Zeitpunkten gegeben und eine Lösung mit der verwendeten Methodik somit nicht zulässig.

Beim Vergleich der einzelnen monatlichen Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass die jährliche Spitzenlast in den Wintermonaten nicht in allen Versorgungsgebieten zur gleichen Zeit auftritt. Dies bedeutet, dass durch unterschiedliche klimatische Bedingungen innerhalb Kontinentaleuropas⁵² z.B. auch jene Regelzonen durch Exporte zur Leistungsdeckung im Verbundnetz beitragen können, die über negative Reservekapazitäten zur Jahreshöchstlast in der eigenen Regelzone verfügen. Während in Mittel- und Nordeuropa die jährliche Spitzenlast durchwegs in den Wintermonaten auftritt, weisen die südlichen Regionen des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes aufgrund des Einsatzes von Klimageräten einen erhöhten elektrischen Energiebedarf in den Sommermonaten auf. Diese Verteilung der Spitzenlastzeitpunkte wirkt sich günstig auf die Versorgungssicherheit des europäischen Stromnetzes aus.

Die Ergebnisse zeigen, dass in Deutschland und Österreich unter Berücksichtigung aller angenommenen Einflussparameter und Annahmen derzeit genügend Reservekapazitäten vorhanden sind. Erweiterungen des Kraftwerksparks, welche i.d.R. eine Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Stromerzeugung und eine Erhöhung des Wirkungsgrades fördern, können auch in dieser Situation sinnvoll sein. In Deutschland führt die langjährige Diskussion

⁵² I.A. durch unterschiedliche Temperaturen.

betreffend der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke zu Unsicherheiten in der elektrizitätswirtschaftlichen Planung. Aufgrund dieser Ungewissheiten werden kalte Reserven vorgehalten, damit auf kurzfristig geänderte, politisch vorgegebene, Rahmenbedingungen schnell genug reagiert werden kann und die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet ist. Durch die Abschätzung der Reservekapazitäten der Länder Ungarn, Frankreich und Belgien wird ersichtlich, dass eine Leistungsdeckung zu Spitzenlastzeiten keine Selbstverständlichkeit sein muss. Frankreich speist mit seinem Kernkraftwerkspark Grundlastenergie ins europäische Verbundnetz und importiert zu Spitzenlastzeiten die benötigte Leistung von Ländern mit Leistungsreserven. Darüber hinaus nutzen Frankreich, Belgien und Ungarn zu Höchstlastzeiten die Möglichkeit der verbraucherseitigen Lastreduktion.

11 Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wird das Versorgungssicherheitsniveau von Einzelstaaten zur Jahreshöchstlast untersucht. Mit Hilfe einer Monte-Carlo Simulation werden zwei Mio. mögliche Einspeisezustände je Kraftwerkspark erzeugt und unter der Annahme einer normalverteilten Spitzenlast die Reservekapazitäten der Länder Deutschland, Österreich, Frankreich, Belgien und Ungarn für die Monate Jänner, Februar, November und Dezember abgeschätzt. Die Verfügbarkeitscharakteristiken der einzelnen Kraftwerkstechnologien werden durch Verteilungsfunktionen beschrieben.

Zur näherungsweisen Anpassung des jeweils angenommenen Kraftwerksparks an reale Verhältnisse werden verschiedene Einflussparameter berücksichtigt. Diese sind die zusätzlich verfügbare Leistung durch Verschiebung der Wartungsarbeiten in Niederlastzeiten, die Vorhaltung von Reserven für Systemdienstleistungen und die geringere verfügbare elektrische Leistung von thermischen Kraftwerken verursacht durch Kraft-Wärme-Kopplung. Die aus der Monte-Carlo Simulation ermittelten Werte ergeben eine gute Übereinstimmung mit den Publikationen von (ENTSO-E, 2010).

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bezüglich Spitzenlastdeckung in den Staaten des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes national sehr unterschiedliche Strategien verfolgt werden und die Monate Jänner und Dezember die kritischsten Zeitpunkte im Winter darstellen. In Tabelle 15 sind die ermittelten Reservekapazitäten zusammengefasst dargestellt. Während in Deutschland und Österreich Reservekapazitäten vorhanden sind, ist der Kraftwerkspark in Frankreich, Belgien und Ungarn niedriger dimensioniert, zugleich werden aber Lastabschaltungspotenziale in der Planung mitberücksichtigt.

Außerdem können durch regelzonenübergreifenden Energie- bzw. Leistungsaustausch Unterdeckungen in einzelnen Regelzonen kompensiert werden, wodurch ein Grundgedanke des europäischen Verbundnetzes, die nötige Reservevorhaltung einzelner Länder zu reduzieren, unterstrichen wird. Der internationale Stromaustausch im kontinentaleuropäischen Verbundnetz bewirkt somit eine Erhöhung der Versorgungssicherheit und der Kosteneffizienz der europäischen Elektrizitätswirtschaft.

Tabelle 15: Simulationsergebnisse für die Reservekapazität bei ausgewählten Überschreitungswahrscheinlichkeiten im Vergleich mit (ENTSO-E, 2010)

	Reservekapazität aus Simulation in MW 2009					Remaining Margin (ENTSO-E) in MW
	Überschreitungswahrscheinlichkeit					
	99%	98%	95%	90%	50%	
DE+AT (Jänner)	7.300	9.400	12.400	15.000	24.900	
DE+AT (Februar)	7.900	9.900	12.800	15.300	24.300	
DE+AT (November)	6.000	8.100	11.100	13.800	23.600	
DE+AT (Dezember)	5.400	7.400	10.400	13.100	22.600	
DE (Jänner)	5.700	7.500	10.100	12.500	21.100	20.200
DE (Februar)	5.700	7.400	9.900	12.100	20.000	18.000
DE (November)	4.000	5.900	8.500	10.900	19.400	19.500
DE (Dezember)	3.800	5.600	8.200	10.500	18.700	20.400
AT (Jänner)	550	900	1.500	1.900	3.500	4.742
AT (Februar)	1.200	1.600	2.100	2.500	4.100	4.749
AT (November)	1.000	1.400	1.900	2.400	4.100	5.364
AT (Dezember)	550	900	1.500	1.900	3.600	4.221
FR (Jänner)	-10.900	-8.200	-4.300	-1.000	9.600	822
FR (Dezember)	-4.100	-1.500	2.200	5.400	15.300	-5.088
HU (Jänner)	-500	-300	-100	150	900	715
HU (Dezember)	-160	0	250	450	1.200	594
BE (Jänner)	-2.100	-1.700	-1.200	-600	1.100	164
BE (Dezember)	-2.300	-1.900	-1.300	-800	1.000	-538

12 Verzeichnisse

12.1 Abkürzungsverzeichnis

ANTARES.....	A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems
APG	Austrian Power Grid
ARM.....	Adequacy Reference Margin
ATSOI.....	Association of the Transmission System Operators of Ireland
BALTSO	Baltic Transmission System Operators
BDEW.....	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft
BWR.....	Siedewasserreaktoren
dena.....	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EAF.....	Energy Availability Factor
ENTSO-E.....	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FERC.....	Federal Energy Regulatory Commission
GADS.....	Generation Availability Data System
GAR	Generation Availability Report
HAS	Historical Available Statistic
HGT	Heizgradtag
IAEA	International Atomic Energy Agency
KKW	Kernkraftwerke
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LOLE.....	Loss of Load Expectation
LOLP.....	Loss of Load Probability
MCS	Monte-Carlo Simulation
MEZ.....	Mitteleuropäische Zeit
NERC.....	North American Reliability Corporation
NGC.....	Net Generating Capacity
NV.....	Nichtverfügbarkeit
PDSM.....	Power Demand Side Management
PEL.....	Planned Energy Loss
PRIS.....	Power Reactor Information System

PRL.....	Primärregelleistung
PWR.....	Druckwasserreaktoren
RAV.....	Regelarbeitsvermögen
RC.....	Remaining Capacity
REG.....	Reference Energy Generation
RG.....	Regional Group
RZ.....	Regelzone
SAF.....	System Adequacy Forecast
SAM.....	System Adequacy Methodology
SAR.....	System Adequacy Retrospect
SRL.....	Sekundärregelleistung
UCTE.....	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UEL.....	Unplanned Energy Loss
UKTSOA.....	UK Transmission System Operators Association
ÜNB.....	Übertragungsnetzbetreiber
WEC.....	World Energy Council
XEL.....	External Energy Loss
ZV.....	Zufallsvariable(n)

12.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Neustrukturierung der fünf regionalen Gruppen seit 1. Juli 2009 (ENTSO-E, 2011b)	5
Abbildung 2: Arbeitsnichtverfügbarkeiten von Steinkohlekraftwerken (VGB Power Tech, 2009)	12
Abbildung 3: Regel- und Reserveleistungsarten mit Ursachen und Aktivierungszeiten (Brückl, 2006)	14
Abbildung 4: Prinzipielle zeitliche Einsatzreihenfolge der einzelnen Regel- und Reserveleistungen (Brückl, 2006)	15
Abbildung 5: Wurzelkurve zur Bestimmung der empfohlenen, mindestens vorzuhaltenden Sekundärregelleistung gemäß Gl. (6).....	17
Abbildung 6: Beispiel für einen Kraftwerksausfall in Frankreich und den darauf folgenden Einsatz der zeitlich gestaffelten Regelleistungsprodukte (Beck, 2010)	18
Abbildung 7: Übersicht zu Wahrscheinlichkeitsfunktionen (Sachs, 1972).....	22
Abbildung 8: Beispiel für die Dichte- und Verteilungsfunktion einer normalverteilten Zufallsvariable mit $\mu=50$, $\sigma=10$	23
Abbildung 9: Parameter einer lognormalverteilten Zufallsvariable (Sachs, 1972)	24
Abbildung 10: Dichte- und Verteilungsfunktion einer Lognormalverteilung mit $\mu=1$, $\sigma=0,5$ und Median $\mu_1=e^\mu=2,72$ (Sachs, 1972)	24
Abbildung 11: Wahrscheinlichkeitsdichte der Weibullverteilung mit Einfluss der formgebenden Parameter (Sachs, 1972)	25
Abbildung 12: Wahrscheinlichkeitsdichte und Verteilungsfunktion einer weibullverteilten ZV mit $\beta=7$ und $\alpha=27$ (Sachs, 1972).....	26
Abbildung 13: Alle möglichen Summen der Augenzahlen beim zweifachen Würfelwurf	29
Abbildung 14: Unterteilung der UCTE in regionale Teilblöcke nach der System Adequacy Methodology (UCTE, 2009b).....	31
Abbildung 15: Schemadarstellung der System Adequacy Methodology (ENTSO-E, 2011c).....	33
Abbildung 16: Darstellung der in der System Adequacy Methodology verwendeten Leistungsbegriffe für das Jahr 2008 (UCTE, 2009a).....	35
Abbildung 17: Kraftwerkstechnologien mit durchschnittlicher Verfügbarkeit und gesicherter Leistung (dena, 2010).....	39
Abbildung 18: Leistungsbilanz der allgemeinen Stromversorgung in Deutschland zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast im Jahr 2006 in GW (BMWl, 2008).....	40
Abbildung 19: Schema der Organisation der Elektrizitäts- und Gaswirtschaft (RWE Transportnetz, 2008)	42
Abbildung 20: Die drei Phasen der theoretischen Ausfallsverteilung mit möglichem Verlauf der Technologie durch rechtzeitigen Wartungseingriff (Renner, 2008)	45
Abbildung 21: Anzahl der Kernkraftwerksblöcke von 1977 bis 2010 in Frankreich am Netz (IAEA, 2010)	47
Abbildung 22: Jährliche, mittlere Arbeitsnichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich von 1991-2009 (IAEA, 2010).....	47

Abbildung 23: Jährliche, mittlere Arbeitsnichtverfügbarkeit von Kernkraftwerken von 1990-2009 (WEC, 2008).....	48
Abbildung 24: Verfügbarkeitskennwerte aller fossil befeuerten Blockanlagen (ohne Kombianlagen) in Deutschland (VGB Power Tech, 2009)	53
Abbildung 25: Entwicklung des Energieverbrauchs in Kontinentaleuropa von 2003-2008 (UCTE, 2009a)	54
Abbildung 26: Tagesspitzenwerte des Leistungsbedarfs in Deutschland und Frankreich im Jahr 2009 (ENTSO-E, 2011d)	55
Abbildung 27: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Griechenland von 2006-2009 (Hütter, 2010)	56
Abbildung 28: Häufigkeit der 500 Spitzenlaststunden in Österreich von 2006-2009 (Hütter, 2010) ...	56
Abbildung 29: Stündliche Spitzenwerte im Jahr 2009 von 00:00 bis 24:00 Uhr der Länder Deutschland, Frankreich und Spanien in GW (ENTSO-E, 2011d)	57
Abbildung 30: Stündliche Häufigkeit der 100 Jahreshöchstlastwerte in Österreich von 2006-2009 (Hütter, 2010).....	58
Abbildung 31: UCTE-Prognose für den Einsatz von PDSM 2007-2020 (UCTE, 2008a)	59
Abbildung 32: Anteile der installierten Leistung und der elektrischen Energieerzeugung je Kraftwerkstechnologie eines Kraftwerksparks ausgewählter Länder für das Jahr 2009 (ENTSO-E, 2010)	62
Abbildung 33: Gegenüberstellung des Leistungsbedarfs in Deutschland am 27.1.2010 mit der eingespeisten Leistung aus Photovoltaikanlagen am 27.1.2011 (EEX, 2011), (ENTSO-E, 2011d)	64
Abbildung 34: Verteilungsfunktion für die Kraftwerksklasse Gas- und Dampfkraftwerke (WEC, 2008)	65
Abbildung 35: Verteilungsfunktion für Steinkohlekraftwerke >100 MW und Windkraftwerke in Deutschland für Jänner und Februar im Vergleich (WEC, 2008), (TenneT TSO GmbH, 2011)	66
Abbildung 36: Schema der Monte-Carlo Simulation für drei Zufallsvariablen	67
Abbildung 37: Dichtefunktion der Windkraftanlagen auf Basis gemeinsamer Berechnung für Österreich und Deutschland und Steinkohlekraftwerke >100 MW (WEC, 2008), (TenneT TSO GmbH, 2011).....	68
Abbildung 38: Durchschnittliche zusätzliche monatliche Leistung durch Verschiebung der Wartungsarbeiten in GW (ENTSO-E, 2011).....	70
Abbildung 39: Stromverlust-Kennziffer in Abhängigkeit vom Auskopplungsdruck bei Entnahme-Kondensationsturbinen (Konstantin, 2009)	71
Abbildung 40: Dichte- und Verteilungsfunktion stündlicher Temperaturmittelwerte im Winter im Vergleich mit der Normalverteilung (ZAMG, 2010)	74
Abbildung 41: Gemittelte Ergebnisse einer vierjährigen Analyse (2006-2009) der Speicherbewirtschaftung österreichischer (Pump-) Speicherkraftwerke basierend auf Daten von (E-control, 2011).....	75

Abbildung 42: Simulationsergebnisse des gemeinsamen Marktgebietes Deutschland und Österreich für die Spitzenlast im Jänner 2009 77

Abbildung 43: Simulationsergebnisse des gemeinsamen Marktgebietes Deutschland und Österreich für die Spitzenlast Dezember 2009 78

Abbildung 44: Simulationsergebnisse für Österreich zur Zeit der Jännerhöchstlast 2009 79

Abbildung 45: Simulationsergebnisse für Österreich zur Zeit der Februarhöchstlast 2009 79

Abbildung 46: Simulationsergebnisse für Deutschland zur Zeit der Spitzenlast im Dezember 2009 ... 80

Abbildung 47: Simulationsergebnisse für Deutschland zur Zeit der Spitzenlast im November 2009... 80

Abbildung 48: Simulationsergebnis für Deutschland im Jänner 2009 mit und ohne Windkrafteinspeisung 81

Abbildung 49: Ergebnisse der Analyse des Beitrags der Windkrafteinspeisung zur Spitzenlastdeckung in Deutschland im Jänner und Februar 2009 81

Abbildung 50: Simulationsergebnisse für Frankreich zur Zeit der Spitzenlast im Dezember 2009 82

Abbildung 51: Simulationsergebnisse für Ungarn zur Zeit der Spitzenlast im Dezember 2009 83

Abbildung 52: Simulationsergebnisse für Belgien zur Zeit der Spitzenlast im Jänner 2009 83

12.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Planungshorizonte für Prognoserechnungen bezüglich Versorgungssicherheit des elektrischen Energiesystems ausgewählter Länder in Jahren (Pignon, 2007)	6
Tabelle 2: Verwendete Berechnungsansätze ausgewählter Länder (Pignon, 2007).....	8
Tabelle 3: Gegenüberstellung mittlerer Verfügbarkeitsfaktoren einzelner Erzeugungstechnologien (VGB Power Tech, 2009), (WEC, 2008), (dena, 2010), eigene Berechnung.....	13
Tabelle 4: Geplante Nichtverfügbarkeiten des österreichischen Kraftwerksparks einzelner Kraftwerkstechnologien (APG, 2011)	14
Tabelle 5: Korrelationskoeffizienten ausgewählter Merkmale auf Basis von Monatsreihen (Schüppel, 2010).....	27
Tabelle 6: Vor- und Nachteile der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Primärenergieträgern (Zehner, 2007)	49
Tabelle 7: Vor- und Nachteile ausgewählter Primärenergieträger (Zehner, 2007)	52
Tabelle 8: Ausfallhäufigkeiten für verschiedene thermische Kraftwerkstechnologien (Consentec, 2008).....	53
Tabelle 9: Zusammenfassung möglicher Extremwetter Szenarien mit Auswirkungen für Erzeugung und Verbrauch	61
Tabelle 10: Monatliche Abweichung zum jährlichen Mittelwert der durch Wartungsarbeiten nichtverfügbaren Kraftwerksleistung für Deutschland in GW (ENTSO-E, 2011d).....	69
Tabelle 11: Berücksichtigte nichtverfügbare Leistung durch Primär- und Sekundärregelreserve der Versorgungsgebiete in MW (ENTSO-E, 2010)	70
Tabelle 12: Ermittelte monatliche Heizgradtagefaktoren zur Abschätzung des Einflusses der Kraft-Wärme-Kopplung, eigene Berechnung (eurostat, 2011a)	72
Tabelle 13: Nichtverfügbare Leistung aufgrund von Stromverlust durch Kraft-Wärme-Kopplung in MW	73
Tabelle 14: Analyse der Abweichungen der simulierten Ergebnisse vom empirischen Mittelwert (Konfidenzintervall) zu ausgewählten Versorgungssicherheitsniveaus mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 %.....	77
Tabelle 15: Simulationsergebnisse für die Reservekapazität bei ausgewählten Überschreitungswahrscheinlichkeiten im Vergleich mit (ENTSO-E, 2010)	87
Tabelle 16: Parameter der Normalverteilung zur Simulation der Spitzenlast 2009 (ENTSO-E, 2011d).....	98
Tabelle 17: Kraftwerkspark der untersuchten Länder (Nettoleistung) 2009 (ENTSO-E, 2011d).....	98

12.4 Quellenverzeichnis

- APG, Austrian Power grid. 2011.** <http://www.apg.at/>. [Online] 1 2011. [Zitat vom: 27. 1 2011.] <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/nichtverfuegbarkeiten>.
- Beck, Scherer. 2010.** www.swissgrid.ch. [Online] 12. 04 2010. [Zitat vom: 3. 1 2010.] https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/as_documents.html.
- BMWI. 2008.** *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität.* 2008.
- Bourier. 2006.** *Wahrscheinlichkeitsrechnung und schließende Statistik.* Regensburg : Gabler, 2006.
- Brückl. 2006.** *Wahrscheinlichkeitstheoretische Bestimmung des Regel- und Reserveleistungsbedarfs in der Elektrizitätswirtschaft.* TU München : Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2006.
- Bundesverband WindEnergie e.V. 2011.** www.wind-energie.de. [Online] 2011. [Zitat vom: 27. 1 2011.] <http://www.wind-energie.de/de/technik/entstehung/>.
- Consentec. 2008.** *Gutachten zur Höhe des Regelenergiebedarfs.* Bonn : Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, 2008.
- dena. 2010.** *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung bis 2020 (Aktualisierung).* Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010.
- Douquet, Gonzalez, Lepy. 2008.** *A New Tool for Adequacy Reporting of Electric Systems (ANTARES).* Frankreich : RTE, 2008. C1-305.
- E-Control. 2007.** *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil A.* 1010 Wien, Österreich : Energie-Control GmbH, November 2007.
- . **2008.** *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil B.* 1010 Wien, Österreich : Energie-Control GmbH, Dezember 2008.
- E-control, Wasser- und wärmewirtschaftliche Kennzahlen. 2011.** www.e-control.at. [Online] 2011. http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/kennzahlen_wasser_waerme.
- EEX, European Energy Exchange. 2011.** www.eex.com. [Online] 1 2011. [Zitat vom: 10. 2 2011.] http://www.transparency.eex.com/de/daten_uebertragungsnetzbetreiber/stromerzeugung/tatsaechliche-produktion-solar.
- ENTSO-E. 2010e.** *System Adequacy Forecast 2010-2025.* www.entsoe.eu : ENTSO-E, 2010e.
- . **2010.** *System Adequacy Retrospect 2009.* 2010.
- . **2011.** www.entsoe.eu. [Online] 03. 01 2011. [Zitat vom: 15. 03 2010.] <https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/system-adequacy/>.

- . **2011c.** www.entsoe.eu. [Online] 03. 01 2011c. [Zitat vom: 15. 03 2010.]
<https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/system-adequacy/>.
- . **2011d.** www.entsoe.eu. [Online] 2011d. [Zitat vom: 10. 1 2011.]
<https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/>.
- . **2011b.** www.entso-e.eu. [Online] 2011b. [Zitat vom: 29. 11 2010.]
<https://www.entsoe.eu/system-operations/regional-groups/>.
- Espere, Environmental Science Published for Everybody Round the Earth. 2007.**
 www.atmosphere.mpg.de. [Online] 2007.
http://www.atmosphere.mpg.de/enid/3__Wolken__Partikel_und_Klima/-_Strahlungs-Bilanz_3bo.html.
- eurostat. 2011.** <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>. [Online] 21. 1 2011. [Zitat vom: 15. 1 2011.]
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_SDDS/DE/nrg_esdgr_esms.htm.
- . **2011a.** <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>. [Online] 13. 07 2011a. [Zitat vom: 2. 10 2009.]
http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/product_details/dataset?p_product_code=NRG_ESDGR_M.
- Fabian, Schwarz. 2010.** *Skript zur Vorlesung Diagnostik von Hochspannungskomponenten*. TU Graz : Institut für Hochspannungstechnik, 2010.
- Faulstich, Hahn. 2009.** *Schadensdatenbanken, Fehlerhäufigkeitsanalyse und Prognose von technischen Problemen*. Hamburg : Fraunhofer IWES, BWE-Fachtagung "Service, Wartung und Betrieb", 2009.
- Gutschi, Stigler. 2008.** *Potenziale und Hemmnisse für Power Demand Side Management in Österreich*. TU Graz : Symposium Energieinnovation, 2008.
- Henze. 2006.** *Stochastik für Einsteiger*. Karlsruhe : Friedr. Vieweg & Sohn Verlag, 2006.
- Hütter. 2010.** *Spitzenlastbepreisung und intelligente Zähler*. TU Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2010.
- IAEA. 2009.** *Operating Experience with Nuclear Power Stations in Member States in 2008*. Wien : International Atomic Energy Agency, 2009.
- IAEA, International Atomic Energy Agency, Power Reactor Information System. 2010.**
 www.iaea.org. [Online] 2010. [Zitat vom: 10. 1 2011.] <http://www.iaea.org/programmes/a2/>.
- ISSET. 2008.** *Windenergiereport Deutschland 2008*. Verein an der Universität Kassel e.V. : Institut für solare Energieversorgungstechnik, 2008.
- Kaiser, Timischl. 2001.** *Ingenieur-Mathematik 4*. Wien : dorner, 2001.
- Koch. 2001.** Statistik für Lebensdauerverteilung. [Online] 2001. [Zitat vom: 12. 1 2011.]
www.mathe.tu-freiberg.de/.../Statistik_fuer_Lebensdauerverteilungen_komplett.doc - .

- Konstantin. 2009.** *Praxisbuch Energiewirtschaft.* 2009.
- NERC, North American Electric Corporation Reliability. 2011.** www.nerc.com. [Online] 2011. [Zitat vom: 30. 1 2011.] <http://www.nerc.com/page.php?cid=4> | 43.
- Normungsinstitut. 1991.** *ÖNORM M 7103, Grundbegriffe der Energiewirtschaft, Wasserwirtschaft.* Wien : Österreichisches Normungsinstitut, 1991.
- OeMAG, Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. 2011.** www.oem-ag.at. [Online] 2011. [Zitat vom: 8. 9 2010.] http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/.
- Pignon, Virginie. 2007.** *Investment criteria for generation capacity and interconnections in a regional electricity market.* TU Berlin : 6th Conference on Applied Infrastructure Research (INFRADAY), 5.-6. Oktober, 2007.
- Renner. 2008.** *Skript zur Vorlesung Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme.* TU Graz : Institut für Elektrische Anlagen, 2008.
- RTE. 2011.** www.rte-france.com. [Online] 2011. [Zitat vom: 25. 1 2011.] <http://www.rte-france.com/fr/nous-connaître/qui-sommes-nous/information-in-english#10>.
- RWE Transportnetz, Strom. 2008.** *NERC Prozess für Europa, Welche Regeln gelten für wen?* München : ETG/GMA Tagung: Netzregelung und Systemführung, 05. und 06.März, 2008.
- Sachs, Hedderich. 1972.** *Angewandte Statistik.* Berlin : Springer, 1972.
- Schüppel. 2010.** *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung.* TU Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2010.
- Statistisches Bundesamt Deutschland. 2011.** Genesis-Datenbank. [Online] 1 2011. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- Stigler, Huber, Wulz. 2005.** *Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft.* TU Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2005.
- Stigler, Todem, Bachhiesl. 2004.** *Sicherung der heimischen Elektrizitätsversorgung.* Wien : Beiträge zur Wirtschaftspolitik, Nr. 17, 2004.
- TenneT TSO GmbH. 2011.** www.tennetso.de. [Online] 1 2011. [Zitat vom: 10. 1 2011.] http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Transparenz/Veroeffentlichungen/Netzkennzahlen/Tatsaechliche_und_prognostizierte_Windenergieeinspeisung/index.htm.
- UCTE. 2007.** *System Adequacy Forecast 2007-2020.* 2007.
- **2008a.** *System Adequacy Forecast 2008-2020.* 2008a.
- **2009.** *System Adequacy Methodology.* 2009.
- **2009a.** *System Adequacy Retrospect 2008.* Brüssel : s.n., 2009a.

—. **2009b**. www.entsoe.eu. [Online] 30. 1 2009b. [Zitat vom: 08. 01 2011.]

<https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/system-adequacy/>.

VGB Power Tech. 2009. *Verfügbarkeit von Wärmekraftwerken 1999-2008*. Essen : VGB-TW-103 V, 2009.

WEC. 2008. *Performance of Generating Plant: Managing the Changes*. London : World Energy Council, 2008.

ZAMG, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. 2010. *Datensatz: Lufttemperatur der Landeshauptstädte in Österreich, GZ.: 3231-koi-1749*. 2010.

Zech. 2004. *Einführung in Statistik und Messwertanalyse für Physiker*. Siegen : FB-Physik, 2004.

Zehner. 2007. <http://www.tfd.uni-hannover.de>. *Vorlesung zu Energieanlagen und Kraftwerkstechnik, Institut für Turbomaschinen und Fluid-Dynamik*. [Online] 2007. [Zitat vom: 18. 1 2011.]

<http://www.tfd.uni-hannover.de/70.html>.

13 Anhang

Tabelle 16: Parameter der Normalverteilung zur Simulation der Spitzenlast 2009 (ENTSO-E, 2011d)

	Jan	Feb	Nov	Dez	Historische Lastspitze	Alle Angaben in MW
Österreich	$\mu = 10.200$	$\mu = 9.817$	$\mu = 9.817$	$\mu = 10.232$	10.821	
	$\sigma = 1.058$	$\sigma = 1.052$	$\sigma = 1.058$	$\sigma = 1.081$		
Deutschland	$\mu = 79.572$	$\mu = 79.231$	$\mu = 80.463$	$\mu = 80.914$	79.700	
	$\sigma = 3.882$	$\sigma = 3.865$	$\sigma = 4.140$	$\sigma = 4.142$		
Frankreich	$\mu = 90.757$	$\mu = 81.974$	$\mu = 75.711$	$\mu = 85.473$	92.400	
	$\sigma = 4.050$	$\sigma = 6.990$	$\sigma = 3.618$	$\sigma = 2.581$		
Ungarn	$\mu = 5.907$	$\mu = 5.802$	$\mu = 5.899$	$\mu = 5.955$	6.180	
	$\sigma = 432$	$\sigma = 434$	$\sigma = 418$	$\sigma = 422$		
Belgien	$\mu = 12.620$	$\mu = 12.235$	$\mu = 12.407$	$\mu = 12.857$	14.234	
	$\sigma = 1.034$	$\sigma = 1.022$	$\sigma = 988$	$\sigma = 985$		

Tabelle 17: Kraftwerkspark der untersuchten Länder (Nettoleistung) 2009 (ENTSO-E, 2011d)

Kraftwerkstyp	Deutschland	Österreich	Frankreich	Belgien	Ungarn
	in MW				
Nuklear (PWR)	14.013	--	63.260	5.824	1.859
Nuklear (BWR)	6.471	--	--	--	--
Steinkohle	26.034	1.308	7.942	1.906	330
Braunkohle	20.472	--	--	--	706
Öl	2.200	1.358	9.029	390	1.190
Wind	25.009	1.034	3.854	642	280
(Pump)Speicher	6.805	6.976	7.569	101	--
Laufwasser	3.446	5.159	17.796	1.331	52
BHKW	3.962	501	995	819	825
GuD	16.874	2.470	4.000	4.850	1.353
Gasturbine	5.355	574	3.378	1.255	974
Erdgas	5.247	275	1.819	60	986
Summe	135.888	19.655	119.642	17.178	8.555