

Forschungsinstitut der Forschungsgemeinschaft
für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.

Name der Forschungsstelle

13034 N

AiF-Vorhaben-Nr.

01.09.2001 bis 31.08.2003

Bewilligungszeitraum

Abschlussbericht für den Zeitraum : 01.09.2001 bis 31.08.2003

(Forschungsstelle 1 von 1)

zu dem aus Haushaltsmitteln des BMWA über die



geförderten Forschungsvorhaben

**Probabilistische Simulation von Kosten und Erlösen
im liberalisierten Markt unter Einschluss des
Störungsgeschehens**

Mannheim, 01. Januar 2004

Ort, Datum

Unterschrift des Projektleiters

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Problemstellung und Forschungsziele	4
2.1	Aktuelle Situation	4
2.2	Problemstellung	6
2.3	Forschungsziele.....	7
3	Grundlagen.....	8
3.1	Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse.....	8
3.1.1	Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse.....	8
3.1.2	Ausfallmodelle und Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel	9
3.1.3	Berechnungsverfahren.....	10
3.1.4	Zuverlässigkeitskenngrößen	11
3.2	Verbändevereinbarung	11
3.2.1	Vertragsstruktur.....	12
3.2.2	Bilanzierung	13
4	Kosten- und Erlösmodelle der Marktteilnehmer.....	15
4.1	Übersicht	15
4.2	Kostenmodelle für Netzbetreiber	19
4.2.1	Netznutzungskosten	20
4.2.1.1	Netzverlustkosten	22
4.2.1.2	Systemdienstleistungen	23
4.2.1.3	Regelenergiekosten für Übertragungsnetzbetreiber.....	24
4.2.1.4	Netz- und Umspannungsdienstkosten	27
4.2.2	Netznutzungsentgelte	27
4.2.2.1	Gleichzeitigkeitsgrad.....	28
4.2.2.2	Spezifische Jahreskosten nach dem Kostenwälzungsprinzip	30
4.2.2.3	Netznutzungsentgelte für Kunden	31
4.2.2.4	Leistungs- und Arbeitspreise für Kunden.....	32
4.2.3	Entgangene Erlöse.....	34
4.2.4	Einspeisevergütung für regenerative Einspeisung.....	34
4.2.5	Kompensationsleistungen.....	35
4.2.5.1	Unterbrechungskosten	35
4.2.5.2	Erstattungen und Pönalen.....	36
4.3	Kostenmodelle für Bilanzkreisverantwortliche	37
4.3.1	Bestimmung der Einspeise- und Entnahmeabweichung.....	40

4.3.2	Abrechnung der Bilanzkreisabweichung.....	41
4.4	Kostenmodelle für Erzeuger.....	41
4.4.1	Erzeugungskosten.....	43
4.4.1.1	Brennstoffkosten	43
4.4.1.2	Startkosten.....	45
4.4.2	Entgangene Erlöse.....	46
5	Erweiterung des Simulationsverfahrens.....	46
5.1	Allgemein.....	46
5.2	Kostenbestimmungsalgorithmus	48
5.3	Untersuchung des Verbrauchs- und Einspeiseverhaltens der Kunden	50
5.3.1	Normalbetrieb	51
5.3.2	Gestörter Betrieb und Betrieb mit Versorgungsunterbrechungen	52
6	Exemplarische Untersuchungen	52
6.1	Allgemein.....	52
6.2	Technische Ergebnisse	54
6.3	Wirtschaftliche Ergebnisse	56
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	62
	Literatur.....	65
	Formelzeichen und Nebenzeichen.....	71
	Formelzeichen	71
	Nebenzeichen.....	71
	Abkürzungen.....	72
8	Anhang.....	74
8.1	Netzdaten des Beispielnetzes.....	74
8.1.1	Stationen.....	74
8.1.2	Leitungen.....	77
8.1.3	Transformatoren.....	77
8.1.4	Einspeisungen	78
8.2	Zuverlässigkeitskenndaten	84
8.3	Wirtschaftliche Daten.....	86

1 Einleitung

Die Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes begann mit der Verabschiedung der EU-Richtlinie Elektrizität vom 19. Dezember 1996 [EU 1997]. Mit der Inkraftsetzung des Energiewirtschaftsgesetzes vom 24. April 1998 [EnWG] wurde diese Richtlinie in das deutsche Recht übernommen. Die in dieser Richtlinie aufgestellte Forderung war, die monopolistisch strukturierten Energieversorgungsunternehmen (EVU), die zu diesem Zeitpunkt ohne Wettbewerb die Kunden in ihren Regionen mit elektrischer Energie beliefert haben, in einen Wettbewerbsmarkt zu überführen, bei dem auch Dritte einen diskriminierungsfreien Zugang zu den weiterhin als natürliches Monopol bestehenden Netzen haben. Aus dieser Forderung sind neue Marktteilnehmer mit unterschiedlichen Funktionen, wie z. B. Erzeugung, Transport, Handel und Verkauf elektrischer Energie, entstanden. Die Grundlage der vertraglichen Geschäftsbeziehungen zwischen den Marktteilnehmer bildet die Vereinbarung der Interessenverbände (Verbändevereinbarung II Plus (VV II Plus)) [VDEW et al.], die bereits in der dritten überarbeiteten Form den Marktzugang regelt. Die Regelungen der technischen Anforderungen für den Zugang zu den Netzen sind in dem weiterentwickelten Transmission Code [VDN 2003a], der die Fortentwicklung des Grid Codes der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [DVG] darstellt und dem Metering [VDEW 2000] sowie im Distribution Code [VDN 2003b] für die Verteilungsnetzbetreiber (VNB) definiert.

Durch die Liberalisierung entstand im Energiesektor eine Konkurrenzsituation, in der die Marktteilnehmer - und somit auch die Netzbetreiber - einem steigenden Kostendruck begegnen. Dieser Kostendruck führt zu Sparmaßnahmen in allen Betriebsbereichen und führt zu einer Absenkung der Versorgungsqualität [Van Geert]. Andererseits sind die Kunden, insbesondere auch durch den verstärkten Einsatz sensibler Geräte, mit einer Verschlechterung der gewohnten Versorgungsqualität nicht einverstanden. Aufgrund dieser beiden Forderungen ist es wichtig, das optimale Gleichgewicht zwischen Kostenreduktion und Qualitätsmerkmalen zu finden. Aus diesem Grund müssen die wirtschaftlichen und technischen Aspekte in dieser Fragenstellung kombiniert betrachtet werden.

2 Problemstellung und Forschungsziele

2.1 Aktuelle Situation

Die Liberalisierung der elektrischen Energieversorgung führt zu einem erheblichen Kostendruck auf die beteiligten Unternehmen, der durch Einsparungen in allen Bereichen der Unternehmen umgesetzt wird. Diese Kostenreduktion, wie z. B. bei der Instandhaltung, wirken sich im Allgemeinen negativ auf die Versorgungsqualität aus [Van Geert]. Auf der anderen Seite sind die Kunden sowie die Politik nicht bereit, eine Absenkung der gewohnt hohen Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie zu akzeptieren. Diese beiden Anforderungen, die im Allgemeinen gegenläufig sind, definieren das Spannungsfeld in dem die auf den Energiemarkt beteiligten Unternehmen agieren müssen.

Die Rahmenbedingungen des liberalisierten wettbewerbsorientierten Energiemarktes in Deutschland sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) [EnWG] und der VV II Plus [VDEW et al.] beschrieben. In diesen Regelwerken sind die früheren EVU zu einer Trennung der

Geschäftsbereiche Erzeugung, Transport und Verteilung verpflichtet worden. Diese neu entstandenen Bereiche sind zu einer wirtschaftlich erfolgreichen Vorgehensweise gezwungen.

Auf der anderen Seite spielen die technischen Anforderungen bei der Übertragung und der Versorgung mit elektrischer Energie eine wichtige Rolle. Die Rahmenbedingungen für die Übertragung sind in der Fortentwicklung des Transmission Code [VDN 2003a] und für die Verteilung im Distribution [VDN 2003b] und Metering Code [VDEW 2000] definiert.

Die so definierten wirtschaftlichen und technischen Spielregeln bilden die Grundlage für vertraglich vereinbarten Geschäftsbeziehungen, die die Marktteilnehmer (Erzeuger, ÜNB und VNB, Bilanzkreisverantwortliche (BKV), Händler und Kunde) untereinander eingehen.

Bild 2.1 zeigt schematisch die physikalischen und die vertraglichen Beziehungen zwischen ausgewählten Marktteilnehmern.

Die physikalische Ebene ist die gemeinsame Basis für alle Marktteilnehmer und Grundlage für die Interaktionen zwischen ihnen. Sie beschreibt die durch den Prozess bedingten gegenseitigen Abhängigkeiten und die Möglichkeiten der Einflussnahme. Dem Netzbetreiber kommt eine herausragende Stellung zu, da ihm als Einzigem sämtliche technischen Daten des Systems bekannt sind und er im Normalbetrieb und insbesondere im Störfall Maßnahmen durchführen kann und muss, die sich auf alle anderen Marktteilnehmer auswirken.

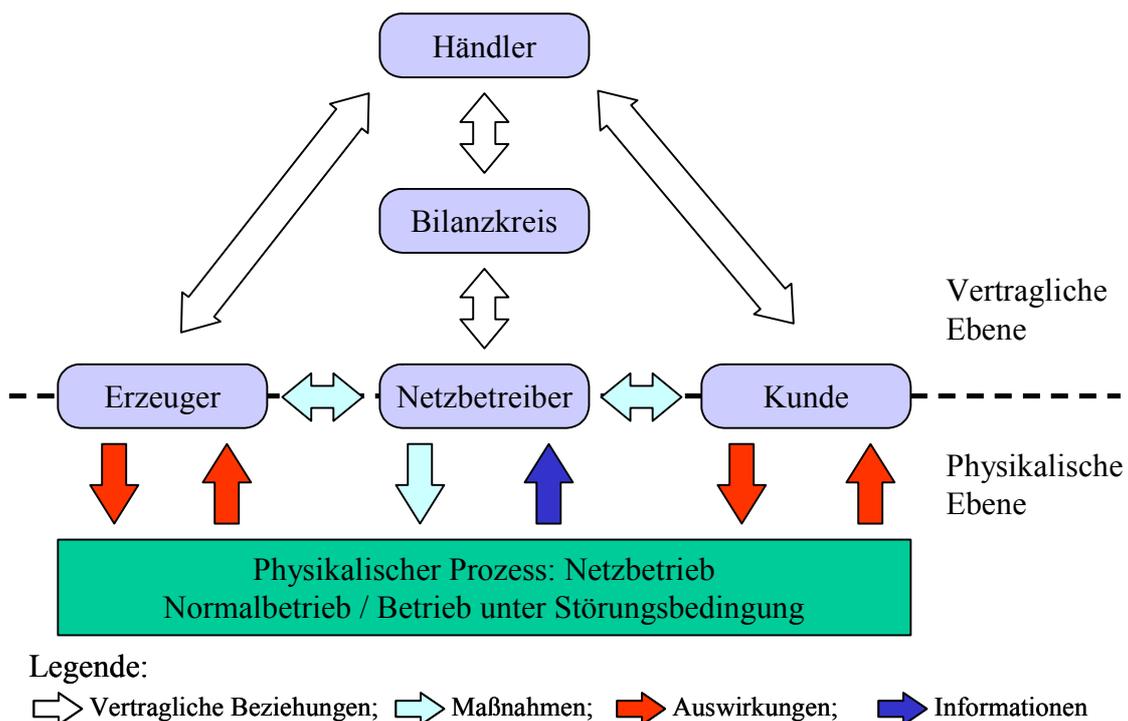


Bild 2.1: Beziehung zwischen den Marktteilnehmern (Auswahl)

Im Gegensatz dazu bestehen auf der vertraglichen Ebene keine Beziehungen zwischen allen Marktteilnehmern. Insbesondere sind die Daten, die den Verträgen zwischen zwei Partnern zugrunde liegen, den anderen Marktteilnehmern in der Regel nicht bekannt. Dem BKV kommt eine besondere Rolle zu, da er für unvorhergesehene Abweichungen zwischen der Prognose und Ist-Entnahme in seinem Bilanzkreis (BK) verantwortlich ist. Zusätzlich wird der Netzbetreiber Verträge mit Erzeugern zur Bereitstellung von Reserveleistung abschließen, um die von ihm geforderten Systemdienstleistungen erbringen zu können.

2.2 Problemstellung

Mit der Liberalisierung der Märkte für die elektrische Energie sind neue Marktstrukturen mit neuen Marktteilnehmern entstanden. Durch die strikte Abgrenzung der Kompetenzbereiche zwischen den einzelnen Teilnehmern sind auch neue Finanzflüsse entstanden. Diese Kosten und Erlöse, die jeder Marktteilnehmer im Zusammenhang mit dem Betrieb des Netzes verbucht, sind in der Verbindung mit den technischen Aspekten weitgehend nicht untersucht worden.

Aus Sicht der Netzbetreiber müssen die Netzkosten und die Kosten zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen durch Erlöse aus der Netznutzung gedeckt werden. Dies gilt sowohl für den ungestörten Normalbetrieb, auch im Falle von Fahrplanabweichungen, als auch für den Betrieb im Störfall, da die Störungsbeseitigung ein Teil der Systemdienstleistungen ist [VDEW et al.].

Bei den jeweiligen Kosten für die Marktteilnehmer, wie z. B. für den erhöhten Bedarf an Regelenergie, stehen in der Regel entsprechende Erlöse gegenüber, die von einem anderen Marktteilnehmer aufgebracht werden müssen. Insbesondere bei Abweichungen vom Normalbetrieb ist es dabei entscheidend, ob die Kosten individualisierbar sind, also dem Verursacher einzelfallbezogen in Rechnung gestellt werden können, oder ob sie pauschalisiert abgerechnet werden müssen.

Die Kosten, die dem Netzbetreiber durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen entstehen, werden über das Netznutzungsentgelt auf die Kunden bzw. BKV umgelegt. Für den Netzbetreiber besteht daher die Notwendigkeit, diese Kosten zu erfassen und transparent darzustellen. Die Inanspruchnahme der Systemdienstleistungen unterliegt, abgesehen von systematischen Fahrplanabweichungen, insbesondere im Störfall stochastischen Gesetzmäßigkeiten. Sie ist daher sowohl in ihrer Häufigkeit als auch bezüglich Art und Umfang der Inanspruchnahme nicht ohne geeignete Simulationswerkzeuge hinreichend genau bestimmbar. Es erscheint daher erforderlich, den Netzbetrieb mit den kostenrelevanten Ereignissen stochastisch zu simulieren. Die daraus resultierenden stochastischen Verteilungen von Kosten und Erlösen erlauben es, z. B. die Kosten von Systemdienstleistungen mit Hilfe der Methoden des quantitativen Risikomanagements zu bestimmen und transparent zu machen.

Derartige Simulationsrechnungen können selbstverständlich nur durch den jeweiligen Netzbetreiber durchgeführt werden, da er als einziger Marktteilnehmer über die notwendigen Daten des technischen Systems und auch über die Abrechnungsdaten und die Vertragsdaten verfügt. Dennoch sind z. B. die störungsbedingt entstehenden Kosten und Erlöse auch für die anderen Marktteilnehmer von Interesse. Dies gilt insbesondere im Störfall, da der ÜNB aufgrund akuter Probleme in Fahrpläne eingreifen kann, sofern die Sicherheit des Systembetriebs dies erfordert [DVG]. Die dadurch beim Netzbetreiber oder bei den von dem Eingriff betroffenen Kraftwerken bzw. Bilanzkreisen entstehenden Mehrkosten trägt, soweit eindeutig ermittelbar und zuzuordnen, der Verursacher. Ansonsten werden diese Kosten vom ÜNB zunächst getragen und als Bestandteil der Netznutzungsentgelte (NNE) verrechnet.

Die kostenmäßige Bewertung der Vorgänge in der physikalischen Ebene erlaubt daher eine verbesserte Beurteilung der wirtschaftlichen Auswirkungen auf die Marktteilnehmer. Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit, die Ergebnisse seiner Analysen als Dienstleistungsangebot zur Verfügung zu stellen.

2.3 Forschungsziele

Ziel des Forschungsvorhabens ist, ein Simulationswerkzeug zu entwickeln, das neben der physikalischen auch eine wirtschaftliche Bewertung betrieblicher Szenarien elektrischer Energieversorgungsnetze unter Einschluss stochastischer Ereignisse erlaubt.

Für die Durchführung der vollständigen Betriebssimulation wird in dieser Forschungsarbeit auf die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung, die bereits eine Monte-Carlo-Simulation zur Bestimmung des Störungsgeschehens verwendet, zurückgegriffen. Die Verwendung der Monte-Carlo-Simulation ermöglicht neben der Berechnung der Erwartungswerte und Streuungen auch die Bestimmung der Verteilungsfunktionen der gesuchten Größen und liefert damit die Voraussetzung für ein quantitatives Risikomanagement. Des Weiteren bietet die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung durch die Möglichkeit der Berechnung von Unterbrechungskosten oder der Implementierung eines Versicherungsmodells gegen Versorgungsunterbrechungen bereits erste Möglichkeiten, wirtschaftliche Kenngrößen in direkter Abhängigkeit vom stochastischen Störungsgeschehen im Netz zu berechnen [Backes; Nick; Sorg]. Diese Aspekte betreffen dabei aber hauptsächlich die Kunden, Aspekte für weitere Marktteilnehmer wie Netzbetreiber, BKV oder Erzeuger fehlen ebenso wie die Berücksichtigung weiterer Betriebszustände.

Um eine zusammenhängende technisch-wirtschaftliche Untersuchung von Netzen zu ermöglichen müssen daher die Modellierungen und Berechnungsverfahren insbesondere um geeignete wirtschaftliche Modelle ergänzt werden. Dazu müssen die Modellierungen und die Berechnungsverfahren, die bisher in der Regel nur technische Aspekte betrachten, um entsprechende Modellierungen zur Bestimmung der Kosten und Erlöse für die Marktteilnehmer ergänzt werden.

Die betrachtenden Kostenarten sind stochastische Kosten wie z. B. Kosten zur Wiederherstellung des Normalbetriebs. Nicht betrachtet werden Kostenarten, die im Rahmen der gegebenen Zielsetzung als konstant angesehen werden können wie z. B. Personalkosten, Investitionskosten, Abschreibungen etc. Beispielsweise werden bei der Bestimmung von Kosten für eine Störungsbeseitigung durch einen Entstörtrupp unternehmensspezifische Pauschalen anzusetzen sein. Der Einsatzbereich soll nicht auf bestimmte Spannungsebenen beschränkt sein und die Netz- und Kraftwerksbetreiber ebenso wie die BKV und gegebenenfalls die Kunden einbeziehen können. Der Schwerpunkt liegt jedoch bei den Netzbetreibern.

Die Bestimmung der Kosten und Erlöse ist von dem jeweiligen Systemzustand abhängig. Somit soll der Systemzustand in einem parametrierbaren Zeitraster (z. B. eine Stunde oder ¼-Stunden) unter Berücksichtigung des stochastischen Einflusses des Störungsgeschehens simuliert werden.

Mit Hilfe solcher leistungsfähiger Berechnungswerkzeuge, die bei der Ermittlung der Kosten und Erlöse im elektrischen Energieversorgungsnetz zur Verfügung stehen werden, wird mehr Transparenz bei der Bestimmung der NNE und der Kosten für Systemdienstleistungen erwartet. Dies ermöglicht quantitative Risikoabschätzungen und eine wirtschaftliche Optimierung aus Sicht der jeweiligen Marktteilnehmer.

3 Grundlagen

Die oben beschriebenen Forschungsziele können aufgrund ihrer Komplexität nur mit umfangreichen rechnergestützten Simulationswerkzeugen bewältigt werden. Derartige Werkzeuge stehen bisher nicht im vollen Umfang zur Verfügung. Die heute verfügbaren Werkzeuge der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung erlauben eine detaillierte und vor allem eine quantitative Beschreibung der Zuverlässigkeit als einem wesentlichen Qualitätsaspekt aus Kundensicht. Sie bietet durch die Möglichkeit der Berechnung von Kosten der Versorgungsunterbrechung bzw. der Implementierung eines Versicherungsmodells gegen Versorgungsunterbrechungen bereits erste Möglichkeiten, wirtschaftliche Kenngrößen in direkter Abhängigkeit von stochastischen Störungsgeschehen im Netz zu berechnen [Backes et al., Sorg et al.]. Diese Aspekte betreffen aber hauptsächlich die Kunden, während die weiteren Marktteilnehmer wie z. B. ÜNB, Erzeuger nicht berücksichtigt sind. Des Weiteren sind nicht alle relevanten Betriebssituationen im Netz, wie z. B. der Normalbetrieb, berücksichtigt.

Die wirtschaftlichen Aspekte des liberalisierten elektrischen Energiemarktes mit den vertraglichen Beziehungen zwischen den einzelnen Marktteilnehmern sind in VV II Plus beschrieben. Ausgehend von diesen wirtschaftlichen Beziehungen können die Kosten- und Erlösmodelle für einzelne Marktteilnehmer erstellt werden.

In diesem Kapitel sollen somit die technischen sowie wirtschaftlichen Grundlagen für die Erstellung der probabilistischen Simulation von Kosten und Erlösen erläutert werden.

3.1 Probabilistische Zuverlässigkeitsanalyse

Seit den 80er-Jahren existieren bereits erste Modelle, Verfahren und Programme zur probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung [Gebler, Wellßow], die sich in erster Linie mit der Betrachtung der 110-kV-Ebene beschäftigt hatten. Die weiterentwickelten und an heutige Gegebenheiten angepassten Programme beherrschen grundsätzlich alle Spannungsebenen und unterstützen die Behandlung von Störungen und Ausfällen in Kraftwerken [Backes, Zdrallek, Sorg, Schwan]. Ausgehend von diesem hohen Entwicklungsstand, der z. B. in dem Programmsystem ZuBer umgesetzt worden ist [FGH], werden die im Weiteren beschriebenen wirtschaftlichen Aspekte in diesem Zuverlässigkeitsberechnungsprogramm implementiert.

Der prinzipielle Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse, die hierfür benötigten Kenndaten mit dazugehörigen Modellen und die resultierenden Kenngrößen sind im Weiteren beschrieben. Diese Aspekte werden in dieser Arbeit nur kurz erläutert. Für detaillierte Beschreibung der Inhalte wird auf [FGH, Schwan] verwiesen.

3.1.1 Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse

Der prinzipielle Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse ist in Bild 3.1 dargestellt. Das vergangene Systemverhalten kann beobachtet werden und dient als Datenbasis für die Analyse. Das Systemverhalten kann aus den betrieblichen Erfahrungen mit Hilfe geeigneter mathematischer Ausfallmodelle des Störungsgeschehens physikalisch beschrieben werden. Diese Ausfallmodelle benötigen eine Datenbasis, die ebenfalls aus den vergangenen Systemverhalten entsprechend gebildet wird. Diese so gewonnenen Zuverlässigkeitskenndaten der jeweiligen Betriebsmittel dienen zusammen mit den topologischen und elektrischen Netzdaten als Eingangsdaten für die Zuverlässigkeitsberechnung.

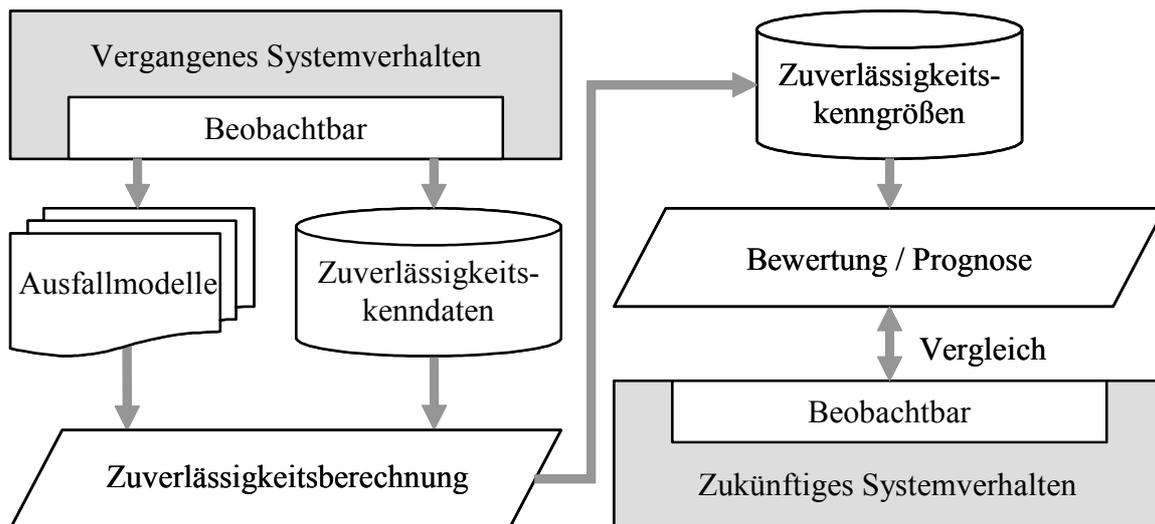


Bild 3.1: Prinzipieller Ablauf einer Zuverlässigkeitsberechnung [Schwan]

Während der eigentlichen Zuverlässigkeitsberechnung werden die Ausfallkombinationen der Netzkomponenten erzeugt. Hierbei stützt sich das Programm auf zwei unterschiedliche Verfahren, und zwar das Analytische Verfahren und das Monte-Carlo-Verfahren. In den beiden Verfahren wird die Versorgungssituation in jedem Störungszustand der einzelnen Kunden beurteilt und im Falle einer Versorgungsunterbrechung geeignete Maßnahmen zur Wiederversorgung des Kunden durchgeführt. Zur Zustandsanalyse stehen neben dem komplexen AC-Lastfluss auch schnellere, dafür aber ungenauere Verfahren, wie der DC-Lastfluss oder der Maximalflussalgorithmus zur Verfügung.

Das Berechnungsprogramm liefert dann als Ergebnis die Zuverlässigkeitskenngrößen, mit deren Hilfe die Versorgungszuverlässigkeit der einzelnen Kunden sowie des Gesamtsystems mit geeigneten Planungskriterien beurteilt sowie eine Prognose über das zukünftige Systemverhalten erstellt werden kann.

3.1.2 Ausfallmodelle und Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel

Eines der Ziele der Zuverlässigkeitsberechnung ist eine möglichst genaue Nachbildung der im Versorgungsnetz auftretenden Störungen. Die detaillierte Beschreibung der Modelle ist in [Zdrallek] präsentiert. Eine kurze Beschreibung ausgewählter Ausfallmodelle wird im Folgenden präsentiert:

- **Unabhängiger Einfachausfall**

Unter einem unabhängigen Einfachausfall versteht man den Ausfall einer einzelnen Komponente. Ein unabhängiger Einfachausfall steht in keinem ursächlichen Zusammenhang zu eventuell zeitgleichen Störungen oder Ausfällen.

- **Common-Mode-Ausfall**

Unter einem Common-Mode-Ausfall wird der gleichzeitige Ausfall mehrerer Auslösbereiche aufgrund einer gemeinsamen Ursache verstanden.

- **Schutzversager**

Ein Mehrelementausfall durch Schutzversager beginnt mit dem Ausfall eines Elementes, i. A. durch Kurzschluss. Das kurzschlussbehaftete Element wird gemäß Schutzkonzept

vom Netzschutz selektiv ausgeschaltet. Unterbleibt dies aber, so übernimmt der Reserve-schutz die Ausschaltung. Dies führt zum Ausfall aller Elemente im Reserveauslösbereich des betroffenen Elements.

- **Schutzüberfunktion mit Mehrfachausfall**

Bei einem Kurzschluss auf einem Betriebsmittel kommt es mitunter durch Teilkurzschlussströme zu Anregungen von Schutzrelais und nicht konzeptgemäßen Ausschaltungen von Schutzbereichen. Das Ausfallmodell Schutzüberfunktion kann also nur als Folgeausfall im Rahmen einer Störungsausweitung auftreten.

- **Mehrfacherdschluss mit Mehrfachauslösung**

Der Mehrelementausfall durch Mehrfacherdschluss wird durch einen stehenden Erdschluss auf dem Element i eingeleitet. Dieses Ausfallmodell existiert daher nur in mit Erdschlusskompensation betriebenen Netzen. Kommt es aufgrund der erhöhten Spannungsbeanspruchung zu einem weiteren einpoligen Fehler auf einem anderen Betriebsmittel, so geht der stehende Erdschluss in einen Doppelerdkurzschluss über, der zu einem Schutzeingriff führt.

Eine breite und verlässliche Datenbasis für diese Ausfallmodelle stellt die VDEW-Störungsstatistik (heute: VDN-Störungsstatistik), die bereits seit 1994 in der erweiterten Form existiert, dar [Böse, VDEW 1997, VDEW 1998, VDEW 1999a, VDEW 1999b, VDEW 2001, VDEW 2002, VDEW 2003]. In der VDN-Störungsstatistik wird das Störungsaufkommen in den öffentlichen Versorgungsnetzen von der 10-kV-Ebene bis zur Spannungsebene 380-kV zusammengetragen.

3.1.3 Berechnungsverfahren

Mit Hilfe der oben vorgestellten Ausfallmodelle und den Zuverlässigkeitskenndaten werden Störungszustände im Netz nachgebildet. Zur Erzeugung der Ausfallkombinationen stützt sich die Zuverlässigkeitsberechnung auf das Analytische Verfahren und das Monte-Carlo-Verfahren.

Die Zustände des Gesamtsystems werden im analytischen Verfahren, auch Enumerationsverfahren genannt, durch die Kombination der Zustände der einzelnen Komponenten gebildet und einer Analyse unterzogen. Bei dem im Programmsystem ZuBer verwendeten Semi-Markov-Prozess als analytischem Verfahren wird vorausgesetzt, dass die Ausfallwahrscheinlichkeiten der Zuverlässigkeitselemente im Netz exponentialverteilt über der Zeit sind und damit unabhängig von der Lage des Intervalls und von der Vorgeschichte des Elements sind [Kochs]. Durch die zeitliche Unabhängigkeit der Zuverlässigkeitselemente kann die Modellierung komplexer, zeitlich aufeinander folgender Ereignisse nicht vollständig durchgeführt werden. Aus diesem Grund wird dieses Verfahren nicht weiter betrachtet, da für die Aufgabenstellung dieser Forschungsarbeit die zeitliche Nachbildung des Systems von essenzieller Bedeutung ist.

Das Simulationsverfahren bildet im Gegensatz zum analytischen Verfahren den betrieblichen Ablauf des zu untersuchenden Systems zeitlich nach. Als Simulationsverfahren besitzt die zeitsequenzielle Monte-Carlo-Methode die größte Bedeutung und ist in [Billinton et al. 1994, Koglin et al. 2003] beschrieben. Die Startpunkte für die Ausfallereignisse werden entsprechend den Zuverlässigkeitskenndaten der einzelnen Komponenten zufällig ermittelt. Entsprechend wird auch die Dauer der Wiederversorgungsmaßnahmen und somit die Aus-Dauer

jeder Ausfallkombination aus den Kenndaten zufällig bestimmt. Im Gegensatz zu den analytischen Verfahren orientiert sich die Bestimmung der Zufallszahlen nicht nur an den Erwartungswerten der Eingangsdaten, es können hier auch beliebige Verteilfunktionen berücksichtigt werden [Zdrallek, Sorg]. Überlappende Ausfälle ergeben sich hier dadurch, dass ein zufälliges Ausfallereignis während einer bestehenden Wiederversorgungsmaßnahme eines davon unabhängigen Ereignisses beginnt. Die Simulation endet mit dem Erreichen einer vorgegebenen Simulationsdauer.

Das Simulationsverfahren bietet somit die Möglichkeit der Modellierung komplexer, zeitlich aufeinander folgender Ereignisse. Für die Modellierung wird hier die Verwendung von Tagesganglinien für die Verbraucher und von Fahrplänen für die Einspeisungen oder auch die Verwendung von zeitabhängigen Ausfall- bzw. Reparaturraten berücksichtigt.

3.1.4 Zuverlässigkeitskenngrößen

Zuverlässigkeitskenngrößen erlauben eine quantitative Beschreibung der Zuverlässigkeit und somit der technischen Bewertung der elektrischen Energieversorgungsnetze. International findet man eine Vielzahl von Kenngrößen im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnungsanwendungen, die unterschiedliche Aussagefähigkeit und Verbreitung haben. Bei der Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit der Kunden bzw. des Gesamtsystems werden die in Tabelle 3.1 gezeigten Zuverlässigkeitskenngrößen, die verschieden stark aggregiert sind, verwendet.

Tabelle 3.1: Zuverlässigkeitskenngrößen

Bezeichnung	Symbol	Einheit
Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen	H_u	1/a
Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen	T_u	h oder min
Nichtverfügbarkeit	Q_u	1 (üblich: min/a)
(Kumulierte) unterbrochene Leistung	L_u	MVA/a
(Kumulierte) nicht zeitgerecht gelieferte Energie	W_u	MVAh/a

Je stärker eine Kenngröße aggregiert worden ist, desto schwieriger ist ihre Interpretation im Bezug auf die Ursache. Im Allgemeinen ist es zur Beurteilung einer gegebenen Aufgabe nicht ausreichend, sich auf eine einzige Kenngröße zu beschränken.

Mit Hilfe der in Tabelle 3.1 dargestellten Kenngrößen lassen sich bei Bedarf weitere Kenngrößen berechnen.

3.2 Verbändevereinbarung

Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Energiemärkte wurde in Deutschland das Energiewirtschaftsgesetz am 24. April 1998 [EnWG] eingeführt. Entsprechend den Vorgaben des Gesetzgebers für die Organisation der Netznutzung auf Vertragsbasis wurde am 22. Mai 1998 die sog. Verbändevereinbarung in ihrer ersten Version [BDI et al. 1998] zwischen den Interessengruppen geschlossen. Nach der Weiterentwicklung im Jahr 1999 [BDI et al. 1999] befindet sich dieses Regelwerk seit 13. Dezember 2001 in einer überarbeiteten Fassung, die die seit der Einführung gewonnenen Erfahrungen in der Marktentwicklung beschreibt.

Im Gegensatz zu anderen liberalisierten Energiemärkten in Europa beschreitet Deutschland bis heute die Marktregelung auf der Basis der Selbstregulierung der Marktpartner ohne eine überwachende Regulierungsbehörde. Anhand des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit vom 31. August 2003 vorgestellten Monitoring-Berichts [BMWA], der als Grundlage für die künftige staatliche Regulierung der Strom- und Gasnetze dienen soll und auf der Grundlage der neuen EU-Beschleunigungsrichtlinien vom 26. Juni 2003 entstanden ist [EU 2003], soll eine Regulierungsbehörde in Deutschland spätestens bis zum 1. Juli 2004 eingerichtet werden. Für die neue Regulierung soll VV II Plus als Grundlage dienen und weitgehend übernommen werden [BMWA].

Der wettbewerbliche Ordnungsrahmen im Energiemarkt wird in VV II Plus gekennzeichnet durch:

- die Trennung von Netznutzung und Stromlieferung
- den diskriminierungsfreien Zugang für jeden Kunden zum gesamten Stromnetz über alle Spannungsebenen gegen Zahlung eines NNE
- die Einrichtung von Bilanzkreisen und Bilanzierung in ¼-h-Takt (Messperiode)
- Preisfindungsprinzipien, die zur strukturellen Vergleichbarkeit der Netzbetreiber führt.

Die Umsetzung dieser Forderungen wird im Weiteren beschrieben.

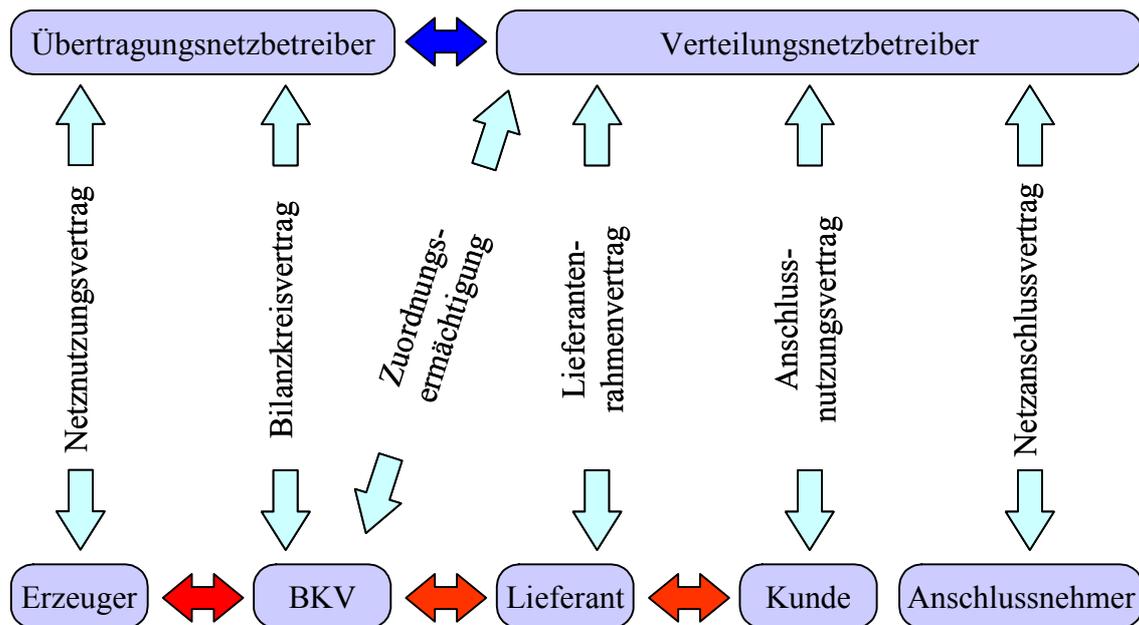
3.2.1 Vertragsstruktur

Eine erhöhte Transparenz im Energiemarkt wird durch die Trennung von Netznutzung und Stromlieferung erreicht. Hierfür muss jeder Netznutzer, getrennt vom Stromliefervertrag, ein Netzanschlussvertrag mit dem Netzbetreiber abschließen. Ausnahme bilden hier die integrierten Stromlieferungs- und Netznutzungsverträge (All-Inclusive-Verträge). Daraus ergeben sich folgende Vertragsbeziehungen zwischen den beteiligten Marktteilnehmern:

- **Netzanschlussvertrag** zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer
- **Anschlussnutzungsvertrag** zwischen Netzbetreiber und letztverbrauchenden Kunden (ist der Kunde personenidentisch mit dem Anschlussnehmer können Netzanschlussvertrag und Anschlussnutzungsvertrag in einem Vertrag geregelt werden)
- **Netznutzungsvertrag** zwischen den Netzbetreiber und dem Lieferanten (All-Inclusive-Verträge) bzw. letztverbrauchenden Kunden
- **Lieferantenrahmenvertrag** zwischen Netzbetreiber und Lieferant
- **Bilanzkreisvertrag** zwischen ÜNB und BKV
- **Verträge** zwischen den Netzbetreibern.

Die aufgelisteten Vertragsbeziehungen sind in Bild 3.2 aus Sicht des Lieferanten dargestellt.

Anhand dieser Vertragsbeziehungen werden im Kapitel 4 die daraus entstehenden finanziellen Flüsse zwischen ausgewählten Marktteilnehmern dargestellt und untersucht. Die ausführliche Beschreibung dieser Vertragsbeziehungen findet sich in [VDN 2002].



Legende:

➔ Strombezugsvertrag; ➔ Datenaustausch- und Netznutzungsvertrag;
 BKV: Bilanzkreisverantwortlicher

Bild 3.2: Vertragsbeziehung bei Netznutzung aus Sicht des Lieferanten [VDN 2002]

3.2.2 Bilanzierung

Der BK, als ein virtuelles Gebilde, fasst alle Einspeise- bzw. Entnahmestellen von z. B. einem Händler innerhalb einer Regelzone sowie Fahrplanlieferungen von und zu anderen Bilanzkreisen zusammen. Der BKV trägt die Verantwortung gegenüber den ÜNB für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Beschaffung und Abgabe in jeder Messperiode, also in einem ¼-h-Takt. Die Abweichungen können z. B. durch das nicht exakt prognostizierte Verbrauchsverhalten der Kunden bzw. Einspeiseverhalten insbesondere der regenerativen Einspeisungen entstehen. Der BKV schließt mit dem zuständigen ÜNB einen Bilanzkreisvertrag ab. Aufgrund dieses Vertrages gleicht der ÜNB die Abweichungen im Bilanzkreis aus und rechnet die zugehörigen Kosten mit dem BKV ab.

Die Bilanzierung der Abweichungen zwischen Beschaffung und Abgabe kann mit Hilfe von zwei unterschiedlichen Modellen durchgeführt werden. Bei dem ersten Modell wird das Toleranzband und zwei Naturalkonten für Hochtarifzone (HT)- bzw. Niedertarifzone (NT)-Arbeit für die Abrechnung der Bilanzabweichung berücksichtigt.

Das Toleranzband ist abhängig vom Bezugswert und der Messperiode. Der Bezugswert ist die jeweilige kumulierte zeitgleiche 15-Minuten-Höchstlast eines Monats aller Entnahmestellen eines BK in einer Regelzone und die Messperiode beträgt $T_M = 15 \text{ min}$ [VDEW et al.]. Der BKV kann hier zwischen einem Standard- bzw. erweiterten Toleranzband, das eine leistungsbezogene Grenze von 5 % bzw. kleiner 20 % des Bezugswertes aufweist, wählen. Das Toleranzband ist in Bild 3.3 dargestellt.

Die Ausgleichsenergie, die die Differenz zwischen den vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung von elektrischer Energie eines BK beschreibt und innerhalb des Toleranzbandes anfällt, wird auf das HT- / NT-Konto

übertragen. Bei der Überschreitung des Toleranzbandes wird die Ausgleichsenergie in zwei Komponenten unterteilt. Die erste Komponente beschreibt die Energie, die unterhalb des Toleranzbandes liegt und auf das HT- / NT-Konto übertragen wird. Die zweite Komponente gibt den Ausgleichsenergieanteil oberhalb des Toleranzbandes sowie ihren Regelleistungsanteil wieder. Bei der Bestimmung der Überschussarbeit wird äquivalent verfahren, wobei die Berücksichtigung der Überschussleistungskomponente nicht stattfindet.

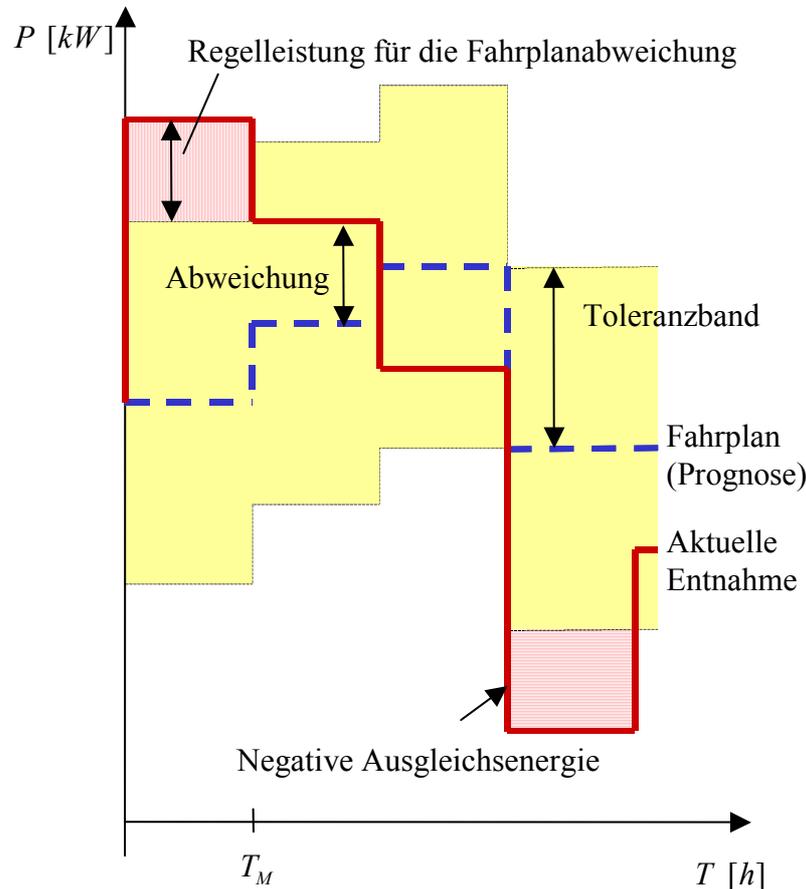


Bild 3.3: Toleranzband und die Einspeise- und Entnahmeabweichungen

Der Abschluss einer Saldierungsperiode wird innerhalb einer Kalenderwoche, die am Montag um 00.00 Uhr anfängt und am Sonntag 24.00 Uhr endet, durchgeführt. Hier gibt es zwei Tarifzonen, die für sich getrennt saldiert werden:

- Wwerktätlich (Mo-Fr) HT: 6 - 22 Uhr, NT: 22 - 6 Uhr
- Sa / So + Feiertage HT: 8 - 13 Uhr, NT: 13 - 8 Uhr.

Bei einer Abweichung können Teile der Ausgleichsenergie, die innerhalb des Toleranzbandes angefallen sind, auf die nächste Saldierungsperiode übertragen werden. Dieses Vorgehen wird als Naturalausgleich bezeichnet. Die Anteile, die über einer vorgegebener Übertragungsgrenze liegen, werden von ÜNB mit asymmetrischen, marktgerechten Arbeitspreisen berechnet und mit spezifischen Arbeitskosten vergütet [VDEW et al.]. Die Abrechnung für die Ausgleichsenergie und Ausgleichsleistung außerhalb des Toleranzbandes erfolgt mit asymmetrischen, marktgerechten Arbeitspreisen [VDEW et al.].

Die Bestimmung des Leistungsbezugswertes für das Toleranzband, der erst am Ende des Abrechnungsmonats bestimmt werden kann, gestaltet sich als recht kompliziert, vor allem wenn der Monatsbeginn in die Mitte der Woche fällt - was auch meistens der Fall ist - und in

einer Woche mit unterschiedlichen Toleranzbändern gerechnet werden muss. Der anfallende Datenaufwand bei der Verwaltung der Naturalkonten mit den Naturalausgleich ist auch erheblich.

Mit der Einführung des Regelenergiemarktes in Deutschland ist eine zweite Bilanzierungsmethode, die den Einsatz symmetrischer Preise für die Ausgleichenergie vorsieht, entstanden. Die Über- bzw. Unterspeisung des BK wird vom ÜNB für jede Messperiode bilanziert und mit gleichen spezifischen Regelenergiekosten ohne den Einsatz einer Leistungskomponente abgerechnet. Somit entfallen die Naturalkonten sowie das Toleranzband. Diese Bilanzierungsmethode wird von den Marktteilnehmern bevorzugt und in dieser Arbeit bei der Bestimmung der Ausgleichenergiekosten für die BK verwendet. Die ausführliche Beschreibung ist im Kapitel 4.3 zu finden.

4 Kosten- und Erlösmodelle der Marktteilnehmer

4.1 Übersicht

Um eine zusammenhängende technisch-wirtschaftliche Untersuchung von Netzen zu ermöglichen, müssen Modellierungen und Berechnungsverfahren in der verwendeten Zuverlässigkeitsberechnungssoftware insbesondere um geeignete wirtschaftliche Modelle ergänzt werden. Ausgehend von den Modellen für den Netzbetreiber, der im Mittelpunkt der Forschungsarbeit steht, sind auch Modelle für den Erzeuger sowie BKV, die einen direkten Einfluss auf den Netzbetrieb haben, entwickelt und implementiert worden. Dabei ist es auch von Bedeutung, die Untersuchung nicht nur auf bestimmte Betriebsituationen – wie z. B. den Normalbetrieb, wie bei üblichen wirtschaftlichen Analysen, oder den gestörten Betrieb, wie in der technischen Zuverlässigkeitsanalyse – zu beschränken. Somit werden alle relevanten Betriebsituationen, wie in Tabelle 4.1 dargestellt, im Versorgungsnetz untersucht.

Die Kosten- und Erlösmodelle, die im weiteren Verlauf beschrieben werden, basieren auf den vertraglich vereinbarten Geschäftsbeziehungen entsprechend Abschnitt 3.2.1, die die Marktteilnehmer untereinander eingehen. Tabelle 4.1 zeigt auf einer Seite die Kosten, die einem Marktteilnehmer entsprechend einer bestimmten Betriebsituation entstehen können, und auf der anderen Seite Erlöse, die er von anderen Teilnehmern zu erwarten hat. Die Kosten, die in der Tabelle 4.1 mit einem (V) gekennzeichnet sind, wie z. B. Kompensationszahlungen des Netzbetreibers für die Kunden bei nicht gelieferter Energie, hängen stark von den bilateral abgeschlossenen Verträgen ab. Die dunkel unterlegten Tabellenfelder kennzeichnen den Verursacher der geänderten Betriebsituation, und somit den Marktteilnehmer, der die Kosten nach dem Verursacherprinzip zu tragen hat.

Tabelle 4.1: Auszug der variablen Kosten der Marktteilnehmer in der Abhängigkeit von der Betriebssituation

Betriebs-situation	Kunde		BKV (Lieferant)		VNB		ÜNB		Erzeuger	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
Normal-betrieb, keine Fahr-planabwei-chungen	Energiekosten		Energiekosten an Erzeuger	Erlöse von Kunde					Brennstoff-kosten	Erlöse von BKV
	NNE an VNB oder an BKV		NNE an VNB	NNE von Kunde	NNE anteilig an ÜNB	NNE von Kunde bzw. BKV	Vorhaltung von System-dienstleistungen und Reser-ven	NNE von VNB	Vorhaltungs-kosten	Erlöse von ÜNB für die Leis-tungsvor-haltung
	NNE an VNB oder an BKV		NNE an VNB	NNE von den Kun-den	Verlustkosten, NNE anteilig an ÜNB	NNE von Kunde bzw. BKV	Verlustkosten	NNE von VNB	Brennstoff-kosten	Erlöse von ÜNB und VNB
Betrieb mit Fahrplanab-weichungen durch er-höhte bzw. verringerte Last	Erhöhter Leistungspreis		Ausgleichs-zahlungen an ÜNB	Erlöse von Kunde mit Leistungs-messung			Aktivierung der Erzeu-gungsreserven und erhöhte Energiekosten	Erlöse vom BKV	Arbeits- und Leistungskos-ten abhängig von Kraft-werkstyp	Erlöse vom ÜNB
Betrieb mit Fahrplanab-weichungen durch stö-rungsbe-dingten Erzeugungsausfall			Erhöhte Ener-giebeschaf-fungskosten	Kompen-sations-zahlungen von Erzeu-ger (V)		Kompen-sations-zahlungen von Erzeu-ger (V)		Kompen-sations-zahlungen von Erzeu-ger (V)	Entgangene Einnahmen für die nicht zeit-gerecht gelie-ferte Energie, Kompensati-onzahlungen an BKV und NB (V)	

Betriebs-situation	Kunde		BKV (Lieferant)		VNB		ÜNB		Erzeuger	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
			Kosten an ÜNB für die Regelreserve				Aktivierung der Übertragungs- bzw. der Erzeugungsreserven	Erlöse vom BKV (Regelenergie)	Start- und Brennstoffkosten	Erlöse von ÜNB für die eingesetzte Regelenergie
Störungsbedingter Netzengpass			Erhöhte Energiebeschaffungskosten	Kompensationszahlungen vom NB (V)	Kompensationszahlungen für die nicht gelieferte Energie an BKV (V)		Kompensationszahlungen für die nicht gelieferte Energie an BKV (V)		Startkosten, Brennstoffkosten	Erlöse von BKV
					Kosten für den geänderten Kraftwerkseinsatz (V)		Kosten für den geänderten Kraftwerkseinsatz (V)		Entgangene Einnahmen für die nicht zeitgerecht abgenommene Energie	Kompensationszahlungen vom Netzbetreiber (V)
					Reparaturkosten, Erhöhte Verlustkosten, entgangene Einnahmen für die Netznutzung		Reparaturkosten, Erhöhte Verlustkosten, entgangene Einnahmen für die Netznutzung			

Betriebs-situation	Kunde		BKV (Lieferant)		VNB		ÜNB		Erzeuger	
	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse	Kosten	Erlöse
Versor-gungsunter-brechung durch Netz-störung	Unterbrechungs-kosten	Erlöse aus Kompen-sations-zahlungen von NB (V)	Erhöhte Ener-giebeschaf-fungskosten	Kompen-sations-zahlungen vom NB (V)	Kompensati-onzahlungen an Kunde und BKV (Unterbre-chungskosten, Pönale) (V)		Kompensati-onzahlungen an Kunde und BKV (Unterbre-chungskosten, Pönale) (V)			
					Kompensati-onzahlungen für die nicht abgenommene Energie an Erzeuger (V)		Kompensationszahlungen für die nicht abge-nommene Energie an Erzeuger (V)		Entgangene Einnahmen für die nicht zeit-gerecht abge-nommene Energie	Kompensa-tionszah-lungen vom Netzbetrei-ber (V)
					Reparaturkos-ten, Erhöhte Verlustkosten, entgangene Einnahmen für die Netznut-zung		Reparaturkos-ten, Erhöhte Verlustkosten, entgangene Einnahmen für die Netznut-zung			

Legende:

- NB : Netzbetreiber gemeinsame Betrachtung von VNB und ÜNB
- (V) : Bilaterale vertragliche Regelung

4.2 Kostenmodelle für Netzbetreiber

Der Netzbetreiber spielt im liberalisierten Markt eine wichtige Rolle. Da er als einziger Marktteilnehmer sämtliche technische Daten des Systems kennt, ist er für den Erhalt des Normalbetriebs und insbesondere für die Behebung des Störfalls verantwortlich. Dies geschieht durch geeignete Schaltmaßnahmen im Netz, die sich auf andere Teilnehmer auswirken können. Des Weiteren ist der Netzbetreiber für die Erfassung, Verarbeitung und die Weiterleitung der relevanten Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten des Netznutzers an berechnete Stellen zuständig [VDEW et al.]. Somit ist er für die gerechte Zuteilung der Kosten nach dem Verursacherprinzip verantwortlich.

In Bild 4.1 sind die Kosten und Erlöse des Netzbetreibers dargestellt. Die Pfeile, die vom Netzbetreiber in dieser Grafik ausgehen, kennzeichnen Belastungen, die der Netzbetreiber an andere Marktteilnehmer entrichten muss bzw. seine internen Kosten. Den Belastungen stehen Einnahmen gegenüber, die mit Pfeilen in Richtung des Netzbetreibers zeigen.

Die Netzkosten, die im Bild 4.1 unter Netzbetreiber-Kosten aufgeführt worden sind, und die Kosten zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen werden durch Erlöse aus der Netznutzung, die von Netzkunden direkt bzw. über den BKV (vgl. Bild 4.2) entrichtet werden, gedeckt. Dies sind die Kosten, die im Normalbetrieb entstehen.

Bei einem Betrieb mit Fahrplanabweichung durch erhöhte Verbraucherlast entstehen dem Netzbetreiber zusätzliche Kosten für die Aktivierung von Erzeugungsreserve. Diese Kosten werden dann verursacherorientiert abgerechnet und entsprechen den Kosten des BKV für die Inanspruchnahme der Ausgleichsenergie.

Der BKV stellt einen Fahrplan für die Entnahme in seinem BK für den Folgetag auf. Hierfür beschafft er seine Energie von einem oder mehreren Erzeugern in derselben Regelzone, in der die Entnahme stattfindet, oder durch einen Import aus anderen Regelzonen. Im Falle eines Erzeugungsausfalls eines Lieferanten und damit verbundenen Fahrplanabweichung entstehen dem Netzbetreiber Kosten für die Aktivierung der Übertragungs- und Erzeugungsreserven bei den Erzeugern, die die Regelenenergiesreserven stellen. Diese Kosten werden von den BKV erstattet.

Bei einem störungsbedingtem Netzengpass muss der Netzbetreiber, entsprechend der vertraglich getroffenen Regelung, die Kosten für die nicht abgenommene Energie und Leistung an den Erzeuger entrichten. Hierbei entstehen ihm zusätzliche Kosten für die Reparatur der störungsbetroffenen Netzkomponenten, eventuell erhöhte Verlustkosten durch die geänderten Lastflussverhältnisse sowie entgangene Erlöse aus der Netznutzung.

Bei einer Versorgungsunterbrechung durch Netzausfall kommen zu den oben beschriebenen Kosten zusätzlich die Kompensationsleistungen an die Kunden, die von den getroffenen vertraglichen Regelungen abhängen. Hierbei kann es sich auch um Pönale handeln, die durch einen Regulator festgelegt worden sind [Brauner, Warren et al.].

In den nächsten Unterkapiteln werden die Bestimmung der einzelnen Kosten, damit verbundene Modelle und ihre Umsetzung in das bestehende Simulationswerkzeug beschrieben.

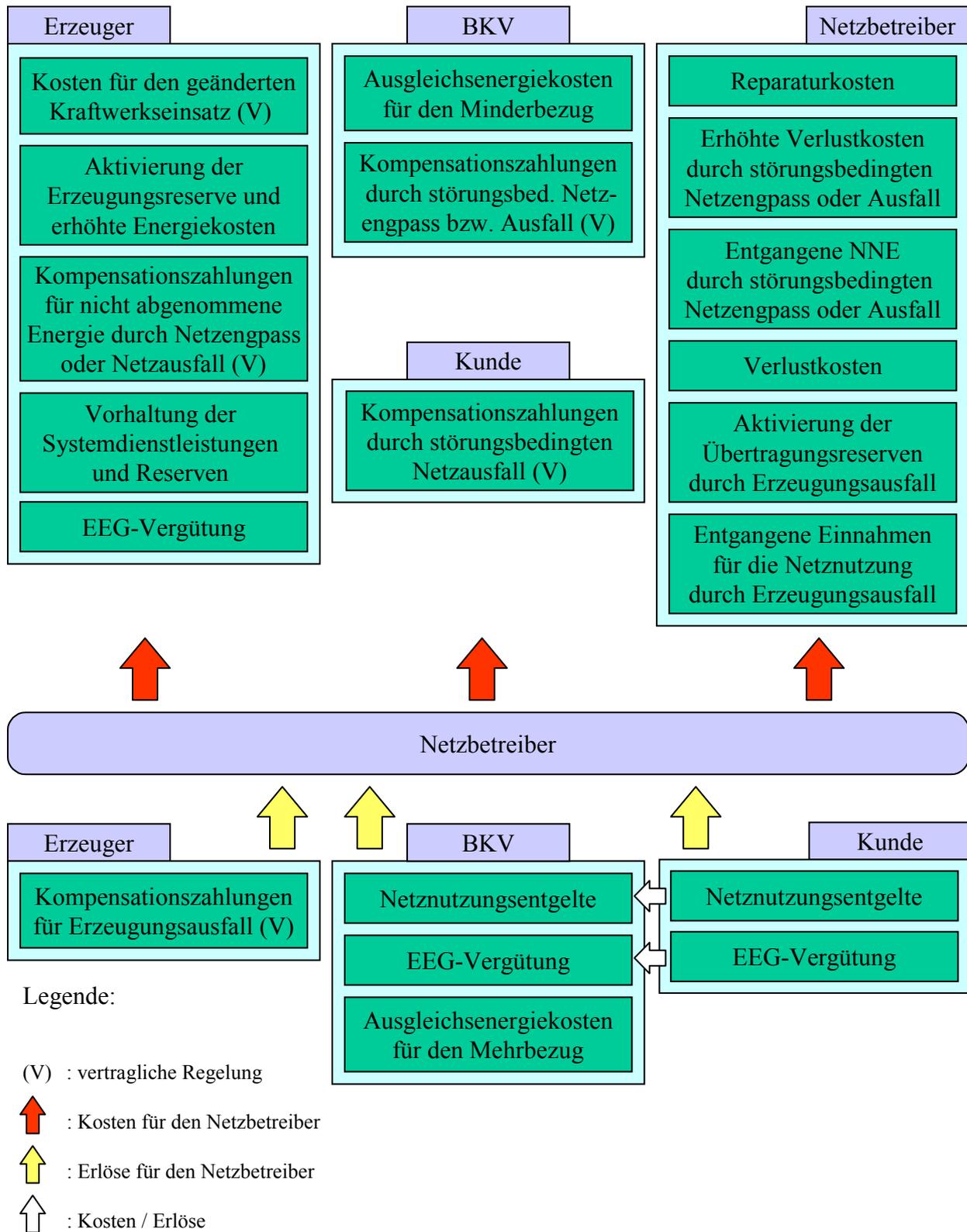


Bild 4.1: Kosten und Erlöse des Netzbetreibers

4.2.1 Netznutzungskosten

Die durch den Erzeuger hergestellte elektrische Energie wird durch ein elektrisches Übertragungs- bzw. Verteilungsnetz zu den Verbrauchern transportiert. Die Kosten, die mit der Errichtung, Betrieb sowie Instandhaltung dieser Netze verbunden sind, sind in den NNE

zusammengefasst. Diese Netznutzungskosten werden nach den Grundsätzen von VV II Plus verbrauchsorientiert in der Form der NNE auf die einzelnen Kunden verteilt [VDEW et al.].

Die Zahlungsströme zwischen den einzelnen Marktteilnehmern für NNE sind in Bild 4.2 dargestellt worden.

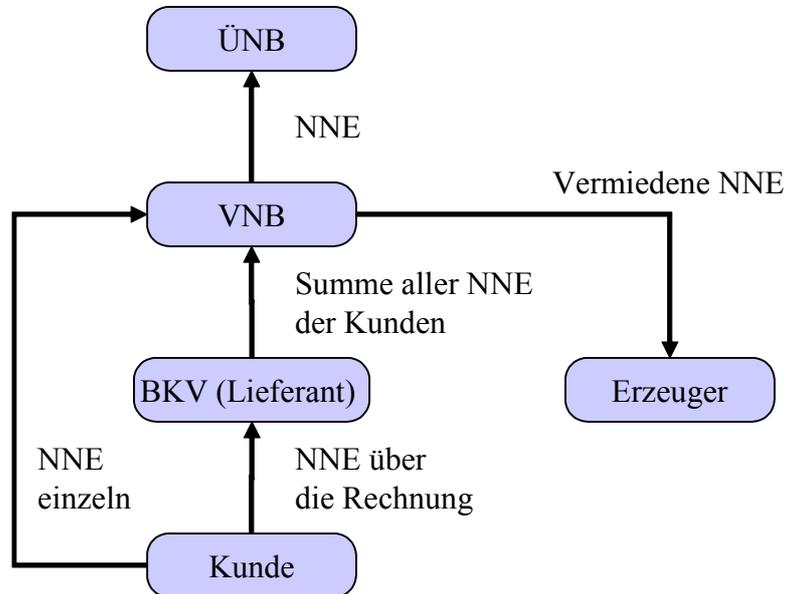


Bild 4.2: Zahlungsströme der NNE zwischen den Marktteilnehmern

Die einzelnen Kunden bezahlen die NNE direkt an den VNB oder über den Lieferanten der elektrischen Energie, der in unserer Betrachtung dem BKV gleichgesetzt wird. Der BKV bildet die Summe aller NNE der einzelnen Kunden und leitet diese Entgelte an den VNB weiter. Der VNB bezahlt anteilig die in Anspruch genommenen überlagerten Netze an den ÜNB sowie die vermiedenen NNE an kleine Erzeuger für die dezentrale Einspeisung.

Die Netznutzungskosten werden jährlich bestimmt und setzen sich wie folgt zusammen:

- **Netz- und Umspannungsdienstkosten**

Diese Kosten umfassen Materialkosten und Fremdleistungen, Personalkosten, Fremdkapitalzinsen, Steuern und sonstige Kosten. Diese Teildienstkosten stehen somit auch für Bau, Instandhaltung und Betrieb der Leitungen, Schaltanlagen und Transformatoren. Sie werden getrennt für jede Netzebene und Umspannung ermittelt.

- **Systemdienstleistungskosten**

Systemdienstleistungen dienen der Gewährleistung eines zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs. Dazu gehören, wie im Bild 4.3 dargestellt, Frequenzhaltung (Primär- und Sekundärregelung), Spannungshaltung, Betriebsführung (einschließlich Messung und Verrechnung zwischen Netzbetreibern) und Versorgungswiederaufbau. Diese Dienste werden vertraglich zwischen den ÜNB und Erzeuger geregelt. Die genauere Beschreibung dieser Kosten befindet sich im Abschnitt 4.2.1.2.

- **Netzverlustkosten**

Bei der Übertragung elektrischer Energie entstehen in den Betriebsmitteln elektrische Verluste, die ausgeglichen werden müssen. Der Netzbetreiber hat somit die Aufgabe, diese Verlustmenge entsprechend den augenblicklichen Verlusten zu beschaffen. Hierfür

wird ein Fahrplan, der sich an der Netzlast orientiert, erstellt. Die Bestimmung dieser Kosten wird im Abschnitt 4.2.1.1 wiedergegeben.

Die beschriebenen Anteile der NNE sowie die Bestandteile der Systemdienstleistungskosten sind in Bild 4.3 grafisch dargestellt worden.

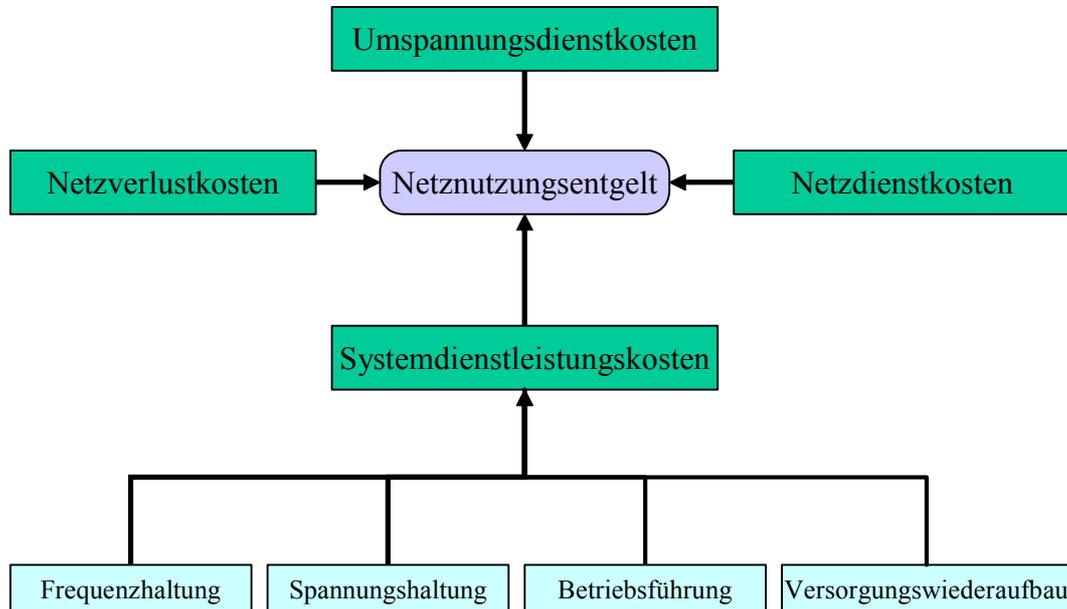


Bild 4.3: NNE und Systemdienstleistungen

4.2.1.1 Netzverlustkosten

Bei den Netzverlusten wird zwischen Arbeits- und Leistungsverlusten unterschieden. Bei der Bewertung des arbeitsspezifischen Anteils kommt noch ein Arbeitsverlustfaktor, der von Höchstlast sowie den Verhalten dieser Lasten in der Betrachtungsdauer abhängig ist, hinzu. Sie werden folgendermaßen berechnet [Nick]:

$$K_{Verlust} = (k_P(T_N) + \varrho \cdot k_E(T_N) T_N) P_{Verlust}^{max} \quad (4.1)$$

$$\varrho = \frac{1}{T_N \cdot (S_{Netz}^{max})^2} \int_0^{T_N} S^2(t) dt \quad (4.2)$$

mit:

$K_{Verlust}$: Netzverlustkosten [€]
T_N	: Betrachtungsdauer [h]
$k_P(T_N)$: leistungsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kW]
$k_E(T_N)$: arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kWh]
$P_{Verlust}^{max}$: Verlustleistung bei Jahreshöchstlast [kW]
ϱ	: Arbeitsverlustfaktor
S_{Netz}^{max}	: Höchstlast in der Betrachtungsdauer T_N [kW]

Die dazu benötigte Verlustleistung wird als Differenz zwischen der eingespeisten Leistung durch die Erzeuger und der abgenommenen Jahreshöchstlast durch die Verbraucher gebildet.

$$P_{Verlust}^{max} = \sum_{Esp} P_{Esp} - \sum_{Kunde} P_{Kunde}^{max} \quad (4.3)$$

mit:

P_{Esp} : eingespeisten Leistung [kW]
 P_{Kunde}^{max} : entnommene maximale Jahreshöchstleistung [kW]

Die spezifischen Kosten werden entsprechend den Zahlenwerten in [Nick] gesetzt. Für die spezifischen Leistungskosten ergibt sich der Wert von 150 €/kW und für die spezifischen Arbeitskosten ein Wert von 0,06 €/kWh.

4.2.1.2 Systemdienstleistungen

Als Systemdienstleistungen werden die für die Funktionstüchtigkeit des Systems unvermeidlichen Dienstleistungen bezeichnet, die zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie notwendig sind und die Qualität der Stromversorgung bestimmen [VDEW et al.]. Die einzelnen Bestandteile der Systemdienstleistungen werden im Weiteren genauer erläutert.

- **Frequenzhaltung**

Die Ausregelung der Frequenzabweichungen, die durch ein Ungleichgewicht zwischen Einspeisung und Entnahme entstehen, nennt man Frequenzhaltung. Mit Hilfe der Primär- und Sekundärregelung und der Nutzung der Minutenreserve in den Kraftwerken wird die Frequenz geregelt. Die einzelnen Regelungsarten und deren Abgrenzung sind im Bild 4.4 dargestellt.

Jede Erzeugungseinheit (z. B. Kraftwerksblock) ab einer Brutto-Nennleistung von 100 MW muss primärregelfähig im Sinne der UCTE-Regel sein [DVG]. Der ÜNB vergütet dem zur Vorhaltung der Primärregelfähigkeit verpflichteten Kraftwerksbetreiber die Kosten für die Errichtung und laufende Instandhaltung dieser technischen Einrichtung (einschließlich messtechnischer Voraussetzung) [DVG].

Die Kosten für die Frequenzhaltung sind nicht individualisierbar, da sie allen direkt und indirekt an das entsprechende Übertragungsnetz angeschlossenen Kunden dient [DVG].

- **Spannungshaltung**

Spannungshaltung ist die Aufrechterhaltung eines akzeptablen Spannungsprofils im Netz. Dies wird durch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz ($\cos \varphi < 0,975$) in der Abhängigkeit vom jeweiligen Blindleistungsbedarfs des Netzes und der Kunden erreicht. Der ÜNB vergütet dem Betreiber der zur Einhaltung dieser Zusatzanforderung verpflichteten Erzeugungseinheit die dadurch entstehenden Mehrkosten, die durch zusätzliche Stromwärmeverluste entstehen [DVG].

Der ÜNB ist berechtigt seine Kosten, die ihm im Zusammenhang mit der Koordination und Erbringung der Systemdienstleistung „Spannungshaltung“ entstehen, zunächst mit Kunden individuell gemäß vereinbarter Bedingungen an der Übergabestelle abzurechnen, und den dadurch noch nicht abgedeckten Teil über die NNE zu verrechnen [DVG]. Bei Unterschreitung eines Leistungsfaktors von $\cos \varphi = 0,9$ induktiv bezahlt der Netzkunde für die darüber hinausgehende Blindleistung ein Entgelt.

- **Versorgungswiederaufbau**

Diejenigen technischen und organisatorischen Maßnahmen, die zur Störungseingrenzung und nach einem Störungseintritt zur Aufrechterhaltung bzw. Wiederherstellung der Versorgungsqualität eingesetzt werden, werden dem Versorgungswiederaufbau zugerechnet. Hier sind noch die Maßnahmen zur Ausrüstung der Erzeugungseinheiten und Netzanlagen im Hinblick auf eventuelle Großstörungen (Wiederaufbaukonzepte) enthalten. Diese Kosten sind nicht individualisierbar und somit im Netznutzungsentgelt enthalten.

- **Betriebsführung**

Zur Betriebsführung als Systemdienstleistung zählen alle Aufgaben des ÜNB im Rahmen der Lastflussregelung, durch den koordinierten Einsatz der Kraftwerkesreserve (z. B. für die Spannungshaltung) und der Netzführung sowie des nationalen/internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen. Weiterhin werden ihr alle Maßnahmen zur Schaffung und zum Unterhalt der notwendigen Voraussetzungen für Zählung und Verrechnung aller erbrachten Leistungen zugerechnet. Diese Kosten sind nicht individualisierbar und somit im Netznutzungsentgelt enthalten.

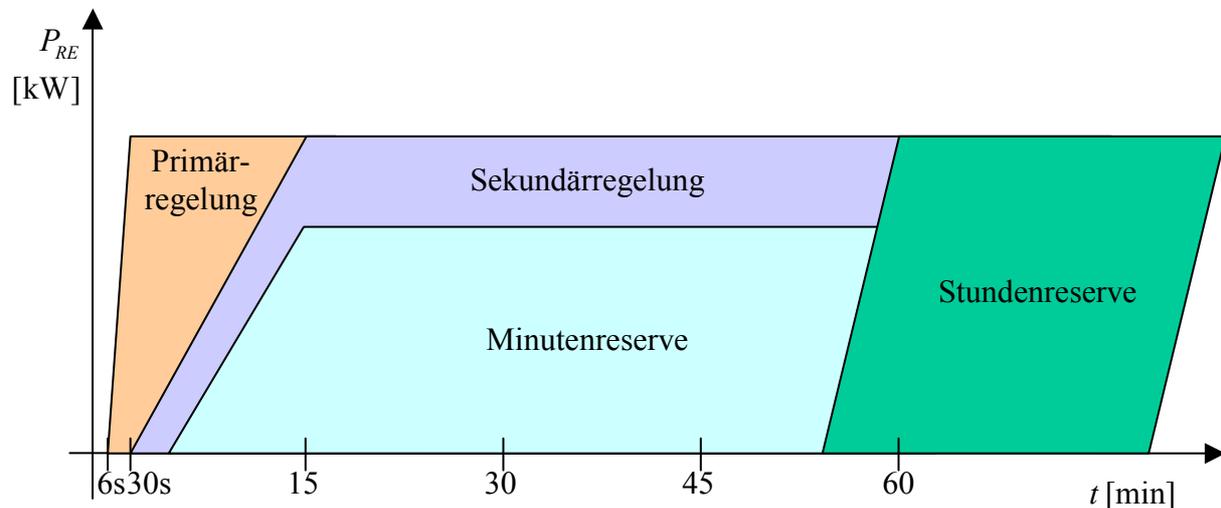


Bild 4.4: Zeitlicher Ablauf und Abgrenzung der einzelnen Regelungsarten

4.2.1.3 Regelleistungskosten für Übertragungsnetzbetreiber

Um die Gewährleistung der oben aufgelisteten Systemdienstleistungen zu garantieren, schließt der ÜNB individuelle Verträge mit den Erzeuger elektrischer Energie über die Vorhaltung der nötigen Regelleistungsreserve ab. Die damit verbundenen Zahlungsströme der Regelleistungskosten zwischen den Marktteilnehmern sind unter Anderen in Bild 4.5 dargestellt.

Bei der Reserve wird zwischen der Primär- und Sekundärregelleistung sowie der Minutenreserve unterschieden. Die Vorhaltung dieser Regelleistung wird zusätzlich zwischen der positiven sowie negativen Komponente mit ihren entsprechenden spezifischen Kosten aufgeteilt. Hieraus ergeben sich folgende Leistungsvorhaltungskosten, die von der Art der Reserve und der abgeschlossenen Verträgen abhängig sind. Die Leistungsvorhaltungskosten für den positiven Bezug der Regelleistung sind in Gleichung (4.4) dargestellt.

$$\dot{K}_{Vorhaltung}^P = \sum_{\text{Erzeuger}} \left(\sum_{\text{Arten}} \dot{k}_{Vorhaltung}^{P,+} \cdot P_{Vorhaltung}^+ + \sum_{\text{Arten}} \dot{k}_{Vorhaltung}^{P,-} \cdot P_{Vorhaltung}^- \right) \quad (4.4)$$

mit:

$\dot{K}_{Vorhaltung}^P$: Leistungsvorhaltungskosten [€/a]

$\dot{k}_{Vorhaltung}^P$: spezifische Kosten der Leistungsvorhaltung [€/kWa]
 $P_{Vorhaltung}$: Vorhalteleistung eines Kraftwerks [kW]

Die Summe der einzelnen Arten der positiven sowie negativen Leistungsvorhaltungskosten über alle Erzeuger, die die Regelreserve stellen, bildet die gesamten Vorhaltungskosten in einem Betrachtungszeitraum. Unabhängig von der Inanspruchnahme der Reserve werden diese Leistungsvorhaltungskosten immer an die Erzeuger, die zu der Vorhaltung in einem bestimmten Zeitraum verpflichtet worden sind, vom ÜNB bezahlt. Diese Kosten sind nicht individualisierbar und somit fließen sie in die NNE ein.

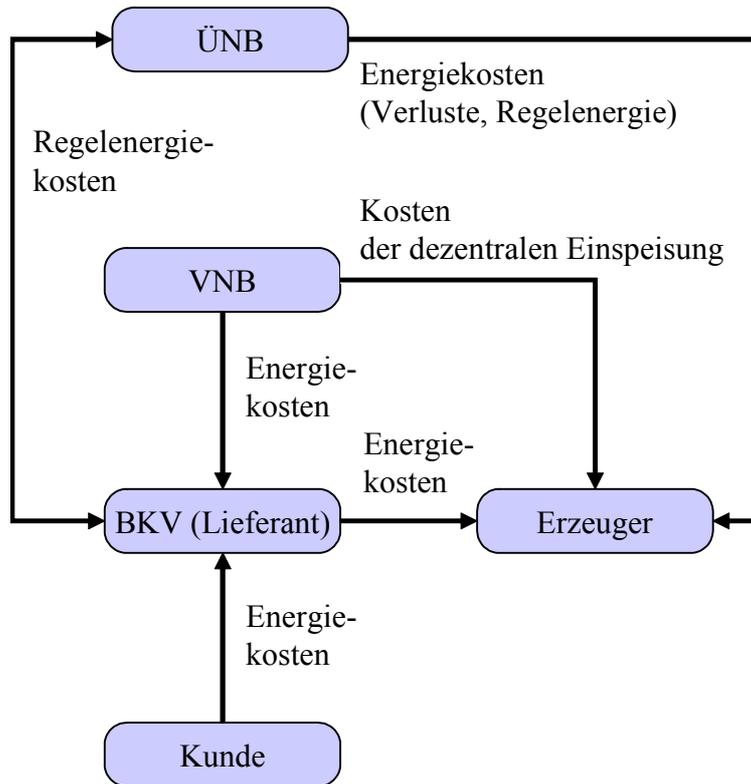


Bild 4.5: Zahlungsströme der Regel- und Energiekosten der Marktteilnehmer

Bei dem Bezug der Regelarbeit wird entsprechend der Leistungsvorhaltung zwischen der positiven und negativen Energie, sowie der Regelart unterschieden, die in der folgenden Tabelle 4.2 dargestellt worden sind. Die dargestellten Leistungsvorhaltungskosten sind wegen der besseren Vergleichbarkeit auf ein Jahr bezogen.

Tabelle 4.2: Beispiel für die erzielten Vorhaltungs- und Regelenergiekosten bei der Ausschreibung der RWE Net vom 28.04.2003 [RWE]

	Primärregelung		Sekundärregelung		Minutenreserve	
	Positiv	Negativ	Positiv	Negativ	Positiv	Negativ
$\dot{k}_{Vorhaltung}^P$ [€/kWa]	151,120	151,120	90,960	24,500	94,270	30,950
$k_{RE.min}^W$ [€/kWh]	-	-	0,064	0	0,180	0
$k_{RE.max}^W$ [€/kWh]	-	-	0,097	0,007	0,890	0
$P_{Vorhaltung}$ [MW]	310	-310	1.230	-1.230	1.030	-760

Bei der Simulation der Kosten werden die Werte für die Abweichung vom Fahrplan aus rechenzeitkritischen Gründen als diskrete Werte, die von der Messperiode abhängig sind, bestimmt. Das Verhalten der Entnahme ist somit während der Messperiode nicht feststellbar. Aus diesem Grund wurde das Modell für den Einsatz der Regelarbeit zeitunabhängig aufgebaut. Da die zeitliche Auflösung nicht gegeben ist, werden die gesamten spezifischen Regelenergiekosten als ein Mittelwert aus den spezifischen Regelenergiekosten für die Sekundärregelung sowie Minutenreserve gebildet und sind in Gleichung (4.5) dargestellt.

$$k_{RE}^W = \begin{cases} \frac{k_{RE,max}^{W,+} - k_{RE,min}^{W,+}}{P_{RE,max}^+} \cdot P_{RE} + k_{RE,min}^{W,+} & \forall P_{RE} > 0 \\ 0 & \forall P_{RE} = 0 \\ \frac{k_{RE,min}^{W,-} - k_{RE,max}^{W,-}}{P_{RE,min}^-} \cdot P_{RE} + k_{RE,max}^{W,-} & \forall P_{RE} < 0 \end{cases} \quad (4.5)$$

mit:

$P_{RE,max}^+ = P_{Vorhaltung,max}^+$ und $P_{RE,min}^- = P_{Vorhaltung,min}^-$ aus Gleichung (4.4)

k_{RE}^W : spezifische Kosten der in Anspruch genommenen Regelenergie für den ÜNB [€/kWh]

$k_{RE,max}^{W,+}$: maximale positive spezifische Kosten der Regelenergie für den ÜNB bei $P_{RE,max}^+$ [€/kWh]

$k_{RE,min}^{W,+}$: minimale positive spezifische Kosten der Regelenergie für den ÜNB bei $P_{RE,min}^+$ [€/kWh]

P_{RE} : vom ÜNB in Anspruch genommenen Regelenergie [kW]

Die spezifischen Regelenergiekosten können somit mit Hilfe von Geradengleichungen beschrieben werden. Bild 4.6 zeigt die spezifischen Regelenergiekosten, die der ÜNB an den Erzeuger für die in Anspruch genommene Regelenergie entrichten muss. Die Steigung der Geraden wird durch die erzielten Ergebnisse für die spezifischen Kosten (vgl. Gleichung (4.4)) bei der maximalen positiven sowie negativen Vorhalteleistung bestimmt.

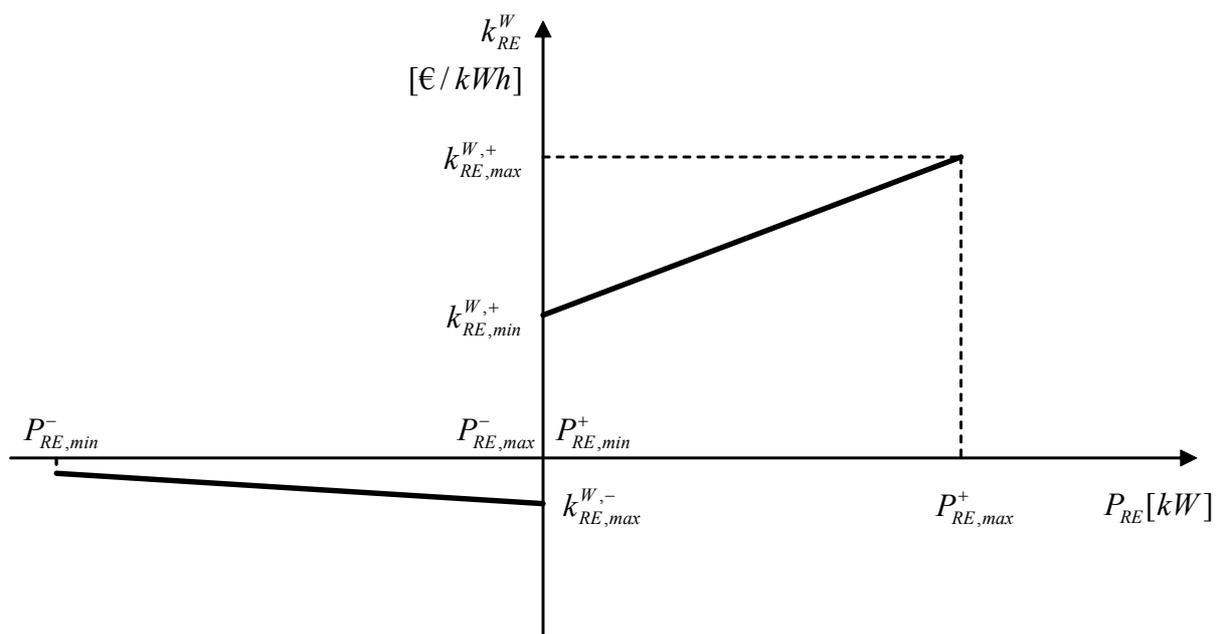


Bild 4.6: Verlauf der spezifischen Regelenergiekosten für den ÜNB

Die gesamten Regelenergiekosten für den ÜNB in einer Messperiode, die nach positiven bzw. negativen Bedarf getrennt sind, sind in Gleichungen (4.6) und (4.7) dargestellt.

$$K_{RE}^{W,+} = k_{RE}^{W,+} \cdot P_{RE}^+ \cdot T_M \quad (4.6)$$

$$K_{RE}^{W,-} = k_{RE}^{W,-} \cdot P_{RE}^- \cdot T_M \quad (4.7)$$

mit:

$K_{RE}^{W,+}$: Regelenergiekosten beim positiven Regelbedarf [€]
$k_{RE}^{W,+}$: spezifische Kosten der Regelenergie für den ÜNB [€/kWh]
T_M	: Messperiode [h]

Bei einem positiven Bezug der Regelarbeit bezahlt der ÜNB einen vereinbarten Arbeitspreis $K_{RE}^{W,+}$ an die Erzeuger entsprechend ihrer eingespeisten Energie. Umgekehrt bezahlen Erzeuger einen Arbeitspreis $K_{RE}^{W,-}$ an den ÜNB bei einem negativen Bezug der Regelarbeit durch den ÜNB.

4.2.1.4 Netz- und Umspannungsdienstkosten

Netz- und Umspannungsdienstkosten umfassen Materialkosten und Fremdleistungen, Personalkosten, Fremdkapitalzinsen, Steuern und sonstige Kosten. Ein Teil dieser Dienstkosten steht für den Bau, Instandhaltung und Betrieb der Leitungen, Schaltanlagen und Transformatoren. Sie werden getrennt für jede Netzebene und Umspannung ermittelt. Diese Kosten werden in dieser Arbeit nicht differenziert und können als konstant angenommen werden.

4.2.2 Netznutzungsentgelte

Die Ermittlung der NNE erfolgt auf Basis kalkulatorischer Kosten, getrennt für Netze und Umspannungen. Dies geschieht nach dem Prinzip der Kostenwälzung, d. h. dass einem Verbraucherkollektiv die Kosten jener Anschlussnetzebene, an der es direkt angeschlossen ist, sowie die Kosten aller darüber liegenden Netzebenen anteilig zugeordnet werden [VDEW et al.]. Die Kostenwälzung betrachtet somit, wie die anfallenden Kosten des Netzbetriebs in NNE umgesetzt werden sollen. Hierfür wurden mehrere Modelle diskutiert.

In der ersten Verbändevereinbarung wurde das Kontraktpfadmodell eingesetzt [BDI et al. 1998]. In diesem Modell wird jede einzelne Transaktion betrachtet, d. h. je weiter die Entfernung zwischen der Einspeise- und Entnahmestelle ist, um so mehr Netzebenenkosten werden für die NNE bezahlt. Dieses Abrechnungssystem erwies sich aber als zu kompliziert und die Verbände haben sich auf ein einfacheres System geeinigt.

Ein transaktionsunabhängiges Modell wurde in der Verbändevereinbarung II und in der Weiterentwicklung VV II Plus vorgestellt und basiert auf einem Punktmodell [VDEW et al.]. In diesem Modell trägt jeder Verbraucher nur die Kosten der Netzebene, an die er angeschlossen ist sowie die Kosten der vorgelagerten Netze und Umspannungen. Umspannungen haben dabei einen Gleichzeitigkeitsgrad von eins, der im Unterkapitel 4.2.2.1 genauer behandelt wird.

Die grenzüberschreitenden Energietransporte werden zwischen Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, Niederlande, Österreich, Portugal, Schweiz, Slowenien und Spanien europaweit einheitlich abgewickelt. Die Abwicklung sieht in dem durch die European

Transmission System Operators (ETSO) vorgestellten Cross-Border-Tariffing (CBT) Modell ein Entgelt für angemeldete Energieexporte in Höhe von 0,50 €/MWh vor [ETSO]. Das Entgelt ist grundsätzlich in der Regelzone zu entrichten, von der aus der erstmalige Export in das benachbarte Ausland durchgeführt wird. Beim Export elektrischer Energie innerhalb der teilnehmenden europäischen Länder wird das Transitentgelt nur einmal erhoben. Bezogen auf Deutschland sind Importe aus Perimeter-Countries¹ in den ETSO CBT-Block Deutschland² sowie Exporte in andere CBT-Blöcke entsprechend dem ETSO CBT Modell entgeltspflichtig. Bei der Entgelterhebung ist zu beachten, dass in den Exportprogrammen zu CBT-Blöcken enthaltene Transite entgeltfrei sind, was durch ein einheitliches Verfahren seitens der deutschen ÜNB gewährleistet wird. Dieses Verfahren beruht auf der Deklaration der Transite durch die BKV.

Neben den Verbrauchern nutzen auch die Erzeuger das Netz. Die NNE für Kraftwerke werden wie auch für die Verbraucher an Hand des Punktmodells berechnet. Zurzeit werden sie aber mit der diskutierten europäischen Regelung auf Null gesetzt.

Daneben stehen auch die Netznutzer mit eigener Stromerzeugung. Dezentrale Erzeugungsanlagen erhalten vom Netzbetreiber ein Entgelt, das den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten NNE in den vorgelagerten Netzebenen entspricht. Diese Netznutzer bestellen separat zur vorzuhaltenden Netzkapazität beim Netzbetreiber Entnahme-Reservenetzkapazität definierter Maximalleistung mit einer zeitlichen Inanspruchnahme von einem Jahr. Die bestellte Reservenetzkapazität muss unabhängig von der Inanspruchnahme bezahlt werden. Hierfür gelten auch Reduktionsfaktoren.

Zur Ermittlung der jährlichen NNE für jeden Verbraucher werden die spezifischen Jahreskosten mit dem Gleichzeitigkeitsgrad (4.2.2.1) korrigiert und können in Arbeits- und Leistungspreise (4.2.2.4) umgewandelt werden.

Zur beachten ist aber, dass die Kosten für Messung und Abrechnung separat vom NNE in Rechnung gestellt werden. Kleinkundengruppen mit Lastprofilen (synthetisches oder analytisches Verfahren) ohne registrierende ¼-h-Zählung tragen verursacherorientiert die entstehenden Kosten für die Regelung und den Ausgleich von Lastprofilabweichungen [VDEW et al.].

4.2.2.1 Gleichzeitigkeitsgrad

Während des Betriebs eines öffentlichen Versorgungsnetzes ist das Auftreten der Einzelhöchstlasten der angeschlossenen Verbraucher verteilt über den gesamten Betrachtungszeitraum. Aus diesem Grund ist die Summe der Einzelhöchstleistungen größer als die Jahreshöchstlast im Netz. Mit Hilfe der Gleichzeitigkeitsgrade erfolgt eine verursacherorientierte Zuordnung der Kosten zwischen der Jahreshöchstleistung und der Summe der Einzelhöchstleistungen. Als statistisch signifikantes Kriterium, das auch leicht messbar ist, hat sich bewährt, dass die Einzelnutzungen nach ihrer jeweiligen Jahresbenutzungsdauer \dot{T}_{Kunde} eingeteilt werden. Die Jahresbenutzungsdauer wird aus dem Quotienten der Jahresarbeit eines Kunden (Verbraucher) zu seiner Jahreshöchstlast entsprechend Gleichung (4.8) gebildet.

¹ Perimeter-Countries für den CBT-Block Deutschland sind DK, S (NORDEL), PL, CZ (CENTREL).

² Der ETSO CBT-Block Deutschland entsprechend CBT setzt sich derzeit aus den Regelzonen EnBW, E.ON Netz, RWE Net und Vattenfall Europe zusammen.

$$\dot{T}_{\text{Kunde}} = \frac{\dot{W}_{\text{Kunde}}}{P_{\text{Kunde}}^{\max}} \quad (4.8)$$

mit:

\dot{W}_{Kunde} : bezogene elektrische Jahresarbeit [kWh/a]
 P_{Kunde}^{\max} : Jahreshöchstlast des Einzelnetznutzers [kW]
 \dot{T}_{Kunde} : Jahresbenutzungsdauer [h/a]

Die Gleichzeitigkeitsgrade $g(\dot{T})$ werden empirisch für den jeweiligen Netzbereich bestimmt und können zwischen null und eins liegen. Man erhält eine Verteilungsfunktion abhängig von der Benutzungsdauer, die üblicherweise durch zwei Geraden entsprechend Bild 4.7 angenähert werden kann. Bei der Bestimmung der Parameter für den Gleichzeitigkeitsgrad muss berücksichtigt werden, dass die Summe der Einzelhöchstleistungen (ggf. mit Netzreserveleistungen für Kraftwerke) multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsgrad die Jahreshöchstlast der Netzebene ergibt:

$$P_{\text{Netz}}^{\max} = \sum_{\text{Kunde}} P_{\text{Kunde}}^{\max} \cdot g_{\text{Kunde}}(\dot{T}) \quad (4.9)$$

mit:

P_{Netz}^{\max} : Jahreshöchstlast der Netzebene [kW]
 $g_{\text{Kunde}}(\dot{T})$: Gleichzeitigkeitsgrade

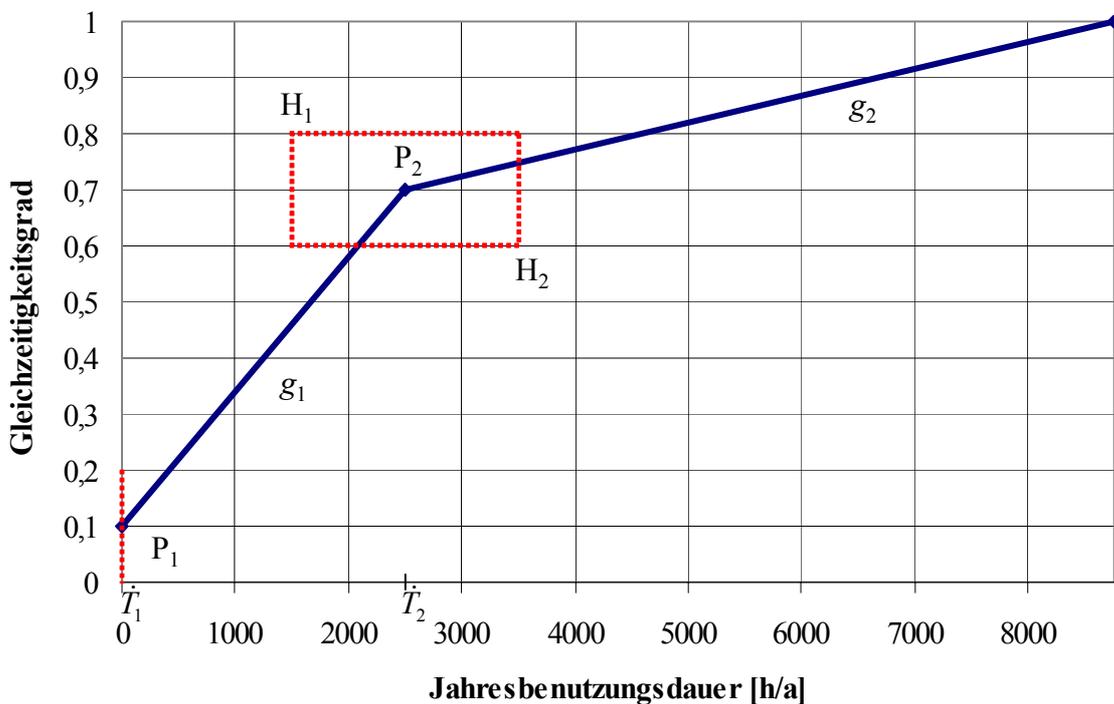


Bild 4.7: Gleichzeitigkeitsgrad [VDEW et al.]

Ausgehend von dieser Beziehung ergibt sich für jeden Netznutzer ein unterschiedlicher Gleichzeitigkeitsgrad für eine bestimmte Spannungsebene. Nach [VDEW et al.] soll der Schnittpunkt P_2 der netzbereichsindividuellen Nahrungsgeraden in einem Rechteckfenster mit den diametralen Eckpunkten H_1 und H_2 entsprechend Bild 4.7 liegen. Der Wertebereich des

Schnittpunktes kann zwischen $1500 \text{ h/a} \leq \dot{T}_2 \leq 3500 \text{ h/a}$ liegen und somit für den Gleichzeitigkeitsgrad an dieser Stelle $0,6 \leq g(\dot{T}_2) \leq 0,8$ betragen.

Der erste Punkte P_1 mit $g_1(\dot{T}_1 = 0 \text{ h/a})$ liegt zwischen 0 und 0,2 und für die zweite Gerade liegt der Endpunkt bei $g_2(\dot{T} = 8760 \text{ h/a}) = 1$. Die zugehörigen Geradengleichungen bei gleichem Schnittpunkt zwischen den beiden Geraden lauten dann:

$$g_1(\dot{T}) = g(\dot{T}_1) + \frac{g(\dot{T}_2) - g(\dot{T}_1)}{\dot{T}_2} \cdot \dot{T} \quad \forall \dot{T} \leq \dot{T}_2 \quad (4.10)$$

$$g_2(\dot{T}) = (1 - 8760 \cdot m) + m \cdot \dot{T} \quad \forall \dot{T} > \dot{T}_2 \quad \text{mit } m = \frac{1 - g(\dot{T}_2)}{8760 - \dot{T}_2} \quad (4.11)$$

Mit Hilfe dieser beiden Geradengleichungen lässt sich der Gleichzeitigkeitsgrad für jeden Netznutzer entsprechend seiner Jahresbenutzungsdauer ausrechnen.

4.2.2.2 Spezifische Jahreskosten nach dem Kostenwälzungsprinzip

Nach dem Prinzip der Kostenwälzung werden die anfallenden Kosten des Netzbetriebs für jede Spannungsebene in NNE umgesetzt. Die Grundlage der NNE bilden die spezifischen Jahreskosten, auch Leistungspreise genannt, der jeweiligen Netzebene. Damit einheitliche Kriterien vorherrschen, wird die kostenrechnerische Abgrenzung der Kostenstellenbereiche in Umspannung und Netzbereich unterteilt. Um diese spezifischen Kosten zu bestimmen werden die absoluten Kosten der zu untersuchenden Netzebene, ggf. die Erstattungen für die Durchleitungen der Energie und die absoluten Kosten der vorgelagerten Netzebene in Abhängigkeit der auftretenden Jahreshöchstlast aus Gleichung (4.9) bestimmt.

$$\dot{k}_{\text{Netz}} = \frac{\dot{K}_{\text{Netz}} + \dot{E}_{\text{Trans}} + \dot{K}_{V-\text{Netz}|\text{Netz}}^{\text{ges}}}{P_{\text{Netz}}^{\text{max}}} \quad (4.12)$$

mit:

\dot{k}_{Netz}	: spezifische Jahreskosten für die Netzebene [€/kWa]
\dot{K}_{Netz}	: absolute Kosten der jeweiligen Netzebene in einem Jahr [€/a]
$\dot{K}_{V-\text{Netz} \text{Netz}}^{\text{ges}}$: absolute Gesamtkosten der vorgelagerten Netzebene und der Umspannung bezogen auf die untersuchte Netzebene in einem Jahr [€/a]
\dot{E}_{Trans}	: Erstattungen für die Transite in der Netzebene in einem Jahr [€/a]

Die Gesamtkosten der vorgelagerten Netzebene $\dot{K}_{V-\text{Netz}|\text{Netz}}^{\text{ges}}$ aus Gleichung (4.12) setzen sich aus der Summe der Kosten für die Umspannung sowie der vorgelagerten Netzebene bezogen auf die verbrauchte Leistung in der untersuchten Netzebene zusammen. Sie werden entsprechend Gleichung (4.13) gebildet.

$$\dot{K}_{V-\text{Netz}}^{\text{ges}} = \dot{K}_{V-\text{Netz}|\text{Netz}} + \dot{K}_{V-\text{Netz} / \text{Netz}|\text{Netz}} \quad (4.13)$$

mit:

$\dot{K}_{V-\text{Netz} \text{Netz}}$: Kosten der vorgelagerten Netzebene bezogen auf die untersuchte Netzebene in einem Jahr [€/a]
$\dot{K}_{V-\text{Netz} / \text{Netz} \text{Netz}}$: Kosten der Umspannung von der vorgelagerten Netzebene in die Netzebene bezogen auf die untersuchte Netzebene in einem Jahr [€/a]

Die Kosten der vorgelagerten Netzebene ergeben sich aus ihren spezifischen Kosten entsprechend Gleichung (4.12), sowie den Gleichzeitigkeitsgrad der vorgelagerten Netzebene und der maximalen Jahreshöchstleistung, die in die zu untersuchende Netzebene übertragen wurde.

$$\dot{K}_{V-Netz|Netz} = \dot{k}_{V-Netz} \cdot g_{V-Netz} \cdot P_{Netz}^{max} \quad (4.14)$$

mit:

$$\begin{aligned} \dot{k}_{V-Netz} &: \text{spezifischen Jahreskosten für die vorgelagerte Netzebene [€/kWa]} \\ g_{V-Netz} &: \text{Gleichzeitigkeitsgrad der vorgelagerten Netzebene} \end{aligned}$$

Äquivalent zu Gleichung (4.14) werden die Kosten der Umspannung von der vorgelagerten Netzebene bezogen auf die untersuchte Netzebene bestimmt, wobei der Gleichzeitigkeitsgrad in der Umspannung nach [VDEW et al.] auf eins gesetzt werden kann. Hier gilt die folgende Beziehung:

$$\dot{K}_{V-Netz / Netz|Netz} = \dot{k}_{V-Netz / Netz} \cdot g_{V-Netz / Netz} \cdot P_{Netz}^{max} \quad (4.15)$$

mit:

$$\begin{aligned} \dot{k}_{V-Netz / Netz} &: \text{spezifischen Jahreskosten für die Umspannung von der vorgelagerten} \\ &\quad \text{Netzebene in die Netzebene [€/kWa]} \\ g_{V-Netz / Netz} &: \text{Gleichzeitigkeitsgrad der Umspannung} \end{aligned}$$

Die in Gleichung (4.15) benötigten spezifischen Jahreskosten der Umspannung sind proportional zu den absoluten Kosten der Umspannung von der vorgelagerten Netzebene und hängen von der umgesetzten maximalen Jahreshöchstleistung der Netzebene in der Umspannung ab:

$$\dot{k}_{V-Netz / Netz} = \frac{\dot{K}_{V-Netz / Netz}}{P_{V-Netz / Netz}^{max}} \quad (4.16)$$

mit:

$$\begin{aligned} \dot{K}_{V-Netz / Netz} &: \text{absolute Kosten der Umspannung von der vorgelagerten Netzebene in} \\ &\quad \text{die Netzebene [€/a]} \\ P_{V-Netz / Netz}^{max} &: \text{Jahreshöchstlast in der Umspannung [kW]} \end{aligned}$$

4.2.2.3 Netznutzungsentgelte für Kunden

Nach dem Punktmodell spielt die Entfernung zwischen Einspeisung und Entnahme keine Rolle. Mit der Kenntnis der Berechnung der spezifischen Kosten für jede Netzebene aus Gleichung (4.12) und der Umspannung aus dem vorherigen Abschnitt können die jeweiligen Entgelte, die der Netzbetreiber von einzelnen Kunden zu erwarten hat, berechnet werden. Für die Bestimmung dieser Entgelte wird außerdem noch der Gleichzeitigkeitsgrad g_{Netz} , der vom Netzbetreiber für die jeweiligen Entnahmestellen festgelegt wird, sowie die maximale Jahreshöchstlast des Kunden P_{Kunde}^{max} benötigt. Für die Entgelte für die Entnahme in der bestimmten Netzebene gilt dann:

$$\dot{K}_{Kunde}^{NNE} = \dot{k}_{Netz} \cdot g_{Netz} \cdot P_{Kunde}^{max} \quad (4.17)$$

und für die Entnahme an der Umspannung zu der untergelagerten Netzebene:

$$\dot{K}_{Kunde}^{NNE} = \dot{k}_{Netz} \cdot g_{Netz} \cdot P_{Kunde}^{max} + \dot{k}_{Netz/U-Netz} \cdot P_{Kunde}^{max} \quad (4.18)$$

mit:

\dot{K}_{Kunde}^{NNE}	: Kosten der Netznutzung des Kunden [€/a]
\dot{k}_{Netz}	: spezifischen Jahreskosten der Entnahmespannungsebene [€/kWa]
$\dot{k}_{Netz/U-Netz}$: spezifischen Jahreskosten für die Umspannung von der vorgelagerten Netzebene in die Netzebene [€/kWa]
g_{Netz}	: Gleichzeitigkeitsgrad der betrachteten Netzebene

Diese Berechnung kann auch mit Hilfe der Geradengleichungen (4.10) und (4.11) für den Gleichzeitigkeitsgrad (vgl. 4.2.2.1) durchgeführt werden, wobei die Geradengleichungen $g_{1/2}(\dot{T}_{Kunde})$ von der Jahresbenutzungsdauer des Kunden \dot{T}_{Kunde} abhängig sind.

$$\dot{K}_{Kunde}^{NNE} = \dot{k}_{Netz} \cdot P_{Kunde}^{max} \cdot g_{1/2}(\dot{T}_{Kunde}) \quad (4.19)$$

Der direkte Vergleich der Entgelte für die Kunden ist mit den Gleichungen (4.17) bis (4.19) nicht unmittelbar gegeben. Somit werden diese Entgelte auf die bezogene Arbeitsmenge der Kunden umgerechnet und in Gleichung (4.20) als sogenannte spezifische NNE dargestellt.

$$k_{Kunde}^{NNE} = \frac{\dot{K}_{Kunde}^{NNE}}{P_{Kunde}^{max} \cdot \dot{T}_{Kunde}} = \frac{\dot{K}_{Kunde}^{NNE}}{\dot{W}_{Kunde}} \quad (4.20)$$

mit:

k_{Kunde}^{NNE}	: spezifische Kosten der Netznutzung des Kunden bezogen auf die Arbeitsmenge [€/kWh]
-------------------	--

Die Netznutzer, die eine zeitlich begrenzte hohe Leistungsaufnahme haben, der in der übrigen Zeit deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht, können im Vorfeld auf das **Monatsleistungspreissystem** wechseln. Der Monatsleistungspreis bei dieser atypischen Netznutzung beträgt ein Sechstel der Jahresleistungspreise für die hohe Benutzungsdauer. Diese Art des Netznutzungsentgelts wird hier nicht weiter untersucht.

4.2.2.4 Leistungs- und Arbeitspreise für Kunden

Um die Kosten für den Netznutzer transparenter zu gestalten, stellt der Netzbetreiber die Kosten für die Netznutzung mit Hilfe von Arbeits- und Leistungskosten dar. Die Leistungs- und Arbeitspreise werden mit Hilfe der Geradengleichungen (4.10) und (4.11) für den Gleichzeitigkeitsgrad, der von der Benutzungsdauer abhängig ist, berechnet. Mathematisch kann eine Gerade mit der Verschiebung ihres Schnittpunktes gegen den Koordinatenursprung auf der Ordinate und ihrer Steigung wiedergegeben werden. Die für die Gleichung des Gleichzeitigkeitsgrades angepasste Darstellung der Geradengleichung ist in Gleichung (4.21) wiedergegeben.

$$g_i(\dot{T}_{Kunde}) = b_i + m_i \cdot \dot{T}_{Kunde} \quad (4.21)$$

mit:

m_i	: Steigung der Gerade abhängig von \dot{T}_{Kunde}
b_i	: Verschiebung abhängig von \dot{T}_{Kunde}

Über das Netznutzungsentgelt aus Gleichung (4.19) ergibt sich:

$$\dot{K}_{Kunde}^{NNE} = \dot{k}_{Netz} P_{Kunde}^{max} \cdot (b_i + m_i \cdot \dot{T}_{Kunde}) \quad (4.22)$$

$$\dot{K}_{Kunde}^{NNE} = \dot{k}_{Netz} b_i P_{Kunde}^{max} + \dot{k}_{Netz} m_i \dot{W}_{Kunde} \quad (4.23)$$

Nach dem Ausmultiplizieren der Gleichung (4.22) ergeben sich zwei neue Multiplikationsfaktoren, die von der Leistungs- bzw. Arbeitskomponente stehen. Aus Gleichung (4.23) ergibt sich für den spezifischen Leistungspreis \dot{k}_{Netz}^L [€/kWa]:

$$\dot{k}_{Netz}^L = \dot{k}_{Netz} b_i \quad (4.24)$$

und mit Hilfe der bestimmten Größen aus den Gleichungen (4.10) und (4.11) ergibt sich ein spezifischer Leistungspreis für die entsprechende Jahresbenutzungsdauer zu:

$$\dot{k}_{Netz}^L = \begin{cases} \dot{k}_{Netz} g(\dot{T}_1) & \forall \dot{T}_{Kunde} \leq \dot{T}_2 \\ \dot{k}_{Netz} \left(1 - 8760 \cdot \frac{1 - g(\dot{T}_2)}{8760 - \dot{T}_2} \right) & \forall \dot{T}_{Kunde} > \dot{T}_2 \end{cases} \quad (4.25)$$

Für den spezifischen Arbeitspreis \dot{k}_{Netz}^W [€/kWh] gilt dann:

$$\dot{k}_{Netz}^W = \dot{k}_{Netz} m_i \quad (4.26)$$

bzw.:

$$\dot{k}_{Netz}^W = \begin{cases} \dot{k}_{Netz} \frac{g(\dot{T}_2) - g(\dot{T}_1)}{\dot{T}_2} & \forall \dot{T}_{Kunde} \leq \dot{T}_2 \\ \dot{k}_{Netz} \frac{1 - g(\dot{T}_2)}{8760 - \dot{T}_2} & \forall \dot{T}_{Kunde} > \dot{T}_2 \end{cases} \quad (4.27)$$

Im Folgenden wird ein Beispiel für die Umwandlung in den Leistungs- und Arbeitspreis vorgestellt. Unterstellt man für einen Netzbereich ein Netznutzungsentgelt von 29 €/kWa, dann lässt sich für den in der Grafik aus Bild 4.7 beispielhaft gezeigten Gleichzeitigkeitsgrad das Netznutzungsentgelt für die Jahresbenutzungsdauer bis und über $\dot{T}_{Grenz} = \dot{T}_2 = 2500 \text{ h/a}$ als Leistungs-/Arbeitspreisregelung darstellen.

Die Geradengleichungen $g_{1/2}(\dot{T}_{Kunde})$ aus den Gleichungen (4.10) und (4.11) sind entsprechend der Jahresbenutzungsdauer des Kunden \dot{T}_{Kunde} nachfolgend dargestellt:

$$\begin{aligned} \dot{T}_{Kunde} \leq \dot{T}_{Grenz} & & \dot{T}_{Kunde} > \dot{T}_{Grenz} \\ g_1(\dot{T}_{Kunde}) = 0,1 + \frac{0,6}{2500 \text{ h/a}} \dot{T}_{Kunde} & & g_2(\dot{T}_{Kunde}) = 0,58 + \frac{0,42}{8760 \text{ h/a}} \dot{T}_{Kunde} \end{aligned}$$

Das Netznutzungsentgelt für die untersuchte Spannungsebene in spezifischen Leistungs- bzw. Arbeitspreisen beträgt dann entsprechend den Gleichungen (4.25) und (4.27):

$$\dot{k}_{Netz}^L = 2,9 \frac{\text{€}}{\text{kWa}} \quad \text{und} \quad \dot{k}_{Netz}^W = 0,007 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad \forall \dot{T}_{Kunde} \leq \dot{T}_{Grenz}$$

$$\dot{k}_{\text{Netz}}^L = 16,82 \frac{\text{€}}{\text{kWa}} \text{ und } k_{\text{Netz}}^W = 0,00139 \frac{\text{€}}{\text{kWa}} \forall \dot{T}_{\text{Kunde}} > \dot{T}_{\text{Grenz}}$$

4.2.3 Entgangene Erlöse

Bei einem störungsbedingtem Netzengpass oder einem Netzausfall kann der Netzbetreiber den Transport der elektrischen Energie nicht gewährleisten. Dadurch entgehen dem Netzbetreiber Erlöse für die Netznutzung. Bei der Betrachtung des Netzausfalls werden die betroffenen Kunden nicht versorgt und erfahren eine Versorgungsunterbrechung. Ein Netzengpass liegt dann vor, wenn das Netz auch nach Einsatz aller mit vertretbarem Aufwand (z. B. Lastabwurf und geänderter Kraftwerkseinsatz) durchgeführten Maßnahmen nicht in einem zulässigen Zustand (nach (n-1)-Kriterium) betrieben werden kann [DVG], wobei die betroffenen Kunden teilweise versorgt werden können.

Die entgangenen Erlöse pro Kunde $K_{\text{Kunde}}^{NNE,Ent}$ sind somit von der nicht zeitgerecht gelieferten Energie $(P_{\text{Kunde}}^{soll} - P_{\text{Kunde}}^{ist}) \cdot T_M$, die in einem Intervall T_M als ein diskreter Wert gemessen wird, und dem spezifischen Entgelt k_{Kunde}^{NNE} aus Gleichung (4.20) abhängig. Da T_M als ein diskreter Wert gemessen und protokolliert wird, wird der Eintritt einer Störung erst mit der nächsten Messung der folgenden Messperiode festgestellt. Nach einer Beendigung eines Störfalles werden die entgangenen Entgelte bis zu der nächsten Messperiode bestimmt. Somit ergeben sich folgende Kosten, die in Gleichung (4.28) dargestellt sind.

$$K_{\text{Kunde}}^{NNE,Ent} = k_{\text{Kunde}}^{NNE} \cdot \sum_{i=0}^{n+1} (P_{\text{Kunde},i}^{soll} - P_{\text{Kunde},i}^{ist}) \cdot T_M \text{ mit } n \in \mathbb{N} \text{ und } n = \frac{T_{\text{Kunde}}^{\text{Störung}}}{T_M} \quad (4.28)$$

Die Dauer der Störung $T_{\text{Kunde}}^{\text{Störung}}$ wird in diskrete Werte mit der Dauer T_M unterteilt und gibt den ganzzahligen abgerundeten Wert für die Anzahl der von der Störung betroffenen Messperioden wieder. Der Wert P_{Kunde}^{soll} gibt den beantragten Fahrplanwert (Prognose) für den Verbraucher wieder. Im Unterschied zu Netzengpässen ist bei einem Netzausfall die zur Verfügung gestellte Leistung P_{Kunde}^{ist} während der ganzen Ausfalldauer gleich Null.

Die gesamten Kosten, die dem Netzbetreiber im Zusammenhang mit den entgangenen Erlösen während einer Störung entstehen, werden aus der Summe über alle Kunden, die von der Störung betroffen waren, gebildet.

$$K_{\text{Ges,Störung}}^{NNE,Ent} = \sum_{\text{Kunde}} K_{\text{Kunde}}^{NNE,Ent} \quad (4.29)$$

Die jährlichen Kosten für die entgangenen Erlöse werden aus der Summe über alle Störungen in einem Jahr entsprechend Gleichung (4.30) gebildet.

$$\dot{K}_{\text{Ges}}^{NNE,Ent} = \sum_{\text{Störung}} K_{\text{Ges,Störung}}^{NNE,Ent} \quad (4.30)$$

4.2.4 Einspeisevergütung für regenerative Einspeisung

Die Netzbetreiber in Deutschland sind nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zur Abnahme der gesamten regenerativ erzeugten Energie verpflichtet [EEG]. Die regenerativen Energien sind z. B. Einspeisungen aus Photovoltaikzellen, Windrädern sowie Wasserturbinen. Abhängig von der Art der eingespeisten Energie muss der Netzbetreiber einen festen Arbeits-

preis an den Erzeuger zahlen. Nach [EEG] belaufen sich die spezifischen Erstattungen für die Windeinspeisung auf $k_W^{regenerativ} = 0,09 \text{ €/kWh}$ und bei der Photovoltaikeinspeisung auf $k_W^{regenerativ} = 0,481 \text{ €/kWh}$ [EEG]. Diese Erstattungen an den regenerativen Erzeuger stellen die Kosten für den Netzbetreiber dar und sind in Gleichung (4.31) dargestellt.

$$K_{Erzeuger}^{regenerativ} = \sum_i^n \left(k_W^{regenerativ} \cdot P_{Erzeuger,i}^{regenerativ} \cdot T_M \right) \quad (4.31)$$

mit:

$K_{Erzeuger}^{regenerativ}$: Kosten für die regenerative Einspeisung [€]
$k_W^{regenerativ}$: spezifischen Kosten für die regenerative Einspeisung [€/kWh]
$P_{Erzeuger,i}^{regenerativ}$: eingespeiste regenerative Leistung [kW]

Diese Einspeisevergütung wird später sozialisiert und somit auf alle angeschlossenen Kunden in Deutschland entsprechend ihrer Größe verteilt.

4.2.5 Kompensationsleistungen

4.2.5.1 Unterbrechungskosten

Infolge eines Produktionsstillstands, der Beschädigung der Werkzeuge bzw. Werkstücke, aber auch des Datenverlustes in Computern etc., entstehen den Kunden Unterbrechungskosten, die im Regelfall von den Kunden selbst zu tragen sind oder zunehmend in der Abhängigkeit von der Regulierung bzw. von den abgeschlossenen bilateralen Verträgen von den Netzbetreibern erstattet werden können. Die Bestimmung dieser Kosten ist sehr schwierig, da die einzelnen Kunden unterschiedliche Anforderungen an die Zuverlässigkeit stellen.

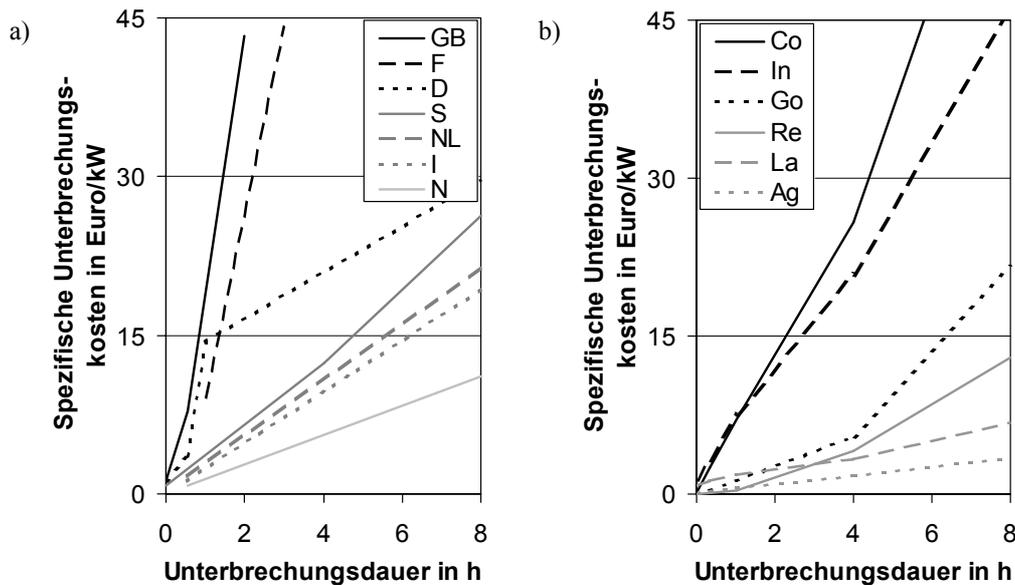
Eine der Methoden ist die Aufstellung der Unterbrechungskosten in Abhängigkeit von der Unterbrechungsdauer [Allan et al. 1996; Billinton et al. 1991; Billinton et al. 1999; Freund; Nick]. Die benötigten Kenndaten wurden in aufwändiger Befragung der Kunden, die aufgrund unterschiedlicher Ausrichtungen in verschiedene Gruppen unterteilt sind, gewonnen. Diese gewonnenen Kenndaten unterliegen innerhalb der Gruppen, sowie im internationalen Vergleich sehr hohen Schwankungen (vgl. Bild 4.8).

Um diese Kosten zu bestimmen sind im Wesentlichen vier Verfahren in der Literatur vorgestellt worden [Nick]. Es handelt sich hier um das Energie-, Leistungs-, Häufigkeits-Dauer- sowie Leistungs-Energieverfahren. Das letzte Verfahren beschreibt die Unterbrechungskosten am besten, da die Bewertung anhand zweier Teile, die von der Dauer der Unterbrechung abhängig sind, durchgeführt wird. Gleichung (4.32) zeigt die Unterbrechungskosten mit dem Anteil für die unterbrochene Leistung und dem Anteil für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie.

$$K_u = \left(k_P(T_u) + k_E(T_u) \cdot T_u \right) P_u \quad (4.32)$$

mit:

K_u	: Unterbrechungskosten [€]
T_u	: Unterbrechungsdauer, Defizitdauer [h]
$k_E(T_u)$: arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kWh]
$k_P(T_u)$: leistungsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kW]
P_u	: unterbrochene Leistung [kW]



Legende:

- D: Deutschland, GB: Großbritannien, F: Frankreich, S: Schweden, NL: Niederlande, I: Italien, N: Norwegen,
- Co: Commercial, In: Industrial, Go: Government and Institution, Re: Residential, La: Large Users, Ag: Agricultural.

Bild 4.8: Spezifische Unterbrechungskosten: a) Differenzierung nach Ländern [Freund];
 b) Differenzierung nach Kundengruppen [Billinton et al. (1995)] (Kanada)

In Tabelle 4.3 findet sich auch ein Vorschlag zu der Bewertung der Unterbrechungskosten nach [Nick].

Tabelle 4.3: Vorschlag für die Bewertung der Unterbrechungskosten [Nick]

Unterbrechungsdauer	< 12 min	12 min - 1 h	1 h - 10 h	> 10 h
Faktor $k_E(T_u)$ [€/kWh]	5,11	5,11	5,11	5,11
Faktor $k_P(T_u)$ [€/kW]	5,11	10,23	20,45	40,90

4.2.5.2 Erstattungen und Pönalen

Die Länder, die sich bereits im liberalisierten Markt befinden, bauen auf unterschiedliche Rahmenbedingungen zur Marktsteuerung auf. In den meisten Ländern sind hierfür Institutionen mit einem Regulator aufgebaut worden. Um die Versorgungszuverlässigkeit nachhaltig zu garantieren wurden bestimmte Grenzwerte eingeführt.

Die aktuelle VV II Plus beschreibt die Regeln für den deutschen Energiemarkt und sieht keine Regulierungsbehörde vor [VDEW et al.]. Nach dieser Vereinbarung werden in Deutschland keine Pönalezahlungen vorgeschrieben, aber zunehmend in Form einer Haftung für Fahrlässigkeit praktiziert [Angenden et al.]. Dies hängt von den abgeschlossenen bilateralen Verträgen zwischen dem Netzbetreiber und den Vertragskunden ab.

Zum Vergleich werden im Weiteren mehrere länderspezifische Bestimmungen dargestellt, die von den jeweiligen Regulierungsbehörden aufgestellt worden sind.

Argentinien

Die Versorgungszuverlässigkeit wird durch die mittlere Unterbrechungshäufigkeit und –dauer bezogen auf die betroffenen Kunden bestimmt. Die festgelegten Grenzwerte zeigt Tabelle 4.4.

Tabelle 4.4: Grenzwerte für die Versorgungszuverlässigkeit in Argentinien

Spannungsebene	Unterbrechungshäufigkeit	Gesamtdauer
Hochspannung	6 /a	4 h/a
Mittelspannung	8 /a	6 h/a
Niederspannung	12 /a	12 – 20 h/a

Werden die Grenzwerte nicht eingehalten, muss der Versorger bei Unterbrechungen der Energieversorgung an die betroffenen Kunden eine Rückerstattung für die nicht gelieferte Energie leisten, die bei 1,5 bis 2,8 €/kWh liegt [Brauner; Laspada].

Italien

In Italien werden die Qualitätskriterien für die einzelnen Spannungsebenen und nach Regionen unterschiedlich festgelegt. Über diese Kriterien versucht die Regulierungsbehörde den Grenzwert der jährlich gemessenen Nichtverfügbarkeit als Mittelwert aller Kunden im Netz von 30 – 60 min/a einzuhalten. Werden die Kriterien von den EVU nicht erfüllt, so erhalten die Kunden eine Rückvergütung, die in Tabelle 4.5 dargestellt worden sind.

Tabelle 4.5: Vergütung der Kunden in Italien bei Nichteinhaltung der Kriterien

Spannungsebene	Vergütung
Mittelspannung	50 €/Ereignis
Niederspannung	25 €/Ereignis

Bei einem Verschulden des Kunden oder durch ein Ereignis höherer Gewalt erfolgt keine Rückvergütung [Brauner; Sorg 2001].

Spanien

In Spanien erhalten die Kunden bei der Überschreitung der von der Regulierungsbehörde festgelegten jährlichen geltenden Grenzwerte der Unterbrechungshäufigkeit und -Dauer den fünffachen Preis der Kilowattstunde zurück. Die Rückvergütung ist auf 10 % der jeweiligen Jahresstromrechnung begrenzt [Brauner; Gola et al.].

Niederlande

In den Niederlanden erhalten die Haushalte eine feste Vergütung von 35 € pro Unterbrechung. Die Vergütung der Industriekunden liegt bei 0,35 €/kWh mit einer Obergrenze von 90.000 €. Die Wiederversorgung muss spätestens nach 4 Stunden unabhängig von der Ursache sichergestellt werden. [Brauner; Heggset et al.]

4.3 Kostenmodelle für Bilanzkreisverantwortliche

Ein BK ist ein virtuelles Gebilde, das sich aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise- und / oder Entnahmestellen zusammensetzt. Jede dieser Einspeise- und Entnahmestellen muss mindestens einem BK, der vollständig innerhalb einer Regelzone liegen muss, zugeordnet

sein. Um die Definition anschaulicher zu machen, ist das Wesen des BK in Bild 4.9 dargestellt.

Die wirtschaftliche Verantwortung für das Gebilde trägt der BKV. Die Kunden sind genau einem BK zugeordnet. Hier gibt es folgende Belieferungszuordnungen dieser Stellen:

- **Vollbelieferung:** Hier handelt es sich um einen offenen Stromliefervertrag ausschließlich mit einem BKV.
- **Teilbelieferung:** Es besteht ein offener Stromliefervertrag mit genau einem BKV, der die Verantwortung für den ausgeglichenen Fahrplan hat, und eine oder mehrere Fahrplanlieferungen, die aus einem oder mehreren Bilanzkreisen bezogen werden können.

Der BKV ist für ein ausgeglichenes Energiebeschaffungsportfolio verantwortlich, wobei Fahrplangeschäfte mit anderen Bilanzkreisen möglich sind (Import / Export). Den Ausgleich zwischen Bezug und Abgabe eines BK nimmt der ÜNB vor. Die Bilanzierung erfolgt durch den ÜNB auf Grundlage der Messwerte, die er von dem jeweiligen VNB erhält, und wird im Abschnitt 4.3.1 genauer erläutert.

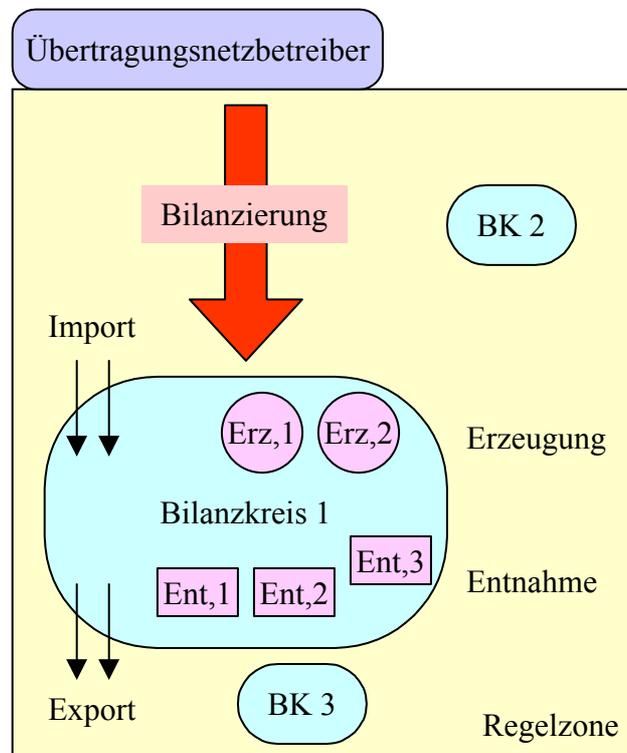


Bild 4.9: Bilanzkreis

In Bezug auf andere Marktteilnehmer trägt der BKV folgende Kosten und Erlöse, die in Bild 4.10 dargestellt sind.

Der BKV schließt mit einem oder mehreren Erzeugern einen Vertrag über die Energielieferung, für die er die Energiekosten trägt. Hier werden genaue Liefermengen für jede Messperiode, die eine ¼-Stunde nach [VDEW et al.] beträgt, vereinbart. Statt einer genauen Energiemenge können Kraftwerke alternativ auch Aufteilungsfaktoren der zur Verfügung stehenden Erzeugung vereinbaren. Für die Übertragung der Energie zwischen der Einspeise- und Entnahmestelle bezahlen die Netzkunden bzw. der BKV in der Rolle des Lieferanten die NNE an den VNB (vgl. Bild 4.2).

Der BKV muss bei der Anmeldung seiner Entnahme für genügend Stundenreserve (vgl. Bild 4.4) sorgen. Bei einem Erzeugungsausfall muss der BKV die fehlende Energiemenge vom ÜNB als Ausgleichsenergie beziehen. Bei einer andauernden Differenz zwischen der Prognose und tatsächlichen Entnahme, die länger als eine Stunde andauert, muss der BKV bei einem anderen Erzeuger die Arbeit zu höheren Kosten beschaffen. Im Rahmen des Bezugs- und Liefervertrags kann der BKV auch Erlöse vom Erzeuger für die nicht zeitgerecht gelieferte Energie erhalten.

Bei einem störungsbedingten Netzengpass muss der BKV die fehlende Energie zu erhöhten Kosten im Rahmen der Erzeugungsreserve bei einem Erzeuger beschaffen, der vom Netzengpass nicht betroffen ist. Aufgrund seines Vertrages mit dem ÜNB kann der BKV für diesen Netzengpass Kompensationsleistungen verlangen.

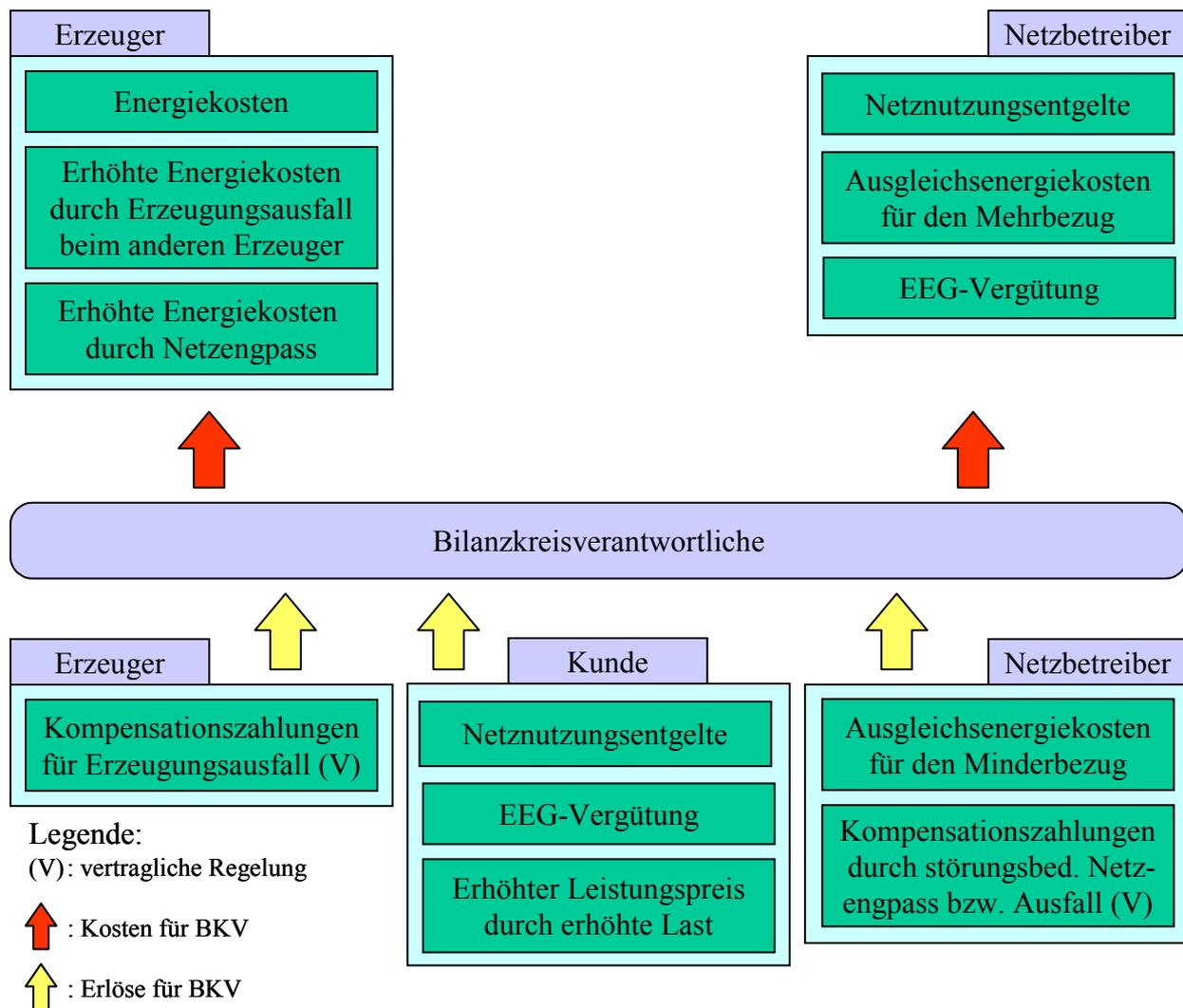


Bild 4.10: Kosten und Erlöse von BKV

Bei einer Abweichung vom Fahrplan im Normalbetrieb, sowie während eines gestörten Betriebs entstehen dem BKV Kosten und Erlöse, die mit Hilfe der Bilanzierung eines BK beschrieben werden können.

4.3.1 Bestimmung der Einspeise- und Entnahmeabweichung

Um die Grenzen des Systembetriebs einhalten zu können, werden Kontrakte über Regel- und Reserveleistung zwischen ÜNB und Erzeuger, sowie über abschaltbare Lasten zwischen ÜNB und BKV abgeschlossen. Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme innerhalb der ¼-h-Messperiode (T_M) werden als nicht individualisierbar betrachtet und im Rahmen der Systemdienstleistungen verrechnet [VDEW et al.].

Jeder BKV meldet an den ÜNB kumulierte ¼-h-Messwerte für jeden BK getrennt nach:

- Erzeugung
- gemessene Kunden (inkl. analytische Lastprofile)
- Kunden mit synthetischen Lastprofilen

Der ÜNB führt für jeden BK ein Energiebilanzkonto. Hier werden die Energiedifferenzen zwischen den Einspeisungen und Entnahmen saldiert und abgerechnet.

Der BKV ist für ein ausgeglichenes Beschaffungsportfolio in jeder Messperiode T_M verantwortlich. Hier liefert der BKV an den ÜNB die Summe der Austauschfahrpläne mit anderen Bilanzkreisen in der eigenen Regelzone P_{Esp}^{int} , sowie mit Bilanzkreisen in anderen Regelzonen P_{Esp}^{ext} . Entsprechend den Erzeugungen werden die Entnahmen äquivalent behandelt. Zwischen der prognostizierten Einspeisung und der aktuellen Entnahme entstehen systembedingt Leistungsdifferenzen, die in Bild 3.3 dargestellt sind. Diese Leistungsdifferenzen werden wie folgt saldiert:

$$P_{BKV}^{Saldo} = P_{Esp}^{int} + P_{Esp}^{ext} - (P_{Ent}^{int} + P_{Ent}^{ext}) \quad (4.33)$$

wobei jede einzelne Leistung aus der Summe der einzelnen Einspeisungen bzw. Entnahmen besteht, wie beispielhaft in Gleichung (4.34) dargestellt worden ist.

$$P_{Erz}^{ext} = \sum_i^n P_{Erz,i}^{ext} \quad (4.34)$$

mit:

P_{BKV}^{Saldo}	: Leistungsdifferenz zwischen der prognostizierten Einspeisung $(P_{Esp}^{int} + P_{Esp}^{ext})$ und der Ist-Entnahme $(P_{Ent}^{int} + P_{Ent}^{ext})$ [kW]
P_{Ent}^{int}	: Ist-Entnahme des BKV in der Regelzone [kW]
$P_{Esp,i}^{ext}$: prognostizierte Einspeiseleistung in den BK aus der i-ten Einspeisequelle aus der externen Regelzone [kW]
n	: alle Entnahmen / Einspeisungen in einem BK, bzw. aller Importe / Exporte

Für die Größen, die hier nicht erläutert worden sind, gelten die Bezeichnungen entsprechend deren Indizes.

Der BKV ist für die ausgeglichene Bilanz in jeder Messperiode verantwortlich. In diesem Fall kann die prognostizierte Entnahme der Kunden, für die der BKV verantwortlich ist, der Erzeugung gleichgesetzt werden. Bei der Vernachlässigung der Importe und Exporte in die fremden Regelzonen kann Gleichung (4.33) mit Hilfe der prognostizierten und tatsächlichen Entnahmeleistungen der einzelnen Kunden, entsprechend Gleichung (4.35) bestimmt werden.

$$P_{BKV}^{Saldo} = \sum_{Kunde} (P_{Kunde}^{soll} - P_{Kunde}^{ist}) \quad (4.35)$$

mit:

P_{Kunde}^{soll} : prognostizierte Leistungsentnahme eines Kunden im BK [kW]
 P_{Kunde}^{ist} : tatsächliche Leistungsentnahme eines Kunden im BK [kW]

4.3.2 Abrechnung der Bilanzkreisabweichung

In VV II Plus ist eine alternative Form der Abrechnung des BK zu der Abrechnung mit Toleranzbändern vorgestellt worden (vgl. Abschnitt 3.2.2). Die VV II Plus besagt, dass ein ÜNB auf das Toleranzbandsystem verzichten kann, wenn er symmetrische Preise für die Regelernergie anbietet [VDEW et al.].

Mit der Einführung der Regelergiemärkte in allen deutschen Regelzonen haben die ÜNB ihre Bilanzierung auf diese neue Abrechnungsmethode umgestellt, was zum Wegfall des Toleranzbandes führte. Hier werden die Arbeitspreiskosten, die durch den Einsatz der Regelkraftwerke entstehen (vgl. auch 4.2.1.3), für jede Messperiode in der Form von spezifischen Ausgleichsenergiekosten an die BKV weiter verrechnet. Somit werden Abweichungen zwischen Einspeisung und Entnahme P_{BKV}^{Saldo} aus Gleichung (4.35) in einer Messperiode mit symmetrischen Arbeitspreisen für jede Messperiode verrechnet. Die Ausgleichsenergiekosten für den BKV im Betrachtungszeitraum sind in Gleichung (4.36) dargestellt.

$$\dot{K}_{BKV}^{RE} = \sum_i^n (k_{RE,i}^W \cdot P_{BKV,i}^{Saldo} \cdot T_M) \quad (4.36)$$

mit:

\dot{K}_{BKV}^{RE} : Gesamtkosten / Gesamtvergütung eines BK in einer Saldierungsperiode im Betrachtungszeitraum [€/a]
 $k_{RE,i}^W$: spezifische Kosten der Ausgleichsenergie in T_M [€/kWh]
 n : alle saldierten Arbeitsdifferenzen im Betrachtungszeitraum

4.4 Kostenmodelle für Erzeuger

Ein Erzeuger ist eine juristische bzw. natürliche Person oder eine Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität für die anderen Marktteilnehmer erzeugt. Die Erzeuger decken somit den Bezug der an das Netz angeschlossenen Kunden in jedem Zeitpunkt ab.

Die in dieser Arbeit betrachteten Kosten für Erzeuger beschränken sich auf die variablen Kosten. Kosten, die als konstant angesehen werden können, wie z. B. Betriebskosten, kalkulatorische Anlagenkosten, Personalkosten, werden nicht berücksichtigt. Wie Bild 4.11 dargestellt, stehen dem Erzeuger auf einer Seite die Erzeugungskosten, wie Brennstoffkosten und Startkosten, und auf der anderen Seite die Erlöse der Netzbetreiber und BKV für die gelieferte Energie gegenüber.

Nach der Einführung der Regelergiemärkte in Deutschland schreiben die Erzeuger ihre unterschiedlichen Regelreservekapazitäten, wie z. B. Primär- und Sekundärregelung bzw. Minutenreserve, im Markt aus. Um einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu garantieren, greift der ÜNB auf diese Systemdienstleistungen zurück und vergütet ihre Vorhaltung mit den in der Ausschreibung erzielten Preisen. Die damit verbundenen Erlöse,

die als Kosten des ÜNB für die Leistungsvorhaltung in Kapitel 4.2.1.3 beschrieben sind, können als konstant angesehen werden.

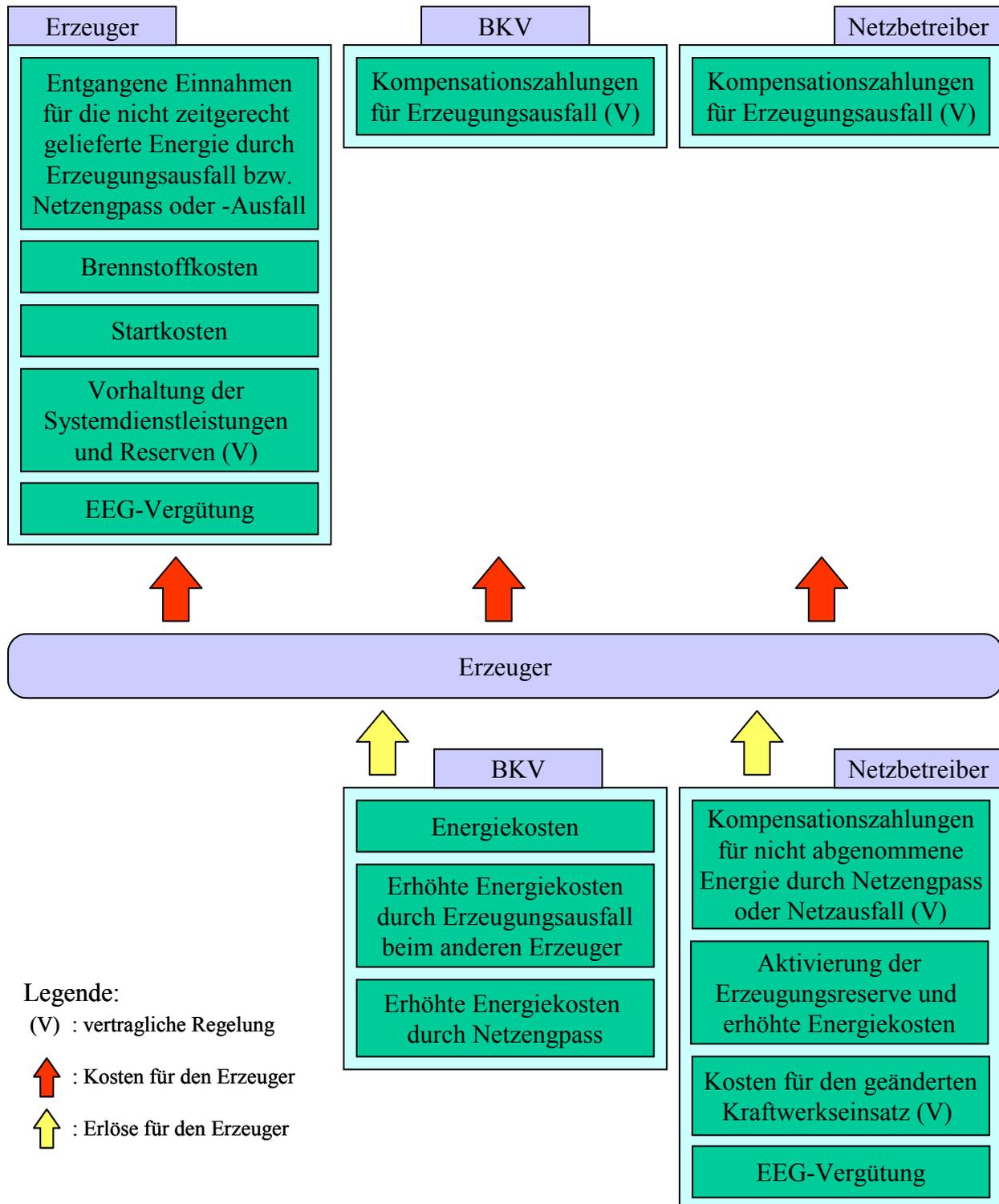


Bild 4.11: Kosten und Erlöse des Erzeugers

In Verbindung mit der Inanspruchnahme der Regelreserve durch den ÜNB entstehen den Erzeugern zusätzliche Kosten für den Brennstoffverbrauch bzw. für das Anfahren zusätzlicher Regelkraftwerke, wie z. B. der Erdgasspitzenlastkraftwerke. Diese Kosten werden im nächsten Unterkapitel genauer betrachtet.

Für den Fall einer Störung im Netz bzw. in der Erzeugung existieren bilaterale Verträge zwischen den Marktteilnehmern über Kompensationszahlungen für die damit entstandenen Schäden bei den betroffenen Marktteilnehmern. Diese Kosten sind sehr stark von den abgeschlossenen Verträgen abhängig und im Allgemeinen schlecht modellierbar. Hier können Pönale in Abhängigkeit von der Dauer der Versorgungsunterbrechung und der nicht zeitgerecht gelieferter Energie anhand der in Kapitel 4.2.5.1 vorgestellten Unterbrechungskosten erhoben werden.

Bei einer Störung im Netz oder im Kraftwerk entgehen dem Erzeuger Erlöse für die nicht abgenommene Energie. Diese Kosten werden in weiteren Unterkapiteln genauer erläutert.

4.4.1 Erzeugungskosten

Die in dieser Arbeit verwendeten Erzeugungskostenmodelle basieren auf den Modellen für Zwecke der Kraftwerkeinsatzoptimierung. Diese Kostenmodelle für die Erzeugungseinheiten sind bereits hoch entwickelt und seit langem im Einsatz [Danda, Filter; Handke; Hauser; Seeger; Werner 1998]. Anhand dieser Modelle werden die für diese Arbeit relevanten Kostenmodelle vorgestellt, wobei der Schwerpunkt auf die thermischen Energieerzeugungs- und Energieversorgungsanlagen gelegt wird, da sie für die Ausregelung der Abweichungen im elektrischen Netz hauptsächlich eingesetzt werden. Die verbrauchsgebundenen Ausgaben bei diesen Kraftwerken werden von den Energie- und Brennstoffkosten dominiert.

4.4.1.1 Brennstoffkosten

Die Brennstoffkosten werden durch den funktionalen Zusammenhang zwischen Brennstoffverbrauch und Nettoleistung in stationären Betrieb beschrieben, d. h. dass Verluste und Eigenverbrauch bereits eingerechnet sind. Hier ergibt sich eine im Allgemeinen nichtlineare, monoton steigende Kennlinie zwischen der Maximal- und Minimalleistung mit einer Unstetigkeitsstelle im Nullpunkt [Seeger]. Ein Beispiel dieser Kennlinie ist anhand eines Kondensationskraftwerks in Bild 4.12 dargestellt.

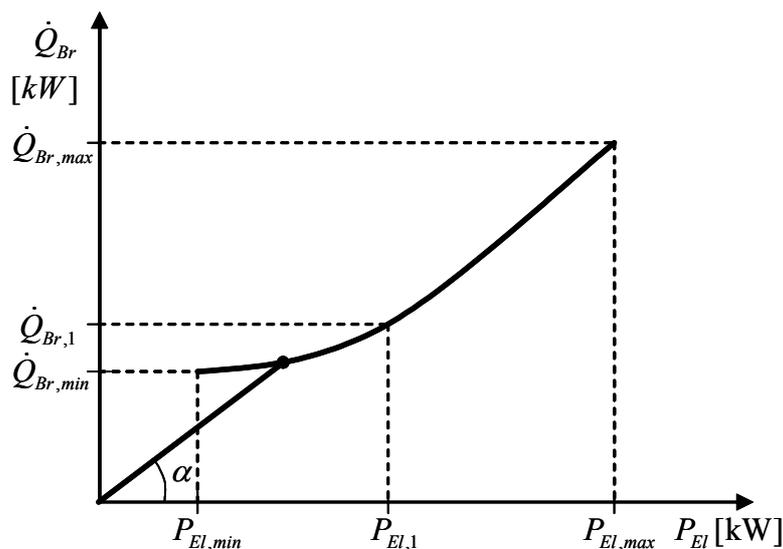


Bild 4.12: Brennstoffverbrauchsfunktion und Betriebspunkte eines Kondensationskraftwerkes [Seeger]

Die technische Auslegung der thermischen Kraftwerke begrenzt dabei die maximal erzeugbare elektrische Leistung. Auch die minimal erzeugbare Leistung ist eingeschränkt, da z. B. die

Kessel eine minimale Dampferzeugung zur Aufrechterhaltung stabiler Verbrennungsprozesse und die Turbinen minimale Dampfmassenströme bzw. Luftmassenströme zur Kühlung brauchen.

Aus dieser Kennlinie in Bild 4.12 kann der jeweilige Nutzungsgrad des Kraftwerks durch eine Verbindungslinie ausgehend vom Koordinatenursprung zum Betriebspunkt bestimmt werden.

$$\nu(P) = \frac{P_{El}}{\dot{Q}_{Br}(P)} = \cot \alpha \quad (4.37)$$

mit:

$$\begin{aligned} \nu(P_{El}) &: \text{Nutzungsgrad} \\ P_{El} &: \text{Wirkleistung [kW]} \\ \dot{Q}_{Br}(P_{El}) &: \text{Brennstoffleistung [kW]} \end{aligned}$$

Die Verbrauchsdaten von Erzeugungsanlagen liegen gewöhnlich in der Form diskreter Messwerte vor. Die durch die Messung bekannten Betriebspunkte können aber durch lineare Interpolation verbunden werden, was zu einer stückweise linearen Kennlinie führt, bzw. durch einen Polynom zweiten Grades beschrieben werden. Anhand der allgemeinen Gleichung für ein Polynom zweiten Grades in Gleichung (4.38) kann die Brennstoffleistung einer Erzeugungseinheit bestimmt werden. Die Koeffizienten m_0 bis m_2 können aus drei Punkten, die auf der Verbrauchsgeraden liegen, wie z. B. die minimale elektrische Leistung $P_{El,min}$, einen weiteren Betriebspunkt $P_{El,1}$, sowie die maximale elektrische Leistung $P_{El,max}$, bestimmt werden.

$$\dot{Q}_{Br}(P_{El}) = m_2 \cdot P_{El}^2 + m_1 \cdot P_{El} + m_0 \quad (4.38)$$

Die absoluten zeitbezogenen Brennstoffkosten für den stationären Betrieb ergeben sich aus der Multiplikation des jeweiligen Brennstoffverbrauchs einer Anlage aus Gleichung (4.38) pro Zeiteinheit mit dem aktuellen spezifischen Brennstoffpreis.

$$\dot{K}_{Br}(P_{El}) = \dot{Q}_{Br}(P_{El}) \cdot \dot{k}_{Br} \quad (4.39)$$

mit:

$$\begin{aligned} \dot{K}_{Br}(P_{El}) &: \text{Brennstoffkosten [€/h]} \\ \dot{k}_{Br} &: \text{spezifischer Brennstoffpreis [€/kWh]} \end{aligned}$$

Mit Hilfe der oben bestimmten Brennstoffkosten aus Gleichung (4.39) können die Brennstoffkosten, die in Verbindung mit dem Einsatz der Regelleistung in einer Messperiode für eine Erzeugungseinheit anfallen, wie folgt bestimmt werden.

$$\dot{K}_{Br,RE} = \dot{K}_{Br}(P_{Erzeuger}^{ist}) - \dot{K}_{Br}(P_{Erzeuger}^{soll}) \quad (4.40)$$

mit:

$$\begin{aligned} \dot{K}_{Br,RE} &: \text{Brennstoffkosten für den Einsatz der Regelleistung [€/h]} \\ P_{Erzeuger}^{ist} &: \text{aktuelle abgegebene Leistung des Erzeugers [kW]} \\ P_{Erzeuger}^{soll} &: \text{geplante Abgabeleistung des Erzeugers [kW]} \end{aligned}$$

In diesem nichtlinearen Zusammenhang wird die Differenz der Kosten zwischen der geplanten und tatsächlichen Einspeisung in das Netz gebildet. Bei einem Überschuss an Regel-

leistung erhalten Brennstoffkosten aus Gleichung (4.40) ein negatives Vorzeichen, da der Erzeuger geringere Einspeisung aufweist und somit weniger Brennstoff verbraucht.

4.4.1.2 Startkosten

Zur Deckung der Verbrauchernachfrage, d. h. der Forderung für jedes Zeitintervall ein Gleichgewicht zwischen der erzeugten und der verbrauchten Leistung herzustellen, die im Tagesverlauf stark schwanken kann, werden nicht alle Erzeugungsanlagen durchgehend betrieben. Aus technischer sowie wirtschaftlicher Sicht ist es erforderlich, einzelne Erzeugungsanlagen nur zeitweise zu Abdeckung der Lastspitzen einzusetzen. Hierfür müssen somit bestimmte Kraftwerke bei Bedarf zugeschaltet werden.

Für jeden Startvorgang ergeben sich Startkosten, die sich mit Hilfe einer Exponentialfunktion in Abhängigkeit vom Auskühlungszustand der Anlage entsprechend Bild 4.13 beschreiben lassen [Seeger, Werner et al.].

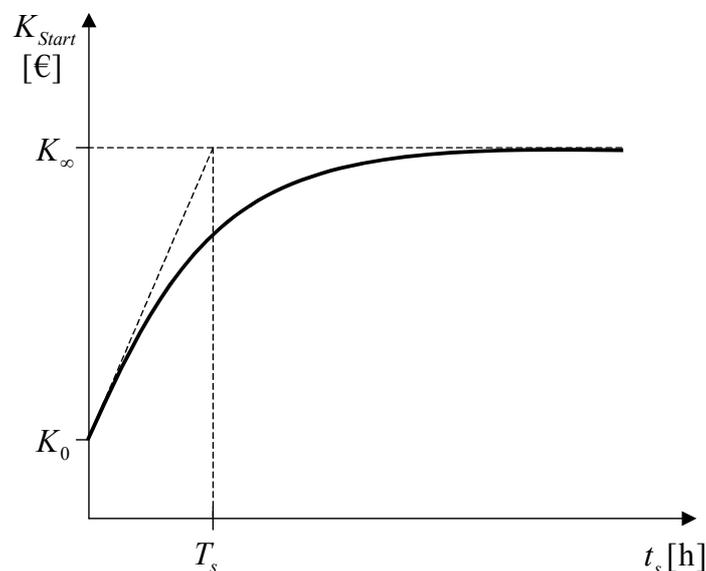


Bild 4.13: Anfahrkosten eines thermischen Kraftwerks

Ausgehend von dieser graphischen Darstellung lassen sich diese Startkosten für eine Erzeugungseinheit mit Gleichung (4.41) beschreiben.

$$K_{Start} = K_0 + (K_\infty - K_0) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_s}{T_s}} \right) \quad (4.41)$$

mit:

K_{Start}	: Startkosten [€]
K_0	: stillstandszeitunabhängiger Startkostenanteil [€]
K_∞	: Kaltstartkosten [€]
t_s	: vorausgegangene Stillstandszeit [h]
T_s	: Auskühlzeitkonstante [h]

Die Kostenterme für die erneute Aufheizung der Anlage auf die Betriebstemperatur, die hauptsächlich mit den zusätzlichen Brennstoffkosten zusammenhängen, sind in den stillstandszeitabhängigen Kosten zusammengefasst. Die stillstandszeitunabhängigen Startkosten bestehen im Wesentlichen aus dem erhöhten Materialverschleiß, der durch den Anfahrvor-

gang verursacht wird. Wie im Bild 4.13 dargestellt ist, lassen sich die Kosten durch eine Exponentialfunktion beschreiben, die von dem Auskühlungszustand der Anlage abhängt.

4.4.2 Entgangene Erlöse

In dem Falle eines Erzeugungsausfalls bzw. einer Netzstörung können dem Erzeuger Einnahmen entgehen, die sich aus der nicht abgenommenen Energie ergeben. Zur Bestimmung dieser Kosten wird auf das Verfahren zur Bestimmung der Unterbrechungskosten, das im Kapitel 4.2.5.1 beschrieben ist, zurückgegriffen. Es werden hier alle von einer Störung betroffenen Kunden im Netz mit ihrer unterbrochenen Leistung und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie betrachtet. Durch die Unterbrechung der Energielieferung wird auf der Erzeugerseite aber auch weniger Energie erzeugt und somit entsteht auch geringerer Brennstoffverbrauch für den Erzeuger. Somit ergibt sich für die entgangenen Erlöse pro Störung folgender Zusammenhang:

$$K_{\text{Erzeuger}}^{\text{Entgangen}} = \sum_{\text{Kunde}} \left((k_P(T_u) + k_E(T_u) \cdot T_u) P_{\text{Kunde},u} \right) - \dot{K}_{\text{Br},u} \cdot T_u \quad (4.42)$$

$$\text{mit } \dot{K}_{\text{Br},u} = \dot{K}_{\text{Br}}(P_{\text{Erzeuger}}^{\text{soll}}) - \dot{K}_{\text{Br}}(P_{\text{Erzeuger}}^{\text{soll}} - P_u) \text{ und } P_u = \sum_{\text{Kunde}} P_{\text{Kunde},u} \quad (4.43)$$

mit:

$K_{\text{Erzeuger}}^{\text{Entgangen}}$: Entgangene Erlöse des Erzeugers während eines Erzeugungsausfalls bzw. einer Netzstörung [€]
$\dot{K}_{\text{Br},u}$: vermindertet Brennstoffkosten [€/h]
T_u	: Unterbrechungsdauer [h]
$k_E(T_u)$: arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kWh]
$k_P(T_u)$: leistungsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kW]
P_u	: unterbrochene Leistung [kW]

Die verminderten Brennstoffkosten werden aufgrund des nichtlinearen Zusammenhangs entsprechen Gleichung (4.43) bestimmt. Die unterbrochene Leistung während einer Störung wird aus der Summe der unterbrochenen Leistungen über alle von der Störung betroffenen Kunden gebildet.

Diese Kosten werden dem Verursacher in Rechnung gestellt, d. h. bei einem Erzeugungsanlagenausfall werden sie dem Erzeuger zugeordnet.

5 Erweiterung des Simulationsverfahrens

5.1 Allgemein

Die im Rahmen dieser Forschungsarbeit entwickelten Kosten- und Erlösmodelle sind im Programmpaket ZuBer integriert worden [FGH]. Die historische Entwicklung dieses Berechnungsprogramms ist im Kapitel 3.1 bereits dargestellt worden. In diesem Abschnitt soll die Programmkonzeption, wobei der Schwerpunkt auf das Simulationsverfahren gelegt wird, und der Ablauf des Simulationsverfahrens vorgestellt werden.

Das Programmpaket ZuBer bestimmt die Zuverlässigkeitskenngrößen in zwei voneinander getrennten Programmteilen, und zwar einem Berechnungsteil und einem Auswerteteil. Die Entkopplung der beiden Programmteile stellt einen großen Rechenzeitvorteil dar, da die

einmal bestimmten Nachbildungen der Abläufe der Ausfallkombinationen, die sehr zeitaufwendig sind, in dem weniger zeitaufwendigen Auswerteteil unter unterschiedlichsten Kriterien ausgewertet werden können.

Im ZuBer–**Berechnungsteil** wird bei der Simulation der zeitliche Ablauf des Netzgeschehens, das durch eine Kombination von Betriebsmittelausfällen wiedergegeben wird, über einem Simulationszeitraum nachgebildet. Der Simulationszeitraum wird hier aus dem Produkt des Betrachtungszeitraums, der bei der Netzplanung im Bereich zwischen zehn und dreißig Jahren liegt, und der Anzahl der Simulationswiederholungen des Betrachtungszeitraumes, die für die nötige Konvergenz der Zuverlässigkeitskenngrößen sorgen, bestimmt.

Der prinzipielle Ablauf der Erzeugung einer Ausfallkombination beim Simulationsverfahren ist in Bild 5.1 dargestellt. Nachdem die Netzdaten eingelesen und aufgearbeitet worden sind, wird eine Suche nach dem nächsten Ereignis unternommen. Wenn das Ereignis außerhalb des betrachteten Zeitraums liegt, wird die Simulation beendet. Im anderen Fall wird für das gefundene Ereignis eine Netzzustandsanalyse mit den möglichen Wiederversorgungsmaßnahmen durchgeführt.

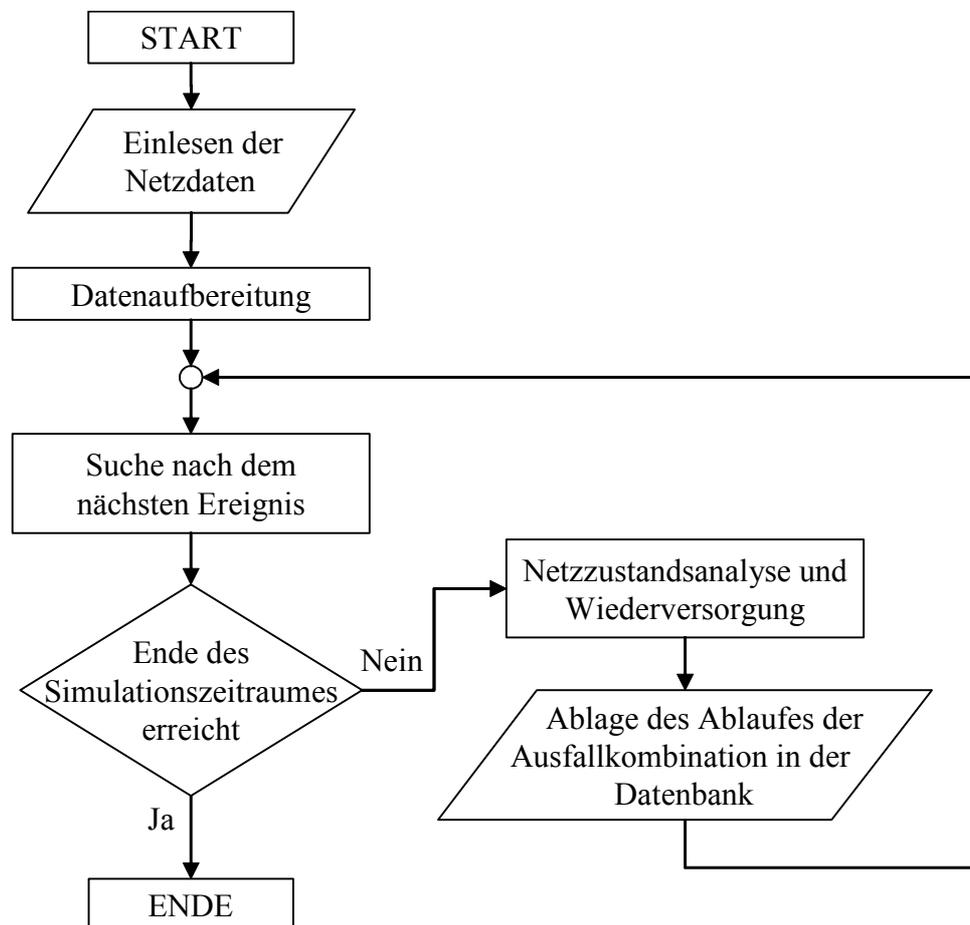


Bild 5.1: Erzeugung der Ausfallkombinationen bei der Simulation [Zdrallek]

Zur Analyse des Netzzustandes stehen hier vier verschiedene Algorithmen zur Verfügung:

- Verbindungskontrolle,
- Maximalfluss-Algorithmus,
- genäherte Leistungsflussberechnung (DC-Leistungsfluss),

- exakte Leistungsflussberechnung (AC-Leistungsfluss),

wobei die Genauigkeit der Ergebnisse stark von dem eingesetzten Algorithmus abhängt. Der Einsatz eines dieser Algorithmen findet auch nach jeder Wiederversorgungsmaßnahme statt, um den Netzzustand auf Restriktionsverletzungen zu untersuchen.

Nachdem der Ablauf der Ausfallkombination bestimmt worden ist, werden die Ergebnisse in einer Datenbank für die weitere Auswertung im ZuBer–Auswerteteil abgespeichert.

Der ZuBer–**Auswerteteil** liest die im Rechenteil berechneten Ausfallkombinationen mit ihren gesamten Verläufen aus einer Datenbank aus und wertet die zahlreichen Daten entsprechend den Vorgaben des Programmnutzers für unterschiedliche Problemstellungen aus. Der Anwender kann hier für die für ihn relevanten Fehlerkombinationen Selektionskriterien vorgeben und in folgender Form auswerten lassen [Zdrallek]:

- Ergebnistabelle,
- Liste mit Ablauf der einzelnen Ausfallkombinationen,
- sortierte Liste, sowie
- spezielle Auswertungen zum Risikomanagement.

Für eine rasche Darstellung der Ergebnisse in der Form von Balkendiagrammen greift ZuBer auf das Visualisierungsmodul ZuBerView zurück, das auf MS-Access und MS-Excel aufbaut.

5.2 Kostenbestimmungsalgorithmus

Der oben beschriebene Simulationsalgorithmus von ZuBer betrachtet das Netzverhalten nur in gestörten Betriebszuständen. Die Untersuchung des Normalbetriebs, also eine vollständige Simulation des Netzbetriebs, ist somit nicht gegeben. In diesem Abschnitt wird die Erweiterung des in ZuBer vorhandenen Simulationsalgorithmus um den Normalbetrieb und den damit verbundenen Kosten für die Marktteilnehmer im Normalbetrieb sowie auch im gestörten Betrieb beschrieben.

Der Kostenbestimmungsalgorithmus, der in Bild 5.2 dargestellt ist, unterteilt die gesamte Betrachtungsdauer in einzelne Messperioden. Die Messperiode ist hier frei skalierbar und kann z. B. $\frac{1}{4}$ h oder 1 h betragen. Für die Simulation des Netzbetriebs werden normierte Tagesganglinien für die Verbraucher und auch für die Erzeuger eingesetzt. Die Modellierung der Verbraucher und Erzeuger wird im nächsten Abschnitt genauer beschrieben.

Bevor die Simulation beginnt, wird das Netz entsprechend den Stufen der aus den Ganglinien vorgegebenen Verbrauchsleistungen auf die Abdeckung durch die Erzeugung mit ihren Ganglinien analysiert. Somit wird hier festgestellt, ob das Netz bereits im Grundzustand überlastet ist, um eine gesicherte Versorgung der Kunden im Normalbetrieb zu gewährleisten.

In der Erweiterung des existierenden Simulationsverfahrens werden die Lasten und Einspeisungen in jeder Messperiode entsprechend den Werten ihrer Tagesganglinien bzw. Fahrpläne auf die aktuelle Arbeitspunkte gesetzt. Ferner wird für jede Last und für jede nicht regelbare Einspeisung (z. B. Windparks) eine Abweichung von den Prognosewerten nach einer individuellen Normalverteilung angenommen (vgl. Bild 5.3).

Nachdem diese Modellierungen durchgeführt worden sind, wird das Auftreten besonderer Ereignisse in der aktuellen zu untersuchenden Messperiode überprüft. Besondere Ereignisse

sind z. B. Ausfälle oder Maßnahmen im Verlauf der Wiederversorgung nach einer aufgetretenen Versorgungsunterbrechung, aber auch eine relative Abweichung der aktuellen Last- bzw. Einspeisungswerte von den Prognosen über einer vorgegebenen Schranke. Nur in diesen Fällen ist eine neue Netzzustandsanalyse erforderlich. Die Bestimmung der technischen Zuverlässigkeitskenndaten und der wirtschaftlichen Kenndaten für diese besondere Situation wird dabei unter Berücksichtigung des aktualisierten Netzzustandes durchgeführt.

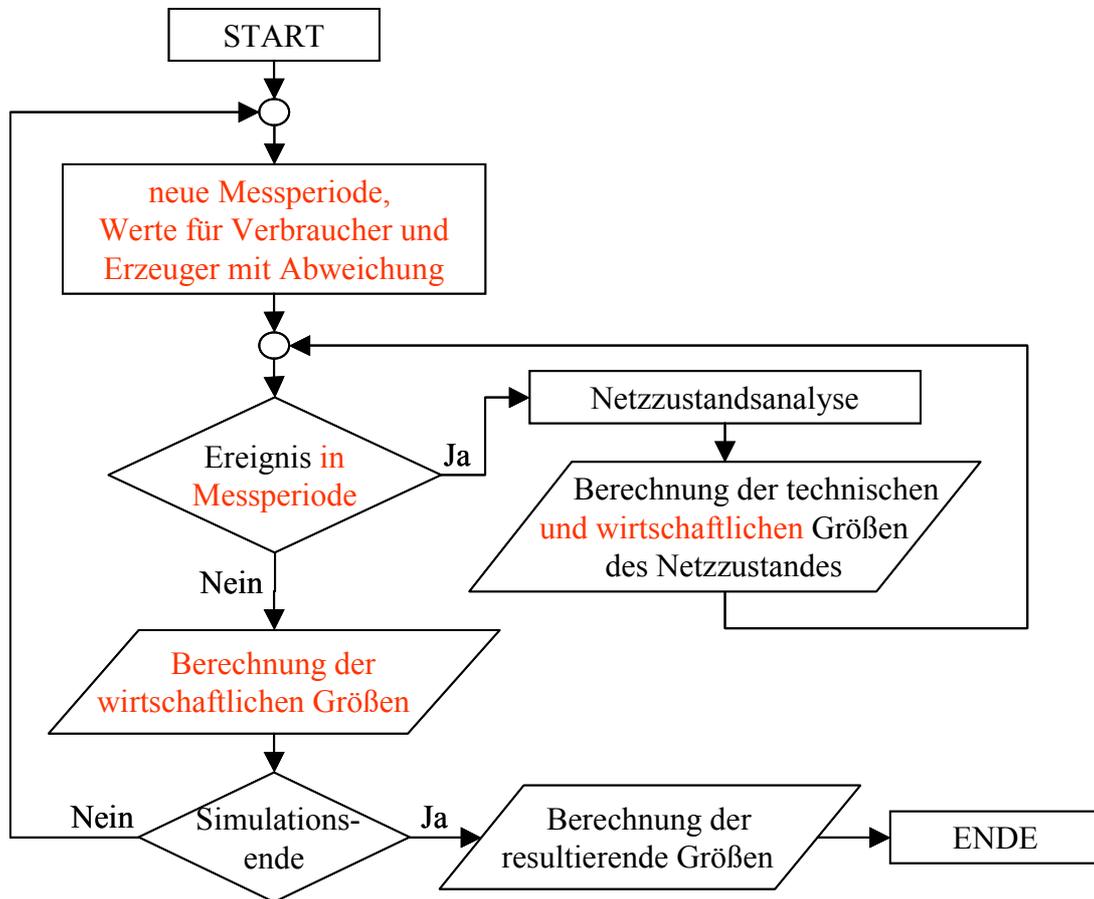


Bild 5.2: Ablaufdiagramm des Kostenbestimmungsalgorithmus

Wenn keine besonderen Ereignisse auftreten – das Netz sich also im Normalbetrieb mit geringen relativen Abweichungen der Last- bzw. Einspeisungswerte von den Prognosen befindet – ist der Lastfluss bereits aus den anfänglichen Berechnungen zur Überprüfung der sicheren Versorgung im Normalbetriebszustand bekannt. Für diese Situationen können die Kosten einmalig berechnet werden und die Änderungen der Last- bzw. Einspeisungswerte durch die Anwendung geeigneter Modelle berücksichtigt werden.

Die Kosten und Erlöse werden für die Marktteilnehmer am Ende jeder Betrachtungsdauer, die z. B. ein Jahr betragen kann, saldiert und in die Datenbank übertragen. Die Zuverlässigkeitskenngrößen werden ebenfalls für weitere Untersuchungen gespeichert. Am Ende der Simulation können die resultierenden Kenndaten berechnet werden und stehen für die Analyse mit dem ZuBer-Auswerteteil zur Verfügung. Die jährlichen wirtschaftlichen Größen können dann nach einzelnen Betrachtungszeiträumen ausgewertet werden.

5.3 Untersuchung des Verbrauchs- und Einspeiseverhaltens der Kunden

Das Verhalten der Kundenentnahme sowie die Einspeisung aus den regenerativen Quellen unterliegt stochastischen Abweichungen. Ausgehend von den Abweichungen können in der Betriebsführung unterschiedliche Betriebsarten klassifiziert werden. Bei geringeren Abweichungen, wo alle Grenzwerte eingehalten werden, kann von einem Normalbetrieb gesprochen werden. Wenn aber die Summe der Abweichungen der Verbrauchs- bzw. Einspeiseleistungen eine bestimmte Schranke überschreitet, kann es zu einer Überlastung bzw. zum Ausfall einzelner Netzkomponenten kommen. Dieser Zustand wird als gestörter Betrieb bezeichnet.

Die Modellierung der Verbraucher und Einspeisungen ist für die beiden Betriebszustände gleich. Prinzipiell hat jeder Verbraucher für jeden Tag eine eigene Verbrauchscharakteristik. Für die Berechnung werden einzelne Verbraucher mit ähnlichen Verbrauchscharakteristiken in Gruppen zusammengefasst und anhand der normierten Tagesganglinien, wie beispielhaft in Bild 5.3 dargestellt, wird ihre geplante Entnahme beschrieben. Des Weiteren ist es ausreichend eine Differenzierung der Verbrauchergruppenkennlinien nach den Jahreszeiten Sommer / Winter sowie den signifikanten Wochentage, wie Werktag / Samstag / Sonntag vorzunehmen. Die Einspeisefahrpläne für die einzelnen Einspeisungen werden ebenfalls in sechs unterschiedlichen Kennlinien vorgegeben.

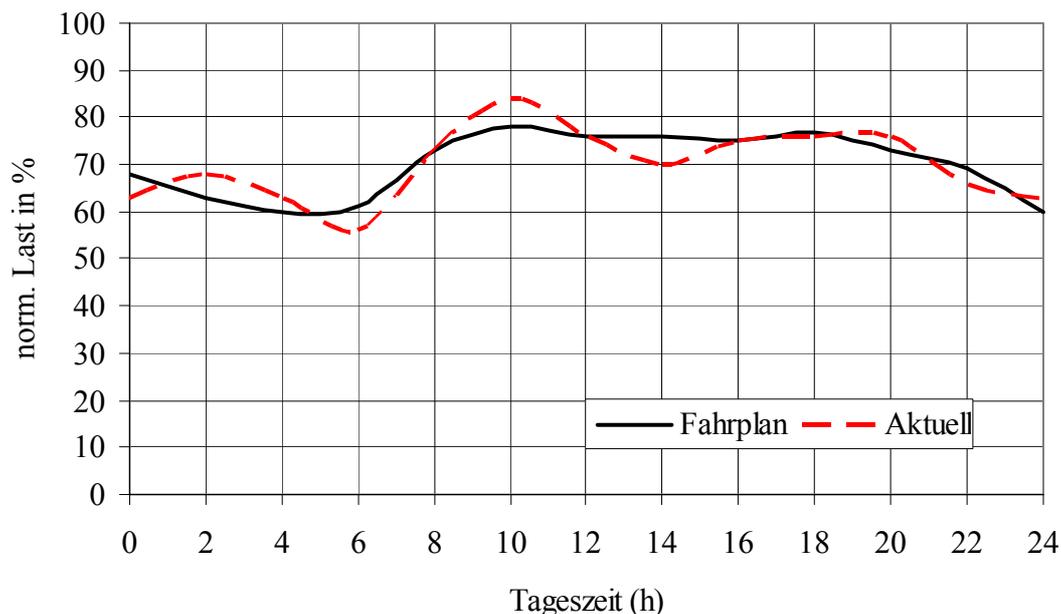


Bild 5.3: Normierte Tagesganglinien der prognostizierten und tatsächlichen Entnahme eines Verbrauchers

Bei der Simulation des Netzbetriebs werden die normierten Tagesganglinien als Fahrplanwerte für jeden Verbraucher bzw. Einspeisung verwendet. Ferner bildet der BKV eine Summe über alle sich in seinem BK befindenden Kunden und meldet den gesamten Verbrauch für jede Messperiode an den ÜNB. Der BKV beschafft hierfür die entsprechende Leistung bei den Erzeugern, die somit eine entsprechende normierte Einspeiseganglinie aufweisen.

Da diese Fahrplanwerte nur geschätzt sind weicht die tatsächliche Entnahme der Kunden von dem Fahrplan ab. Die tatsächliche Entnahme wird durch eine normalverteilte Abweichung der Fahrplanwerte simuliert (vgl. Bild 5.3). Das gleiche Verfahren gilt für die regenerativen Ein-

speisungen. Die konventionellen Einspeisungen können die Leistungsabweichungen selbst ausregeln und erfahren somit keine stochastische Abweichung.

Die Summe der Differenzleistungen der Verbraucher wird mit einem willkürlich gewählten Grenzwert verglichen. Liegt diese Summe oberhalb dieser Schranke wird das Netz als gestört betrachtet und entsprechend wird sein Zustand analysiert. Liegt der Wert unterhalb dieser Schranke befindet sich das Netz im Normalbetrieb. In dieser Situation wird auf eine rechenzeitintensive Netzzustandsanalyse verzichtet.

5.3.1 Normalbetrieb

Der Normalbetrieb kennzeichnet den Zustand des Netzes in dem alle Kunden versorgt sind. Das setzt voraus, dass alle Grenzwerte für die Betriebsmittel eingehalten sind, d. h. das (n-1)-Kriterium überall erfüllt ist, keine zu großen Abweichungen auftreten und ausreichend Kraftwerks- und Übertragungsreserve im Netz vorhanden ist.

Ausgehend von der Modellierung der Lasten und Einspeisungen werden die Kosten für die Marktteilnehmer entsprechend dem Fahrplan und aktueller Entnahmewerte direkt, also ohne erneute Netzzustandsanalyse, bestimmt. Die Bestimmung des Regelenergiebedarfs bzw. –überschusses in einer Messperiode ist in Bild 5.4 wiedergegeben.

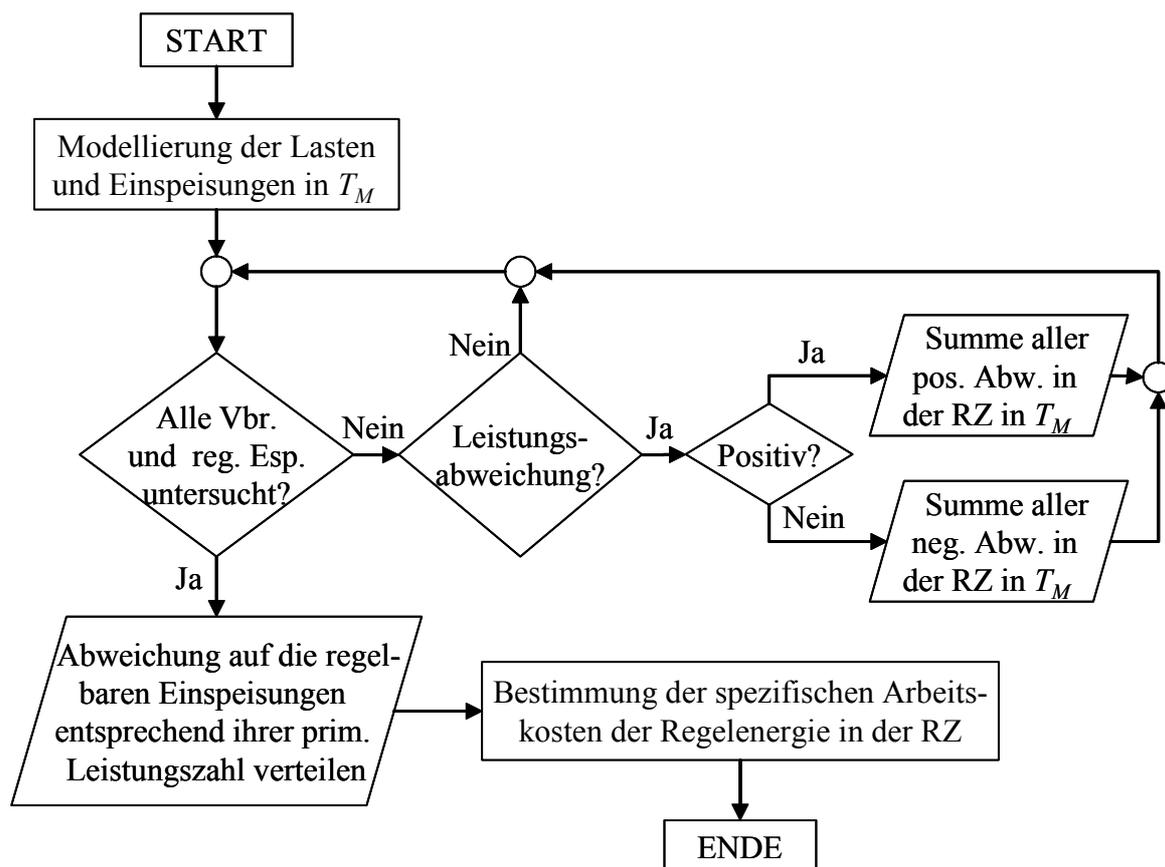


Bild 5.4: Algorithmus zur Bestimmung des Regelenergiebedarfs im Normalbetrieb und der spezifischen Regelenergiekosten

Nachdem die Abweichungen modelliert worden sind, wird die Zuweisung der Leistungsabweichungen zu den Regelzonen durchgeführt. Nachdem alle BK untersucht worden sind, ist die gesamte Leistungsabweichung in jeder Regelzone in einer Messperiode bekannt. Aus der festgestellten positiven sowie negativen Abweichung lässt sich der Bedarf an

Regelenergieeinspeisung bzw. –entnahme der Erzeuger und damit verbundene Kosten für den Regelenergiebedarf, entsprechend den Regelenergiekosten für den Netzbetreiber aus Abschnitt 4.2.1.3 bestimmen. Die Aufteilung der Regelenergie auf die beteiligten Einspeisungen wird entsprechend ihrer primären Leistungszahl durchgeführt.

Die Bestimmung der weiteren Kosten für die Marktteilnehmer wird entsprechend den Kostenmodellen, die im Kapitel 4 beschrieben worden sind, mit den so beispielhaft vorgestellten Verfahren durchgeführt.

5.3.2 Gestörter Betrieb und Betrieb mit Versorgungsunterbrechungen

Gestörter Betrieb, der die Abweichungen über bestimmte Grenze bei Normalbetrieb beschreibt, und Betrieb mit Versorgungsunterbrechungen der Verbraucher beschreiben das Ereignis in dem Kostenbestimmungsalgorithmus aus Bild 5.2. Bei einem gestörten Betrieb werden wie auch im Normalbetrieb alle angeschlossenen Kunden im Netz versorgt. Bei zu großen Abweichungen zu Höchstlastzeiten kann es zu Überlastung einzelner Betriebsmitteln kommen und das (n-1)-Kriterium kann nicht mehr erfüllt werden. Zusätzlich wird hier auch der Zustand des Netzes mit der Netzzustandanalyse untersucht.

Die Modellierung der Verbraucher und Einspeisungen in jeder Messperiode baut auf die gleiche Methode wie im Normalbetrieb auf. Der Unterschied liegt hier in der Auswertung des geänderten Netzzustandes. Im gestörten Betrieb wird eine Analyse des Netzes durchgeführt. Diese Netzzustandsanalyse liefert einen genauen Leistungsfluss im Netz und regelt die regelbaren Einspeisungen für den stationären Zustand exakt aus. In diesem Fall werden die nötigen elektrischen Größen zur Kostenbestimmung für die Marktteilnehmer direkt bestimmt.

6 Exemplarische Untersuchungen

6.1 Allgemein

Das Beispielnetz dieser Untersuchung ist in Bild 6.1 dargestellt. Es handelt sich hier um einen leicht modifizierten Ausschnitt eines existierenden Übertragungsnetzes, das niederohmig geerdet betrieben wird.

Die angeschlossenen Verbraucher, die von der 380-kV- bzw. 220-kV-Ebene in diesem Beispielnetz versorgt werden, stellen 110-kV-Netzgruppen dar. Zwei von diesen Netzgruppen sind vereinfacht dargestellt worden. Die anderen Netzgruppen werden durch Lasten, die an den 380-kV- bzw. 220-kV-Sammelschienen angeschlossen worden sind, nachgebildet. Das 220-kV-Netz versorgt somit sieben Mittelspannungsnetze mit einer maximalen Leistung von 1090 MW. Das-380-kV-Netz versorgt die restlichen sechs Lasten mit einem Spitzenleistungsbedarf von 892 MW.

Das System wird von einem Grundlastkraftwerk (A03A), das über den Transformator ZA angeschlossen und als ein Steinkohlekraftwerk nachgebildet ist, sowie von einem Grundlastkraftwerk (I02A) als Braunkohlekraftwerk, das über die Transformatoren ZI1 und ZI2 in das Netz einspeist, versorgt. Das Erdgasspitzenlastkraftwerk (A10A) ist eine Reserveeinheit und kann mit einer Verzögerung von 0,25 Stunden im Falle eines Leistungsdefizits im 380-kV-Netz zugeschaltet werden. Zusätzlich wird das System von einer Netzeinspeisung (C40A) vom benachbarten Netz versorgt. Die anderen drei Einspeisungen an den Sammelschienen

E40A-C repräsentieren einen Windpark mit einer installierten Leistung von insgesamt 300 MW.

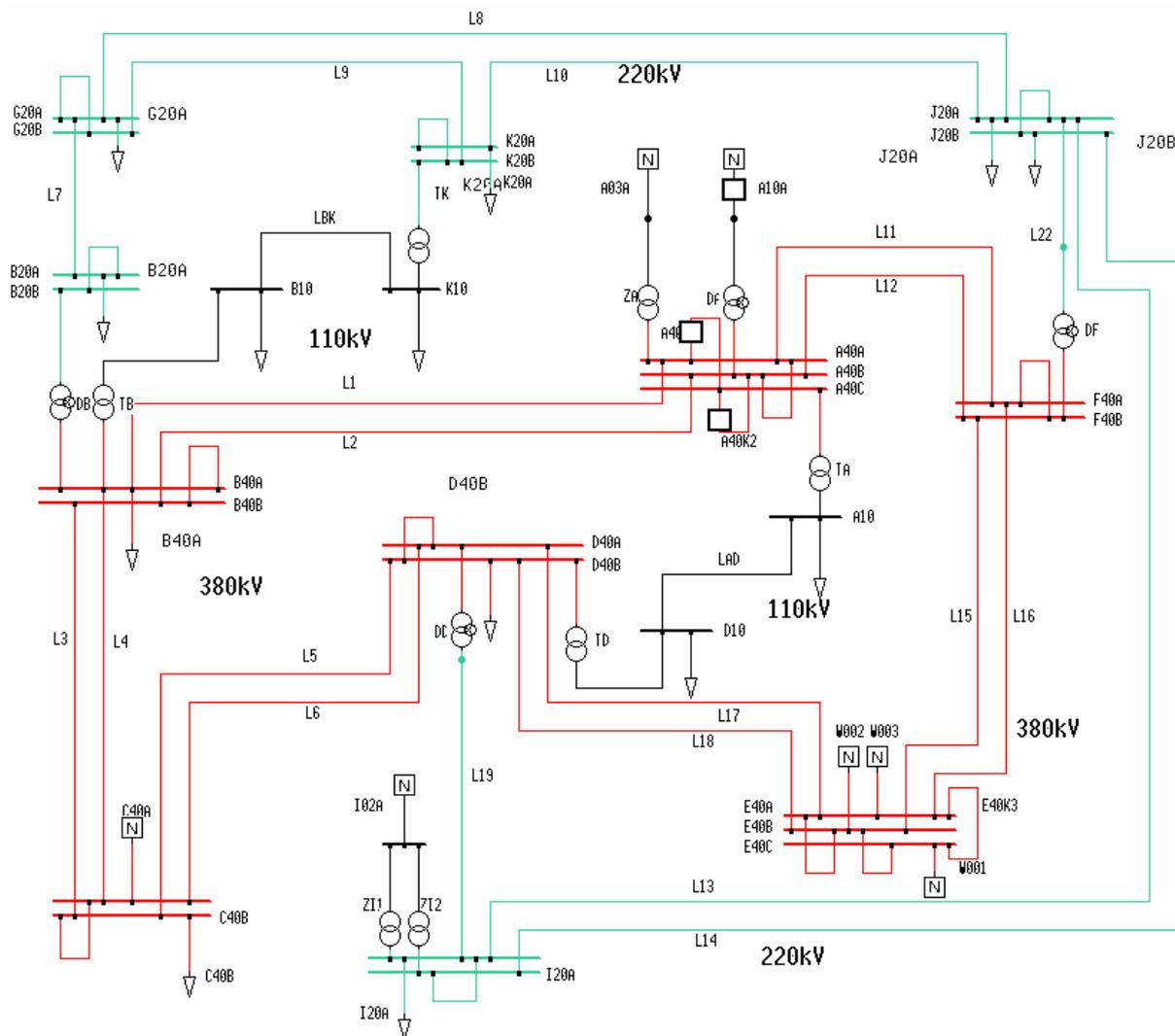


Bild 6.1: Beispielnetz

Die Leitungen in diesem Netz sind alle Freileitungen, wobei die meisten als Mehrfachleitungen geführt sind. Die gesamte Länge der Freileitungen beläuft sich auf 779 km. Die Daten des Beispielnetzes mit den Einspeisefahrplänen für die Generatoren und Netzeinspeisungen sowie die Tagesganglinien der Verbrauchergruppen sind im Anhang 8.1 zusammengestellt worden.

Die Berechnungen wurden mit Hilfe der zeitsequenziellen Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die Komponentenkenndaten für Hochspannungs- und Mittelspannungskomponenten sind im Anhang 8.2 wiedergegeben worden. Die Dauer der Simulation beträgt ein Jahr, das 50.000 Mal wiederholt wird.

Die Kunden in diesem Netz werden zwei verschiedenen BKV zugeordnet. Der erste BK (BK10) beinhaltet alle Kunden im 220-kV-Netz sowie die Kunden (K10) und (D10) in der 110-kV-Ebene. Der zweite BKV (BK11) ist für alle Kunden im 380-kV-Netz sowie für die restlichen Kunden in der 110-kV-Ebene verantwortlich. Jede Einspeisung bildet einen eigenen BK. Die Einspeisungen aus dem Windpark sind auf zwei BK aufgeteilt worden. Die

Teileinspeisung (W001) wird dem BKV (WIND) und die zwei restlichen Teileinspeisungen werden dem BK (WI01) zugeordnet.

Für diese Untersuchung werden zwei unterschiedliche Windpark-Typen mit bestimmten stochastischen Abweichungen von ihren angekündigten Einspeisefahrplänen untersucht. Die erste Variante beschreibt einen Offshore-Windpark mit einer jährlichen Einspeisedauer um die 3000 h/a. Die zweite Variante gibt einen Inlandstandort mit einer Einspeisedauer von 2000 Stunden im Jahr wieder, die auf die schlechteren Windverhältnisse als an der Küste zurückzuführen ist.

Neben den beiden Windpark-Varianten mit ihren stochastischen Abweichungen wird auch eine Variante untersucht, die ohne Abweichungen für Verbraucher und Einspeisungen berechnet worden ist und als Grundvariante für die resultierenden Zuverlässigkeitskennwerte sowie die Kosten dienen soll. Hierbei wurden die Fahrpläne der Einspeisungen entsprechend der Variante Offshore-Windpark verwendet.

Die maximale positive Abweichung zwischen dem Fahrplanwert und der tatsächlichen Entnahme bei den Kunden beträgt 9 % und die minimale negative Abweichung 5 % der maximalen Verbraucherlast. Die maximale Abweichung der Einspeisungen ist vom nachgebildeten Windpark-Typ abhängig. Die regelbaren Kraftwerke, sowie die Netzeinspeisung weisen keine stochastischen Abweichungen auf, da sie die prognostizierten Einspeisefahrpläne durch die Eigenregelung einhalten können. Im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken gestaltet sich die zuverlässige Erstellung der Fahrpläne für die regenerativen Einspeisungen als sehr schwierig [Luther et al.]. Wenn z. B. eine Windböe einige Minuten später kommt als geplant, herrscht ein Leistungsmangel in der aktuellen Messperiode und ein Leistungsüberschuss in der nächsten. Somit hat der Windpark eine vergleichsweise hohe maximale Abweichung. In der Variante Onshore-Windpark beträgt die maximale positive und negative Abweichung 100 % der installierten Leistung. Der Betrieb des Offshore-Windparks weist geringere Abweichungen auf, da dort die Vorhersage genauer ist. Die maximale positive Abweichung beträgt 70 % und die minimale negative Abweichung beträgt 80 % der installierten Leistung.

Die Verbraucher sind den nach ihren Verbrauchscharakteristiken bestimmten Lastfaktorgruppen zugewiesen. Die normierten Tagesganglinien für die Lastfaktorgruppen L001 und L002 sind nach Sonntag, Samstag und Werktag in Sommer bzw. in Winter unterteilt. Ihre Darstellung folgt im Anhang in Bild 8.1 bis Bild 8.4.

6.2 Technische Ergebnisse

Um das Zuverlässigkeitsniveau besser vergleichen zu können, wurden die drei untersuchten Varianten entsprechend den betrachteten Größen in jeweiligen Diagrammen dargestellt. Bild 6.2 zeigt die Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen in allen Varianten für die angeschlossenen Kunden.

Durch die schnelle Ausregelung der Regeldifferenzen, die in der Regelzone durch die Windparks verursacht werden, sind die Zuverlässigkeitskenngrößen für alle untersuchten Varianten nahezu gleich geblieben. Die größere Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen für die Verbraucher in der 110-kV-Ebene ist auf die höheren Zuverlässigkeitskennwerten der 110-kV-Betriebsmittel zurückzuführen.

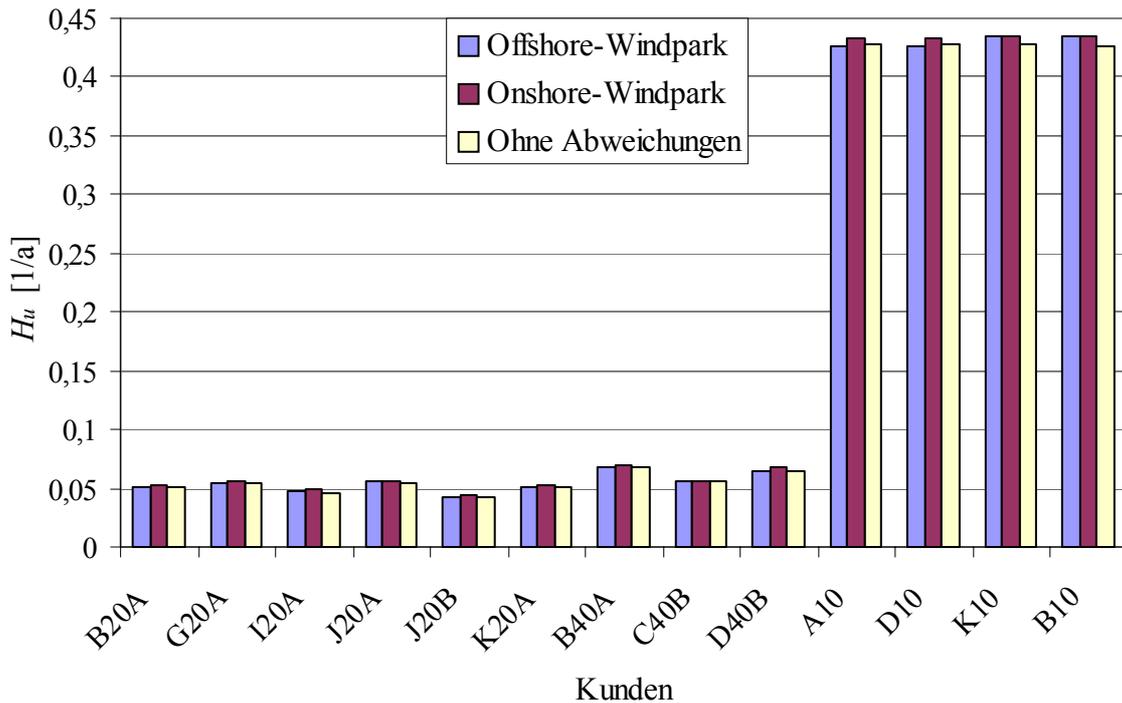


Bild 6.2: Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen der Kunden im Beispielnetz

Die größere Nichtverfügbarkeit der 110-kV-Kunden, die in Bild 6.3 dargestellt ist, ist auf die hohe Auslastung des Transformators TD und der Leitung LAD zurückzuführen. Der Transformator TA wird nur im Falle eines Ausfalls der Leitung LAD bzw. des Transformators TD durch die Sammelschienenkupplung zugeschaltet.

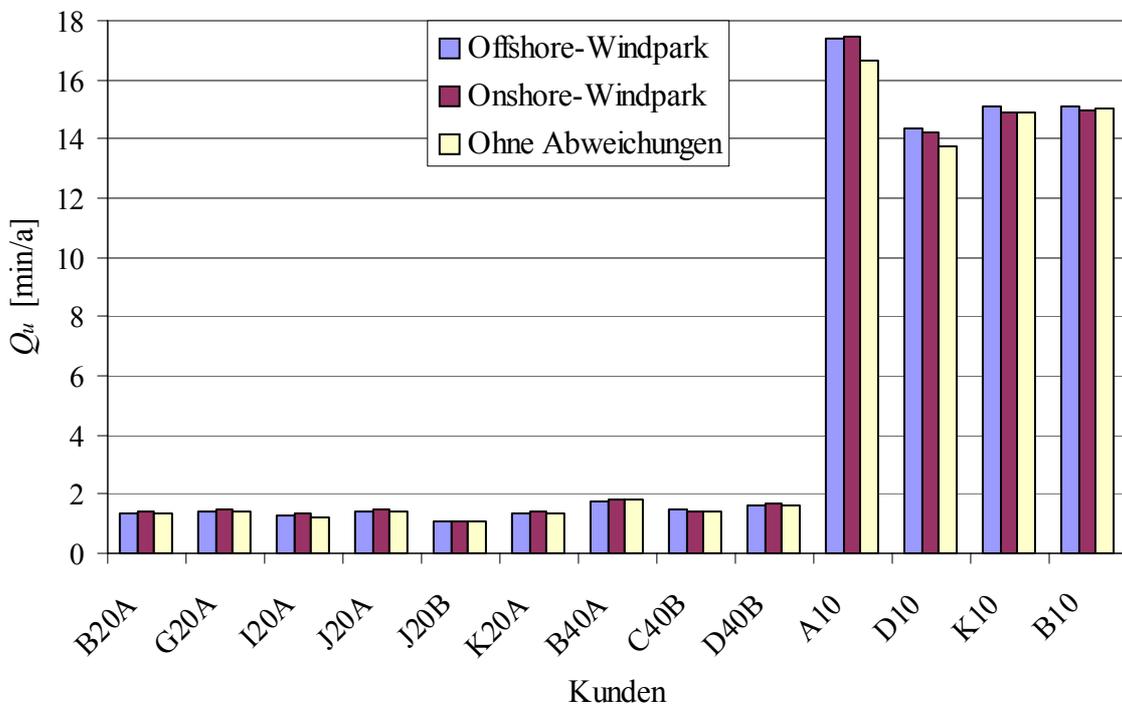


Bild 6.3: Nichtverfügbarkeit der Kunden im Beispielnetz

6.3 Wirtschaftliche Ergebnisse

Die hier vorgestellten wirtschaftlichen Ergebnisse sind entsprechend den im Kapitel 4 vorgestellten Kosten und Erlösen für die Marktteilnehmer für alle untersuchten Varianten mit den im Kapitel 5 vorgestellten Berechnungsalgorithmen bestimmt worden. Für eine bessere Vergleichbarkeit sind die Kosten auf ein Jahr bezogen worden.

Die Kosten und Erlöse für den Netzbetreiber sind in Bild 6.4 dargestellt worden. Die Verlustkosten im Netz sind in den drei Varianten nahezu gleich, da die auftretende maximale Verlustleistung in der Betrachtungsdauer auch gleiche Werte aufweist.

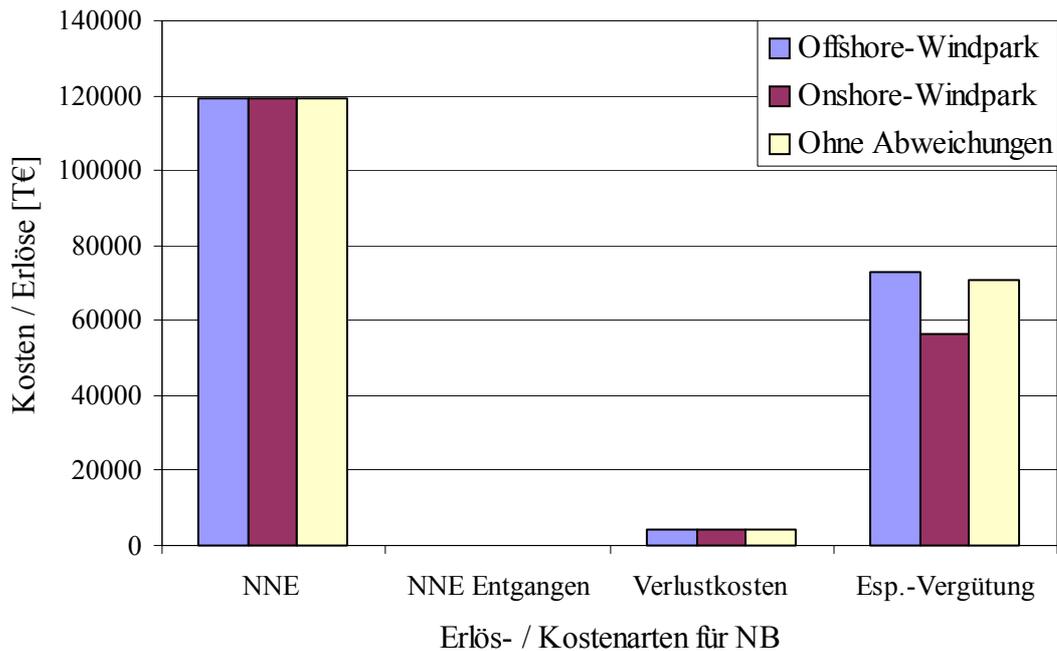


Bild 6.4: Kosten und Erlöse für den Netzbetreiber

Eine Summe über alle Erstattungen aus Kapitel 4.2.4 für jede regenerative Einspeisung stellt die Kosten für den Netzbetreiber dar, die als „Esp.-Vergütung“ in Bild 6.4 wiedergegeben sind. Die spezifischen Kosten der Vergütung für die Windeinspeisung betragen nach [EEG] 0,09 €/kWh. Der Unterschied zwischen den Varianten liegt an der größeren jährlichen Einspeisedauer des Offshore-Windparks, die 3.000 Stunden pro Jahr beträgt, gegenüber den 2.000 Stunden pro Jahr des Onshore-Windparks. Diese Einspeisevergütung für die regenerative Energie wird sozialisiert, d. h. auf alle Netzbetreiber in Deutschland entsprechend ihrer Größe verteilt.

Die Daten für die Bestimmung der NNE sind einem Beispiel aus dem entnommen worden [VDEW et al.]. Der Preis ist hier für die Entnahmeebene vorgegeben. Die spezifischen Netznutzungskosten für die Netzebene, in der die Entnahme stattfindet, belaufen sich in der Höchstspannungsebene auf 29,7 €/kWh, in der Hochspannungsebene auf 58 €/kWh und in der 110-kV-Ebene auf 107,4 €/kWh. Die Kenndaten für die Bestimmung des Gleichzeitigkeitsgrades sind für alle drei Spannungsebenen gleich groß. Die erste Gerade schneidet die Ordinate beim Gleichzeitigkeitsgrad von 0,1 und der Schnittpunkt der Geraden nach Bild 4.7 liegt bei der Jahresbenutzungsdauer von 2.500 h/a und dem entsprechenden Gleichzeitigkeitsgrad von 0,7.

Da die bezogene elektrische Jahresarbeit und somit die Jahresbenutzungsdauer der Verbraucher nahezu konstant ist, sind die NNE für den Netzbetreiber in allen drei Varianten gleich groß. Die aufgeschlüsselten NNE für jeden Kunden sind in Bild 6.5 dargestellt.

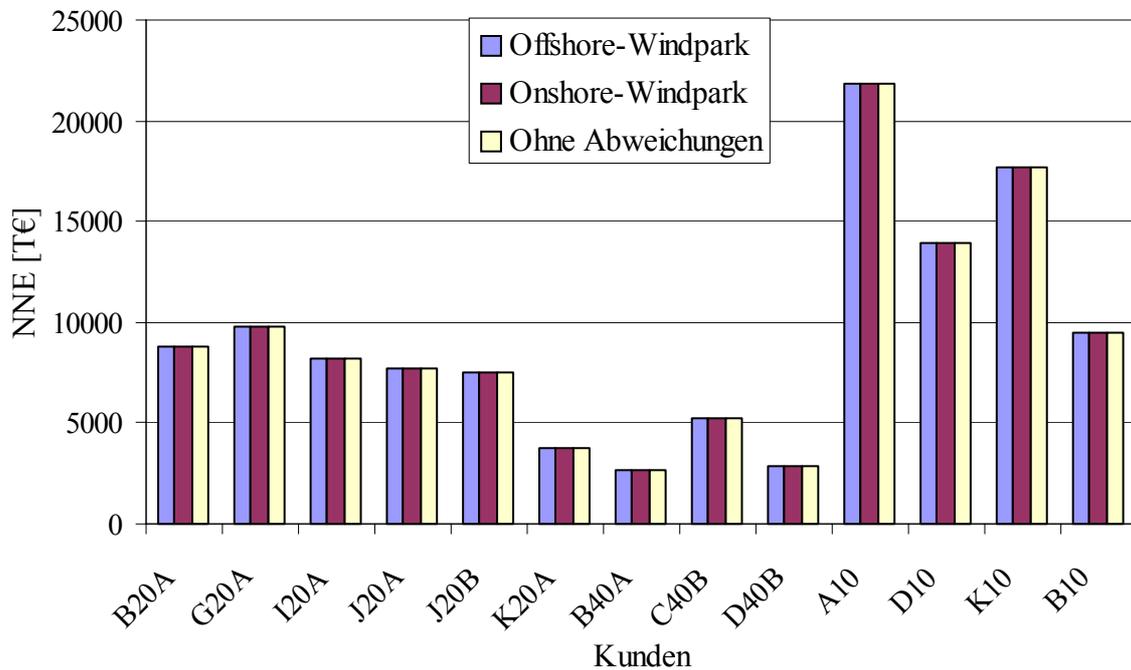


Bild 6.5: NNE für den Netzbetreiber nach Kunden

Die entgangenen NNE für den Netzbetreiber nach Kunden sind in Bild 6.6 dargestellt.

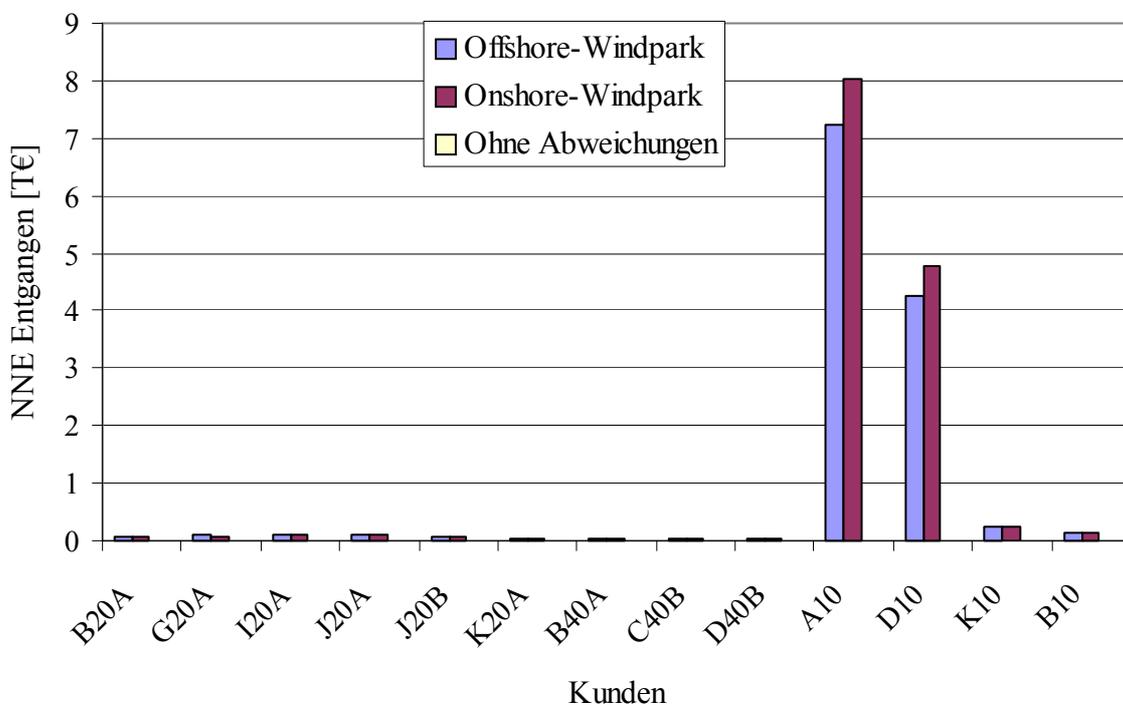


Bild 6.6: Entgangene NNE pro Kunde für den Netzbetreiber

Die entgangenen NNE sind im Vergleich zu den anderen Kosten sehr klein, was dem hohen Zuverlässigkeitsniveau in der Höchstspannungsebene entspricht. Bei der Betrachtung der

Kunden A10 und D10 in der 110-kV-Ebene sind die entgangenen NNE auf die starke Auslastung der Leitung LAD sowie des Transformators TD zurückzuführen. Der Transformator TA dient nur als ein Reservetransformator und wird nur im Falle einer Störung über die Sammelschienenkupplung A40K2 zugeschaltet.

Bild 6.7 präsentiert die berechneten Unterbrechungskosten der Kunden, die im Falle einer Pönalenzahlung berücksichtigt werden könnten.

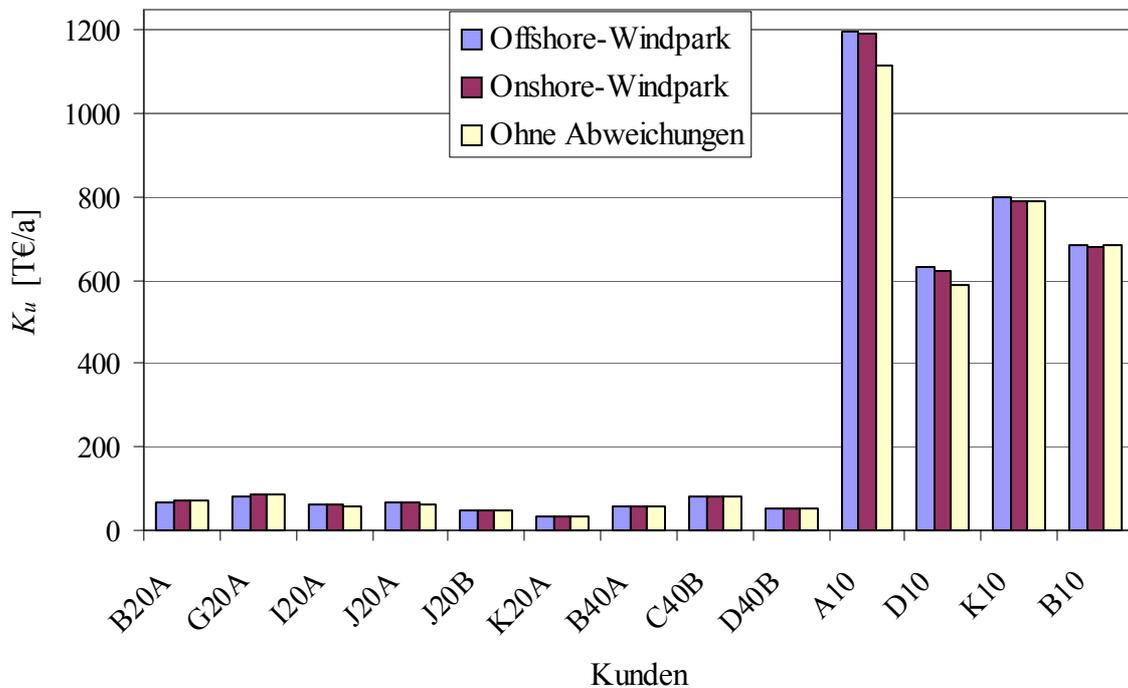


Bild 6.7: Unterbrechungskosten nach Kunden

Die Abweichungen zwischen der angemeldeten Entnahme, die mit den Fahrplänen beschrieben wird, und der tatsächlichen Entnahme müssen in jeder Messperiode vom ÜNB ausgeglichen werden. In Bild 6.8 ist die aufgewendete Regelarbeit für die drei Varianten dargestellt worden. Im Falle einer Mehreinspeisung, d. h. ein BK speist mehr ein als seine Prognose war, ist der Wert für die Regelenergie positiv. Auf der anderen Seite muss die Regelarbeit durch weniger Einspeisung aus dem Netz herausgenommen werden, was zu negativen Werten für die Regelarbeit führt.

Die beiden Windpark-Bilanzkreise haben in dem betrachteten Zeitraum mehr in das Netz eingespeist als sie in ihrem Fahrplan prognostiziert haben. Diesen positiven Überschuss haben die regelbaren Kraftwerke durch weniger Einspeisung ausgeglichen. Aufgrund der schlechteren Vorhersage für den Onshore-Windpark ist der Einsatz der Regelenergie in diesem Fall auch größer.

Die Abweichung der regenerativen Einspeisungen von ihrem Fahrplan wird am stärksten von der Netzeinspeisung (C40A) aus der benachbarten Regelzone und von den Grundlastkraftwerken (I02A) und (A03A) ausgeglichen. Die Einspeisung (A10A) wird nur im Falle eines Ausfalls bzw. einer Überlastung im Netz zugeschaltet.

Die beiden untersuchten Bilanzkreise ohne eigene Einspeisung sind nahezu ausgeglichen. In der Variante „ohne Abweichung“ resultiert die Regeldifferenz aus der Unter- bzw. Nichtversorgung der Verbraucher durch Unterbrechungen bzw. Engpässe im Netz. In diesem Fall

haben die BK10 und BK11 weniger verbraucht, was zu einem Überschuss an Regelenergie geführt hat.

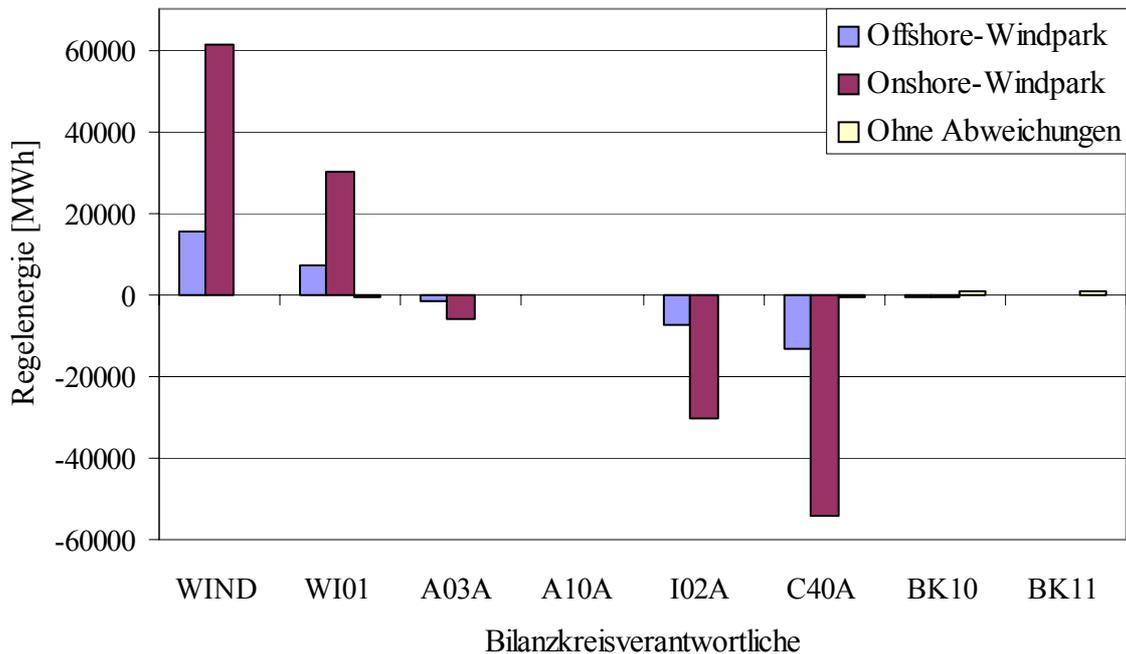


Bild 6.8: Verwendete Regelenergie aus Sicht des ÜNB

Die aus dieser angewandten Regelarbeit resultierenden Kosten sind in Bild 6.11 wiedergegeben worden. Die positiven Werte in dieser Grafik stellen die Kosten für den ÜNB dar und die negativen Werte seine Erlöse, die er von den jeweiligen BKV zu erwarten hat. Die Regelenergiekosten sind entsprechend den Gleichungen (4.6) und (4.7) sowie der Bestimmung der spezifischen Regelenergiekosten aus Gleichung (4.5) ermittelt worden. Die Kenndaten für die Regelenergiekosten wurden aus den veröffentlichten Regelenergiekosten eines ÜNB, die in Tabelle 4.2 dargestellt und als Mittelwerte für die spezifischen Regelenergiekosten abgeleitet sind, entnommen. Im Anhang werden diese Werte in Tabelle 8.9 wiedergegeben.

Bei einem negativen Einsatz der Regelleistung in der Regelzone entrichten die Erzeuger ein Entgelt für die Mindererzeugung entsprechend den spezifischen Regelenergiekosten an den ÜNB. Diese Erlöse erreichen in diesem Beispiel den maximalen Wert von 0,007 €/kWh. Bei einem Regelenergiemangel betragen die minimalen spezifischen Kosten 0,06 €/kWh, die der ÜNB an die Erzeuger zu zahlen hat. Aufgrund der höheren Kosten für den Einsatz der positiven Regelenergie ergeben sich während des gesamten Betrachtungszeitraums Kosten für den ÜNB, die an die regelbaren Erzeuger bezahlt werden. Auf der anderen Seite erwartet der ÜNB Erlöse für die eingesetzte Regelarbeit von den Verursachern.

Um diese Diskrepanz zu verdeutlichen, gibt Bild 6.10 die Aufschlüsselung der angewendeten Regelenergie nach positiven und negativen Anteilen für den Offshore-Windpark in einem Jahr wieder. Bild 6.11 präsentiert die Aufschlüsselung der entsprechenden Regelenergiekosten nach den einzelnen BK.

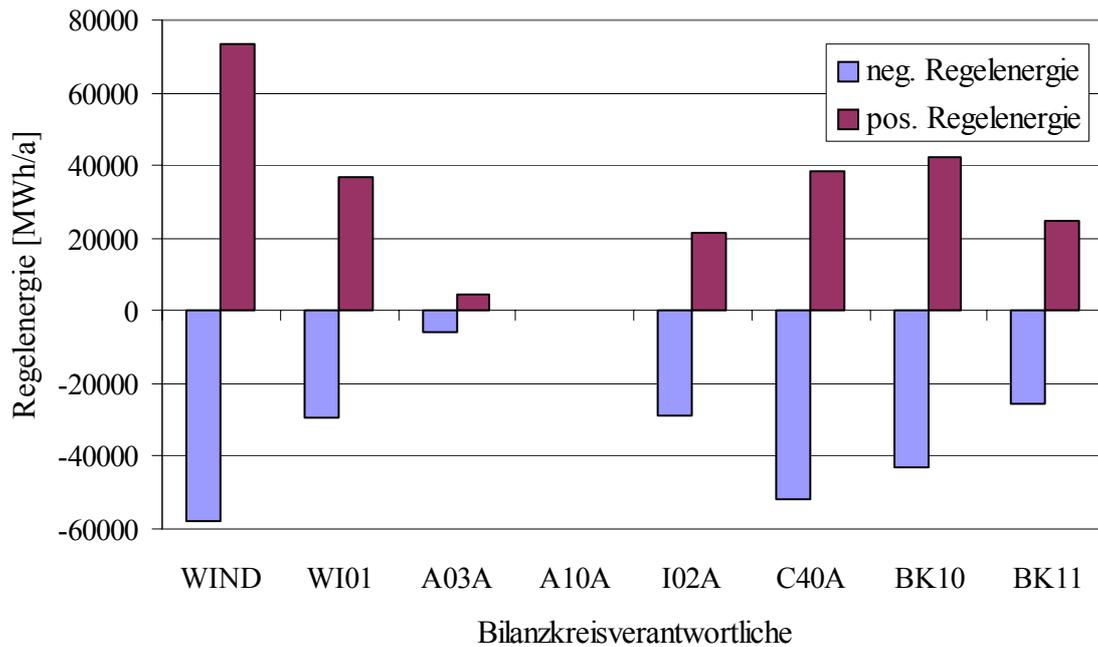


Bild 6.9: Verwendete positive und negative Regelenergie in der Variante Offshore-Windpark aus Sicht des ÜNB

Die vom WIND und WI01 verursachte Mehreinspeisung wird entsprechend Bild 6.11 mit niedrigen Regelenergiekosten vergütet, da ein Überschuss an Regelenergie geherrscht hat. Auf der anderen Seite verursachten die negativen Abweichungen, die einen Mangel an Regelenergie in der Regelzone beschreiben, hohe Regelenergiekosten, die um ein vielfaches die positiven Regelenergiekosten übersteigen.

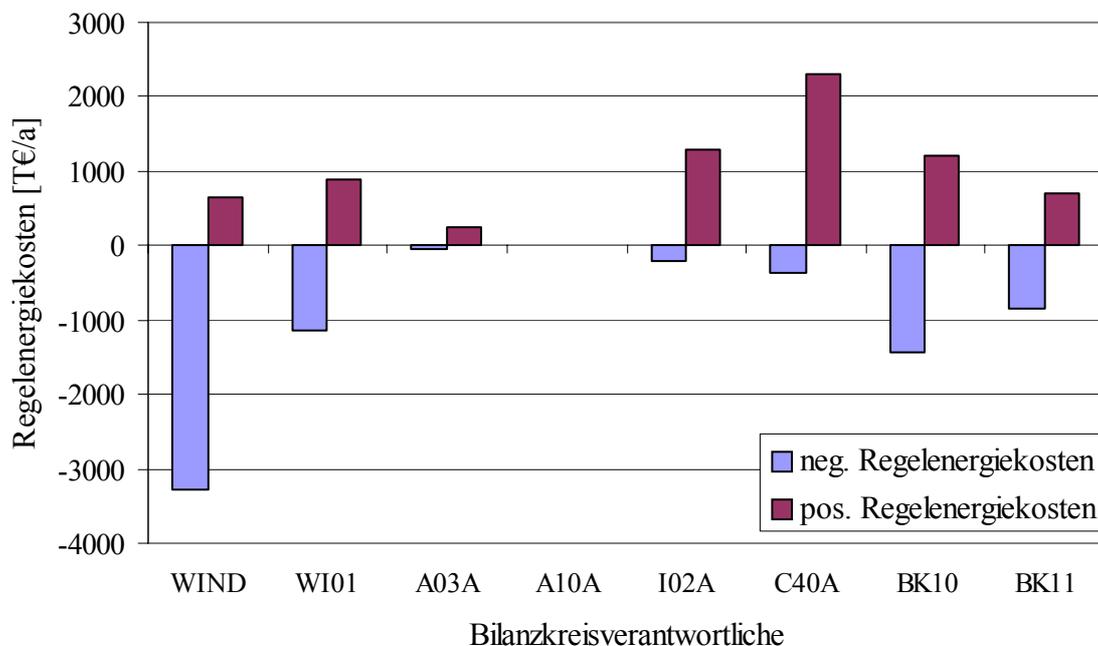


Bild 6.10: Positive und negative Regelenergiekosten nach Bilanzkreisen in der Variante Offshore-Windpark aus Sicht des ÜNB

Aufgrund des Erneuerbare-Energie-Gesetzes wird die erzeugte regenerative Energie mit Vorrang in das öffentliche Versorgungsnetz eingespeist. Somit speisen die regenerativen Erzeuger mit maximal möglicher Einspeiseleistung ohne Regelung in das Netz ein. Die damit verbundenen Kosten für die Regelenenergie verbleiben jedoch im Gegensatz zu der Einspeisevergütung für regenerative Einspeisungen in der jeweiligen Regelzone und werden von dem ÜNB getragen.

Der Onshore-Windpark weist größeren Regelenergieüberschuss in dem Betrachtungszeitraum als der Offshore-Windpark auf. Aus dem oben genannten Grund bei der Bestimmung des spezifischen Regelenergiepreises liegen die erwarteten Regelenergieerlöse für den Offshore-Windpark höher als für den Onshore-Windpark. Am deutlichsten sieht der Unterschied im BK WI01 aus. Im Offshore-Betrieb reichen die wenigen Messperioden, in denen die Regelenergiekosten während des Regelenergiebedarfs entstehen, aus, um die niedrigen Kosten der Regelenergie bei einem Regelenergiemangel in der Regelzone auszugleichen. Im Onshore-Betrieb würde dieser BKV sogar Erlöse von dem ÜNB bekommen.

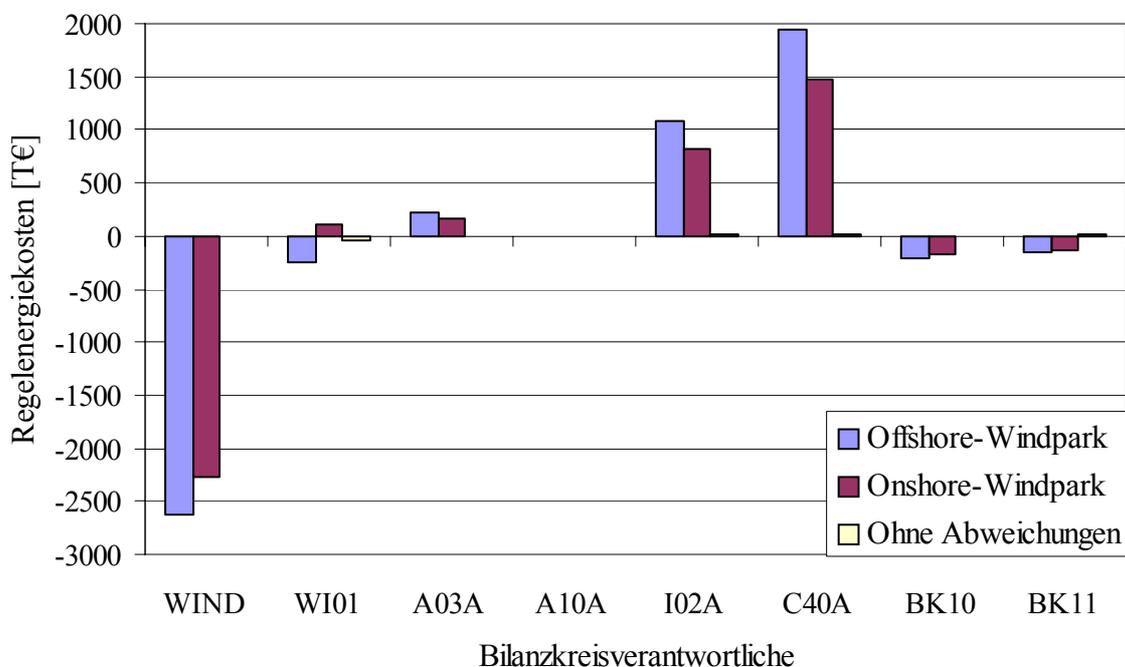


Bild 6.11: Regelenergiekosten nach Bilanzkreisen aus Sicht des ÜNB

Die beiden Bilanzkreise ohne Eigenerzeugung haben nach Bild 6.8 weniger eingespeist, d. h. mehr verbraucht, und tragen somit sie die Kosten für den Mehrverbrauch, was Erlöse für den ÜNB bedeutet. In der Variante „ohne Abweichungen“ entstehen die Regelenergiekosten nur in Verbindung mit einer Störung. Durch diese Versorgungsunterbrechungen ist der Verbrauch niedriger als im Fahrplan prognostiziert, was zu Zahlungen von ÜNB an BKV führt.

Die mit dem Einsatz der Regelenergie verbundenen Erzeugungskosten sind in Bild 6.12 wiedergegeben worden. Die spezifischen Brennstoffkosten sind in Tabelle 8.10 im Anhang nach Kraftwerkstypen zusammengefasst.

Bei den beiden Windpark-Varianten wird die überschüssige Regelarbeit durch die regelbaren Kraftwerke bzw. Einspeisungen aufgenommen. Dabei verbrauchen die Kraftwerke weniger Brennstoff und erfahren somit ein Kostenersparnis.

Die Regeldifferenzen im Netz werden am stärksten von den Einspeisungen I02A und C40A ausgeglichen. Hierbei wird das Gaskraftwerk nur sehr selten zugeschaltet. Die Startkosten für den Erzeuger A10A belaufen sich gerade auf 6 € und können vernachlässigt werden.

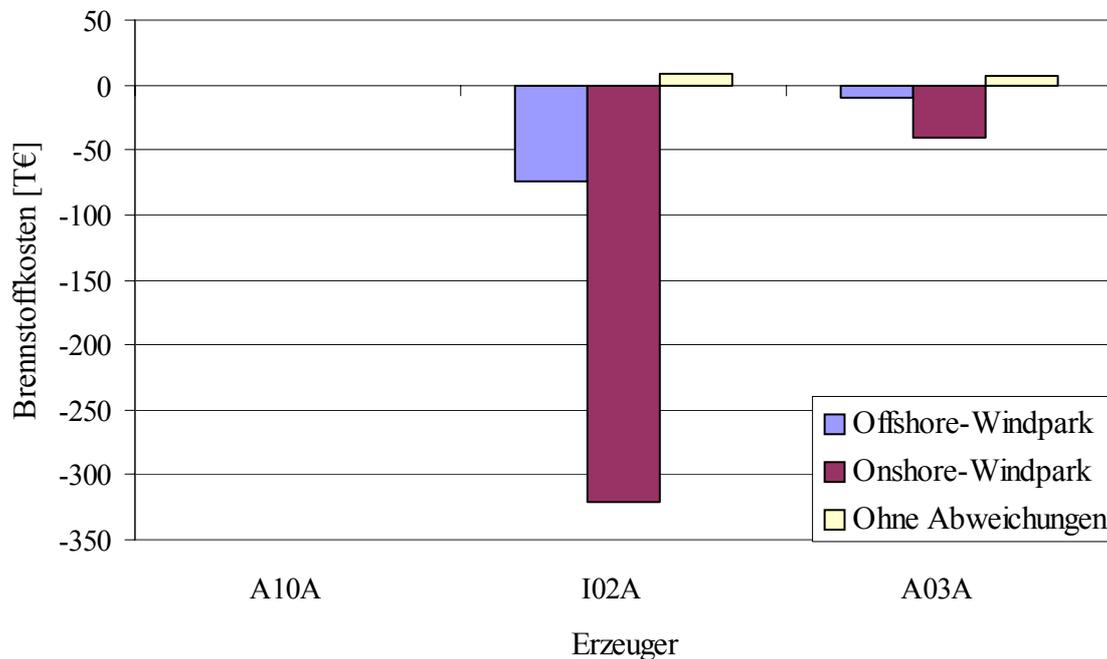


Bild 6.12: Brennstoffkosten nach Erzeugern

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Liberalisierung des Energieversorgungssektors wird weltweit vorangetrieben, was zu einem erheblichen Kostendruck auf die beteiligten Unternehmen führt. Aus diesem Grund werden die technischen Fragestellungen zunehmend den wirtschaftlichen Aspekten untergeordnet. Im Allgemeinen wirken sich die Maßnahmen zur Kostenreduzierung in allen Bereichen des Energiemarktes negativ auf die Versorgungsqualität aus. Auf der anderen Seite verlangen die Kunden sowie auch die Politik eine gleich bleibende und sogar steigende Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie. Diese beiden Anforderungen, die im Allgemeinen gegenläufig sind, definieren das Spannungsfeld, in dem die Marktteilnehmer in den Energieversorgungsmärkten agieren müssen.

Die Rahmenbedingungen des liberalisierten wettbewerbsorientierten Energiemarktes in Deutschland sind in dem Energiewirtschaftsgesetz und der so genannten Verbändevereinbarung beschrieben. In diesen Regelwerken ist die Trennung der Geschäftsbereiche der früheren monopolistisch aufgestellten EVU mit ihren neuen Zuständigkeiten und wirtschaftlichen Beziehungen, die sie untereinander eingehen, beschrieben. Die nachhaltige Betrachtung der Versorgungszuverlässigkeit der Kunden wird hier aber nicht berücksichtigt.

Auf der anderen Seite spielen die technischen Anforderungen an die Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie eine wichtige Rolle. In den existierenden technischen Regelwerken wird die Versorgungszuverlässigkeit jedoch nur unzureichend berücksichtigt. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wie die Bestimmung der ausreichenden Ver-

sorgungszuverlässigkeit in Verbindung mit den Kosten der einzelnen Marktteilnehmer erfolgen kann.

Um den auf einer Seite steigenden Kostendruck auf die Unternehmen und auf der anderen Seite die technischen Aspekte der Versorgungszuverlässigkeit zu untersuchen, wurde ein existierendes Zuverlässigkeitsberechnungstool um die Bestimmung der Kosten und Erlöse nicht nur im Störfall, sondern während der gesamten Betrachtungsdauer erweitert.

Die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung ist ein leistungsfähiges Werkzeug, das unter heutigen Bedingungen der neuen deregulierten Märkte zusätzliche wichtige Informationen bei der Netzplanung liefern kann. Für die Durchführung der vollständigen Betriebssimulation wurde die vorhandene Monte-Carlo-Simulation verwendet. Mit ihrer Hilfe wurden bis jetzt die wirtschaftlichen Aspekte nur in Abhängigkeit des Störungsgeschehens und nur für die angeschlossenen Kunden bestimmt. Die Betrachtung der anderen Marktteilnehmer, wie z. B. Netzbetreiber, Erzeuger oder auch BKV, die im Zuge der Liberalisierung entstanden sind, fehlt aber weitgehend.

Um die Kosten der anderen Marktteilnehmer zu bestimmen, wurden die unterschiedlichen Betriebszustände im Netz betrachtet. Entsprechend der einzelnen Betriebsituationen muss der Netzbetreiber mit Hilfe der ihm zur Verfügung stehenden Systemdienstleistungen das Netz im Normalbetrieb sicher betreiben, aber auch nach einer Störung den Normalzustand wieder herstellen. Hier spielt beispielsweise der Einsatz der Regelenergie, die durch fehlerhafte Prognosen der Entnahme-Fahrpläne für die Verbraucher sowie der Einspeise-Fahrpläne der Erzeuger entsteht, eine wichtige Rolle. Durch den Einsatz der technischen Systemdienstleistungen entstehen für den Netzbetreiber Kosten, die er an den Erzeuger für die gestellte Regelenergie zu leisten hat, aber auch Erlöse, die er von den BKV zu erwarten hat. Entsprechend diesem Beispiel wurde die Integration der Kosten- und Erlösmodelle der Marktteilnehmer durch die Erweiterung der bereits vorhandenen Berechnungsalgorithmen auf der technischen Seite bzw. Neuentwicklungen der Berechnungsverfahren auf der wirtschaftlichen Seite erreicht.

Die in dieser Arbeit präsentierten Kostenmodelle wurden für die Marktteilnehmer entwickelt, die einen direkten Einfluss auf den Netzbetrieb haben. Es handelt sich somit um den Übertragungs- wie auch VNB, den Erzeuger und den BKV, wobei der Schwerpunkt auf den Netzbetreibern lag. Die hier betrachteten Kostenarten sind stochastischen Kosten, wie z. B. zur Wiederherstellung des Normalbetriebs. Die in dieser Arbeit als konstant anzusehenden Kostenarten, wie z. B. Personalkosten bzw. Investitionskosten, sind nicht weiter betrachtet und als unternehmensspezifische Pauschalen übernommen worden.

Die entwickelten Kostenmodelle wurden in das erweiterte Simulationsverfahren integriert. Die Monte-Carlo-Simulation wurde hier um die genaue Untersuchung des gesamten Normalbetriebs erweitert. Die gesamte Betrachtungsdauer ist hier mit einer äquidistanten frei wählbaren Messperiode, die in Deutschland $\frac{1}{4}$ Stunde beträgt, unterteilt worden. Die Kosten werden dann für jede Messperiode berechnet und saldiert, sowie am Ende eines Betrachtungszeitraums, der üblicherweise ein Jahr beträgt, zusammengefasst. Nach der Beendigung der Simulation können dann die gesamten Kosten entsprechend der Simulationsdauer bestimmt werden.

Anhand des Beispiels sind die Kosten und Erlöse der einzelnen Marktteilnehmer vorgestellt, sowie der Einfluss regenerativer Energien auf den Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze untersucht und diskutiert worden.

Die in dieser Forschungsarbeit vorgestellte Integration der Kosten- und Erlösberechnung für die unterschiedlichen Marktteilnehmer im liberalisierten Energiemarkt ermöglicht umfangreiche technische und wirtschaftliche Untersuchungen des Netzbetriebs. Durch die Ermittlung der Kosten und Erlöse im elektrischen Energieversorgungsnetz wird eine größere Transparenz bei der Bestimmung der NNE und der Kosten für die Systemdienstleistungen geschaffen. Dies ermöglicht eine quantitative Risikoabschätzung sowie eine wirtschaftliche Optimierung aus der Sicht der jeweiligen Marktteilnehmer.

Der vorgestellte Lösungsweg stellt eine Grundlage für weitergehende Entwicklungen dar. Mit Hilfe des vorgestellten Kostenberechnungsalgorithmus können neben den bereits entwickelten und implementierten stochastischen Kostenmodellen auch Modelle für die Kostenarten entwickelt werden, die in dieser Arbeit als konstant angenommen worden sind, sowie Kostenmodelle für weitere Marktteilnehmer, wie z. B. den Händler. Mit dieser Erweiterung kann dann eine vollständige Betriebssimulation der Kosten und Erlöse für jeden einzelnen Marktteilnehmer im liberalisierten Markt durchgeführt werden.

Das Forschungsziel wurde erreicht.

Literatur

Allan, R. N.; Kariuki, K. K.:

Factors affecting customer outage costs due to electric service interruptions;
IEEE Proceedings Generation Transmission Distribution; Vol. 146; No. 6; 1996; Seite 521-528

Angenend, M.; Roth, M.; Sorg, A.; Weber, Th.; Wellßow W.H.:

Risikomanagement – Einsatz eines Versicherungsmodells in einem städtischen Verteilungsnetz;
ETG-Fachbericht 82 zur ETG – Fachtagung Verteilungsnetze im liberalisierten Markt; Hannover 2000; Seite 31-40

Backes, J; Koglin H.-J.; Klein L.:

Medium Voltage Network Planning Based on Probabilistic Reliability Evaluation Including the Insurance System;
VDE-Fachtagung Quality of Power Supply; Munich; Germany; 1997

Backes, J.:

Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit;
Dissertation Universität des Saarlandes; Saarbrücken 1998

Bagemihl, J.:

Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischem Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt
Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit;
Dissertation Universität des Stuttgart; Stuttgart 2003

BDI e.V.; VIK e.V.; VDEW e.V.:

Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten;
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW e.V.;
Frankfurt/Main 98

BDI e.V.; VIK e.V.; VDEW e.V.:

Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999;
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke – VDEW – e.V.;
Frankfurt/Main 13.12.1999

Billinton, R.; Tollefson, G.; Wacker, G.:

Comprehensive bibliography on reliability worth and electrical service interruption costs 1980-1990;
IEEE Trans. Power Systems; Vol. PWRS-6; No. 4; 1991; Seite 1508-1514

Billinton, R.; Li, W.:

Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods
Plenum Press; New York 1994

Billinton, R.; Sankarakrishnan, A.:

Effective techniques for reliability worth assessment in composite power system networks using Monte Carlo simulation;
IEEE/PES Summer Meeting; Portland OR 1995

Billinton, R.; Gates, J.; Wacker, G.:

Electric service reliability worth evaluation for government, institutions and office buildings;
IEEE Trans. Power Systems; Vol. PWRs-14; No. 1; 1999; Seite 43-48

BMWA:

Monitoring-Bericht über die energiewirtschaftlichen und wettbewerblichen Wirkungen der Verbändevereinbarungen;
Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit; Berlin 31.08.2003

Brauner, G.:

Versorgungssicherheit im liberalisierten Markt – sind neue Rahmenbedingungen erforderlich?;
Jahresbericht des Instituts für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft 2001; Seite 20-24

Böse, C.; Hügel, R.; Weber, Th.; Wellßow W.H.:

Auswertung der VDEW-Störungsstatistik für Zuverlässigkeitsanalysen;
Elektrie; Berlin 1997; Heft 03/04; S. 130-139

Danda, R.:

Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahreskraftwerksbetriebsplanung;
Dissertation RWTH; Aachen 1982

DVG e.V.:

Grid Code 2000 – Netz- und Systemregeln der deutschen ÜNB – Aktualisierte Ausgabe Mai 2000;
DVG Deutsche Verbundgesellschaft e.V.; Heidelberg 2000

EEG:

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes;
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13; Bonn 31.03.2000

EnWG:

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG);
Bundesgesetzblatt Jahrgang 1998 Teil I; Bonn 24.04.1998

ETSO:

ETSO approves a new cross-border trade system (CBT) for 2003, which reduces the fee from 1 to 0.5 € / MWh;
<http://www.ets-net.org>; Brussels; Belgium 2002

EU:

Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.12.1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. EU-Richtlinie Nr. L 27/20 DE,

Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 30.01.1997, S.20-29

EU:

Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG; Amtsblatt der Europäischen Union vom 15.07.2003

FGH:

ZuBer – Programm zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit in Netzen der Elektrischen Energieversorgung; Handbuch zur Version 3.08; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.; Mannheim 2003

Filter, S.:

Zur Modellgenauigkeit der mittelfristigen Einsatzoptimierung von Querverbundunternehmen; Dissertation RWTH; Aachen 2001

Freund, H.:

Versorgungsqualität und ihre Kosten; Elektrizitätswirtschaft Jahrgang 90; 1991; Heft 16/17; Seite 913-915

Gebler, H.:

Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen fuer elektrische Energieversorgungsnetze; Dissertation; TH Darmstadt; 1981

Gola, G.; Ribaldone, P.; Silvestri, M.; Vertemati, F.:

recent resolutions of Italian regulator on the continuity of electricity supply; 16. Congrès International de Réseaux Electriques de Distribution (CIRED); paper no. 2/29; Amsterdam 2001

Handke, J.:

Koordinierte lang- und kurzfristige Kraftwerkseinsatzplanung in thermischen Systemen mit Pumpspeicherkraftwerken; Dissertation Universität Dortmund; Dortmund 1994

Hauser, M.:

Koordinierung der kurz- und mittelfristigen Einsatzoptimierung in integrierten Energieversorgungssystemen; Dissertation Bergische Universität – Gesamthochschule; Wuppertal 1997

Heggset, J.; Langset, T.; Samdal, K.; Trengereid, F.:

Quality dependent revenue caps – a model for quality of supply regulation; 16. Congrès International de Réseaux Electriques de Distribution (CIRED); Paper no. 6/4; Amsterdam 2001

Kochs, H.-D.:

Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen; Springer-Verlag; Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo 1984

Koglin, H.-J.; Schwan, M.:

Grundlagen der Zuverlässigkeitsanalyse;
FGH-AKEI-Seminar: Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische
Energieversorgungssysteme; Forschungsgemeinschaft für elektrische
Anlagen und Stromwirtschaft e.V.; Aachen 2003

Laspada, H. M.:

Regulation of quality of the electrical service in Argentina;
15. Congrès International de Réseaux Electriques de Distribution
(CIRED); Paper no. 2/12; Nizza 1999

Luther, A.; Radtke, U.; Winter, W.:

Einbindung großer Windleistungen – Systemverhalten und Maßnah-
men zur Erhaltung der Versorgungsqualität im Übertragungsnetz;
ETG Fachtagung Zuverlässigkeit in der Versorgung; Mannheim;
2003;

Nick, W. R.:

Bewertung redundant geplanter Hoch- und Mittelspannungsnetze im
Hinblick auf Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit;
Dissertation RWTH; Aachen 1993; Seite 38 - 41

RWE:

Ausschreibung von Regelenergie für RWE Transportnetz Strom;
<http://www.rwe-net.de>; 28.04.2003

Schwan, M.:

Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer
Energieversorgungsnetze im liberalisierten Markt;
Dissertation Universität des Saarlandes; Saarbrücken 2003

Seeger, Th.:

Tageseinsatzoptimierung in Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-
Kopplung;
Dissertation Bergische Universität – Gesamthochschule; Wuppertal
1991; Seite 23 - 28

Sorg, A.; Stöver I.; Weber Th.; Wellßow W.H.; Zdrallek M.:

Investigation of a Supply Interruption Insurance System;
6th International Conference on Probabilistic Methods applied to
Power Systems (PMAPS 2000); Funchal; Madeira; Portugal; 2000

Sorg, A.:

Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit
elektrischer Energieversorgungsnetze;
Dissertation Universität Siegen; Siegen 2001

VDEW e.V.:

MeteringCode 2000 - Abrechnungszählung und Datenbereitstellung;
Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e. V.; Frankfurt
2000

VDEW e.V.; BDI e.V.; VIK e.V.; VDN e.V.; ARE e.V.; VKU e.V.:

Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von
Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der
Netznutzung;
Verband der Elektrizitätswirtschaft – VDEW e.V.; Berlin 2001

VDEW e.V.:

VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1994;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 1997

VDEW e.V.:

VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1995;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 1998

VDEW e.V.:

VDEW-Störungs- und Schadensstatistik 1996;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 1999a

VDEW e.V.:

VDEW-Störungsstatistik 1997;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 1999b

VDEW e.V.:

VDEW-Störungsstatistik 1998;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 2001

VDEW e.V.:

VDEW-Störungsstatistik 1999;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 2002

VDEW e.V.:

VDN-Störungsstatistik 2000;
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H –
VWEW – Verlag; Frankfurt 2003

VDN e.V.:

Kommentarband, Umsetzung der Verbändevereinbarung über
Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische
Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13.12.2001;
Verband der Netzbetreiber – VDN e.V. bei VDEW; Berlin 2002

VDN e.V.:

Transmission Code – Netz- und Systemregeln der deutschen ÜNB;
Verband der Netzbetreiber – VDN e.V. bei VDEW; Berlin 2003a

VDN e.V.:

Distribution Code 2003 - Regeln für den Zugang zu
Verteilungsnetzen;
Verband der Netzbetreiber – VDN e.V. bei VDEW; Berlin 2003b

Van Geert, E.:

Towards a customer oriented approach of quality of supply in an open market;
38th CIGRÉ Session; Paris 2000

Warren, C. A.; Adams M. J.:

Reliability on the Regulatory Horizon;
IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition;
Atlanta 10.2001

Wellßow W. H.:

Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung;
Dissertation; TH Darmstadt; 1986

Werner, T. G.:

Evolutionsstrategien zur kurzfristigen Einsatzoptimierung
hydrothermischer Kraftwerkssysteme;
Dissertation Bergische Universität – Gesamthochschule; Wuppertal
1998

Werner, T. G.; Verstege J.:

Geschlossene Einsatzoptimierung hydrothermischer
Kraftwerkssysteme mit Evolutionsstrategien;
Elektrie 54. Jahrgang (2000); Heft 1-2; Seite 7-17

Zdrallek, M.:

Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme –
Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung;
Dissertation Universität Siegen; Siegen 2000

Formelzeichen und Nebenzeichen

Formelzeichen

α	: Winkel
b	: Verschiebung in der allgemeinen Geradengleichung
C	: Kapazität
\dot{E}	: Erstattungen
φ	: Phasenwinkel
g	: Gleichzeitigkeitsgrad
H	: Häufigkeit
I	: Strom
k	: spezifische Kosten
\dot{k}	: spezifische Jahreskosten
K	: absolute Kosten
	Primärregelungskoeffizient
\dot{K}	: absolute Kosten bezogen auf ein Jahr
L	: (kumulierte) Leistung
m	: Steigung in der allgemeinen Geradengleichung, Koeffizient
v	: Nutzungsgrad
p	: Wahrscheinlichkeit bzw. bedingte Wahrscheinlichkeit
P	: Wirkleistung
Q	: Wahrscheinlichkeit / Nichtverfügbarkeit
\dot{Q}	: Leistung
R	: ohmscher Widerstand
S	: Last
	Scheinleistung
T	: Dauer
\dot{T}	: zeitbezogene Dauer
ϱ	: Arbeitsverlustfaktor
U	: Spannung
W	: (kumulierte) nicht zeitgerecht geliefert Energie
\dot{W}	: zeitbezogene elektrische Jahresarbeit
X	: Reaktanz

Nebenzeichen

0	: stillstandszeitunabhängig
1	: Wert der Oberspannungsseite
+	: positiv
-	: negativ
∞	: Kaltstart
Br	: Brennstoff
El	: elektrische

<i>ext</i>	: Extern (außerhalb der Regelzone)
<i>Erzeuger</i>	: betrachteter Erzeuger
<i>Esp</i>	: Einspeisung
<i>Ent</i>	: Entgangen, Entnahme
<i>Ges</i>	: Gesamt
<i>i</i>	: Zählindex
<i>int</i>	: Intern (in der Regelzone)
<i>Ist</i>	: Istwert
<i>k</i>	: Bezug zu Kurzschluss
<i>Kunde</i>	: betrachteter Kunde
<i>max</i>	: Maximalwert
<i>min</i>	: Minimalwert
<i>M</i>	: Mess-
<i>n</i>	: Anzahl
<i>N</i>	: Betrachtungseinheit
<i>Netz</i>	: Untersuchte Netzebene
<i>NNE</i>	: Netznutzungsentgelte
<i>P</i>	: Leistung
<i>Prim</i>	: Primär
<i>RE</i>	: Regelenergie
<i>S</i>	: Stillstand
<i>Saldo</i>	: Saldierung
<i>Sek</i>	: Sekundär
<i>Soll</i>	: Sollwert
<i>Start</i>	: Start
<i>Trans</i>	: Transite
<i>u</i>	: Verbraucher-Zuverlässigkeitskenngröße
<i>U-Netz</i>	: untergelagerte Netzebene
<i>V-Netz</i>	: vorgelagerte Netzebene
<i>V-Netz Netz</i>	: vorgelagerte Netzebene bezogen auf die untersuchte Netzebene
<i>V-Netz/Netz</i>	: Umspannung zwischen der vorgelagerte Netzebene und der untersuchten Netzebene
<i>Verlust</i>	: Verluste
<i>W</i>	: Arbeit, Energie

Abkürzungen

BK	: Bilanzkreis
BKV	: Bilanzkreisverantwortlicher
CBT	: Cross-Border-Tariffing
EEG	: Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	: Energiewirtschaftsgesetz
ETSO	: European Transmission System Operators
EVU	: Energieversorgungsunternehmen
HT	: Hochtarifzone
MS	: Microsoft

NB	: Netzbetreiber
NNE	: Netznutzungsentgelte
NT	: Niedertarifzone
RZ	: Regelzone
UCTE	: Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	: Übertragungsnetzbetreiber
V	: vertragliche Regelung
VNB	: Verteilungsnetzbetreiber
VV II Plus	: Verbändevereinbarung II Plus

8 Anhang

8.1 Netzdaten des Beispielnetzes

8.1.1 Stationen

Die Stationsdaten sind in Tabelle 8.1 dargestellt.

Tabelle 8.1: Stationsdaten des Beispielnetzes

Name	Spannungsebene	Wirkleistung [MW]	Blindleistung [MVar]	Scheinleistung [MVA]	Lastfaktor
B20A	220,00	175,00	40,000	179,51	L002
G20A	220,00	190,00	45,000	195,26	L001
I20A	220,00	160,00	50,000	167,63	L001
J20A	220,00	150,00	60,000	161,55	L001
J20B	220,00	150,00	60,000	161,55	L002
K20A	220,00	75,000	35,000	82,765	L002
B40A	380,00	100,00	60,000	116,62	L001
D40B	380,00	112,00	32,000	116,48	L002
C40B	380,00	200,00	30,000	202,24	L001
B10	110,00	100,00	120,00	156,20	L001
K10	110,00	190,00	45,000	195,26	L002
A10	110,00	230,00	60,000	237,70	L001
D10	110,00	150,00	50,000	158,11	L002

Die normierten Tagesganglinien für die Lastfaktorgruppen L001 und L002 sind nach Sonntag, Samstag und Werktag in Sommer bzw. in Winter unterteilt. Die Darstellung folgt in Bild 8.1 bis Bild 8.4.

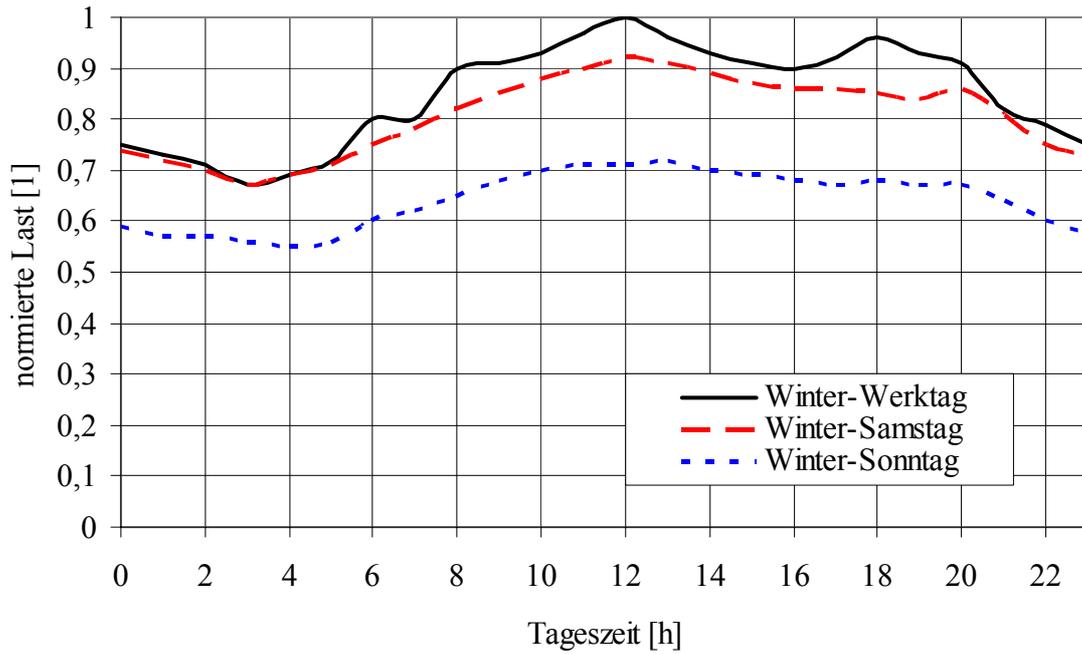


Bild 8.1: Normierte Winter-Tagesganglinie für Lastfaktorgruppe L001

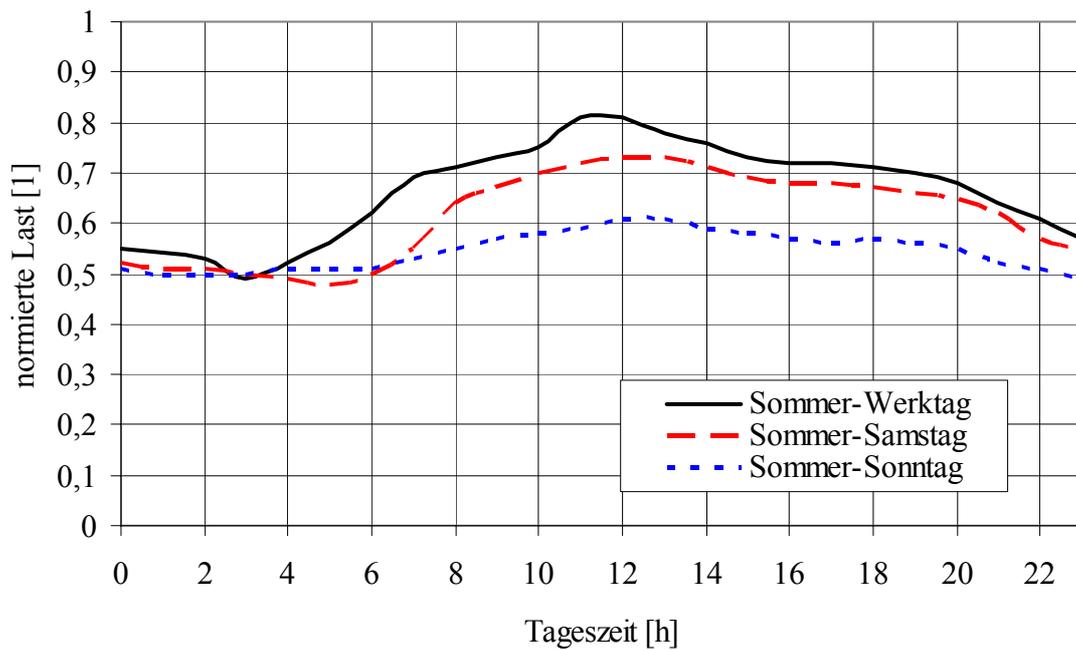


Bild 8.2: Normierte Sommer-Tagesganglinie für Lastfaktorgruppe L001

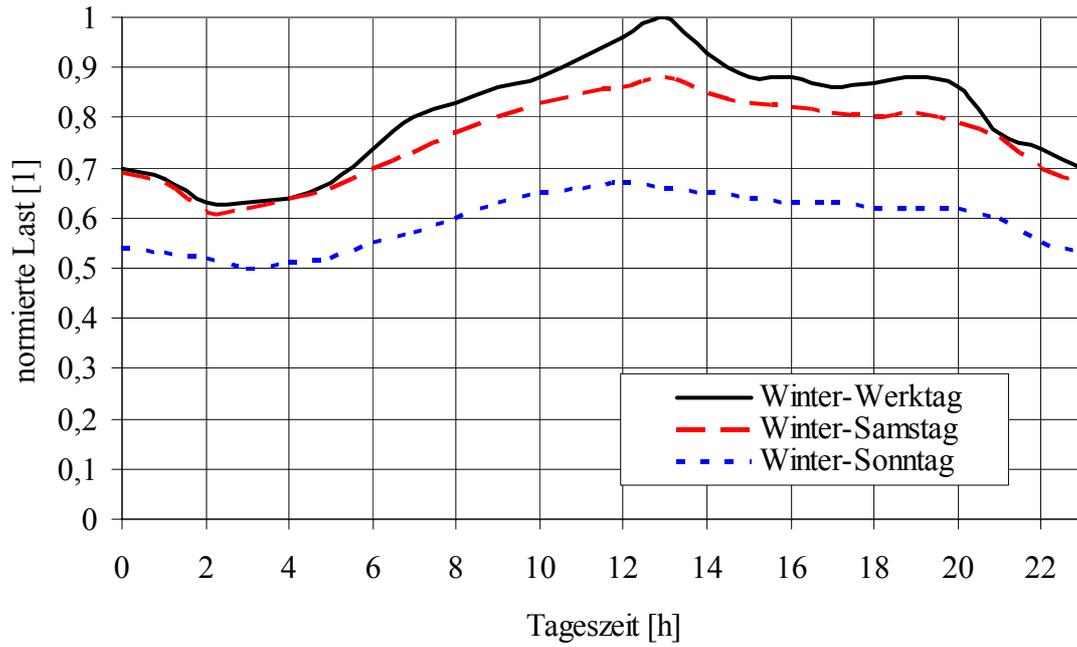


Bild 8.3: Normierte Winter-Tagesganglinie für Lastfaktorgruppe L002

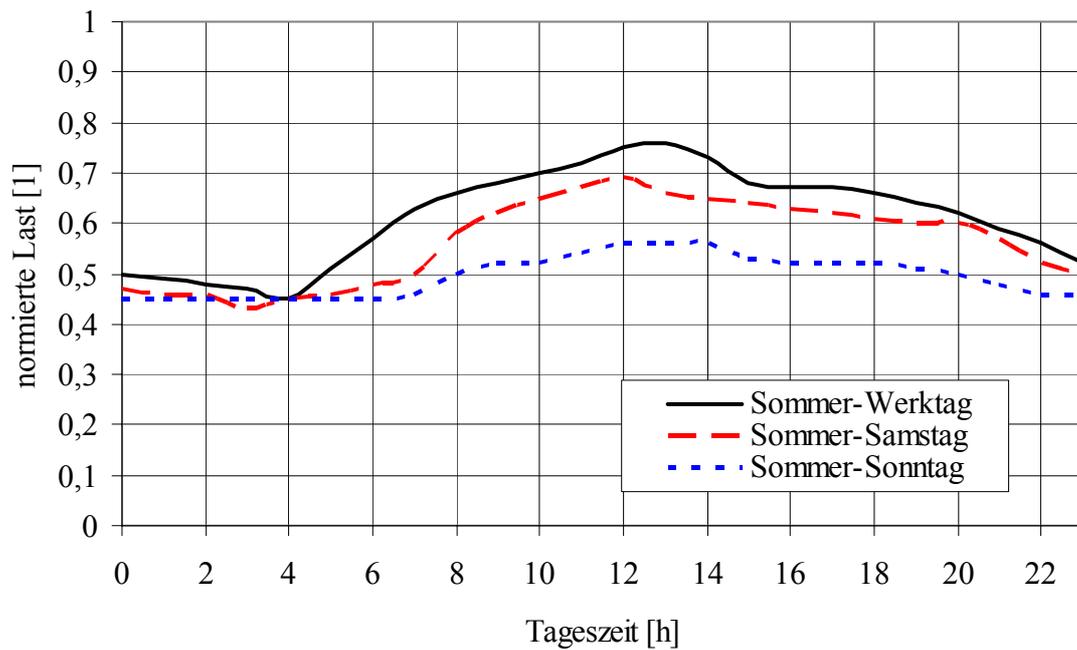


Bild 8.4: Normierte Sommer-Tagesganglinie für Lastfaktorgruppe L002

8.1.2 Leitungen

Die Leitungsdaten sind in Tabelle 8.2 dargestellt.

Tabelle 8.2: Leitungsdaten des Beispielnetzes

Name	Knoten 1	Knoten 2	$R_{(l)}$ [Ω]	$X_{(l)}$ [Ω]	$C_{(l)}$ [μF]	Länge [km]	I_r [A]
L1	B40A	A40A	0,265	3,100	0,120	10,0	2.000
L2	A40B	B40B	0,265	3,100	0,120	10,0	2.000
L3	C40A	B40A	0,265	3,100	0,120	10,2	2.100
L4	C40B	B40B	0,265	3,100	0,120	10,2	2.100
L5	C40B	D40B	1,520	17,500	0,697	57,5	2.100
L6	C40A	D40A	1,520	17,500	0,697	57,5	2.100
L7	B20A	G20A	0,475	17,900	0,223	18,3	2.100
L8	J20A	G20A	3,720	20,100	0,490	51,8	870
L9	K20B	G20B	1,510	8,450	0,206	22,8	870
L10	J20A	K20A	3,290	17,800	0,464	49,0	870
L11	F40A	A40A	1,070	13,950	0,860	57,2	3.600
L12	F40B	A40B	1,070	13,950	0,860	57,2	3.600
L22	J20A	F20A	0,081	0,952	0,038	1,0	2.100
L13	J20A	I20A	3,110	16,600	0,395	42,8	870
L14	J20B	I20B	3,110	16,600	0,395	42,8	870
L15	E40B	F40B	2,010	15,220	0,864	60,7	2.560
L16	E40A	F40A	2,010	15,220	0,864	60,7	2.560
L17	D40A	E40A	0,911	7,070	0,414	28,5	2.000
L18	D40B	E40B	0,911	7,070	0,414	28,5	2.000
L19	D20A	I20A	0,381	2,630	0,195	11,5	1.740
LAD	A10	D10	1,510	8,450	0,206	40,0	1.300
LBK	B10	K10	1,510	8,450	0,206	50,0	1.300

8.1.3 Transformatoren

Die Daten für die Zwei- und Dreiwicklungstransformatoren sind in Tabelle 8.3 dargestellt.

Tabelle 8.3: Transformatordaten des Beispielnetzes

Na- me	Kno- ten 1	Kno- ten 2	Kno- ten 3	U_{r1} [kV]	U_{r2} [kV]	U_{r3} [kV]	S_{r1} MVA	S_{r2} MVA	S_{r3} MVA	u_{k12} [%]	u_{k23} [%]	u_{k13} [%]
DA	A40	A10	A10	420,0	10,5	10,5	420,0	210,0	210,0	15,6	29,4	15,7
DB	B40	B20	B03	400,0	231,0	30,0	660,0	660,0	198,0	10,0	11,2	15,0
DD	D40	D20	D03	400,0	231,0	30,0	660,0	660,0	198,0	10,0	11,2	15,0
DF	F40B	F20A	F03D	400,0	231,0	30,0	660,0	660,0	198,0	9,9	9,7	13,3
ZA	A40	A03		425,0	27,0		970,0			16,7		
ZI1	I20A	I02A		236,0	21,0		380,0			13,8		
ZI2	I20B	I02A		236,0	21,0		380,0			13,9		
TB	B40	B10		425,0	125,0		600,0			16,7		
TK	K20	K10		240,0	123,0		450,0			15,7		
TA	A40	A10		428,0	125,0		600,0			15,6		
TD	D40	D10		428,0	125,0		600,0			15,6		

8.1.4 Einspeisungen

Die Daten für die Einspeisungen sind in Tabelle 8.4 dargestellt.

Tabelle 8.4: Daten der Einspeisungen des Beispielnetzes

Name	Schalt-zustand	Spannungs-ebene	P_0 [MW]	P_{max} [MW]	Q_{max} [MVA]	K_r [MW/Hz]
A10A	aus	10,500	200	268		50,000
I02A	ein	21,000	700	800	266	250,00
A03A	ein	27,000	550	650	333,00	50,000
W001	ein	380,00	200	200	0	0,00000
W002	ein	380,00	50	50	0	0,00000
W003	ein	380,00	50	50	0	0,00000
C40A	ein	380,00	300	1.500		450,00

Die Fahrpläne für die Einspeisungen sind nach Sonntag, Samstag und Werktag für Winter wie auch Sommer in Bild 8.5 bis Bild 8.10 für die Variante mit einem Onshore-Windpark und in Bild 8.11 bis Bild 8.16 für die Variante mit einem Offshore-Windpark dargestellt.

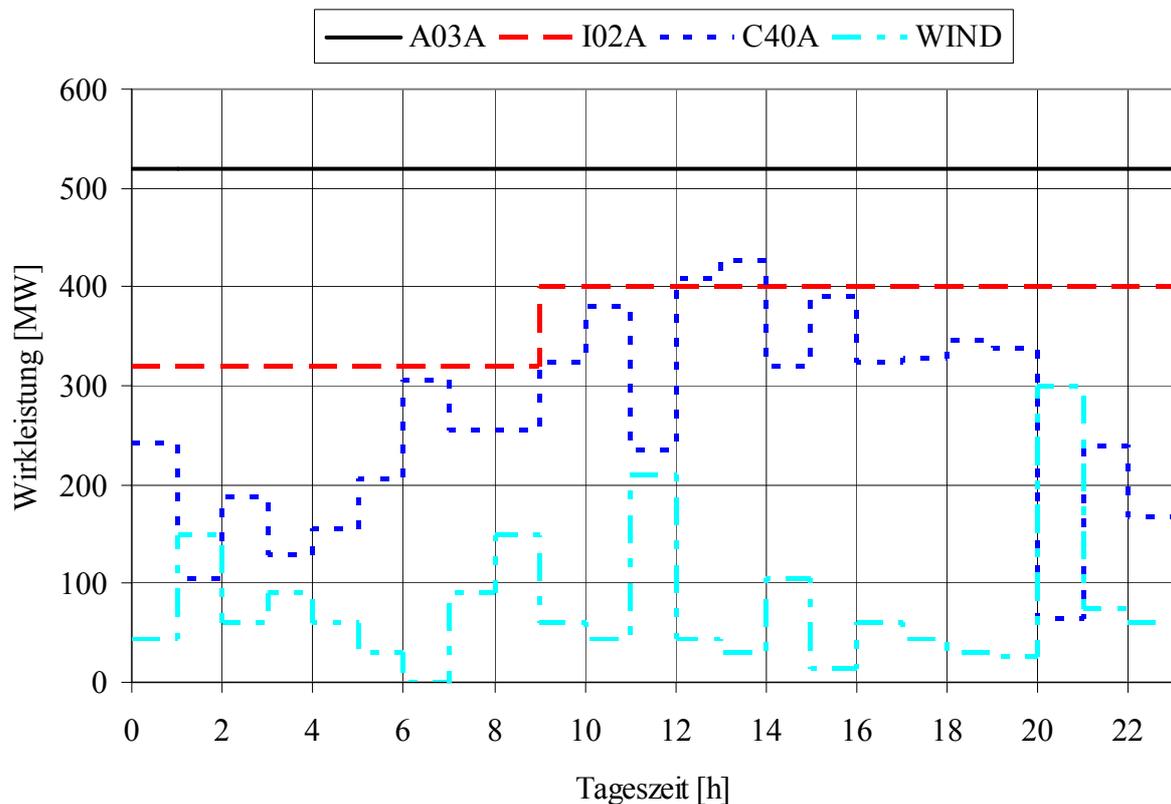


Bild 8.5: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Sonntag (Onshore-Windpark)

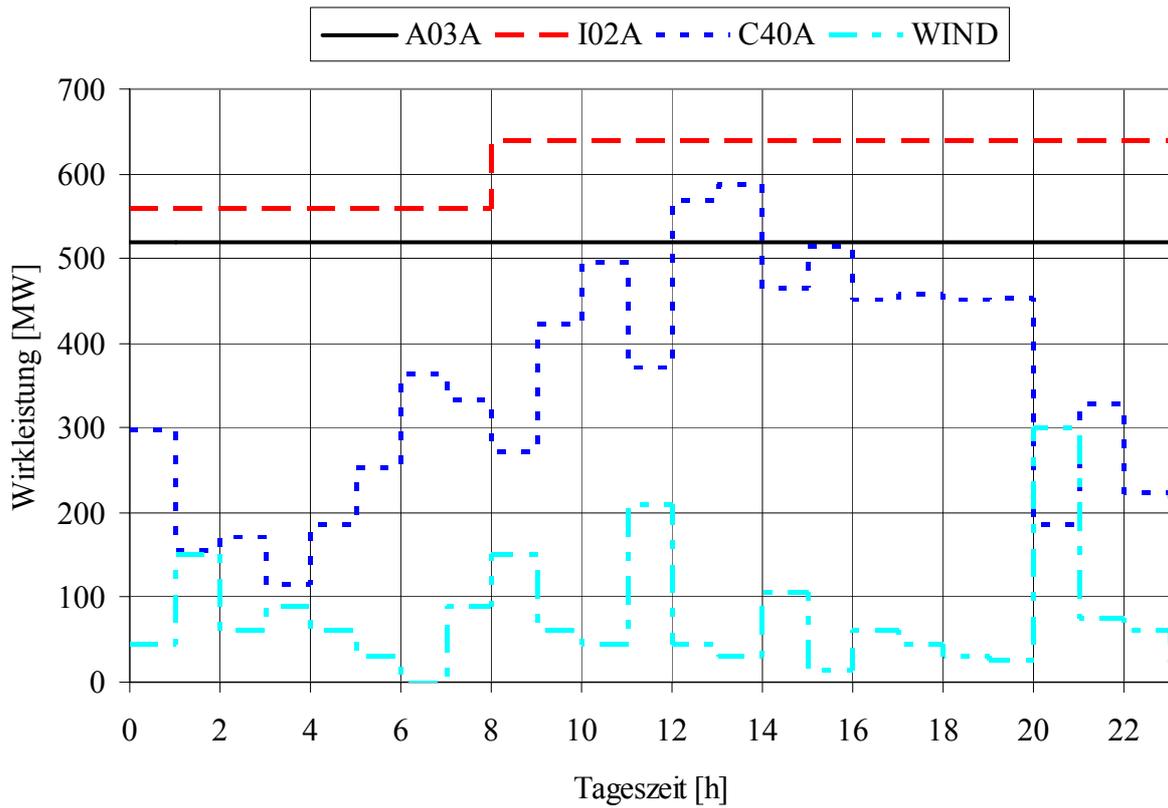


Bild 8.6: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Samstag (Onshore-Windpark)

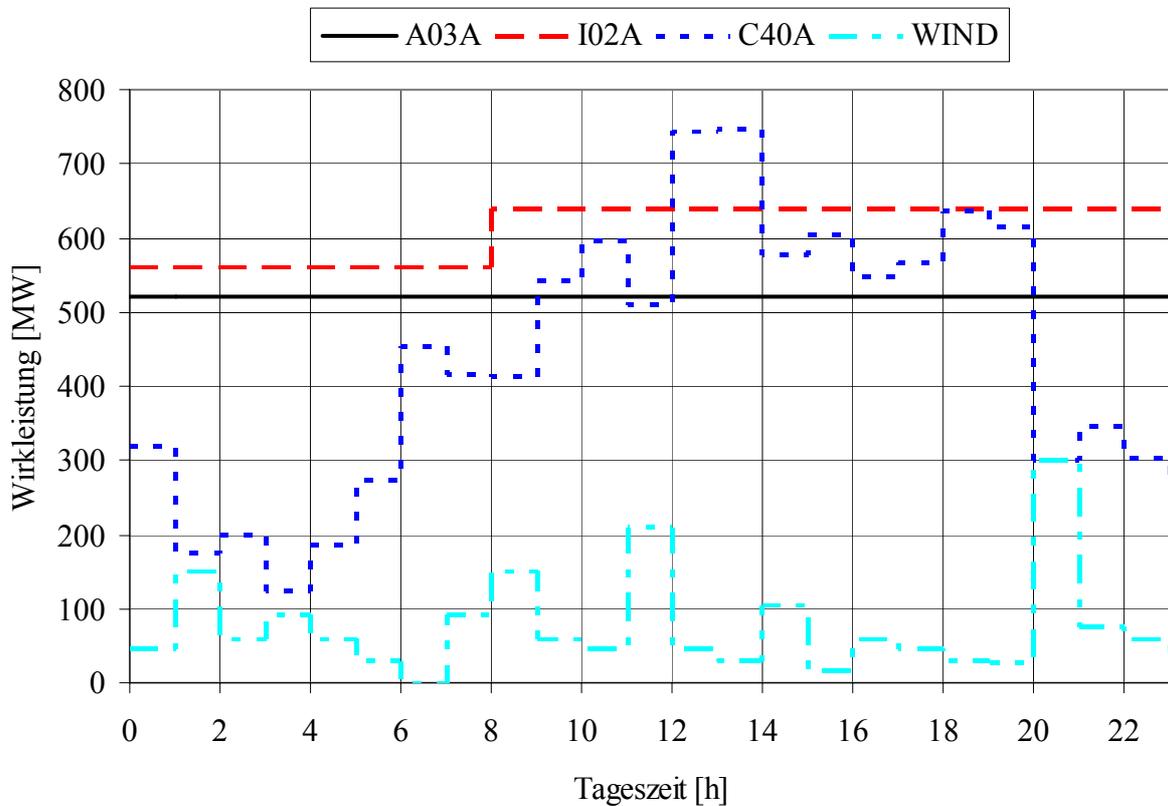


Bild 8.7: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Werktag (Onshore-Windpark)

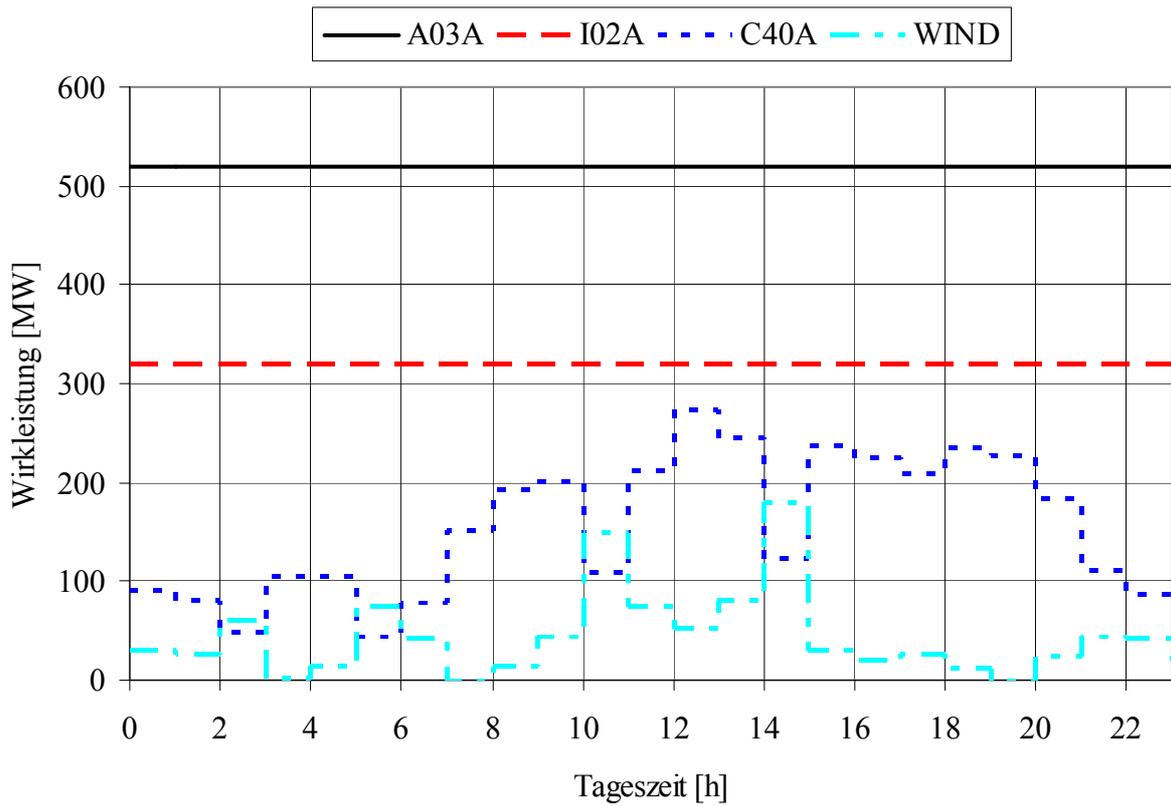


Bild 8.8: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Sonntag (Onshore-Windpark)

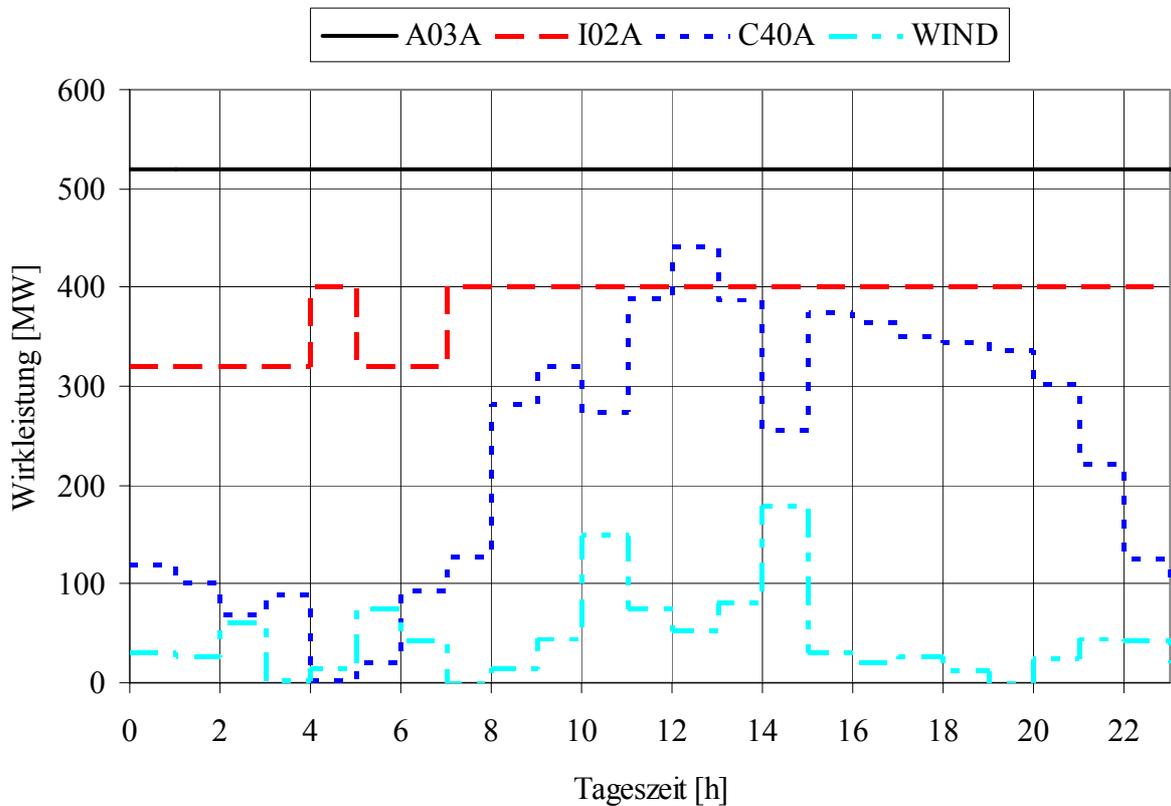


Bild 8.9: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Samstag (Onshore-Windpark)

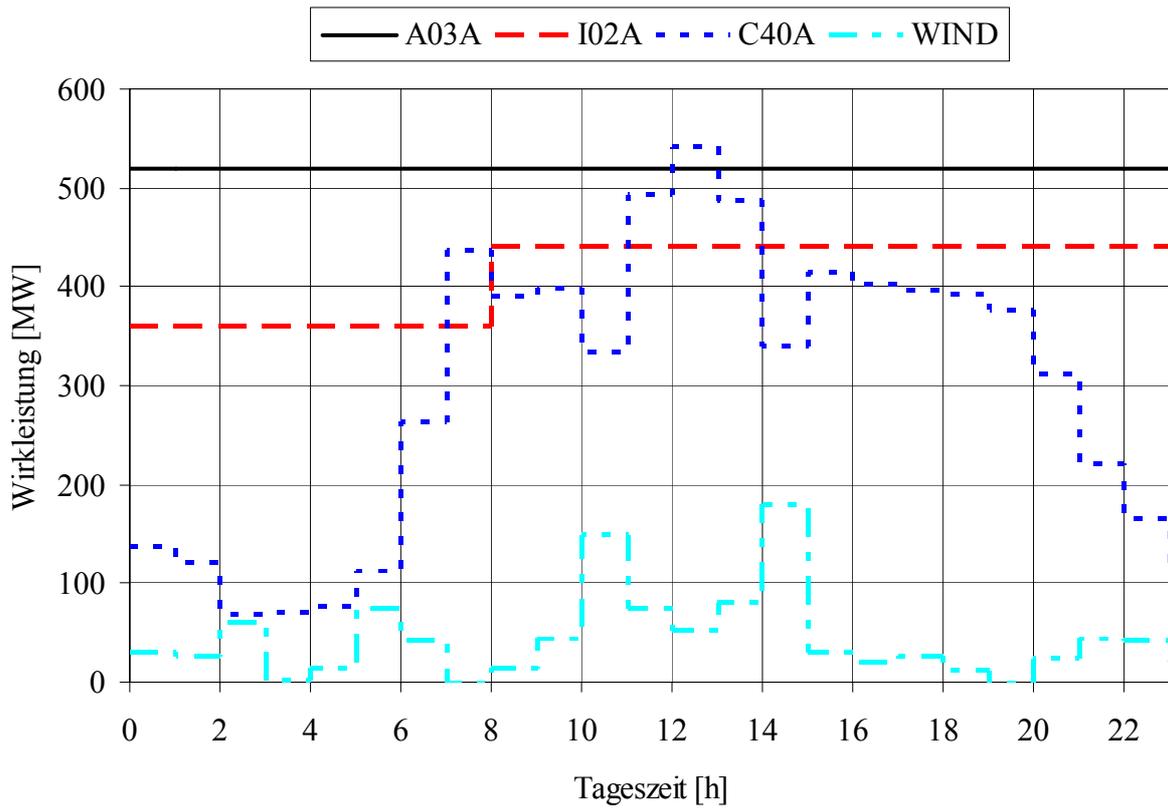


Bild 8.10: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Werktag (Onshore-Windpark)

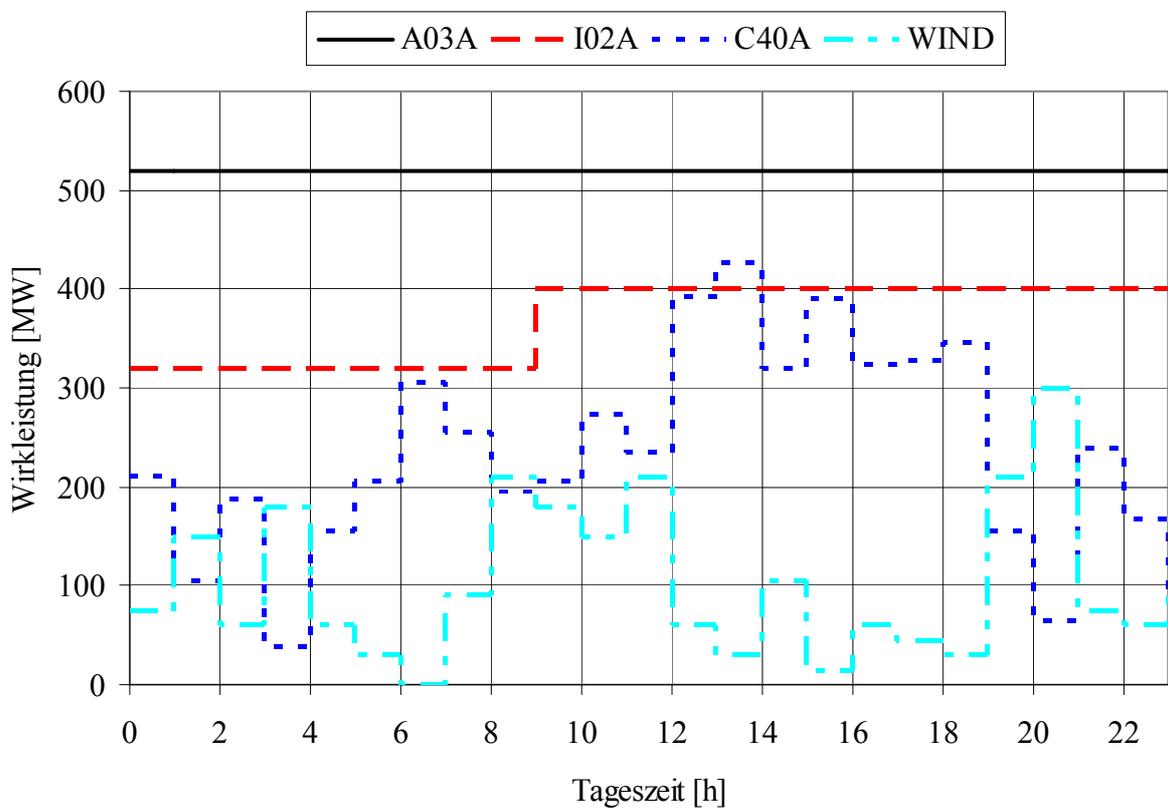


Bild 8.11: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Sonntag (Offshore-Windpark)

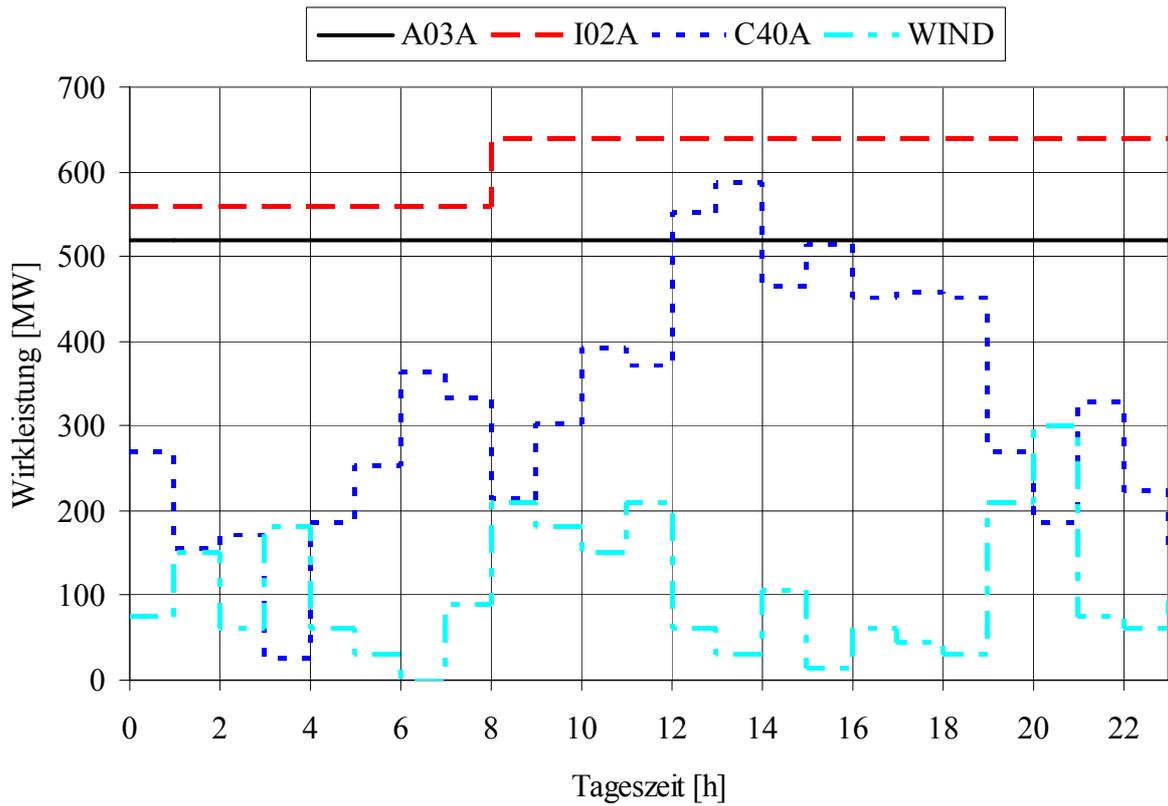


Bild 8.12: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Samstag (Offshore-Windpark)

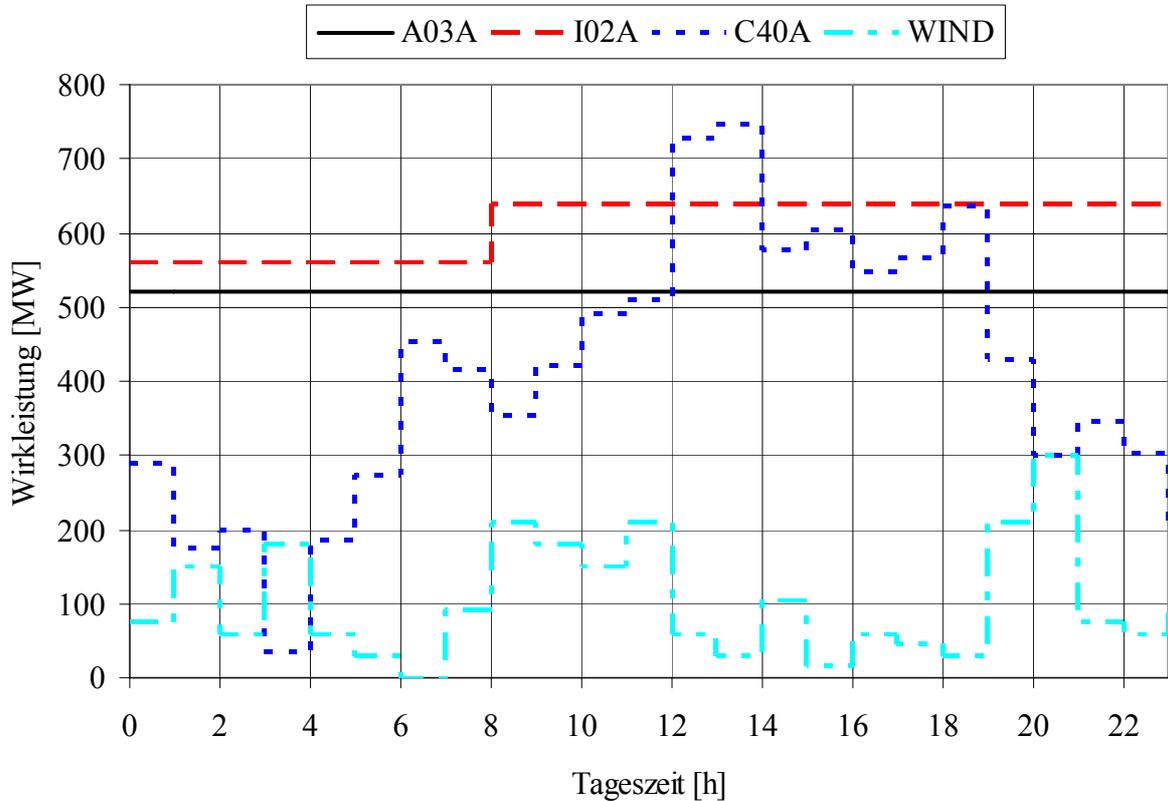


Bild 8.13: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Winter-Werktag (Offshore-Windpark)

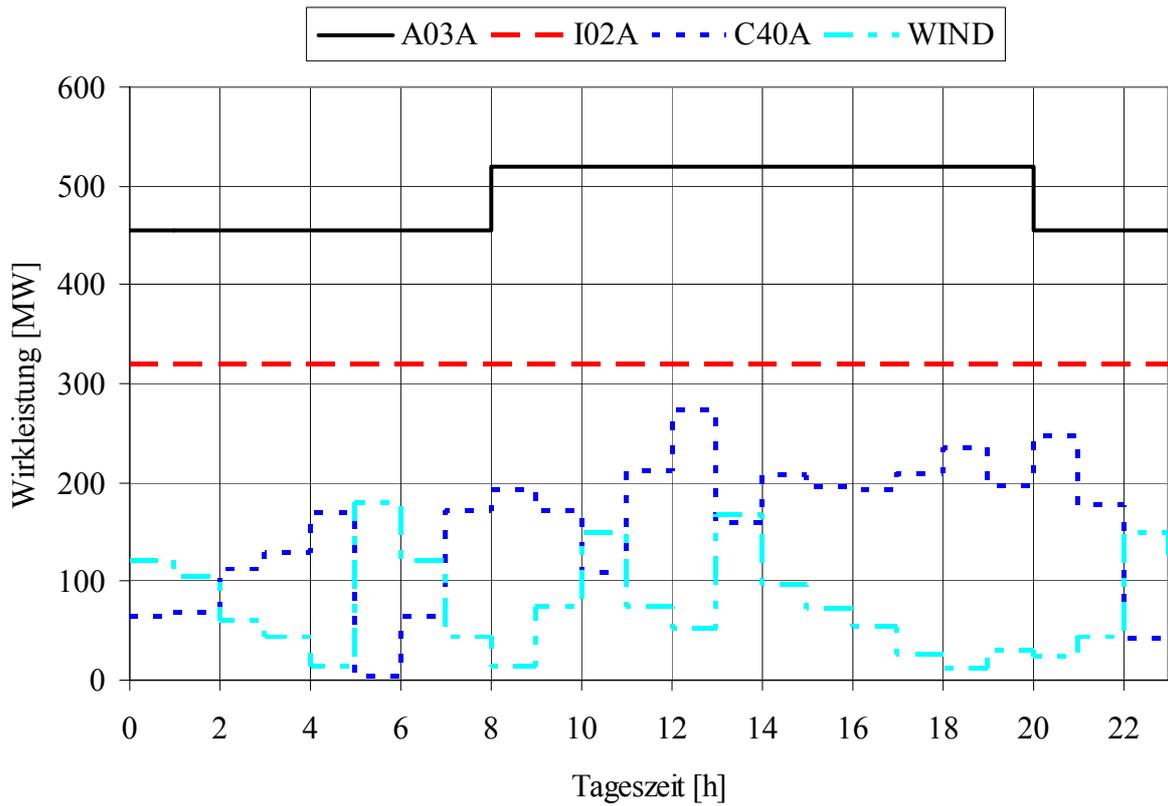


Bild 8.14: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Sonntag (Offshore-Windpark)

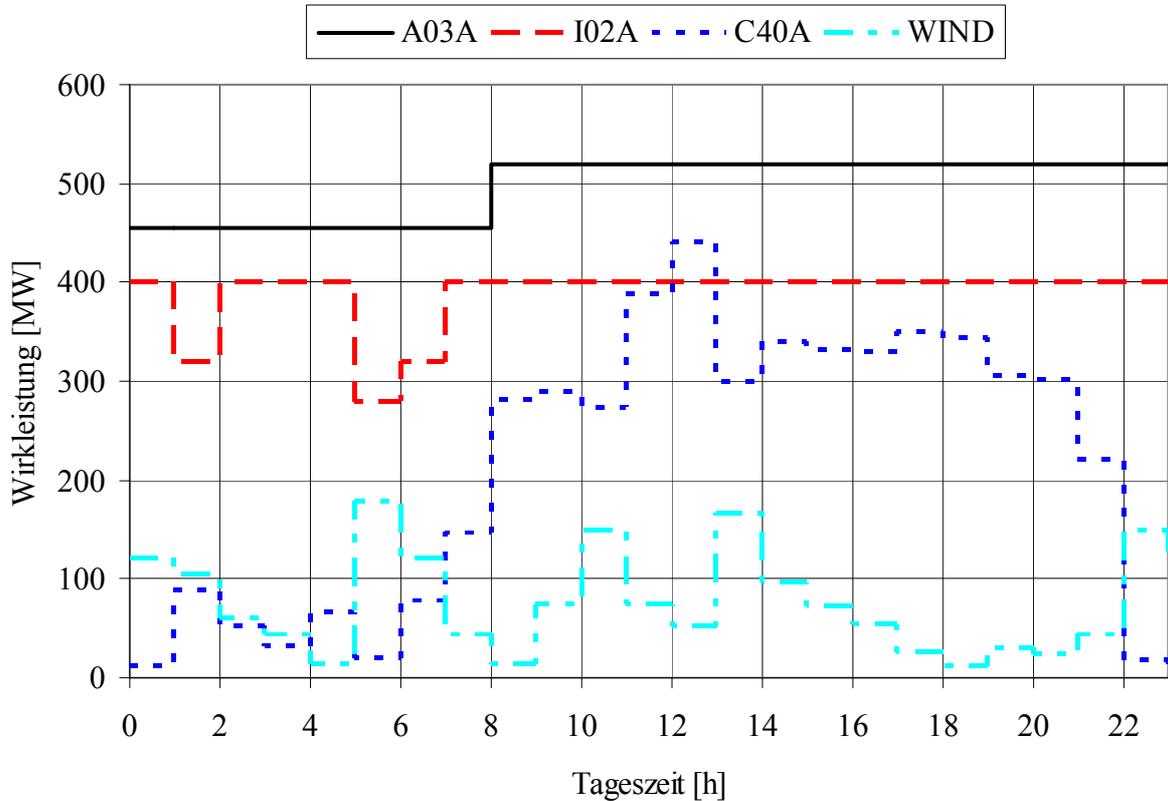


Bild 8.15: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Samstag (Offshore-Windpark)

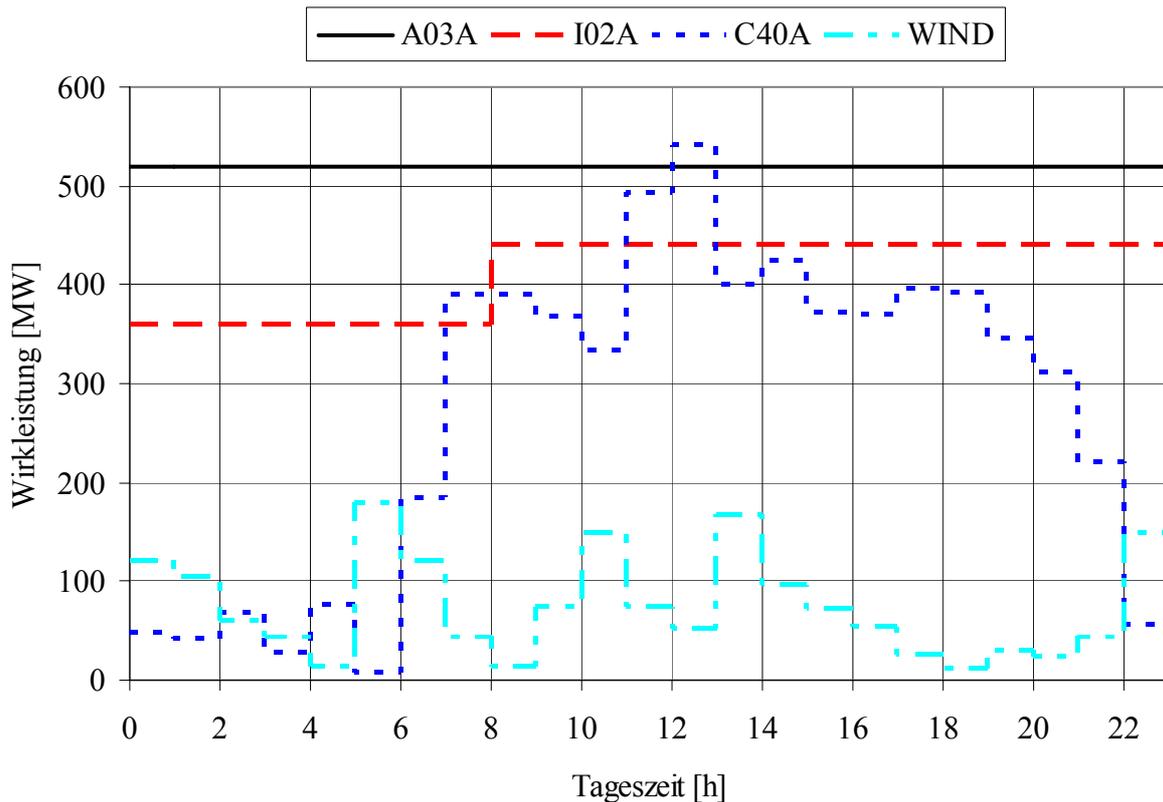


Bild 8.16: Fahrpläne der Einspeisungen an einem Sommer-Werktag (Offshore-Windpark)

8.2 Zuverlässigkeitskennndaten

Die Zuverlässigkeitskennndaten, die in Tabelle 8.5 und in Tabelle 8.6 für die 380-kV- und 220-kV-Spannungsebene dargestellt sind, sind der Literatur [Böse et al.] entnommen. Die Dauern für das Frei- und Wiedereinschalten sowie das Schalten von Sammelschienenkupplungen betragen jeweils 0,33 h; die Dauer für einen Sammelschienenwechsel beträgt ebenfalls 0,33 h. Die Einschaltdauer für ausgeschaltete Generatoren beträgt 0,25 h. Der Überlastfaktor für alle Leitungen und Transformatoren beträgt 130 %.

Tabelle 8.5: Zuverlässigkeitskennndaten des Beispielnetzes für die 380-kV-Ebene

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H [1/a]	T [h]	p	
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0049 /km	8,22		
	Sammelschiene	0,0110	0,10		
	Feld SS-Seitig	0,0052	6,15		
	Feld LT-Seitig	0,0052	25,45		
	Transformator	0,0288	170,20		
Common-Mode-Ausfall	Freileitung	0,00012 /km	0,50		
	Schutzversager	Freileitung		0,10	0,0027
		Sammelschiene		0,10	0,0027
Transformator			0,10	0,0027	
Schutzüberfunktion	Freileitung		0,70	0,0035	
	Sammelschiene		0,70	0,0035	
	Transformator		0,70	0,0035	

Tabelle 8.6: Zuverlässigkeitskennndaten des Beispielnetzes für die 220-kV-Ebene

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H [1/a]	T [h]	p
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0071 /km	3,72	
	Sammelschiene	0,0080	5,55	
	Feld SS-Seitig	0,0038	7,02	
	Feld LT-Seitig	0,0028	15,90	
	Transformator	0,0440	62,10	
Common-Mode-Ausfall	Freileitung	0,00012 /km	0,50	
Schutzversager	Freileitung		0,25	0,0028
	Sammelschiene		0,25	0,0028
	Transformator		0,25	0,0028
Schutzüberfunktion	Freileitung		0,97	0,00059
	Sammelschiene		0,97	0,00059
	Transformator		0,97	0,00059

Die Zuverlässigkeitskennndaten für das Netz in der 110-kV-Ebene sind der Literatur [Böse et al., Wellbow 1986] entnommen und in Tabelle 8.7 dargestellt. Beim Ausfallmodell Mehrfacherdschluss ist der Wert von T für einen stehenden Erdschluss sowohl die Dauer bis zur Ausschaltung des stehenden Erdschlusses wie auch die zugehörige Aus-Dauer. Die Dauern für das Frei- und Wiedereinschalten betragen jeweils 0,5 h. Der Überlastfaktor für alle Leitungen und Transformatoren beträgt 130 %.

Tabelle 8.7: Zuverlässigkeitskennndaten des Beispielnetzes für die 110-kV-Ebene

Ausfallmodell	Betriebsmittel	H [1/a]	T [h]	p
Unabhängiger Einfachausfall	Freileitung	0,0035 /km	3,33	
	Sammelschiene	0,016	2,50	
	Feld SS-Seitig			
	Feld LT-Seitig			
	Transformator			
Common-Mode-Ausfall	Freileitung	0,004 /km	4,00	
Stehender Erdschluss	Freileitung	0,0007 /km	0,50	
	Sammelschiene	0,0005	1,25	
Schutzversager	Freileitung		1,00	0,00015 /km
	Sammelschiene		2,50	0,005
Schutzversager	Freileitung		0,15	0,009
	Sammelschiene		0,15	0,009
Schutzüberfunktion	Freileitung		0,7167	0,00015

8.3 Wirtschaftliche Daten

Die Einteilung der Kunden zu den BKV und die Zugehörigkeit der Bilanzkreise zu den Regelzonen ist in Tabelle 8.8 dargestellt.

Tabelle 8.8: Zugehörigkeit der Kunden zu BKV und entsprechender Regelzone im Beispielnetz

Regelzone	BKV	Einspeisung / Verbraucher
RZ01	WIND	W001
RZ01	WI01	W002
		W003
RZ01	A03A	A03A
RZ01	A10A	A10A
RZ01	I02A	I02A
RZ01	C40A	C40A
RZ01	BK10	B20A
		G20A
		I20A
		J20A
		J20B
		K20A
		K10
		D10
		D10
RZ01	BK11	B40A
		D40B
		C40B
		B10
		A10

Die spezifischen Kosten für die Regelenergie sind in Tabelle 8.9 dargestellt. Die Startkosten entsprechend den Kraftwerkstypen und ihre spezifischen Brennstoffpreise sowie ihr Wirkungsgrad für die Bestimmung der Brennstoffverbrauchsfunktion sind nach [Bagemihl] in Tabelle 8.10 wiedergegeben worden.

Tabelle 8.9: Spezifischen Kosten in [€/kWh] zur Bestimmung der Regelenergiekosten in einer Regelzone mit der maximalen bzw. minimalen Regelleistung in [MW]

$P_{RE,max}^+$	$k_{RE,min}^{W,+}$	$k_{RE,max}^{W,+}$	$P_{RE,max}^-$	$k_{RE,min}^{W,-}$	$k_{RE,max}^{W,-}$
1.200	0,06	0,12	120	0	-0,0007

Tabelle 8.10: Startkosten und spezifischer Brennstoffpreis nach Kraftwerkstyp

Kraftwerk	K_∞ [€]	K_0 [€]	T_S [h]	\dot{k}_{Br} [€/kWh]	Wirkungsgrad
Steinkohle	8.000,0	1.000,0	8,0	0,0029	0,42
Braunkohle	11.000	2.000,0	8,0	0,0049	0,42
Erdgas	500,00	100,00	0,5	0,0178	0,25