

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen
Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Impressum:

Meese, Jan Mark:

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

Neue Energie aus Wuppertal, Band 18

Copyright: © 2018 Jan Mark Meese

Druck und Verlag: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal
zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften

genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Jan Mark Meese

aus Stuttgart

Tag der mündlichen Prüfung:	13. Juli 2018
Referent:	Univ.-Prof. Dr.-Ing. M. Zdrallek
Koreferent:	Prof. Dr. rer. oec. H.-R. Treichel

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20181030-112845-6

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20181030-112845-6>]

Vorwort

Diese Arbeit im Rahmen meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal entstanden.

An erster Stelle möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek bedanken, der zum Erfolg dieser Arbeit durch wertvolle Anregungen und Diskussionen, aber auch durch die Gewährung großen Freiraums beigetragen hat.

Ein herzlicher Dank gilt allen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, die mich nicht nur in meinem Forschungsprojekt und dieser Arbeit unterstützt haben, sondern auch durch die angenehme, freundschaftliche Atmosphäre für eine gute Zusammenarbeit gesorgt haben. Insbesondere möchte ich mich bei Benedikt Dahlmann, Roman Uhlig, Philippe Steinbusch, Tobias Kornrumpf und Marcus Stötzel für den intensiven fachlichen Austausch und die gute Zeit während und nach der Arbeit bedanken.

Ein besonderer Dank gilt meinen Freunden, die mich während meiner Zeit an der Universität unterstützt und begleitet haben, aber auch für den notwendigen Ausgleich gesorgt haben. Vielen Dank insbesondere an Elena und Holger Fornoff, Joline und Fabian König sowie Jennifer und Daniel Behrens.

Von ganzem Herzen danke ich meiner wunderbaren Frau Jana, die in manchen schwierigen Situationen die richtigen, nur vermeintlich einfachen Fragen gestellt hat und mir damit aus dem ein oder anderen nur lokalen Maximum geholfen hat.

Schließlich danke ich meinen Eltern, die mich stets geduldig unterstützt und mein Studium ermöglicht haben.

Wuppertal im September 2018

Jan Meese

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Motivation und Zielsetzung	2
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	4
2	Das Energiesystem im Wandel.....	7
2.1	Entwicklung Erneuerbarer Energien	7
2.2	Neuartige Verbraucher	12
2.3	Digitalisierung des Stromsystems	15
2.4	Zwischenfazit	17
3	Entwicklung des Stromhandels.....	18
3.1	Einführung Stromhandel	18
3.2	Entwicklung des Handelsvolumens	20
3.3	Day-Ahead Auktion	21
3.4	Intraday Auktion	27
3.5	Kontinuierlicher Intradaymarkt.....	29
3.6	Vergleich der unterschiedlichen Handelsprodukte	32
4	Flexibilität und Lastmanagement	34
4.1	Definition Flexibilität.....	34
4.2	Definition Lastmanagement	35
4.3	Einsatzzwecke von Lastmanagement.....	35
4.4	Lastmanagementpotential	37
4.5	Dynamische Stromtarife.....	39
5	Flexibilität zur Reduktion der Stromkosten in der mittelständischen Industrie	47
5.1	Mögliche Varianten der Implementierung	47
5.2	Implementierung im „Happy Power Hour“-Projekt.....	49
5.3	Identifizierung des Lastverschiebungspotentials	55
6	Optimierungsproblem und Simulationsumgebung.....	56
6.1	Formulierung des Optimierungsproblems.....	56
6.2	Simulationswerkzeug DRSim	77

7	Praktische Anwendung des entwickelten Verfahrens.....	80
7.2	Optimierung am Day-Ahead Marktplatz.....	85
7.3	Optimierung im kontinuierlichen Intradayhandel	110
7.4	Zwischenfazit und Ausblick.....	120
8	Weitere Vermarktungsoptionen für Flexibilität	123
8.1	Regionale Flexibilitätsmärkte - Management des lokalen Verteilnetzzustandes	123
8.2	Regelleistung.....	137
8.3	Bilanzkreismanagement	139
8.4	Innerbetriebliches Spitzenlastmanagement	140
9	Zusammenfassung und Ausblick	142
10	Summary.....	145
11	Verzeichnisse	147
11.1	Literaturverzeichnis.....	147
11.2	Formelzeichen.....	172
11.3	Abkürzungen	176
11.4	Publikationen des Verfassers	178
11.5	Betreute Abschlussarbeiten	181
12	Anhang	183
12.1	Prozessparameter der verwendeten Beispielprozesse	183
12.2	Beispiel Datenstruktur des Optimierungsproblems.....	190
12.3	Quick-Check Lastverschiebungspotential.....	191

1 Einleitung

Die internationale Staatengemeinschaft verhandelt seit vielen Jahren über die notwendigen Maßnahmen, um das Ziel, die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen, erreichen zu können. Ein wichtiger Schritt wurde mit dem Pariser Klimaabkommen¹ erreicht. Darin verpflichtet sich die Mehrzahl der Staaten auf das gemeinsame Ziel, den Ausstoß von Treibhausgasen zu reduzieren, um die globale Erwärmung auf 2°C gegenüber dem vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen. Für die bislang überwiegend auf fossilen Energieträgern beruhende Energieversorgung bedeutet dies enorme Anstrengungen zur Dekarbonisierung.

Neben den Verpflichtungen den Ausstoß von CO₂ zu reduzieren, um die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen, werden zusätzliche Anstrengungen notwendig, um die Energieversorgung unabhängig von nur endlich verfügbaren fossilen Ressourcen langfristig sicherzustellen. In Deutschland wird parallel zu diesem Prozess die Nutzung von Nukleartechnik zur elektrischen Energieversorgung bis zum Jahr 2022 beendet², was den Entwicklungsdruck auf Erneuerbare Energien zusätzlich erhöht.

Diese Ziele können nur durch einen umfassenden Wandel der Energieversorgung erreicht werden, für den im Bereich der elektrischen Energieversorgung mit dem Energiekonzept der Bundesregierung für Deutschland bereits konkrete, ambitionierte Entwicklungsschritte definiert worden sind [1]. Für die anderen Sektoren, insbesondere die Prozess- und Heizungswärme sowie den Verkehrssektor, ist eine Ausrichtung auf Erneuerbare Energien nur durch eine umfassende Elektrifizierung zu erreichen. Diese heute erst in Ansätzen erkennbare Sektorenkopplung wird für die im Folgenden betrachtete elektrische Energieversorgung zusätzliche Herausforderungen, aber auch weitere Möglichkeiten durch neue Flexibilitätsoptionen der neu elektrifizierten Anlagen, beinhalten.

Um Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele festzulegen müssen zahlreiche Akteure beteiligt werden, da mit der Liberalisierung des Strommarktes 1998³ eine Aufteilung der vorher integrierten Energieversorgungsunternehmen in Stromerzeuger, Stromhändler und Netzbetreiber durchgeführt [2] und die ersten Schritte zur Erreichung des Zieles einer Harmonisierung des EU-Elektrozitätsbinnenmarktes unternommen wurde.

¹ Paris Agreement der 195 Mitgliedsstaaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, 12.12.2015

² „Atomausstieg“, Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, 2011

³ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), Umsetzung der EU-Richtlinie 96/92/EG in nationales Recht

Der Handel mit elektrischer Energie, welcher mit stetig wachsendem Anteil standardisiert an den Strombörsen abgewickelt wird, wurde bislang größtenteils auf Basis der Flexibilität konventioneller Kraftwerke durchgeführt. Die Stromerzeugung wurde also entsprechend des Handelsergebnisses – und damit dem prognostizierten Strombedarf folgend – geplant. Durch den zunehmenden Anteil dargebotsabhängiger, volatil einspeisender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sinkt die verfügbare, disponierbare Flexibilität auf der Erzeugungsseite. Um dieses Defizit zu decken und die gegenüber konventionellen Kraftwerken deutlich volatilere Betriebsweise Erneuerbarer Energien zu kompensieren, kann neben kurz- mittel- und langfristigen Speichermöglichkeiten die Flexibilität von Stromverbrauchern genutzt werden. Somit ließe sich auch in einem zukünftigen, vollständig auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem die stets notwendige Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch unterstützen, ohne dass in großem Umfang Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien abgegelt werden müssen.

1.1 Motivation und Zielsetzung

Das Stromsystem der Zukunft, welches zunehmend auf Erneuerbaren Energien basiert, ist, um den Bedarf an kostenintensiven Speichern und Abregelungen von dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien zu minimieren, auf flexiblere Verbraucher angewiesen. Da Erneuerbare Energien größtenteils dargebotsabhängig betrieben werden, also dann Strom erzeugen, wenn der Wind weht und die Sonne scheint, ist ein verbrauchsabhängiger Betrieb – wie bei einem fossilen Kraftwerk mit der guten Lagerfähigkeit von Primärenergieträgern wie Steinkohle – nicht möglich. Die einzigen Alternativen zur Flexibilisierung von Verbrauchern wären eine massive Überdimensionierung der installierten Leistungen und ständige Drosselung der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie ein umfangreicher Ausbau von Speicherkapazitäten.

Dass eine Auslegung der Erzeugungsanlagen auf eine ausreichende gesicherte Leistung bei minimaler Einspeisung nicht sinnvoll ist, ist bei Betrachtung der durchschnittlichen Volllaststunden, die für Photovoltaik etwa bei 1.000 h liegen, aber selbst für Offshore-Windenergieanlagen 4.000 h nicht überschreiten [3], leicht erkennbar.

Die Speicherung elektrischer Energie ist heutzutage nur sehr begrenzt und zu sehr hohen Kosten möglich. Hierzu stehen aktuell lediglich wenige elektrochemische Speicher vergleichsweise kleiner Kapazität zur Verfügung. Die Weiterentwicklung dieser Technologie und die starke Kostendegression, insbesondere im Zusammenhang mit dem Ausbau der Elektromobilität, lassen hier zwar künftig wachsende Potentiale erwarten, diese werden aber auch auf lange Sicht nicht ausreichen, um den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch über längere Zeiträume sicherzustellen.

Die bestehenden Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken können aufgrund von Topologie und mangelnder Akzeptanz nicht mehr nennenswert erweitert werden und werden somit den Bedarf an Flexibilität nicht alleine decken können. Speichermöglichkeiten im sehr großen Maßstab werden künftig von einer Koppelung des Strom- und Gasnetzes über Elektrolyse mit kombinierter Methanisierung (*Power-to-Gas*) erwartet [4], auch wenn für einen wirtschaftlichen Einsatz eine deutliche Kostendegression erforderlich ist [5]. Das Speichervolumen der bestehenden Gasspeicher und der Gasnetzinfrastruktur ermöglicht hierbei insbesondere auch eine langfristige Speicherung für einen jahreszeitlichen Ausgleich.

Die bezogene Leistung elektrischer Verbraucher ist bislang weitgehend als kaum beeinflussbar angesehen worden. Ihre Flexibilisierung könnte, neben der Flexibilisierung der Erzeugung und der Errichtung weiterer Speicherkapazitäten, eine kostengünstige und in manchen Szenarien sogar erforderliche Variante der Anpassung von Erzeugung und Verbrauch sein.

Als Flexibilität werden im Rahmen dieser Arbeit technische Anlagen verstanden, welche elektrische Energie erzeugen, verbrauchen oder speichern können. Dabei kann der Anreiz für eine Variation der elektrischen Leistung aus unterschiedlichen Quellen stammen – im Mittelpunkt dieser Arbeit stehen die Kurzfristmärkte für elektrische Energie sowie Engpasssignale aus dem Verteilnetz.

Die Zielstellung dieser Arbeit ist es, eine allgemeine, umfassende Modellierungssystematik für flexible Verbraucher zu entwickeln, um elektrische Verbraucher in der mittelständischen Industrie für Lastverschiebungen mittels dynamischer Stromtarife zu erschließen. Neben wenigen sehr leistungsintensiven Prozessen, insbesondere der Grundstoffindustrie, werden bislang kaum flexible Prozesse auf die Anforderungen von Strommarkt und Stromsystem optimiert, weil passende Anreizstrukturen fehlen und der individuelle Implementierungsaufwand für die Optimierung einzelner Anlagen die erzielbaren Erlöse übersteigt.

Im Rahmen des Forschungsprojektes „*Happy Power Hour*“, in dem diese Arbeit entstanden ist, wurden eine geeignete Tarifsystematik entwickelt, welche für mittelständische Industrieunternehmen attraktive Anreize zur Verlagerung des Stromverbrauchs in Zeiten großer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien setzt. Die dafür notwendigen Kommunikationsprozesse, die erforderliche Automatisierungstechnik und die entwickelten Prozessabläufe werden im Detail vorgestellt.

Durch die Anreizwirkung der entwickelten dynamischen Strompreissystematik und die allgemeine Modellierung des der Ansteuerung der Anlagen zugrundeliegenden gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems wird erstmals der Einsatz von kleineren elektrischen Verbrauchern zur Lastverschiebung wirtschaftlich möglich.

Durch eine Anpassung eines Teiles des Stromverbrauches an den schwankenden Spotmarktpreis wird nicht nur eine Reduktion der Stromkosten für das Industrieunternehmen erreicht, sondern auch der stets erforderliche Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch unterstützt. In diesem Falle unterstützt die Einzeloptimierung vieler Teilnehmer auch das Finden eines gesamten Systemoptimums.

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Die Flexibilität von industriellen Großverbrauchern wird bereits seit langem genutzt, um die Kosten für den Strombezug zu reduzieren. Dabei erzeugen unterschiedliche Kostenbestandteile den Anreiz zur Lastverschiebung. In den meisten Fällen entsteht der Verschiebungsanreiz aus der Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte, aber früh wurden auch bereits zeitvariable Energiepreise diskutiert [6]. Im Bereich der energieintensiven Grundstoffindustrie wurden bereits Projekte zur Optimierung der Strombeschaffungskosten auf Basis der Großhandelspreise umgesetzt [7].

Um die Möglichkeiten von Lastverschiebungsmaßnahmen im industriellen Bereich darzustellen und die Notwendigkeit regulatorischer Änderungen zur Ausräumung von Hemmnissen zu identifizieren, wurden in zahlreichen Studien Lastverschiebungspotentiale in unterschiedlichen Branchen der Industrie untersucht und meist mittels Top-Down Ansätzen abgeschätzt [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14].

Für einzelne Prozesstypen oder Branchen gibt es detaillierte Potentialstudien und Pilotprojekte, zum Beispiel für die stromintensive Industrie [15], die Fleischindustrie [16], die chemische Industrie [17], die Zementindustrie [18] oder wasserwirtschaftliche Anlagen [19]. Dabei wurden in der Regel Anlagen mit einer Leistung in der Größenordnung von mindestens $P = 1$ MW betrachtet.

Zahlreiche Untersuchungen beschäftigen sich mit der Einbindung von flexiblen Verbrauchern und Einspeisern zur Erbringung von Regelleistung und anderen Systemdienstleistungen [20]. Insbesondere die nach wie vor hohen technischen Anforderungen stehen hierbei einer praktischen Umsetzung in den im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Leistungsklassen allerdings im Wege. Ein künftiger Einsatz im Verteilnetz wird in zahlreichen Arbeiten betrachtet [21], [22], [23], dort verhindern insbesondere noch regulatorische Rahmensetzungen eine Flexibilitätsnutzung.

Auch für die Flexibilisierung von Verbrauchern in Privathaushalten gibt es zahlreiche Potentialstudien und Pilotprojekte (z.B. [14], [24], [25]). Auf Privathaushalte entfällt zwar 25,4 % des Strombedarfs [26], durch die kleine Leistung der einzelnen Verbraucher sind die Kosten für eine automatisierte Anbindung heute jedoch noch zu hoch. Insbesondere in den Projekten, die durch das Forschungsprogramm E-Energy gefördert wurden, wurde in den Jahren 2008 bis 2013 eine Einbindung flexibler Haushaltskunden in dynamische Stromtarife für unterschiedliche Zwecke erprobt [27], [28], [29], [30]. Zusammenfassend war das Ergebnis der Untersuchungen, dass die Flexibilität von Haushaltskunden zwar netz- und marktdienlich eingesetzt werden kann, falls dies allerdings manuell unter Einbeziehung der Kunden realisiert werden soll, ist eine über die Monate deutlich nachlassende Beteiligung zu beobachten [31]. Daher sind insbesondere vollautomatisch realisierte Modelle zu favorisieren.

Bei Nachtspeicherheizungen wird durch eine über ein Rundsteuersignal gestartete Aufladung in der Nacht bereits die Flexibilität genutzt – bisher aber üblicherweise nur pauschal für ganze Netzgebiete und nicht zeitlich dynamisch, sondern in festen Zeitfenstern [32].

Die stark fallenden Kosten für elektrische Batteriespeicher führen die Nutzung derer Flexibilität für unterschiedliche Anwendungsfälle in künftigen Szenarien in die Größenordnung der Wirtschaftlichkeit. Insbesondere für die Erbringung von Primärregelleistung [33] und den Einsatz im Verteilnetz [34] wurden zahlreiche Untersuchungen veröffentlicht.

Künftige leistungsstärkere Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Klimageräte und Wärmepumpen [14], [35], könnten insbesondere durch die bei den meisten Neuinstallationen ohnehin vorhandene fernsteuerbare Automatisierungstechnik die Implementierungskosten senken und eine Wirtschaftlichkeit von Lastverschiebungen in Privathaushalten ermöglichen. Insbesondere von der steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen und deren großer Ladeflexibilität wird ein großes Potential zur Lastverschiebung in künftigen Privathaushalten vermutet [36], [37].

Die bisherigen Vorarbeiten konzentrierten sich mit wenigen Ausnahmen (z.B. [38], [39]) im Wesentlichen auf leistungsintensive Verbraucher der Großindustrie oder (hauptsächlich im Rahmen der *E-Energy* Projekte von 2008 bis 2013) auf Verbraucher in Privathaushalten. Die dafür entwickelten Ansätze unterscheiden sich fundamental – die Nutzung der Flexibilität von wenigen leistungsintensiven Verbrauchern in der Größenordnung einiger Megawatt kann über eine direkte, prozessindividuelle Anlagensteuerung vorgenommen werden. Die Flexibilitätsnutzung von Privathaushalten mit flexiblen Verbräuchen in der Größenordnung einiger hundert bis wenige tausend Watt dagegen kann alleine schon auf Grund der Vielzahl der Prozesse und dem Widerstand von Privatkunden gegen eine Fremdsteuerung der Geräte nur auf Basis eines Anreizkonzeptes, also beispielsweise über einen dynamischen Stromtarif erfolgen.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Konzepte zielen damit genau auf die Lücke zwischen diesen bereits etablierten Verfahren um die Flexibilität in Prozessen der mittelständischen Industrie zu erschließen. Diese sind in der Regel nicht groß genug, als dass sich eine prozessindividuelle Steuerung mit eigener Optimierung und angeschlossenem Stromhandel umsetzen lässt. Andererseits können viele Prozesse sehr flexibel betrieben werden, so dass ein schlichter Anreiz über eine Weiterleitung der Spotmarktpreise, wie ihn klassische dynamische Stromtarife für Privathaushalte propagieren, das Potential nicht vollständig erschließt. Durch das generische Prozessmodell und die in Abschnitt 5.2 beschriebene automatische Ansteuerung durch den Stromhändler bei gleichzeitiger Eingriffsmöglichkeit des Industrieunternehmens wird insbesondere eine Kombination von Day-Ahead Auktion und kontinuierlichem Intradayhandel ermöglicht. Ergänzend zu den in vielen verwandten Projekten durchgeführten theoretischen Potentialabschätzungen wurde im Rahmen dieser Arbeit eine konkrete Realisierung des Systems in einem Feldtest mit zehn Industriepartnern erreicht, woraus Erkenntnisse zu den tatsächlichen Potentialen, zusätzlichen Hemmnissen und weiteren Anforderungen an einen dynamischen Stromtarif gewonnen werden konnten.

2 Das Energiesystem im Wandel

Das Energiesystem befindet sich, insbesondere seit der Liberalisierung der Strommärkte und dem Unbundling⁴ der ehemals integrierten Energieversorgungsunternehmen, in einem stetigen Veränderungsprozess. Durch den starken Zuwachs von Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Etablierung neuer Technologien wie Batteriespeicher und Power-to-X Anlagen werden weitere Änderungen erforderlich sein.

2.1 Entwicklung Erneuerbarer Energien

Mit dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991⁵ und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) von 2000 begann die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in größerem Umfang. Die Motivation dazu besteht heute durchaus aus unterschiedlichen Zielen; Haupttreiber sind die angestrebte Dekarbonisierung des Energiesystems zur Minimierung der Auswirkungen des Klimawandels und die Reduzierung der Abhängigkeit von Primärenergieträgern aus dem Ausland [40]. Insbesondere in der Pionierphase war die Energiewende aber auch von dem Wunsch von Bürgern getrieben, sich an der eigenen Energieversorgung zu beteiligen, einen möglichst großen Autarkiegrad zu erreichen und die Abhängigkeit von der Nukleartechnik zu reduzieren [41].

2.1.1 Zubau von Stromerzeugern aus Erneuerbaren Energien

Gemessen an der installierten Leistung sind die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie die bedeutendsten erneuerbaren Technologien in Deutschland. Photovoltaikanlagen sind dabei zum größten Teil kleinere Anlagen, die auf Dächern von Wohnhäusern oder Gewerbe- und Industriegebäuden installiert sind; hieraus resultiert die in Abbildung 2.1 dargestellte große Anzahl von Anlagen.

Der Zubau von Stromerzeugern aus Erneuerbaren Energien erreichte den Höhepunkt bezüglich der Anzahl neu in Betrieb genommener Anlagen in den Jahren 2010/2011; der darauffolgende Rückgang der Zubaurate ist zu Teilen in der steigenden Größe der installierten Anlagen begründet. Nach dem größten Leistungszuwachs mit $P = 7,6$ GW neu installierter Leistung aus Photovoltaik (PV) im Jahr 2012 sind die jährlichen Inbetriebnahmen nun auf etwa $P = 1$ GW PV im Jahr zurückgegangen [42].

⁴ Entflechtung der Firmenstruktur ehemals integrierter Energieversorgungsunternehmen zur Ermöglichung von Wettbewerb und zur Verhinderung von Diskriminierung im Zusammenhang mit dem natürlichen Monopol der Stromnetze

⁵ Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz

Von der früher festen Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen wurde mit den letzten Novellen des EEG zu einem Ausschreibungsmechanismus gewechselt. Die Kosten sind dadurch, insbesondere in den Jahren 2015 bis 2017, stark gesunken. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen lagen Mitte 2017 bei nur noch 5,66 ct/kWh [43].

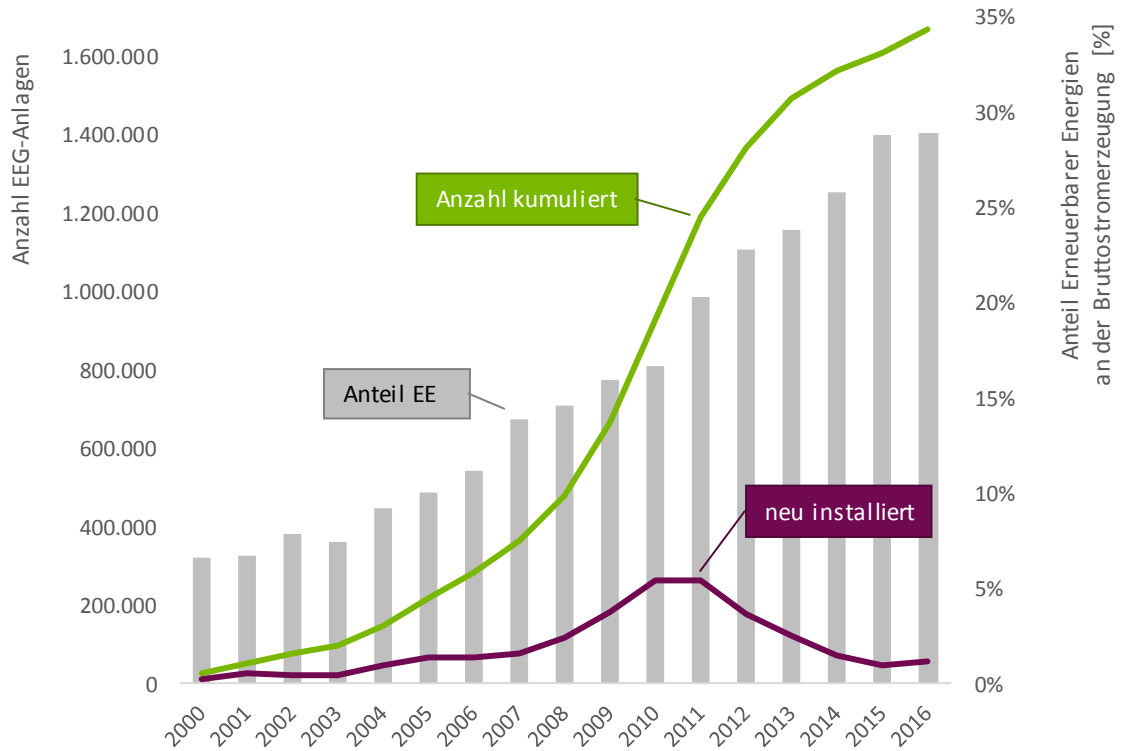


Abbildung 2.1: Entwicklung der Anzahl von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und deren Anteil am Bruttostromerzeugung in Deutschland, Daten aus [42], [44]

Mehr als die Hälfte der installierten Kraftwerksleistung basiert bereits auf Erneuerbaren Energien (51 % im Jahr 2015 [45]). Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung, in Abbildung 2.1 als graue Balken dargestellt, lag im Jahr 2015 bei 28,9 %, für 2016 wird ein vorläufiger Wert von 29,0 % angegeben.

In Abbildung 2.2 ist die installierte Leistung der unterschiedlichen Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien aufgetragen. Die besondere Bedeutung der Photovoltaik und der Onshore Windenergie wird deutlich. Insbesondere seit 2015 werden aber auch zunehmend erste Offshore-Windparks in Betrieb genommen, so dass die installierte Leistung dieser mittlerweile beinahe die seit langem kaum veränderte installierte Leistung der Wasserkraft erreicht hat.

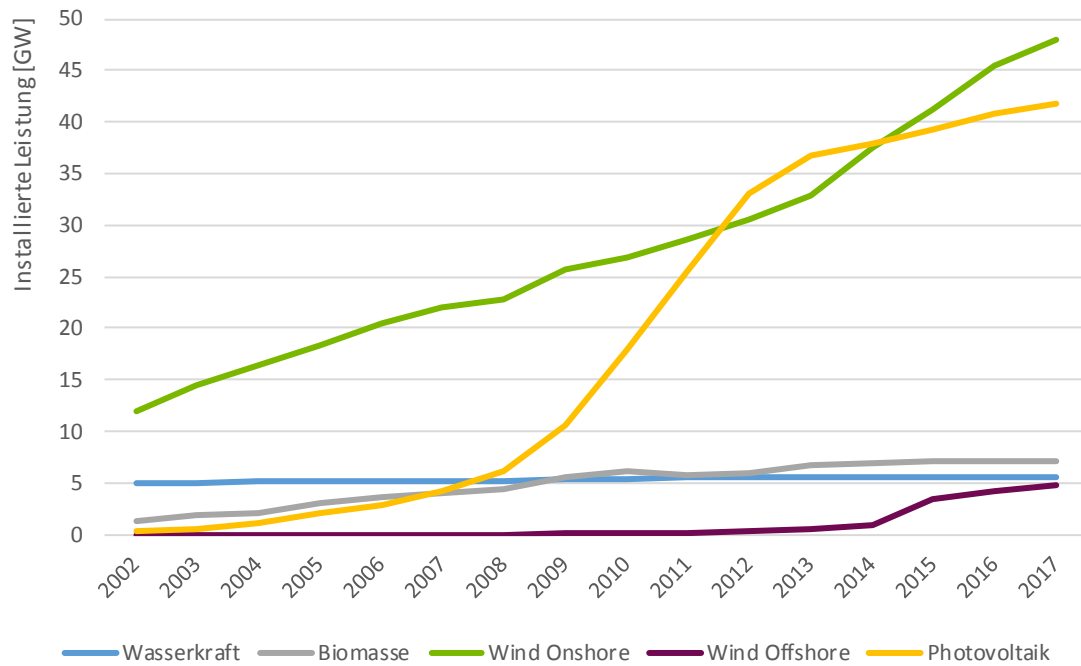


Abbildung 2.2: Zeitliche Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien, Daten aus [45]

Im Jahr 2017 ist eine installierte Leistung der Wasserkraft von $P = 5,6$ GW, von Biomasseanlagen in Höhe von $P = 7,08$ GW, Windkraftanlagen Onshore von $P = 48,04$ GW, Wind Offshore von $P = 4,82$ GW und Photovoltaik von $P = 41,75$ GW am Stromnetz angeschlossen.

2.1.2 Szenarien zur künftigen Entwicklung

Im Energiekonzept der Bundesregierung ist eine Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasen um 40 % bis 2020 und in weiteren Schritten um bis zu 95 % bis 2050 vorgesehen [1]. Dieses Ziel soll auf zwei Wegen erreicht werden: einerseits soll der Primärenergieverbrauch gegenüber dem Referenzjahr 2008 durch Effizienzsteigerungen bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % sinken. Andererseits soll der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis 2030 24 % und bis 2050 60 % betragen.

In Abbildung 2.3 sind zwei Szenarien zum künftigen Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch dargestellt. Bei dem in grün gezeichneten Szenario „TREND“ handelt es sich um eine Fortschreibung der bisherigen Entwicklung. Nach diesem Pfad wird das Klimaschutzziel 2050 massiv verfehlt [46]. Das Szenario „KLIMA 2050“ stellt die notwendige Entwicklung zur Erreichung der angestrebten Reduktion der Treibhausgasemissionen um 95 % dar. Dazu müssen sowohl die Anstrengungen zur Effizienzsteigerung drastisch gesteigert, aber insbesondere der Ausbau Erneuerbarer Energien beschleunigt werden, um über eine Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors Treibhausgasemissionen in großer Menge reduzieren zu können [46].

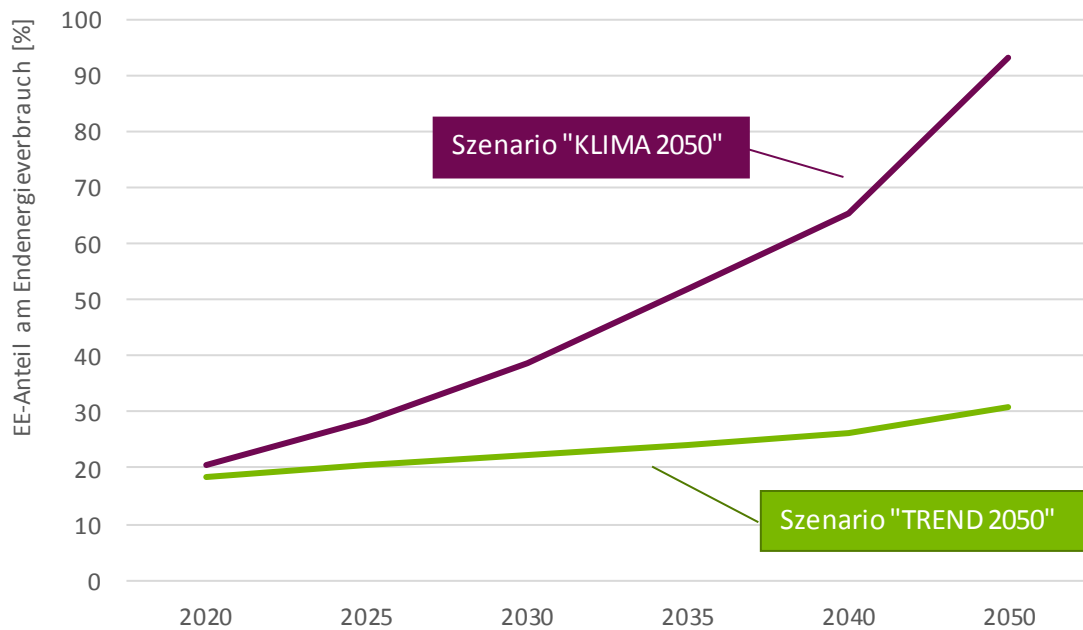


Abbildung 2.3: Szenarien der künftigen Entwicklung Erneuerbarer Energien, nach [46]

Der vorgesehene Ausbau Erneuerbarer Energien beseitigt einerseits Unsicherheiten in den Entwicklungsszenarien künftiger Energiepreise, da diese weitgehend von der CO₂-Preisentwicklung und Änderungen der Kosten von Primärenergieträgern abgekoppelt wird. In einem auf Erneuerbaren Energien basierenden System beträgt der Anteil variabler Kosten lediglich 5 %, die Gesamtkosten sind je nach Szenario etwa gleich hoch oder niedriger als die eines alternativen fossilen Stromsystems [47]. Andererseits resultieren insbesondere durch einen steigenden Bedarf an Speicherung elektrischer Energie und der noch zu gestaltenden Einbindung in das künftige Gesamtsystem zusätzliche Preisrisiken. Der Wert elektrische Energie wird sich vermutlich zeitlich deutlicher als heute differenzieren – künftig wird die zum richtigen Zeitpunkt erzeugte Kilowattstunde an Wert gewinnen, in Überschussituationen wird der Wert der elektrischen Energie dagegen fallen. Insgesamt sind somit deutliche Steigerungen der Preisspreizung zu erwarten.

Spätestens bei Erreichen des im Energiekonzept der Bundesregierung gesetzten Zieles von 80 % Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2050 [1] wird aufgrund der Grenzkosten nahe Null von Erneuerbaren Energien ein anderes Strommarktmodell als das aktuelle Merit Order Prinzip⁶ bzw. dessen drastische Umgestaltung erforderlich [48], [49]. Unabhängig von der Ausgestaltung des Marktumfeldes ist die Flexibilität von Verbrauchern in allen Szenarien notwendig, um den Bedarf an elektrischen Speichern zu begrenzen.

⁶ Als Merit-Order Prinzip wird der Einsatz der Kraftwerke anhand ihrer Stromgestehungskosten bezeichnet – bei der Day-Ahead Auktion werden so lange Kraftwerke bzw. Stromerzeugungsanlagen aufsteigend nach ihren Kosten bezuschlagt, bis die nachgefragte Energiemenge erbracht worden ist. Erneuerbare Energien, die größtenteils preisunabhängig angeboten werden und bevorzugt aufzunehmen sind, drängen somit die teuersten Kraftwerke aus dem Markt.

2.1.3 Steigende Verantwortung Erneuerbarer Energien

Unabhängig vom Pfad der Transition zu einem auf Erneuerbaren Energien basierendem Stromsystem, welches als Ziel in der gesellschaftlichen Debatte unstrittig ist, müssen Erneuerbare Energien künftig schrittweise zunehmend Verantwortung für das Gesamtsystem übernehmen.

Nachdem Erneuerbare Energien anfangs unkoordiniert ausgebaut wurden, sind mit den letzten Novellen des EEG stets zusätzliche Regelungen eingeführt worden, um eine Koordination zwischen Erneuerbaren Energien und dem dadurch nötigen Übertragungsnetzausbau⁷ sowie eine bessere Einbindung in das aktuelle Strommarktdesign⁸ zu erreichen.

Eine der wichtigsten Maßnahmen zur Marktintegration Erneuerbarer Energien ist die mit dem EEG 2009 eingeführte Direktvermarktung. Die Idee dieses Modells ist es, Anlagenbetreiber bei Zusicherung identischer Erlöse unter Zahlung einer Prämie an eine Vermarktung des erzeugten Stroms an der Börse heranzuführen. In Abbildung 2.4 ist zu sehen, dass der Anteil der eingespeisten Strommenge von Anlagen in der Direktvermarktung stark gestiegen ist. Anlagenbetreiber oder deren Dienstleister haben also inzwischen die notwendige Infrastruktur zur Prognose der erzeugten Strommengen sowie die erforderlichen Marktzugänge etabliert und werden so schrittweise an das Auslaufen der EEG-Förderung herangeführt.

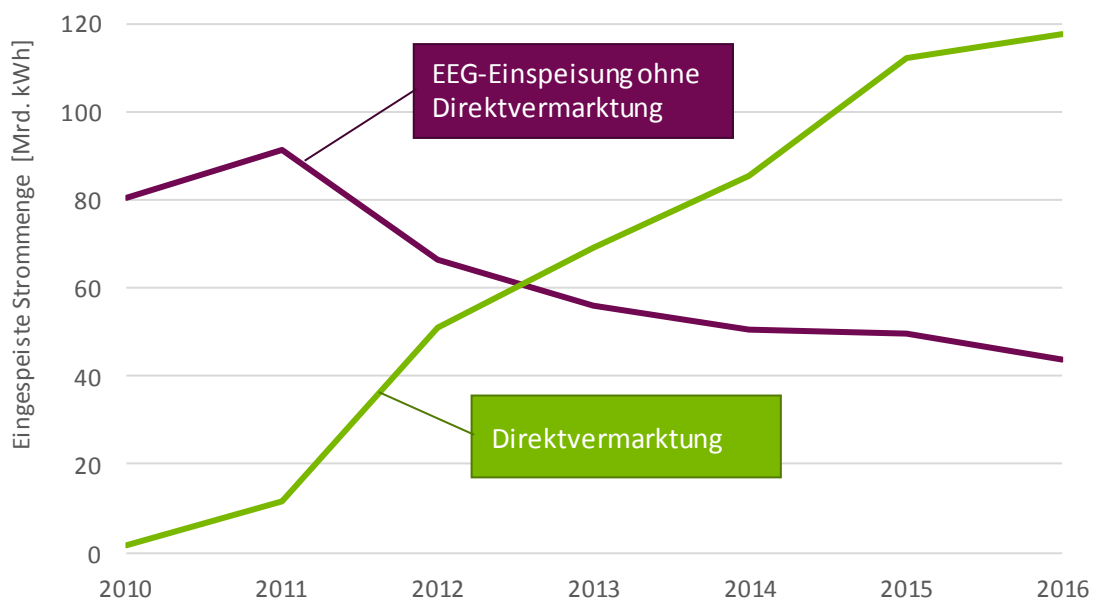


Abbildung 2.4: Anteil der Direktvermarktung an der EEG-Einspeisung, Daten aus [42]

⁷ Begrenzung des Zubaus von Windkraftanlagen in sogenannten Netzausbaugebieten nach EEG 2017

⁸ z.B. Marktprämie im EEG 2014, Aussetzung der Förderung bei negativen Preisen („6-Stunden Regel im EEG 2014 (§24) bzw. EEG 2017 (§51)), verpflichtende Fernsteuerbarkeit von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung bzw. ab installierter Leistung größer als 100 kW (EEG 2014 §37)

Durch die schrittweise eingeführten Änderungen des EEG und dem stetigen Zubau Erneuerbarer Energien reagiert künftig ein immer größerer Teil der Stromerzeugungsanlagen auf Anforderungen des kurzfristigen Stromhandels an den Spotmärkten, gleichzeitig wird ein immer größerer Teil der elektrischen Energie aus dargebotsabhängigen, nur volatil zu betreibenden Anlagen erzeugt. Daraus entsteht die Notwendigkeit, neben einer flexibleren Betriebsweise von Stromerzeugern und der künftig erwarteten Inbetriebnahme zusätzlicher Speicherkapazitäten, auch auf der Verbraucherseite zunehmend Flexibilität zu erschließen, um den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt sicherzustellen.

2.2 Neuartige Verbraucher

Durch die Etablierung neuer Technologien ist künftig mit deutlich zunehmender Flexibilität, auch im Gewerbe- und Haushaltskundenbereich, zu rechnen. Neue Gerätetypen wie Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen können nach der Ausrüstung von kleineren Endverbrauchern mit intelligenten Messsystemen künftig strompreisorientiert betrieben werden. Auf aktuelle Entwicklungen in den einzelnen Technologien wird in diesem Kapitel einführend eingegangen.

2.2.1 Batteriespeicher in Haushalten und Quartieren

Durch stark fallende Preise für Batteriespeicher und steigende Strompreise für Haushaltskunden werden in den letzten Jahren zunehmend neue Photovoltaikanlagen gemeinsam mit einem Speichersystem installiert, um den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen und die Einspeisung von erzeugtem Photovoltaikstrom in das Netz der öffentlichen Versorgung zu minimieren. Im Jahr 2016 waren 41 % der neu installierten Photovoltaikanlagen unter $P = 30 \text{ kWp}$ mit einem Batteriespeicher ausgestattet [50].

Künftig ist – bei einer Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem⁹ – eine Kombination der Betriebsweise des Batteriespeichers mit dynamischen Strompreisen denkbar. In die Optimierung der Speicherbetriebsweise kann neben der Maximierung des Eigenverbrauchs zusätzlich die Minimierung der Strombezugskosten implementiert werden.

⁹ Unter einem *intelligenten Messsystem* wird die Kombination aus *moderner Messeinrichtung* und *Smart Meter Gateway* verstanden, auch *Smart Meter* genannt

2.2.2 Elektrofahrzeuge

Innerhalb weniger Jahre hat es - ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau - einen starken Zuwachs an Elektrofahrzeugen in Deutschland gegeben, in Abbildung 2.5 ist die absolute Anzahl von Elektrofahrzeugen und der prozentuale Anteil an Neuzulassungen dargestellt. Die Bundesregierung hat eine Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020¹⁰ als Ziel gesetzt [51]. Auch wenn dieses Ziel immer wieder als zu ambitioniert kritisiert wird, kann es – insbesondere durch die enormen Kostensenkungen in der Batteriefertigung (-77 % zwischen 2010 und 2016, [52]) und neue, attraktive Fahrzeugmodelle sowie durch neue Mobilitätskonzepte wie Carsharing – in kurzen Zeiträumen zu enormen Zuwächsen an Elektrofahrzeugen kommen. Auch im Segment der Nutzfahrzeuge ist das Interesse an Elektrofahrzeugen sehr groß, insbesondere neue Akteure treiben die Entwicklung hier stark voran (z.B. die StreetScooter GmbH plant die Produktion auf 20.000 Fahrzeuge im Jahr zu verdoppeln [53]).

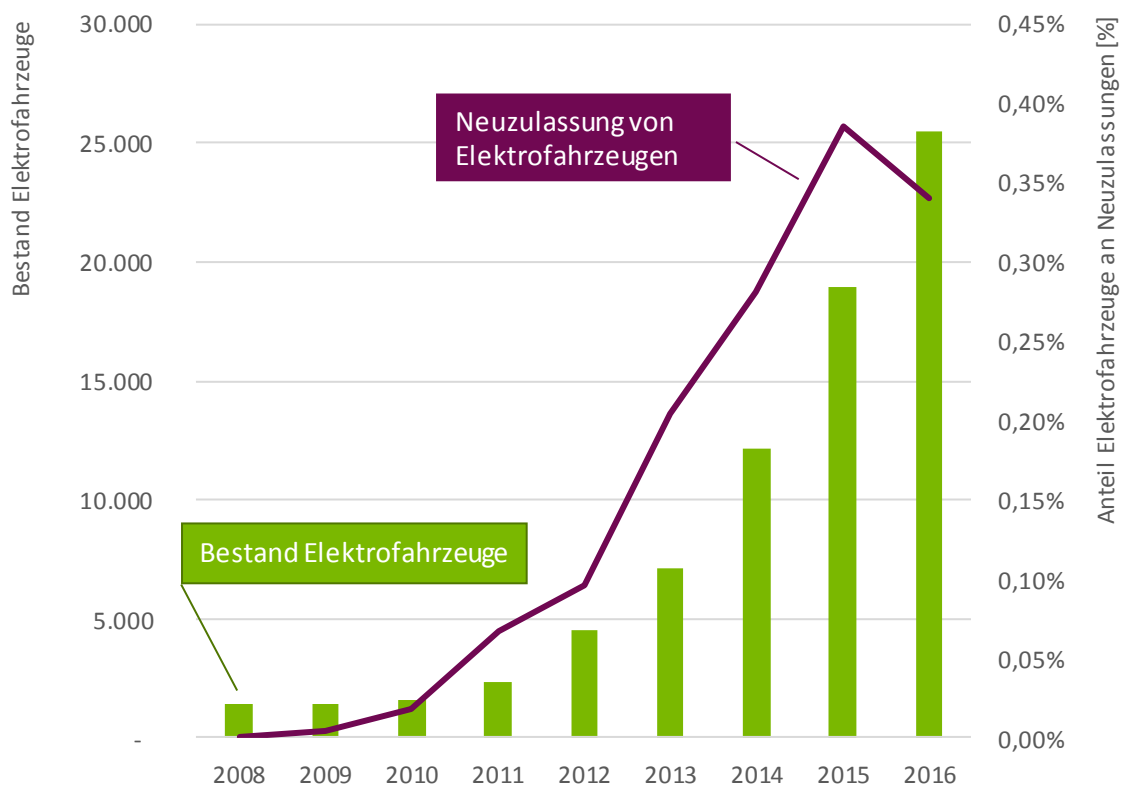


Abbildung 2.5: Entwicklung der Anzahl Elektrofahrzeuge und deren Anteil an Neuzulassungen insgesamt, Daten aus: [54] und [55]

¹⁰ Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel hat dieses Ziel bei einer öffentlichen Veranstaltung auf 500.000 Fahrzeuge reduziert. Offiziell hält die Bundesregierung aber am Ziel von einer Million Elektrofahrzeuge bis 2020 fest [166].

Bislang werden Elektrofahrzeuge größtenteils ungesteuert geladen. Sobald das Fahrzeug mit der Ladesäule verbunden wird, beginnt der Ladevorgang – unabhängig vom Speicherfüllstand und den künftigen Mobilitätsanforderungen. Es gibt bereits erste Ansätze zur Koppelung der Ladeflexibilität mit dem Verteilnetzzustand [56], [57] und zur Eigenverbrauchsoptimierung in Kombination mit Photovoltaikanlagen [58]. Mit der vermutlich 2018 beginnenden Ausbringung von intelligenten Messsystemen [59] ist die Grundlage für die Optimierung der Ladung von Elektrofahrzeugen basierend auf dynamischen Stromtarifen gelegt. Künftig ist also mit vermehrtem strompreisoptimierten Laden von Elektrofahrzeugen zu rechnen, was Auswirkungen sowohl auf den Spotmarkt als auch auf das Verteilnetz haben dürfte.

2.2.3 Wärmepumpen und Klimatisierungsgeräte

Insbesondere in gut isolierten Neubauten hat es in den vergangenen Jahren einen starken Zuwachs von Wärmepumpen zu Heizzwecken gegeben. Auch wenn der Anteil von Wärmepumpen an den Heizungssystemen insgesamt aufgrund des großen Altbestandes mit 3,81 % im Jahr 2015 [60] noch vergleichsweise gering ist, ist bei Neubauten ein stark steigender Anteil auf 31,8 % im Jahr 2016 [61] zu verzeichnen, wie in Abbildung 2.6 dargestellt ist.

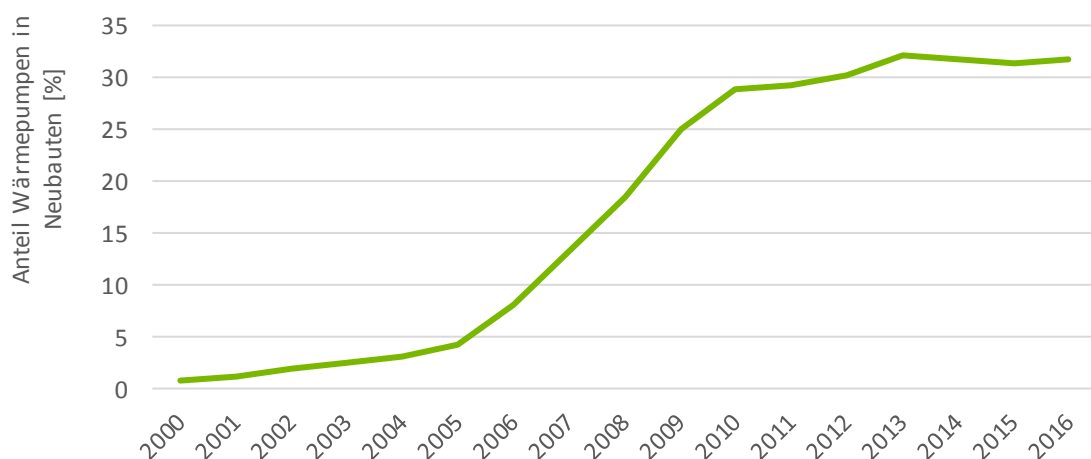


Abbildung 2.6: Anteil der Wärmepumpen in Neubauten in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2016, Daten aus: [61]

Bislang ist der Betrieb von Wärmepumpen in der Regel ausschließlich am momentanen Wärmebedarf orientiert, in Kombination mit Photovoltaikanlagen werden aber bereits heute zunehmend dynamischere Betriebsstrategien angewendet [62]. Mit der Etablierung dynamischer Stromtarife in Privathaushalten könnte die Flexibilität der Wärmepumpe in Kombination mit einem vorhandenen Wärmespeicher zusätzlich eingesetzt werden, um die Stromkosten durch eine Lastverschiebung zu reduzieren.

Durch die zunehmende Klimatisierung von Wohn- und Geschäftsgebäuden steigt die installierte Leistung von Klimatisierungsgeräten, welche sich grundsätzlich ebenfalls für einen flexiblen Betrieb eignen. Nach [63] wird der jährliche Energiebedarf zur Klimatisierung bis 2020 je Szenario auf $E = 8$ TWh bis $E = 12$ TWh und bis 2050 auf $E = 30$ TWh bis $E = 76$ TWh steigen und somit ein großes Potential für Lastverschiebungen bieten.

2.3 Digitalisierung des Stromsystems

Von der fortschreitenden Digitalisierung sind alle Bereiche der Wirtschaft betroffen; auch im Stromsystem werden zunehmend bestehende Mess-, Steuer- und Regeltechnik digitalisiert sowie insbesondere bei kleineren Verbrauchern und in den unteren Spannungsebenen der Stromnetze neu installiert.

In den vergangenen Jahren sind größere Erzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke, Windparks und große PV-Anlagen bereits größtenteils über Fernwirktechnik angebunden worden. Somit wurden die Vorgaben zur Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber erfüllt und eine gezielte Steuerung im Rahmen der Direktvermarktung ermöglicht. Zahlreiche Anlagen sind zusätzlich in virtuelle Kraftwerke eingebunden worden, um gemeinsam die Mindestanforderungen bezüglich der Leistung für die Regelleistungserbringung zu erreichen.

Insbesondere die zusätzlichen intelligenten Messsysteme und Smart Contracts ermöglichen auch zunehmend bei kleinen Verbrauchern die Erschließung von Flexibilitätsoptionen.

2.3.1 Intelligente Messsysteme

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende wurde die Ausstattung von Privathaushalten und kleinen Gewerbebetrieben mit intelligenten Messsystemen prinzipiell beschlossen¹¹. Da die zu installierenden intelligenten Messsysteme den Strombezug künftig mindestens im Viertelstundenraster erfassen werden, wird die Etablierung dynamischer Stromtarife auch für Endverbraucher ermöglicht, die bislang aufgrund der fehlenden registrierenden Leistungsmessung (RLM) ausgeschlossen waren. In Kombination mit den im Abschnitt 2.2 vorgestellten neuartigen Verbrauchern werden somit Flexibilitätsoptionen auch im Haushaltskunden- und Gewerbesegment erschließbar.

¹¹ Entsprechend des Messstellenbetriebsgesetzes werden Verbraucher ab dem Jahr 2017 ab einem Jahresstromverbrauch von $E = 10.000$ kWh, ab 2020 Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von $E = 6.000$ kWh sowie dezentrale Erzeugungsanlagen nach dem EEG und dem Kraft-Wärme-Kopplung Gesetz (KWKG) ab 7 kW installierter Leistung mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet.

2.3.2 Blockchain & Smart Contracts

Das Energiesystem wurde, insbesondere im Bereich der elektrischen Energieversorgung, in der Zeit seit der Liberalisierung des Strommarktes 1998 grundlegend verändert. Mittlerweile erzeugen über 1,6 Millionen Anlagen dezentral Strom aus Sonneneinstrahlung und Windkraft [64]. Mit der Einführung einheitlicher Handelsprodukte an den Strommärkten, der Möglichkeit kurzfristigen Handels an den Spotmärkten und der schrittweisen Öffnung des Regelleistungsmarktes wurde es Anlagen immer kleinerer Leistungsklassen ermöglicht, sich am Stromhandel und der Sicherstellung des Betriebs des Stromsystems zu beteiligen.

Es ist abzusehen, dass dieser Trend zur Einbindung von Anlagen immer kleinerer Leistungsklassen anhält (Elektromobilität, gebäudeintegrierte Photovoltaik, Sektorenkopplung etc.), somit steigen künftig die Anforderungen, eine stetig wachsende Anzahl von Anlagen zu koordinieren, zu vermarkten und abzurechnen.

Als eine geeignete Technologie zur dezentralen Koordination einer großen Anzahl von Geräten wird die Blockchain angesehen. Durch diese dezentrale Form der Datenspeicherung und -validierung in einem Netzwerk ohne zentrale Intermediäre wird die Durchführung von Transaktionen kleinster Handelsgeschäfte zu sehr niedrigen Transaktionskosten ermöglicht [65], [66]. Für eine detaillierte Einführung in die Funktionsweise der Blockchain im Rahmen des Stromsystems wird auf [67] verwiesen.

Erste Projekte zu Etablierung eines Handelssystems mit einer öffentlichen Blockchain laufen derzeit unter anderem in New York City [68] und Wuppertal [69], [70], private Blockchains könnten bereits früher innerhalb von virtuellen Kraftwerken oder für Demand Response genutzt werden. Bei einer privaten Blockchain wird diese lediglich als Infrastruktur genutzt, die Teilnehmer werden aber durch einen definierten Betreiber verifiziert, hierdurch entfallen zahlreiche Schwierigkeiten öffentlicher Blockchains bezüglich der Verifizierung von Transaktionen und der Verhinderung von Manipulationen.

Aufbauend auf der Blockchain-Technologie können sogenannte Smart Contracts definiert werden; „programmierte“ digitale Verträge, welche manipulationssicher nach festen Regeln ausgeführt werden. Abrechnungen von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen, die automatische Sperrung von intelligenten Messsystemen säumiger Kunden oder die gegenseitige Besicherung von unterschiedlichen Anlagen in virtuellen Kraftwerken könnte somit realisiert werden. Durch die Kombination von Handelsmöglichkeiten kleinster Energiemengen und standardisierter Verträge mit Transaktionskosten nahe Null können künftig gänzlich neue Geschäftsmodelle entstehen [71], in denen dynamische Stromtarife eine entscheidende Rolle spielen.

2.4 Zwischenfazit

Der stetige Zuwachs Erneuerbarer Energien und deren zunehmende Bedeutung für das Stromsystem hat in den vergangenen Jahren zu großen Veränderungen und einer deutlichen Veränderung der relevanten Akteure im Strommarkt geführt. Die in diesem Abschnitt skizzierten zu erwartenden Entwicklungen neuartiger Verbraucher wie Wärmepumpen, Batteriespeicher und insbesondere Elektrofahrzeuge lässt eine weitere dramatische Dynamisierung des Stromsystems mit immensen daraus resultierenden technischen, ökonomischen und ökologischen Herausforderungen erwarten. Die Möglichkeiten, einen Teil dieser Anlagen zumindest zeitweise in ihrer Wirkung auf das Stromnetz flexibel zu betreiben sowie die zunehmende Digitalisierung des Stromsystems mit der Ausbringung umfangreicher Mess- Steuer- und Regelungstechnik lässt aber gleichzeitig neue Freiheitsgrade in der künftigen Steuerung des Stromsystems und der Sicherstellung der Systemstabilität entstehen.

Die Identifizierung und Erschließung von flexiblen Prozessen in der mittelständischen Industrie, welche im Rahmen dieser Arbeit beschrieben wird, kann durch eine Ausrichtung eines Teils des industriellen Stromverbrauchs auf die schwankende Einspeisung aus Erneuerbarer Energien anhand der Optimierung auf Basis des Spotmarktpreises für elektrische Energie zur Wahrung der stets erforderlichen Systembilanz zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch beitragen. Die weitere Entwicklung Erneuerbarer Energien sowie eine zunehmende Digitalisierung des gesamten Energiesystems wird damit die Anreize für die im Rahmen dieser Arbeit beschriebenen Lastverschiebungen weiter erhöhen.

3 Entwicklung des Stromhandels

Seit der Liberalisierung des Stromhandels haben sich zahlreiche Handelsplätze und Produkte entwickelt. In diesem Kapitel werden die Marktplätze und Produkte beleuchtet, welche im Rahmen dieser Arbeit Anwendung finden.

3.1 Einführung Stromhandel

Durch die Einführung des Börsenhandels für elektrische Energie hat sich der Stromhandel in Deutschland stark weiterentwickelt. Eine Übersicht der Handelsmöglichkeiten ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Unterschieden werden der Großhandel, welcher unterschiedliche Handelsmöglichkeiten für elektrische Energie bereitstellt und spezielle Märkte für Systemdienstleistungen wie Regelleistung oder Ausgleichsenergie („*Day-After Handel*“).

Der Großhandel unterteilt sich in den Börsenhandel, welcher an zentraler Stelle den transparenten Handel mit standardisierten Produkten ermöglicht, und den bilateralen Handel (Over the Counter – OTC). Aufgrund des größeren Aufwandes zur Definition individueller Produkte wird der OTC-Handel üblicherweise für den Handel sehr großer Energiemengen über lange Zeiträume verwendet. Kleinere Energiemengen oder kurzfristige Kontrakte werden über die Spotmärkte abgewickelt. Diese bieten durch standardisierte Produkte und Handelsabläufe die Möglichkeit, bis zu 5 Minuten vor Belieferung elektrische Energie zu handeln.

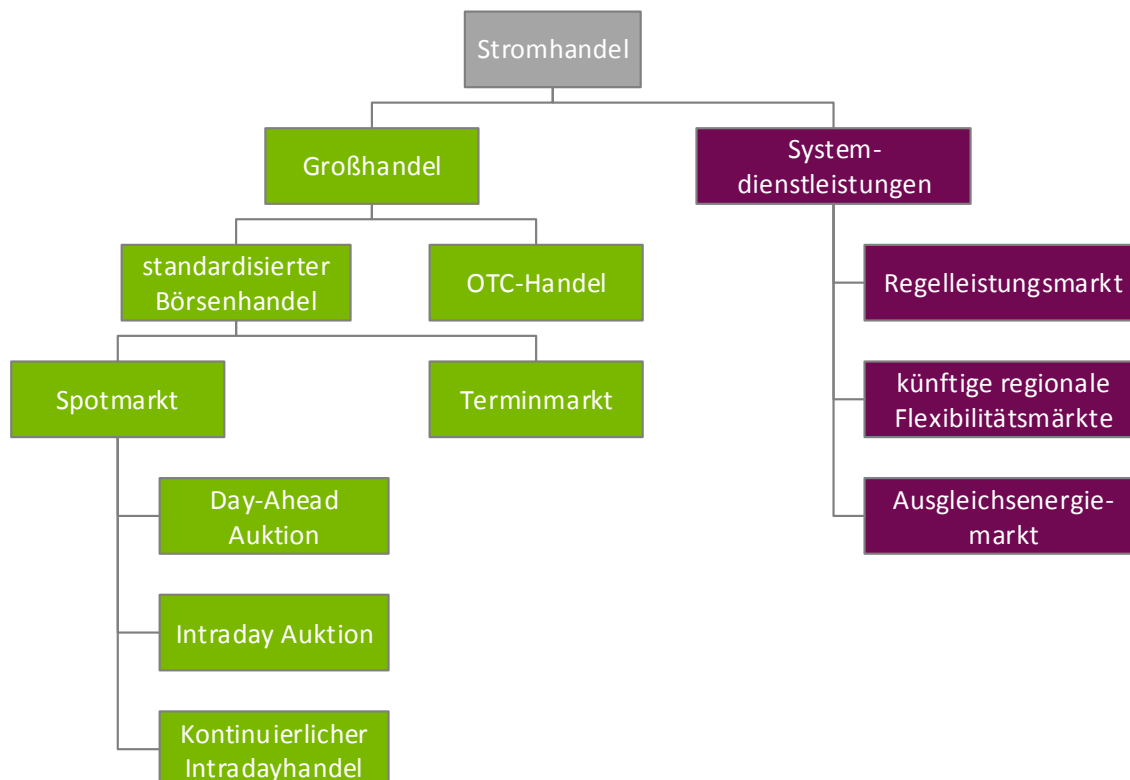


Abbildung 3.1: Struktur der Stromhandelsmöglichkeiten, (nach [72])

Die zeitliche Abfolge der einzelnen Marktsegmente ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Der Terminmarkt bietet Möglichkeiten längerfristige Absicherungen bis zu 6 Jahre im Voraus – beispielsweise über Quartals- oder Monatsprodukte – vorzunehmen. Der Terminmarkt wird im Folgenden nicht weiter betrachtet, da er zur langfristigen Absicherung der Beschaffungsstrategie, aber nicht zur kurzfristigen Lastverschiebung eingesetzt wird.

Der Spotmarkt unterteilt sich in die Day-Ahead Auktion, die Intraday Auktion sowie den kontinuierlichen Intradayhandel für Stunden- Halbstunden und Viertelstundenprodukte. Die Day-Ahead Auktion findet täglich um 12 Uhr statt und bietet die Möglichkeit, Stundenprodukte für den folgenden Tag zu handeln. Die Intraday Auktion, welche sich um 15 Uhr anschließt, ermöglicht den Handel von Viertelstundenprodukten für den Folgetag. Ab 15 Uhr des Vortages können im kontinuierlichen Intradayhandel Stundenprodukte und ab 16 Uhr des Vortages Viertelstundenprodukte für den Liefertag gehandelt werden. Der Handelsschluss („Gate closure“) ist in diesen beiden Marktsegmenten jeweils 5 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt innerhalb einer Regelzone bzw. 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt bei regelzonenübergreifenden Geschäften.

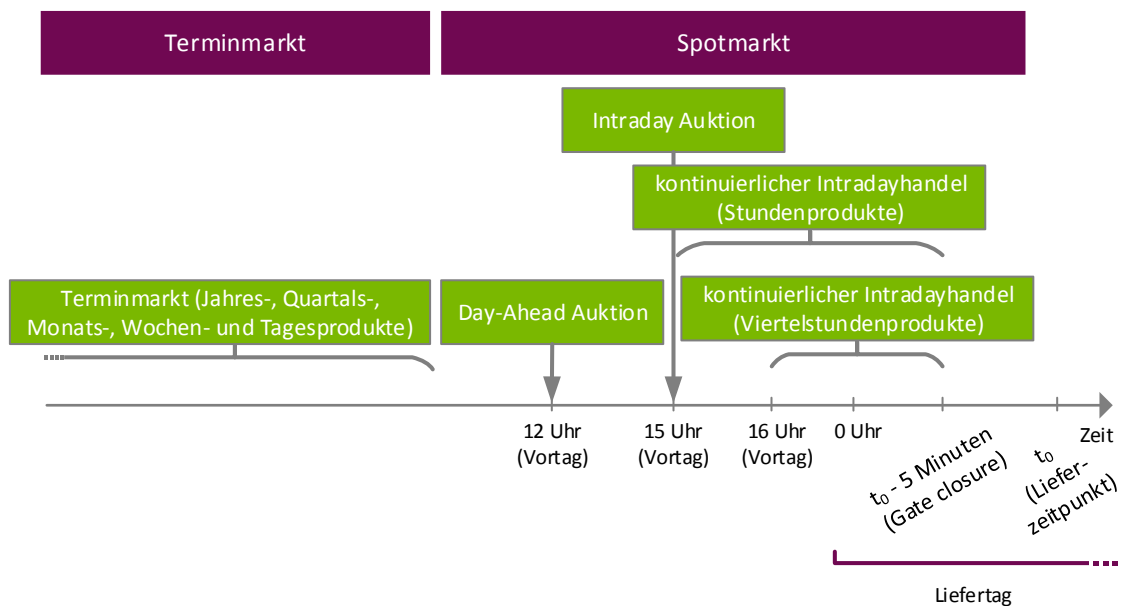


Abbildung 3.2: Zeitliche Abfolge der Marktsegmente, nach [73] und [38]

Über den OTC-Handel sind beliebige individuelle, nicht standardisierte bilaterale Geschäfte möglich. Da dort üblicherweise ausschließlich große Energiemengen für längere Zeiträume gehandelt werden, wird dieser im Folgenden nicht weiter betrachtet.

3.2 Entwicklung des Handelsvolumens

Das Handelsvolumen im Stromgroßhandel ist seit der Liberalisierung kontinuierlich gestiegen. Insbesondere in Deutschland haben sich liquide Großhandelsmärkte entwickelt. Neben der gelieferten Energiemenge ist die sogenannte Churn-Rate – also das Verhältnis zwischen gehandelter und physisch gelieferter Energiemenge - ein Maß für die Liquidität von Energiemärkten. In Deutschland liegt die Churn-Rate mit etwa 10 an der Spitze der europäischen Länder [74].

Auch das Handelsvolumen an den Kurzfristmärkten, insbesondere der Day-Ahead Auktion und dem kontinuierlichen Intradayhandel, ist seit deren Einführung gestiegen. In Abbildung 3.3 ist die Entwicklung von 2011 bis 2016 dargestellt. Aufgrund der gestiegenen Anforderungen an den Ausgleich von Bilanzkreisen hat insbesondere der kontinuierliche Intradaymarkt deutlich an Bedeutung gewonnen.

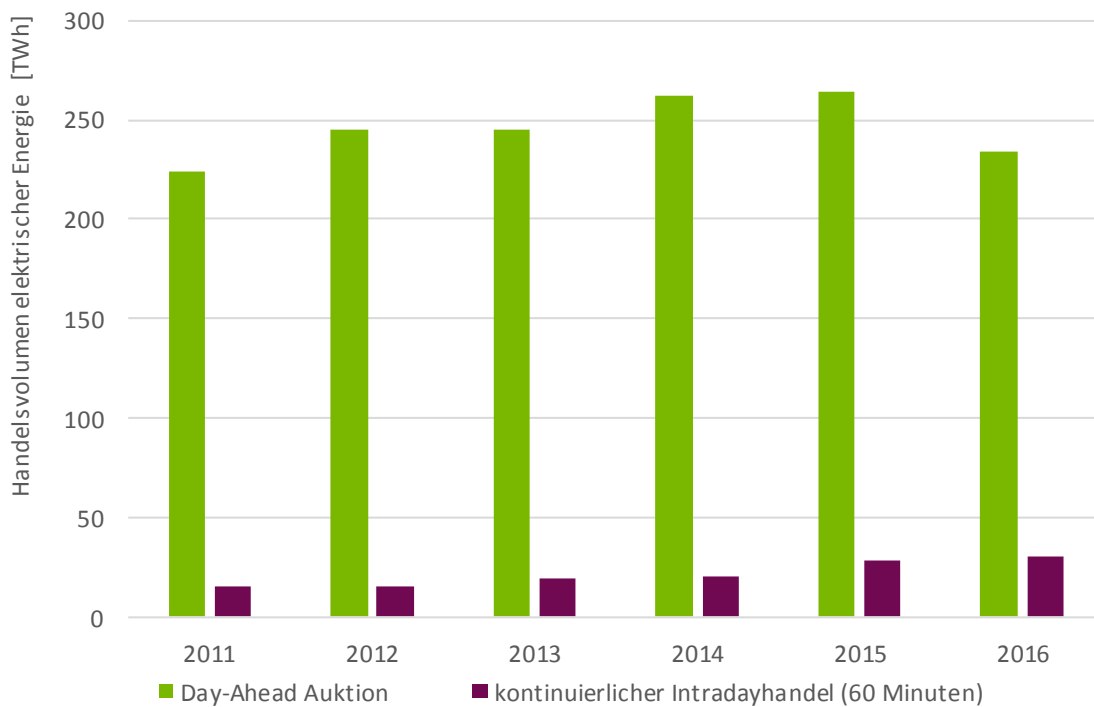


Abbildung 3.3: Entwicklung des Handelsvolumens der Stundenprodukte der Day-Ahead Auktion und des kontinuierlichen Intradayhandels

Die Intraday Auktion wurde im Dezember 2014 eingeführt und ermöglicht den Handel mit Viertelstundenprodukten in einer Auktion, analog zur Day-Ahead Auktion. In Abbildung 3.4 ist die Entwicklung des Handelsvolumens für Viertelstundenprodukte der Intraday-Auktion und im kontinuierlichen Intradayhandel dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich – nach dem Start der Intraday Auktion im Dezember 2014 – das Handelsvolumen in beiden Marktsegmenten in einer vergleichbaren Größenordnung bewegt, aber deutlich niedriger liegt als bei den Stundenprodukten des kontinuierlichen Intradayhandels.

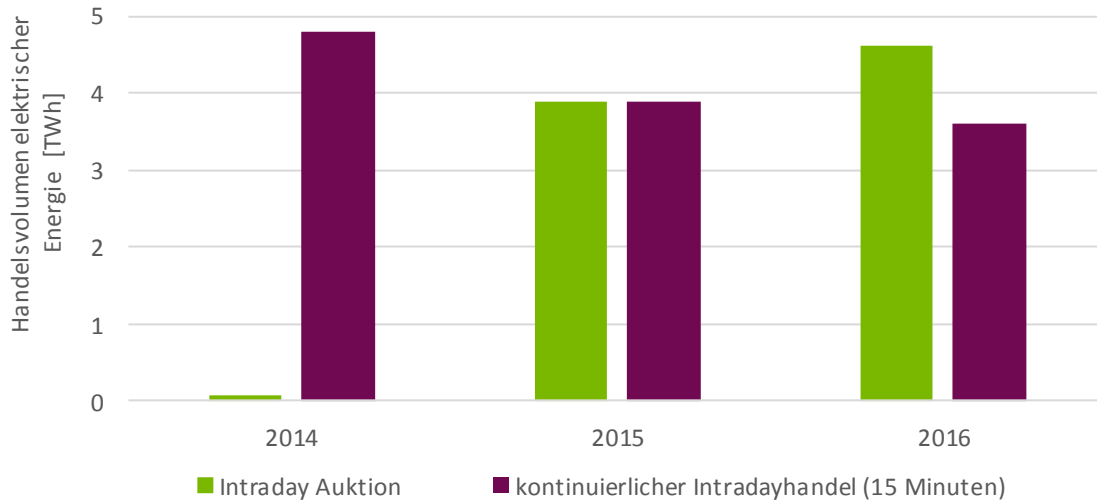


Abbildung 3.4: Entwicklung des Handelsvolumens der Viertelstundenprodukte der Intraday Auktion und des kontinuierlichen Intradayhandels

3.3 Day-Ahead Auktion

Die Day-Ahead Auktion ermöglicht es, elektrische Energie mit einem Tag Vorlauf zu handeln. Der Markt ist dabei als Einheitspreisauktion gestaltet. Bis 12 Uhr können Gebote in das verdeckte Orderbuch eingetragen werden, ab ca. 12⁴⁰ Uhr wird das Ergebnis der Auktion veröffentlicht.

In Abbildung 3.5 ist die Entwicklung der Mittelwerte für den Durchschnittspreis des gesamten Tages (Phelix Day Base, 0-24 Uhr) und den Durchschnittspreis der Tagesstunden (Phelix Day Peak, 8-20 Uhr) sowie die Differenz (Spread) zwischen teuerster und günstigster Stunde des Tages dargestellt. Die Preise für beide Zeiträume sind in den Jahren 2011 bis 2016 kontinuierlich stark gesunken – für den Peak-Zeitraum sogar um 44 %. Auch die Unterschiede zwischen der teuersten und der günstigsten Stunde sind gesunken, wenn auch mit 32 % nicht so stark.

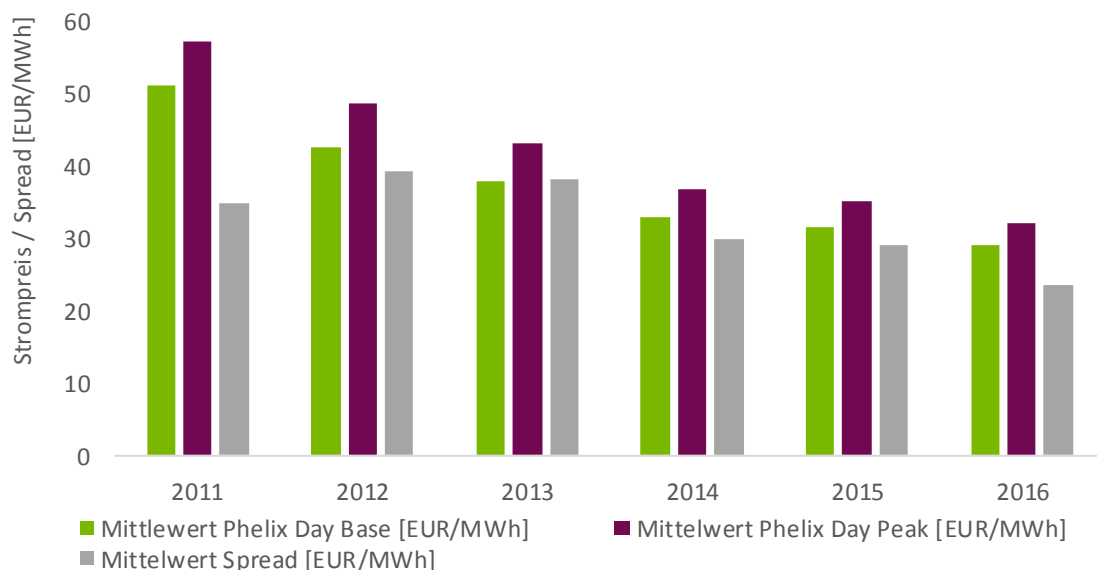


Abbildung 3.5: Entwicklung der Preise der Day-Ahead Auktion- Mittelwert von Phelix Day Base, Phelix Day Peak und dem innertäglichen Spread, Jahre 2011 bis 2016

Trotz der gesunkenen Preisunterschiede bleibt der Day-Ahead Markt für die Vermarktung von Flexibilität weiterhin interessant, insbesondere die sehr große Liquidität (vergl. Abbildung 3.3) schafft gute Rahmenbedingungen.

3.3.1 Innertägige Preisunterschiede im Jahresverlauf

Die Strompreise¹² der Day-Ahead Auktion weisen sowohl tägliche als auch saisonale Schwankungen auf. Abbildung 3.6 zeigt den Verlauf der Preise der Day-Ahead Auktion für die einzelnen Stunden des Jahres 2016. Jede Zeile steht dabei für einen Tag, die Preise für die 24 Stunden werden anhand der Farbe dargestellt.

Es ist dabei zu erkennen, dass sich im Verlauf beinahe des gesamten Jahres regelmäßig in den Mittags- und Abendstunden Preismaxima ausbilden, die Preise für die Stunden am Nachmittag sind in der Regel deutlich niedriger - teilweise sogar negativ. Diese oft als „Solardelle“ bezeichnete Preisstruktur lässt sich mit der hohen Einspeisung aus Photovoltaikanlagen in den Nachmittagsstunden erklären. Insbesondere in den Wintermonaten, in denen die Einspeisung aus Photovoltaik stark abfällt, bildet sich diese Preisstruktur nicht aus.

Darüber hinaus ist zu sehen, dass die ersten sechs Stunden des Tages fast ganzjährig sehr günstig sind, in diesen Stunden liegt der Median der Stundenpreise durchgehend unterhalb des 25 % Perzentils der Tagesstunden, wie in Abbildung 3.7 dargestellt wird. Eine Lastverschiebung ist also allgemein insbesondere in die ersten Stunden des Tages empfehlenswert.

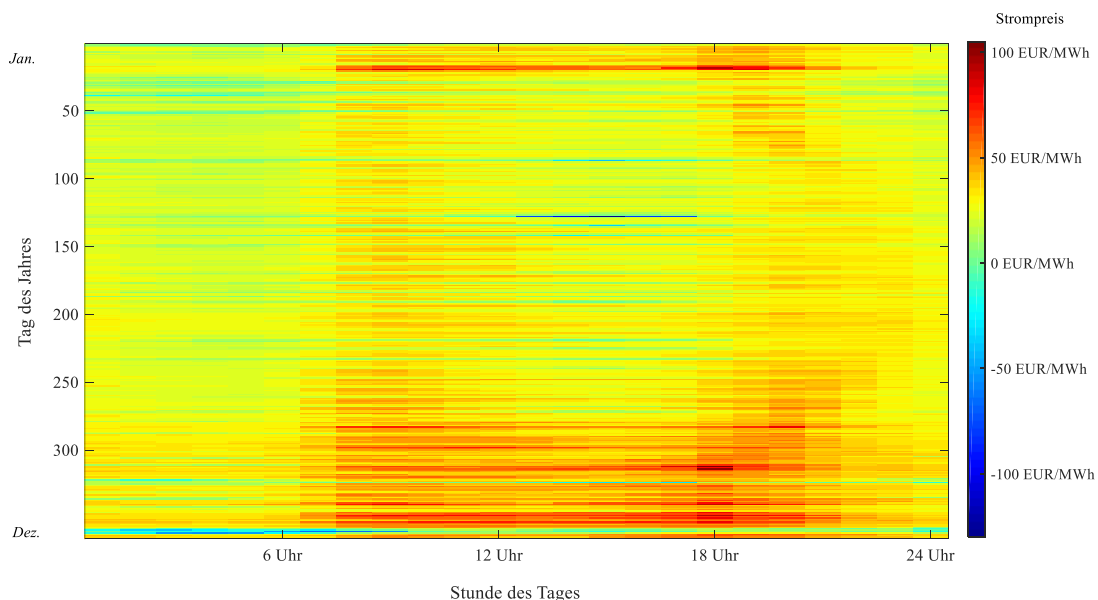


Abbildung 3.6: Preisstruktur der Day-Ahead Auktion im Jahr 2016

¹² Korrekt müsste die Bezeichnung ‚Preis für elektrische Energie‘ lauten. Da im Handelsbereich der Begriff ‚Strompreis‘ üblich ist wird dieser im Folgenden verwendet.

In Abbildung 3.7 ist der Preisverlauf über alle Stunden des Tages für das Jahr 2016 zu sehen. Mit der grünen Linie wird im Boxplot jeweils der Median der Preise einer Stunde aufgetragen. Die Grenzen der grauen Box bilden das 25 % Perzentil und das 75 % Perzentil, innerhalb der Box befinden sich also 50 % aller Preise der jeweiligen Stunde.

Sowohl bei Betrachtung der Minima und Maxima als auch bei Betrachtung der Mediane der einzelnen Stunden ist eine Struktur zu erkennen. Am teuersten sind die Morgenstunden zwischen 8 Uhr und 11 Uhr sowie die Abendstunden zwischen 17 Uhr und 20 Uhr. Nachmittags hat sich aufgrund der starken Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen ein Bereich deutlich günstiger Stunden ausgeprägt. Zwischen den Medianen der einzelnen Stunden besteht ein Unterschied von bis zu 14,67 €/MWh (40 % vom maximalen Median). Es ist zu erkennen, dass – mit Ausnahme der Stunden 19, 20 sowie 23 – in jeder Stunde negative Preise aufgetreten sind. Die Maximalpreise schwanken zwischen 38,56 €/MWh und 104,96 €/MWh.

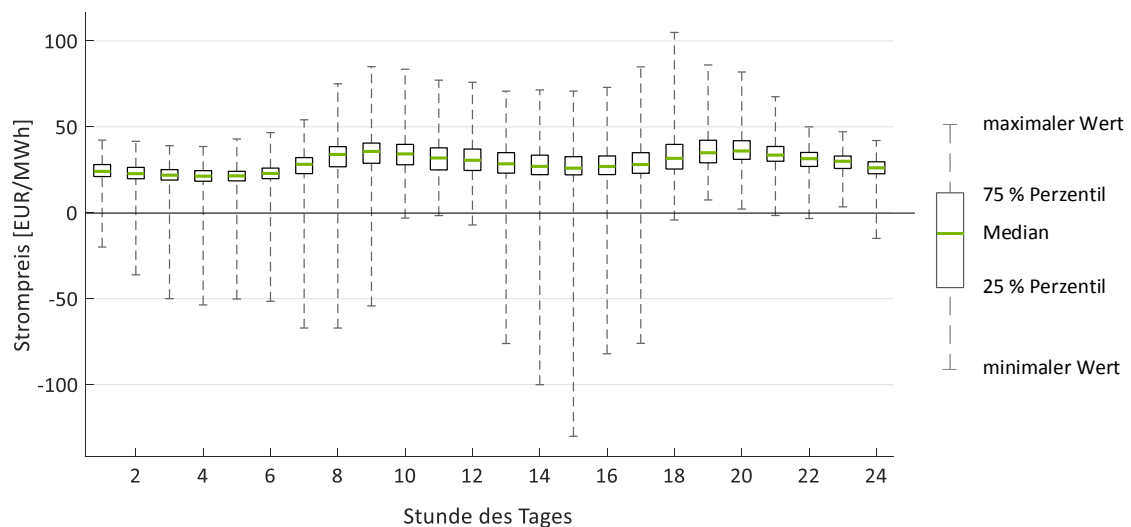


Abbildung 3.7: Preisspanne aller Stundenpreise der Day-Ahead Auktion 2016

Ist eine dynamische Lastverschiebung mit kurzem Planungsvorlauf -zum Beispiel täglich - nicht möglich, bietet die Betrachtung der in Abbildung 3.7 dargestellten Preisstruktur die Möglichkeit, Verbrauchsprozesse in Zeiträume zu verlagern, die im Jahresmittel günstiger sind als andere.

3.3.2 Innertägige Preisunterschiede

Um die Preisschwankungen innerhalb der einzelnen Tage eines Jahres zu untersuchen, sind in Abbildung 3.8 die Preisunterschiede von ausgewählten Intervallen dargestellt. Zu erkennen ist dabei, dass extreme Preisunterschiede relativ selten vorkommen. In lediglich 0,3 % aller Fälle gibt es innerhalb eines Intervalls von 24 Stunden Preisunterschiede von mehr als $k = 100 \text{ €/MWh}$. Der Median der Preise der Day-Ahead Auktion 2016 liegt bei $k = 28,24 \text{ €/MWh}$, ein solcher Preisunterschied tritt in über 20 % aller 24 Stunden-Intervalle auf. Die Hälfte aller 24 Stunden-Intervalle weist noch einen Preisunterschied von mindestens $k = 20,59 \text{ €/MWh}$ auf, in 90 % aller 24 Stunden-Intervalle tritt mindestens ein Preisunterschied von $k = 14,02 \text{ €/MWh}$ auf.

In Abbildung 3.8 sind neben dem 24 Stunden-Intervall noch weitere Intervalle aufgetragen. Es ist zu erkennen, dass die Preisunterschiede bei kürzeren Intervallen nicht deutlich kleiner werden – das 12 Stunden-Intervall weist zum Beispiel in 50 % aller Fälle noch einen Preisunterschied von mindestens $k = 15,84 \text{ €/MWh}$ auf. Dadurch wird es ermöglicht, Lastverschiebungen auch innerhalb kurzer Zeiträume, beispielsweise innerhalb einer Schicht in einem Produktionsbetrieb, wirtschaftlich erfolgreich vorzunehmen.

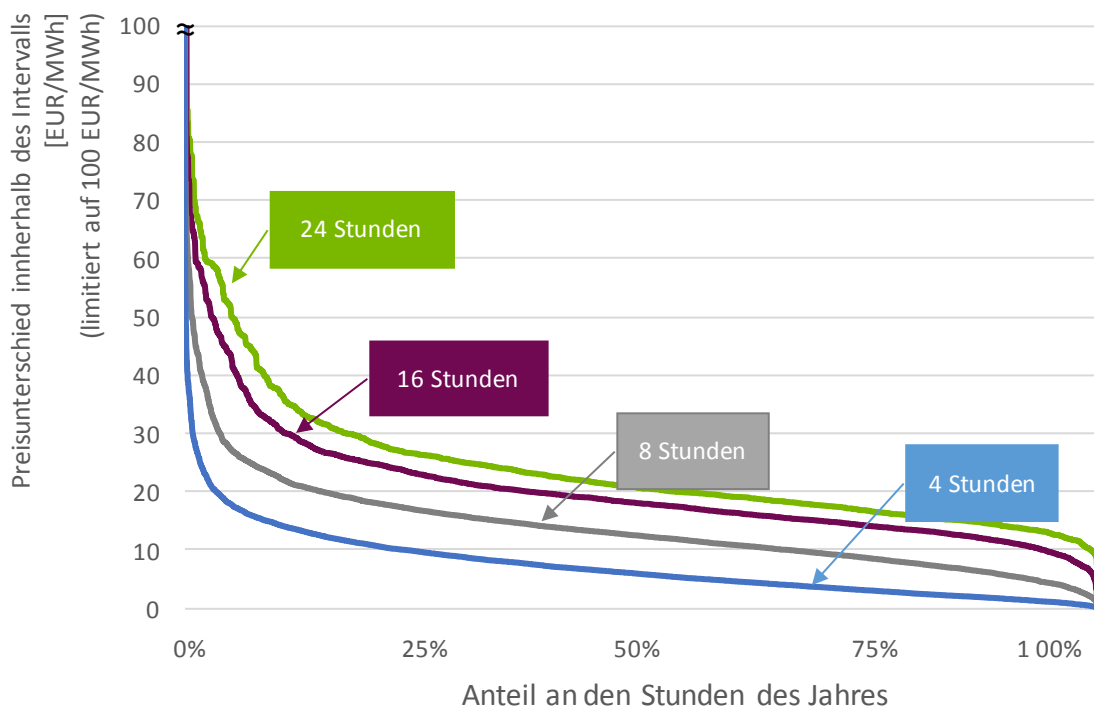


Abbildung 3.8: Preisunterschied der Day-Ahead Auktion in Abhängigkeit der Verschiebungsdauer, Jahr 2016

Eine genauere Analyse der Häufigkeitsverteilung von Preisunterschieden in Abhängigkeit des Verschiebungsintervalls ist mit Abbildung 3.9 möglich. Dort sind die Preisunterschiede für das Jahr 2016 dargestellt, jeweils für unterschiedliche Intervalle.

Es ist zu erkennen, dass sich der Median bei der Halbierung der Verschiebedauer von 24 Stunden auf 12 Stunden von $k = 20,59 \text{ €/MWh}$ auf $k = 15,84 \text{ €/MWh}$ verringert, aber nur deutlich unterproportional reduziert wird. In der Hälfte aller 24-Stunden Intervalle liegt ein Preisunterschied von $k = 16,70 \text{ €/MWh}$ bis $k = 26,57 \text{ €/MWh}$ vor, selbst die Hälfte der 8-Stunden Intervalle weist noch einen Preisunterschied zwischen $k = 8,54 \text{ €/MWh}$ und $k = 16,98 \text{ €/MWh}$ auf.

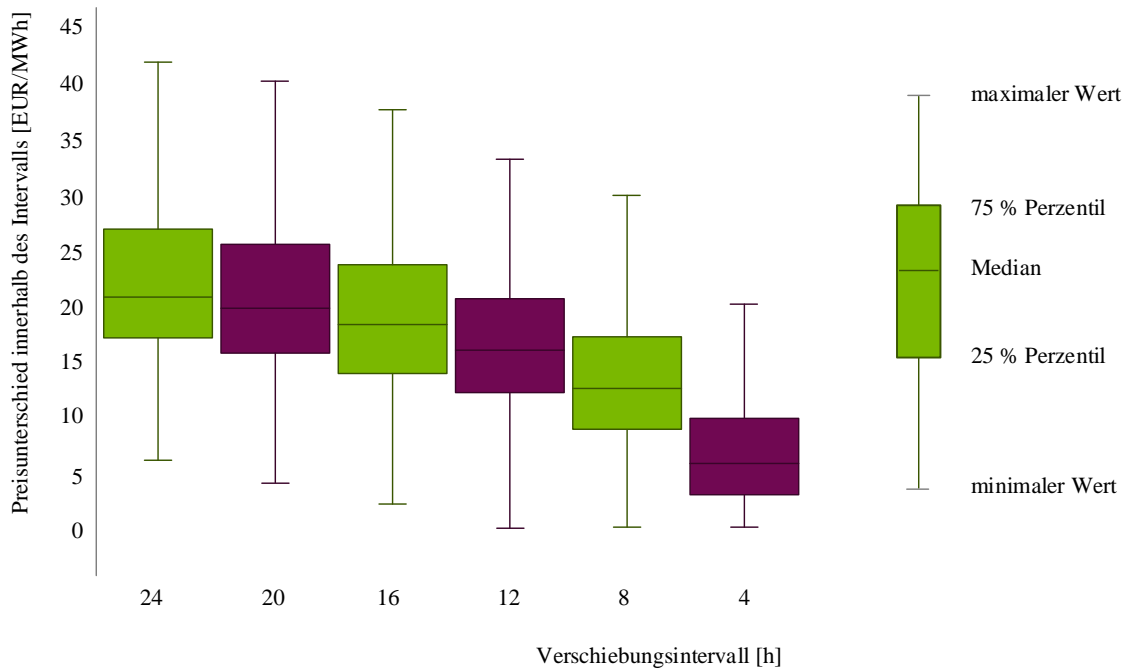


Abbildung 3.9: Häufigkeitsverteilung der Preisunterschiede in Abhängigkeit von der Verschiebungsdauer, Jahr 2016

Die Day-Ahead Auktion bietet damit an einem Großteil der untersuchten Tage Anreize, einen Teil des Stromverbrauches in günstigere Stunden zu verschieben. Dabei sind nicht nur – wie man vorschnell vermuten könnte – Lastverschiebungen in die Nacht und zum Wochenende interessant, auch innerhalb kürzerer Intervalle, zum Beispiel innerhalb weniger Stunden, treten durchaus relevante Preisunterschiede auf. Dies ist insbesondere auf die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien zurückzuführen. Die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien wirkt sich über den Merit Order-Effekt auf die Großhandelspreise, insbesondere auf die Day-Ahead Auktion, aus. Zum Beispiel zu Zeiten von Sonnenaufgang und Sonnenuntergang sowie bei großflächigen starken Fluktuationen im Winddargebot führen die sich stark ändernden Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energien zu stark variierenden Preisen innerhalb weniger Stunden.

3.3.3 Negative Strompreise

Am Day-Ahead Spotmarkt kommt es vermehrt zu Stunden mit negativen Strompreisen, insbesondere aufgrund der inflexiblen Betriebsweise konventioneller Kraftwerke und der preisunabhängigen Vermarktung der Einspeisung Erneuerbarer Energien durch die Übertragungsnetzbetreiber [75], [76].

In Abbildung 3.10 wird die Entwicklung negativer Strompreise in den Jahren 2011 bis 2016 dargestellt. Die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen hat in den letzten Jahren stark zugenommen, auf zuletzt 126 Stunden im Jahr 2015. 2016 ist die Anzahl zwar leicht unter den Rekordwert von 2015 gesunken, sowohl der mittlere negative Preis als auch der negativste Preis liegen aber deutlich unter den Vorjahreswerten.

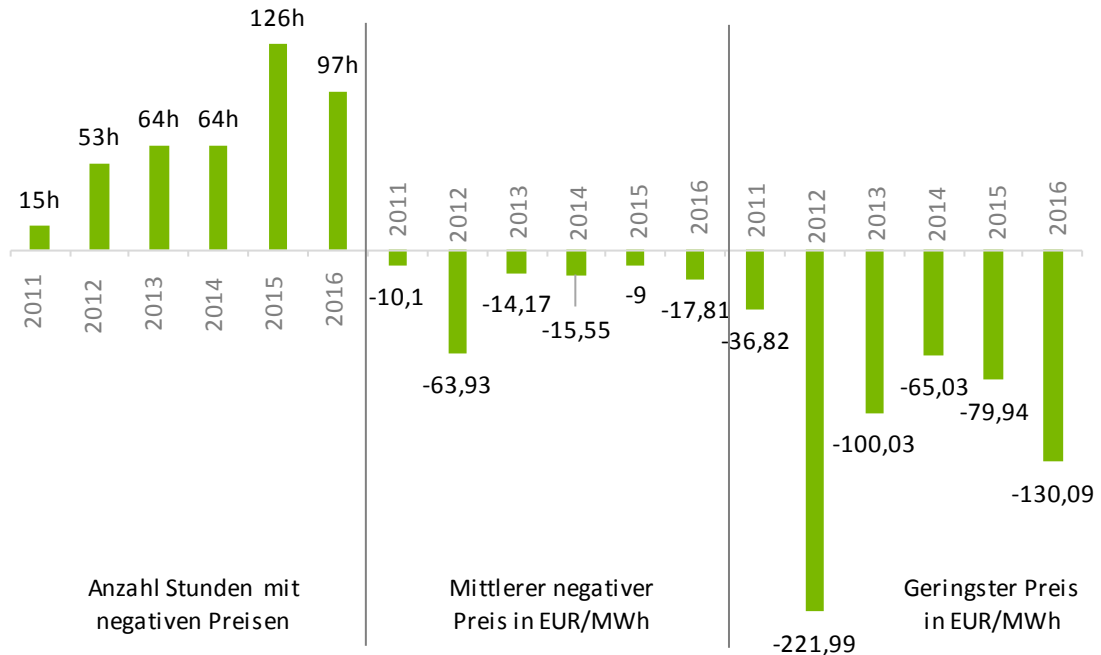


Abbildung 3.10: Negative Preise im Day-Ahead Spotmarkt Jahre 2011 bis 2016

Die weitere Entwicklung negativer Strompreise wird sehr unterschiedlich prognostiziert. In [77] wird von einer steigenden Anzahl von Stunden mit negativen Preisen bis zum Jahr 2030 ausgegangen, die Autoren von [76] vermuten aufgrund der Lerneffekte von Stromhändlern, der zunehmenden verpflichtenden Direktvermarktung und einer zunehmenden Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage eine sinkende Anzahl von Stunden mit negativen Preisen.

Für die Umsetzung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten dynamischen Stromtarif sind negative Strompreise nicht notwendig, bieten aber besonders gute Möglichkeiten, die Kosteneinsparungen in der Strombeschaffung zu maximieren.

3.4 Intraday Auktion

Seit Dezember 2014 bietet die Intraday Auktion die Möglichkeit, für den darauffolgenden Tag in Viertelstundenintervallen zu handeln. Die Intraday Auktion findet im Anschluss an die Day-Ahead Auktion täglich um 15 Uhr statt. Sie ist ebenfalls als Einheitspreisauktion mit einem einheitlichen markträumenden Preis ausgestaltet. Der vornehmliche Einsatzzweck der Intraday Auktion ist der Viertelstundenausgleich der Leistungsgradienten von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Im Anschluss an die Day-Ahead Auktion, bei welcher die Energielieferung im Stundenraster auktioniert wird, kann bei der Intraday Auktion der insbesondere bei Sonnenaufgang und Sonnenuntergang große Leistungsgradient von Photovoltaikanlagen in Viertelstundenaufösung untergliedert werden.

Der in Abbildung 3.11 dargestellte Preisverlauf der Intraday Auktion für das Jahr 2016 zeigt grundsätzlich ein ähnliches Preismuster wie die Day-Ahead Auktion mit Preisspitzen im Mittags- und Abendbereich. Die jahreszeitliche Struktur folgt auch hier der Veränderung der Sonneneinstrahlung im Jahresverlauf.

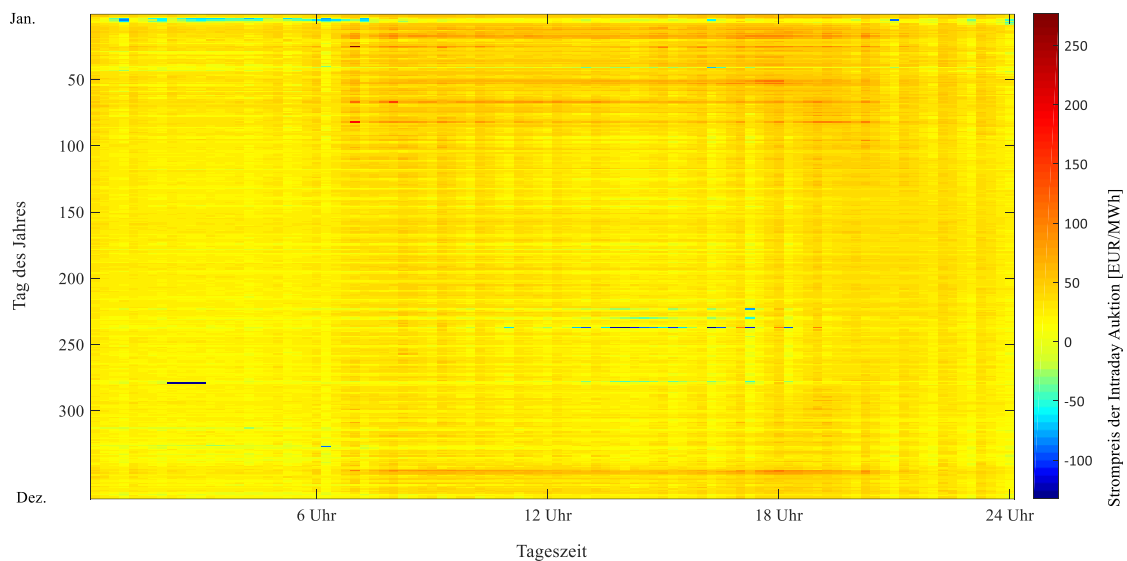


Abbildung 3.11: Preisverlauf der Intraday Auktion im Jahr 2016

Abbildung 3.12 zeigt den Interquartilsabstand (IQA)¹³, von Day-Ahead Auktion und der Intraday Auktion im Tagesverlauf für das Jahr 2016. Es ist zu erkennen, dass beide Graphen einen tageszeitlichen Verlauf aufweisen. Sowohl die Day-Ahead Auktion als auch die Intraday Auktion weisen in den Mittags- und Abendstunden die größte Streuung auf. In der Viertelstunde 73 erreicht der Interquartilsabstand der Intraday Auktion das Maximum mit $k = 19,48 \text{ €/MWh}$, fast das Dreifache im Vergleich zu den Nachtstunden.

¹³ Der IQA beschreibt die Differenz von 75 %-Perzentil und 25 %-Perzentil

Auch der Verlauf der Day-Ahead Auktion zeigt eine ähnliche Struktur, hier sind die Sprünge zwischen den Stunden zwar geringer, der Median aller Interquartilsabstände ist mit $k = 10,71 \text{ €/MWh}$ für die Day-Ahead Auktion und $k = 11,34 \text{ €/MWh}$ für die Intraday Auktion aber nahezu identisch.

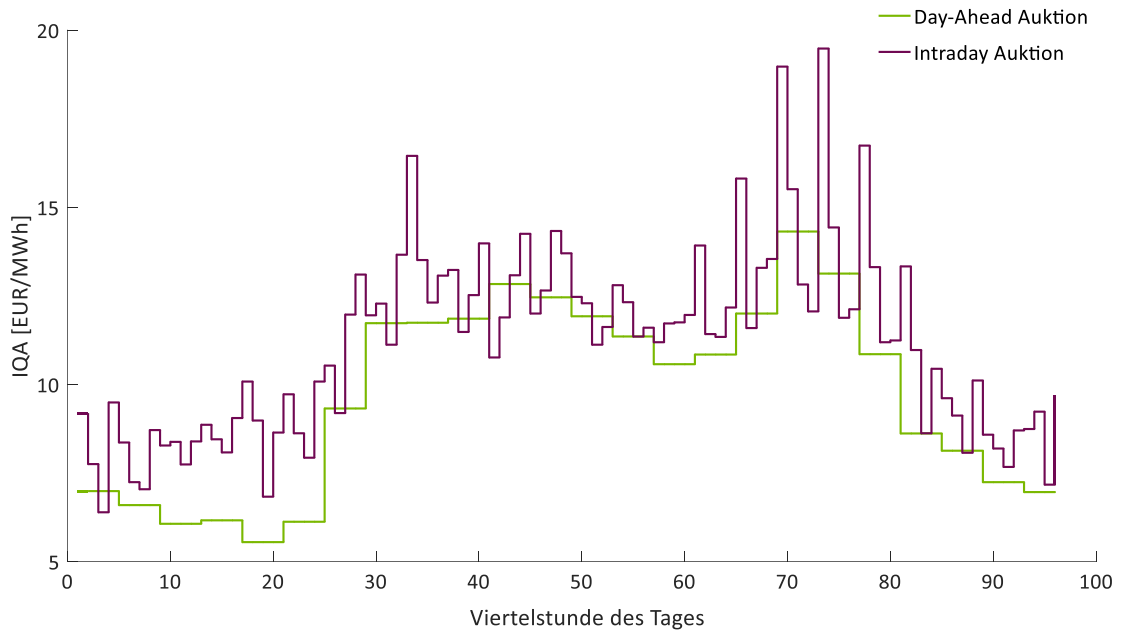


Abbildung 3.12: Interquartilsabstand (IQA) der Day-Ahead Auktion und der Intraday Auktion im Tagesverlauf (2016)

Ergänzend zum IQA zeigen auch die Absolutwerte der Intraday Auktion eine Variation im Tagesverlauf, wie in Abbildung 3.13 gezeigt wird. In den Preisspitzen zeigt sich die bereits diskutierte Tagesstruktur mit Preisspitzen im Mittags- und Abendbereich. Die Streuung der Ergebnisse der Intraday Auktion ist nur geringfügig größer als die der Day-Ahead Auktion.

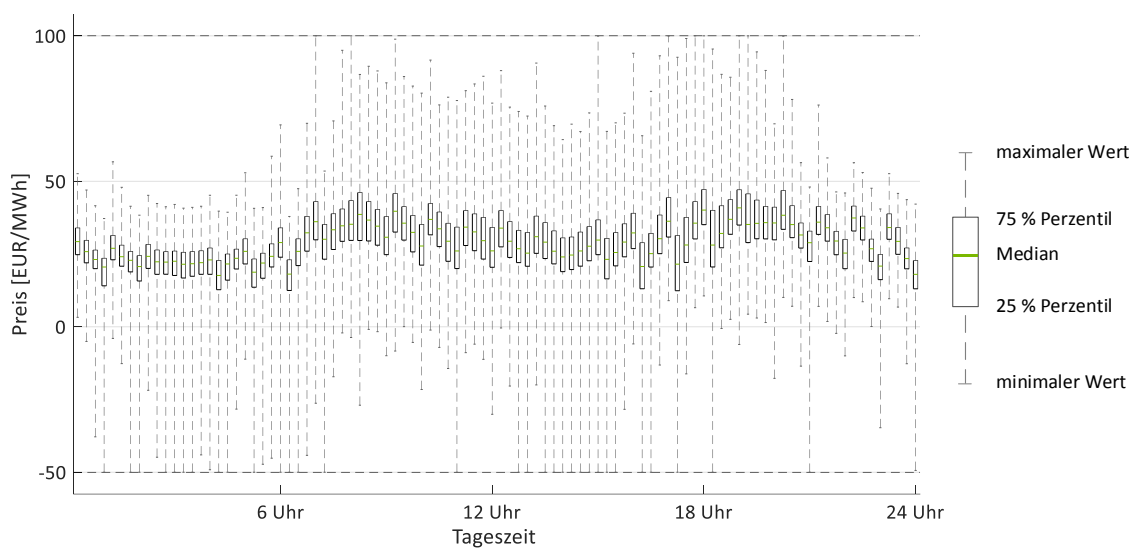


Abbildung 3.13: Preisspanne aller Viertelstundenpreise der Intraday Auktion 2016

3.5 Kontinuierlicher Intradaymarkt

Der kontinuierliche Intradayhandel ermöglicht den Handel von elektrischer Energie im Stunden-, Halbstunden- und Viertelstundenraster. Der Handel eröffnet für die Stundenprodukte am Vortag um 15 Uhr, für den halbstündlichen Handel um 15³⁰ Uhr und für den Viertelstundenhandel am Vortag um 16 Uhr und schließt für alle Produkte 5 Minuten vor Belieferung bei Handel innerhalb einer Regelzone, 30 Minuten bei einer regelzonenübergreifenden Transaktion [73].

3.5.1 Handelszeitpunkt

Um die Liquidität des kontinuierlichen Intradaymarktes im Hinblick auf den Handelszeitpunkt zu betrachten, hilft Abbildung 3.14, welche den zeitlichen Vorlauf von Handelszeitpunkt zu Lieferzeitpunkt für den kontinuierlichen Intradayhandel im Jahr 2016 darstellt. Aufgrund des Handelsschlusses 30 Minuten vor Belieferung¹⁴ findet kein Handel in Viertelstunde 1 und 2 statt. In der Viertelstunde vor Handelsschluss (Viertelstunde 3) wird 39 % des gesamten Volumens der Viertelstunden und 20 % des Volumens des Stundenhandels gehandelt.

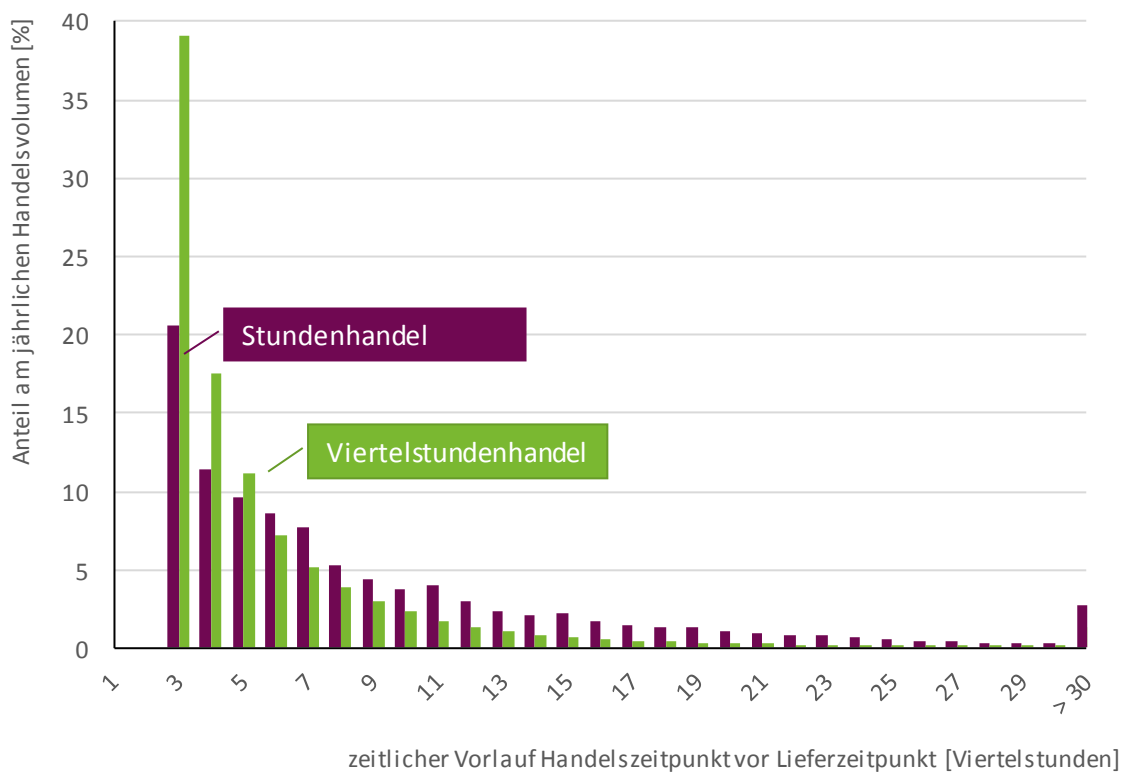


Abbildung 3.14: Zeitlicher Vorlauf Handelszeitpunkt vor Lieferzeitpunkt im kontinuierlichen Intradayhandel (2016)

¹⁴ Die Umstellung auf den Handelsschluss (Gate Closure) von 5 Minuten bei Handelsgeschäften innerhalb einer Regelzone fand Ende 2017 statt und findet sich somit in den hier analysierten historischen Handelsdaten noch nicht wieder. Es wird im Folgenden daher das vorherige Gate Closure von 30 Minuten verwendet.

Alleine in der Stunde vor Handelsschluss (Viertelstunden 3 bis 6) wird 75 % der gesamten Energie in Viertelstunden und 50 % der Energie in Stundenprodukten gehandelt. Diese Kurzfristigkeit stellt eine erhebliche Hürde für ausgewählte Handelsstrategien dar, da Handelsgeschäfte mit einem größeren zeitlichen Vorlauf durch die stark eingeschränkte Liquidität erschwert werden. Das insgesamt stark wachsende Handelsvolumen in diesem Marktsegment lässt allerdings eine Minderung dieses Problems erwarten.

Im Folgenden wird das historische Handelsvolumen des Jahres 2016 als Restriktion für die Optimierung verwendet. Durch diese pessimistische Annahme stellt das Optimierungsergebnis allerdings die untere Schranke dar, denn es werden nur tatsächlich ausgeführte Transaktionen als Referenz verwendet. Es ist aber möglich, dass Handelspartner zu weiteren Transaktionen bereit gewesen wären, wäre ihnen ein leicht variiertes Preis angeboten worden.

Das Handelsvolumen im kontinuierlichen Intradaymarkt ist zwar stark steigend, wie in Abbildung 3.3 dargestellt, verteilt sich allerdings über den gesamten Handelszeitraum. In Abbildung 3.15 ist für einen beispielhaften Handelstag der Verlauf des Handelsvolumens im Viertelstundenhandel dargestellt. Es wird deutlich, dass insbesondere die Lieferzeitpunkte innerhalb der Tagesstunden liquide sind, das Handelsvolumen sinkt in den Nachtstunden auf einen Bruchteil ab. Es ist eine deutliche diagonale Linienstruktur zu erkennen, was darauf hinweist, dass insbesondere die Stunden vor Belieferung liquide sind.

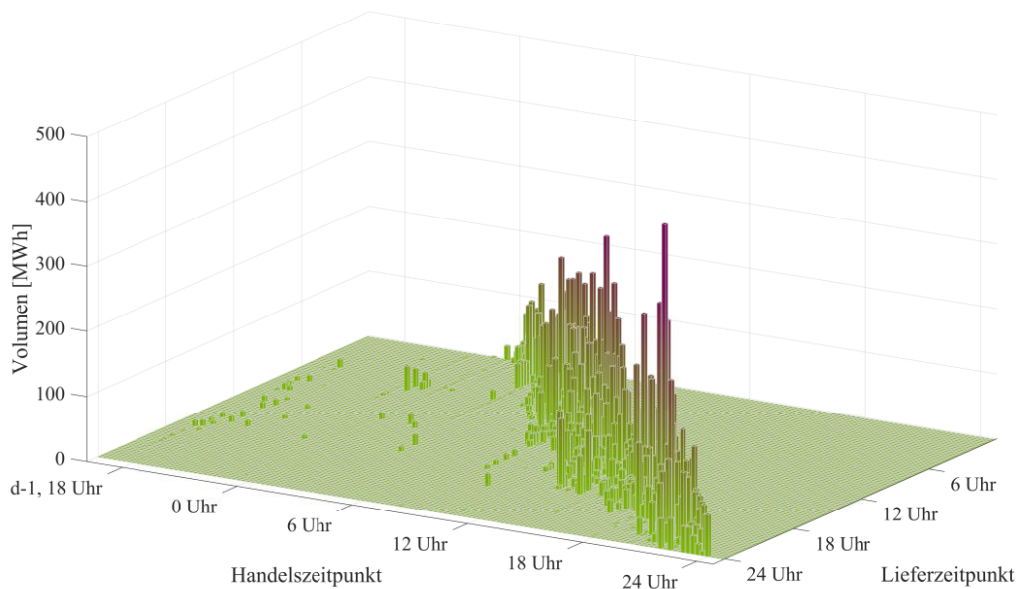


Abbildung 3.15: Handelsvolumen im kontinuierlichen Intradayhandel, Viertelstundenprodukte für den 17.08.2016

3.5.2 Negative Strompreise

Im kontinuierlichen Intradayhandel kommt es sehr viel häufiger zu negativen Preisen als am Day-Ahead Spotmarkt. Negative Preise, genauso wie extrem hohe Preise, werden im kontinuierlichen Handel insbesondere durch Prognosefehler auf Erzeugungs- als auch Verbrauchsseite verursacht, die aufgrund der Inflexibilität thermischer Kraftwerke kurzfristig handelsseitig ausgeglichen werden müssen [78].

Die in Abbildung 3.16 dargestellte Entwicklung negativer Preise im kontinuierlichen Handel zeigt, dass sowohl die Anzahl negativer Preise mit 945 Viertelstunden im Jahr 2016 (basierend auf dem ID₃ Mittelwert¹⁵ der Stunden- und Viertelstundenprodukte der 3 Stunden vor Belieferung) als auch der maximale Preis extremer als im Day-Ahead Handel sind. Damit bietet der kontinuierliche Intradayhandel gute Möglichkeiten, durch sehr flexible Lasten Strombezugskosten zu reduzieren.

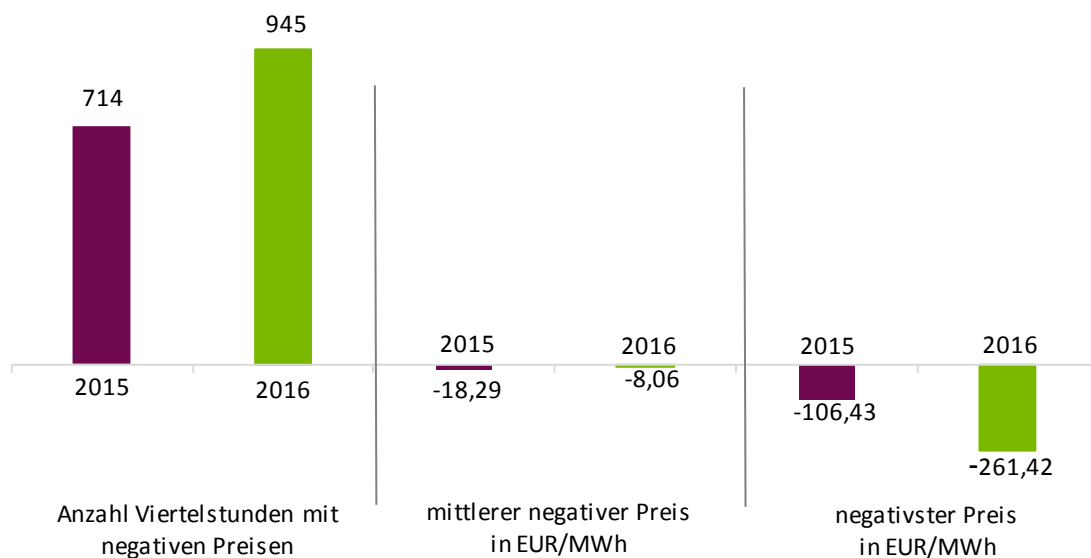


Abbildung 3.16: Negative Preise im kontinuierlichen Intradayhandel, ID₃ Mittelwerte für die Jahre 2015 und 2016

¹⁵ Als ID₃ Preis wird der Preisindex aller stündlichen und 15-Minuten Handelsgeschäfte in den letzten drei Stunden vor dem Lieferzeitpunkt bezeichnet.

3.6 Vergleich der unterschiedlichen Handelsprodukte

Die vorgestellten Produkte am Spotmarkt bieten unterschiedliche Vor- und Nachteile für den Handel von elektrischer Energie für flexible Industrieprozesse. Die Day-Ahead Auktion bündelt die Liquidität durch die Bildung eines einheitlichen Markträumungspreises aus allen Kaufs- und Verkaufsangeboten. Durch den zentralen Auktionsmechanismus sind auch kombinierte Produkte wie individuelle Blockangebote und gekoppelte Angebote möglich, mit denen der bedingte Handel mehrerer Handelsprodukte (z.B. Stunden und Viertelstunden oder mehrerer beliebiger Viertelstunden) realisiert werden kann. Im kontinuierlichen Intradayhandel dagegen wird ein Handel abgeschlossen, sobald Angebot und Nachfrage zu einem exakten Produkt übereinstimmt – also ein Käufer ein Verkaufsangebot mit exakt dem angebotenen Volumen annimmt oder umgekehrt [79], falls Gebote nicht zur Teilausführung freigegeben sind. Die Einschränkung auf einzelne Stunden- und Viertelstundenprodukte ist hierbei notwendig, da der Rechenaufwand bei Zulassung von individuellen Blockprodukten oder Teilausführungen dramatisch ansteigen würde [79].

Die drei vorgestellten Spotmärkte werden in Abbildung 3.17 für die Jahre 2015 bis 2017 vergleichend dargestellt. Es ist dabei zu erkennen, dass der Mittelwert der Preise in allen drei Märkten nahezu identisch ist, sich die Extrempreise allerdings deutlich unterscheiden. Sowohl die minimalen als auch die maximalen Preise sind bei der Intraday Auktion und dem kontinuierlichen Intradayhandel extremer als bei der Day-Ahead Auktion.

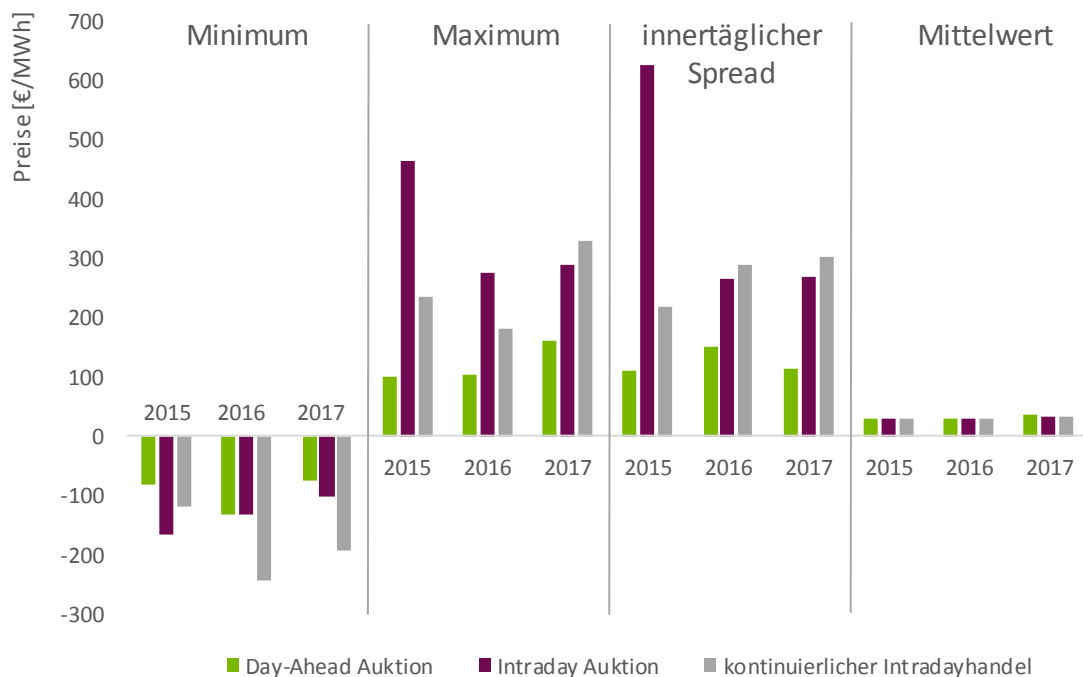


Abbildung 3.17: Vergleich der Preisentwicklung an den unterschiedlichen Spotmärkten (2015 bis September)

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Day-Ahead Auktion sowie der kontinuierliche Intradayhandel verwendet, um die Strombezugskosten von Industrieunternehmen zu reduzieren. Die Intraday Auktion wird eingesetzt, um das Ergebnis der Day-Ahead Auktion auf Viertelstunden zu strukturieren. Da die Preise der Intraday Auktion innerhalb einer Stunde im Mittel um das Ergebnis der Day-Ahead Auktion schwanken, wird hier das Ergebnis der Day-Ahead Auktion auf die vier Viertelstunden jeder Stunde aufgeteilt.

Die durchgeführte Betrachtung der unterschiedlichen Handelsprodukte am Spotmarkt für elektrische Energie hat gezeigt, dass es innerhalb auch kurzer Zeiträume interessante Preisunterschiede gibt, welche eine Lastverschiebung industrieller Prozesse lohnenswert machen. Insbesondere das gestiegene Handelsvolumen an den Kurzfristmärkten eröffnet zusätzliche Möglichkeiten; durch die gestiegene Liquidität werden insbesondere im kontinuierlichen Intradayhandel Geschäfte mit größerem zeitlichen Vorlauf möglich.

Neben der Vermarktung industrieller Flexibilitäten am Spotmarkt gibt es weitere Vermarktungswege, die potentiell in Frage kämen – zum Beispiel der Regelleistungsmarkt, aktives Bilanzkreismanagement oder ein lokal netzdienlicher Einsatz. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Vermarktung am Spotmarkt, die anderen Vermarktungsoptionen werden als Referenz in Kapitel 8 betrachtet.

4 Flexibilität und Lastmanagement

Für die Begriffe Flexibilität und Lastmanagement gibt es keine allgemeingültige Definition, darüber hinaus werden sie in der Literatur häufig mit zahlreichen Synonymen bezeichnet. Daher bietet dieser Abschnitt eine Definition und Begriffsabgrenzung und gibt einen Überblick über Ergebnisse vorangegangener Arbeiten.

4.1 Definition Flexibilität

Die gängigen Definitionen für Flexibilität unterscheiden sich, je nachdem, was als Einsatzzweck für die Flexibilität vorgesehen ist.

Als *operationelle Flexibilität* wird in [80] die Fähigkeit einer technischen Anlage verstanden, Bezug oder Einspeisung elektrischer Energie über die Zeit zu variieren, um so im Zusammenspiel vieler Anlagen eine ausgeglichene Leistungsbilanz im gesamten Stromnetz zu erreichen.

Eine allgemeinere Definition anhand des Begriffes *Energieflexibilität* bietet [81], welche *Energieflexibilität* als die Fähigkeit einer Anlage beschreibt, sich mit sehr geringem finanziellen Aufwand an Änderungen des Energiemarktes anzupassen.

Im Rahmen dieser Arbeit wird der allgemeinere Begriff *Flexibilität* verwendet, da dieser in der Literatur weiterverbreitet ist als der eigentlich treffendere Begriff *Energieflexibilität*. Unter *Flexibilität* wird dabei folgendes verstanden:

Flexibilität ist die Eigenschaft einer technischen Anlage, ihre elektrische Leistung (Einspeisung oder Bezug) auf externe Anforderung hin variieren zu können.

Diese Definition ist weit gefasst und lässt offen, was der Anlass zur Leistungsänderung ist. Es kann sich hierbei zum Beispiel um ein innerbetriebliches Spitzenlastmanagement, um die Beteiligung am Regelleistungsmarkt, die Direktvermarktung Erneuerbarer Energien oder Aktivitäten am Spotmarkt handeln. Eine allgemeine Einschränkung über zeitliche Rahmenbedingungen des Flexibilitätseinsatzes erfolgt zwar nicht, der Fokus liegt aber auf dem kurzfristigen Einsatz der Flexibilität mit dem Vorlauf von maximal einigen Tagen.

Flexibilität kann aus unterschiedlichen Quellen entstehen, sowohl aus konventioneller als auch erneuerbarer Stromerzeugung, Batteriespeichern und elektrischen Verbrauchern (z.B. [80]). Im Rahmen dieser Arbeit werden ausschließlich elektrische Verbraucher und am Rande Batteriespeicher betrachtet, da diese den Schwerpunkt in der mittelständischen Flexibilitätsnutzung darstellen. Eventuell vorhandene Erzeugungsanlagen werden überwiegend zur Eigenversorgung und nicht zum Handel am Spotmarkt eingesetzt und finden daher in dieser Arbeit keine nähere Betrachtung.

4.2 Definition Lastmanagement

Der Begriff Lastmanagement bezeichnet alle Arten von Beeinflussung des elektrischen Verbrauchs. Je nach Anwendungszweck werden unterschiedliche Kategorien gebildet – als Überbegriff wird in der Regel *Demand Side Integration* angesehen, welcher in die Bereiche *Demand Response* und *Demand Side Management* unterteilt wird. Unter *Demand Response* werden üblicherweise Einsatzzwecke zusammengefasst, bei denen der Endkunde freiwillig auf ein Preissignal, beispielsweise das Ergebnis der Day-Ahead Auktion, reagiert. Im Gegensatz dazu werden unter dem Begriff *Demand Side Management* Verfahren zusammengefasst, bei denen auch eine direkte Steuerung von Anlagen durch Dritte, zum Beispiel die Ansteuerung eines Blockheizkraftwerkes (BHKW) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen von Regelleistungserbringung, möglich ist.

In dieser Arbeit wird für die Nutzung der Flexibilität einer technischen Anlage der Begriff *Lastmanagement* verwendet, der betrachtete Anwendungszweck des Lastmanagements ist *Demand Response*, also die freiwillige Reaktion eines Verbrauchers auf eine externe Anregung.

4.3 Einsatzzwecke von Lastmanagement

Eine Beteiligung der Verbraucherseite wird im Zuge der zunehmenden Dynamisierung des Energiesystems in unterschiedlichen Bereichen vorgesehen [82]. Die Einsatzzwecke lassen sich in vier Kategorien klassifizieren: den systemdienlichen, netzdienlichen, marktdienlichen und unternehmensinternen Einsatz von Lastmanagement. Abbildung 4.1 zeigt einen Überblick über die Kategorisierung der Einsatzzwecke.

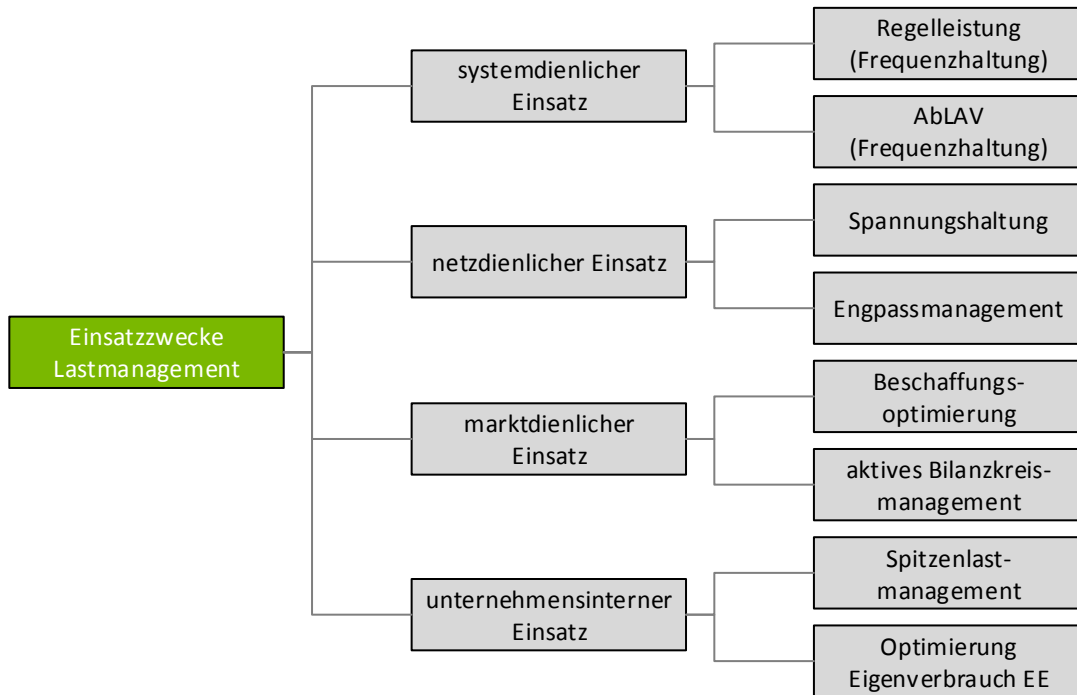


Abbildung 4.1: Übersicht möglicher Einsatzzwecke von Lastmanagement

Unter einem systemdienlichen Einsatz von Lastmanagement ist die Beteiligung an den beiden Instrumenten der ÜNB Regelleistung und der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zur Sicherstellung eines stabilen Systemzustandes des Übertragungsnetzes zu verstehen. Verbraucher können ihre Leistung am Regelleistungsmarkt anbieten, insbesondere Anlagen aus der Grundstoffindustrie (z.B. Aluminiumherstellung, Chlor-Elektrolyse) sind aufgrund ihres hohen Energiebedarfes bereits in diesem Markt aktiv (z.B. [7], [83]). Die AbLaV wurde speziell für die größten industriellen Verbraucher erlassen, auch hier ist das Ziel, einen systemstabilisierenden Einsatz von Lasten durch die ÜNB zu ermöglichen.

Der netzdienliche Einsatz von Lastmanagement erfolgt, um Spannungshaltung und Engpassmanagement auf der Verteilnetzebene zu unterstützen. Dazu gibt es bereits zahlreiche Ansätze zur Einbindung von Verbrauchern in Smart Grid Systeme [56], [57], [84], [85]. Für den netzdienlichen Einsatz von Lastmanagement ist der Standort der flexiblen Verbraucher entscheidend, je nach Anschlusspunkt der Anlage ist diese besser oder schlechter geeignet, um beispielsweise eine Spannungsbandverletzung aufgrund zu hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien zu beheben.

Mit einem marktdienlichen Einsatz von Flexibilität ist hauptsächlich die Reduktion der Strombezugskosten durch eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs in günstigere Stunden gemeint, so wie es im Rahmen dieser Arbeit untersucht wird [86], [87]. Zusätzlich kann eine Flexibilität auch zum aktiven Bilanzkreismanagement eingesetzt werden. Um Ausgleichsenergiekosten, die für einen aufgrund von Prognosefehlern über- oder unterdeckten Bilanzkreis zu zahlen sind, zu vermeiden, könnte eine Flexibilität eingesetzt werden, um das Ungleichgewicht des Bilanzkreises auszugleichen. Über sehr flexible Anlagen wird somit sogar eine sehr kurzfristige Reaktion nach Ende der Handelszeiträume an den Spotmärkten möglich [88].

Am weitesten verbreitet ist der unternehmensinterne Einsatz von Lastmanagement. Die regulatorischen Rahmenbedingungen, insbesondere das Netznutzungsentgelt, bieten einen starken Anreiz, Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines Unternehmens zu koordinieren. Die starke Bindung des Netznutzungsentgeltes an die jährlich bezogene Spitzenleistung veranlasst Unternehmen dazu, durch Lastmanagement und eigene Stromerzeugung ihren Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz zu vergleichmäßigen und somit teure Leistungsspitzen zu reduzieren [89]. Auch die zahlreichen Ausnahmeregelungen bei Umlagen und Abgaben, wie beispielsweise §19 Abs.2, Satz 1 und 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV, „atypische Netznutzung“ und „7.000 Stunden Regelung“) reizen einen möglichst konstanten Strombezug industrieller Verbraucher an [90]. Durch die sinkende Einspeisevergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien kann auch die Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom aus Erneuerbaren Energien durch Lastverschiebung vorteilhaft für Unternehmen sein.

4.4 Lastmanagementpotential

Die Möglichkeiten, die ein Prozess oder ein Unternehmen zum Lastmanagement bieten, werden in der Literatur mit sehr unterschiedlichen Begriffen bezeichnet. In Abbildung 4.2 sind die in dieser Arbeit verwendeten Potentialbegriffe (nach [91]) dargestellt. Das theoretische Lastmanagementpotential, welches sich nur aus der Anschlussleistung bestimmt, wird durch die Berücksichtigung von technischen Restriktionen, wie beispielsweise möglichen Leistungsgradienten, auf das technische Potential beschränkt. Eine Teilmenge davon stellt das wirtschaftliche Potential dar, welches die Prozesse umfasst, deren Erlöse durch Lastmanagement die dafür notwendigen Kosten überschreiten. Das praktische Potential dagegen berücksichtigt unternehmensinterne und regulatorische Hemmnisse. Die Schnittmenge aus wirtschaftlichem und praktischem Potential beschreibt die Menge an Prozessen, deren Flexibilisierung im Rahmen des Lastmanagements einen Vorteil für das Unternehmen erzielt [91].

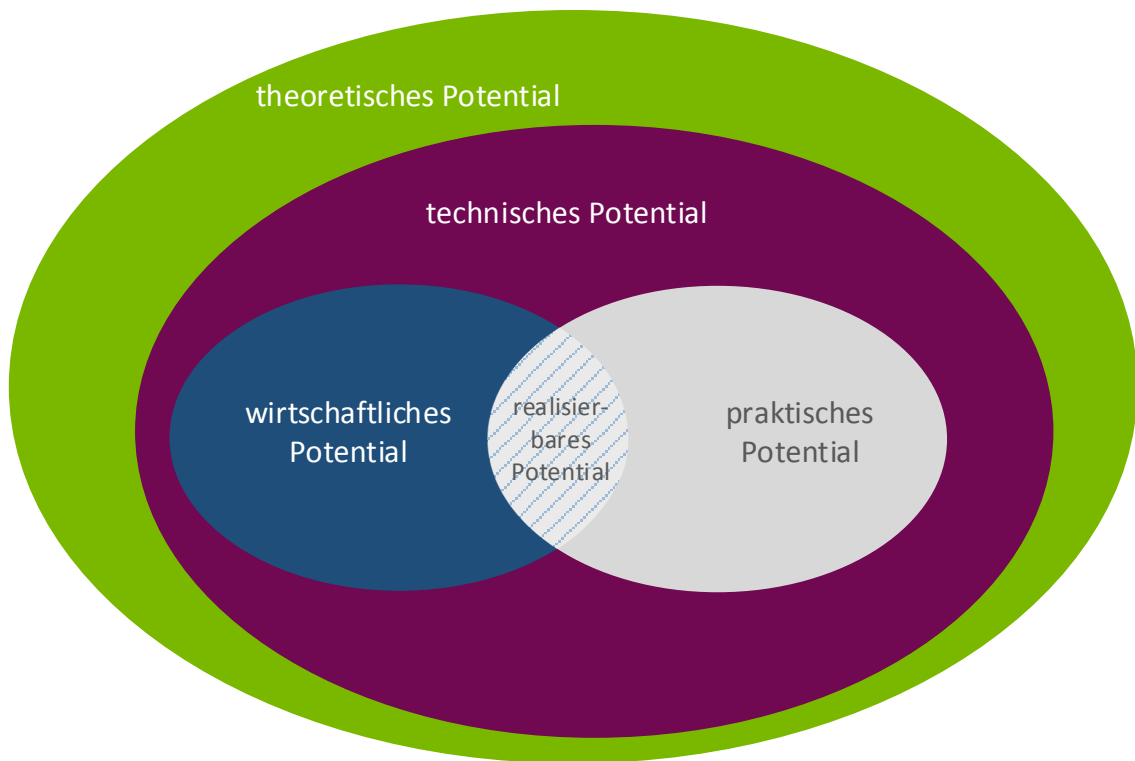


Abbildung 4.2: Darstellung der verwendeten Begriffe für Lastmanagementpotential (nach [91])

Gesicherte Angaben zu den vorhandenen Potentialen in Deutschland liegen bislang nicht vor, diverse Studien schätzen Potentiale für einzelne Sektoren oder Industriezweige ab (z.B. [15], [38], [91], [92], [93], [94], [95]). In Abbildung 4.3 ist ein Ausschnitt der Metastudie [91] für ausgewählte Industriezweige dargestellt. Analog zur Systematik positiver und negativer Regelleistung bezeichnet hierbei ein positives Lastverschiebungspotential die Leistung, die reduziert und das negative Lastverschiebungspotential die Leistung, die zugeschaltet werden könnte.

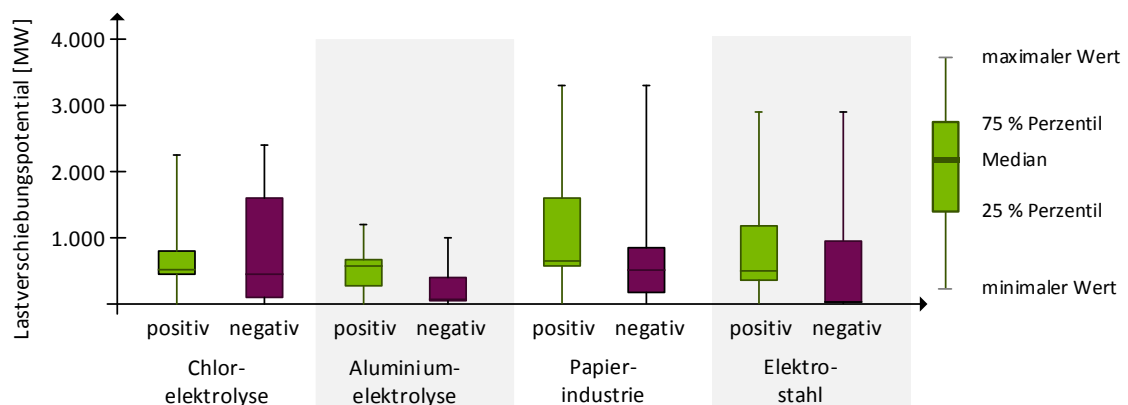


Abbildung 4.3: Lastverschiebungspotentiale ausgewählter Industriezweige in Deutschland, nach [91]

Es wird deutlich, dass die Einschätzungen der dieser Metastudie zugrundeliegenden Studien stark variieren und allgemeine Aussagen zum Lastverschiebungspotential aufgrund der unterschiedlichen zugrundeliegenden Annahmen und Modelle nicht möglich sind.

Häufig werden die Kosten zur Erschließung der Potentiale nicht ausgewiesen, [12] hingegen gibt für einzelne Branchen der energieintensiven Industrie Aktivierungskosten an, [96] vergleicht darüber hinaus Aktivierungskosten und Initialisierungskosten einer Nachfrageanpassung mit Kosten anderer Flexibilitätsoptionen.

Zahlreiche Studien prognostizieren steigende Flexibilitätspotentiale in der Großindustrie (z.B. [94]) und bessere Rahmenbedingungen für Demand Response [97]. Auch der Bedarf an Flexibilität wird sehr unterschiedlich, aber im Vergleich zum heutigen Stromsystem stets steigend, eingeschätzt (z.B. [98], [99], [100]). Durch eine Kombination aus Effizienz- und Flexibilitätsmaßnahmen könnte besonders auf die besonderen Anforderungen dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien eingegangen werden. Zu Zeiten eines Überschusses von Strom aus Erneuerbaren Energien steht die Effizienz nicht mehr ausschließlich im Vordergrund. Durch Sektorenkopplung und alternative Einsatzzwecke für elektrische Energie können zu solchen Zeiten auch Einsatzzwecke mit niedrigem Wirkungsgrad sinnvoll sein. Zu Zeiten eines knappen Dargebots aus Wind und Sonne bzw. einer sehr großen Nachfrage gewinnt die Effizienz dagegen an Bedeutung [101].

4.5 Dynamische Stromtarife

Unter dynamischen Stromtarifen werden Stromtarife verstanden, die Endverbrauchern einen Anreiz bieten, den Stromverbrauch zeitlich zu variieren. Stromhändler sind verpflichtet, lastvariable oder tageszeitabhängige Stromtarife anzubieten¹⁶ – bislang wird das meist in der Form eines Zweizeittarifes (HT/NT) umgesetzt.

Der folgende Abschnitt beleuchtet mögliche Varianten dynamischer Stromtarife sowie deren Anforderungen an Anbieter und Nutzer.

4.5.1 Varianten dynamischer Stromtarife

In Abbildung 4.4 werden die üblichsten Formen dynamischer Stromtarife kategorisiert. Die meisten Beispiele sowohl aus Pilotprojekten als auch aus bereits verfügbaren Tarifen fallen in die beiden Gruppen „leistungsvariable Tarife“ sowie „zeitvariable Tarife“.

¹⁶ §40 Abs. 5 EnWG

Die unterschiedlichen Tarife lassen sich hauptsächlich nach der Quelle des Verlagerungsanreizes und der Art der Steuerung differenzieren. Die leistungsvariablen Tarife und die meisten der Sonderformen basieren auf Verlagerungsanreizen des Netzbetreibers, der die Flexibilität der Endverbraucher nutzen möchte, um seinen Netzbetrieb zu optimieren. Hierzu können beispielsweise dynamische Netznutzungsentgelte eingesetzt werden. Bei der Umsetzung ist auf einen unbundling-konformen Betrieb und sich ggf. widersprechende Optimierungsziele von Netzbetreiber und Bilanzkreisverantwortlichem bzw. Stromhändler zu achten. Die zeitvariablen Tarife, die von Stromhändlern angeboten werden, zeichnen sich meistens durch eine gewisse Freiwilligkeit aus, die Steuerung der Prozesse erfolgt wie bei klassischen statischen Stromtarifen durch den Anlagenbesitzer.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein marktgekoppelter Tarif nach dem Real Time Pricing Modell diskutiert, welcher ständig wechselnde Preisanreize basierend auf den Spotmarktpreisen vorsieht. Eine Kopplung mit dem Zustand des Stromnetzes wird in Kapitel 8.1 angesprochen, die genaue Umsetzung dieser Verbindung befindet sich im Rahmen der Entwicklung Regionaler Flexibilitätsmärkte derzeit in der fachlichen und politischen Diskussion.

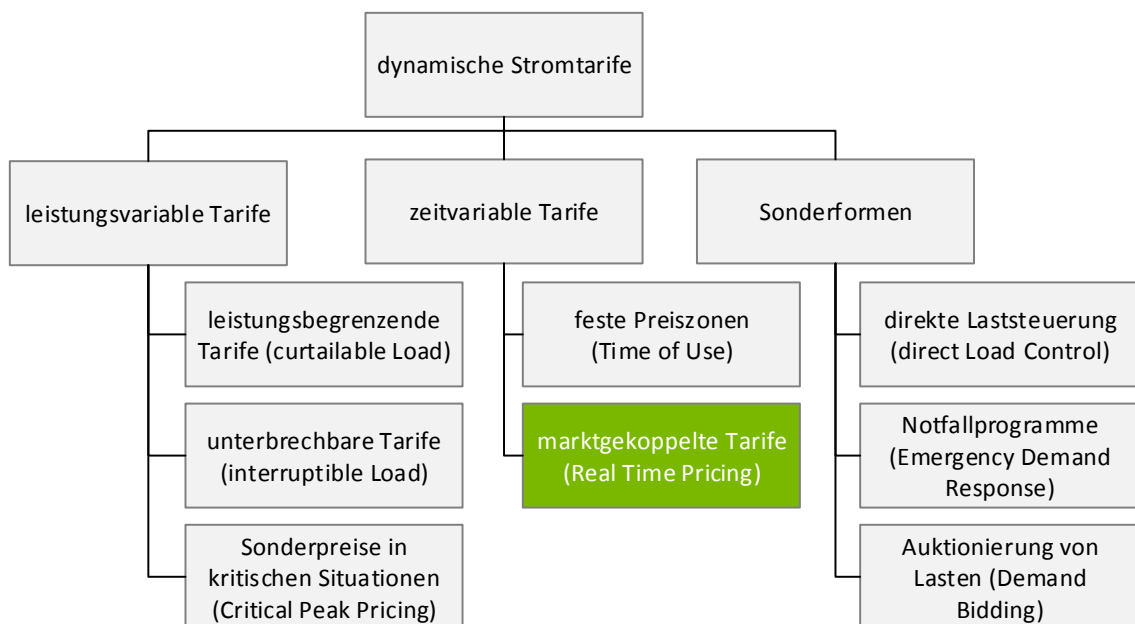


Abbildung 4.4: Klassifizierung dynamischer Stromtarife (nach [102], [103] und [72])

Bei der Ausgestaltung eines dynamischen Stromtarifes ist neben den technischen und monetären Faktoren auch auf die steigende Komplexität zu achten. Bislang sind die Energiekosten für viele Kunden sowohl im Privat- als auch im Gewerbe- und Industriekundenbereich lediglich als konstanter Kostenbestandteil bekannt. Durch die Einführung dynamischer Stromtarife steigt – je nach Ausgestaltung des Tarifs - die wahrgenommene Preiskomplexität [104], was sich negativ auf die Akzeptanz der Endkunden auswirken könnte.

4.5.1.1 *Preisgrenzen eines dynamischen Tarifes*

Um im Bereich der mittelständischen Industrie¹⁷, die im Fokus dieser Untersuchung steht, für Akzeptanz zu sorgen, muss ein dynamischer Stromtarif eine Begrenzung der resultierenden Kosten beinhalten. Realisiert werden kann diese zum Beispiel über eine Deckelung der Kosten auf die Höhe der bisherigen statischen Kosten. Dabei muss der Stromhändler das daraus resultierende Risiko über einen geeigneten Aufschlag auf die Managementgebühr abdecken. Ob dieses Risiko größer ist als die Unsicherheit, die der Stromhändler bei der Beschaffung aktuell schon berücksichtigen muss, oder ob sich durch die zusätzlichen Informationen und Messwerte aus den Unternehmen sogar Vorteile für das Bilanzkreismanagement ergeben, wird hier nicht weiter betrachtet.

Um das Risiko von Schwankungen des Spotmarktpreises abzusichern, könnten die an der Stromhandelsbörse European Energy Exchange (EEX) angebotenen Cap-Futures eingesetzt werden. Dies sind Finanzinstrumente zur Absicherung gegen hohe Strompreise am Intraday Markt, über Floor-Futures kann eine Absicherung nach unten vorgenommen werden.

In Abbildung 4.5 ist die Funktion der Floor- und Cap-Futures anhand der Preise des Jahres 2016 dargestellt. Gezeigt ist die Auftrittswahrscheinlichkeit der ID₃-Strompreise und die beiden Grenzen der Futures. Erwirbt man für einen bestimmten Zeitraum ein Cap-Future und der ID₃-Preis liegt über der Grenze von $k = 40$ €/MWh, so erhält man die Differenz zwischen dem ID₃-Preis und der oberen Grenze vom Verkäufer des Futures erstattet. Beim Floor-Future ist das Vorgehen analog, liegt der Preis hier unter $k = 10$ €/MWh so werden die Differenzkosten erstattet. Die Kosten für den Erwerb der Futures muss der Stromhändler in die Kalkulation der Managementgebühr integrieren.

¹⁷ Im Rahmen dieser Arbeit wird hierfür die Definition für kleine und mittlere Unternehmen verwendet, welche folgende Grenzen vorsieht: weniger als 250 Beschäftigte sowie entweder weniger als 50 Mio. € Umsatzerlös oder eine Bilanzsumme kleiner als 43 Mio. €.

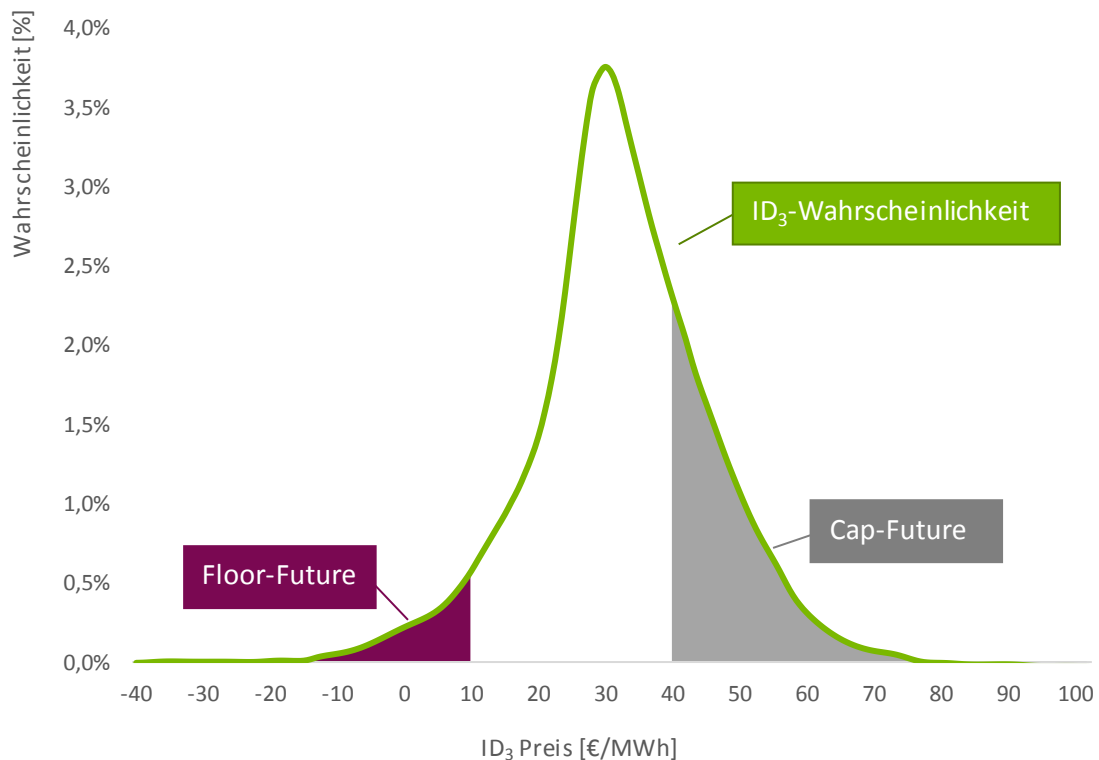


Abbildung 4.5: EEX Floor-Future und Cap-Future

4.5.1.2 Transparenz des dynamischen Stromtarifes

Gegenüber den heute weit verbreiteten statischen Stromtarifen, die konstante Preise über lange Zeiträume, häufig über ein Jahr oder mehr, zusichern, sind die Kosten, welche ein dynamischer Stromtarif verursacht, schwieriger abzuschätzen. In vielen Unternehmen sind bis heute wenig bis keine Kenntnisse über den Strommarkt vorhanden, somit sind der Vergleich komplizierterer Tarife und die Kontrolle der Abrechnungen eine zusätzliche Herausforderung [105]. Über das Implementieren von Preisgrenzen können der möglichen Schwankung zwar Grenzen gesetzt werden, um eine volle Transparenz des Tarifes zu garantieren müssten kompliziertere Varianten wie der später diskutierte Intraday Redispatch, welcher mitunter dutzende Handelsaktivitäten pro Tag erfordert, ausgeschlossen werden.

Die Ergebnisse der Day-Ahead Auktion werden im Internetangebot der EPEXSpot veröffentlicht, durch die notwendige Strukturierung auf Viertelstunden zum Ausgleich des Bilanzkreises sind aber auch diese nicht direkt nachvollziehbar. Die einzelnen Transaktionen des kontinuierlichen Handels sind für Außenstehende allerdings nicht einsehbar, somit sind die daraus resultierenden Preise für den Endverbraucher auch nicht transparent. Für die Akzeptanz eines dynamischen Stromtarifes ist das ein Nachteil. Mögliche Auswege aus der mangelnden Transparenz könnten entweder Garantiepreise und Flatrate-Angebote sein, mit denen der Stromhändler dem Industriekunden Flexibilität abkauft, oder umfassende Veröffentlichungen der Transaktionen und Preisdaten – zumindest in passwortgeschützten Kundenoberflächen.

4.5.2 Anforderungen an Anbieter dynamischer Stromtarife

Um einen dynamischen Stromtarif in der hier beschriebenen Form anbieten zu können, muss ein Stromhändler einige Anforderungen erfüllen. Neben den in Abschnitt 5.2 vorgestellten technischen Komponenten zur automatischen Ansteuerung werden ein Handelszugang zum Spotmarkt und eine geeignete Spotmarktprognose benötigt.

Für die Optimierung der Strombezugskosten auf Basis der Day-Ahead Auktion werden geeignete Prognosen benötigt. Die Optimierung muss im Vorlauf der Auktion stattfinden, um die Energie des resultierenden Fahrplanes im Rahmen der Day-Ahead Auktion beschaffen zu können.

Für Prozesse, die innerhalb eines eingeschränkten Zeitraumes (zum Beispiel innerhalb eines Tages) betrieben werden müssen, und dabei in Summe eine konstante Energie beziehen, wird keine absolute Prognose der Preise benötigt; eine Prognose der relativen Verteilung der Preise ist ausreichend. Es genügt somit, mit hinreichender Genauigkeit die Zeiträume niedriger Preise sowie hoher Preise in den kommenden Tagen zu prognostizieren. Wenn die absoluten Kosten der Lastverschiebung relevant sind, beispielsweise, weil eine Substitution anderer Energieträger möglich ist, wird eine präzise Prognose der absoluten Preise erforderlich. Day-Ahead Prognosen können von zahlreichen Dienstleistern bezogen werden – Prognosen der relativen Verteilung der Preise sind anhand autoregressiver Durchschnittsbildung historischer Preise mit guter Genauigkeit möglich.

4.5.3 Anforderungen an Nutzer dynamischer Stromtarife

Der Nutzer eines dynamischen Stromtarifes benötigt neben der Kenntnis über die Flexibilität seiner Prozesse geeignete Automatisierungstechnik, um mit dem Stromhändler Fahrplan- und Messdaten austauschen zu können.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die Optimierung der Betriebsweise des Prozesses durch den Stromhändler auf Basis der vom Industriekunden vorgegebenen Restriktionen vorgenommen und mit dem Kunden werden lediglich Fahrpläne bzw. Fahrplanvorschläge ausgetauscht. Somit behält der Industriekunde jederzeit die Hoheit über die Steuerung seiner Prozesse, ohne sich selbst um die Optimierung kümmern zu müssen. Die Optimierung könnte – insbesondere bei komplizierten Prozessen mit vielen Restriktionen oder einer engen Einbindung in Produktionsabläufe – alternativ auch durch das Unternehmen selbst durchgeführt werden. Dies würde auch spezielle Optimierungsverfahren für einzelne Prozesstypen (wie z.B. in [106], [107], [108]) ermöglichen, welche direkt in die Prozesssteuerung integriert werden könnten.

Erforderlich für die Nutzung bzw. die Abrechnung eines dynamischen Stromtarifes ist die Messung des Strombezugs in Viertelstundenauflösung. Für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten mittelständischen Industrieunternehmen ist dies über die dort übliche registrierende Leistungsmessung¹⁸ (RLM) bereits möglich, für kleinere Verbraucher werden voraussichtlich ab dem Jahr 2018 mit den intelligenten Messsystemen die erforderlichen Voraussetzungen geschaffen. Somit werden die Grundlagen zur Umsetzung dynamischer Stromtarife auch in kleineren Gewerbebetrieben oder Haushalten gelegt.

4.5.4 Rahmenbedingungen dynamischer Stromtarife

Für Endverbraucher besteht der Strompreis aus zahlreichen Komponenten, die Beschaffungskosten betragen bei Industriekunden – je nach Vergünstigungen und Netznutzungsentgelten – ca. 23 % [109]. Insbesondere die Netznutzungsentgelte und die EEG-Umlage haben eine stark dämpfende Wirkung auf die Volatilität der Beschaffungskosten, die im Rahmen dieser Arbeit dynamisiert werden sollen.

In Abbildung 4.6 sind exemplarisch die Strompreisbestandteile für zwei Industriekunden mit 24 GWh und 100 GWh Jahresstromverbrauch jeweils mit und ohne Entlastungen dargestellt. Die Umlagen, Entgelte und Steuern verzerren den eigentlichen Marktpreis für Strom, Schwankungen am Spotmarkt werden so drastisch nivelliert. Die Unterschiede zwischen den vier dargestellten Varianten zeigen, dass sehr starke Anreize bestehen, den Strombezug dergestalt zu beeinflussen, dass Entlastungen von den Entgelten, Steuern und Umlagen gewährt werden. Davon betroffen sind insbesondere die Stromsteuer, welche für Teile des produzierenden Gewerbes reduziert wird, die EEG-Umlage, welche je nach Grad der Befreiung zwischen $k = 6,88$ ct/kWh und $k = 0,01$ ct/kWh liegt, und die Netznutzungsentgelte.

Besonders starke Anreize zur Vergleichmäßigung des Strombezugs bestehen für die energieintensive Industrie, insbesondere über §19 Abs. 2, Satz 2 StromNEV. Liegt die Benutzungsstundenzahl über 7.000 h/a kann ein individuelles Netznutzungsentgelt vereinbart werden, welches 20% des üblichen nicht unterschreiten darf. Weitere Staffelungen sehen eine Reduzierung auf bis zu 10% des Netznutzungsentgeltes bei einer Benutzungsstundenzahl von 8.000 h/a vor. Besteht das Risiko, die Grenze für eine der Entlastungsregelungen, wie beispielsweise §19 Abs. 2, Satz 1 und Satz 2 StromNEV, zu überschreiten, spielen die vergleichsweise schwachen Lastverschiebungsanreize aus dem schwankenden Spotmarktpreis keine Rolle mehr.

¹⁸ Eine registrierende Leistungsmessung (RLM) ist ab einem jährlichen Verbrauch größer $E = 100.000$ kWh zwingend vorgeschrieben (§18 Abs. 1 Satz 2 StromNZV).

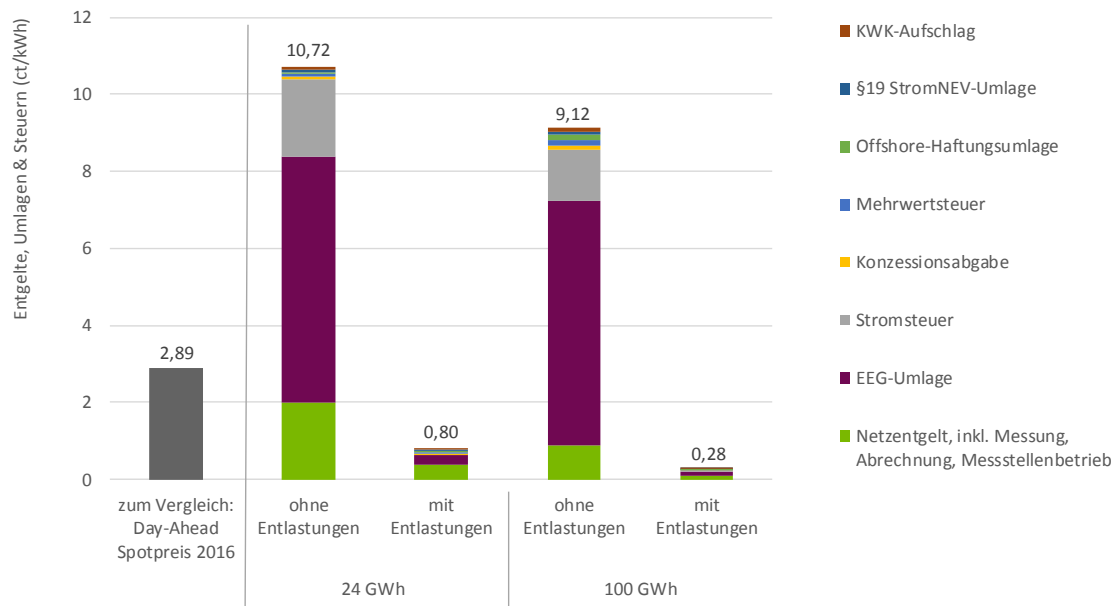


Abbildung 4.6: Strompreisbestandteile für Industriekunden, beispielhafte Darstellung für einen Jahresstromverbrauch von 24 GWh und 100 GWh, nach [110]¹⁹

Wenn Unternehmen eine oder mehrere der diskutierten Ausnahme- und Entlastungsregelungen in Anspruch nehmen, dominieren diese Regelungen die Anreizsetzung zur Optimierung des Strombezuges und überlagern die im Rahmen dieser Arbeit diskutierten Marktanreize.

Neben den Verzerrungen zwischen Unternehmen, die Entlastungsregelungen in Anspruch nehmen können und Unternehmen, die die vollen Umlagen entrichten müssen, gibt es auch immense Unterschiede bezüglich der staatlich veranlassten Preisbestandteile zwischen unterschiedlichen Energieträgern. In Abbildung 4.7 sind einige Beispiele aufgeführt. Die staatlich beeinflussten Preisbestandteile schwanken dabei zwischen $k = 0,774$ ct/kWh und $k = 22,8$ ct/kWh, wodurch ein energieträgerneutraler Wettbewerb erschwert und die angestrebte Sektorenkoppelung verhindert wird. Die Notwendigkeit, die Abgaben- und Umlagensystematik zu reformieren, wurde bereits erkannt und erste Vorschläge werden diskutiert [111].

¹⁹ Anhand der beiden dargestellten exemplarischen Industriekunden aus zwei unterschiedlichen Größenordnungen werden die jeweils minimalen und maximalen Entlastungsmöglichkeiten ihrer Größenordnung dargestellt, Daten und Verfahren aus [115]

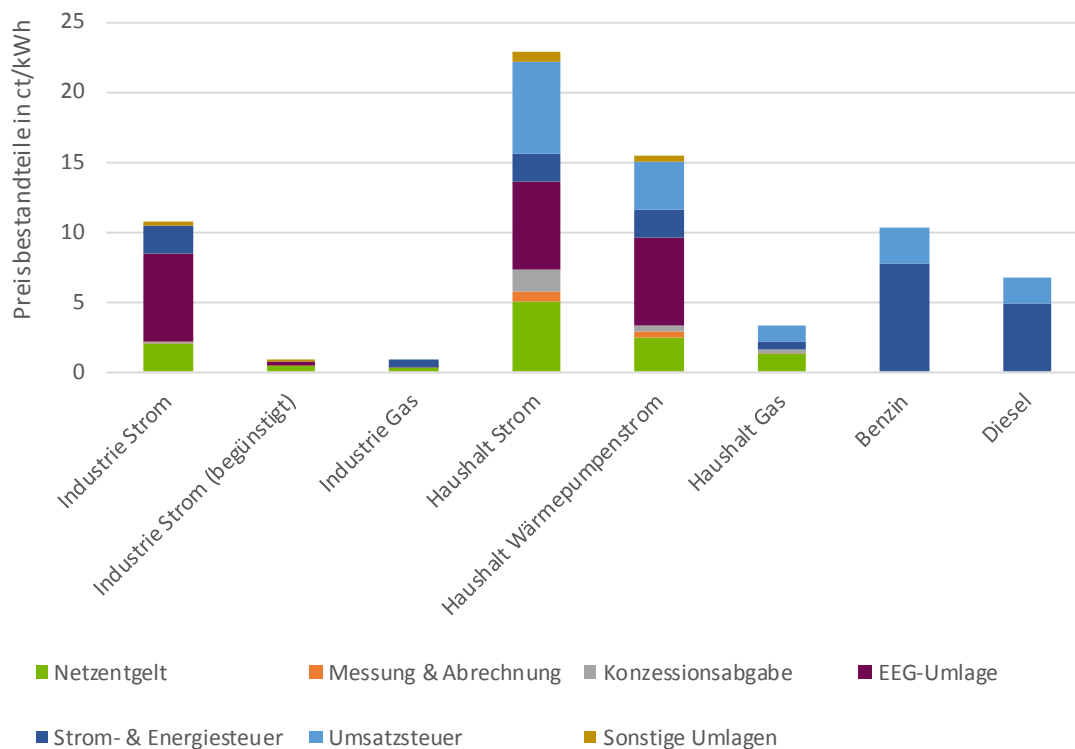


Abbildung 4.7: Staatlich veranlasste Preisbestandteile unterschiedlicher Endenergien und Akteure, nach [112]

Aus den dargestellten Untersuchungen ist zu erkennen, dass der Anteil der Beschaffungskosten am gesamten Strompreis für Großverbraucher in der energieintensiven Industrie aufgrund der zahlreichen Entlastungsregelungen größer ist, und somit die Preisschwankungen am Spotmarkt einen größeren Anreiz darstellen. Dies führt auch dazu, dass ein großer Teil der bisher umgesetzten Demand Response Projekte im Bereich der energieintensiven Industrie angesiedelt ist. Um die Lastverschiebungsanreize auch in der mittelständischen Industrie zu vergrößern sind einige Hemmnisse zu beseitigen. Insbesondere die leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte hemmen eine Flexibilisierung des Verbrauchs. Liegt ein Unternehmen an der Grenze einer Entlastung – sei es bei der Stromsteuer, der EEG-Umlage oder den Netznutzungsentgelten – überstimmen die Anreize, eine Lastverschiebung vorzunehmen um diese Entlastung zu erhalten, sämtliche aus schwankenden Spotmarktpreisen stammenden Anreize.

In den Abschnitten 7.2.8 und 7.2.9 werden die Auswirkungen dieser Hemmnisse auf die durch eine Lastverschiebung zu realisierenden Einsparungen und mögliche künftige Weiterentwicklungen betrachtet.

5 Flexibilität zur Reduktion der Stromkosten in der mittelständischen Industrie

Durch die zeitliche Verschiebung des Stromverbrauches lassen sich die Stromkosten reduzieren, wie mehrere Projekte in der Grundstoffindustrie bereits gezeigt haben (z.B. [7], [83]). Das Ziel dieser Arbeit ist die Adaptierung solcher Demand Response Verfahren an die speziellen Anforderungen der mittelständischen Industrie.

5.1 Mögliche Varianten der Implementierung

Für die Implementierung eines dynamischen Stromtarifes in der mittelständischen Industrie gibt es mehrere Varianten, die sich insbesondere hinsichtlich des Automatisierungsgrades unterscheiden. Im Folgenden werden die beiden Extreme „*manueller Betrieb*“ und „*automatischer Betrieb*“ kurz dargestellt und ein Ausblick auf eine künftige direkte Integration in die Prozesssteuerung gegeben.

5.1.1 Manueller Betrieb

Die einfachste Implementierungsvariante ist ein vollständig manueller Betrieb. In dieser Variante ist keine direkte Koppelung der flexiblen Verbraucher mit dem Stromhändler vorgesehen. Es werden lediglich Preisinformationen an das Industrieunternehmen übermittelt. Dazu sind verschiedene Wege möglich – im einfachsten Fall werden die Preisprognosen und Preise im kontinuierlichen Handel z.B. per E-Mail an das Unternehmen gesendet, welches diese dann manuell in der Produktionsplanung berücksichtigt. So können zum Beispiel bei Prozessen, deren eigentlicher Betrieb keine Flexibilität ermöglicht, Wartungs- und Rüstzeiten manuell so geplant werden, dass sie zu den Zeiten der höchsten Strompreise durchgeführt werden und somit Strombezug aus teuren Stunden in günstigere Stunden verschoben wird.

Die besondere Herausforderung bei dieser Implementierungsvariante ist die Art der Rückmeldung. Damit der Energiehändler die benötigten Mengen möglichst passend beschaffen kann, ist er auf eine Rückmeldung zur geplanten Betriebsweise durch das Unternehmen angewiesen, falls er die Reaktion nicht hinreichend genau prognostizieren kann.

Die Optimierung der flexiblen Prozesse auf dieses Preissignal wird entweder im Industrieunternehmen vorgenommen oder der Stromhändler liefert einen Fahrplanvorschlag, welcher durch das Industrieunternehmen bestätigt oder korrigiert werden muss. Die Umsetzung des Fahrplanes allerdings erfolgt in dieser Variante durch das Industrieunternehmen selbst. Dazu könnten neben der manuellen Berücksichtigung in der Produktionsplanung beispielsweise auch Einrichtungen wie eine „Preisampel“ am Prozess bzw. dem Arbeitsplatz des Prozessbedieners verwendet werden.

Der Vorteil dieser Variante ist der sehr geringe technische Aufwand, da keine externen Schnittstellen zu einer Prozesssteuerung umgesetzt werden müssen.

Nachteilhaft an dieser Implementierungsvariante ist allerdings der erhöhte personelle Aufwand im Betrieb. Eine häufige Änderung der Preisverläufe, insbesondere im kontinuierlichen Intradayhandel, führt in der manuellen Betriebsweise zu einer schnellen Überlastung des Bedienpersonals. Die lukrativste Handelsstrategie, der in Abschnitt 6.1.7 vorgestellte Intraday Redispatch, ist nur bei Kenntnis der Prozessrestriktionen möglich und setzt aufgrund der äußerst kurzen Vorlaufzeiten eine direkte Prozesssteuerung voraus.

5.1.2 Automatischer Betrieb

Die im Rahmen dieser Arbeit umgesetzte Implementierungsvariante nutzt eine zusätzlich installierte Fernwirktechnik zur Ansteuerung der flexiblen Industrieprozesse. Durch die Fernwirktechnik wird eine Anbindung an das Leitsystem des Stromhändlers realisiert. Es werden sowohl Fahrplandaten als Ergebnis der Optimierung des Stromhändlers zum Prozess übertragen als auch Messwerte des Prozesses zur Kontrolle der Reaktion an den Stromhändler gesendet.

Das installierte Fernwerkgerät dient als Protokollumsetzer zu den flexiblen Prozessen und bietet die Möglichkeit, die unterschiedlichsten Steuerungsprotokolle auf ein standardisiertes Format zu übersetzen, mit welchem die Kommunikation zum Leitsystem des Stromhändlers durchgeführt wird. Die konkrete Implementierung wird im Abschnitt 5.2 diskutiert.

5.1.3 Künftige Integration in die Prozesssteuerung

Sind dynamische Stromtarife künftig etabliert, könnten die notwendigen Schnittstellen direkt in die Prozesssteuerung implementiert werden, so dass keine zusätzliche Hardware erforderlich ist. Dazu sind folgende zwei Varianten denkbar.

Bei Prozessen, welche durch eine zentrale Produktionsplanungssoftware gesteuert werden, kann die Preisinformation als zusätzlicher Parameter in die Produktionsplanung einfließen. Dadurch fügt sich das Preissignal als weitere Information neben Daten zu Aufträgen, Lieferterminen, Anlagenauslastungen, Wartungsterminen und anderen Restriktionen in eine bestehende Optimierung ein. Dies hätte den Vorteil, dass nicht die ggf. umfangreichen Prozessrestriktionen und Produktionsbedingungen in einen speziellen Optimierungsalgorithmus für Lastverschiebung aufgenommen werden müssen, sondern lediglich das Preissignal in eine bestehende Produktionsplanung integriert werden muss.

An Stelle einer zentralen Produktionsplanung könnte die Optimierung alternativ auch durch den Prozess selbst vorgenommen werden. Es ist denkbar, dass die Steuerung der Anlage selbst über alle Informationen und Freiheitsgrade für einen flexiblen Betrieb verfügt. So könnten beispielsweise bei der Steuerung einer Anlage werksseitig Schnittstellen für die Übertragung von Preisinformationen vorgesehen werden. Dies hätte den Vorteil, dass der Aufwand, der zur Ermittlung der Flexibilität und der Restriktionen einer Anlage erforderlich ist, nur einmalig aufgebracht werden muss und sich die Kosten hierfür auf eine große Anzahl von Anlagen dieses Typs verteilen.

Insbesondere Anlagen für den Privathaushalt wie Wärmepumpen, Wechselrichter für Photovoltaikanlagen oder Batteriespeichersysteme weisen heute neben einer umfangreichen Steuerungstechnik bereits mehrere Schnittstellen auf. So gibt es zum Beispiel Anlagen, welche für die Fernsteuerung durch den Netzbetreiber vorbereitet sind („*Smart Grid Ready*“) oder bereits Schnittstellen für die Einbindung in Virtuelle Kraftwerke vorsehen (z.B. Virtual Heat & Power (VHP) „*VHP Ready*“). Wenn sich ein solcher Standard für die notwendigen Schnittstellen für Demand Response etabliert und von Anlagenherstellern für Industrie und Gewerbe umgesetzt wird, kann der Implementierungsaufwand eines dynamischen Stromtarifes signifikant gesenkt werden.

5.2 Implementierung im „Happy Power Hour“-Projekt

Im folgenden Abschnitt wird die im Rahmen des Forschungsprojektes „*Happy Power Hour*“ (HPH) entwickelte Umsetzung eines dynamischen Stromtarifes für mittelständische Industrieunternehmen vorgestellt [XXIV], [XXIII], [XVII], [XVIII], [IX], [VIII]. Das Schnittstellenkonzept und die Automatisierungslösung werden hier nur in Grundzügen dargestellt, da sie Gegenstand einer parallelen Dissertation sind.

5.2.1 Systemaufbau

Der entwickelte Systemaufbau ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Damit soll insbesondere die einfache, standardisierte Implementierbarkeit in unterschiedlichen Industrieunternehmen sichergestellt werden. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierung wird zentral durch den Stromhändler als Dienstleistung für das Industrieunternehmen durchgeführt. Die dafür notwendigen Informationen über die Prozesse kann das Industrieunternehmen über eine Weboberfläche, das *HPH-Portal*, zur Verfügung stellen und jederzeit variieren. Dort werden außerdem geplante und ausgeführte Fahrpläne visualisiert und die erzielten Einsparungen präsentiert. Durch diese Weboberfläche behält das Industrieunternehmen jederzeit die Kontrolle über die Steuerung der eigenen Prozesse und kann geplante Fahrpläne jederzeit abrechen oder variieren.

Im Industrieunternehmen wird die „*HPH-Box*“ installiert. Diese bildet als Protokollumsetzer die Schnittstelle zur Steuerung der flexiblen Industrieprozesse und ermöglicht eine Ankopplung mehrerer flexibler Prozesse über alle gängigen Datenprotokolle.

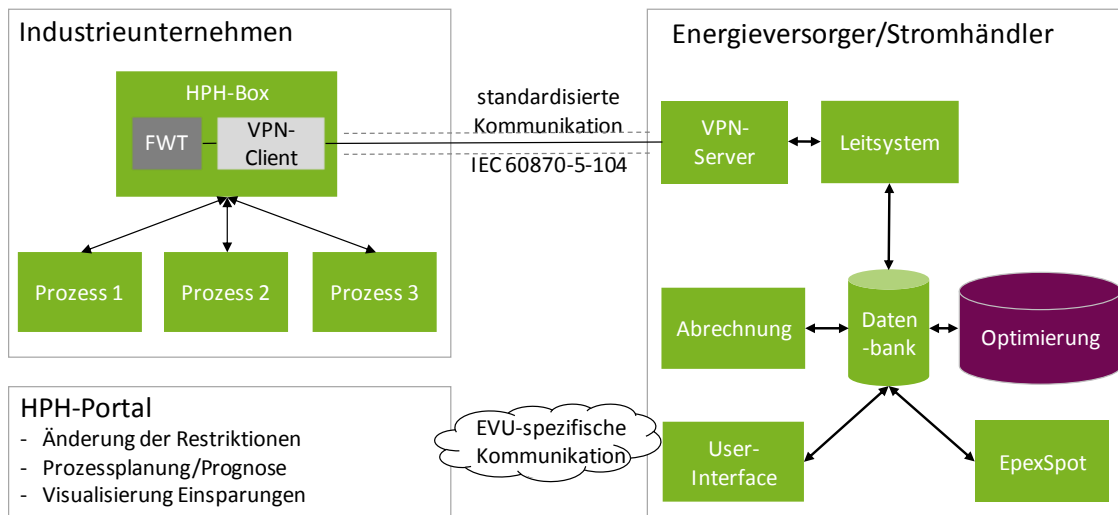


Abbildung 5.1: Systemaufbau im "Happy Power Hour"-Projekt

Die Datenverbindungen aus allen Industrieunternehmen laufen zentral beim Stromhändler über einen VPN-Server²⁰ ein. Dort findet die Anbindung über ein Leitsystem, welches als Schnittstelle zwischen der auf dem Protokoll IEC 60870-5-104 basierenden Prozessanbindung und der Vermarktungsapplikation fungiert, an die zentrale Datenbank statt. In der zentralen Datenbank laufen alle Informationen zusammen; neben den über das *HPH-Portal* eingegebenen Prozessrestriktionen werden auch die Preisinformationen des Spotmarktes gespeichert. Von der Datenbank ausgehend werden die benötigten Daten für das Optimierungsmodul zusammengestellt, welches die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Fahrplanoptimierung ausführt. Das Ergebnis dieser Optimierung, die resultierenden Fahrpläne sowie zu tätigen Handelsgeschäfte, werden über die Datenbank zurück an den Spotmarkt bzw. die Industrieunternehmen übertragen.

In Abbildung 5.2 ist der zeitliche Ablauf der Datenübermittlung bei einer Day-Ahead Optimierung dargestellt. Basierend auf der Day-Ahead Prognose eines externen Prognosedienstleisters und den über das HPH-Portal eingetragenen Prozessrestriktionen generiert der Stromhändler mit dem Optimierungsmodul einen optimalen Fahrplan für jede Anlage. Dieser wird auf der einen Seite über die EPEXSpot im Rahmen der Day-Ahead Auktion beschafft, auf der anderen Seite zur HPH-Box übertragen. Sobald die erfolgreiche Übertragung durch die HPH-Box bestätigt wurde, wird der Fahrplan im HPH-Portal visualisiert. Wenn der Startzeitpunkt des Fahrplanes erreicht ist, wird dieser über die HPH-Box automatisch abgefahren, bzw. die Steuerung des Prozesses wird freigegeben.

²⁰ Virtual Private Network, Virtuelles privates Netzwerk, speziell verschlüsselte sichere Verbindung

Da auf eine Echtzeitsteuerung der Prozesse verzichtet und die Fahrpläne mit ausreichendem Vorlauf übertragen werden, wirkt sich eine kurzfristige Unterbrechung der Kommunikationsverbindung zwischen Stromhändler und Industrieunternehmen nicht negativ aus. Analog zu dem in Abbildung 5.2 dargestellten Ablauf bei der Day-Ahead Optimierung wird auch beim Intraday Re-dispatch nach jedem abgeschlossenen Handel ein Fahrplan übertragen, so dass jederzeit ein gültiger Fahrplan in der HPH-Box hinterlegt ist.

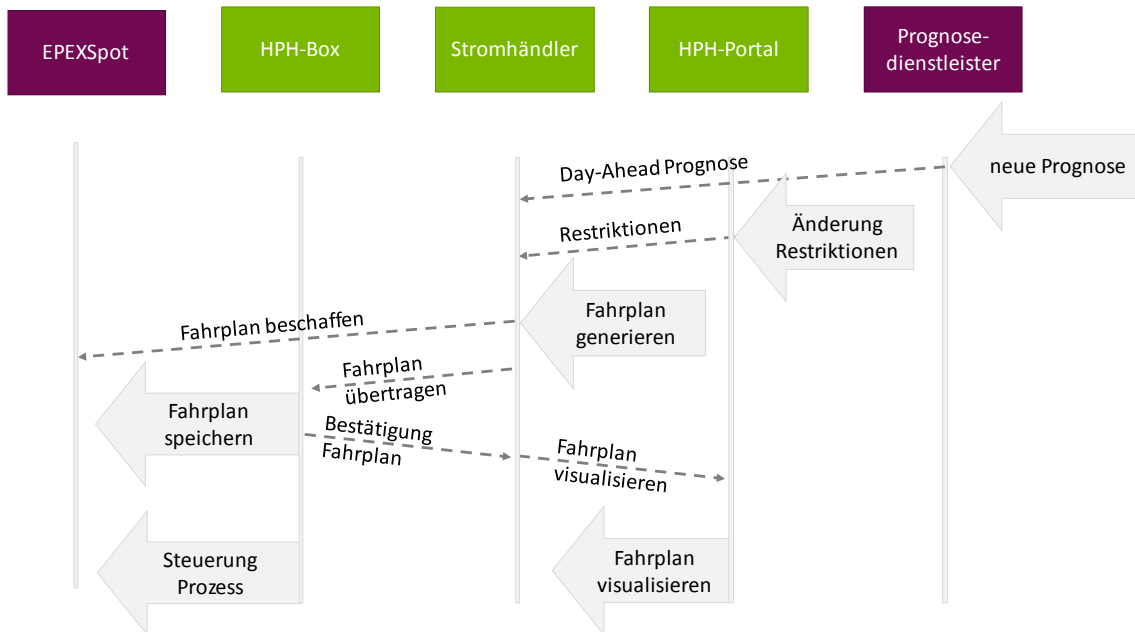


Abbildung 5.2: Zeitlicher Ablauf der Datenübermittlung bei der Day-Ahead Optimierung

5.2.2 Steuerung der Prozesse

Ein gewichtiges Argument mittelständischer Industrieunternehmen gegen die Nutzung ihrer flexiblen Prozesse ist die Sorge vor Verlust des direkten Steuerungszugriffes und damit einhergehenden möglichen Qualitätsproblemen sowie Verlust der Autonomie. Im Forschungsprojekt „Happy Power Hour“ wurden daher die Vorteile einer direkten Steuerung durch den Stromhändler mit den Vorteilen einer direkten Steuerung durch das Industrieunternehmen kombiniert.

Das Industrieunternehmen gibt über das *HPH-Portal* die Restriktionen des flexiblen Prozesses vor, und kann somit Grenzen für die Flexibilitätsnutzung festlegen. Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierung führt der Stromhändler für das Industrieunternehmen durch, auch, weil viele der betrachteten kleinen mittelständischen Unternehmen keine Kapazitäten für eine eigene automatisierte Optimierung aufweisen. Die aus der Optimierung resultierenden Fahrpläne stellt der Stromhändler dem Industriekunden ebenfalls über das *HPH-Portal* zur Verfügung, so dass auch dort noch die Möglichkeit besteht, eine geplante Betriebsweise der Anlage zu überstimmen. Zusätzlich hat der Industriekunde jederzeit – auch kurzfristig – die Möglichkeit, über einen Not-Aus-Schalter an der *HPH-Box* die automatisierte Ansteuerung jederzeit zu unterbrechen.

Da die Steuerung durch die *HPH-Box* zusätzlich zur bereits bestehenden Anlagensteuerung installiert wird und an diese ein Freigabesignal überträgt, kann in der bestehenden Anlagensteuerung eine zusätzliche Rückfallebene implementiert werden. So könnten beispielsweise bei einem temperaturgesteuerten Begriff Grenzwerte vorgesehen werden, deren Verletzung eine Aktivierung des Prozesses unabhängig des geplanten Fahrplanes verursacht. Somit kann – neben der bereits beschriebenen Berücksichtigung der über das *HPH-Portal* hinterlegten Restriktionen – zusätzlich sichergestellt werden, dass der flexible Prozess stets innerhalb der festgelegten Restriktionen betrieben wird und auch ein Ausfall der Datenverbindung zwischen Stromhändler und Industrieunternehmen oder ein Fehler in der *HPH-Box* keine negative Auswirkung auf den Prozess hat.

5.2.3 Aufteilung der Einsparungen

Im Rahmen dieser Arbeit werden die durch Lastverschiebung und eine Optimierung der Strombeschaffung erzielbaren Einsparungen betrachtet. Es gibt unterschiedliche Ansätze, wie diese Einsparungen zwischen Industrieunternehmen und Stromhändler aufgeteilt werden können. Ein möglicher Ansatz wäre, dass der Stromhändler dem Industrieunternehmen die Flexibilität seiner Prozesse für eine feste Vergütung abkauft und anschließend frei mit den Anlagen handeln kann. Um die in Abschnitt 5.2.2 beschriebene zu erhaltende Steuerungshoheit der Industrieunternehmen sicherzustellen wurde im Rahmen des „Happy Power Hour“-Projektes ein anderer Ansatz gewählt.

Da das Industrieunternehmen jederzeit die Steuerungshoheit über die Prozesse behalten soll, und somit auch kurzfristig noch über die Änderung der Einsatzweise der Prozesse entscheiden kann, muss das Kostenrisiko eines dynamischen Stromtarifes auf Industrieunternehmen und Stromhändler aufgeteilt werden.

In Formel (5.1) ist für die Day-Ahead Optimierung dargestellt, wie das Ergebnis der stündlichen Day-Ahead Auktion auf den Strompreis für das Industrieunternehmen umgerechnet wird. Der Strompreis \tilde{c}_k für jede Stunde k des Optimierungszeitraumes setzt sich aus dem Ergebnis der Day-Ahead Auktion c_k sowie einer Managementgebühr des Stromhändlers $c_m \cdot c_{ftf}$ zusammen. Mit c_m ist dabei die Managementgebühr beschrieben, c_{ftf} stellt den sogenannten Fahrplanteueffaktor dar. Dieser liegt zu Beginn der Abrechnungsperiode bei 1 und wird erhöht, wenn der Industriekunde vom vereinbarten Fahrplan abweicht. Übereinstimmt der Industriekunde häufig das innerhalb der von ihm vorgegebenen Restriktionen erstellte Optimierungsergebnis ohne Rücksprache mit dem Stromhändler, erhöht sich somit die Managementgebühr, welche die durch die Fahrplanabweichung resultierenden Ausgleichsenergiekosten des Stromhändlers widerspiegelt.

Aufgrund der Abschnitt 4.5.1.1 beschriebenen Anforderung, dass der Strombezug für den Industriekunden durch den Einsatz eines dynamischen Stromtarifes nicht teurer als der klassische statische Stromtarif werden soll, wird zusätzlich eine Preisobergrenze (*Strompreis-Cap*) c_{cap} eingeführt. Diese garantiert der Stromhändler entweder über eigene Erzeugungsanlagen im Portfolio oder geeignete Cap-Futures an der Strombörse. Die Kosten hierfür sind Teil der Managementgebühr c_m .

$$\tilde{c}_k = \min \begin{cases} c_k + c_m \cdot c_{ftf} \\ c_{cap} \end{cases} \quad \forall k \quad (5.1)$$

Die von den Industriekunden als entscheidend bewertete Möglichkeit, auch kurzfristig in den geplanten Prozessablauf eingreifen zu können und die Hoheit über die Steuerung ihrer Prozesse zu behalten, wird somit ermöglicht und das daraus resultierende Ausgleichsenergieisiko wird durch die Managementgebühr zwischen Stromhändler und Industriekunden aufgeteilt. Die erzielbaren Einsparungen durch eine gezielte Verlagerung des Verbrauches in günstige Stunden und darauf aufbauende Handelsgeschäfte im kontinuierlichen Intradayhandel werden somit zwischen Industriekunden und Stromhändler aufgeteilt. Über die Höhe der Managementgebühr entscheidet unter anderem die Frage, wer die Kosten für notwendige Automatisierungstechnik trägt.

5.2.4 Schnittstellenkonzept

Zwischen dem Industrieunternehmen und dem Stromhändler sind zwei Schnittstellen vorgesehen. Eine proprietäre Schnittstelle über eine Weboberfläche – das *HPH-Portal* – ermöglicht es dem Industrieunternehmen, die Restriktionen der Prozesse einzugeben und Fahrplanvorschläge zu variieren. Auch eine Visualisierung bereits durchgeführter Fahrpläne und der erzielten Einsparungen ist in dieser Weboberfläche möglich.

Der restliche Datenaustausch, insbesondere die Übertragung der Fahrpläne zur Steuerung der Prozesse, wird über eine zusätzlich zu installierende Fernwirktechnik – der *HPH-Box* – realisiert. Diese stellt auf der einen Seite die standardisierte Verbindung zum Stromhändler über eine VPN-verschlüsselte Verbindung auf Basis des Protokolls *IEC 60870-5-104* her und ermöglicht auf der anderen Seite eine prozessindividuelle Ankopplung der jeweiligen Anlagensteuerung. Dabei sind alle gängigen Steuerungsprotokolle wie zum Beispiel *Modbus*, *Profibus/Profinet* oder *RTU/TCP* möglich. Die Kommunikation zum Stromhändler basiert dabei auf einer Mobilfunkverbindung, so dass die *HPH-Box* unabhängig von der Infrastruktur des Industrieunternehmens eingesetzt werden kann.

Die eigentliche Steuerung, also die Übertragung der Fahrplaninformationen vom Stromhändler zur Steuerung im Industrieunternehmen, erfolgt über ein standardisiertes Datenmodell auf Basis des Protokolls *IEC 60870-5-104*. Durch dieses einheitliche Datenmodell ist es möglich, eine Vielzahl von unterschiedlichen Prozessen und Industrieunternehmen in das Projekt zu integrieren, ohne jeweils individuelle Anpassungen beim Stromhändler vornehmen zu müssen. Die *HPH-Box* dient somit als Protokollumsetzer und ermöglicht einfache Anpassungen an die jeweiligen Steuerungsverfahren der Anlagen des Industrieunternehmens einschließlich möglicher Rückfallebenen.

5.2.5 Automatisierungstechnik

Im Rahmen des Feldtests im Forschungsprojekt „*Happy Power Hour*“ wird als Fernwirktechnik ein *Wago Controller PFC200* eingesetzt. Dieser zeichnet sich durch ein integriertes Mobilfunkmodem aus, so dass die *VPN*-Verbindung direkt im Fernwirkgerät terminiert. Mittels zusätzlicher Erweiterungskarten sind alle gängigen Industrieprotokolle zur Ansteuerung von flexiblen Prozessen realisierbar, zum Beispiel *Modbus*, *Profibus/Profinet* oder *RTU/TCP*. In Abbildung 5.3 ist die bei den Industriepartnern installierte *HPH-Box* zu sehen.



Abbildung 5.3: *HPH-Box* zur Steuerung der flexiblen Industrieprozesse (Foto: Stefan Tesche-Hasenbach (WSW))

Die entwickelten Programme zur Übertragung, Archivierung und Steuerung der Fahrplaninformationen können auf diesem Fernwirkgerät mit *Codesys* realisiert werden, so dass insbesondere die prozessspezifischen Anpassungen an die jeweilige Prozesssteuerung schnell umgesetzt werden können.

5.3 Identifizierung des Lastverschiebungspotentials

Die Auswahl geeigneter Prozesse für die Nutzung eines dynamischen Stromtarifes kann auf unterschiedlichen Wegen erfolgen. In der Literatur werden Verfahren beschrieben, welche für einzelne Prozesstypen durch maschinelles Lernen das Verschiebepotential identifizieren können [113], durch Nutzung von Liegenschaftskatasterinformationen Verschiebepotentiale von Gewerbeimmobilien ermitteln [93] oder über eine einheitliche Bewertungskennzahl den Vergleich der Flexibilität unterschiedlicher Anlagen ermöglichen [114], [115]. Für die Bewertung der möglichen Erlöse einer Beteiligung von flexiblen Verbrauchern am Regelleistungsmarkt wurden bereits standardisierte Verfahren vorgeschlagen [39].

Im Rahmen des Projektes „*Happy Power Hour*“ wurde ein „*Quick-Check*“ genannter Fragebogen entwickelt, welcher die notwendigen Betriebsparameter ermittelt, um anhand einer Jahressimulation mögliche Erlöse ermitteln zu können. Der Fragebogen ist im Anhang in Abschnitt 12.3 aufgeführt. Anhand einiger Beispielprozesse, aufgeteilt nach Prozesskategorien, werden je Prozess wenige Parameter erfasst. Diese finden in der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Erlössimulation Verwendung.

Durch dieses Vorgehen lassen sich die erzielbaren Einsparungen mittels einer Simulation basierend auf den Preis- und Handelsdaten des Vorjahres möglichst exakt abschätzen und das Lastverschiebungspotential über den Wert der Flexibilität deutlich genauer als wie bisher über einen Leistungswert beschreiben.

6 Optimierungproblem und Simulationsumgebung

6.1 Formulierung des Optimierungsproblems

Die Aufgabe des zu entwickelnden Optimierungsalgorithmus ist es, aus den identifizierten technischen, organisatorischen und betrieblichen Restriktionen der Prozesse und den Prognosen der Spotmarktpreise bzw. den Echtzeithandelsdaten geeignete Fahrpläne für die einzelnen Prozesse zu berechnen. Diese Fahrpläne sollen sämtliche Restriktionen einhalten und zu einem Minimum der Kosten führen. In den folgenden Abschnitten wird das dazu aufgestellte Optimierungsproblem dargestellt.

6.1.1 Anforderungen an die Optimierung

In der Literatur sind bereits zahlreiche Varianten von Optimierungsalgorithmen für Demand Response beschrieben (eine Übersicht findet sich zum Beispiel in [116]), welche für unterschiedliche Einsatzzwecke und Betriebsweisen geeignet sind, zum Beispiel für einen Pool von sehr vielen Anlagen [20] oder agentenbasiert dezentral selbstorganisiert [117].

Der zu entwickelnde Optimierungsalgorithmus muss in geeigneter Form möglichst allgemeingültige Möglichkeiten bieten, alle Arten von Prozessen hinreichend genau zu beschreiben. Nur so ist es möglich, den Aufwand zur Einbindung neuer Prozesstypen in einen dynamischen Stromtarif zu reduzieren und eine gemeinsame Optimierung für alle Prozesstypen durchzuführen. Zur Beschreibung der Prozesse gehören auf der einen Seite technische Daten wie Mindest- und Höchstleistungen oder benötigte Energien, auf der anderen Seite aber auch betriebliche Informationen wie zulässige Betriebszeiten, einzuhaltende Mindest- und Höchstlaufzeiten oder Pausen zwischen einzelnen Arbeitsschritten.

Für die Optimierung auf Basis der Day-Ahead Auktion ist die Laufzeit des Optimierungsalgorithmus nicht kritisch, da die benötigten Prognosen mit einem Vorlauf von mehreren Stunden zur Verfügung stehen. Für die Optimierung im kontinuierlichen Intradayhandel ist dagegen eine kurze Rechenzeit erforderlich, da die Preise sehr volatil sind und keine lange Wartezeit zulassen.

6.1.2 Modellierung von Anwendungen in Prozessen und Phasen

Die Modellierung von flexiblen Anwendungen findet, aufbauend auf [118], in Prozessen und Phasen statt. Als ein Prozess wird dabei eine industrielle Anwendung oder eine Menge von Anwendungen verstanden, welche nur gemeinsam betrieben werden können. Es werden zum Beispiel Hilfs- und Nebenaggregate gemeinsam mit der eigentlichen Anwendung zu einem Prozess zusammengefasst. Ein Prozess kann sich in beliebig viele Phasen untergliedern, wobei unter einer Phase ein zeitlicher Abschnitt des Betriebsablaufs verstanden wird. So kann ein Prozess aus unterschiedlichen Phasen, zum Beispiel dem Vorbereiten, dem Bearbeiten und dem Nachbearbeiten eines Werkstückes bestehen. Auch unterschiedliche Phasen eines Temperaturprozesses, zum Beispiel eines Anlassofens, welcher erst aufgeheizt werden muss, dann die Temperatur über Stunden konstant halten muss und dann abkühlen muss, können so modelliert werden. Für die Phasen eines Prozesses ist die Reihenfolge festgelegt, erst wenn eine Phase abgeschlossen ist, kann die nächste begonnen werden.

Ein Optimierungsproblem kann aus beliebig vielen Prozessen bestehen, die lediglich über die optionalen Restriktionen einer nicht zu überschreitenden Spitzenleistung und der zu betrachtenden Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte gekoppelt sind.

Für die Optimierung zur Day-Ahead Auktion werden alle Rechnungen im Stundenraster ausgeführt, die Optimierungen im kontinuierlichen Intradayhandel werden im Viertelstundenraster durchgeführt. Grundsätzlich sind, um beispielsweise auch kurzfristigere Prozessabläufe und Prozessrestriktionen detaillierter modellieren zu können, auch andere Zeitschritte möglich.

Die Modellierung der flexiblen Prozesse ist dabei auf zwei Arten möglich, als programmgeführter oder als parametergeführter Prozess, welche im Folgenden vorgestellt werden.

6.1.2.1 Modellierung als programmgeführter Prozess

Die programmgeführte Modellierung eines Prozesses eignet sich für Prozesse, bei denen Arbeitsschritte in festen Abfolgen bearbeitet werden und die Flexibilität hauptsächlich aus der zeitlichen Verschiebung des Beginnes der Phasen und der Variation der Leistung einer Phase entsteht. Damit kann beispielsweise ein Prozess modelliert werden, bei dem mehrere Bearbeitungsschritte, wie das Aufwärmen eines Werkstückes, dessen Bearbeitung in mehreren Schritten und eine anschließende Reinigung in fester Reihenfolge aufeinander folgen. Neben den Startzeitpunkten der einzelnen Phasen können optional auch die benötigte Energie pro Phase bzw. die Leistungsgrenzen pro Phase variiert werden. Die Leistung kann entweder kontinuierlich zwischen der Mindest- und der Maxmalleistung variiert oder auf eine beliebige Anzahl von diskreten Leistungsstufen beschränkt werden.

Bei der programmgeführten Modellierung eines Prozesses stehen die in Tabelle 6.1 aufgeführten Parameter zur Verfügung.

Tabelle 6.1: Parameter eines programmgeführten Prozesses

Parameter	Einheit	Definitionsbereich	Variable	optional
Gesamtleistung über alle Prozesse	kW	einmalig pro Zeitschritt	ψ	ja
Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte	$\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}}$	pro Prozess	c_p	ja
Energie	kWh	pro Phase	E	nein
Mindestleistung	kW	pro Phase & Zeitschritt	\underline{P}	ja
Maximalleistung	kW	pro Phase & Zeitschritt	\overline{P}	ja
Diskrete Leistungsstufen	kW	pro Phase	ζ	ja
Mindestbetriebszeit	h	pro Phase	\underline{T}	nein
Höchstbetriebszeit	h	pro Phase	\overline{T}	nein
Mindestpause vor der Phase	h	pro Phase	\underline{D}	nein
Höchstpause vor der Phase	h	pro Phase	\overline{D}	nein
Frühester Startzeitpunkt	h	pro Phase	führt zu B	nein
Spätester Endzeitpunkt	h	pro Phase	führt zu B	nein

In Abbildung 6.1 sind die Modellierungsparameter an einem exemplarischen Prozess mit drei Phasen dargestellt. Dabei wird der tatsächlich gemessene Lastgang der Anlage (grüner Graph) in drei Phasen aufgeteilt, welche anhand der gemittelten Leistung in violett dargestellt werden. Neben den elektrischen Parametern Leistung und Energie werden die Phasen über die Laufzeiten und die vorzuschaltenden Pausenzeiten definiert. Die Abfolge der Phasen ist dabei unveränderlich und eine neue Phase kann erst beginnen, sobald die vorangegangene Phase abgeschlossen ist.

Durch die Modellierung als programmgeführter Prozess kann eine Vielzahl von industriellen Produktionsprozessen beschrieben werden, da hiermit die in der Regel linearen Produktions-abfolge z.B. von Reinigen eines Vorproduktes, Aufheizen eines Bearbeitungsschrittes, Bearbeiten des Werkstückes und Reinigen bzw. Nachbearbeiten modelliert werden kann. Die zur Modellierung eines programmgeführten Prozesses möglichen Parameter sind in Tabelle 6.1 vollständig aufgeführt und in Abbildung 6.1 exemplarisch dargestellt.

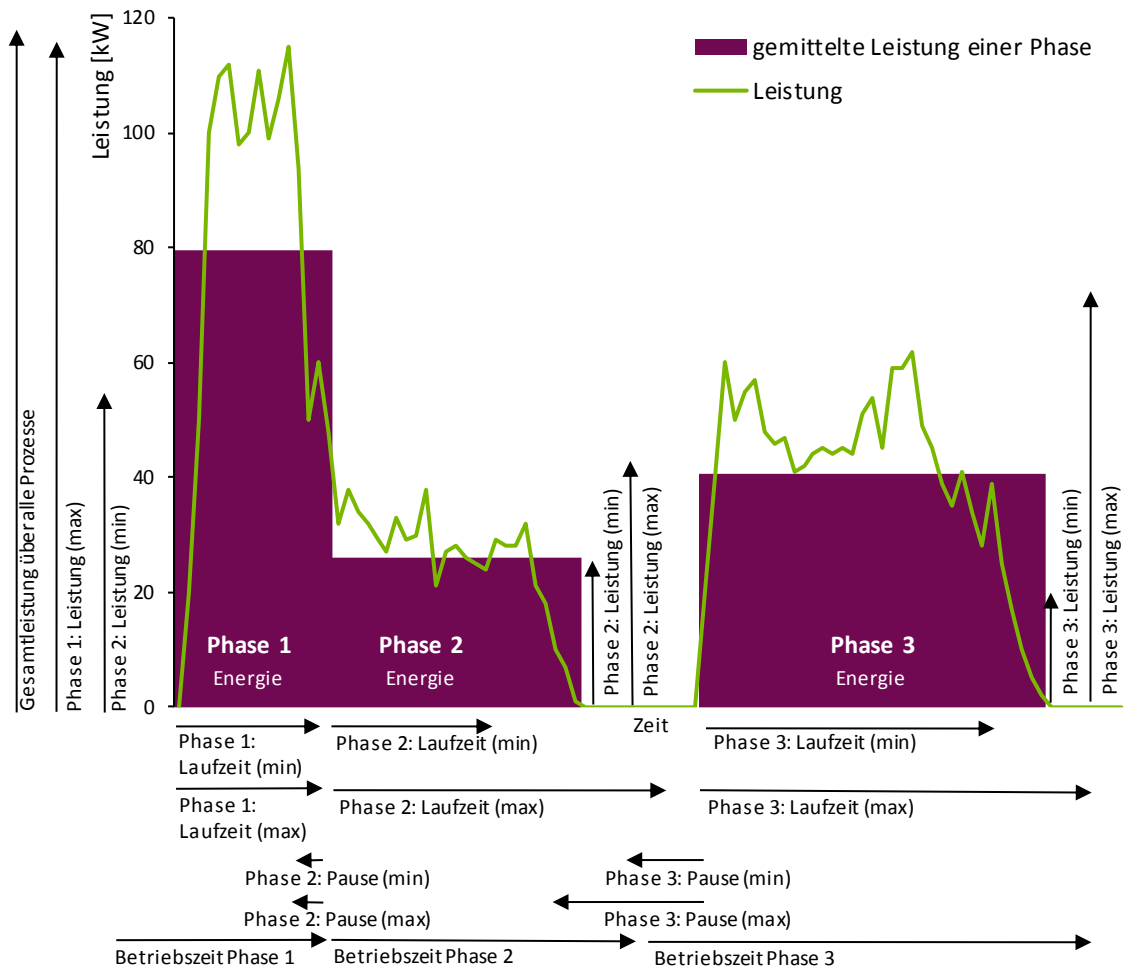


Abbildung 6.1: Modellierungsparameter eines programmgeführten Prozesses

6.1.2.2 Modellierung als parametergeführter Prozess

Alternativ ist die Modellierung als parametergeführter Prozess möglich. Hierbei wird die Flexibilität nicht durch die explizite Verschiebung der Betriebszeiten erreicht, sondern über die implizite Berücksichtigung eines Speichers. Diese Modellierung eignet sich daher zum Beispiel für Wärme- und Kühlprozesse oder Prozesse, bei denen Produkte zwischengelagert werden. Zentrale Modellierungsparameter sind insbesondere die Mindest- und Maximalfüllstände des Speichers, welche pro Zeitschritt variieren können, sowie der Wirkungsgrad der Speicheränderung, welcher den Einfluss der elektrischen Leistung auf den Füllstand des Speichers beschreibt. Der Füllstand des Speichers wird in elektrischer Energie gemessen.

Anstelle einer direkten Speicherung elektrischer Energie wird im Rahmen dieser Arbeit bis auf wenige Ausnahmen unter einem Speicher ein Produktspeicher verstanden. In einem Produktspeicher können zum Beispiel Werkstücke, die in einem vorangegangenen Prozess bearbeitet wurden, zwischengelagert werden, bis ein nachfolgender Prozess die Bearbeitung vornimmt. Werden im Speicher Produkte gespeichert oder handelt es sich um einen Temperaturspeicher, müssen die Speicherparameter auf das elektrische Äquivalent adaptiert werden, wie beispielhaft in Abschnitt 7.2.4 gezeigt wird.

In Tabelle 6.2 werden die möglichen Modellierungsparameter aufgeführt. Zusätzlich zur Beschreibung der Speichergrößen ist eine externe Speicherentnahme optional modellierbar. Dadurch kann zum Beispiel die Entnahme von Produkten aus dem Speicher durch folgende Prozesse beschrieben werden. Dazu kann eine Speicherentnahme (oder Zufuhr) pro Zeitschritt vorgegeben werden.

Tabelle 6.2: Parameter eines parametergeführten Prozesses

Parameter	Einheit	Definitionsbereich	Variable	optional
Gesamtleistung über alle Prozesse	kW	einmalig pro Zeitschritt	ψ	ja
Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte	$\frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{a}}$	pro Prozess	c_P	ja
Minimaler Speicherfüllstand	kWh	pro Prozess & Zeitschritt	\underline{V}	ja
Maximaler Speicherfüllstand	kWh	pro Prozess & Zeitschritt	\bar{V}	ja
Initialer Speicherfüllstand	kWh	pro Prozess	V_{init}	nein
Finaler Speicherfüllstand	kWh	pro Prozess	V_{final}	nein
Externe Speicherentnahme	kWh	pro Prozess & Zeitschritt	Z	ja
Wirkungsgrad Ein-/Auspeichern	-	pro Prozess	η	nein
relativer Speicherverlust	%	pro Prozess	β	ja
Frühester Startzeitpunkt	h	pro Prozess	führt zu B	nein
Spätester Endzeitpunkt	h	pro Prozess	führt zu B	nein

In Abbildung 6.2 ist ein beispielhafter parametergeführter Prozess dargestellt. In grau gestrichelt sind die obere und die untere Speichergrenze gezeichnet. Zuerst ändert sich die obere Speichergrenze, im letzten Drittel wird dann der Mindestfüllstand erhöht. Die Modellierung erlaubt eine Änderung des Mindest- und Maximalfüllstandes in jedem Zeitschritt. Somit sind zum Beispiel unterschiedliche Grenzen innerhalb und außerhalb der Arbeitszeiten zu realisieren.

In Abbildung 6.2 ist zu erkennen, dass die führende Größe, der Speicherfüllstand, jederzeit innerhalb der vorgegebenen Grenzen bleibt. Die Leistung, in grün dargestellt, wird derart variiert, dass die Grenzen des Speicherfüllstands jederzeit eingehalten werden.

Üblicherweise wird für den initialen und den finalen Speicherfüllstand der identische Wert angenommen, damit die Einsparung nicht lediglich aus der Verwendung der Energie, die zu Beginn des Zeitraumes bereits im Speicher hinterlegt war, erzielt wird. Für bestimmte Anwendungen ist eine Modellierung mit unterschiedlichen Anfangs- und Endfüllständen allerdings erforderlich, ein Beispiel wird in Abschnitt 7.3.5 dargestellt.

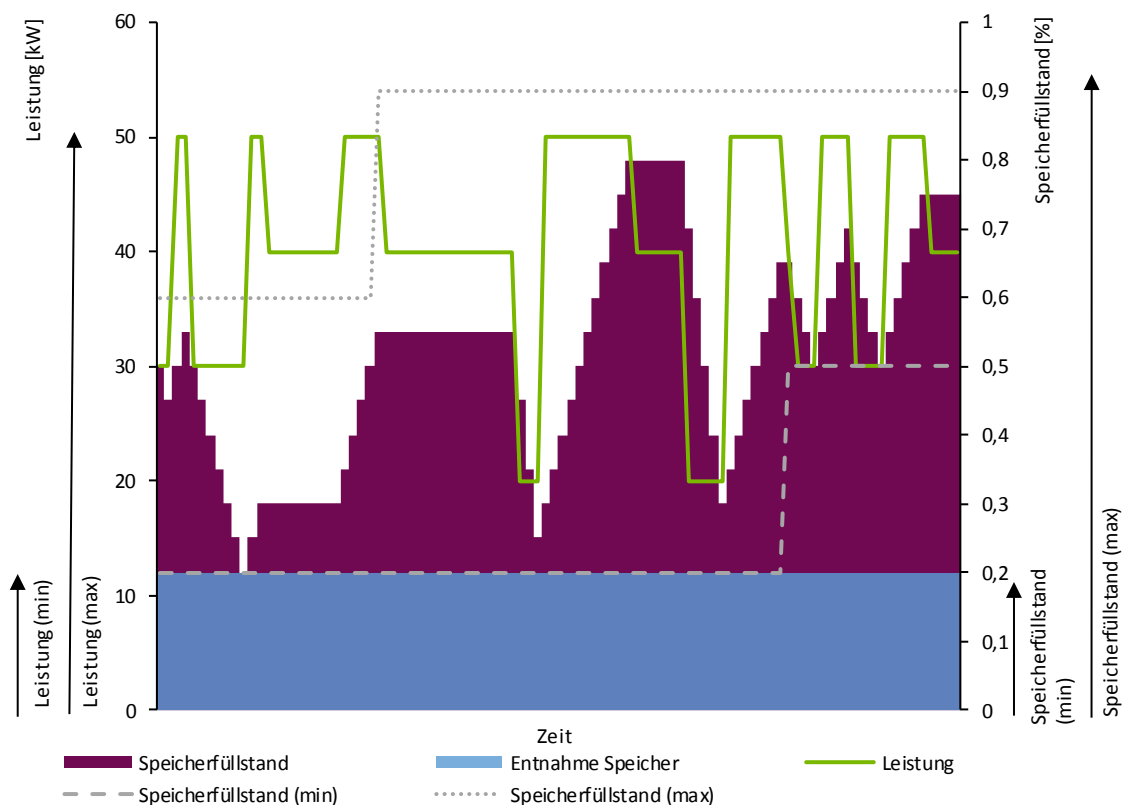


Abbildung 6.2: Modellierungsparameter eines parametergeführten Prozesses

Die beiden vorgestellten Modellierungsvarianten können nahezu beliebig kombiniert werden. Die Parameter aus Tabelle 6.1 und aus Tabelle 6.2 können in einer gemeinsamen Modellierung verwendet werden. So kann beispielweise ein Prozess mit einer zusätzlichen Speicherrestriktion eingegrenzt werden, die zur Verfügung stehende Leistung kann in unterschiedlichen Phasen zusätzlich beschränkt werden. Im Rahmen des Forschungsprojektes „Happy Power Hour“ wurde eine Vielzahl unterschiedlichster Prozessstypen untersucht. Durch die Kombination dieser beiden Modellierungsvarianten konnten alle Prozesse in den betrachteten Industrieunternehmen mit hinreichender Genauigkeit beschrieben und angesteuert werden.

6.1.3 Formulierung als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem zur Day-Ahead Optimierung

Bei dem zur Ermittlung eines idealen Fahrplanes für alle Prozesse zu lösenden Optimierungsproblem handelt es sich um ein gemischt-ganzzahlige lineare Optimierungsproblem. Im Folgenden werden die Zielfunktion und die zugehörigen Nebenbedingungen beschrieben. Durch die Einhaltung der Nebenbedingungen wird sichergestellt, dass das Ergebnis der Optimierung, der Fahrplan für den Betrieb des Prozesses, die vorab definierten Prozessrestriktionen jederzeit einhält und somit eine zulässige Betriebsweise darstellt.

6.1.3.1 Zielfunktion

Das Ziel der Optimierungsaufgabe ist die Minimierung der Strombezugskosten für die Summe der benötigten Energien aller Prozesse unter Berücksichtigung aller nachfolgend aufgeführten Nebenbedingungen. In Formel (6.1) ist die Zielfunktion des gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems dargestellt, welche auf Ergebnissen von [118] basiert.

Die Variable i bezeichnet den aktuellen Prozess und wird von 1 bis N gezählt, die Variable j beschreibt die Phase des Prozesses und wird von 1 bis n_i gezählt. Mit k ist der Zeitschritt bezeichnet, welcher von 1 bis m gezählt wird. Beim Einsatz der Optimierung zur Erzeugung eines idealen Fahrplanes für den kommenden Tag wird die Optimierung für die 24 Stunden des Tages durchgeführt, soll im Rahmen der Erlössimulation ein gesamtes Jahr optimiert werden wird die Variable k von 1 bis 8760 (bzw. 8784 im Schaltjahr) gezählt. Die Länge eines Zeitschrittes ist in der Variable t hinterlegt. Der Strompreis, mit dem die Summe der von allen Prozessen und Phasen benötigten Energie bewertet wird, setzt sich aus dem Vektor \mathbf{c}_k , dem stündlichen Strompreis, hier der Prognose zur Day-Ahead Auktion, sowie - wenn Netznutzungsentgelte mit betrachtet werden sollen – der Energiekomponente c_e der Netznutzungsentgelte zusammen.

$$\min \left\{ \left[\sum_{k=1}^m (\mathbf{c}_k + c_e) \cdot \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{n_i} \mathbf{P}_{ijk} t \right) \right] + \hat{p} c_P \right\} \quad (6.1)$$

Bei \mathbf{P} , \mathbf{X} , \mathbf{S} , \mathbf{T} und \mathbf{V} handelt es sich um die Strukturvariablen des Problems, welche im Folgenden definiert werden.

Die in Definition (6.2) definierte Strukturvariable \mathbf{P}^{2l} beschreibt dabei die erforderliche Leistung; \mathbf{P}_{ijk} beschreibt damit die Leistung, die Phase j von Prozess i im Zeitschritt k benötigt [118].

$$\mathbf{P}_{ijk} \in \mathbb{R}, \forall i, j, k \quad (6.2)$$

Der zweite Summand in der in Formel (6.1) dargestellten Zielfunktion beschreibt den Leistungspreis der Netznutzungsentgelte. Für Kunden mit registrierender Leistungsmessung bestimmt der höchste 15-Minuten-Mittelwert der bezogenen Leistung den Leistungspreis der Netznutzungsentgelte²². Sollen die Netznutzungsentgelte in der Optimierung berücksichtigt werden, kann der Faktor c_p an Stelle der voreingestellten Null auf den spezifischen Leistungspreis des Industriekunden in €/kW · a und der Faktor c_e auf die spezifische Energiepreiskomponente der Netznutzungsentgelte in €/kWh verändert werden.

Durch die Verwendung der in Formel (6.3) beschriebenen Maximum-Funktion (max) wird der größte zeitgleich aufgetretene Leistungswert aus der Summe aller Prozesse und Phasen in allen Zeitschritten ermittelt. Anschließend wird dieser mit dem im Faktor c_p hinterlegten individuellen Leistungspreis multipliziert.

$$\hat{p} = \max \left(\left(\Theta \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{n_i} \mathbf{P}_{ijk} \right) \right) \right) \forall i, j, k \quad (6.3)$$

Da die Netzentgeltverordnung nur eine Beteiligung der Letztverbraucher, nicht aber der Einspeiser an der Finanzierung der Netzinfrastruktur vorsieht (§ 15 Abs. 1 StromNEV, siehe [119]), werden ggf. vorhandene Einspeisungen (z.B. eines Batteriespeichers) durch die in Definition (6.4) dargestellte Heaviside-Funktion aus der Ermittlung der Leistungsspitze entfernt.

$$\Theta(x) = \begin{cases} 1, & \text{für } x \geq 0 \\ 0, & \text{für } x < 0 \end{cases} \quad (6.4)$$

Bei Berücksichtigung eines Leistungspreises entfällt die in Abschnitt 6.1.4.1 beschriebene Möglichkeit der Zerlegung des Optimierungsproblem in einzelne Probleme, da das gesamte Jahr in einem Schritt optimiert werden muss, um die jährliche Leistungsspitze berücksichtigen zu können.

²¹ Ein Beispiel für die Datenstruktur der Strukturvariablen \mathbf{P} wird im Abschnitt 12.2 dargestellt, die Struktur der anderen Variablen \mathbf{X} , \mathbf{S} , \mathbf{T} und \mathbf{V} ist analog dazu gestaltet.

²² §17 Abs. 2 StromNEV

6.1.3.2 Nebenbedingung - Energiebedarf pro Phase

Die in Gleichung (6.5) dargestellte Gleichheitsbedingung beschreibt den Energiebedarf pro Phase eines Prozesses. Die Matrix E legt den Energiebedarf pro Phase fest, damit ist E_{ij} die von Prozess i in Phase j benötigte elektrische Energie in kWh [118].

$$\sum_{k=1}^m P_{ijk} t = E_{ij}, \forall i, j \quad (6.5)$$

6.1.3.3 Nebenbedingung – Mindest- und Höchstpause vor der Phase

Die in (6.7) aufgeführte Gleichung sorgt durch eine Verknüpfung der Strukturvariablen T , S und X für die in Gleichung (6.6) definierte Zeitdauer der Pause vor Beginn einer Phase [118]. Dabei ist vor Beginn der ersten Phase keine Pause vorzusehen, diese ist ggf. in die zulässige Betriebszeit zu integrieren, daher beziehen sich Gleichung (6.6) und Gleichung (6.7) auch nur auf alle Phasen j größer gleich 2.

$$\underline{D}_{ij} \leq \sum_{k=1}^m T_{ijk} \leq \bar{D}_{ij}, \forall i, \forall j = 2, 3, \dots, n_i \quad (6.6)$$

$$T_{ijk} = S_{i(j-1)k} - (X_{ijk} + S_{ijk}), \forall i, k \forall j = 2, 3, \dots, n_i \quad (6.7)$$

In Definition (6.8) wird die binäre Strukturvariable T beschrieben, welche die Information über eine Transition zwischen zwei Phasen aufnimmt. Damit ist T_{ijk} genau dann 1, wenn Prozess i in Zeitschritt k von Phase $j - 1$ in Phase j übergeht [118]. Diese Information ist unter anderem für die oben gezeigte Festlegung der Pausenzeiten zwischen zwei Phasen relevant.

$$T_{ijk} \in \{0, 1\}, \forall i, k \forall j = 2, \dots, n_i \quad (6.8)$$

Die in Definition (6.9) beschriebene Matrix S ist eine binäre Strukturvariable, welche die Abgeschlossenheit einer Phase speichert. Somit ist S_{ijk} genau dann 1, wenn von Prozess i die Phase j im Zeitschritt k abgeschlossen ist, andernfalls ist der Wert 0 [118].

$$S_{ijk} \in \{0, 1\}, \forall i, j, k \quad (6.9)$$

Die in Definition (6.10) beschriebene Matrix X ist eine binäre Strukturvariable, in welcher die Laufzeit hinterlegt ist; X_{ijk} ist genau dann 1, wenn von Prozess i die Phase j im Zeitschritt k aktiv ist, andernfalls ist der Wert 0 [118].

$$X_{ijk} \in \{0, 1\}, \forall i, j, k \quad (6.10)$$

6.1.3.4 Nebenbedingung – Leistungsgrenzen

Über die in (6.11) definierte Ungleichung werden die Grenzen der zulässigen Leistung bestimmt. Bei \underline{P}_{ij} handelt es sich dabei um die Mindestleistung, die Prozess i in Phase j beziehen muss, bei \overline{P}_{ij} um die Höchstleistung, die Prozess i in Phase j maximal zur Verfügung steht [118]. Durch die Multiplikation mit der binären Strukturvariablen \mathbf{X} ergibt sich eine Mindest- und Maximalleistung von 0 kW für die Zeitschritte k , in denen Phase j von Prozess i nicht in Betrieb ist.

$$\underline{P}_{ij} X_{ijk} \leq P_{ijk} \leq \overline{P}_{ij} X_{ijk}, \forall i, j, k \quad (6.11)$$

6.1.3.5 Nebenbedingung - Diskrete Leistungsstufen

Die optionale, in Definition (6.12) beschriebene Nebenbedingung erlaubt die Einschränkung der zulässigen Leistung für jede einzelne Phase jedes Prozesses auf diskrete Leistungsstufen ζ . Bei ζ handelt es sich dabei um einen Vektor, der die zulässigen Leistungsstufen aufnimmt. Ist der Vektor ζ nicht belegt, lässt sich die Leistung kontinuierlich zwischen der Mindest- und der Höchstleistung variieren.

$$P_{ij} \in \zeta, \forall i, j \quad (6.12)$$

6.1.3.6 Nebenbedingung – Laufzeit einer Phase

Über die Ungleichung (6.13) wird die Mindest- und Höchstlaufzeit pro Phase definiert [118]. Dabei ist \underline{T}_{ij} die Mindestzeit, die Phase j von Prozess i aktiv sein muss und \overline{T}_{ij} die entsprechend maximale Zeit.

$$\underline{T}_{ij} \leq \sum_{k=1}^m X_{ijk} \leq \overline{T}_{ij}, \forall i, j \quad (6.13)$$

6.1.3.7 Nebenbedingung – zulässige Betriebszeit einer Phase

In Formel (6.14) wird durch die Ungleichung dafür gesorgt, dass Phase j von Prozess i in Zeitschritt k nur dann aktiv sein kann, wenn dieser Zeitraum in die Betriebszeit \mathbf{B}_{ik} von Prozess i fällt [118]. Die Matrix \mathbf{B} enthält an den Elementen den Wert 1, an denen die Zeitschritte k von Prozess i in der zulässigen Betriebszeit liegen, ansonsten den Wert 0.

$$X_{ijk} \leq B_{ik}, \forall i, j, k \quad (6.14)$$

6.1.3.8 Nebenbedingung – Ununterbrochener Betrieb einer Phase

Über die drei Nebenbedingungen (6.15), (6.16) und (6.17) werden die oben beschriebenen Strukturvariablen \mathbf{X} und \mathbf{S} dergestalt verknüpft, dass der ununterbrochene Betrieb einer Phase sichergestellt wird [118].

$$\mathbf{X}_{ijk} \leq 1 - \mathbf{S}_{ijk}, \forall i, j, k \quad (6.15)$$

$$\mathbf{X}_{ij(k-1)} - \mathbf{X}_{ijk} \leq \mathbf{S}_{ijk}, \forall i, j, \forall k = 2, \dots, m \quad (6.16)$$

$$\mathbf{S}_{ij(k-1)} \leq \mathbf{S}_{ijk}, \forall i, j, \forall k = 2, 3, \dots, m \quad (6.17)$$

6.1.3.9 Nebenbedingung – Sequentieller Betrieb der Phasen

Die in (6.18) dargestellte Ungleichung stellt die sequentielle Bearbeitung der Phasen sicher [118]. Dadurch wird die Reihenfolge der Bearbeitung der Phasen eines Prozesses festgelegt. Erst nachdem eine Phase abgeschlossen ist, kann die Bearbeitung der nächsten beginnen.

$$\mathbf{X}_{ijk} \leq \mathbf{S}_{i(j-1)k}, \forall i, k, \forall j = 2, 3, \dots, n_i \quad (6.18)$$

6.1.3.10 Nebenbedingung – Spitzenleistung über alle Prozesse

In Ungleichung (6.19) ist die Beschränkung der Summenleistung definiert. Die Summenleistung aller Prozesse in allen Phasen muss zu jedem Zeitschritt kleiner als die für diesen Zeitschritt definierte Spitzenleistung ψ_k sein [118]. Durch die Berücksichtigung der Spitzenleistung kann eine Einbindung in ein innerbetriebliches Spitzenlastmanagement oder die Berücksichtigung von Betriebsmittelrestriktionen, beispielsweise einer beschränkten Leistung des speisenden Transformators, erfolgen.

$$\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{n_i} \mathbf{P}_{ijk} \leq \psi_k, \forall k \quad (6.19)$$

6.1.3.11 Nebenbedingung – Speicherfüllstand

Für die Bestimmung des Speicherfüllstandes gibt es jeweils Nebenbedingungen für den ersten und den letzten Zeitschritt, die in Formel (6.20) und (6.22) dargestellt sind. Für den ersten Zeitschritt ist mit v_{init} ein initialer Füllstand des Speichers vorgegeben, der Füllstand v_{final} muss im letzten Zeitschritt erreicht werden.

Für alle anderen Zeitschritte gilt die in Formel (6.21) definierte Nebenbedingung. Der Speicherfüllstand von Prozess i im Zeitschritt k bildet sich aus dem Speicherstand im vorangegangenen Zeitschritt, der Leistung der in diesem Zeitschritt aktiven Phase j multipliziert mit dem Wirkungsgrad der Ein- und Ausspeicherung η_i sowie der externen Speicherentnahme Z_{ik} . Bei dieser kann es sich zum Beispiel um die Veränderung des Speicherfüllstandes durch einen vor- oder nachgelagerten Prozess handeln, oder über diese Variable kann ein füllstandsunabhängiger Speicherverlust modelliert werden. Ein füllstandsabhängiger Speicherverlust wird anschließend noch über den Term $V_{i(k-1)} \beta_i$ beschrieben, wobei es sich bei $\beta_i \in \mathbb{R}$, ($0 \leq \beta_i \leq 1$) um den relativen Speicherverlustfaktor handelt.

$$V_{ik} = v_{init} + \sum_{j=1}^{n_i} P_{ijk} t \eta_i - Z_{ik} - V_{i(k-1)} \beta_i, \forall i, \forall k = 1 \quad (6.20)$$

$$V_{ik} = V_{i(k-1)} + \sum_{j=1}^{n_i} P_{ijk} t \eta_i - Z_{ik} - V_{i(k-1)} \beta_i, \forall i, \forall k = 2, \dots, m \quad (6.21)$$

$$V_{ik} = v_{final}, \forall i, \forall k = m \quad (6.22)$$

Die in Definition (6.23) beschriebene Strukturvariable V beschreibt dabei den Füllstand eines optional verfügbaren Speichers pro Prozess i und Zeitschritt k .

$$V_{ik} \in \mathbb{R}, \forall i, k \quad (6.23)$$

Die Festlegung (6.24) sorgt dafür, dass der minimale Speicherfüllstand \underline{V}_{ik} und der maximale Speicherfüllstand \bar{V}_{ik} , welche in jedem Zeitschritt variiert werden können, stets eingehalten werden. Über die zeitabhängige Festlegung der Speichergrenzen ist es zum Beispiel möglich, bei einem Prozess zur Oberflächenbeschichtung metallischer Werkstücke die minimale Temperatur eines Beschichtungsbeckens während der Arbeitszeiten höher als in Bereitschaftszeiten außerhalb der Arbeitszeit zu definieren.

$$\underline{V}_{ik} \leq V_{ik} \leq \bar{V}_{ik}, \forall i, k \quad (6.24)$$

6.1.4 Effiziente Lösung der Optimierungsaufgabe

Das beschriebene Optimierungsproblem wurde in *Matlab* auf Basis der *Yalmip*-Toolbox [120] modelliert. Diese bietet die Möglichkeit unterschiedliche Solver-Software zur Lösung des Optimierungsproblems einzubinden. Als Solver-Software wurden die Programme *Gurobi* und *Mosek* verwendet.

Optimierungsprobleme zur Ermittlung eines kostenminimalen Fahrplanes einer Anlage gelten allgemein als NP-äquivalent, umgangssprachlich also als „*vermutlich nicht effizient lösbar*“ [121], [122]. Die im Rahmen des Projektes „*Happy Power Hour*“ zu lösenden Optimierungsaufgaben zur Fahrplanermittlung von Anlagen für die Day-Ahead Auktion umfassen mit den 24 Stunden des Folgetages allerdings nur sehr wenige Zeitschritte und sind daher für die real auftretenden Prozessgrößen und Konstellationen problemlos zu lösen. Da Prognosen für die Day-Ahead Auktion mit einem Vorlauf von mehreren Stunden bis hin zu mehreren Tagen zur Verfügung stehen, stellt die Rechenzeit bei der Optimierung anhand der Day-Ahead Auktion keine Einschränkung dar.

Um im Rahmen von Erlösabschätzungen längere Zeiträume mit Berücksichtigung von Netznutzungsentgelten zu optimieren, ist aber die geschlossene Lösung für den gesamten Simulationszeitraum erforderlich. In Abbildung 6.3 ist die Entwicklung der erforderlichen Rechenzeit für die Optimierung von *Prozess 1* (siehe Abschnitt 7.1.1.1) bzw. einer gemeinsamen Lösung von zwei Prozessen des Typs *Prozess 1* dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Rechenzeit mit Verdoppelung der Prozessanzahl überproportional ansteigt. Die Simulation mit zwei Prozessen war für 350 Tage bereits nicht mehr zu lösen; der auf dem Testsystem zur Verfügung stehende Arbeitsspeicher von 16 GB reichte hierzu nicht aus.

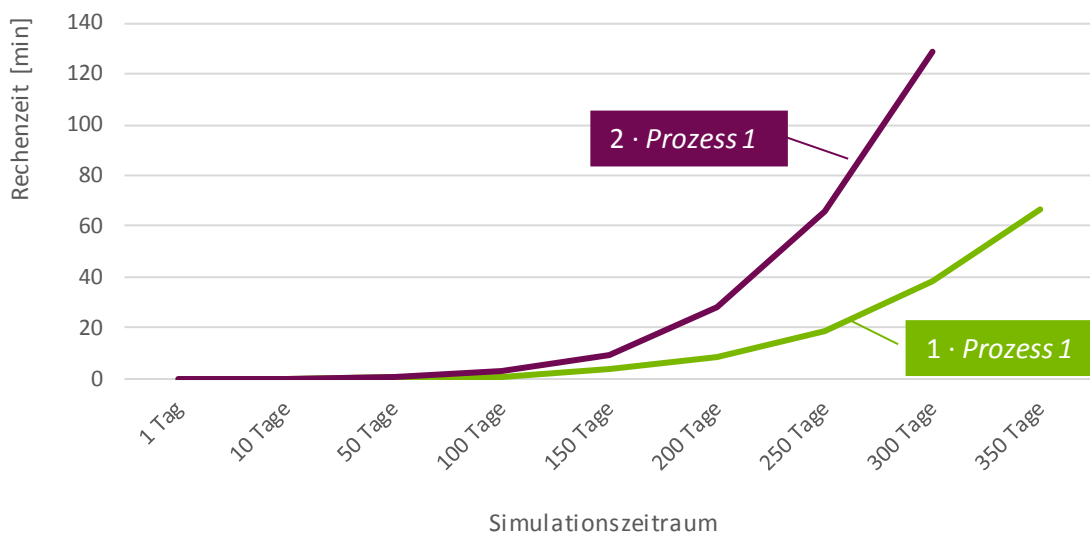


Abbildung 6.3: Entwicklung der Rechenzeit bei unterschiedlichen Simulationszeiträumen²³

Für die Simulation großer Zeiträume oder umfangreicher Prozesse mit vielen Phasen bzw. Kombinationen mehrerer Prozesse ist somit ein Rechner mit größerem Arbeitsspeicher erforderlich.

²³ Lösung des mit YALMIP modellierten Optimierungsproblems mit Gurobi auf einem PC mit Intel Core i7 64 Bit, 2,7 GHz, 16 GB RAM.

In Abbildung 6.4 ist die Entwicklung von Rechenzeit und benötigtem Arbeitsspeicher für die Optimierung eines Prozesses mit zwei Phasen dargestellt. Da in diesem Beispiel Netznutzungsentgelte berücksichtigt werden sollten, kann die Optimierung nicht tageweise entkoppelt werden, da für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte die jährliche Leistungsspitze benötigt wird, welche erst Ergebnis der Optimierung ist. Das Simulationswerkzeug erzeugt daher aus den Einsatzplänen für die einzelnen Tage einen einzelnen Prozess, welcher für jeden Tag eine entsprechende Anzahl von Phasen vorsieht. In diesem Beispiel ergibt sich somit aus den zwei Phasen pro Tag und dem Simulationszeitraum von 300 Tagen ein Prozess mit 600 Phasen – was zu einem enormen Anstieg sowohl der Rechenzeit als auch dem benötigten Arbeitsspeicher – auf bis zu 50,9 GB – führt.

Solche Simulationen sind auf einem üblichen Computer nicht mehr durchzuführen, sondern müssen auf spezielle Simulationsserver ausgelagert werden. *Amazon* stellt zum Beispiel mit der *Elastic Compute Cloud* (EC2) eine flexible Cloud-Umgebung zur Verfügung, die derzeit virtuelle Maschinen mit derzeit bis zu 1.952 GB Arbeitsspeicher bietet.

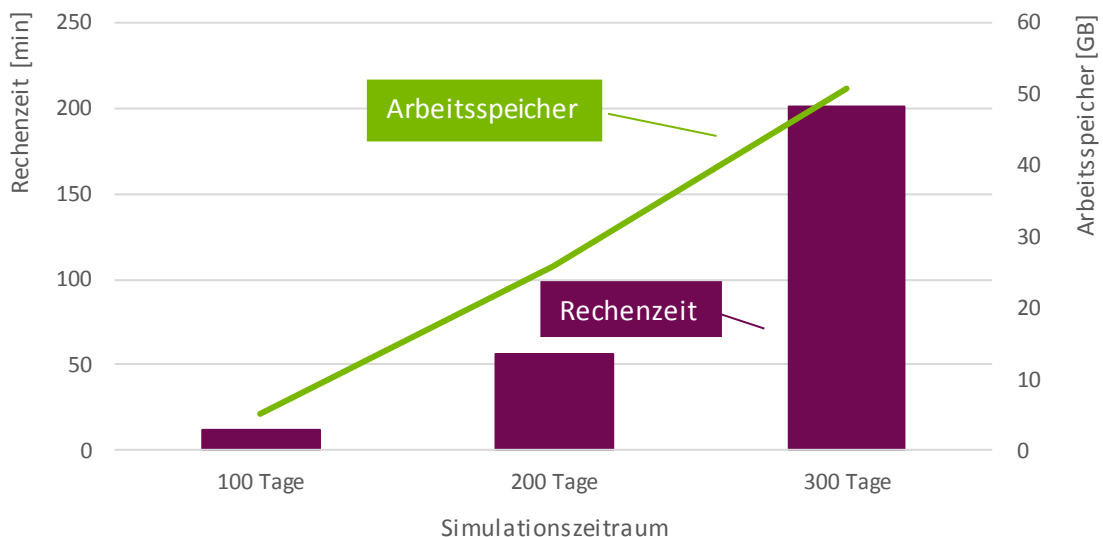


Abbildung 6.4: Entwicklung von Rechenzeit und benötigtem Arbeitsspeicher für einen Prozess mit zwei Phasen²⁴

In vielen praktischen Fällen müssen die Netznutzungsentgelte nicht explizit Teil der Untersuchung sein, sondern können beispielsweise über eine Spitzenleistungsrestriktion (die sich z.B. aus der letztjährigen Leistungsspitze bilden kann) abgebildet werden. Somit ist die Rechenzeit für viele Erlösabschätzungen kein begrenzendes Merkmal, in anderen Fällen kann über die oben beschriebene Cloud-Architektur Abhilfe geschaffen werden.

²⁴ Lösung des mit YALMIP modellierten Optimierungsproblems mit Gurobi auf einem Amazon EC2 Server mit 16 vCPU, 64 GB RAM (m4.4xlarge).

Für den Einsatz der Optimierung zur Berechnung der erlösoptimalen Fahrpläne im täglichen Rhythmus stellt die Rechenzeit bei der üblicherweise zu betrachtenden Anzahl von Prozessen eines Unternehmens keinerlei Einschränkung dar.

Bei der im nächsten Abschnitt gezeigten Kombination von Day-Ahead Auktion und kontinuierlichem Intradayhandel spielt die Rechenzeit im Gegensatz zur vorher gezeigten Day-Ahead Optimierung durchaus eine Rolle. Der Matching-Algorithmus der Day-Ahead Auktion ermittelt für alle Kauf- und Verkaufsangebote die idealen Handelspartner und fasst auch Mengen zusammen. Im kontinuierlichen Handel dagegen kommt ein Geschäft lediglich zustande, sobald Kauf- und Verkaufsgebot exakt übereinstimmen. Dies wird durch ein offenes Orderbuch realisiert, in welches Angebote und Nachfragen eingetragen werden können. Sobald ein Handelspartner mit einem Angebot einverstanden ist, also die exakt gebotene Energiemenge zu diesem Zeitpunkt zu diesem Preis kaufen bzw. verkaufen möchte, kommt der Handel zustande. Somit ist die Zeit, die ein Handelspartner benötigt, um ein neu eingegangenes Angebot zu bewerten, erfolgsentscheidend [79].

Über geeignete strategische Angebote kann die Handelsbereitschaft der anderen Marktteilnehmer zwar teilweise evaluiert werden, diese sind durch die maximal zulässige *Order-Trade-Ratio* (OTR)²⁵ von 50 allerdings beschränkt. Somit soll die Funktionsfähigkeit des Marktplatzes gewährleistet werden und die Entwicklung in Richtung des an anderen Börsen üblichen Hochgeschwindigkeitshandels gebremst werden [123].

6.1.4.1 Zerlegung des Optimierungsproblems

Da die Lösung der beschriebenen Optimierungsaufgabe bei Problemen der Größenordnung, wie sie bei der Analyse eines kompletten Jahres auftreten, teilweise nicht in vertretbaren Zeiträumen möglich ist, kann die Optimierungsaufgabe in den meisten Fällen in kleinere Probleme zerlegt werden. In Abbildung 6.5 ist der Ablauf des dafür entwickelten Algorithmus dargestellt.

Die Größe des Optimierungsproblems, also die Anzahl der zu optimierenden Prozesse und der zu betrachtende Zeitraum, hat eine direkte Auswirkung auf die Komplexität und damit auf die zur Lösung betrachtete Dauer. Je nachdem, ob Netznutzungsentgelte betrachtet werden sollen oder eine Spitzenleistungsrestriktion gesetzt ist – welche entweder eine Begrenzung hinsichtlich der Netznutzungsentgelte oder die Betrachtung einer technischen Restriktion in Industrieunternehmen oder vorgelagertem Netz darstellen kann – kann die Optimierung entkoppelt oder nur in einem Schritt durchgeführt werden.

²⁵ Die Order-Trade-Ratio beschreibt das Verhältnis der Anzahl der angebotenen Kontrakte zu den tatsächlich gehandelten. Durch diese Pönalisierung einer großen Anzahl von Angeboten ohne darauffolgenden Handel soll der automatisierte Handel beschränkt werden. Zusätzlich wurde im Juni 2016 das minimale Preisinkrement von $\Delta k = 0,01$ €/MWh auf $\Delta k = 0,10$ €/MWh erhöht.

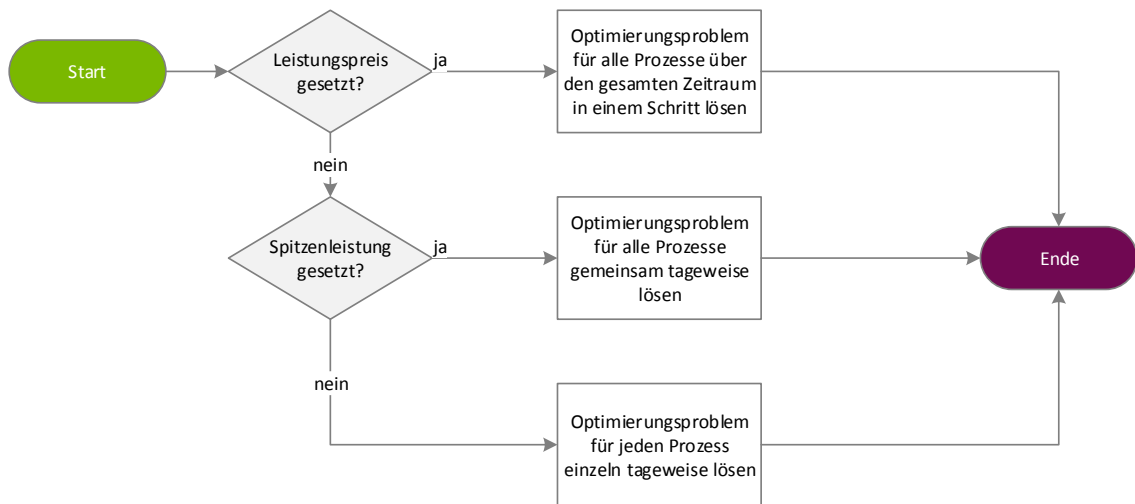


Abbildung 6.5: Ablaufschema Zerlegung des Optimierungsproblems

Wenn die Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte betrachtet werden soll, ist es notwendig, alle Prozesse über alle Zeitschritte gemeinsam zu optimieren, da diese auf Basis der jährlichen Leistungsspitze gebildet wird. Sollen die Netznutzungsentgelte nicht betrachtet werden, wird geprüft, ob eine Spitzenleistungsrestriktion gesetzt ist.

Wenn das der Fall ist, wird das Optimierungsproblem zeitlich zerlegt. Es wird tageweise für alle Prozesse gemeinsam gelöst. Wenn keine Spitzenleistungsrestriktion gesetzt ist, wird die Optimierungsaufgabe für jeden Prozess jeweils tageweise einzeln gelöst. Somit lässt sich die Rechenzeit und insbesondere der zur Lösung erforderliche Arbeitsspeicher erheblich reduzieren.

Um die Wirkung der tageweisen Zerlegung des Optimierungsproblems zu demonstrieren, wurde der in Abschnitt 7.1.1.1 vorgestellte Prozess 1 für den Zeitraum von 350 Tagen optimiert. Aus Tabelle 6.3 ist zu entnehmen, dass die Rechenzeit für die geschlossene Lösung in einem Schritt mit 66 Minuten gegenüber der Rechenzeit von 67,6 Sekunden für das in 350 Teilprobleme zerlegte Optimierungsproblem für die einzelnen Tage erheblich größer ist. Daher wird, wenn möglich, das Problem automatisch in einzelne Tage zerlegt, welche anschließend einzeln gelöst werden. Somit lässt sich die Rechenzeit für umfangreiche Simulationen dramatisch reduzieren.

Tabelle 6.3: Rechenzeit zur Optimierung von Prozess 1 über 350 Tage - mit und ohne Zerlegung des Optimierungsproblems

Variante	Rechenzeit ²⁶
ohne Zerlegung des Optimierungsproblems	4.012 Sekunden
mit Zerlegung des Optimierungsproblems in einzelne Tage	67,6 Sekunden

²⁶ Lösung des mit YALMIP modellierten Optimierungsproblems mit Gurobi auf einem PC mit Intel Core i7 64 Bit, 2,7 GHz, 16 GB RAM.

6.1.5 Kopplung von Day-Ahead Auktion und kontinuierlichem Intradayhandel zum Intraday Redispatch

Zusätzlich zur Day-Ahead Auktion bietet die Strombörse EPEXSpot mit dem kontinuierlichen Intradayhandel die Möglichkeit, bis zu 30 Minuten²⁷ vor Belieferung elektrische Energie in Stunden- und Viertelstundenprodukten zu handeln [73] (vgl. Abschnitt 3.5).

Die Einbindung des kontinuierlichen Intradayhandels in ein System dynamischer Stromtarife bietet die Möglichkeit, auch sehr kurzfristig noch Lastverschiebungen vornehmen zu können und somit von den deutlich größeren Preisschwankungen am kontinuierlichen Intradayhandel zu profitieren.

Um der vergleichsweise niedrigen Liquidität und dem großen Risiko von hohen Preisen aufgrund der starken Preisvolatilität im kontinuierlichen Intradayhandel zu begegnen, setzt das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Verfahren des Intraday Redispatches auf eine Kombination der beiden Handelsplätze Day-Ahead Auktion und kontinuierlichen Intradaymarkt [XII], [V]. Der zeitliche Ablauf des Intraday Redispatches ist in Abbildung 6.6 dargestellt.

Startpunkt des Verfahrens ist die in Abschnitt 6.1.3 beschriebene, auf einer Preisprognose basierende, Day-Ahead Optimierung. Mit dem Handel am sehr liquiden Day-Ahead Markt wird die gesamte benötigte Energie auf Basis des Optimierungsergebnisses beschafft. Der erzeugte Fahrplan wird an die Anlage übertragen, so dass der Betrieb der Anlage für den kommenden Tag sichergestellt ist und selbst ein Abbruch der Kommunikationsverbindung keine Unterbrechung im Betrieb verursachen würde.

Ab 16 Uhr des Vortages beginnt der kontinuierliche Viertelstundenhandel. Mit den dort anstehenden Preisen wird regelmäßig die in Abschnitt 6.1.7 beschriebene Optimierung durchgeführt, bis der Handelsschluss 30 Minuten vor Lieferzeitpunkt erreicht wurde. Der finale Fahrplan wird im Folgenden auf die Fernwirktechnik übertragen und der Prozess somit zum Betrieb vorbereitet.

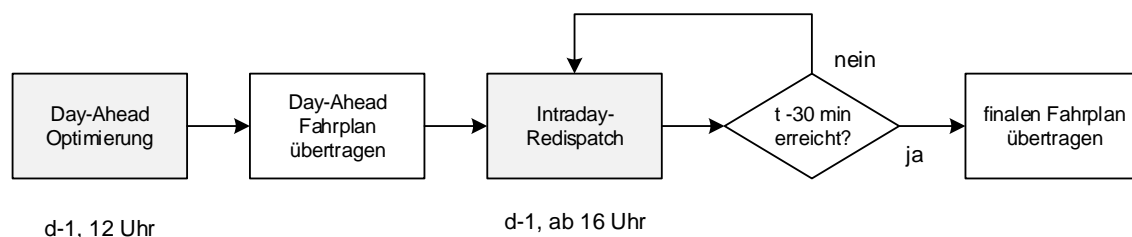


Abbildung 6.6: Zeitablauf Intraday Redispatch

²⁷ Ende 2017 wurde der Handel bis 5 Minuten vor Belieferung innerhalb der Regelzone ermöglicht. Da bislang aber kaum Preis- und Transaktionsdaten mit dieser Handelsvariante vorliegen, wird im Folgenden weiter mit dem etablierten Handelsvorlauf von 30 Minuten gearbeitet. Auf das vorgestellte Optimierungsproblem hat eine Änderung der Vorlaufzeit keine Auswirkung.

Wie in Abschnitt 6.1.3.1 dargestellt, ist das Ziel der Day-Ahead Optimierung die Berechnung eines Fahrplanes, welches alle Prozessrestriktionen einhält und zu minimalen Strombezugskosten führt. Für den Intraday Redispatch ergibt sich eine zusätzliche Restriktion, da zum Zeitpunkt des Intraday Redispatches die benötigte Energiemenge bereits vollständig beschafft wurde. Wird nun aufgrund sich ändernder Preise im kontinuierlichen Intradayhandel eine weitere Lastverschiebung vorgenommen, führt das zu einer Energiemenge, die bereits beschafft worden ist, nun aber nicht mehr benötigt wird (in Abbildung 6.7 grün schraffiert dargestellt) sowie einer Energiemenge, welche noch beschafft werden muss (in Abbildung 6.7 violett schraffiert dargestellt).

Das Ziel der Optimierung im Intraday Redispatch ist es deshalb, die Differenz der Kosten für diese beiden Energiemengen zu maximieren. Die Kosten des ursprünglichen Fahrplanes und die Kosten bzw. Erlöse für die zu handelnden Energiemengen spielen dabei keine Rolle.

Da sich im kontinuierlichen Intradayhandel ständig neue Preise für jede Viertelstunde ergeben, kann diese Optimierung in regelmäßigen Abständen, zum Beispiel jede Minute, vorgenommen werden. Sobald sich durch eine Verschiebung wieder eine positive Differenz für die Kosten der beiden Energiemengen ergibt, wird ein neuer Fahrplan generiert. Für einen Prozess entstehen so mitunter im Zeitverlauf zwischen Day Ahead Optimierung und dem spätesten Startzeitpunkt mehrere unterschiedliche Fahrpläne und damit auch mehrere Handelsgeschäfte.

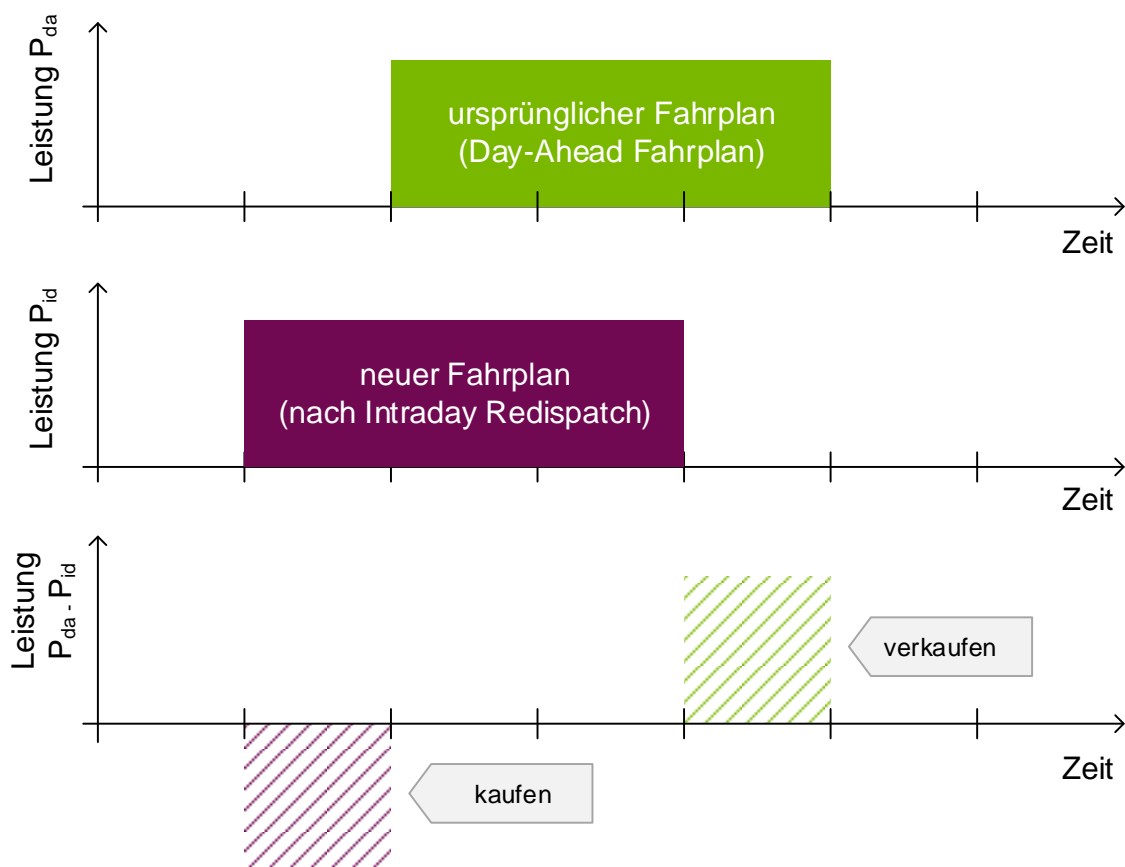


Abbildung 6.7: Prinzipdarstellung Intraday Redispatch

In dieser Arbeit werden historische Transaktionsdaten des Jahres 2016 verwendet. Die Intraday Redispatch Optimierung wurde dafür einmal pro Viertelstunde ausgeführt, dazu wurden alle Transaktionen in diesem Zeitraum zu einem mengengewichteten Mittelwert aggregiert. Im späteren Echtzeitbetrieb wird statt des mengengewichteten Mittelwertes eine Aufteilung der zu handelnden Energiemenge in ein Kauf- und Verkaufsgeschäft erforderlich sein, welche jeweils mit den aktuellen Bid- und Ask-Preisen²⁸ bewertet werden. Die Aggregation der Handelsgeschäfte auf mengengewichtete Mittelwerte und die Einschränkung auf liquide historische Handelszeitpunkte sorgen für eine eher pessimistische Abschätzung der erzielbaren Einsparungen.

6.1.6 Anforderungen an Prozesse für Intraday Redispatch

Aufgrund der großen Preisschwankungen und der kurzen Reaktionszeit im kontinuierlichen Intradayhandel eignen sich nur besonders flexible Prozesse für eine Optimierung mittels Intraday Redispatch. Eine indirekte Steuerung über Preisanreize ließe sich hierbei nur mit sehr kurzer Reaktionszeit realisieren, so dass im Folgenden von der in Abschnitt 5.2 beschriebenen direkten Steuerung der flexiblen Prozesse durch den Stromhändler ausgegangen wird.

6.1.7 Erweiterung des Optimierungsproblems auf Intraday Redispatch

Der Optimierungsalgorithmus für den Intraday Redispatch wird für jeden Prozess einzeln durchgeführt. Dahinter steckt die Annahme, dass die untertägigen Lastverschiebungen, die sich aus dem Intraday Redispatch ergeben, keine Erhöhung der vortägig im Rahmen der Day-Ahead Optimierung geplanten Spitzenleistung rechtfertigen. Die Spitzenleistung kann im Intraday Redispatch als Restriktion mit einem nicht zu überschreitenden Leistungswert pro Viertelstunde vorgegeben werden.

Die Modellierung der flexiblen Anlagen in Prozessen und Phasen ist gegenüber der Day-Ahead Optimierung bis auf die Umstellung auf Viertelstundenzeitschritte unverändert. Die Nebenbedingungen des Day-Ahead Optimierungsproblems gehen unverändert auch in die Optimierung für den Intraday Redispatch ein, werden aber um zusätzliche Nebenbedingungen ergänzt.

²⁸ Bid- und Ask beschreiben die Preise im Orderbuch, zu denen im kontinuierlichen Handel Energie gekauft und verkauft werden kann.

6.1.7.1 Zielfunktion

Das Ziel des Intraday Redispatch ist es, den am Vortag erstellten Fahrplan dergestalt zu verschieben, dass die Erlöse der zu verkaufenden Energiemenge die Kosten für die nachzukaufenden Energiemengen übersteigen. Lässt sich kein zusätzlicher Erlös aus der zeitlichen Verschiebung erzielen, ergibt die Optimierung wieder den identischen Fahrplan (also den Day-Ahead Fahrplan oder den Fahrplan des letzten Intraday Redispatches). Die zu tätigen Handelsgeschäfte werden aus der Differenz zwischen dem letzten und dem aktuellen Fahrplan definiert, aus identischen Fahrplänen resultieren demnach keine Handelsgeschäfte.

Die in Formel (6.25) definierte Zielfunktion basiert auf der in Abschnitt 6.1.3.1 diskutierten Formulierung für die Day-Ahead Optimierung. Allerdings wird an Stelle der Reduktion der Energiebezugskosten durch Ermittlung eines kostenminimalen Fahrplanes nun die Differenz der Erlöse der zu verkaufenden und den Kosten der nachzukaufenden Energiemengen im kontinuierlichen Intradayhandel maximiert.

$$\max \left\{ \sum_{k=1}^m \left[c_{id_k} \left(\sum_{j=1}^{n_i} P_{jk} - \sum_{j=1}^{n_i} \widetilde{P}_{jk} \right) t + c_{trade} \left(\sum_{j=1}^{n_i} P_{jk} - \sum_{j=1}^{n_i} \widetilde{P}_{jk} \right) t \right] \right\} \quad (6.25)$$

Mit $\sum_{j=1}^{n_i} P_{jk}$ ist die Leistung aller Phasen im Zeitschritt k beschrieben, die im letzten Fahrplan eingeplant wurde. Dabei kann es sich entweder um den Fahrplan der Day Ahead Optimierung handeln oder – falls es nicht der erste Intraday Redispatch ist – der Fahrplan nach dem letzten Intraday Redispatch. \widetilde{P}_{jk} beschreibt dabei die Leistung, die der Prozess in Phase j im Zeitschritt k nach dem Intraday Redispatch bezieht.

c_{id_k} bezeichnet den aktuell gültigen Preis am kontinuierlichen Intradaymarkt für die Lieferviertelstunde k . Der zweite Summand bewertet die gehandelte Energiemenge mit den statischen Handelsgebühren c_{trade} .

6.1.7.2 Nebenbedingung - Handelsvolumen

$$\left| \left(\sum_{j=1}^{n_i} P_{jk} - \sum_{j=1}^{n_i} \widetilde{P}_{jk} \right) t \right| \leq E_{trade_k}, \forall k \quad (6.26)$$

Da die Liquidität des kontinuierlichen Intradayhandel, insbesondere außerhalb der letzten Stunden vor Belieferung, gering ist, wird in Formel (6.26) das handelbare Volumen, welches sich aus der Differenz des alten und des neuen Fahrplanes ergibt, auf das zum Zeitschritt k mögliche Handelsvolumen E_{trade_k} beschränkt.

Da diese Simulation auf den Daten der tatsächlich abgeschlossenen Handelsgeschäfte im Jahr 2016 beruht, stellt der erzielbare Erlös eine Beschränkung nach unten dar. Neben den tatsächlich durchgeführten Transaktionen kann es Marktteilnehmer geben, die für einen geringfügig höheren oder niedrigeren Preis zu einem Kauf bzw. Verkauf bereit gewesen wären.

6.1.8 Grenzen des Optimierungsmodells

Das entwickelte Optimierungsmodell ermöglicht mit dem Intraday Redispatch eine Kopplung von Day-Ahead Auktion und kontinuierlichem Intradayhandel. Eine zusätzliche Einbindung der Intraday-Auktion wäre analog zum ersten Intraday Redispatch künftig möglich, insbesondere zur Strukturierung des Ergebnisses der Day-Ahead Auktion in Viertelstundenzeitscheiben. Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierungsmodell nutzt im kontinuierlichen Intradayhandel ausschließlich die Viertelstundenprodukte, weil diese die höchste Volatilität zeigen und die kleinteiligste Lastverschiebung ermöglicht. Zusätzlich wäre eine Kombination mit den Halbstunden- und Stundenprodukten im kontinuierlichen Intradayhandel denkbar. Die Blockprodukte, die die Day-Ahead Auktion anbietet, finden hierbei ebenfalls keine Verwendung. Diese sind eher für die Strukturierung des Anfahrverhaltens großer konventioneller Kraftwerke gedacht und überschreiten mit den geforderten Mindestangebotsmengen schnell die mit dieser Arbeit angestrebten Handelsvolumina.

Nutzung von Preisunterschieden zwischen den einzelnen Marktplätzen, zum Beispiel zwischen Day-Ahead Auktion, Intraday-Auktion und kurzfristigem Intradayhandel, zur reinen Arbitrage ohne nachgelagerte flexible Prozesse, findet im Rahmen dieser Arbeit keine Verwendung. Die flexiblen Anlagen könnten prinzipiell genutzt werden, um solche Arbitragegeschäfte abzusichern. Da dies allerdings nicht zur Erreichung des Zieles, Industrieprozesse möglichst optimal zu betreiben, dient, sondern lediglich davon unabhängige Handelsgeschäfte darstellt, wird die Arbitrage zwischen den Marktplätzen hier nicht weiter berücksichtigt.

Die zahlreichen Ausnahmetatbestände und Vergünstigungen, die insbesondere große Industrieunternehmen im Rahmen des EEG und der StromNEV erreichen können, finden im Optimierungsmodell keine Anwendung. Die Wirkung der Entlastungsregelungen für Netznutzungsentgelte und die EEG-Umlage kann in der Optimierung berücksichtigt werden, eine Beschränkung auf gewisse Jahresnutzungsdauern zur Sicherstellung der Entlastung dagegen nicht. Unternehmen, die von diesen Regelungen betroffen sind, sorgen über eine separate Überwachung für eine Sicherstellung der korrekten Betriebsparameter.

Zahlreiche Unternehmen betreiben Eigenerzeugungsanlagen, häufig Photovoltaikanlagen sowie Blockheizkraftwerke. Die Betriebsweise dieser ist aktuell nicht Teil der Optimierung. Eine Berücksichtigung könnte über eine Steigerung des selbstverbrauchten Stroms Kostenvorteile aufweisen. In der Regel sind diese Anlagen aber derart ausgelegt, dass sie ohnehin nur den sicheren Grundlastbedarf des Unternehmens decken.

Bei der parametergeführten Modellierung können alle relevanten Größen eines elektrischen Batteriespeichers bzw. eines äquivalenten Produktspeichers beschrieben werden. Eine Modellierung nichtlinearer Zusammenhänge zwischen Leistung und Speicherfüllstand sowie füllstandsabhängiger Wirkungsgrade ist bislang nicht möglich.

Um eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit eines dynamischen Stromtarifes aus Sicht des Stromhändlers vorzunehmen, wären weitere Kosten zu berücksichtigen, zum Beispiel Fixkosten für den Handelszugang und die erforderliche Infrastruktur und personelle Ausstattung der Handelsabteilung. Eine Übersicht dieser Kosten findet sich zum Beispiel in [38].

6.2 Simulationswerkzeug DRSim

Um neben der Ermittlung eines optimalen Fahrplanes für einen einzelnen Tag auch Untersuchungen über längere Zeiträume durchführen zu können, wurde das Simulationswerkzeug DRSim²⁹ entwickelt. Im folgenden Abschnitt werden der Aufbau und die Einsatzmöglichkeiten beschrieben.

6.2.1 Einsatzzweck der Simulationsumgebung

Das oben beschriebene Optimierungsproblem kann für zwei unterschiedliche Einsatzzwecke Verwendung finden. Es wird zur Simulation möglicher Erlöse eingesetzt, welche durchgeführt wird, bevor der dynamische Stromtarif bei einem Industrieunternehmen implementiert wird. Eine weitere Verwendungsmöglichkeit ist die Generierung von Fahrplänen und den zugehörigen Handelsgeschäften im Echtzeitbetrieb. Anhand der gleichen Algorithmen wird sowohl ein längerer Zeitraum, in der Regel mindestens ein Jahr, simuliert, um den Wert der zu erschließenden Flexibilität geeignet abschätzen zu können als auch die Fahrplangenerierung im Echtzeitbetrieb durchgeführt.

6.2.2 Beschreibung der Simulationsumgebung

Die entwickelte Simulationsumgebung ermöglicht sowohl die Optimierung von Fahrplänen für einzelne Anlagen im Echtzeitbetrieb, als auch die Untersuchung von Anlagen über längere Zeiträume zur Abschätzung der Erlösmöglichkeiten für Industrieprozesse.

Der Aufbau der Simulationsumgebung ist in Abbildung 6.8 schematisch dargestellt. Startpunkt der Simulation ist die Definition der zu untersuchenden Prozesse. Dabei können alle in Abschnitt 6.1.2 vorgestellten Parameter verwendet werden. Mit dem Definieren eines Prozesses werden dessen technische und betriebliche Restriktionen abgebildet.

²⁹ Die Abkürzung DRSim steht für *Demand Response Simulation*

Der konkrete Einsatz wird im nächsten Schritt bei der Bildung von Einsatzplänen geplant. Dabei können für jeden Prozess ein oder mehrere Einsatzpläne angelegt werden, in welchen definiert wird, wann der Prozess eingesetzt werden soll – beispielsweise das ganze Jahr durchgehend an Werktagen, oder nur an ausgewählten Wochentagen. Diese Grobplanung durch Einsatzpläne kann zum Beispiel auf Grund von Arbeitszeiten vorgenommen werden und wird als zeitliche Restriktionen für den Betrieb der Prozesse in der Optimierung verwendet.

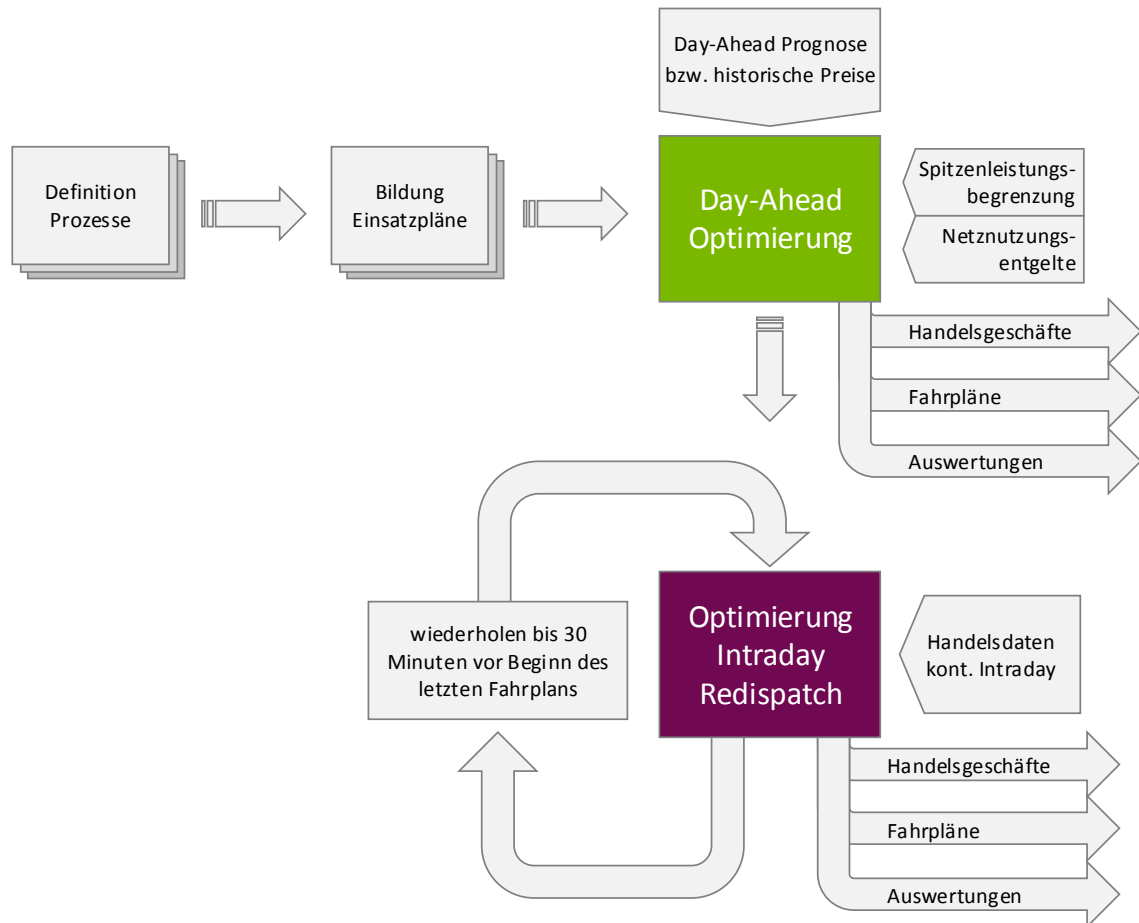


Abbildung 6.8: Aufbau der Simulationsumgebung

In Abbildung 6.9 ist ein Beispiel eines Einsatzplanes dargestellt. Dieser Einsatzplan für 8 Tage besteht aus drei Prozessen. Prozess 1 soll einmal täglich ausgeführt werden. Prozess 2 soll zwei Mal ausgeführt werden, dazu stehen zwei Zeitfenster zur Verfügung, die sich jeweils über drei Tage ziehen. Prozess 3 soll an den beiden Wochenendtagen jeweils einmal betrieben werden.

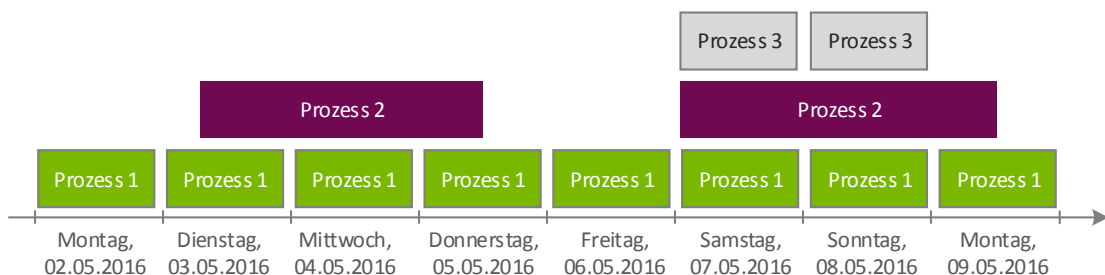


Abbildung 6.9: Exemplarische Darstellung eines Einsatzplanes

Als Preiszeitreihe sind die Ergebnisse der Day-Ahead Auktion und des kontinuierlichen Intradayhandels des Jahres 2016 hinterlegt, diese können aber angepasst bzw. überschrieben werden. Somit ist zum Beispiel die Untersuchung von unterschiedlichen Szenarien der künftigen Preisentwicklung möglich.

Optional kann für eine Simulation eine Spitzenleistungsrestriktion gesetzt werden. Diese kann entweder als unbeschränkt oder für jeden Zeitschritt einzeln festgelegt werden.

Da die Netznutzungsentgelte von Unternehmen zu Unternehmen variieren, können sowohl der Leistungspreis- als auch der Arbeitspreisanteil der Netznutzungsentgelte individuell festgelegt werden. Sind beide Preisbestandteile nicht gesetzt, werden die Netznutzungsentgelte bei der Optimierung nicht betrachtet.

Mit diesen Eingangsdaten wird die eigentliche Day-Ahead Optimierung ausgeführt. Je nach gewählter Untersuchungsvariante (Berücksichtigung von Netznutzungsentgelten und Begrenzung der Spitzenleistung) wird das Optimierungsproblem nach dem in Abschnitt 6.1.4.1 vorgestellten Verfahren in kleinere Probleme zerlegt oder geschlossen in einem Schritt gelöst. Aus dem Ergebnis der Optimierungsaufgabe werden anschließend die erforderlichen Handelsgeschäfte, die Fahrpläne für jede einzelne Anlage sowie auf Wunsch umfangreiche Auswertungen zur erzielten Einsparung und Visualisierungen der Fahrpläne erstellt.

Wenn anschließend eine Intraday Redispatch Optimierung durchgeführt werden soll, werden die Ergebnisse der Day-Ahead Optimierung als Eingangsdaten in den nächsten Schritt übernommen und mit den Preis- und Handelsvolumen aus dem kontinuierlichen Intradayhandel kombiniert.

Die Optimierung für den Intraday Redispatch wird zyklisch ausgeführt. Nach jedem Optimierungsschritt – wenn sich ein zusätzlicher Erlös aus einer Lastverschiebung ergeben hat – werden die entsprechenden Handelsgeschäfte (Kaufs- und Verkaufsaufträge im kontinuierlichen Intradayhandel), die resultierenden Fahrpläne für die Anlagen sowie auf Wunsch umfangreiche Auswertungen exportiert. Die Intraday Redispatch Optimierung wird so lange zyklisch wiederholt, bis der Beginn des zuletzt erstellten Fahrplanes weniger als 30 Minuten in der Zukunft liegt – ein Handel am kontinuierlichen Intradaymarkt also nicht mehr möglich ist.

Ergebnis eines Simulationsdurchlaufes sind die erzeugten Fahrpläne für die flexiblen Prozesse sowie die resultierenden Handelsgeschäfte für die Day-Ahead Auktion sowie den kontinuierlichen Intradayhandel. Zusätzlich werden auf Wunsch Auswertungen zum Optimierungsergebnis ausgegeben, zum Beispiel ein Vergleich zu durchschnittlichen Spotmarktpreisen und der realisierten Einsparung.

7 Praktische Anwendung des entwickelten Verfahrens

7.1.1 Beschreibung der untersuchten Beispielprozesse

Die folgenden Untersuchungen wurden mit einem synthetischen und mehreren realen Prozessen der am Forschungsprojekt „Happy Power Hour“ beteiligten Industriepartner durchgeführt (vgl. Abschnitt 5.2). In den folgenden Abschnitten sind die wichtigsten Parameter der durchgängig verwendeten Beispielprozesse genannt, eine vollständige Auflistung findet sich im Anhang.

7.1.1.1 Prozess 1 – fiktiver Prozess

Bei *Prozess 1* handelt es sich um einen synthetischen Beispielprozess, der keine zeitlichen Einschränkungen aufweist. Durch die Festlegung der Leistungs- und Energierestriktionen (siehe Tabelle 7.1) kann der Prozess als nahezu idealer Prozess verstanden werden und somit als obere Grenze für erzielbare Einsparungen Verwendung finden.

Tabelle 7.1: Auswahl von Parametern von Prozess 1

Parameter	Variable	Prozess 1
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	1.000 kW
Benötigte Energie pro Tag	E	5.000 kWh
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	täglich

7.1.1.2 Prozess 2 – Ladung von Elektrogabelstaplern

Als *Prozess 2* wird die Ladestation von Elektrogabelstaplern in einem Logistikunternehmen referenziert. In einer Halle werden nach dem Ende des Schichtbetriebes gegen 0 Uhr alle Elektrogabelstapler (etwa 30 Fahrzeuge) an Ladesäulen angeschlossen. Bisher verläuft der Ladevorgang ungesteuert und beginnt sofort. Da die Elektrogabelstapler allerdings erst zum Schichtbeginn um 7 Uhr aufgeladen sein müssen, kann der Ladevorgang strompreisoptimiert im Laufe der Nacht durchgeführt werden.

Die Steuerung der Ladevorgänge wird durch eine gemeinsame Freischaltung von allen Ladestationen gleichzeitig realisiert, somit werden die vielen einzelnen Ladestationen in der folgenden Optimierung gemeinsam als ein einzelner Prozess behandelt.

Dieser Prozess ist ein ideales Beispiel für die Nutzung bereits vorhandener Flexibilitäten, welche sich nicht auf die Betriebsweise und die eigentliche Nutzung bzw. Produktion auswirken. Es werden lediglich die bislang ungenutzten Flexibilitätsoptionen erschlossen und kostenreduzierend eingesetzt.

Da in diesem Beispiel keine bidirektionale Nutzung der Batteriespeicher vorgesehen ist, wird der Speicher als flexibler Verbraucher und nicht explizit als Energiespeicher modelliert (siehe Tabelle 7.2). In Abschnitt 7.3.5.3 wird die Kombination aus bidirektionalem Laden und zeitlicher Arbitrage diskutiert. Die Gesamtleistung des Prozesses beträgt $P = 150 \text{ kW}$, benötigt wird innerhalb der Betriebszeit eine Energie von $E = 450 \text{ kWh}$. Eine vollständige Auflistung der Parameter findet sich im Anhang in Abschnitt 12.1.1.

Tabelle 7.2: Auswahl von Parametern von Prozess 2

Parameter	Variable	Prozess 2
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	150 kW
Benötigte Energie pro Tag	E	450 kWh
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	7 Uhr
Betriebszeit	B	täglich

7.1.1.3 Prozess 3 – Batteriespeicher

Um die Möglichkeiten zur zeitlichen Arbitrage zu simulieren wird als *Prozess 3* ein Batteriespeicher in Lithium-Eisenphosphat-Technologie untersucht. Der maximale Speicherfüllstand beträgt $\bar{V} = 446,4 \text{ kWh}$, die Ein- und Ausspeicherleistung $\bar{P} = 500 \text{ kW}$ bzw. $\underline{P} = -500 \text{ kW}$. Die Entladetiefe beträgt 80 %, der Preis $k = 680.000 \text{ €}$ [124]. Eine Auswahl der Parameter ist in Tabelle 7.3 dargestellt, die vollständigen Parameter sind in Anhang 12.1.3 aufgeführt.

Tabelle 7.3: Auswahl von Parametern von Prozess 3

Parameter	Variable	Prozess 3
Mindestleistung	\underline{P}	-500 kW
Maximalleistung	\bar{P}	500 kW
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	täglich
Mindest- & Höchstfüllstand Speicher	\underline{V} / \bar{V}	89,28 kWh / 446,4 kWh
Start- und Endfüllstand Speicher	$v_{\text{init}} / v_{\text{final}}$	200 kWh
Relative Verluste Speicher	β	0,5 % pro Zeitschritt

7.1.1.4 Prozess 4 – Batteriespeicher mit externer Entnahme

Der fiktive *Prozess 4* beschreibt einen Batteriespeicher, der die in Tabelle 7.4 aufgelisteten Parameter aufweist. Über den Parameter „Externe Entnahme Speicher“ wird hierbei ein externes Entleeren des Speichers simuliert – in den unterschiedlichen Zeitschritten wird ein Teil der gespeicherten Energie aus dem Speicher entnommen.

Der Speicherfüllstand kann in diesem Beispiel zwischen $\underline{V} = 100 \text{ kWh}$ und $\bar{V} = 600 \text{ kWh}$ variieren, am Anfang und am Ende jeden Tages muss der Füllstand v_{init} bzw. $v_{\text{final}} = 350 \text{ kWh}$ betragen. Um in den Beispielen die Auswirkung der Speicherverluste deutlicher zu sehen, weist der Speicher pro Zeitschritt Verluste von $\beta = 5 \%$ des jeweiligen Füllstandes auf. Das Ein- und Ausspeichern erfolgt mit einem Wirkungsgrad von $\eta = 95 \%$. Es erfolgt eine externe Speicherentnahme, zum Beispiel durch einen nachgelagerten Prozess, in den Zeitschritten 7 bis 11 mit den in Tabelle 7.4 aufgelisteten Energien.

Tabelle 7.4: Auswahl von Parametern von Beispielprozess 4

Parameter	Variable	Prozess 4
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	500 kW
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Mindest- & Höchstfüllstand Speicher	$\underline{V} / \overline{V}$	100 kWh / 600 kWh
Start- und Endfüllstand Speicher	$V_{\text{init}} / V_{\text{final}}$	350 kWh
Relative Verluste Speicher	β	5 % pro Zeitschritt
Externe Entnahme Speicher	Z	7. Zeitschritt: 200 kWh 8. Zeitschritt: 300 kWh 9. Zeitschritt: 400 kWh 10. Zeitschritt: 300 kWh 11. Zeitschritt: 200 kWh

7.1.1.5 Prozess 5 – Prozess mit drei Phasen und diskreten Leistungsstufen

Bei *Prozess 5* handelt es sich um einen Prozess, welcher als programmgeführter Prozess mit drei Phasen modelliert wird. Die drei Phasen unterscheiden sich in der benötigten Energie, aber auch in den zulässigen diskreten Leistungsstufen. Eine Auswahl der Parameter ist in Tabelle 7.5 dargestellt, die vollständige Auflistung findet sich im Anhang.

Tabelle 7.5: Auswahl von Parametern von Prozess 5

Parameter	Variable	Prozess 5 Phase 1	Prozess 5 Phase 2	Prozess 5 Phase 3
Mindestleistung	\underline{P}	1.000 kW	1.000 kW	1.000 kW
Maximalleistung	\overline{P}	2.000 kW	2.000 kW	2.000 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich	0 kW 1.000 kW 1.500 kW 2.000 kW	0 kW 1.500 kW 2.000 kW
Benötigte Energie	E	6.000 kWh	5.000 kWh	5.000 kWh
Mindestpause vorher	\underline{D}	-	2 Stunden	2 Stunden

7.1.1.6 Prozess 6 – funktionaler Speicher mit externer Entnahme

Prozess 6 stellt einen funktionalen Speicher in parametergeführter Modellierung dar. Dabei kann es sich beispielsweise um einen Produktspeicher handeln, aus dem jeweils täglich in der 5. bis 8. Stunde jeweils Produkte mit einem energetischen Äquivalent von $Z = 200$ kWh entnommen werden. Eine Auswahl der Parameter ist in Tabelle 7.6 dargestellt, die vollständige Auflistung findet sich im Anhang.

Tabelle 7.6: Auswahl von Parametern von Prozess 6

Parameter	Variable	Prozess 6
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	150 kW
Mindest- & Höchstfüllstand Speicher	$\underline{V} / \overline{V}$	100 kWh 700 kWh
Initialer /finaler Füllstand Speicher	$v_{\text{init}} / v_{\text{final}}$	400 kWh
Externe Entnahme Speicher	Z	5.-8. Zeitschritt: 200 kWh

7.1.1.7 Prozess 7 – Produktspeicher eines Schmiedehammers

Bei *Prozess 7* handelt es sich um einen funktionalen Speicher, welcher in parametergeführter Modellierung beschrieben wird. *Prozess 7* setzt sich aus einem Schmiedehammer mit konduktiver Vorwärmeinrichtung, welche das Rohmaterial (Pillar) durch eine elektrische Durchströmung auf die für das Bearbeiten in der Gesenkschmiede erforderliche Temperatur erwärmt. An den Schmiedevorgang angeschlossen ist ein Zwischenlager, in welchem die geschmiedeten Werkstücke in Metallboxen gelagert werden können, bis sie zur Weiterverarbeitung in den folgenden Prozessen transportiert werden.

Die Flexibilität der Lagerfläche wird durch ihr elektrisches Äquivalent dargestellt. Da die Lagerfläche die Produktion von vier Stunden Produktion unter Maximalleistung aufnehmen kann, beträgt der maximale Füllstand $\overline{V} = 2.800$ kWh, der minimale Füllstand \underline{V} ist mit 0 kWh hinterlegt, da das Lager durch die nachfolgenden Prozesse komplett geleert werden kann. Es wird angenommen, dass die weiterverarbeitenden Prozesse nur in der Zeit von 8⁰⁰ Uhr bis 20⁰⁰ Uhr betrieben werden, daher wird eine externe Speicherentnahme von je $Z = 650$ kWh pro Stunde in diesem Zeitraum modelliert. Die Lagerfläche soll zu Beginn und zum Ende eines jeden Tages zur Hälfte gefüllt sein, eine tagesübergreifende Flexibilitätsnutzung ist in diesem Beispiel nicht vorgesehen. Eine Auswahl der Parameter ist in Tabelle 7.9 dargestellt, die vollständige Auflistung findet sich im Anhang.

Tabelle 7.7: Auswahl von Parametern von Prozess 7

Parameter	Variable	Prozess 7
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	700 kW
Mindest- & Höchstfüllstand Speicher	$\underline{V} / \overline{V}$	0 kWh 2.800 kWh
Initialer /finaler Füllstand Speicher	$V_{\text{init}} / V_{\text{final}}$	1.400 kWh
Externe Entnahme Speicher	Z	7.-19. Zeitschritt: je 650 kWh

7.1.2 Verwendete Preiszeitreihe

Für die Optimierung werden die Day-Ahead Spotmarktpreise und Ergebnisse des kontinuierlichen Intradayhandels aus dem Jahr 2016 verwendet. Die einzelnen Transaktionen des kontinuierlichen Intradayhandels wurden dabei jeweils im Viertelstundenraster zu mengengewichteten Mittelwerten aggregiert, um schneller Simulationen über große Zeiträume zu ermöglichen.

In der Auswertung der durchgeführten Optimierungen ist der Vergleich der resultierenden Kosten mit den bisherigen Kosten eine wichtige Frage. Da in der Regel keine Informationen über den „unverschobenen“ Lastgang vorliegen, können diese nicht zur Bildung einer Preisreferenz herangezogen werden. Insbesondere für dynamische Stromtarife im Bereich der Haushaltskunden gibt es Verfahren zur Bildung eines Referenzlastgangs [125], diese sind für die häufig wenig periodischen Lastprofile von Industrieunternehmen aber nicht gut geeignet.

Als Referenz werden im Rahmen dieser Arbeit stets die durchschnittlichen Kosten aller 8760 Stunden eines Jahres für elektrische Energie am Day-Ahead Spotmarkt herangezogen (2016: $k = 29,98 \text{ €/MWh}$), da keine Informationen über die ursprünglich geplante Betriebsweise vorliegen. Es wird angenommen, dass die zu verschiebende Energiemenge im Vergleich zum Gesamtverbrauch des Unternehmens gering ist, so dass sich keine Auswirkungen auf die Beschaffungskosten des Gesamtlastgangs ergeben. Um die Prozesse der unterschiedlichen Unternehmen vergleichen zu können, wird nicht mit den spezifischen Strompreisen der einzelnen Unternehmen gerechnet, welche sich ja größtenteils auch aus dem historischen Lastgang zusammensetzen, sondern mit den mittleren Spotmarktpreisen.

7.2 Optimierung am Day-Ahead Marktplatz

Im folgenden Abschnitt werden die Simulationsergebnisse für die oben beschriebenen Beispielprozesse für die Day-Ahead Optimierung für ein Jahr vorgestellt. Dabei wird zunächst nur ein Vergleich des Optimierungsergebnisses mit durchschnittlichen Preisen vorgenommen, anschließend werden die Auswirkungen von Netznutzungsentgelten und einer dynamisierten EEG-Umlage untersucht.

7.2.1 Simulation der Einsparungen für ein Jahr

7.2.1.1 Jahressimulation von Prozess 1

Da keine übergreifenden Restriktionen gesetzt sind, wird die Optimierung tageweise durchgeführt (vgl. Abschnitt 6.1.4.1). Das in Abbildung 7.1 dargestellte Ergebnis der Optimierung von *Prozess 1* zeigt, dass die Kosten für den optimierten Fahrplan an den meisten Tagen unterhalb den Kosten bei Verwendung des durchschnittlichen Spotmarktpreises liegen. Der extreme Ausreißer am 08.05.2016 ist durch die an diesem Muttertag aufgetretenen extremen Preise von bis zu $k = -130,09 \text{ €/MWh}$ zu erklären. Da die Restriktionen eine Verschiebung in diese günstige Stunde im Nachmittagsbereich erlauben konnte diese negative Preisspitze optimal ausgenutzt werden.

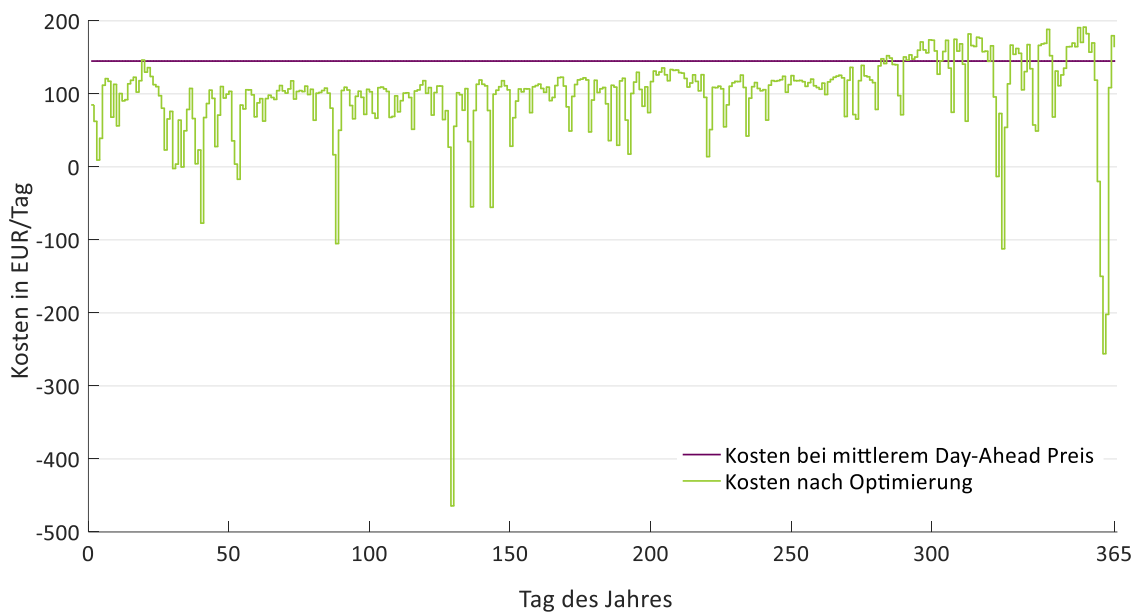


Abbildung 7.1: Simulationsergebnis für Prozess 1, Jahressimulation mit Kosten bei durchschnittlichen Preisen und Kosten nach Day-Ahead Optimierung

Im Durchschnitt wird, wie in Tabelle 7.8 dargestellt, eine Einsparung gegenüber durchschnittlichen Spotmarktpreisen von 31,5 % erzielt. Damit liegen die Kosten des optimierten Fahrplanes im Jahresmittel bei $k = 19,86 \text{ €/MWh}$.

Den Einsparungen von $k = 16.651,23 \text{ €}$ stehen insbesondere die Kosten für die im automatischen Betrieb notwendige Fernwirktechnik gegenüber. Das eingesetzte Fernwirkgerät kostet $k = 900 \text{ €}$, zusätzlich sind weitere Module zur Prozessankopplung notwendig, je nachdem, welche Schnittstellen zum Prozess genutzt werden können.

Tabelle 7.8: Ergebnis der Jahresoptimierung von Prozess 1 (nur Beschaffungspreis)

Ergebnis der Jahresoptimierung Prozess 1	
Kosten bei durchschnittlichem Day-Ahead Preis	52.888,50 € ³⁰
Kosten des optimierten Fahrplans	36.237,27 €
Erzielte Einsparung	16.651,23 € (31,5 %)
Durchschnittliche Kosten des optimierten Fahrplanes	19,86 €/MWh
Durchschnittlicher Day-Ahead Strompreis 2016	28,98 €/MWh

Um eine grobe Abschätzung zu ermöglichen, ob die Nutzung des hier vorgeschlagenen dynamischen Stromtarifes für den Industriekunden wirtschaftlich ist, wird die Kapitalwertmethode verwendet. Der in Formel (7.1) definierte Barwertfaktor κ wird aus den vereinfacht als konstant angenommenen jährlichen Erlösen c_a für $T = 10$ Jahre, mit einem Kalkulationszinssatz von 5 % auf das Jahr 2017 abgezinst, und den einmaligen Investitionskosten c_i , gebildet. Die Investitionskosten, welche sich aus den oben angesprochenen Kosten für die Fernwirktechnik sowie zusätzlichen Installationskosten zusammensetzen, wurden mit $k = 4.000$ € abgeschätzt. Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Kosten für einen ggf. erhöhten Betriebsaufwand durch den flexiblen Betrieb sind pauschal mit $k = 1.000$ € pro Jahr enthalten.

$$\kappa = \left\{ \sum_{a=1}^T \frac{c_a}{(1,05)^a} \right\} - c_i \quad (7.1)$$

Um zusätzliche Kosten, die beim Stromhändler über den heutigen Umfang hinaus entstehen zu berücksichtigen, werden die in Tabelle 7.8 dargestellten Einsparungen für eine erste einfache Abschätzung gleichmäßig auf den Stromhändler und den Industriekunden aufgeteilt. Es ergibt sich damit ein Barwert von $\kappa = 52.566,46$ €, die Investition in zusätzliche Fernwirktechnik zur Nutzung eines dynamischen Stromtarifs ist somit wirtschaftlich.

7.2.1.2 Jahressimulation von Prozess 2

Die Kosten für Prozess 2 (Ladevorgang von Elektrogabelstaplern) können durch die Day-Ahead Optimierung um 29,7 % gegenüber den durchschnittlichen Spotmarktkosten reduziert werden. Damit wird ein durchschnittlicher Preis des optimierten Fahrplanes von $k = 20,39$ EUR/MWh erreicht. In Tabelle 7.9 sind die Ergebnisse im Einzelnen aufgeführt.

³⁰ Die Kosten und die zu erzielenden Einsparungen werden im Rahmen dieser Arbeit mit zwei Nachkommastellen angegeben. Es ist dabei zu beachten, dass sie zahlreiche Unwägbarkeiten, wie die künftige Entwicklung der Spotmarktpreise oder mögliche Fahrplanabweichungen enthalten. Die zu erzielenden Einsparungen sind zur Abschätzung der Größenordnung zu verstehen.

Tabelle 7.9: Ergebnis der Jahresoptimierung von Prozess 2 (nur Beschaffungspreis)

Ergebnis der Jahresoptimierung Prozess 2	
Kosten bei durchschnittlichem Spotmarktpreis	4.759,97 €
Kosten des optimierten Fahrplans	3.348,78 €
Erzielte Einsparung	1.411,18 € (29,7 %)
Durchschnittliche Kosten des optimierten Fahrplanes	20,39 €/MWh
Durchschnittlicher Day-Ahead Strompreis 2016	28,98 €/MWh

Vergleicht man den optimierten Fahrplan mit den durchschnittlichen Spotmarktkosten innerhalb der zulässigen Betriebszeit (0 Uhr bis 7 Uhr, durchschnittlicher Preis 22,62 €/MWh) ergibt sich immerhin noch eine Ersparnis von 9,9 %.

In Abbildung 7.2 sind die Preiszeitreihe und der optimierte Lastgang für *Prozess 2* für einen exemplarischen Tag dargestellt. Es ist zu erkennen, dass innerhalb der zeitlichen Restriktionen (Betriebszeit von 0 Uhr bis 7 Uhr) die günstigsten Stunden gewählt wurden. Da die Mindestleistung auf 0 kW festgelegt ist, kann die Ladung der Elektrogabelstapler zwischen 3 Uhr und 6 Uhr unterbrochen werden, die einzige Phase des Prozesses muss nicht zusammenhängend durchgeführt werden.

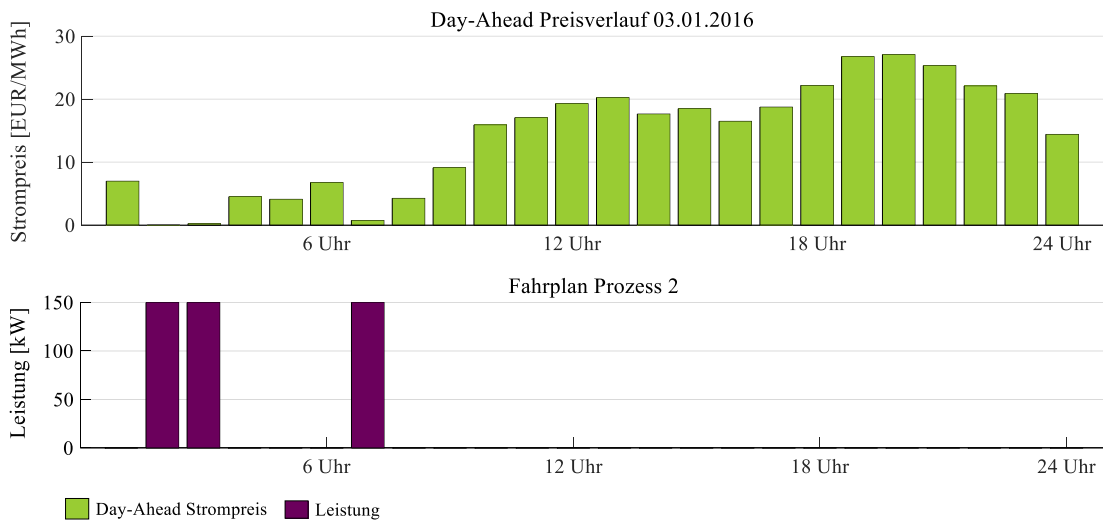


Abbildung 7.2: Preiszeitreihe und optimierter Lastgang für Prozess 2 (03.01.2016)

7.2.2 Berücksichtigung der Spitzenleistungsrestriktion

Über den optionalen Parameter *Gesamtleistung über alle Prozesse* kann eine Spitzenleistungsrestriktion über alle Prozesse gesetzt werden. Es ist dabei möglich, entweder einen konstanten Grenzwert anzugeben oder diesen in jedem Zeitschritt zu variieren. In Abbildung 7.3 ist das Ergebnis für einen Tag aus der Day-Ahead Optimierung für *Prozess 1* und *Prozess 2* gezeigt. Hierbei ist bei *Prozess 1* die Mindestleistung auf $P = 1.000$ kW (was gleichzeitig der Maximalleistungsrestriktion entspricht) erhöht worden. Die zulässige Spitzenleistung über beide Prozesse ist durchgängig auf $P = 1.000$ kW gesetzt, in den ersten beiden Zeitschritten (0 Uhr – 2 Uhr) ist abweichend eine Spitzenleistung von $P = 1.500$ kW zulässig (siehe violetter Graph im obersten Teil von Abbildung 7.3).

An den resultierenden Fahrplänen ist die Wirkung der zusätzlichen Spitzenleistungsrestriktion zu erkennen: im 2. Zeitschritt – der Preis beträgt hier $k = 0$ €/MWh – werden beide Prozesse gleichzeitig betrieben, was zu einer Leistung von $P = 1.150$ kW führt. Da in den folgenden Zeitschritten die Spitzenleistung auf $P = 1.000$ kW begrenzt ist, wird *Prozess 2* erst fortgeführt, wenn *Prozess 1* abgeschlossen ist. Ohne die Begrenzung der Spitzenleistung würde *Prozess 2* in den Zeitschritten 2, 3 und 7 ausgeführt (vergl. Abbildung 7.2).

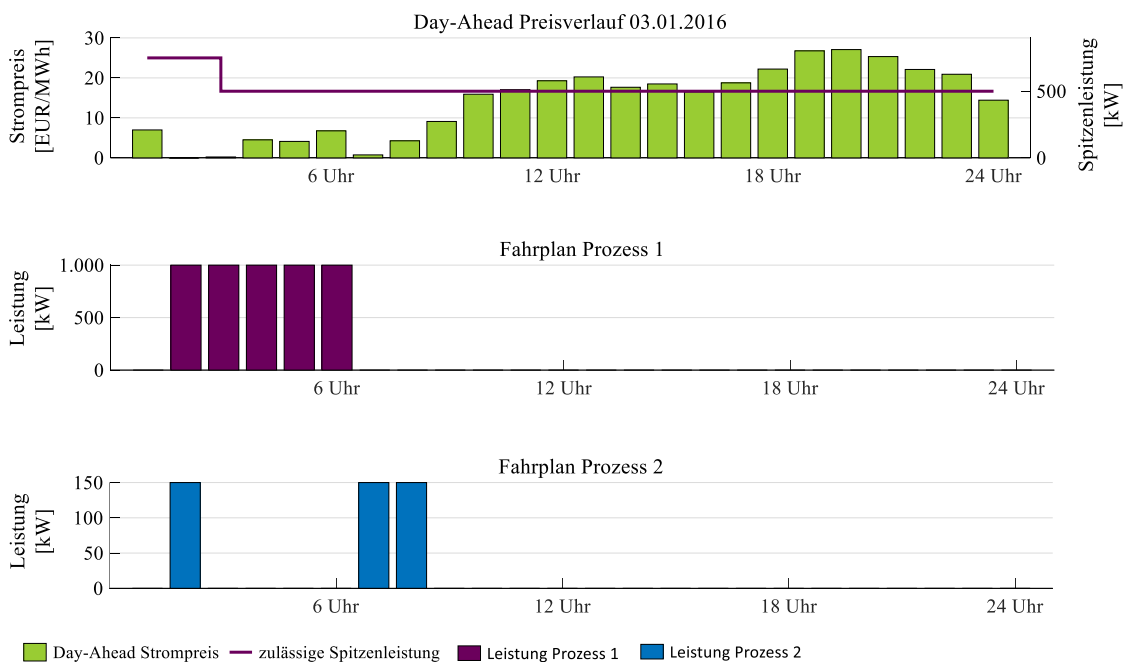


Abbildung 7.3: Preiszeitreihe und optimierte Fahrpläne für die Prozesse 1 (variiert) und 2 mit Spitzenleistungsrestriktion

Über die beschriebene Spitzenleistungsrestriktion kann eine Einbindung in ein innerbetriebliches Spitzenlastmanagement erfolgen, falls dies erforderlich ist. Die maximale Leistung, die die flexiblen Prozesse in Summe beziehen dürfen, kann so durch ein bestehendes Spitzenlastmanagement vorgegeben werden, um neue Lastspitzen und damit zusätzliche Kosten durch einen steigenden Leistungspreisanteil der Netznutzungsentgelte zu vermeiden.

7.2.3 Prozesse mit Speichermöglichkeiten

Neben den bisher dargestellten Möglichkeiten, eine Flexibilität über eine zeitliche Verschiebung eines festen Programmablaufes zu beschreiben, kann ein Speicher explizit modelliert werden. Anhand des fiktiven Prozesses *Prozess 4*, wird eine Optimierung einer füllstandsgesteuerten Betriebsweise durchgeführt. Das exemplarische Ergebnis der Day-Ahead Optimierung für einen Tag ist in Abbildung 7.4 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Speicherfüllstand innerhalb der definierten Grenzen variiert und in jedem Zeitschritt einen Verlust aufweist.

Die Entnahme aus dem Speicher wird in den günstigsten möglichen Stunden kompensiert. Da es aufgrund der oberen Speichergrenze nicht möglich ist, in der günstigsten Stunde den Speicher vorab für die später folgende Entnahme ausreichend aufzuladen, findet auch in teureren Stunden eine Nachladung statt. Zwischen Zeitschritt 11 und 23 findet nur ein minimaler Ausgleich der Speicherverluste statt, um eine Ladung in den teuren Tagesstunden zu vermeiden. In der letzten Stunde wird der Speicher wieder auf den festgelegten Start- und Endfüllstand aufgefüllt.

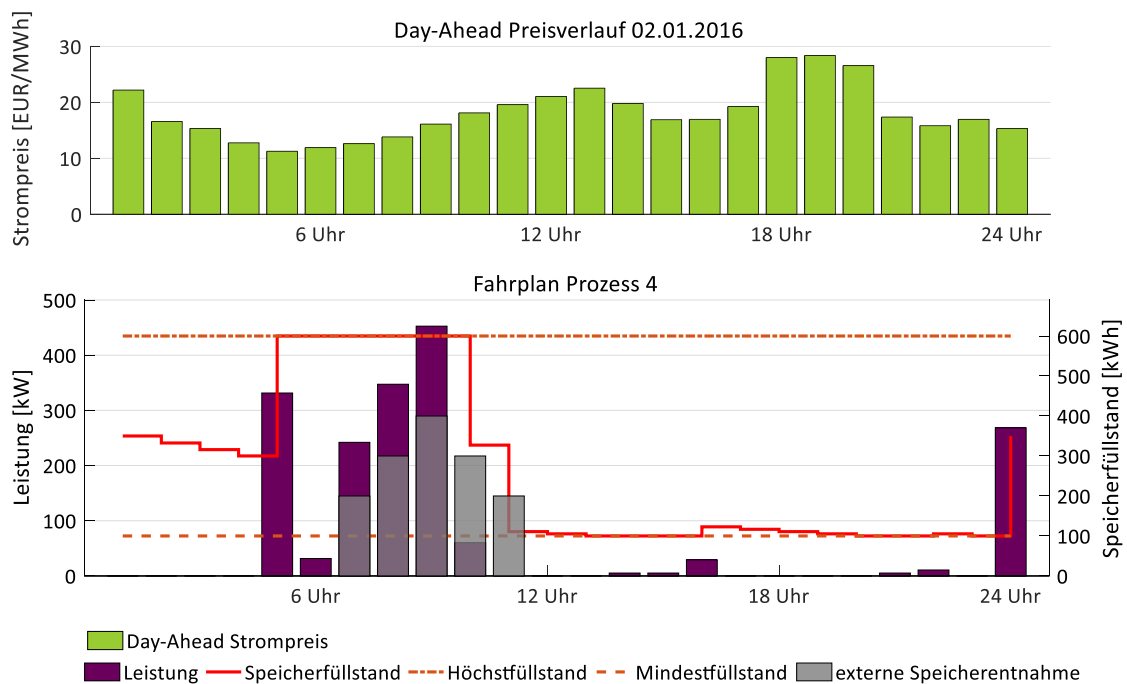


Abbildung 7.4: Preiszeitreihe und optimierter Fahrplan für Prozess 4 (02.01.2016)

7.2.4 Prozesse mit einem Produktspeicher

Die Modellierung von Speichern als parametergeführter Prozess kann entweder einen direkten elektrischen Speicher (Batteriespeicher) darstellen, oder einen funktionalen Speicher, wie beispielsweise ein Zwischenlager für Produkte. Diese werden dabei anhand ihres elektrischen Äquivalents modelliert, um einheitliche Restriktionen für Speichergrenzen verwenden und den Zusammenhang zur elektrischen Leistung herstellen zu können.

Anhand des in Abschnitt 7.1.1.7 beschriebenen *Prozesses 7*, welcher einen Schmiedehammer mit konduktiver Vorwärmeinrichtung mit angeschlossenen Produktspeicher (Lagerfläche) beschreibt, wird die Optimierung eines parametergeführten Prozesses mit Produktspeicher demonstriert.

Die Lagerfläche ist bereits neben den Prozess vorhanden und verursacht im Betrieb keine zusätzlichen Kosten. Speicherverluste treten ebenfalls nicht auf und sind somit hier nicht modelliert.

In Abbildung 7.5 ist das Simulationsergebnis für *Prozess 7* im Jahresverlauf dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die aus der Day-Ahead Optimierung resultierenden Täglichen Kosten an zahlreichen Tagen unter den Kosten bei Verwendung der durchschnittlichen Day-Ahead Preise liegen.

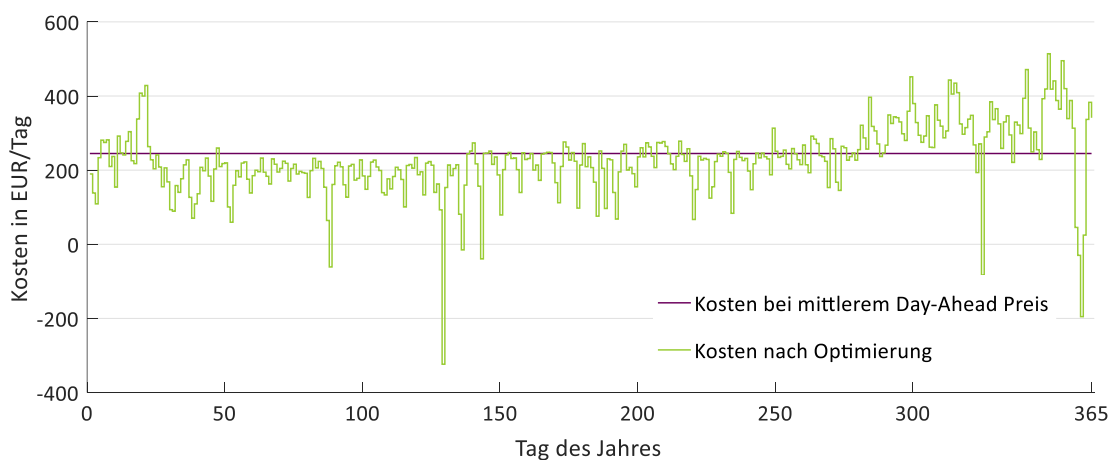


Abbildung 7.5: Simulationsergebnis für Prozess 7, Jahressimulation mit Kosten bei durchschnittlichen Preisen und Kosten nach Day-Ahead Optimierung

In Abbildung 7.6 ist ein exemplarischer Tag aus der Jahresoptimierung dargestellt. Es ist zu erkennen, wie die Leistung in den teuersten Stunden verringert wird und der Speicherfüllstand des Produktspeichers in den günstigeren Stunden des Tages steigt.

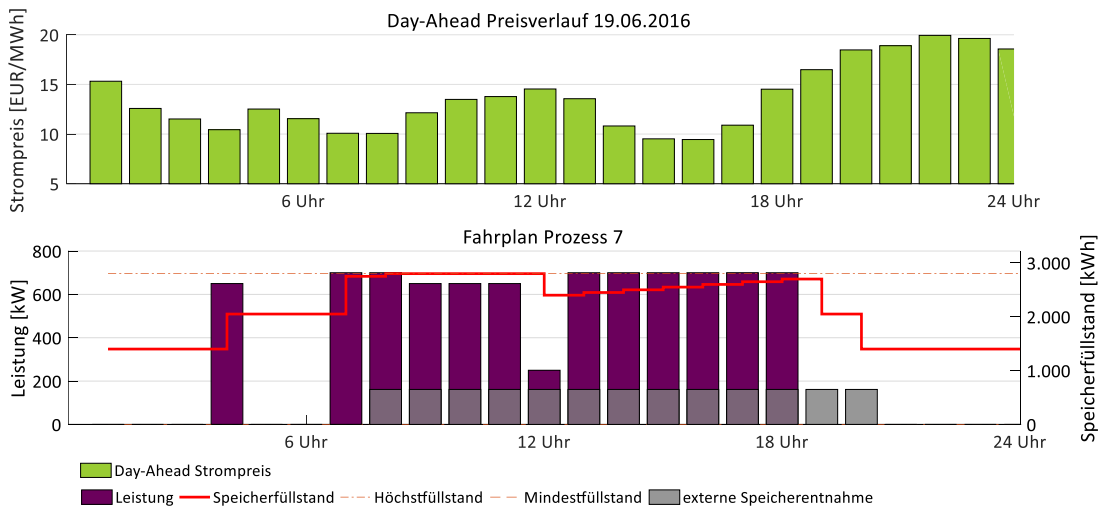


Abbildung 7.6: Preiszeitreihe und optimierter Fahrplan für Prozess 7 (19.06.2016)

In Tabelle 7.13 sind die resultierenden Kosten und die erzielten Einsparungen aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass durch den flexiblen Betrieb des Prozesses mitsamt dem Produktspeicher eine Einsparung von knapp 7% gegenüber den durchschnittlichen Day-Ahead Preisen erzielt werden konnte.

Tabelle 7.10: Ergebnis der Jahresoptimierung von Prozess 7

Ergebnis der Jahresoptimierung Prozess 7	
Kosten bei durchschnittlichem Day-Ahead Preis	89.381,57 €
Kosten des optimierten Fahrplans	83.422,21 €
Erzielte Einsparung	5.959,35 € (6,7 %)
Durchschnittliche Kosten des optimierten Fahrplanes	27,05 €/MWh
Durchschnittlicher Day-Ahead Strompreis 2016	28,98 €/MWh

In diesem Beispiel wurde angenommen, dass durch die Zwischenlagerung im Produktspeicher keine zusätzlichen Kosten anfallen, da die Lagerfläche bereits vorhanden ist und das Abstellen der mit den geschmiedeten Werkzeugen gefüllten Körbe keinen Betriebsaufwand verursacht. Alternativ könnten pauschale Speicherkosten als fixer Abschlag auf die erzielten Einsparungen berücksichtigt werden.

7.2.5 Gleichzeitige Berücksichtigung aller Restriktionen

Im folgenden Beispiel werden die fiktiven Prozesse *Prozess 5* und *Prozess 6* für die Day-Ahead Auktion optimiert, um das Zusammenwirken der unterschiedlichen Restriktionen zu demonstrieren. Die Parameter der beiden Prozesse sind im Anhang, Abschnitt 12.1.1, vollständig aufgeführt.

Mit *Prozess 5* wird gezeigt, wie sich die Verknüpfung von mehreren Phasen eines Prozesses auswirkt. Die drei Phasen werden in der festgelegten Reihenfolge absolviert – es kann sich hierbei zum Beispiel um die Vorwärmung, die Bearbeitung und die anschließende Reinigung eines Werkstückes handeln. Zwischen den Phasen ist eine Pause von jeweils mindestens zwei Stunden festgelegt.

Der zweite Prozess, *Prozess 6*, weist einen expliziten elektrischen Speicher auf. In Abbildung 7.7 ist zu erkennen, dass *Prozess 6* so betrieben wird, dass sich der Speicherfüllstand zwischen den zulässigen Speichergrenzen bewegt, obwohl aus dem Speicher in den Zeitschritten 5 bis 8 eine Entnahme erfolgt.

Zusätzlich, zu erkennen in der obersten Grafik in Abbildung 7.7, ist eine Spitzenleistungsrestriktion gesetzt, welche im Tagesverlauf mehrfach variiert. Diese sorgt in diesem Beispiel dafür, dass der Speicher von *Prozess 6* nach der externen Entnahme erst in Zeitschritt 9, wenn die Leistung von Phase 2 von *Prozess 5* auf $P = 1.000$ kW gesunken ist, wieder gefüllt wird. Günstiger wäre eine Füllung des Speichers bereits im vorangegangenen Zeitschritt 8 ($k = 4,27$ €/MWh statt $k = 9,11$ €/MWh in Zeitschritt 9), damit würde aber die auf $P = 2.000$ kW begrenzte Spitzenleistung überschritten.

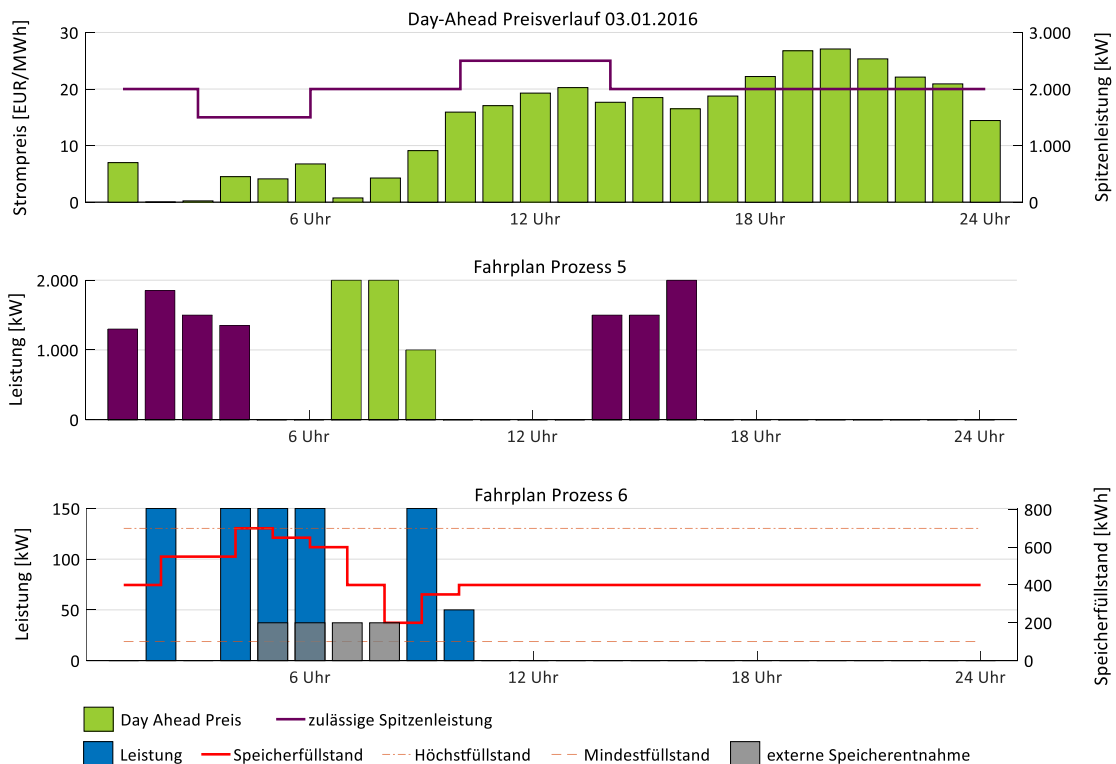


Abbildung 7.7: Preiszeitreihe und optimierte Fahrpläne für die Prozesse 5 und 6

In diesem Beispiel ist ebenfalls zu erkennen, wie sich eine Begrenzung der zulässigen Leistung auf diskrete Leistungsstufen auswirkt. Für Phase 3 von *Prozess 5* sind nur die diskreten Leistungsstufen $\zeta = \{0 \text{ kW}, 1.500 \text{ kW}, 2.000 \text{ kW}\}$ zugelassen. Ohne diese Restriktion wäre ein Betrieb im Zeitschritt 14 mit $P = 2.000 \text{ kW}$ Leistung sowie in Zeitschritt 15 mit $P = 1.000 \text{ kW}$ günstiger, um die insgesamt für die Phase benötigte Energie von $E = 5.000 \text{ kWh}$ zu erreichen. Durch die Begrenzung auf diskrete Leistungsstufen ergibt sich eine Aufteilung auf zwei Stunden Betrieb mit einer Leistung von $P = 1.500 \text{ kW}$ und eine Stunde mit $P = 2.000 \text{ kW}$.

7.2.6 Auswirkung der Güte der Day-Ahead Prognose

Die bisherigen Untersuchungen wurden unter Annahme einer perfekten Day-Ahead Prognose durchgeführt; es wurde vorausgesetzt, dass das Ergebnis der Day-Ahead Auktion zum Zeitpunkt der Optimierung bereits bekannt ist. Im späteren Einsatz basiert die Optimierung stattdessen auf einer fehlerbehafteten Prognose des Auktionsergebnisses. Auch wenn die Prognosegüte in den vergangenen Jahren stark zugenommen hat, soll im folgenden Abschnitt deshalb die Auswirkung unterschiedlicher Prognosegüten der Day-Ahead Prognose untersucht werden.

Die Basis der Untersuchung bildet eine reale Day-Ahead Prognose eines Dienstleisters, welche um 9 Uhr des Vortages (d-1) erstellt wird. In Abbildung 7.8 ist in grau die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Abweichung dieser Prognose von den tatsächlichen Auktionsergebnissen dargestellt. Der grüne Graph stellt eine Näherung dieses Verlaufes anhand der Normalverteilung dar.

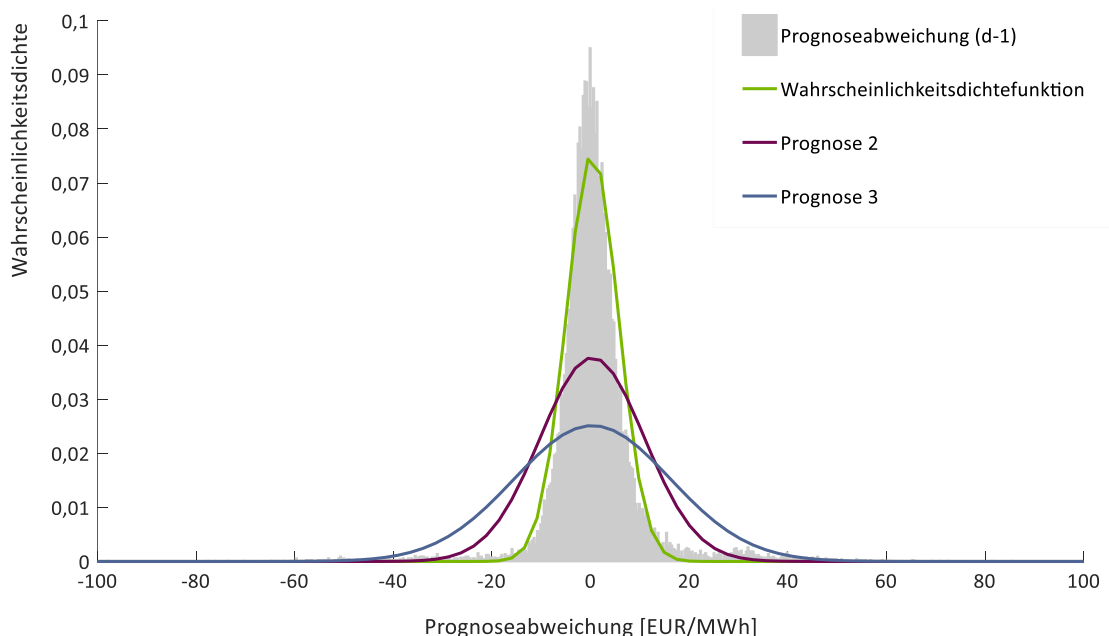


Abbildung 7.8: Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Prognoseabweichung der d-1 Day-Ahead Prognose

Die statistischen Parameter der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion einer realen Prognose eines Dienstleisters wurden verwendet, um synthetisch weitere Prognosen mit frei wählbaren Prognosefehlern zu erzeugen. Der Erwartungswert der normalverteilten Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion wurde beibehalten. Für die *Prognose 1* wurde die Standardabweichung von $\sigma = 5,29$ €/MWh unverändert übernommen, für *Prognose 2* wurde die Standardabweichung verdoppelt und für *Prognose 3* verdreifacht. In Abbildung 7.8 ist *Prognose 2* in violett und *Prognose 3* in blau dargestellt. Die Parameter der realen und der synthetischen Prognosen sind in Tabelle 7.11 aufgelistet.

Tabelle 7.11: Mittelwert und Standardabweichung der realen und der synthetischen Prognosen

	Erwartungswert μ	Standardabweichung σ
reale Prognose	0,35 €/MWh	5,29 €/MWh
Variante 1	0,35 €/MWh	10,58 €/MWh
Variante 2	0,35 €/MWh	15,87 €/MWh

Mit der Annahme, dass die Prognoseabweichungen, wie in Abbildung 7.8 angenähert, normalverteilt sind, kann aus den Parametern in Tabelle 7.11 anhand der in Formel (7.2) definierten Normalverteilung ein künstlicher Fehlerterm berechnet werden. Um nun eine synthetische Prognose zu erhalten, wird anschließend zu den historischen Ergebnissen der Day-Ahead Auktion in jedem Zeitschritt ein Fehler entsprechend der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $\delta(x)$ addiert.

$$\delta(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (7.2)$$

In Abbildung 7.9 ist der daraus resultierende Verlauf der drei synthetischen Prognosen mit den realen Preisen der Day-Ahead Auktion im Verlauf des Jahres 2016 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die drei Prognosen um die in grün dargestellten realen Preise der Day-Ahead Auktion schwanken. Die in violett dargestellte *Prognose 1* zeigt dabei erwartungsgemäß die kleinste Abweichung, die in grau dargestellte *Prognose 3* die größte Abweichung

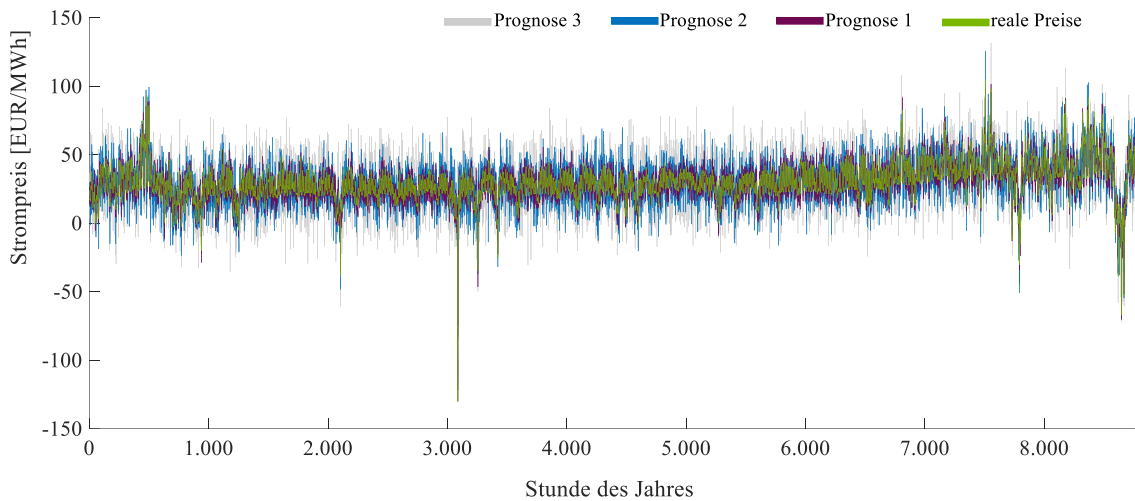


Abbildung 7.9: Preisverlauf der Day-Ahead Auktion mit den drei synthetischen Prognosen

Anhand der drei synthetisch erstellten Prognosen wird für *Prozess 1* erneut eine Optimierung für ein Jahr durchgeführt. Um die Auswirkungen einer fehlerbehafteten Prognose zu untersuchen, wird die Optimierung mit den fehlerbehafteten Prognosewerten der Day-Ahead Auktion durchgeführt. Der daraus resultierende Fahrplan wurde anschließend mit den realen Preisen bewertet. Somit wird erkennbar, wie die zu erzielenden Einsparungen durch Fehler in der Prognose reduziert werden.

Das Ergebnis ist in Abbildung 7.10 dargestellt. Mit der bisher angenommenen perfekten Prognose entstehen Kosten von $k = 36.237 \text{ €}$ im Jahr für *Prozess 1*. Wird die Optimierung anhand der mit einer Standardabweichung von $\sigma = 5,29 \text{ €/MWh}$ fehlerbehafteten *Prognose 1* durchgeführt resultieren daraus Kosten in Höhe von $k = 39.190 \text{ €}$. Wird die ungenaueste Prognose 3 zugrunde gelegt, steigen die Kosten sogar auf $k = 44.783 \text{ €}$, was einer Abweichung von 23,58 % der Kosten einer perfekten Prognose entspricht.

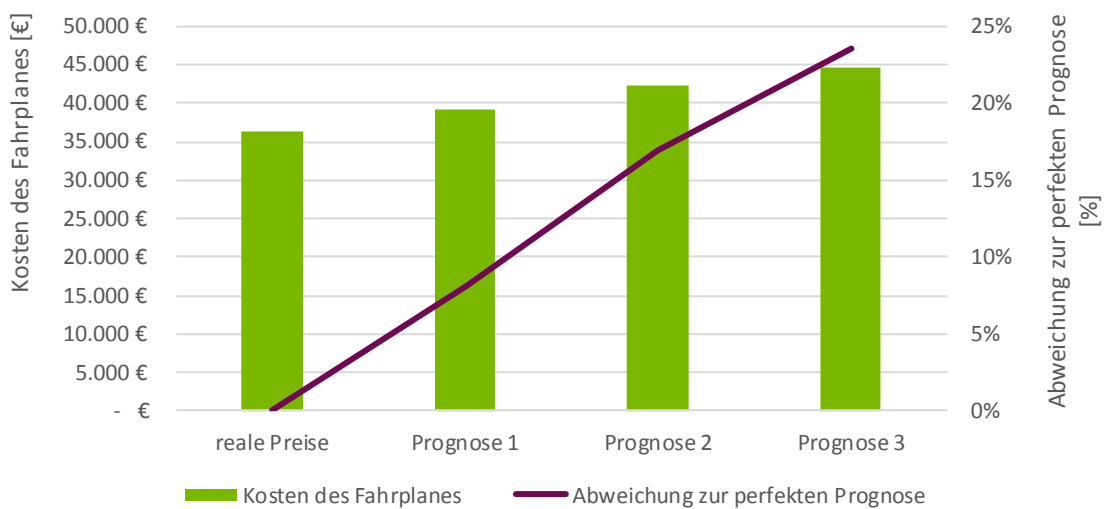


Abbildung 7.10: Ergebnis der Optimierung auf Basis der unterschiedlichen Day-Ahead Prognosen

Anhand dieser exemplarischen Untersuchung dreier synthetischer Prognosen und eines ausgewählten Prozesses ist zu erkennen, dass die Prognosegüte durchaus einen Einfluss auf das Optimierungsergebnis hat. Bezogen auf die Kosten bei Optimierung mit perfekter Prognose verursachen die Prognoseabweichungen Einbußen zwischen 8,15 % und 23,58 % für die untersuchten Varianten.

Bei der Implementierung eines dynamischen Stromtarifes ist die Anwendung geeigneter Day-Ahead Prognosen somit vorzusehen. Insbesondere sind verfügbare Prognosen dahingehend zu untersuchen, ob die Abweichungen dazu führen, dass die relative Preisverteilung über den Tag fehlerhaft erwartet wird. Solange die Verteilung günstiger und teurer Stunden korrekt erkannt wird und sich der Prognosefehler lediglich auf den absoluten Preis auswirkt sind die Auswirkungen auf die meisten Prozesse gering. Da Prognosen mit einem größeren Prognosehorizont von bis zu 4 Tagen am Markt verfügbar sind, ermöglicht dies auch die Einbindung von Prozessen mit einem größeren Planungsvorlauf, wenn die entstehenden Minderungen der Einsparungen akzeptabel sind.

7.2.7 Variation von Prozessrestriktionen

Im nächsten Abschnitt wird untersucht, wie sich die Variation von Start- und Endzeit sowie des Wochentages des Einsatzplanes auf das Optimierungsergebnis auswirken.

7.2.7.1 Einfluss der Start- und Endzeit auf das Optimierungsergebnis

Die zulässige Betriebszeit eines Prozesses wird anhand der Parameter *frühester Startzeitpunkt* und *spätester Endzeitpunkt* definiert. Um deren Einfluss auf das Optimierungsergebnis zu untersuchen, werden mit Prozess 1 (siehe Abschnitt 7.1.1.1) für alle 190 möglichen Kombinationen der beiden Parameter jeweils Optimierungen im Tagesraster für ein komplettes Jahr durchgeführt³¹. Abbildung 7.11 zeigt das Ergebnis dieser 69.350 Optimierungen; dargestellt ist für jede Parameterkombination jeweils die Einsparung zu der teuersten Variante. Die teuerste Variante stellt die Beschränkung der Betriebszeit auf den Zeitraum von 16 Uhr bis 21 Uhr dar. Im Vergleich zu dieser lässt sich mit einer Erweiterung der zulässigen Betriebszeit auf den Zeitraum von 0 Uhr bis 24 Uhr eine Einsparung von 39,04 % erzielen.

Aufgrund der in Abschnitt 3.3.2 diskutierten typischen Preisstruktur innerhalb eines Tages hat insbesondere die Einbeziehung der Nacht- und Morgenstunden eine große Auswirkung auf das Optimierungsergebnis.

³¹ Aufgrund der Kombination der vorgegebenen Restriktionen von *Prozess 1*, der benötigten Energie von $E = 5.000$ kWh pro Tag sowie der Maximalleistung von $P = 1.000$ kW ergibt sich eine Mindestbetriebszeit von 5 h am Tag. Daher wird der Parameter „frühester Startzeitpunkt“ nur von 1 Uhr bis 19 Uhr und der Parameter „spätester Endzeitpunkt“ nur von 6 Uhr bis 24 Uhr variiert.

In Abbildung 7.11 ist deutlich zu erkennen, dass sich bei den Startzeitpunkten ab Stunde 8 (7 Uhr bis 8 Uhr) ein Sattel ausbildet. Ab diesem Punkt wirkt sich eine Änderung sowohl des Startzeitpunktes als auch des Endzeitpunktes kaum mehr auf das Optimierungsergebnis aus. Lediglich die letzten Stunden des Tages zeigen dann wieder eine Wirkung auf die möglichen Einsparungen, weil dort bereits das Preistief für die Nachtstunden des kommenden Tages beginnt.

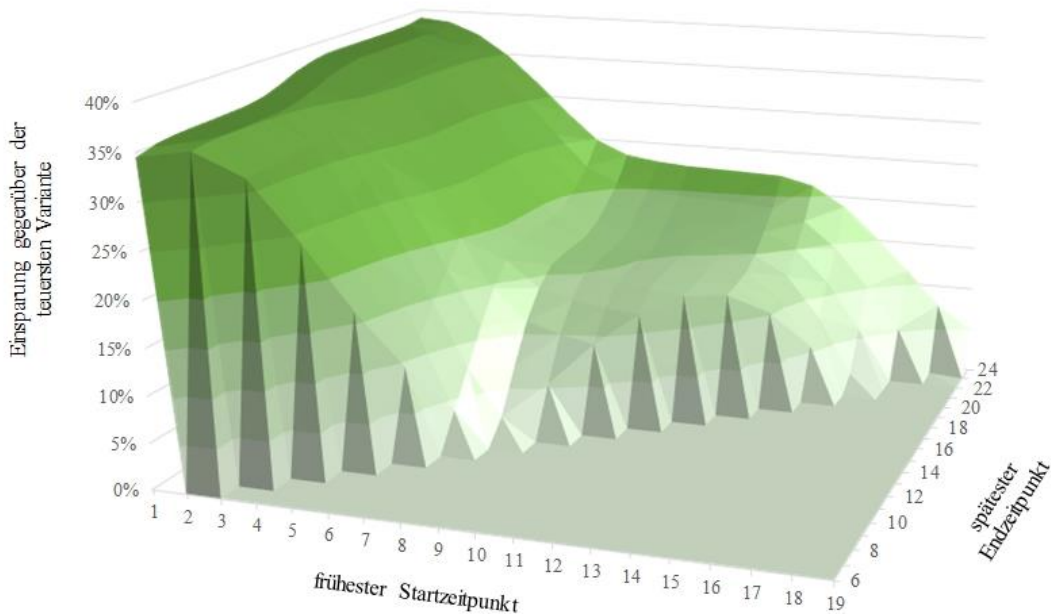


Abbildung 7.11: Einfluss der Start- und Endzeit auf das Optimierungsergebnis, Jahressimulation für Prozess 1

Als Fazit dieser Untersuchung lässt sich festhalten, dass insbesondere die ersten 7 Stunden des Tages aufgrund der häufig auftretenden niedrigen Preise einen großen Einfluss auf das Optimierungsergebnis haben und die Betriebszeit der Prozesse somit, wenn möglich, auf diese ausgedehnt werden sollte. Mit der angestrebten Automatisierung des gesamten Ablaufes durch eine Ausstattung der Prozesse mit zusätzlicher Fernwirktechnik wird ein automatischer Betrieb in den günstigsten Stunden möglich.

7.2.7.2 Einfluss des Wochentages auf das Optimierungsergebnis

Da sich die Ergebnisse der Day-Ahead Auktion nach Wochentagen unterscheiden, wird im Folgenden der Einfluss des Wochentages auf das Optimierungsergebnis untersucht. Für den Vergleich wurde eine tageweise Optimierung für das Jahr 2016 von *Prozess 1* durchgeführt. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Varianten sicherzustellen (Variante *nur Werktage* wurde an 261 Tagen ausgeführt, die Variante *nur montags* nur an 52 Tagen), werden in Abbildung 7.12 jeweils die durchschnittlichen Kosten je Tag aufgeführt.

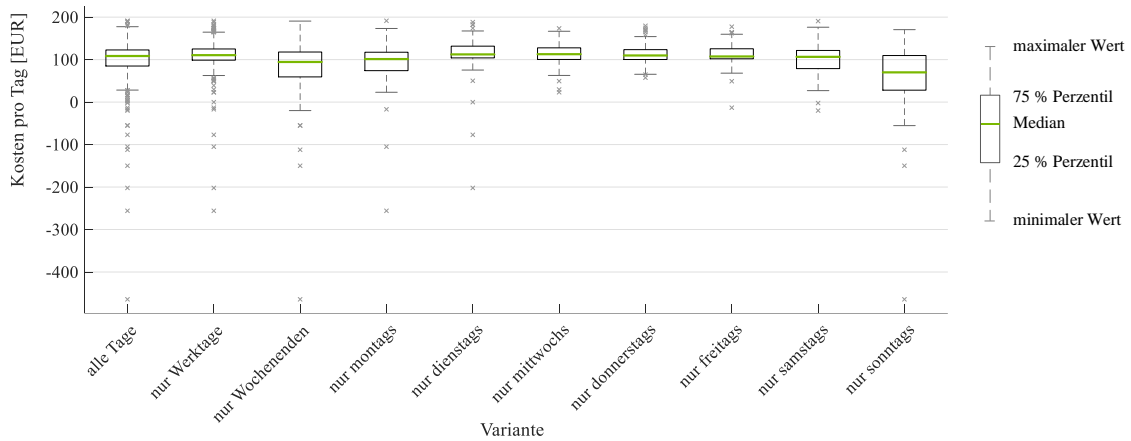


Abbildung 7.12: Optimierungsergebnis in Abhängigkeit vom Wochentag

Die wichtigsten Ergebnisse sind auch in Tabelle 7.12 aufgeführt. Es ist zu erkennen, dass sich die Kosten je nach Variante stark unterscheiden. Die Wochenenden, insbesondere die Sonntage, zeigen stark abweichende Ergebnisse. Die Tage mit den niedrigsten Kosten sind Sonntage, die mittleren Kosten an Sonntagen liegen 35 % niedriger als die mittleren Kosten an allen Tagen. Die Kosten sind zwar am Wochenende niedriger als an den Werktagen, allerdings ist die Streuung der Ergebnisse an den Werktagen deutlich geringer. Der Interquartilsabstand³² beträgt an Wochenenden $k = 58,59$ €, an Wochentagen mit $k = 26,37$ € weniger als die Hälfte. Wird ein Prozess also ausschließlich Werktags betrieben, liegen die Kosten etwas höher als bei einer Verschiebung der Betriebszeit auf die Wochenenden, dafür ist die Streuung der Kosten geringer.

Tabelle 7.12: Optimierungsergebnis in Abhängigkeit vom Wochentag

Variante	Median Kosten	Minimum Kosten	Maximum Kosten
alle Tage	108,47 €/Tag	-464,30 €/Tag	191,38 €/Tag
nur Werktage	110,47 €/Tag	-255,94 €/Tag	191,38 €/Tag
nur Wochenenden	94,43 €/Tag	-464,30 €/Tag	190,66 €/Tag
nur montags	101,27 €/Tag	-255,94 €/Tag	191,38 €/Tag
nur dienstags	112,28 €/Tag	-202,07 €/Tag	188,25 €/Tag
nur mittwochs	112,75 €/Tag	23,15 €/Tag	173,47 €/Tag
nur donnerstags	109,75 €/Tag	57,40 €/Tag	197,60 €/Tag
nur freitags	107,39 €/Tag	-13,15 €/Tag	177,49 €/Tag
nur samstags	106,51 €/Tag	-19,97 €/Tag	190,66 €/Tag
nur sonntags	69,99 €/Tag	-464,30 €/Tag	170,53 €/Tag

³² Abstand zwischen dem 75 % Perzentil und dem 25 % Perzentil, auch IQR nach *Interquartile Range*

Neben den zu erwarteten Unterschieden zwischen Werktagen und Wochenendtagen zeigt sich zusätzlich eine unterschiedliche Preisstruktur an den einzelnen Wochentagen, insbesondere montags ist der mittlere Preis deutlich niedriger als an den anderen Werktagen.

Die in diesem Abschnitt diskutierte Optimierung wurde nur anhand von *Prozess 1* durchgeführt, eine individuelle Betrachtung ist empfehlenswert, falls die Restriktionen deutlich von denen von *Prozess 1* abweichen.

Sollte eine dynamische Lastverschiebung zum Beispiel aufgrund von Beschränkungen in der Produktionsplanung oder der Prozesssteuerung nicht möglich sein, können die inntertäglichen und wöchentlichen Preisschemata genutzt werden, um Wartungsintervalle und Umrüstzeiten in die teuersten Zeitpunkte zu legen und so eine Reduzierung der Energiebezugskosten zu erreichen.

An der hier exemplarisch gezeigten Untersuchung ist zu erkennen, dass eine Verschiebung aller Produktionsprozesse zum Wochenende nicht erforderlich ist, um Einsparungen zu erzielen. Es existieren zwar Unterschiede zwischen den Wochentagen, andere Kosten, wie beispielsweise Wochenendzuschläge für Arbeitslohn, sind hier aber nicht berücksichtigt worden und würden die Unterschiede sicher überkompensieren. Bei einem hochflexiblen Prozess, welcher ohne zusätzliche Restriktionen an allen Wochentagen betrieben werden kann, könnte die Berücksichtigung des Wochentages noch weitere Vorteile mit sich bringen.

7.2.8 Einfluss der Netzentgeltsystematik

Die aktuelle Netzentgeltsystematik entfaltet aus mehreren Gründen eine Hemmniswirkung für die Nutzung von Flexibilität im industriellen Umfeld. Insbesondere der bei industriellen Verbraucher dominierende Leistungspreisanteil der Netznutzungsentgelte sowie die zahlreichen Ausnahmeregelungen fördern einen möglichst gleichmäßigen Bezug elektrischer Energie, wie es in der „alten Welt“ fossiler Kraftwerke erstrebenswert war. In der „neuen Welt“ dargebotsabhängiger, volatil einspeisender Erneuerbarer Energien ist künftig ein flexibleres Verbrauchsverhalten erforderlich, um insbesondere in Zeiten hoher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien elektrische Energie zu beziehen.

Die Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte erzeugt einen sehr starken Anreiz, die Flexibilität von Produktionsprozessen zur Reduktion der Spitzenleistung einzusetzen. Sie bemisst sich an der höchsten im Jahr bezogenen Leistung, wobei zur Bemessung jeweils 15-Minuten Mittelwerte im festen Viertelstundenraster herangezogen werden. Unternehmen haben somit die Möglichkeit, über eine Überwachung des Leistungsverlaufes innerhalb einer Viertelstunde zu reagieren und Verbraucher zu drosseln bzw. abzuschalten, falls die eine Überschreitung der bisherigen Leistungsspitze droht, oder die Spitzenleistung bereits in der Produktionsplanung zu berücksichtigen.

Auch die Ausnahmeregelungen im Bereich der Netznutzungsentgelte, insbesondere §19 Abs. 2, Satz 1 StromNEV („atypische Netznutzung“)³³ und Satz 2 („7.000 Stunden Regelung“)³⁴ hemmen die Flexibilitätsnutzung zur Reduktion der Stromkosten durch eine möglichst große Verschiebung von Verbrauch in günstige Stunden durch die drastische Anreizwirkung zum gleichmäßigen Verbrauch.

Die Netzentgeltsystematik verursacht durch die sehr starke Incentivierung eines gleichmäßigen Strombezugs ein Hemmnis für die Nutzung von Flexibilität. Unterhalb der jährlichen Leistungsspitze bewirken die Netznutzungsentgelte allerdings einen „Flatrate-Charakter“, denn unterhalb der Jahresspitzenleistung wird keine weitere Reduktion des Bezugs angereizt, was zusätzlich flexibilitätshemmend wirkt. Bis zur bisherigen Jahresspitzenleistung kann der Bezug marktorientiert variiert werden, weshalb die Netznutzungsentgelte – außer im folgenden Abschnitt – auch nicht betrachtet werden.

Diese Hemmnisse sind in zahlreichen Publikationen identifiziert worden (z.B. [94], [101], [111], [126], [XVII], [127]), erste Vorschläge zur Beseitigung dieser Hemmnisse finden sich im Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [128] und im Diskussionspapier der Bundesnetzagentur (BNetzA) [129].

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Netznutzungsentgelte (NNE) – abgesehen von dem folgenden Abschnitt – nicht betrachtet. Es wird vorausgesetzt, dass durch die diskutierten Lastverschiebungsmaßnahmen keine zusätzliche Leistungsspitze entsteht. Um diese Annahme im tatsächlichen Betrieb sicherzustellen, kann die Differenz des statischen Lastgangs von der bisherigen bzw. der prognostizierten Leistungsspitze des Unternehmens als Spitzenleistungsrestriktion gemäß Formel (6.19) Berücksichtigung in der Optimierung finden.

7.2.8.1 *Vorschlag: Stunden mit negativen Preisen von Leistungspreisbildung ausschließen*

Um eine Reaktion von flexiblen Verbrauchern auf das Überangebot von elektrischer Energie, welches durch negative Preise am Spotmarkt signalisiert wird, zu ermöglichen, könnten die Stunden mit negativen Spotmarktpreisen aus der Bestimmung der jährlichen Leistungsspitze zur Berechnung der Netznutzungsentgelte ausgeschlossen werden.

³³ Liegt die Leistungsspitze eines Verbrauchers außerhalb des vom Netzbetreiber veröffentlichten Hochlastzeitfensters kann ein individuelles Netzentgelt vereinbart werden, welches auf bis zu 20 % des üblichen Netzentgeltes reduziert werden kann.

³⁴ Für Verbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 10 Gigawattstunden darf das Netzentgelt bei einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 h auf bis zu 20 %, bei 7.500 h auf 15 % und bei mehr als 8.000 h auf bis zu 10 % des üblichen Netzentgeltes reduziert werden.

Das Ergebnis der Day-Ahead Auktion eignet sich gut als einfacher Indikator, da der einheitliche Markträumungspreis eine gute Abschätzung des Energiedargebotes liefert. Der kontinuierliche Intradayhandel dagegen wird hauptsächlich zum Ausgleich von Prognoseabweichungen genutzt. Natürlich stellt das Ergebnis der Day-Ahead Auktion nicht automatisch einen eindeutigen Indikator für den Netzzustand, insbesondere auf Verteilnetzebene dar, es ist aber eine gute Näherung über die zu erwartende Systembilanz. Solange nur ein kleiner Teil des Verbrauchs flexibilisiert wird ist dieses Vorgehen auch unkritisch. Bei einer steigenden Teilnahme an dynamischen Stromtarifen kann die Auswirkung dieser pauschalen Anreizsetzung insbesondere auf die Verteilnetze eine relevante Größenordnung erreichen. Die künftig zu erwartende umfassende Beobachtbarkeit auch der unteren Spannungsebenen eröffnet dann die Möglichkeit einer Koordination von Markt und Netz, wie sie im Abschnitt 8.1 vorgestellt wird.

Im Folgenden wird die Umsetzung dieses Vorschlages in der Zielfunktion des Optimierungsalgorithmus vorgestellt und die Wirkung anhand der Optimierung von *Prozess 1* untersucht.

Der in der in Formel (6.1) beschriebenen Zielfunktion verwendete Faktor \hat{P} wird nach Formel (7.3) auf den neuen Faktor \hat{P}_+ erweitert. Dazu wird die Menge aller positiven Leistungswerte aller Phasen in allen Zeitschritten $\Theta(\mathbf{P}_{ijk})$ mit dem in Formel (7.4) definierten Vektor $\boldsymbol{\vartheta}_k$ multipliziert.

$$\hat{P}_+ = \max \left(\left\{ \Theta \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{n_i} \mathbf{P}_{ijk} \right) \boldsymbol{\vartheta}^k \right\} \right) \forall i, j, k \quad (7.3)$$

$$\boldsymbol{\vartheta}_k = \begin{cases} 0 & \text{für } \mathbf{c}_k < 0 \\ 1 & \text{für } \mathbf{c}_k \geq 0 \end{cases} \forall k \quad (7.4)$$

Durch die in Formel (7.3) und Formel (7.4) vorgenommenen Bewertungen mit dem Day-Ahead Preis \mathbf{c}_k wird erreicht, dass Leistungsspitzen, die in Stunden negativer Spotmarktpreise entstehen, nicht in die Berechnung der jährlichen Spitzenleistung zur Festlegung der Netznutzungsentgelte einbezogen werden.

Um die Auswirkungen dieser Anpassung der Netznutzungsentgelte zu betrachten, wurden für den Zeitraum eines Jahres Optimierungen für *Prozess 1* durchgeführt. Das Ergebnis dieser Optimierungen ist in Abbildung 7.13 dargestellt.

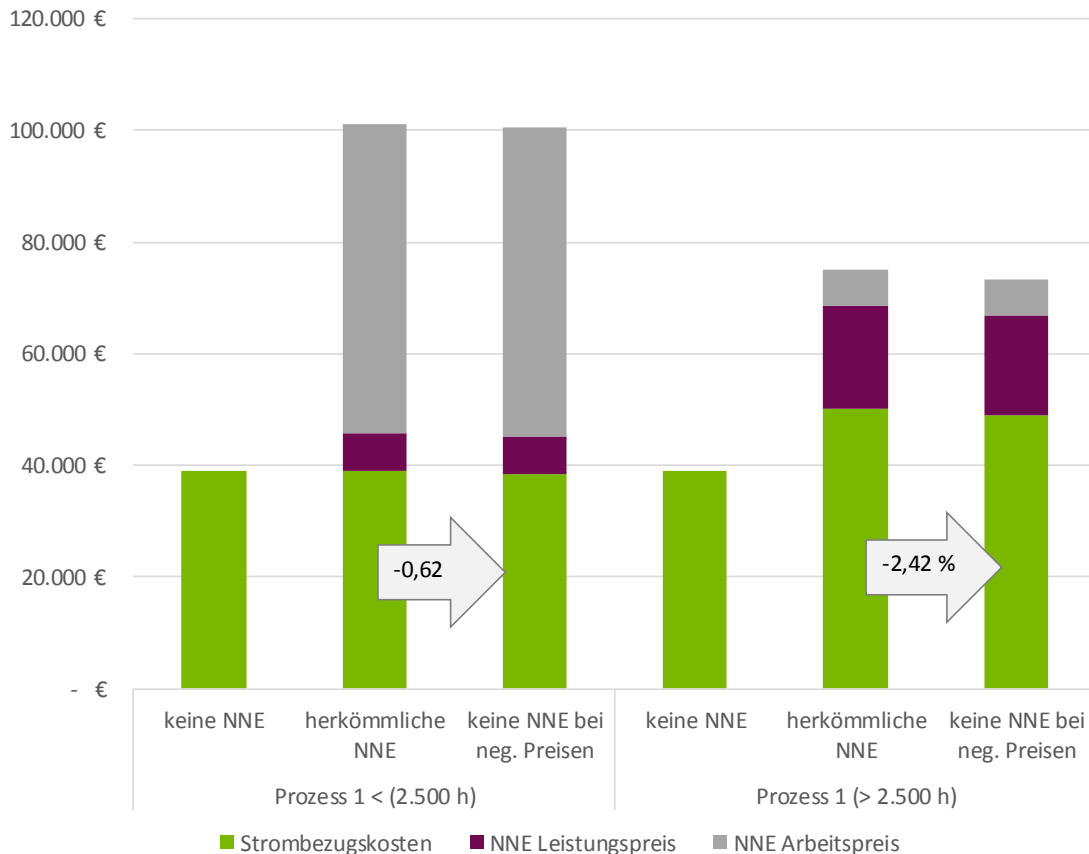


Abbildung 7.13: Ergebnis der Optimierungen mit unterschiedlichen Netznutzungsentgelten für Prozess 1

Da sich die Netznutzungsentgelte je nach Benutzungsstunden stark unterscheiden, wurde die Optimierung in zwei Szenarien durchgeführt – im ersten Szenario liegen die Benutzungsstunden des gesamten Unternehmens unter 2.500 h, im zweiten darüber.

Als Grundlage für die Optimierung wurden die Netznutzungsentgelte der WSW Netz GmbH als Jahresleistungspreis aus dem Jahr 2016 für die Entnahme aus dem Mittelspannungsnetz angenommen [130]. Die Netznutzungsentgelte bilden sich aus einem Arbeits- und einem Leistungspreis. Der Arbeitspreis bezieht sich auf die insgesamt bezogene Energie eines Jahres, der Leistungspreis wird mit der maximal bezogenen Leistung innerhalb des Jahres multipliziert. Für beide Preisbestandteile gibt es unterschiedliche Sätze, je nachdem, ob die Benutzungsstunden über oder unterhalb von 2.500 Stunden liegen.

Für beide Szenarien wurden drei Varianten berechnet: in der ersten Variante wurden keine Netznutzungsentgelte berücksichtigt, das Optimierungsergebnis beruht ausschließlich auf den Day-Ahead Auktionsergebnissen. Die zweite Variante stellt die heutigen Regularien zur Berechnung der Netznutzungsentgelte dar. In der dritten Variante werden dann die Einsparungen durch eine Nichtberücksichtigung der Leistungsspitzen in Stunden negativer Strompreise betrachtet.

In Abbildung 7.13 werden die Unterschiede zwischen den beiden Preisregimen unter 2.500 Benutzungsstunden und über 2.500 Benutzungsstunden deutlich. Für Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM), die aufgrund einer unregelmäßigen Entnahme weniger als 2.500 Benutzungsstunden aufweisen, bestehen die Netznutzungsentgelte zu einem großen Teil (in dem gezeigten Beispiel von *Prozess 1* zu 89,1 %) aus dem Arbeitspreis. Für diese Kunden ist die Auswirkung der hier untersuchten Variation der Netznutzungsentgelte aufgrund des kleinen Anteils des Leistungspreises gering. Für *Prozess 1* entsteht in diesem Szenario lediglich eine Einsparung von 0,62 % gegenüber dem aktuellen Netznutzungsentgeltregime.

Werden stattdessen die Leistungs- und Arbeitspreise für Kunden mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden angesetzt, ergibt sich eine Einsparung von 2,42 % gegenüber den Kosten mit aktuellen Netznutzungsentgelten.

Die relativ geringen Auswirkungen der diskutierten Anpassung der Netznutzungsentgelte resultieren auch in der geringen Anzahl von Stunden mit negativen Spotmarktpreisen, die dieser Untersuchung zugrunde gelegt wurde. In dem betrachteten Beispieljahr 2016 wiesen lediglich 97 Stunden bei der Day-Ahead Auktion negative Preise auf. Sollte sich die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen erhöhen, würden auch die Auswirkungen auf die neue Form der Netznutzungsentgelte steigen.

Die gezeigten Überlegungen haben gezeigt, dass diese einfache Form der Reform der Netznutzungsentgelte zwar den Anreiz für systemdienliches Verhalten durch eine Day-Ahead Optimierung erhöht, die Effekte sind aber im aktuellen Marktumfeld als gering einzuschätzen. Eine stärkere Kopplung zwischen Markt und Netz könnte durch Regionale Flexibilitätsmärkte (vgl. Abschnitt 8.1) oder dynamische Netznutzungsentgelte erreicht werden.

Dynamische Netznutzungsentgelte werden im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, da die Problematik einer geeigneten Anreizsetzung, insbesondere durch unterschiedliche Anforderungen aus Transport- und Verteilnetz, bislang nicht gelöst ist. Einfachere Varianten, wie die in [100] vorgeschlagene Aufteilung in eine bedingte und eine unbedingte Netznutzung mit daraus resultierenden Netznutzungsentgelten erscheinen zweckmäßiger.

7.2.9 Effekte einer dynamischen EEG-Umlage

Die EEG-Umlage ist für nichtprivilegierte Endverbraucher mit ca. 40 % der größte Preisbestandteil [109]. Durch die Addition der statischen EEG-Umlage auf den Strompreis werden die prozentualen Preisschwankungen und damit die Verschiebungsanreize erheblich reduziert.

Dieses Hemmnis könnte eine dynamischen EEG-Umlage beseitigen. Dabei bliebe das Verfahren zu Auszahlung der EEG-Förderung unverändert, die Einnahmeseite des EEG hingegen würde angepasst. Der Ansatz sieht vor, die EEG-Umlage über einen festen Faktor an den Day-Ahead Spotmarktpreis zu koppeln (z.B. in [127], [131], [132], [133]).

Durch die multiplikative Kopplung der EEG-Umlage anhand eines festen Faktors mit der Preisentwicklung am Day-Ahead Spotmarkt ergibt sich ein deutlich vergrößerter Verlagerungsanzeiz durch eine höhere EEG-Umlage zu Zeiten hoher Spotmarktpreise und eine niedrige EEG-Umlage zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise.

Formel (7.5) zeigt, wie aus dem Ergebnis der Day-Ahead Auktion c_k durch Multiplikation mit dem Faktor der dynamischen EEG-Umlage τ die dynamische EEG-Umlage ω_k für jede Stunde k berechnet wird.

$$\omega_k = c_k \cdot \tau \quad \forall k \quad (7.5)$$

Der dabei anzusetzende Faktor ergibt sich aus der systemweiten Gesamlast der nichtprivilegierten RLM-Kunden und den Spotmarktpreisen und muss so gewählt werden, dass der Finanzierungsbedarf des EEG-Kontos im Vergleich zu einer statischen Umlage in Summe gedeckt werden kann. Der Faktor müsste deshalb, wie die bisherige statische EEG-Umlage auch, jeweils jährlich an die veränderte Verbrauchssituation sowie die aktuelle Spotmarktpreisentwicklung angepasst werden.

In Formel (7.6) ist die Bildung des Faktors τ definiert. Dazu wird das Verhältnis aus der Summe der statischen EEG-Umlage EEG und dem anzusetzenden stündlichen Lastgang RLM zu der Summe aus dem Ergebnis der Day-Ahead Auktion c_k zum Lastgang RLM gebildet.

$$\tau = \frac{\sum_{k=1}^{8760} EEG \cdot RLM(k)}{\sum_{k=1}^{8760} c_k \cdot RLM(k)} \quad (7.6)$$

Dabei ist zu beachten, welcher Adressatenkreis in eine dynamische EEG-Umlage einbezogen werden soll. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass sich das Konzept auf alle Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) bezieht. Da es keine öffentlich verfügbaren Daten zum Summenlastgang aller nicht-privilegierten RLM-Kunden gibt, wurde die stündliche ENTSO-E Systemlast auf den jährlichen Stromverbrauch aller nicht-privilegierten RLM Kunden (174 TWh) skaliert.

Je nach betrachtetem Zeitraum und eingesetzter Annahmen über den Verbrauch, ergibt sich dabei ein Faktor von 1,2 [132], 1,7 [127] oder 1,76 [133]. Für diese Arbeit wird der Faktor auf Basis der Lastdaten und Spotmarktpreise von 2016 berechnet. Er liegt mit 2,1 etwas höher als die in der Literatur angenommenen Faktoren, diese beziehen sich aber auf die Handelsjahre 2013 und 2014, welche deutlich höhere mittlere Preise am Spotmarkt aufgewiesen haben.

Da das Konzept vorsieht, die Auszahlungsregelungen des EEG unverändert zu belassen, müssen die Einsparungen, welche flexible Verbraucher realisieren können, durch die unflexiblen Verbraucher gegenfinanziert werden. Die Belastungen unflexibler Verbraucher werden dadurch ansteigen, laut [127] etwa um 7-13 % gegenüber einer statischen EEG-Umlage.

Um extreme Preisausschläge, die durch eine dynamische EEG-Umlage erzeugt würden, zu begrenzen, kann eine willkürlich gesetzte obere und eine untere Grenze vorgesehen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Ansatz verfolgt, die EEG-Umlage nur zu dynamisieren, wenn sich der Spotmarktpreis zwischen $k = 0$ €/MWh und dem doppelten Wert der statischen EEG-Umlage (2016 : $k = 127,08$ €/MWh, [134]) befindet. In Abbildung 7.14 ist der im Rahmen dieser Arbeit verwendete Dynamisierungsbereich dargestellt.

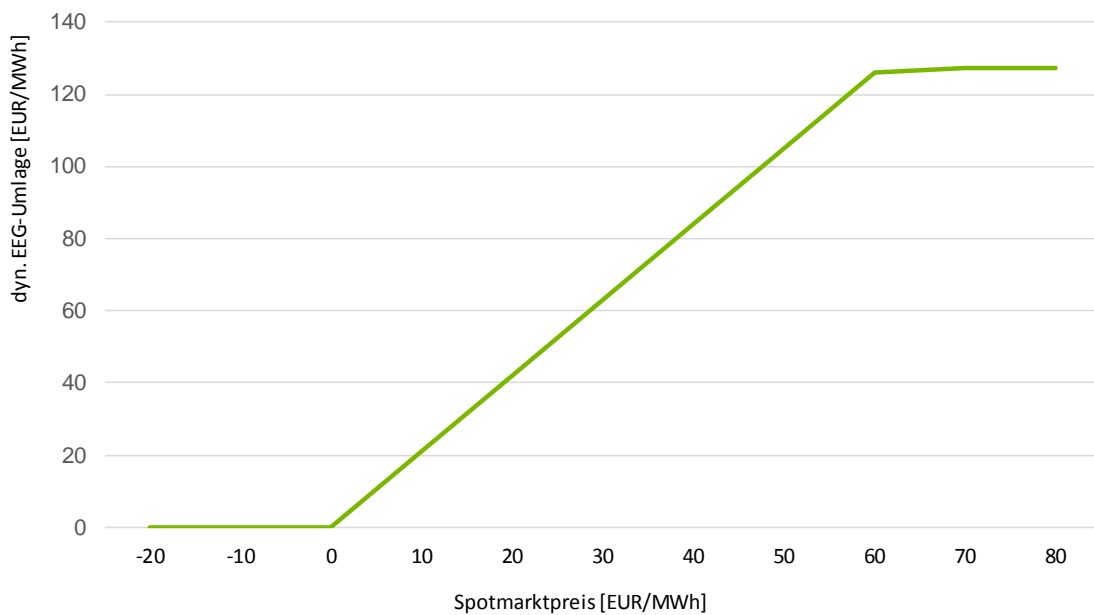


Abbildung 7.14: Begrenzung der dynamischen EEG-Umlage

Durch eine dynamische EEG-Umlage ergeben sich die in Abbildung 7.15 dargestellten Jahresdauerlinien für das Ergebnis der Day-Ahead Auktion mit statischer bzw. dynamischer EEG-Umlage. Es ist zu erkennen, dass die dynamische Variante deutlich extremere Preisspitzen sowohl im positiven als auch im negativen Bereich erzeugt. Es wird deutlich, dass durch die multiplikative Koppelung der EEG-Umlage an den Spotmarktpreis die Preisunterschiede deutlich ansteigen und sich der Verlagerungsanreiz damit stark vergrößert.

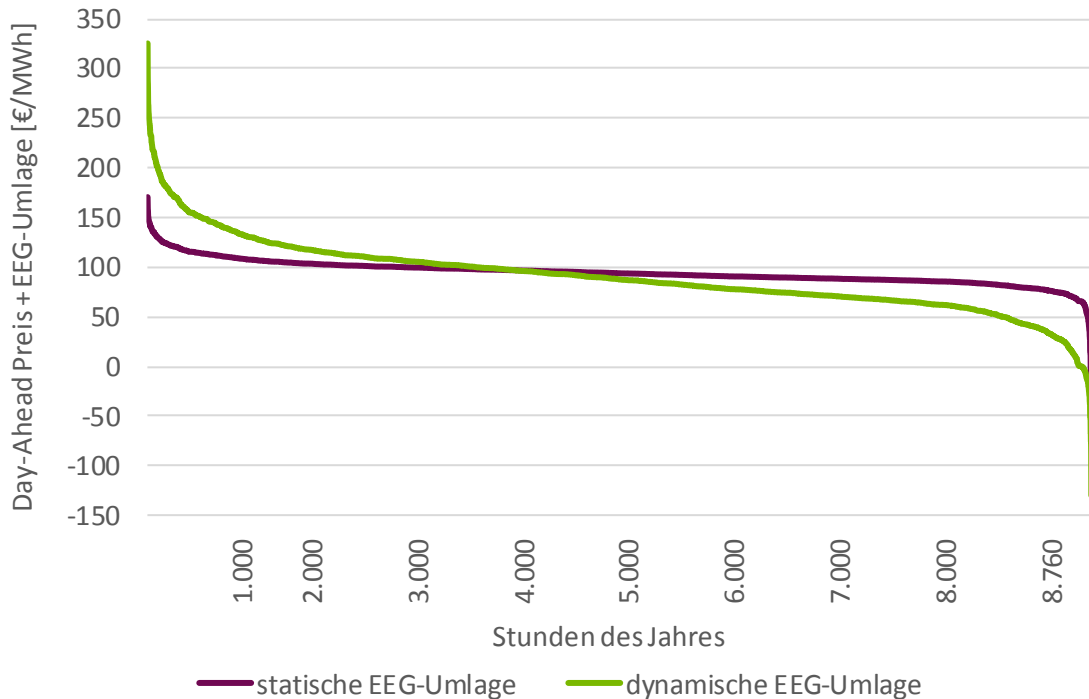


Abbildung 7.15: Jahresdauerlinie des Day-Ahead Auktionsergebnisses mit statischer und dynamischer EEG-Umlage für das Jahr 2016

In Abbildung 7.16 ist für einen exemplarischen Tag der Verlauf des Spotmarktpreises sowie der Preis mit statischer und dynamischer EEG-Umlage dargestellt. Als statische EEG-Umlage wurde der Wert für nicht-privilegierte Verbraucher von 2016 ($k = 63,54 \text{ €/MWh}$ [134]) verwendet.

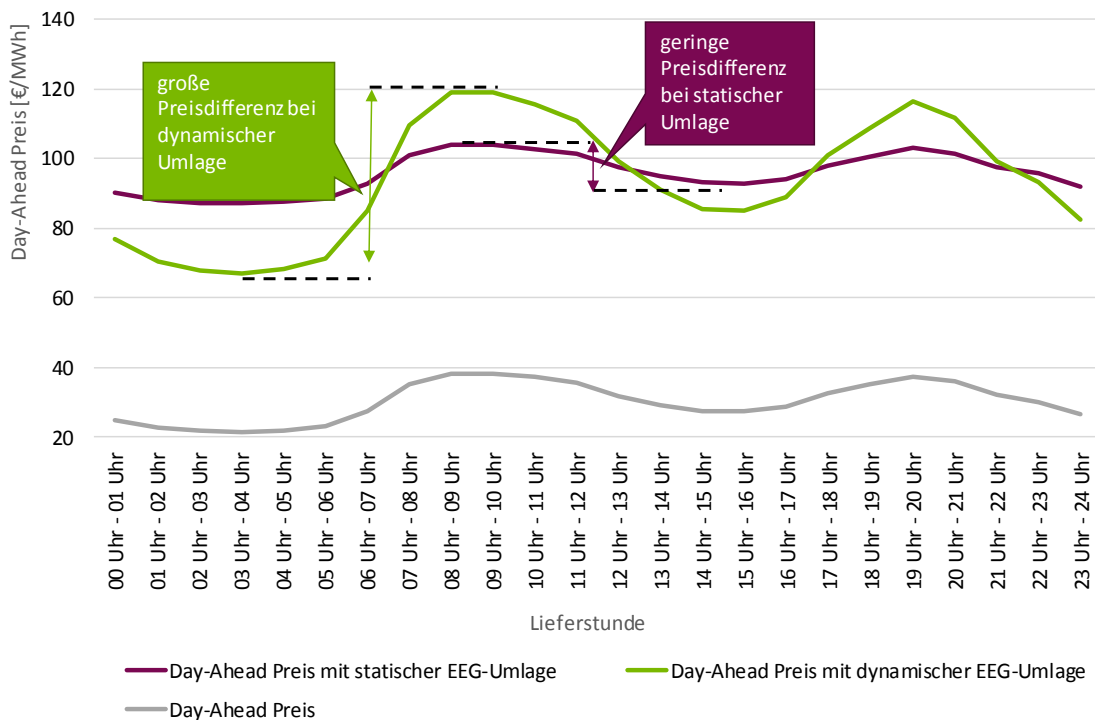


Abbildung 7.16: Prinzipdarstellung der dynamischen EEG-Umlage für einen Beispieltag (14.06.2016)

Um die Auswirkung einer dynamischen EEG-Umlage zu demonstrieren wurde *Prozess 1* einmal mit der statischen EEG-Umlage sowie einmal mit der dynamischen EEG-Umlage optimiert. In Abbildung 7.17 werden die beiden Optimierungsergebnisse mit den Kosten eines statischen Strompreises ($k = 28,98 \text{ €/MWh}$ durchschnittlicher Day-Ahead Preis + $k = 63,54 \text{ €/MWh}$ statische EEG-Umlage) verglichen. Das Optimierungsergebnis basierend auf der statischen EEG-Umlage ergibt eine Einsparung gegenüber dem durchschnittlichen Strompreis von 9,65 %, bei der Nutzung der dynamischen EEG-Umlage vergrößert sich die erzielte Einsparung auf 32,99 %.

Anhand eines Beispiels wurde gezeigt, dass die Dynamisierung der EEG-Umlage den Verlagerungsanreiz für flexible Verbraucher erhöht. Eine dynamische EEG-Umlage wäre somit eine gute Möglichkeit, die notwendige Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie durch die Anreizung von Lastverschiebungen zu erreichen.

Für Demand Response Programme wie das hier diskutierte Projekt *Happy Power Hour* ist eine dynamische EEG-Umlage keine Voraussetzung, würde die erzielbaren Einsparungen allerdings deutlich erhöhen.

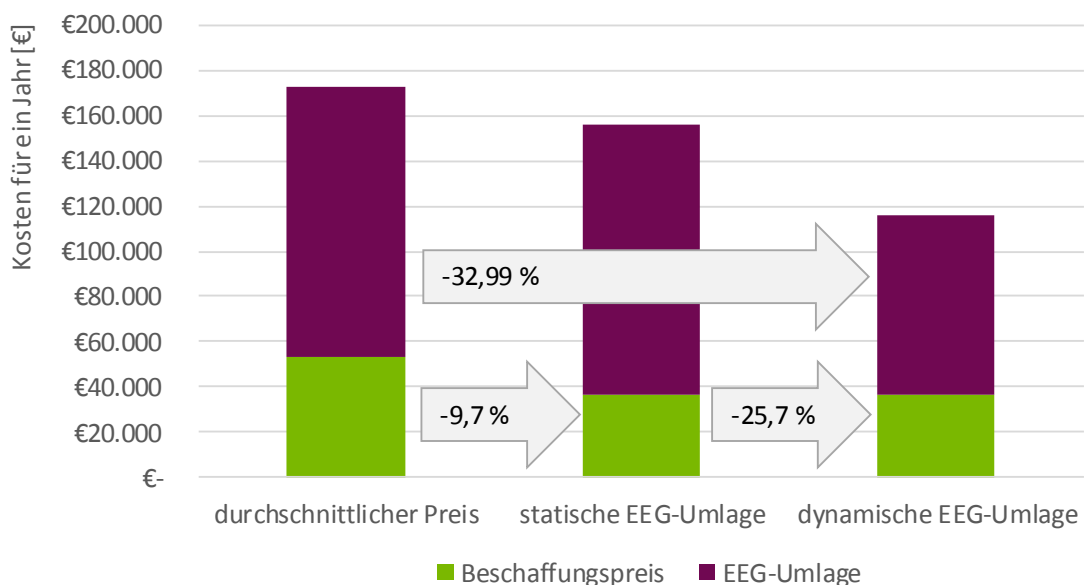


Abbildung 7.17: Ergebnisse der Optimierung von Prozess 1 mit statischer und dynamischer EEG-Umlage

7.2.10 Verwendung eines elektrischen Speichers zur zeitlichen Arbitrage

Der in Abschnitt 0 definierte *Prozess 3* „Batteriespeicher“ wird in der folgenden Simulation für eine zeitliche Arbitrage verwendet. Der Speicher wird also zu Zeiten günstiger Spotmarktpreise geladen und zu Zeiten teurer Spotmarktpreise wieder entladen. Um eine Arbitrage zwischen den Tagen zu ermöglichen, den Speicher also beispielsweise an einem insgesamt günstigen Tag komplett zu laden und diese Energie erst an einem späteren Tag wieder zu verkaufen, wird die Optimierung nicht wie üblich tageweise, sondern in einem Schritt für das komplette Jahr durchgeführt.

In Abbildung 7.18 ist ein Ausschnitt des Optimierungsergebnisses gezeigt. Es ist zu erkennen, dass der Speicher zu Zeiten niedriger Spotmarktpreise geladen (Leistung größer als $P = 0$ kW) und zu Zeiten hoher Spotmarktpreise entladen (Leistung kleiner als $P = 0$ kW) wird. In den Zwischenzeiten, in denen der Speicherfüllstand konstant ist, wird etwas Leistung bezogen, um die füllstandsabhängigen Verluste auszugleichen. Es ergibt sich für die geschlossene Optimierung eines Jahres ein Erlös von $k = 4.276,14$ €.

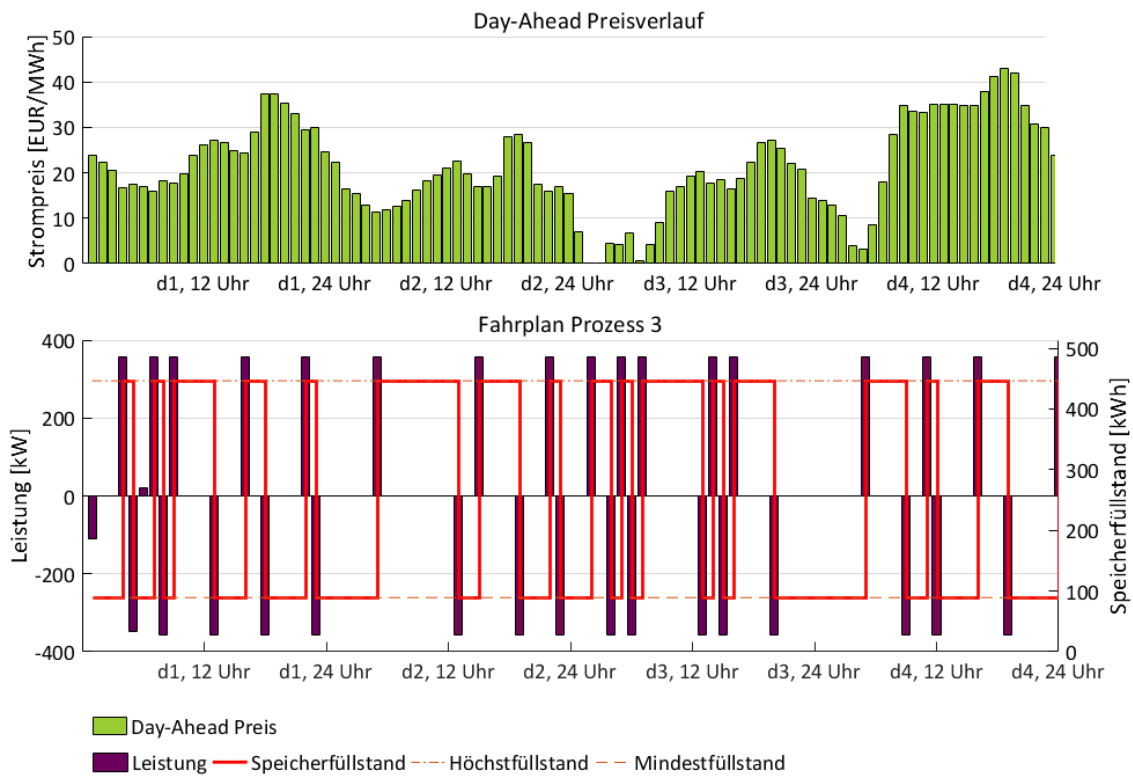


Abbildung 7.18: Ausschnitt des Optimierungsergebnisses für vier Tage (zeitliche Arbitrage Day-Ahead Auktion mit Prozess 3)

Zur Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkung der Investition wird die Kapitalwertmethode verwendet. Der in Formel (7.7) definierte Barwertfaktor κ wird aus den vereinfacht als konstant angenommenen jährlichen Erlösen c_a für $T = 20$ Jahre, mit einem Kalkulationszinssatz von 5 % auf das Jahr 2017 abgezinst, und den einmaligen Investitionskosten c_i , gebildet. Die Investitionskosten wurden auf Basis von [135] mit $c_i = 446.000$ € abgeschätzt. Wartungs- und Instandhaltungskosten sind in dieser groben Abschätzung nicht enthalten, auch müsste aufgrund der langen Betrachtungszeitraumes eine Risikobewertung enthalten sein, da die Lebensdauer des Speichers sowie die weitere Entwicklung der Spotmarktpreise erheblichen Unsicherheiten unterworfen sind. Es ergibt sich ein Barwert von $\kappa = -392.709,85$ €, die Investition in einen Batteriespeicher ausschließlich zur zeitlichen Arbitrage der Day-Ahead Auktion ist also sehr unwirtschaftlich.

$$\kappa = \left\{ \sum_{a=1}^T \frac{c_a}{(1.05)^a} \right\} - c_i \quad (7.7)$$

7.3 Optimierung im kontinuierlichen Intradayhandel

Neben der Nutzung der Day-Ahead Auktion als Anreiz für Lastverschiebungen bietet auch der kontinuierliche Intradayhandel gute Möglichkeiten. Im folgenden Abschnitt wird das entwickelte Modell des Intraday Redispatches auf Beispielprozesse angewendet.

7.3.1 Anzahl Intraday Redispatches

Beginnend mit der Eröffnung des kontinuierlichen Viertelstundenhandels um 16 Uhr des Vortages wird viertelstündlich eine Optimierung ausgeführt, also 32 Optimierungen am Vortag. Anschließend werden für den Liefertag viertelstündlich weitere Optimierungen durchgeführt, bis zu 30 Minuten (Handelsschluss im kontinuierlichen Viertelstundenhandel) vor Beginn des letzten Fahrplanes – also maximal 94 Optimierungen.

In Abbildung 7.19 wird die Anzahl der Optimierungen, die zu einem neuen Fahrplan geführt haben, für *Prozess 1* im Jahresverlauf dargestellt. Die größte Anzahl durchgeführter Intraday Redispatches an einem Tag ist 27, im Mittel werden 10 Intraday Redispatches ausgeführt. Im Jahresverlauf werden insgesamt 3.666 Intraday Redispatches ausgeführt.

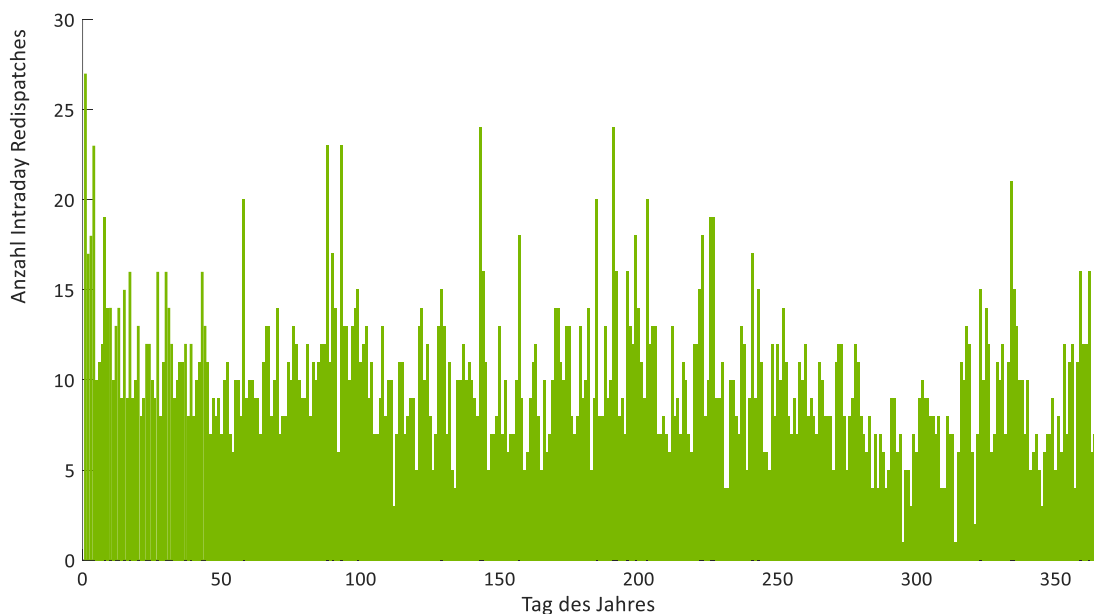


Abbildung 7.19: Anzahl durchgeführter Intraday Redispatches für Prozess 1

Die Anzahl sinnvoller Redispatches hängt von der Liquidität des kontinuierlichen Intradayhandels ab, aber auch die Restriktionen des zu optimierenden Prozesses haben eine Auswirkung. In Abbildung 7.20 ist die Anzahl der im gesamten Jahr ausgeführten Intraday Redispatches sowie die daraus resultierenden Kosten für *Prozess 1* dargestellt. Variiert wurde dabei jeweils der Parameter *frühester Startzeitpunkt* des Prozesses. Es ist zu erkennen, dass die Anzahl der durchgeführten Redispatches mit späterer Startzeit ansteigt. Diese Steigerung ist zu erwarten, da durch den späteren Startzeitpunkt mehr Handelsgeschäfte möglich werden. Zusätzlich zu den Handelsgeschäften am Vortag, die immer möglich sind, können ja bis maximal 30 Minuten vor Beginn des zuletzt ermittelten Fahrplanes Optimierungen vorgenommen werden – bei einem späteren Startzeitpunkt ergeben sich somit zusätzliche Möglichkeiten für eine Lastverschiebung.

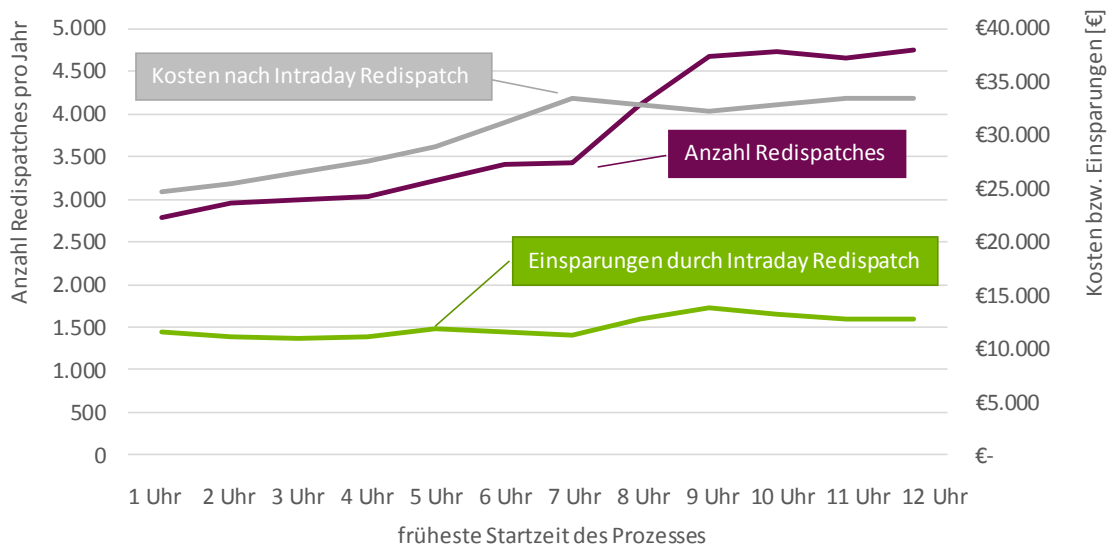


Abbildung 7.20: Anzahl Redispatches in Abhängigkeit der Startzeit für Prozess 1

In Abbildung 7.20 ist allerdings auch zu sehen, dass die Kosten mit späterem Startzeitpunkt stetig ansteigen, was in den Ergebnissen der Day-Ahead Auktion begründet ist. Durch die größere Anzahl von Redispatches kann somit zwar ein weiterer Kostenvorteil generiert werden, die zusätzlichen Einsparungen können aber nicht die höheren Kosten der Day-Ahead Auktion kompensieren. Die Einbeziehung der meistens günstigeren Morgenstunden führt in der ursprünglichen Variante mit dem frühesten Startzeitpunkt 0 Uhr zu den geringsten Kosten.

7.3.2 Intraday Redispatch an einem einzelnen Tag

Ausgangspunkt für den Intraday Redispatch ist die Day-Ahead Optimierung. Der Day-Ahead Preisverlauf und der resultierende Fahrplan für *Prozess 1* ist in Abbildung 7.21 in der ersten Zeile dargestellt. Im Anschluss an die Day-Ahead Optimierung wird viertelstündlich bis zum Handelschluss – 30 Minuten vor Beginn des letzten Fahrplanes - eine Intraday Redispatch-Optimierung durchgeführt. Sobald die Summe Kosten der für einen neuen Fahrplan zu tätigen Kauf- und Verkaufsgeschäfte positiv ist, wird ein neuer Fahrplan generiert. Am betrachteten Beispieltag ist das 17 Mal der Fall.

In Abbildung 7.21 ist ein Ausschnitt des Ergebnisses der Optimierungen dargestellt. Unter dem Ergebnis der Day-Ahead Optimierung ist zeilenweise jeweils ein Intraday Redispatch zu sehen – auf der linken Seite in grün der viertelstündlich mengengewichtete Mittelwert der ausgeführten Transaktionen im kontinuierlichen Intradayhandel und in violett die resultierenden Handelsgeschäfte (positive Werte bedeuten den Verkauf von Energie, negative Werte den Kauf von Energie). Auf der rechten Seite ist der daraus resultierende Fahrplan zu sehen. Es ist zu sehen, dass die Leistung in einzelnen Viertelstunden teilweise oder komplett reduziert wird. Das ist möglich, da bei *Prozess 1* als Mindestleistung 0 kW definiert wurde.

Der letzte Intraday Redispatch wurde an diesem Tag in der Handelsviertelstunde von 00³⁰ Uhr bis 00⁴⁵ Uhr durchgeführt, anschließend war kein weiterer Handel mehr möglich, da der zuletzt gehandelte Fahrplan in der Viertelstunde 01¹⁵ bis 01³⁰ beginnt. In Abbildung 7.21 ist das Handelsvolumen im kontinuierlichen Intradayhandel nicht explizit dargestellt, in dem hier dargestellten Beispiel ist der Handel immer dann liquide, wenn der Preis von Null verschieden ist. Die in Formel (6.26) definierte Beschränkung auf liquide Handelszeiträume ist also in Abbildung 7.21 auf der linken Seite daran zu erkennen, dass sich die lila dargestellten Handelsvolumina auf die Bereiche beschränken, in denen der in grün gezeichnete Preisverlauf von Null verschieden ist.

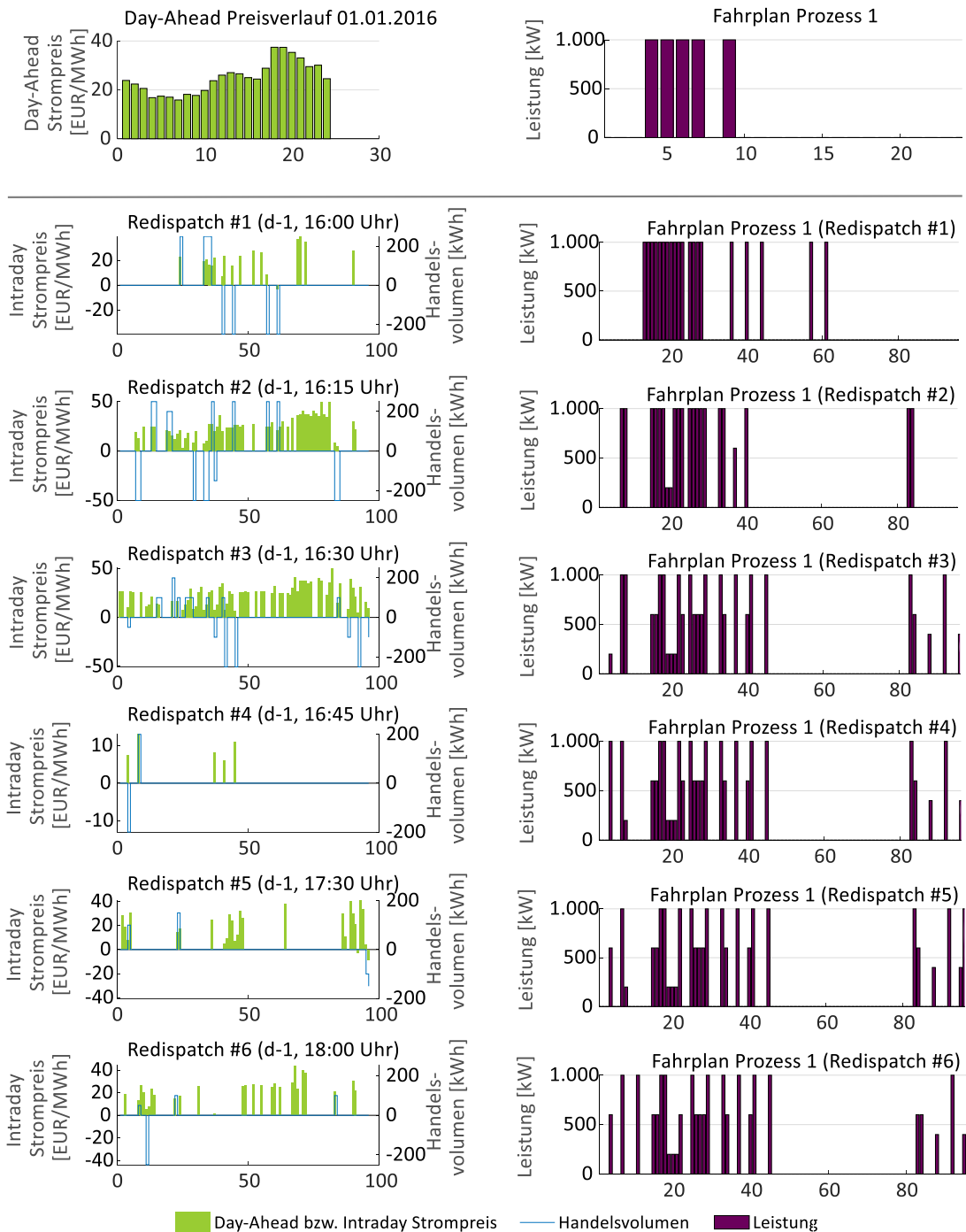


Abbildung 7.21: Intraday Redispatch – Ausschnitt der Ergebnisse für einen beispielhaften Tag (02.01.2016)

7.3.3 Intraday Redispatch – Optimierung über ein gesamtes Jahr

In Abbildung 7.22 ist das Ergebnis der Intraday Redispatch Optimierung für *Prozess 1* über ein komplettes Jahr dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Kosten nach dem Intraday Redispatch erwartungsgemäß stets unter den Kosten der Day-Ahead Optimierung liegen. In dem unteren Teil der Grafik ist die Anzahl der durchgeführten Redispatches aufgetragen.

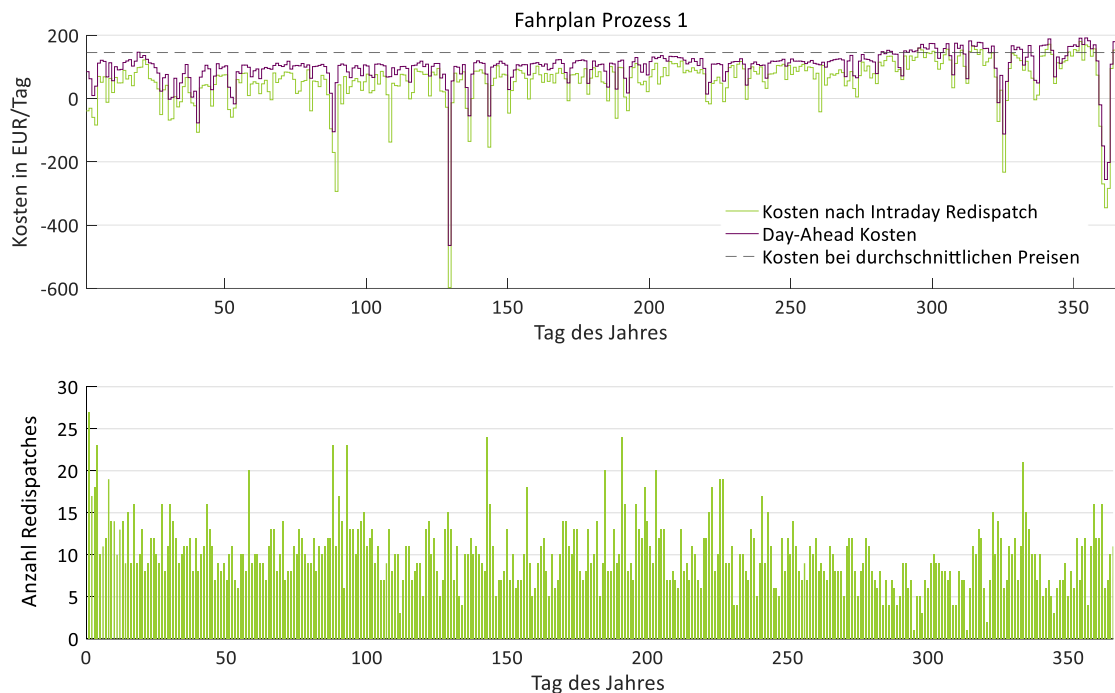


Abbildung 7.22: Ergebnis Intraday Redispatch für ein Jahr (Prozess 1)

Insgesamt konnten die Kosten durch den Intraday Redispatch gegenüber dem Ergebnis der Day-Ahead Optimierung um 41,3 % reduziert werden, wie in Tabelle 7.13 ausführlich aufgelistet wird.

Tabelle 7.13: Ergebnis der Jahresoptimierung von Prozess 1 - Intraday Redispatch

Ergebnis der Jahresoptimierung von Prozess 1	
Kosten bei durchschnittlichem Spotmarktpreis	52.888,50 €
Kosten des optimierten Fahrplans (Day-Ahead)	36.237,27 €
Erzielte Einsparung durch Day-Ahead Optimierung gegenüber durchschnittlichen Day-Ahead Preisen	16.651,23 € (31,5 %)
Durchschnittliche Kosten des optimierten Fahrplanes	19,86 €/MWh
Kosten nach Intraday Redispatch	21.271,39 €
Erzielte Einsparung durch Intraday Redispatch gegenüber der Day-Ahead Optimierung	14.965,88 € (41,3 %)
Durchschnittliche Kosten des optimierten Fahrplanes (nach Intraday Redispatch)	11,66 €/MWh
Erzielte Ersparnis insgesamt (Kosten Intraday Redispatch im Vergleich zu durchschnittlichen Spotmarktpreisen)	58,8 %

Im Vergleich zu den Kosten, welche *Prozess 1* bei einem durchschnittlichen Spotmarktpreis verursachen würde, können die Kosten durch die Day-Ahead Optimierung und den Intraday Redispatch um insgesamt 58,8 % reduziert werden.

7.3.4 Verwendung eines elektrischen Speichers zur zeitlichen Arbitrage

In Abschnitt 7.2.10 wurde die Verwendung eines elektrischen Speichers zur zeitlichen Arbitrage in der Day-Ahead Auktion untersucht. Aufgrund der hohen Investitionskosten und der vergleichsweise geringen Erlösmöglichkeiten zeigte sich dieser Ansatz als nicht wirtschaftlich. In diesem Abschnitt soll untersucht werden, welche Möglichkeiten einer zeitlichen Arbitrage sich im kontinuierlichen Intradayhandel ergeben. Da dieser Marktplatz für den kurzfristigen Ausgleich von Prognoseabweichungen sowie Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen ausgelegt ist, kann vermutet werden, dass sich hier durch die häufigeren Handelsgeschäfte und die größere Volatilität gegenüber der Day-Ahead Auktion Vorteile erzielen lassen.

Es wurde auch für diese Optimierung *Prozess 3* verwendet, der Batteriespeicher wurde auch hier ausschließlich für die zeitliche Arbitrage eingesetzt. Eine Kombination mit weiteren Verwendungszwecken, wie beispielsweise dem innerbetrieblichen Spitzenlastmanagement, würde die Erlösmöglichkeiten weiter erhöhen.

Bei der Optimierung über den Zeitraum eines kompletten Jahres konnte durch den Intraday Redispatch ein Erlös von $k = 18.858,99 \text{ €}$ erzielt werden. Der Erlös übertrifft das Ergebnis der Optimierung anhand der Day-Ahead Auktion zwar um das Vierfache, die Bewertung der Investition anhand der in Formel (7.7) beschriebenen Kapitalwertmethode führt aber noch immer zu einem negativen Ergebnis. Bei Annahme konstanter Erlöse ist der Barwert nach zwanzigjähriger Betriebszeit mit $\kappa = -210.975,32 \text{ €}$ von einer rentablen Einsatzmöglichkeit nach wie vor weit entfernt. Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssten sich die Speicherkosten mindestens halbieren, wobei auch hier eine Risikobewertung für den Investitionszeitraum von 20 Jahren erforderlich wäre.

Ein wirtschaftlicher Einsatz von Batteriespeichern lässt sich daher entweder erst mit der zu erwartenden Kostendegression von Batteriespeichern, durch die Nutzung ausrangierter Batteriespeicher aus der Elektromobilität („*Second Life*“) oder mit dem kombinierten Einsatz in unterschiedlichen Marktsegmenten realisieren.

7.3.5 Modellierungsvarianten von Batteriespeichern (Prozess 2)

Anhand der Optimierung von *Prozess 2*, der Ladung von Elektrogabelstaplern, werden unterschiedliche Varianten der Modellierung von Batteriespeichern vorgestellt.

7.3.5.1 Modellierung als programmgeführter Prozess

In Abbildung 7.23 ist das Ergebnis der Optimierungen für ein Jahr von *Prozess 2* dargestellt. Durch die in Abschnitt 7.2.1 vorgestellte Day-Ahead Optimierung konnten die jährlichen Kosten gegenüber dem durchschnittlichen Spotmarktpreis um 30 % reduziert werden. Durch den anschließend durchgeführten Intraday Redispatch konnten die Kosten um weitere 39 % gesenkt werden. Gegenüber dem durchschnittlichen Spotmarktpreis von $k = 28,98 \text{ €/MWh}$ konnte durch die 2084 Handelsgeschäfte des Intraday Redispatches innerhalb des betrachteten Jahres ein resultierender Energiepreis von $k = 12,35 \text{ €/MWh}$ erreicht werden.

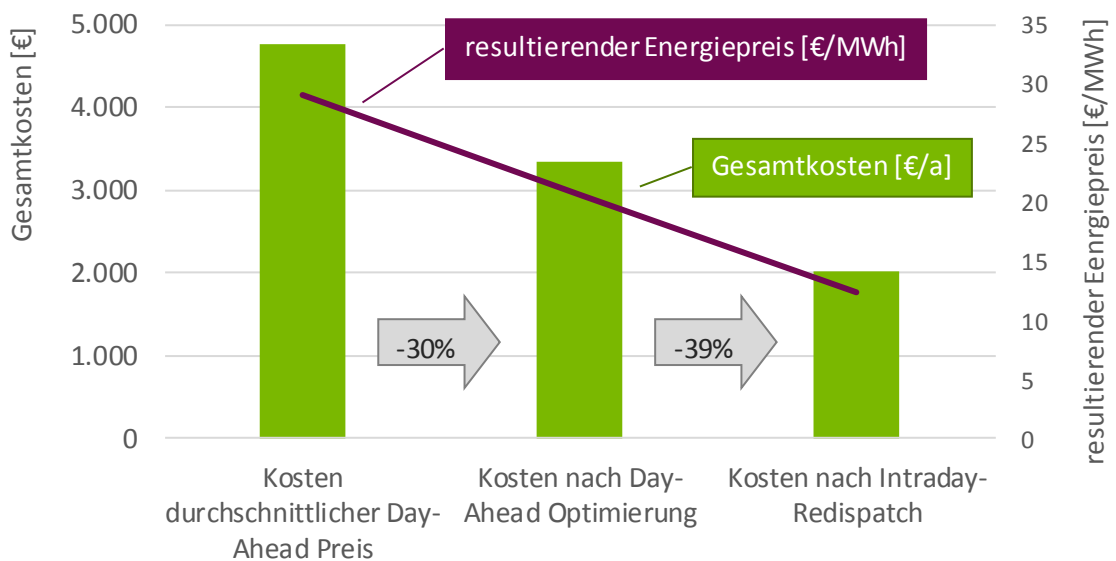


Abbildung 7.23: Ergebnis für die Optimierung Day-Ahead und Intraday Redispatch von *Prozess 2*

Durch die Modellierung als programmgeführter Prozess wurde in diesem Beispiel lediglich die insgesamt benötigte Energie vorgegeben, eine zusätzliche Verwendung des Speichers zur zeitlichen Arbitrage ist dadurch ausgeschlossen.

7.3.5.2 Modellierung als parametergeführter Prozess

Alternativ zur im vorangegangenen Absatz vorgestellten programmgeführten Modellierung des Ladeverhaltens von Elektrogabelstaplern (*Prozess 2*) ist in diesem Fall auch eine Modellierung als parametergeführter Prozess möglich. Anstatt die zu beziehende Energie in einer Phase vorzugeben, wird der Mindest- und Höchstfüllstand des Speichers und die maximale Leistung festgeschrieben. In diesem Beispiel wird der Anfangsfüllstand des Speichers auf $v_{\text{init}} = 100 \text{ kWh}$ festgesetzt – damit wird nachgebildet, dass die Batterien der Gabelstapler am Schichtende nicht komplett entleert sind. Als Zielfüllstand sind $v_{\text{final}} = 550 \text{ kWh}$ vorgegeben – somit ist die benötigte Energie auch in dieser Modellierung $E = 400 \text{ kWh}$ pro Tag. Die Leistung ist stufenlos zwischen $\underline{P} = 0 \text{ kW}$ und $\overline{P} = 150 \text{ kW}$ variierbar festgelegt. Eine vollständige Aufstellung der Parameter findet sich in Anhang 12.1.1 (*Prozess 2b*).

Das Ergebnis der Optimierung für ein gesamtes Jahr führt zu dem identischen Ergebnis wie die in Abschnitt 7.3.5.1 diskutierte Modellierung als programmgeführter Prozess. In Abbildung 7.24 ist das Ergebnis der Optimierung eines exemplarischen Tages aus dem Jahr 2016 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass sich der Speicherfüllstand stets zwischen dem Mindest- und dem Höchstfüllstand bewegt und im festgelegten Zeitfenster vom Startfüllstand auf den Endfüllstand geladen wird. Die Ladung wurde dabei in die drei günstigsten Stunden des Zeitraumes platziert. Die Unterbrechung der Phase ist zulässig, da als Mindestleistung $\underline{P} = 0$ kW festgelegt wurden.

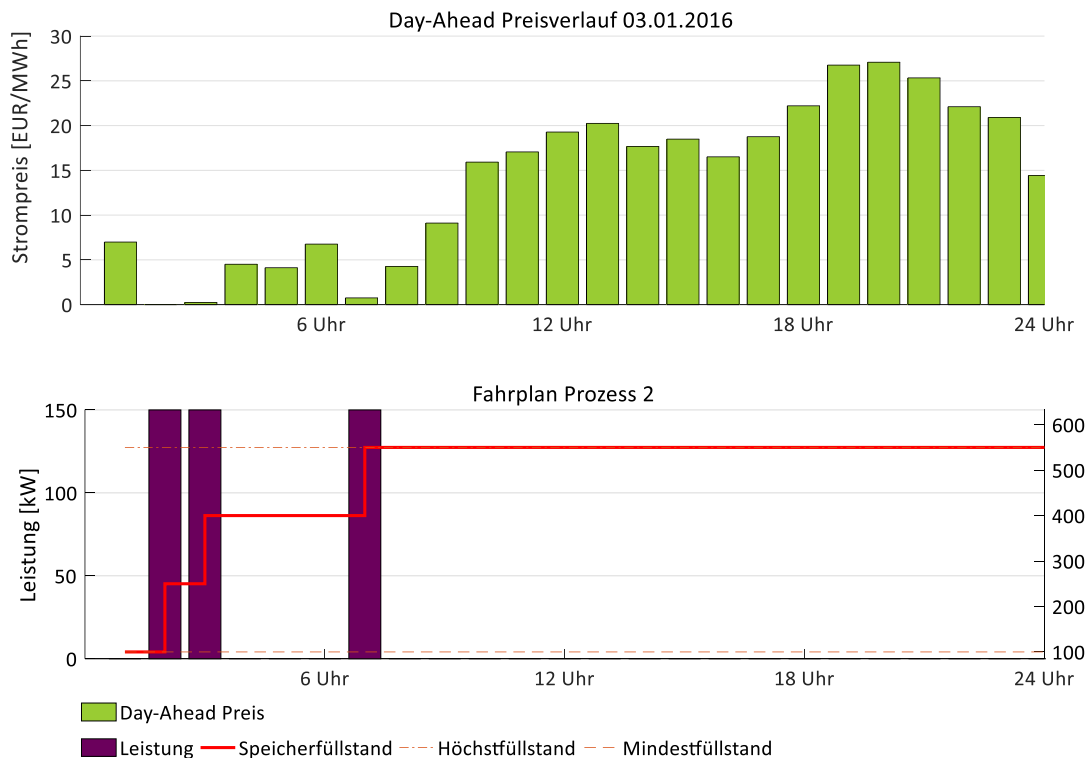


Abbildung 7.24: Ergebnis der Day-Ahead Optimierung von Prozess 2 (parametergeführte Modellierung), 03.01.2016

Bei diesem Beispiel wurden der Anfangs- und der Endfüllstand nicht auf den gleichen Wert festgesetzt, sondern zwischen den festgelegten Zeiträumen für die Ladung (0 Uhr bis 7 Uhr) wurde eine Entladung angenommen, so dass der Speicherfüllstand zu Beginn eines jeden Tages wieder auf $v_{\text{init}} = 100$ kWh gesunken ist. Diese Nutzung der Elektrogabelstapler hätte alternativ auch über den Parameter „externe Entnahme Speicher“ vorgenommen werden können.

7.3.5.3 Modellierung als parametergeführter Prozess mit bidirektionalem Laden

Um die Flexibilität des Batteriespeichersystems weiter zu steigern, wurde im folgenden Beispiel angenommen, dass die untere Leistungsgrenze nicht $\underline{P} = 0$ kW, sondern $\underline{P} = -150$ kW beträgt, der Speicher also auch entladen werden kann. Die in der Batterie gespeicherte Energie kann also während der Betriebszeit auch ins Netz zurückgespeist werden. Solche Anwendungen werden im Zusammenhang mit Elektroautos unter dem Begriff *vehicle to grid* diskutiert (z.B. [136], [137]). Die Auswirkung einer erhöhten Anzahl von Ladevorgängen auf die Lebensdauer der Batterie wird hier nicht weiter betrachtet.

Der einzige Parameter, der dazu geändert werden muss ist die Mindestleistung. Eine vollständige Aufstellung der Parameter findet sich in Anhang 12.1.1 (*Prozess 2c*).

In Tabelle 7.14 ist das Ergebnis der Optimierung für ein Jahr zu sehen. Die Auswirkungen auf die Day-Ahead Optimierung sind sehr gering, weil sich in dem eingeschränkten Zeitraum nur wenige Lade- und Entladekombinationen realisieren lassen, die Preise zu diesem Zeitraum allerdings nicht stark schwanken. Bei der Intraday Redispatch Optimierung hingegen zeigt sich eine große Auswirkung. Anstelle einer Einsparung von 39,4 % gegenüber der Day-Ahead Optimierung kann nun eine Einsparung von 56,9 % realisiert werden.

Tabelle 7.14: Vergleich der Ergebnisse der Jahresoptimierung der Prozesse 2b und 2c

	Prozess 2b (unidirektionales Laden)	Prozess 2c (bidirektionales Laden)
Strombezugskosten nach Day-Ahead Optimierung	3.348,78 €/a	3.337,56 €/a
Strombezugskosten nach Intraday Redispatch	2.029,12 €/a	1.439,78 €/a
Einsparung durch Intraday Redispatch im Verhältnis zur Day-Ahead Optimierung	39,4 %	56,9 %

In Abbildung 7.25 sind exemplarisch die ersten drei Redispatches für einen Tag ausschnittsweise dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das Ergebnis der Day-Ahead Optimierung, eine Ladung in den Stunden 4 bis 6 – den günstigsten Stunden des zulässigen Zeitraumes, in mehreren Schritten auf Basis der Preise des kontinuierlichen Intradayhandels optimiert wird. Da in der Variante *Prozess 2c* die Mindestleistung auf $\underline{P} = -150$ kW gesenkt wurde, ist nun eine Rückspeisung aus der Batterie in das Stromnetz möglich – bereits eingespeicherte Energie kann also im kontinuierlichen Intradayhandel verkauft werden. In dem hier gezeigten Beispiel ist das in allen drei Redispatches der Fall, so dass der resultierende Speicherfüllstand, in Abbildung 7.25 auf der rechten Seite als rote Linie dargestellt, nicht mehr kontinuierlich ansteigt, sondern in mehreren Zeitschritten wieder sinkt.

Im ersten Redispatch ist zum Beispiel zu sehen, dass in den Viertelstunden 6, 7, 8 und 26 Energie zu einem günstigen Preis nachgekauft wird, welche dann in den etwas teureren Viertelstunden 18 und 19 verkauft wird. Die rechts in violett dargestellte Leistung wird dementsprechend angepasst, in den Viertelstunden, in denen Energie zugekauft wird, erhöht sich die Leistung, in den beiden Viertelstunden, in denen Energie verkauft wird, wird die Leistung verringert.

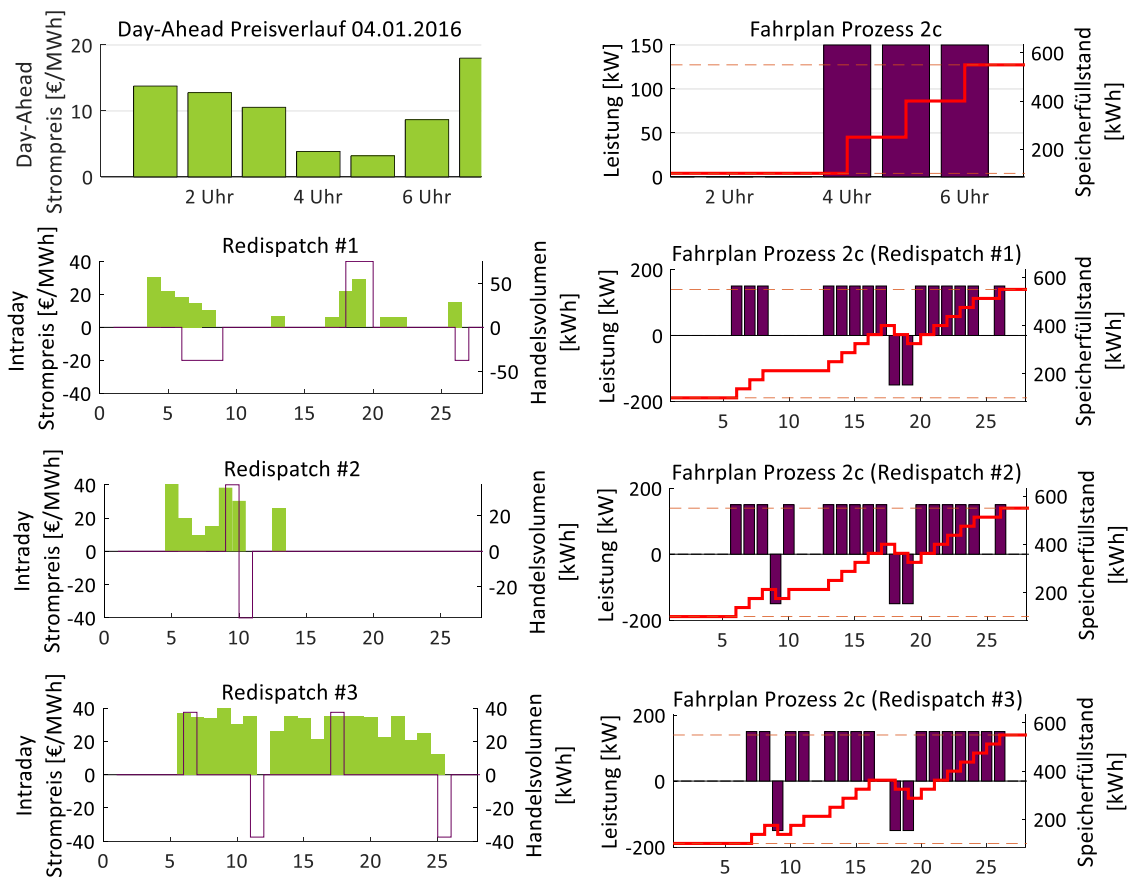


Abbildung 7.25: Ergebnis des Intraday Redispatch für Prozess 2c am 04.01.2016, 0 Uhr bis 7 Uhr, erste 3 Redispatches

An diesem Beispiel ist zu erkennen, dass die zeitliche Arbitrage im kontinuierlichen Intradayhandel mittels eines Batteriespeichers als Ergänzung zur eigentlichen Hauptanwendung wirtschaftlich vorteilhaft sein kann.

7.4 Zwischenfazit und Ausblick

Es wurde gezeigt, dass zahlreiche Prozesse in der Industrie die Möglichkeit zur Lastverschiebung bieten. Durch eine Anpassung des Stromverbrauchs an die dargebotsabhängige Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, und damit an den schwankenden Spotmarktpreis, können Unternehmen ihre Strombezugskosten zum Teil deutlich reduzieren. Eine erste Einsparung ist durch die Optimierung auf Basis der Day-Ahead Auktion möglich, den größten Hebel bietet aber die laufende Optimierung im kontinuierlichen Intradayhandel. Durch die Kombination der beiden Marktplätze kann der mögliche Erlös deutlich erhöht werden, ohne eine risikobehaftete spekulative Strategie im kontinuierlichen Intradayhandel zu benötigen.

Im Rahmen der Day-Ahead Auktion wird ein gültiger Fahrplan ermittelt und die gesamte benötigte Energie beschafft. Da im kontinuierlichen Intradayhandel lediglich gekoppelte Kaufs- und Verkaufsgeschäfte getätigt werden, wenn sie in Kombination eine monetäre Einsparung generieren, sind die Handelsaktivitäten durch die Flexibilität der entsprechenden Verbraucher abgesichert.

Es wurde gezeigt, dass die Strombezugskosten gegenüber den durchschnittlichen Spotmarktpreisen in den untersuchten Beispielprozessen um bis zu 53 % gesenkt werden konnten. Möglich sind dabei sowohl einfache Optimierungen auf Basis von Prognosen mit einigen Tagen Planungsvorlauf als auch dynamische Optimierungen im kontinuierlichen Intradayhandel mit einer Vielzahl von Optimierungsschritten und daraus resultierenden Handelsgeschäften pro Tag.

Durch das entwickelte allgemeine Modell für flexible Verbraucher konnte der Implementierungsaufwand zur Einführung eines dynamischen Stromtarifes deutlich gesenkt werden.

Die Optimierung von flexiblen Verbrauchern auf Basis der Spotmarktpreise bietet nicht nur den beteiligten Unternehmen die Möglichkeit ihre Stromkosten zu reduzieren, sondern unterstützt auch den stets notwendigen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem. Die Optimierung zahlreicher einzelnen Unternehmen unterstützt somit über die einheitliche Verwendung des Spotmarktpreises als Führungsgröße die Findung eines Systemoptimums für das gesamte Stromsystem.

7.4.1 Einsatz dynamischer Stromtarife in Haushalten

Neben dem hier diskutierten Einsatz in der mittelständischen Industrie wird auch über Lastverschiebung von Privathaushalten diskutiert. Etwa ein Viertel des Strombezugs in Deutschland entfällt auf Haushalte [44], daher ist dieser Sektor grundsätzlich auch für Lastverschiebungsprojekte interessant. In zahlreichen Projekten wurden dazu bereits Potentiale ermittelt und Pilotprojekte durchgeführt (z.B. [31], [138], [139], [140], [141]).

Das Potential ist insgesamt zwar groß, durch die sehr geringe Leistung der einzelnen Anlagen in Privathaushalten ist die Erschließung jedoch zumindest aktuell noch schwierig. Solange zusätzliche Steuer- und Kommunikationstechnik installiert werden muss, übersteigen die Kosten mögliche Erlöse in der Regel. Mit der voraussichtlich 2018 beginnenden Ausbringung intelligenter Messsysteme („*Smart Meter*“) wird durch eine zeitlich hochaufgelöste Messung des Strombezugs zumindest die Grundlage für dynamische Tarife gelegt. Über die derzeit in der Ausgestaltung befindliche CLS-Schnittstelle³⁵ wird dann die Basis für eine Steuerung der Anlagen ohne zusätzliche Hardware vorhanden sein.

Mögliche Einsparungen durch dynamische Stromtarife in Privathaushalten werden zum Beispiel in [142] abgeschätzt.

7.4.2 Berücksichtigung der Anforderungen in künftigen Anlagen und Geräten

Die im Rahmen dieser Arbeit diskutierte Lastverschiebung von flexiblen Verbrauchern auf Basis eines dynamischen Stromtarifs erfordert gegenwärtig die Installation zusätzlicher Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie eine separate Kommunikationsanbindung. Diese zusätzliche Hardware verursacht hohe Implementierungskosten, die durch die zu erzielenden Einsparungen erst amortisiert werden müssen.

Zahlreiche neue Anlagen, insbesondere im Haushalts- und Gewerbekundensegment, haben heute bereits eine Kommunikationsanbindung, um Monitoring- oder Steuerungszugriffe z.B. über Mobiltelefone oder Smart Home-Systeme zu realisieren. Auch im Industriekundenbereich sind zahlreiche neue Anlagen bereits mit geeigneten Schnittstellen zu überlagerten Spitzenlastmanagementsystemen ausgestattet. Es ist davon auszugehen, dass mit der Standardisierung der Schnittstellen zur Nutzung eines dynamischen Stromtarifs Gerätehersteller künftig solche direkt in ihre neuen Produkte integrieren. Kauft man also beispielsweise ein PV-Batteriespeichersystem für den Haushalt oder eine Kühlzelle für einen Gewerberaum, könnten diese die *Happy Power Hour*-Schnittstelle einbinden und das Preissignal bzw. den strompreisoptimierten Fahrplan direkt in die Gerätesteuerung integrieren. Somit ließen sich auch deutlich kleinere Anlagen wirtschaftlich sinnvoll zur Spotmarktoptimierung nutzen.

³⁵ *Controllable Locale System*, Schnittstelle im Smart Meter Gateway zu Steuerung von Geräten

Durch eine solche Integration der Schnittstellen in neue Anlagen würde sich der Aufwand zur Identifizierung des Lastverschiebungspotentials und der individuellen Restriktionen je Gerätetyp auf eine viel größere Anzahl von Anlagen verteilen. Für einzelne Gerätetypen gibt es schon umfangreiche Vorüberlegungen zur Flexibilisierung der Betriebsweise, unter anderem für Wärmepumpen [35], PV-Batteriespeicher [143], Gebäudetechnik (Lüftungs- und Klimatisierungstechnik) [144] oder Durchlauferhitzer [145]. Übernimmt der Hersteller einer solchen Anlage einmalig den Aufwand zur Flexibilitätsermittlung und implementiert die notwendigen Schnittstellen, kann er die Geräte künftig als „*Happy Power Hour ready*“ vermarkten und seinen Kunden über die dadurch erzielbaren Stromkosteneinsparungen einen zusätzlichen Mehrwert bieten.

8 Weitere Vermarktungsoptionen für Flexibilität

Die Flexibilität von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen kann für unterschiedlichste Ziele eingesetzt werden. Diese Arbeit hat ausführlich die Nutzung von Flexibilität zur Reduzierung der Strombezugskosten anhand einer Optimierung auf unterschiedlichen Spotmärkten diskutiert. Zahlreiche weitere Vermarktungsoptionen für Flexibilität sind heute bereits möglich und könnten mit den beiden diskutierten Einsatzzwecken kombiniert werden.

8.1 Regionale Flexibilitätsmärkte - Management des lokalen Verteilnetzzustandes

Die bisher ausgeführten Betrachtungen bezogen sich ausschließlich auf die Optimierung von flexiblen Verbrauchern auf Signale aus dem Großhandelsmarkt. Die physikalische Umsetzung der Handelsgeschäfte, also die tatsächliche Lieferung von elektrischer Energie, wurde stets als netzseitig machbar vorausgesetzt. Diese oft als „Kupferplatte“ bezeichnete Annahme, dass die Stromnetze alle Lieferwünsche des Handels umsetzen können, stößt zunehmend an ihre Grenzen – sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz.

8.1.1 Smart Grids zur Überwachung und Regelung des lokalen Netzzustandes

Bislang wurden Verteilnetze weitgehend unbeobachtet betrieben, die letzten Mess- und Regelungseinrichtungen befinden sich klassischerweise im Umspannwerk zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene. Die dahinterliegenden Verteilnetze sind ausschließlich zur Verteilung der elektrischen Energie mit unidirektionalem Lastfluss von den oberen zu den unteren Netzebenen geplant und gebaut worden. Durch die zunehmende dezentrale Einspeisung Erneuerbarer Energien kommt dieses klassische Betriebskonzept an seine Grenzen. Zunehmend treten Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes und Betriebsmittelüberlastungen im Verteilnetz auf, die häufig nicht detektiert werden und nur durch kostenintensive konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen behoben werden können.

Eine innovative, dynamische Betriebsweise des Verteilnetzes, ermöglicht durch dessen Beobachtung anhand einzelner Sensoren und die Einbindung von wenigen Akteuren, kann dieses Problem lösen. Entsprechende Systeme wurden bereits entwickelt und in zahlreichen Anwendungsfällen erprobt. Solche als „*Smart Grids*“ bezeichneten Verteilnetzautomatisierungssysteme wurden für die Niederspannungsebene [146], [147], [148] und für die Mittelspannungsebene [XXII], [149] realisiert, eine gemeinsame Netzzustandsüberwachung und -regelung für beide Spannungsebenen ist ebenfalls in Entwicklung [150].

In zahlreichen Untersuchungen wurde bereits festgestellt, dass die bestehende Infrastruktur der Verteilnetze durch eine Ergänzung mit Verteilnetzautomatisierungssystemen an neuralgischen Punkten sehr viel effizienter ausgenutzt werden kann. Somit lässt sich ein beträchtlicher Teil der heute bereits absehbaren Ausbaumaßnahmen, die der Zubau Erneuerbarer Energien im Verteilnetz verursacht, einsparen [100], [151].

8.1.2 Motivation und Zielsetzung Regionaler Flexibilitätsmärkte

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Optimierung von flexiblen Anlagen auf ein gemeinsames Spotmarktpreissignal kann im Falle einer sehr großen Beteiligung bzw. lokalen Häufung von flexiblen Anlagen, durchaus Grenzwertverletzungen auf Verteilnetzebene verursachen.

Auch die Installation von neuen, leistungsintensiven Erzeugungs- oder Verbrauchsanlagen wie Elektrofahrzeugen oder PV-Batteriespeichersystemen, können bei einer lokalen Häufung oder einem starken Zubau zu zusätzlichen Herausforderungen für den Netzbetrieb führen und die bereits heute in manchen Netzabschnitten auftretenden Grenzwertverletzungen durch eine lokal zu große Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verschärfen.

Der Ausbau der Verteilnetze auf diese selten auftretenden Extrempunkte ist erkennbar ineffizient, zumal ohne eine Netzzustandsüberwachung zusätzlich große Sicherheitsreserven aufgeschlagen werden müssen.

Die bereits etablierten Smart Grid Systeme basieren auf einer Ansteuerung ausgewählter Aktoren, beispielsweise Wechselrichter von Photovoltaikanlagen oder Batteriespeichern, über eine eigens zu installierende Fernwirktechnik. Durch die Etablierung eines offenen, transparenten Marktplatzes soll nun die Möglichkeit geschaffen werden, dass sich künftig weitere Anlagentypen an der Regelung des Netzzustandes auf Verteilnetzebene beteiligen können. Durch eine Einbindung möglichst sämtlicher flexibler Erzeuger und Verbraucher in Netzabschnitten, in denen Grenzwertverletzungen zu erwarten sind, lässt sich erstmals eine Koppelung von Markt und Netz realisieren. Solange der lokale Verteilnetzzustand unkritisch ist, können die Flexibilitäten unbegrenzt an anderen Märkten, wie beispielsweise dem Regelleistungsmarkt oder den Spotmärkten, aktiv sein. Sobald allerdings eine Grenzwertverletzung im Verteilnetz prognostiziert wird, können diese markt- oder systemdienlichen Betriebsweisen der Flexibilitäten eingeschränkt und die Leistung stattdessen für den lokal netzdienlichen Einsatz eingeplant werden [XIV].

Um dieses Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte (RegioFlex) zu realisieren, müssen die bestehenden Smart Grid Systeme, die bislang die Regelung auf Basis des gemessenen Netzzustandes in Echtzeit durchführen, mit Prognoseverfahren ergänzt werden. Erst wenn Grenzwertverletzungen durch geeignete Prognoseverfahren mit einem ausreichenden zeitlichen Vorlauf identifiziert werden können, wird eine über Marktmechanismen organisierte präventive Anpassung von Fahrplänen flexibler Anlagen möglich.

Das erstmals in [152] vorgestellte Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte sieht die unbundling-konforme Koordination von Erzeugung und Verbrauch mit Großhandelsmärkten und dem lokalen Netzzustand vor. Zur Größe der Marktgebiete gibt es unterschiedliche Vorstellungen; in [153] werden große Bereiche, eventuell sogar für mehrere Netzbetreiber gemeinsam vorgeschlagen, in [XIV] ist ein sehr kleinteiliges System mit Marktgebieten innerhalb kleiner Verteilnetzabschnitte vorgesehen. Ein weiterer Implementierungsansatz wird in [154] vorgestellt, einen Überblick über die verschiedenen Ansätze für Regionale Flexibilitätsmärkte gibt [155].

8.1.3 Ausgestaltung Regionaler Flexibilitätsmärkte

Es existieren noch keine gesetzlichen Vorgaben und Implementierungsstandards zu Regionalen Flexibilitätsmärkten, mögliche Varianten werden in mehreren Projekten derzeit entwickelt (z.B. [156], [157], [158], [159]). Im Folgenden wird die ursprünglich in [152] vorgestellte und unter anderem in [II], [III], [X], [XI], [XIV], [XIX], und [158] konkretisierte Konzeption eines Regionalen Flexibilitätsmarktes diskutiert.

8.1.3.1 *Die Netzkapazitätsampel – Basis für Regionale Flexibilitätsmärkte*

Auf Basis des prognostizierten Netzzustandes und der Maßnahmen, die der Netzbetreiber direkt ergreifen kann (z.B. Stufung des UW-Trafos oder eines rONT³⁶), wird für jeden Netzaggregationsbereich eine der drei Ampelphasen aktiviert.

8.1.3.1.1 Grüne Ampelphase

Die grüne Ampelphase signalisiert, dass für diesen Netzaggregationsbereich keine Grenzwertverletzung prognostiziert wird. Es ergeben sich somit keine Einschränkungen für Marktteilnehmer, alle Handelsgeschäfte können unbeschränkt getätigt werden. Der Regionale Flexibilitätsmarkt wird nicht aktiv. Die grüne Ampelphase ist der Normalzustand, sie ist im überwiegenden Teil der Zeit ausgewählt.

8.1.3.1.2 Rote Ampelphase – kritischer Netzzustand

Die rote Ampelphase wird aktiv, wenn in Echtzeit Grenzwertverletzungen vorliegen. Die Ursache dafür können entweder nicht ausreichende Angebote von Flexibilitäten sein oder dass der tatsächliche Netzzustand nach der Auktion stark vom prognostizierten Wert abweicht. Ist die rote Ampelphase aktiv, darf der Netzbetreiber gegen geeignete Entschädigungszahlungen Zwangseingriffe vornehmen, zum Beispiel die Drosselung von Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, um den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Das Vorgehen in der roten Ampelphase entspricht somit dem bisher in Smart Grid Systemen genutzten Verfahren.

³⁶ regelbarer Ortsnetztransformator

8.1.3.1.3 Gelbe Ampelphase – marktbasierter Vermeidung kritischer Netzzustände

Die gelbe Phase der Netzkapazitätsampel wird ausgerufen, sobald die Netzzustandsprognose für einen Netzaggregationsbereich eine Zustandsverletzung prognostiziert, die der Netzbetreiber mit eigenen Betriebsmitteln (z.B. Stufung eines rONT) nicht vermeiden kann.

Wird durch die gelbe Ampelphase signalisiert, dass eine Grenzwertverletzung droht, werden alle Flexibilitäten, die innerhalb des betroffenen Netzaggregationsbereiches liegen, aufgerufen, ein Angebot für die Leistungsänderung abzugeben.

8.1.3.2 Zeitlicher Ablauf des Regionalen Flexibilitätsmarktes

Das Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte benötigt die Erweiterung bestehender Smart Grid Systeme um eine Netzzustandsprognose, um Grenzwertverletzungen bereits mit einem ausreichenden Prognosezeitraum zu identifizieren, so dass eine Vermeidung dieser durch einen auktionierten Flexibilitätseinsatz erreicht werden kann. Diese Netzzustandsprognose wird hauptsächlich aus Last- und Einspeiseprognosen für den entsprechenden Netzbezirk gebildet.

Um das Marktgeschehen zu größeren Einheiten zu bündeln, die Koordination mit anderen Marktplätzen zu ermöglichen und die Transparenz für Flexibilitätsanbieter zu erhöhen, finden alle Prognose- und Handelstätigkeiten im 15-Minuten Raster statt. In Abbildung 8.1 ist exemplarisch der Ablauf für die Lieferviertelstunde von 15⁰⁰ Uhr bis 15¹⁵ Uhr dargestellt. Eine Tagesprognose wird in jeder Viertelstunde rollierend für die kommenden 24 Stunden ausgeführt. Das Ergebnis dieser Tagesprognose wird den Flexibilitätsanbietern als unverbindliche Information zur Anpassung der eigenen Betriebsstrategie übermittelt. Diese können somit zum Beispiel einen Speicher leeren, um ihn zum Zeitpunkt des Flexibilitätsabrufes füllen zu können.

Da in den Stunden vor der Belieferung Änderungen in der Prognose auftauchen könnten, und damit ein mehrfacher Wechsel zwischen der gelben und der grünen Ampelphase möglich ist, könnte vor der Entscheidung, dass die gelbe Ampelphase aktiv wird, eine Art „Tiefpassfilter“ implementiert werden. Es könnte zum Beispiel gefordert werden, dass mindestens vier Prognosen in Folge eine Grenzwertverletzung vorhersehen, bevor die gelbe Ampelphase aktiviert wird. Über eine Gewichtungsfunktion könnten zusätzlich die letzten Prognosen stärker gewichtet werden. Sobald die gelbe Ampelphase aktiv wird, werden Anbieter von Flexibilität in diesem Bereich aufgerufen, Angebote abzugeben (vgl. Abschnitt 8.1.3.5).

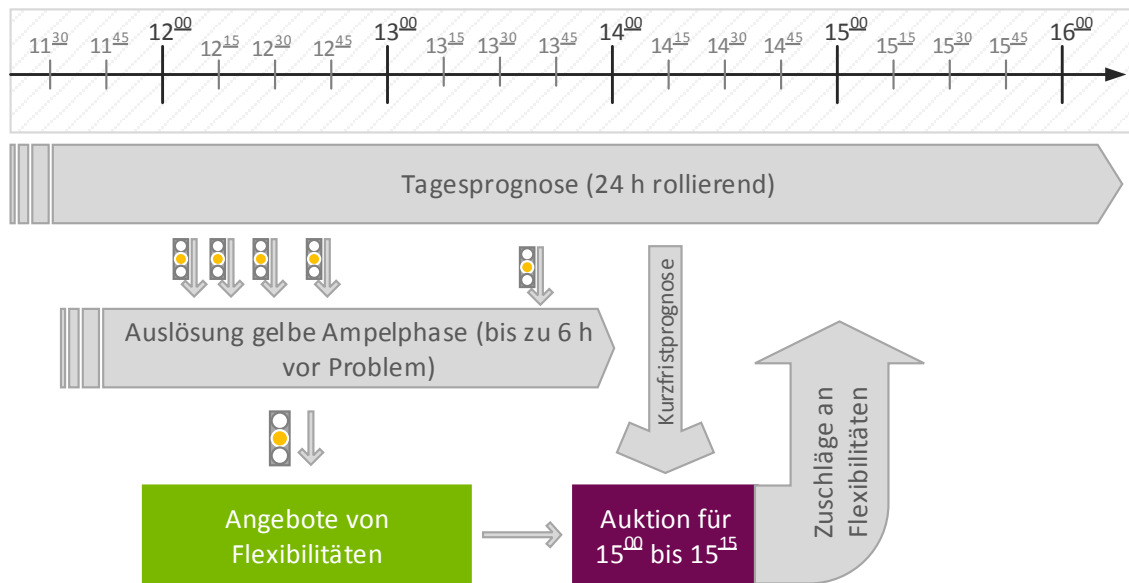


Abbildung 8.1: Zeitlicher Ablauf RegioFlex

Jeweils 45 Minuten vor Beginn der Lieferviertelstunde findet eine Auswahl der günstigsten Anlage bzw. der günstigsten Kombination von Anlagen zur Vermeidung der prognostizierten Grenzwertverletzung auf Basis der Kurzfristprognose statt. Durch den zeitlichen Vorlauf von 45 Minuten wird eine möglichst präzise Prognose ermöglicht, zudem bleibt Flexibilitäten, welche nicht bezuschlagt worden sind, ausreichend Gelegenheit, sich zum Beispiel im kontinuierlichen Intradayhandel zu vermarkten.

8.1.3.3 Bildung von Netzaggregationsbereichen

Gegenüber dem Regelleistungsmarkt, für dessen Ziel der Beeinflussung der systemweiten Frequenz durch eine Leistungsänderung der Ort dieser Leistungsänderung nicht relevant ist, hat der Ort einer Leistungsänderung zur Beeinflussung der Betriebsmittelauslastung und der Spannung eine große Auswirkung. Somit ist eine Abgrenzung vorzunehmen, welche Flexibilitäten sich an der Vermeidung bzw. Behebung einer Grenzwertverletzung beteiligen können. Die Autoren von [152] schlagen hierzu den Begriff *Netzaggregationsbereich* vor.

Die Netzaggregationsbereiche werden auf Basis der Netzparameter und der zu lösenden Grenzwertverletzungen gebildet und können sich deshalb zum Beispiel durch Schalthandlungen ändern. Sobald das Prognosemodul eine Grenzwertverletzung identifiziert, wird der „passende“ Netzaggregationsbereich gebildet, damit die Anlagen, die sich an einer Vermeidung bzw. Behebung der Grenzwertverletzung beteiligen können, benachrichtigt werden.

Zwei Beispiele, welche Anlagen sich für die Lösung einer Grenzwertverletzung eignen, sind in Abbildung 8.2 dargestellt. Zu sehen ist ein offen betriebener Mittelspannungsring mit zwei unterlagerten Niederspannungsnetzen. In den folgenden Beispielen wird davon ausgegangen, dass kein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) die Nieder- und Mittelspannungsebenen entkoppelt und die Versorgungsaufgabe in den einzelnen Netzen vergleichsweise inhomogen ist, so dass die Grenzwertverletzungen nicht durch eine Stufung des Transformators im Umspannwerk behoben werden können.

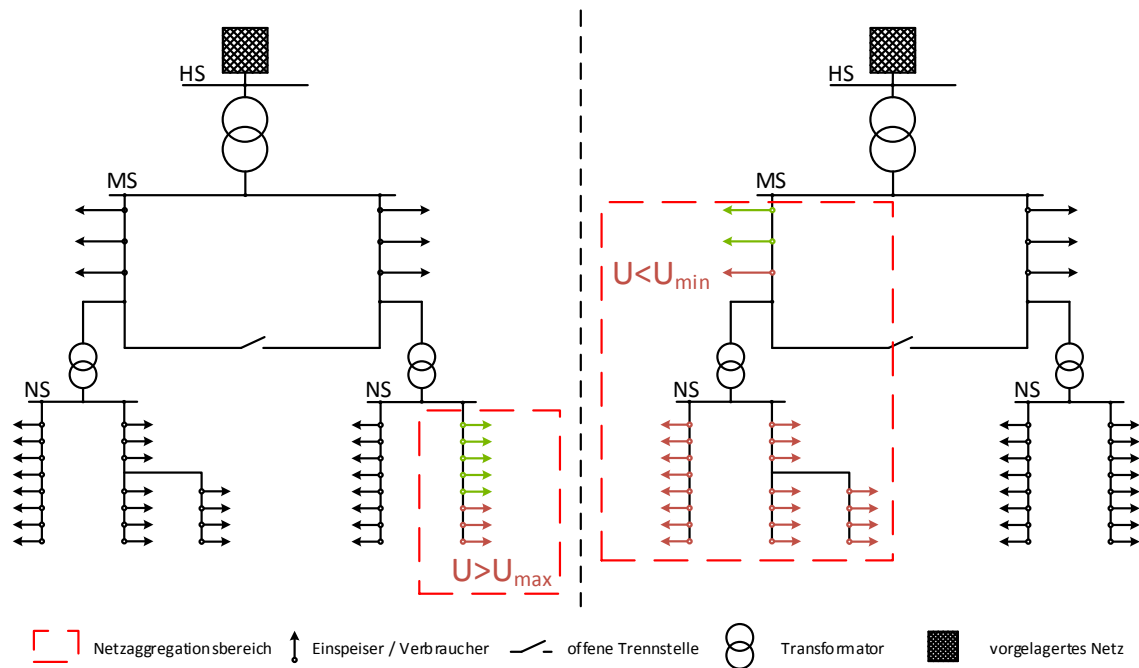


Abbildung 8.2: Bildung von Netzaggregationsbereichen bei Spannungsbandverletzungen

Auf der linken Seite wird angenommen, dass die Spannung an den letzten drei Knoten des rechten Strangs des Niederspannungsnetzes das zulässige Spannungsband überschreitet ($U > U_{max}$, rot markierte Abgänge). Um diese Grenzwertverletzung zu beheben, kommen aufgrund der Spannungsstabilität an der Sammelschiene des Ortsnetztransformators ausschließlich Anlagen, die in diesem Strang angeschlossen sind, in Frage (alle grün und rot markierten Abgänge).

Die rechte Seite in Abbildung 8.2 zeigt die Situation bei einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes bereits auf der Mittelspannungsebene, hier liegt die Spannung am dritten Abgang des linken Halbringes unter dem unteren Grenzwert ($U < U_{\min}$). Dies kann zum Beispiel durch einen zu starken Bezug durch Verbraucher in der Mittelspannung oder dem unterlagerten Niederspannungsnetz (z.B. zahlreiche gleichzeitige Ladung von Elektrofahrzeugen) verursacht werden. Auf diese Grenzwertverletzung können sowohl alle Anlagen, die in diesem Halbring angeschlossen sind, als auch die Anlagen aus dem von dieser Grenzwertverletzung ebenfalls betroffenen unterlagerten Niederspannungsnetz, einwirken. In Abbildung 8.2 sind das die grün und rot markierten Abgänge. Hier ist zu sehen, dass sich ein Netzaggregationsbereich über mehrere Spannungsebenen erstrecken kann, da die Grenzwertverletzung in der Mittelspannung auch durch eine Erhöhung der eingespeisten Leistung bzw. Reduzierung der bezogenen Leistung im unterlagerten Niederspannungsnetz behoben werden kann.

Neben der im vorherigen Beispiel diskutierten Spannungsbandsverletzung kann auch eine Überlastung eines Betriebsmittels ein Auslöser für die gelbe Ampelphase sein. In Abbildung 8.3 ist auf der linken Seite ein Kabel überlastet. Dies kann zum Beispiel durch einen zu großen Bezug durch die gleichzeitige Ladung von Elektrofahrzeugen verursacht worden sein. Gelöst werden kann dieses Überlastproblem lediglich von den hinter diesem Engpass gelegenen Anlagen.

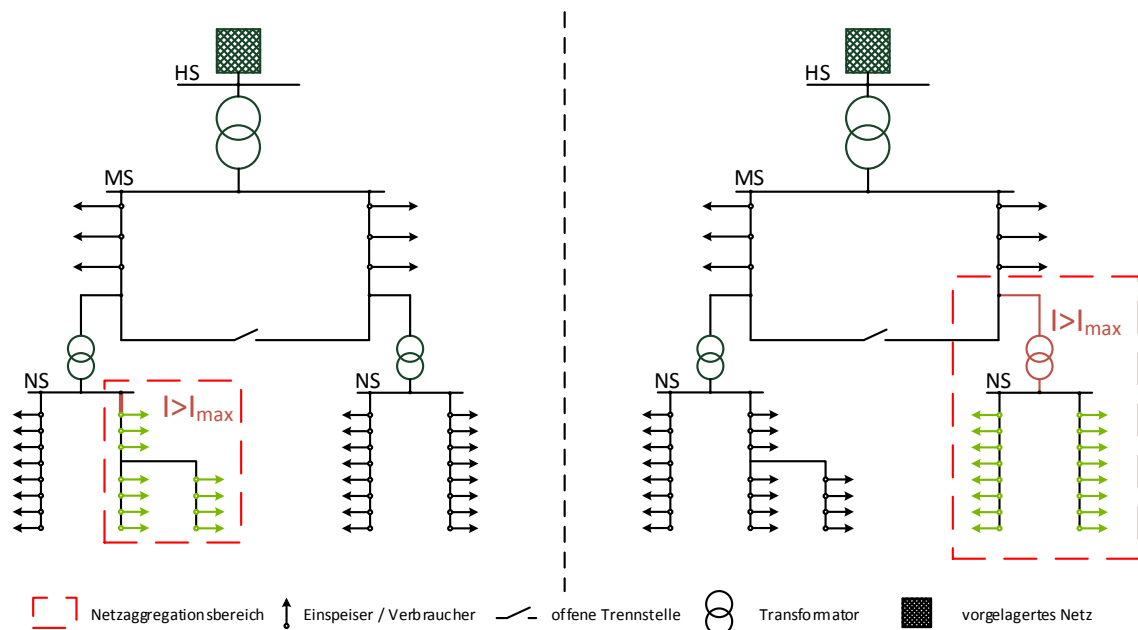


Abbildung 8.3: Bildung von Netzaggregationsbereichen bei Betriebsmittelüberlastungen

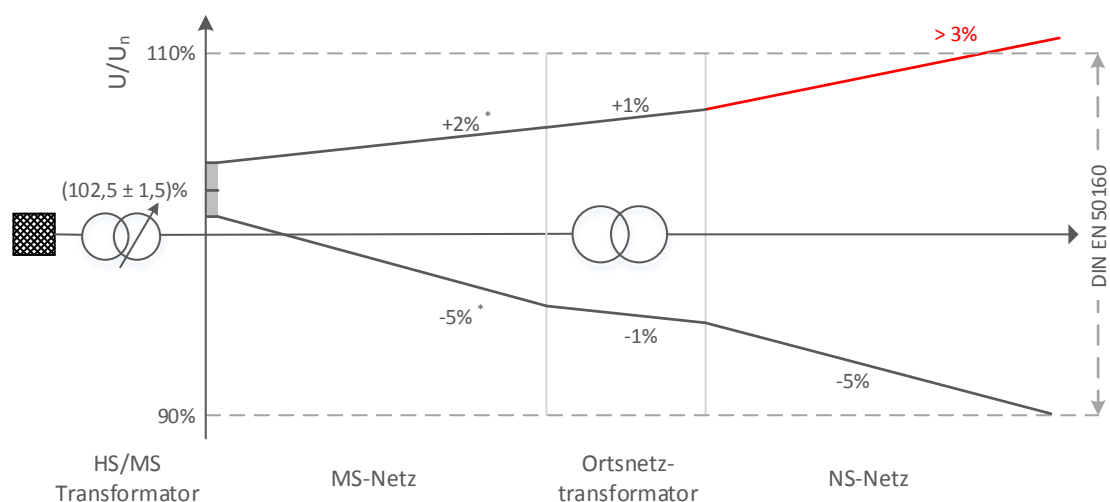
Auf der rechten Seite von Abbildung 8.3 ist die Überlastung des Ortsnetztransformators und des speisenden Kabels gezeigt. Dies kann zum Beispiel durch eine zu große Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verursacht werden. An der Behebung dieser Grenzwertverletzung können sich alle grün markierten Abgänge beteiligen.

Da bislang Grenzwertverletzungen wegen der größeren Leitungslängen hauptsächlich im ländlichen Bereich auftreten, sind in der Praxis heute üblicherweise erst Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes relevant. Eine Überlastung eines Betriebsmittels ohne eine Grenzwertverletzung bezüglich der Spannung im gleichen Bereich ist selten. Künftig, bei einer lokalen Konzentration neuer leistungsstarker Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, könnten auch an einzelnen Stellen Betriebsmittelüberlastungen auftreten, ohne dass es vorher zu Spannungsbandverletzungen kommt.

8.1.3.4 Prädiktion des lokalen Verteilnetzzustandes

Die Prädiktion des lokalen Verteilnetzzustandes ist der Ausgangspunkt des Konzeptes Regionaler Flexibilitätsmärkte. Anhand einer Kombination geeigneter Last- und Einspeiseprognosen mit den Netzparametern wird der Zustand der einzelnen Netzaggregationsbereiche hinreichend genau abgeschätzt, um mit ausreichendem Vorlauf eine drohende Grenzwertverletzung zu erkennen.

In Abbildung 8.4 ist ein typischer Spannungsverlauf in einem nicht auf Erneuerbare Energien ausgelegten Ausschnitt eines Mittel- und Niederspannungsnetzes dargestellt. Der Sollwert für die Spannung am HS/MS Transformator liegt klassischerweise bei $U = 102,5 \%$ der Nennspannung, der Stufensteller weist in diesem Fall eine Toleranz von $\Delta U = \pm 1,5 \%$ der Nennspannung auf. Diese Auslegung, mit den angenommenen Spannungsänderungen auf der Mittelspannungsebene und einer Spannungsänderung von $\Delta U = \pm 1 \%$ der Nennspannung über der Ortsnetzstation sorgt für eine Einhaltung der unteren Spannungsbandgrenze im klassischerweise auslegungsrelevanten Starklastfall [160]. Bei einer angenommenen Einspeisung Erneuerbarer Energien in der Niederspannung steigt somit wenig Reserve zur Verfügung und die Spannung steigt schnell über die obere Spannungsbandgrenze von $U = 110 \%$ der Nennspannung, wie in Abbildung 8.4 durch den rot markierten Spannungsfall am Ende des Niederspannungsnetzes dargestellt.



* in Anlehnung an die BDEW MS-Richtlinie, ** in Anlehnung an die VDE AR-N 4105

Abbildung 8.4: Übliche Aufteilung des Spannungsbandes in Mittel- und Niederspannungsnetzen (nach [160]), *: [161], **: [162]

Die Aufgabe der Netzzustandsprognose ist es, zuverlässig vorherzusagen, ob eine Grenzwertverletzung zu erwarten ist. Aus der zu erreichenden Prognosegüte bestimmt sich der Startpunkt, ab welchem ein Regelungseingriff, zum Beispiel durch Aktivierung von Flexibilitäten, erforderlich ist. In Abbildung 8.5 sind exemplarisch die Einschränkungen dargestellt, die eine Prognose für die Regelung erzeugt. Es wird angenommen, dass die Prognose, welche neben Wetterinformationen auf Messwerte des Verteilnetzautomatisierungssystems zurückgreift, auf Mittelspannungsebene mit einer Genauigkeit von $U = 0,5\%$ der Nennspannung und auf Niederspannungsebene mit $U = 1\%$ der Nennspannung ausgeführt werden kann. Dadurch wird das zur Verfügung stehende Spannungsband auf Mittelspannungsebene auf $U = 90,5\%$ bis $U = 109,5\%$ und auf Niederspannungsebene auf $U = 91\%$ bis $U = 109\%$ eingeschränkt.

In Abbildung 8.5 ist dargestellt, welchen Einfluss die Prognosegüte auf den nutzbaren Regelungsbereich ausübt. Durch die systemimmanente Prognoseunsicherheit muss in diesem Beispiel bei Auftreten des unteren Spannungsfalls bereits ein Regelungseingriff vorgenommen werden, obwohl der zulässige Grenzwert von $U = 90\%$ der Nennspannung nicht unterschritten wird.

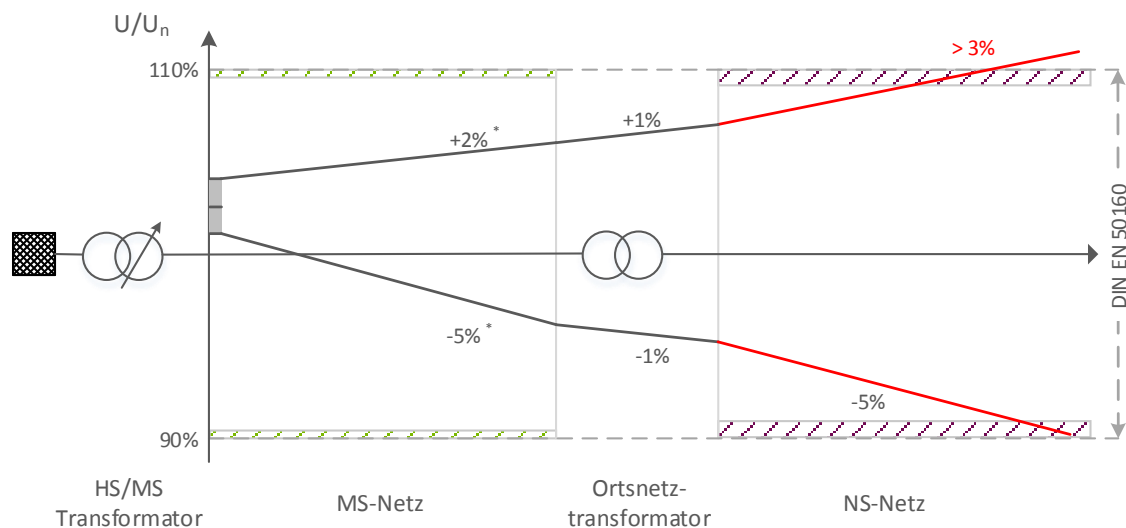


Abbildung 8.5: Auswirkung der Prognosegüte auf den nutzbaren Regelungsbereich

Es gibt zahlreiche Verfahren zur Prädiktion des Netzzustandes im Übertragungsnetz oder zum Verhalten von größeren Verbrauchergruppen. Für den Regionalen Flexibilitätsmarkt gelten allerdings besondere Anforderungen: es wird eine zeitlich hoch aufgelöste Prognose für jeden der räumlich sehr beschränkten Netzaggregationsbereiche benötigt.

Die Wirkung einer Leistungsänderung an einem Knoten kann durch die Inverse der Admittanzmatrix \mathbf{Y} , welche aus den Leitungsparametern und der Knoten-Klemmen-Inzidenzmatrix des Netzes gebildet wird, abgeschätzt werden [146]. Aufgrund des Widerstandsbelags der Kabel und Leitungen, der im Vergleich zum Übertragungsnetz zwar hoch, absolut aber trotzdem sehr gering ist, wirkt sich eine Leistungsänderung an einem Knoten nur gering auf die Spannung an diesem Knoten aus. Aus diesem Grund ist es vorteilhaft die Leistung der Einspeiser und Verbraucher zu prognostizieren, und diese anhand einer Lastflussberechnung auf die gesuchten Spannungen und Ströme zu transformieren. Ein Fehler in der Leistungsprognose wirkt sich somit nur stark gedämpft auf die zu prognostizierenden Spannungs- und Stromwerte aus.

Dem Verteilnetzautomatisierungssystem stehen sowohl die Netzparameter als auch Informationen über die angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verfügung. Über extern bezogene Wetterinformationen, insbesondere Windprognosen und Vorhersagen zum Bewölkungsgrad, lassen sich über entsprechende Anlagenmodelle und die vorhandenen Informationen zur Ausrichtung der Anlagen geeignete Einspeiseprognosen errechnen.

8.1.3.5 Auswahl der geeignetsten Angebote

Das Angebot beinhaltet die maximal zu ändernde Leistung in kW, wobei eine Erhöhung der Leistung als positiver Wert und eine Reduzierung als negativer Wert gezählt wird. Ist ein Abruf der Leistung in Teilmengen möglich können diese Leistungsstufen zusätzlich als Vektor von Leistungswerten angegeben werden. Die Kosten werden in einmaligen Aktivierungskosten pro Aufruf und Leistungspreise in €/kW angegeben.

Mit einem Vorlauf von 45 Minuten vor Beginn der Lieferviertelstunde wird, wenn eine Grenzwertverletzung prognostiziert worden ist, eine Auktion durchgeführt. In dieser wird die günstigste Flexibilität bzw. die Kombination der günstigsten Flexibilitäten, ausgewählt. Die ausgewählten Anlagen werden nach dem *Pay-as-bid* Verfahren mit ihren individuellen Kosten vergütet.

Durch den Vorlauf von 45 Minuten wird auf der einen Seite eine ausreichend präzise Prognose des Netzzustandes ermöglicht, so dass keine großen Unsicherheitsaufschläge erforderlich sind. Andererseits können Flexibilitäten, die keinen Zuschlag erhalten haben, so noch am kontinuierlichen Intradayhandel teilnehmen und ihre Leistung dort anbieten.

Zur Auswahl der günstigsten Anlage bzw. der günstigsten Kombination von Anlagen gibt es unterschiedliche Ansätze. In [XI] wird beispielsweise die Nutzung eines Optimal Power Flow (OPF) Algorithmus diskutiert.

8.1.3.6 Aggregation der Netzzustandsinformation zu einem Ampelsignal

Um dem verantwortlichen Bedienpersonal in der Netzleitstelle jederzeit einen Überblick über den Netzzustand zu ermöglichen, ist es notwendig, die umfangreichen Prognosewerte, welche für jeden einzelnen Netzaggregationsbereich für jede Viertelstunde in jedem Prognoseschritt vorliegen, zu aggregieren.

Der Netzzustand wird mit sechs Stunden Vorlauf zu einer Lieferviertelstunde jeweils in Viertelstundenauflösung prognostiziert. Die sechs Stunden sind dabei ein Kompromiss zwischen dem Wunsch, einen möglichst großen Vorlauf für Anlagenbetreiber zu ermöglichen, und der Anforderung, eine möglichst präzise Netzzustandsprognose zu erstellen. Dadurch ergeben sich, wie in Abbildung 8.6 exemplarisch dargestellt, zu einem Zeitpunkt mehrere Prognosen für einen Netzaggregationsbereich.

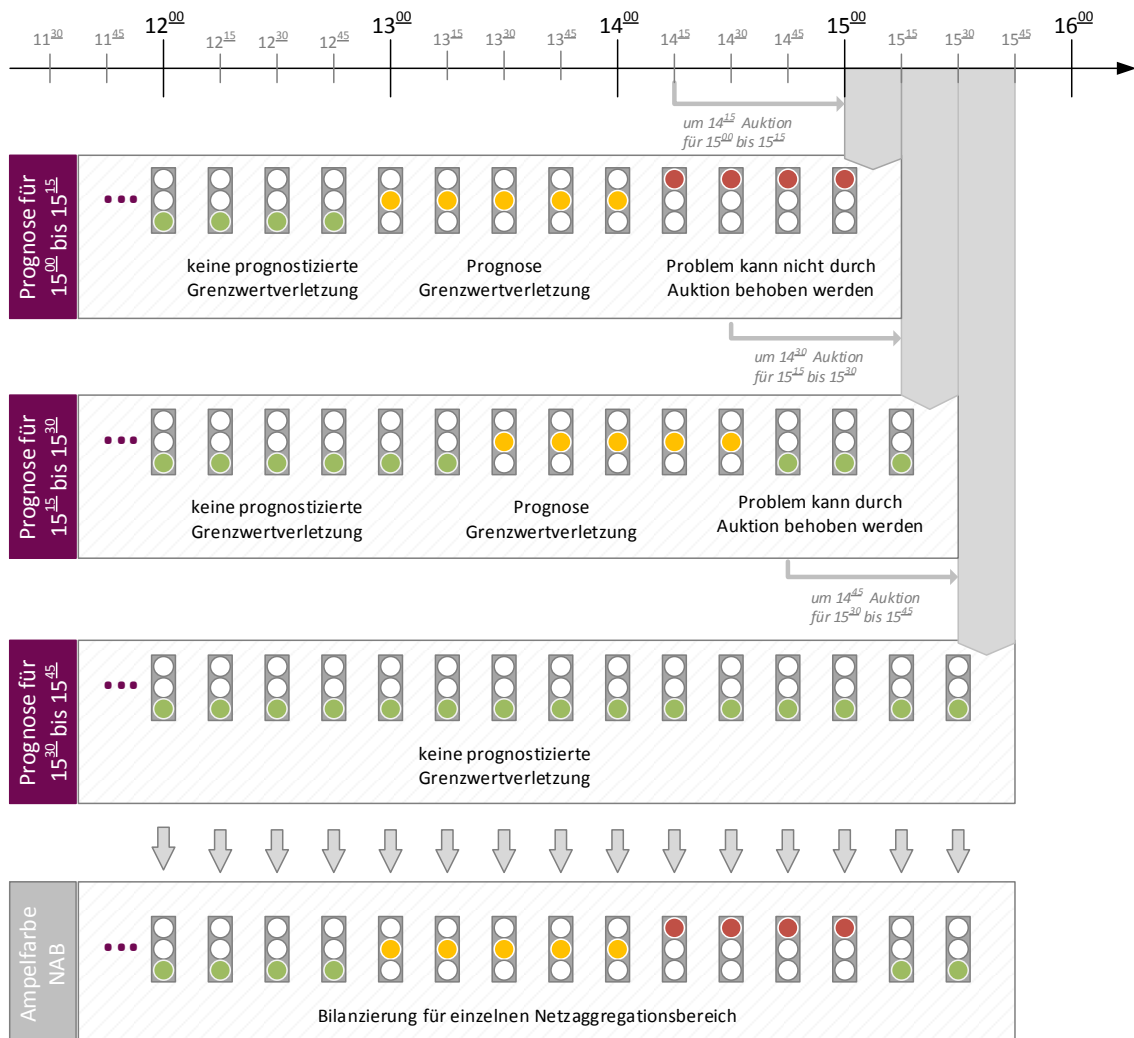


Abbildung 8.6: Aggregation der Netzzustandsinformationen zu einer Ampelfarbe pro Netzaggregationsbereich (NAB)

Diese werden nun jeweils für den aktuellen Zeitpunkt zu einem Ampelsignal pro Netzaggregationsbereich zusammengefasst. Die Ampel des Netzaggregationsbereiches zeigt dabei grün an, solange alle Prognosen für die kommenden sechs Stunden zu diesem Zeitpunkt ausschließlich kein Problem vorhersagen (grüne Ampeln in der gesamten Spalte). Sobald in mindestens einer Prognose eine Grenzwertverletzung angekündigt wird, aber noch keine Auktion ohne Ergebnis abgeschlossen worden ist, zeigt die Ampel die gelbe Phase an. Wenn in eine Auktion ohne Ergebnis abgeschlossen wurde oder innerhalb der Viertelstunde direkt regelnd eingegriffen werden muss, wird die Ampel auf rot gesetzt.

Durch diese Aggregationssystematik werden die verschiedenen Prognosen dergestalt zusammengefasst, dass eine übersichtliche Ampelphase den prognostizierten Netzzustand für den Netzaggregationsbereich in den kommenden Stunden darstellt. Der so ermittelte Netzzustand kann nun beispielsweise in der Netzleitstelle übersichtlich mit einer Ampel pro Netzaggregationsbereich visualisiert werden.

Eine weitere Aggregation dieser Ampeln für größere Netzabschnitte (komplettes Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz) ist analog möglich, um der Netzführung einen schnellen Überblick über die Netzsituation zu geben.

8.1.4 Erlösabschätzung Regionaler Flexibilitätsmärkte

Anhand der in Abschnitt 8.1.3.3 gezeigten Beispielnetze werden Erlösmöglichkeiten für Anbieter von Flexibilität am Regionalen Flexibilitätsmarkt grob abgeschätzt. Das Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte eignet sich insbesondere für Netze, in denen die künftige Versorgungsaufgabe sehr unsicher ist und bei denen Überlastsituationen nur sehr selten auftreten. Ist ein Netzabschnitt regelmäßig überlastet, erscheint eine konventionelle Ertüchtigung in den meisten Fällen geeigneter.

Die konkrete Eignung eines Netzes und die zu erzielenden Erlöse sind sehr individuell und insbesondere von der Netztopologie, der zugrundeliegenden Versorgungsaufgabe sowie von der Anzahl der Teilnehmer abhängig. Die folgende Untersuchung dient lediglich zur Abschätzung einer Größenordnung. Die Kostenannahmen wurden dazu [160] entnommen.

Als *Szenario 1* wird die in Abbildung 8.2 links dargestellte Überlastungssituation gezeigt. Dabei steigt die Spannung am Ende eines Niederspannungsstranges über das zulässige Spannungsband hinaus. Eine konventionelle Behebung dieses Problems würde einen Austausch von $l = 220$ m Niederspannungskabel erfordern, was zu Kosten in Höhe von knapp $k = 20.000$ € führen würden.

In *Szenario 2* wird von einer Unterschreitung des zulässigen Spannungsbandes durch einen zu großen Verbrauch – zum Beispiel durch das Laden von Elektrofahrzeugen - bereits auf Mittelspannungsebene ausgegangen (vgl. Abbildung 8.2 rechts). Konventionell müssten zur Behebung dieser Zustandsverletzung $l = 2.400$ m Mittelspannungskabel ausgetauscht werden, was zu Kosten von $k = 222.340$ € führen würden.

Für *Szenario 3* wird die in Abbildung 8.3 links gezeigte Überlastung eines Niederspannungskabels angenommen. Durch den Austausch von $l = 310$ m Niederspannungskabel könnte dieses Problem konventionell gelöst werden, was Kosten in Höhe von $k = 26.680$ € verursachen würde.

Die Überlastung in *Szenario 4* betrifft, wie in Abbildung 8.3 rechts dargestellt, den Ortsnetztransformator sowie ein Mittelspannungskabel ($l = 500$ m) und ein Niederspannungskabel ($l = 400$ m). Da der größere Transformator nicht in die bestehende Kompaktstation eingesetzt werden kann, entstehen zusätzlich Kosten für eine neue Ortsnetzstation, in Summe ist eine Investition in Höhe von $k = 120.492$ € erforderlich.

Die Investitionskosten werden über die Annuitätenmethode auf die Jahre des Betrachtungszeitraumes ($n = 40$ Jahre) verteilt, dabei wird der Kalkulationszinssatz zu $i = 5$ % angenommen. In Formel (8.1) ist die verwendete Annuitätenmethode definiert.

$$A = c_i \frac{(1+i)^n \cdot i}{(1+i)^n - 1} \quad (8.1)$$

Anstelle einer konventionellen Netzertüchtigung kann der Verteilnetzbetreiber das Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte einsetzen. Als Erlösmöglichkeit für die Anbieter von Flexibilität stehen somit maximal die Kosten des konventionellen Netzausbaus zur Verfügung. In Tabelle 8.1 sind diese mitsamt den anhand von Formel (8.1) auf die Jahre des Betrachtungszeitraums verteilten Kosten dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es Szenarien gibt, bei denen die zu erzielenden Erlöse attraktiv für Anbieter von Flexibilität sein dürften, in diesem Fall *Szenario 2* und *Szenario 4*. Da sich das Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte für die Netze eignet, bei denen nur an wenigen Stunden des Jahres eine Überlastung auftritt, können diese Summen durchaus ein interessanter Anreiz sein, den Verbrauch für wenige Stunden des Jahres zu variieren.

Tabelle 8.1: Erlösabschätzung für Regionale Flexibilitätsmärkte

Szenario	Konventionelle Ausbaukosten (c_i)	mögliche durchschnittliche jährliche Erlöse (A)
Szenario 1	19.120 €	1.114 €
Szenario 2	222.340 €	12.958 €
Szenario 3	26.680 €	1.555 €
Szenario 4	120.492 €	7.022 €

In dieser einfachen Betrachtung sind die Kosten für den Betrieb des Regionalen Flexibilitätsmarktes nicht enthalten, diese hängen insbesondere davon ab, wer als Betreiber auftritt und in welcher Form die Ansteuerung der Flexibilitäten realisiert wird.

8.1.5 Zwischenfazit und Grenzen des Modells Regionaler Flexibilitätsmärkte

Durch deutlich volatilere Einspeisesituationen und dynamischere Lastsituationen durch dynamische Stromtarife, eine zunehmende Flexibilisierung und Automatisierung von Verbrauchern sowie neue, leistungsstarke Verbraucher entstehen künftig im Verteilnetz neue Versorgungsaufgaben. Diese können sich viel kurzfristiger ändern und erfordern daher eine Überwachung und Regelung von kritischen Netzabschnitten, um einen ineffizienten Ausbau des Netzes für seltene Extrempunkte zu vermeiden. Das diskutierte Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte bietet die Möglichkeit, Handelsaktivitäten mit dem Verteilnetzzustand zu koppeln und prognostizierten Grenzwertverletzungen rechtzeitig durch Marktaktivitäten entgegenzuwirken.

In vorangegangenen Untersuchungen wurde festgestellt, dass die Planung mit innovativen Betriebsmitteln in vielen Fällen Kostenvorteile gegenüber konventionellem Netzausbau ermöglicht [160]. Darauf aufbauend können nun durch eine dynamische Engpassbewirtschaftung mit Regionalen Flexibilitätsmärkten weitere Einsparungen gegenüber klassischem Einspeisemanagement realisiert werden [23].

Der Nachteil des Konzeptes Regionaler Flexibilitätsmärkte liegt insbesondere in der eingeschränkten Liquidität des Marktplatzes aufgrund des beschränkten Wirkungsbereiches der einzelnen Flexibilitäten. Insbesondere während der Etablierungsphase könnten dadurch Situationen entstehen, in denen nur wenige Flexibilitäten in einem Netzaggregationsbereich zur Verfügung stehen, wodurch Monopolpreise für den Flexibilitätsabruf zustande kommen könnten.

Es werden alternative Modelle diskutiert, die es zum Beispiel den Verbrauchern ermöglichen, zwischen einer unbedingten Netznutzung und einer bedingten Netznutzung zu wählen, woraus unterschiedliche Netznutzungsentgelte resultieren [100]. Dies würde es dem Netzbetreiber ermöglichen, steuernd auf flexible Verbraucher zuzugreifen, ohne den Aufwand einer Marktplattform zu benötigen.

Alternative Konzepte, die dem Netzbetreiber mehr Sicherheit bezüglich der Verfügbarkeit der Anlagen geben würden, wirken auf Verbraucher eher abschreckend, da diese sich langfristig auf eine Beteiligung an der Regelung verpflichten und stets bereithalten müssten. Das Konzept Regionaler Flexibilitätsmärkte zeigt gegenüber allen möglichen Varianten den Vorteil, dass die Betreiber flexibler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen weiterhin die Steuerung ihrer Anlagen vornehmen, und sich lediglich freiwillig an der Stabilisierung des Netzzustandes beteiligen, wenn es für sie wirtschaftlich sinnvoll ist.

8.2 Regelleistung

Die häufigste Vermarktungsoption für Flexibilität ist derzeit der Regelleistungsmarkt. An diesem beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber die Flexibilität, die benötigt wird, um kurzfristige Last- und Erzeugungsschwankungen bzw. Kraftwerksausfälle zu kompensieren und somit die Frequenz des Gesamtsystems stabil zu halten.

Am Regelleistungsmarkt existieren drei Produkte, die Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung, welche sich unter anderem hinsichtlich der Aktivierungsgeschwindigkeit und den Ausschreibungs- und Abrufzeiträumen differenzieren. Hier wird die Primärregelleistung, welche derzeit noch größtenteils von konventionellen Kraftwerken erbracht wird, dargestellt, da sich in diesem Produkt die größten Erlöse erwirtschaften lassen. In die Sekundär- und Tertiärregelleistung (auch Minutenreserve) sind in den vergangenen Jahren in großem Maßstab neue Akteure eingestiegen, so dass sich hier stark fallende Preise beobachten lassen.

Die für die Primärregelleistung (PRL) angebotene Leistung muss sowohl erhöht als auch reduziert werden können. Da davon ausgegangen wird, dass die ausgleichenden Schwankungen im Mittel symmetrisch sind, sich die gelieferte und bezogene Energie also bilanziell ausgleicht, wird für PRL ausschließlich ein Leistungspreis gezahlt. Die Auktion findet dabei nach dem *Pay-as-bid Verfahren*³⁷ statt.

In Abbildung 8.7 ist der Verlauf des mittleren Leistungspreises für PRL seit 2012 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Kostenanstieg für PRL gestoppt wurde und die Kosten seit 2015 deutlich sinken. Mit der Präqualifizierung weiterer Anlagen, insbesondere zunehmend Großbatteriesystemen [33], ist mit weiter sinkenden Preisen zu rechnen.

³⁷ Beim Pay-as-bid Verfahren erhalten alle Anbieter, die einen Zuschlag erhalten haben, ihre individuell angebotenen Kosten. Es gibt also im Gegensatz zur Einheitspreisauktion der Day-Ahead Auktion keinen allgemeingültigen Preis.

Im Jahr 2016 lag der Mittelwert des mittleren Leistungspreises bei etwa $k = 2.500 \text{ €/MW}$. Für die Vorhaltung von einem Megawatt sehr schnell aktivierbarer Flexibilität für den Zeitraum einer Woche konnte man diese Summe erwirtschaften. Durch das *Pay-as-bid Verfahren* liegt der Grenzleistungspreis noch etwas darüber, durch eine geschickte Gebotsstrategie lassen sich diese Erlöse noch leicht steigern.

Die technischen Anforderungen, die im Präqualifikationsverfahren überprüft werden, insbesondere an die Kommunikationsanbindung und bei der PRL an die Frequenzmessung, stehen der Vermarktung von insbesondere kleinen industriellen Verbrauchern noch deutlich im Wege. Die Präqualifikationsanforderungen sind in den vergangenen Jahren bereits deutlich gesenkt worden, hier ist zukünftig mit einer weiteren Senkung der Anforderungen zu rechnen.

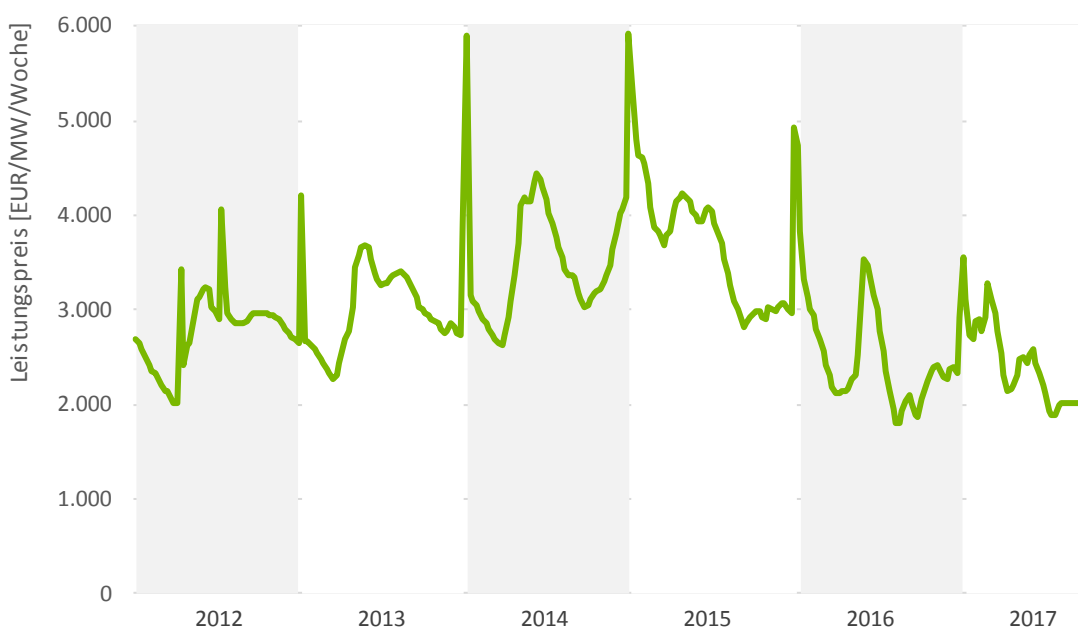


Abbildung 8.7: Entwicklung des mittleren Leistungspreises für Primärregelleistung in den Jahren 2012 bis Oktober 2017

Neben den drei bestehenden Produkten des Regelleistungsmarktes wird über die Einführung eines weiteren Produktes für eine bislang kostenlos erbrachte Reserveart diskutiert – die Momentanreserve. Diese wird automatisch durch die Trägheit der rotierenden Massen der Generatoren erbracht und gleicht Schwankungen innerhalb des Totbandes der PRL von $f = 50 \text{ Hz} \pm 10 \text{ mHz}$ aus.

Mit der zunehmenden Stilllegung konventioneller Kraftwerke und der dadurch sinkenden Trägheit des Stromnetzes muss diese künftig aus anderen Quellen erbracht werden. Neben der Nutzung der Zwischenkreiskondensatoren von Umrichtern [163] werden auch schnell reagierende leistungsstarke Verbraucher als Möglichkeit angesehen. Perspektivisch könnte sich somit eine weitere Vermarktungsmöglichkeit für sehr leistungsstarke, hoch flexible Verbraucher ergeben.

8.3 Bilanzkreismanagement

Um die Kosten für den Einsatz von Regelleistung auf die diesen Einsatz verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen zu verteilen, wird der regelzonenübergreifende einheitliche Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) ermittelt. Dieser bildet sich im ersten Schritt aus den Kosten für die eingesetzte Regelenergie (die Vorhaltung der Regelleistung wird über die Netznutzungsentgelte solidarisiert) und dem Saldo des Netzregelverbundes (NRV) aller vier deutschen Regelzonen. In weiteren Schritten werden extreme Preise bei einem kleinen NRV-Saldo limitiert, Aufschläge bei Abruf von mehr als 80 % der kontrahierten Regelleistung addiert und eine Börsenpreiskopplung vorgenommen. Die exakte Berechnungsvorschrift ist [164] zu entnehmen.

Da der reBAP auf dem Saldo aller Bilanzkreisabweichungen beruht, lässt er sich nicht prognostizieren. Wirkt ein Bilanzkreis durch eine Abweichung in die andere Richtung als die Mehrheit der anderen Bilanzkreise dem Regelleistungsabruf entgegen, erhält der Bilanzkreisverantwortliche den reBAP vom Übertragungsnetzbetreiber ausgezahlt. Liegt die Abweichung des Bilanzkreises in der gleichen Richtung wie die Mehrheit der anderen Bilanzkreise, muss der Bilanzkreisverantwortliche den reBAP an den Übertragungsnetzbetreiber bezahlen. Durch die Nichtprognostizierbarkeit des reBAP und den vergleichsweise hohen Kosten werden Bilanzkreisverantwortliche angereizt, ihren Bilanzkreis zu jedem Zeitpunkt möglichst auszugleichen.

In Abbildung 8.8 ist die Entwicklung des reBAP dargestellt als Boxplot für jeweils alle Stunden des Jahres 2012 bis 2016. Der Median variiert dabei zwischen $k = 22,46 \text{ €/MWh}$ und $k = 44,53 \text{ €/MWh}$. Da der Großteil der Preise zwischen $k = 0 \text{ €/MWh}$ und $k = 100 \text{ €/MWh}$ liegt, ist Abbildung 6.1 auf den Ausschnitt von $k = -50 \text{ €/MWh}$ und $k = 110 \text{ €/MWh}$ begrenzt – die Maxima liegen bei $k = -6.002,06 \text{ €/MWh}$ und $k = 6.343,59 \text{ €/MWh}$.

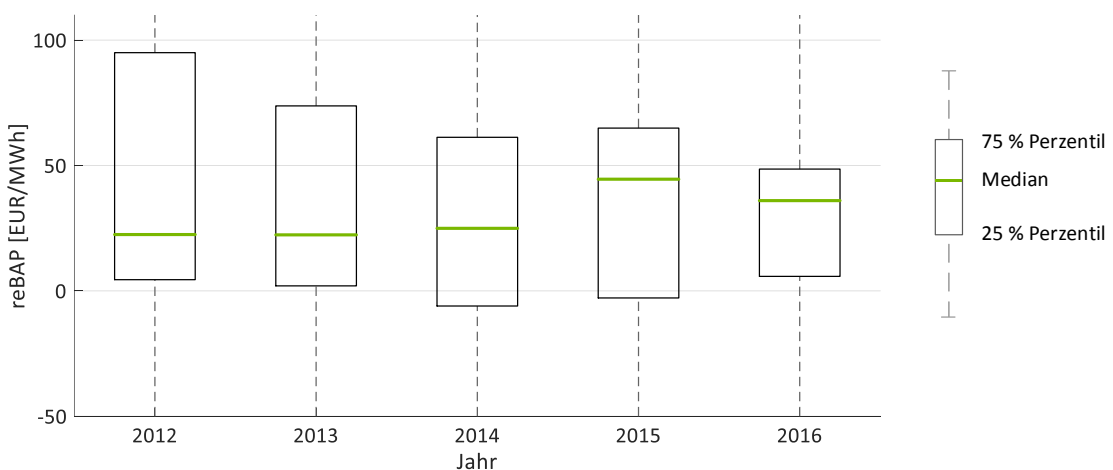


Abbildung 8.8: Verteilung des reBAP in den Jahren 2012 bis 2016 (Ausschnitt von -50 €/MWh bis 110 €/MWh)

Sobald Abweichungen von der Last- oder Einspeiseprognose eines Bilanzkreises erkannt werden, kann der Bilanzkreisverantwortliche versuchen, diese Energiemengen im kontinuierlichen Intradayhandel auszugleichen. Zusätzlich wäre – bei einer exakten Beobachtung des eigenen Bilanzkreises innerhalb einer Lieferviertelstunde – noch die Aktivierung von Flexibilitäten möglich, um einer Abweichung vom angemeldeten Fahrplan entgegenzuwirken. Somit ließen sich durch eine Lastverschiebung Ausgleichsenergiekosten vermeiden, was künftig ein weiterer Einsatzzweck für flexible Industrieprozesse werden könnte. Aktuell liegen zu den wenigsten Bilanzkreisen die notwendigen Messwerte in der erforderlichen Auflösung vor.

8.4 Innerbetriebliches Spitzenlastmanagement

Wie bereits in Abschnitt 7.2.8 dargelegt, stellen die Netznutzungsentgelte einen durchaus relevanten Faktor der Energiekosten von Industrieunternehmen dar. Für die meisten Kunden bildet dabei die Leistungskomponente den dominierenden Anteil, wie in Abbildung 8.9 deutlich wird. Diese bewertet die höchste innerhalb eines Jahres bezogene Leistungsspitze mit einem Leistungspreis, welcher sich nach der Zahl der Benutzungsstunden BS und der Spannungsebene, an die der Verbraucher angeschlossen ist, bestimmt. Die Benutzungsstunden bilden sich nach Formel (8.2) aus dem Verhältnis von Jahresarbeit JA zur jährlichen Spitzenleistung P_{max} .

$$BS = \frac{JA}{P_{max}} \quad (8.2)$$

Industrielle Verbraucher erfahren somit einen starken Anreiz, durch Lastverlagerung für eine möglichst kontinuierliche Abnahme zu sorgen. Kann die Leistungsspitze bei Entnahme aus der Mittelspannungsebene bei – für Industriebetriebe typische – Benutzungsstunden von mehr als 2.500 h um $P = 100$ kW reduziert werden, sinken die Netznutzungsentgelte um rund $k = 7.800$ € (variiert je nach Netzgebiet, Beispiel der WSW Netz GmbH [130]).

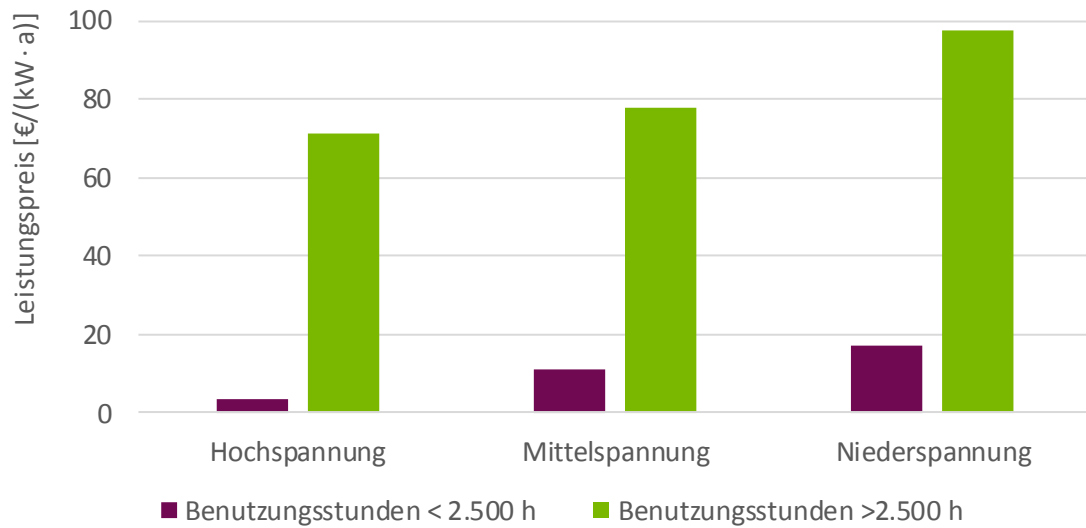


Abbildung 8.9: Leistungspreis je Spannungsebene und Benutzungsstunden (variiert nach Netzgebiet, Beispiel der WSW Netz GmbH [130])

Da die Flexibilität nicht kontinuierlich benötigt wird, sondern lediglich zu den Zeitpunkten der prognostizierten Spitzenleistung eingesetzt werden muss, ließe sich ein Einsatz zum innerbetrieblichen Spitzenlastmanagement sehr gut mit anderen Vermarktungsoptionen kombinieren.

9 Zusammenfassung und Ausblick

Um die Auswirkungen des menschenverursachten Klimawandels zu begrenzen und die Abhängigkeit von nur in endlichen Mengen vorhandenen fossilen Energieträgern zu reduzieren, hat sich die internationale Staatengemeinschaft ambitionierte Ziele gesetzt, welche die Bundesregierung in konkrete Handlungsschritte umgesetzt hat. Der Umbau der Energieversorgung zu einem vollständig aus Erneuerbaren Energien bestehenden System hat im Bereich der elektrischen Energieversorgung bereits große Fortschritte gemacht. Der Wärme- und Mobilitätssektor wird zur Dekarbonisierung zu weiten Teilen elektrifiziert werden müssen, was weitere erhebliche Anforderungen an den Stromsektor nach sich zieht.

Die Integration dargebotsabhängig einspeisender Erneuerbarer Energien in das Stromsystem, welches auf einen ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage angewiesen ist, kann auf mehreren Wegen geschehen. Einerseits können unterschiedliche Speichertypen zum Einsatz kommen, sowohl klassische Pumpspeicherkraftwerke und elektrochemische Batterien als auch innovative Speicherverfahren wie Power-to-Gas. Andererseits kann die Verbrauchsseite einen Beitrag leisten, in dem ein Teil des elektrischen Verbrauches an die Schwankungen der Einspeisung angepasst werden und der Stromverbrauch dann erhöht wird, wenn Strom aus Erneuerbaren Energien im Überfluss zur Verfügung steht.

Diese Arbeit beschreibt daher die besonderen Anforderungen, die industrielle Verbraucher an einen dynamischen Stromtarif stellen und zeigt Möglichkeiten, wie sich der Einsatz von flexiblen Verbrauchern anreizen und koordinieren lässt. Es wird ein universelles Lastmodell für flexible Verbraucher vorgestellt, anhand welchem technische Restriktionen wie Mindest- und Maximalleistungen, die bezogene Energie und Speicherparameter genauso wie betriebliche Einschränkungen wie Mindest- und Höchstlaufzeiten, Unterbrechungszeiten und Einsatzreihenfolgen beschrieben werden können. Die so modellierten flexiblen Prozesse bilden die Grundlage einer gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsaufgabe, welche eine Reduzierung der Strombezugskosten durch eine Lastverschiebung basierend auf der Day-Ahead Auktion und dem kontinuierlichen Intradayhandel erreicht.

Mit den Erfahrungen aus dem Forschungsprojekt *Happy Power Hour* wurden mögliche Einsparungen anhand zahlreicher Prozesse aus der mittelständischen Industrie demonstriert und die Sensitivität von Einschränkungen untersucht. Es wurde dabei insbesondere gezeigt, dass Lastverschiebungen auch innerhalb weniger Stunden nennenswerte Einsparungen generieren können, ohne dass dazu alle Prozesse in die Nachtstunden oder auf das Wochenende verschoben werden müssen. Beispiele für geeignete Prozesse wurden in nahezu allen untersuchten Industrieunternehmen gefunden, besonders geeignet zeigten sich Temperaturprozesse, aber auch Produktspeicher weisen ein großes Potential auf.

Besonders erfolgsversprechend ist der im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Intraday Redispatch, die Kombination aus Day-Ahead Auktion und kontinuierlichem Intradayhandel. Der Intraday Redispatch ermöglicht es, die Liquidität und Prognostizierbarkeit der Day-Ahead Auktion zu nutzen, und anschließend durch Lastverschiebungen zusätzliche Handelserlöse im kontinuierlichen Intradayhandel zu realisieren, welcher deutlich größere Preisspreizungen insbesondere innerhalb kurzer Zeiträume aufweist.

Auch die besondere Hemmniswirkung der staatlichen Abgaben und Umlagen, insbesondere der EEG-Umlage und den Netznutzungsentgelten wird an Beispielen demonstriert. Für beide Preisbestandteile werden alternative Regelungsvorschläge dargestellt, welche eine Flexibilitätsnutzung anregen und bestehende Hemmnisse abbauen.

Die Lastverschiebungen werden unbeachtet des tatsächlichen lokalen Netzzustandes durchgeführt, es wird die als „Kupferplatte“ bezeichnete Engpassfreiheit des gesamten Stromnetzes vorausgesetzt. Da diese Annahme bei einer starken Durchdringung des Netzes mit flexiblen Verbrauchern, die sich auf das gleiche Signal optimieren – insbesondere bei einer lokalen Konzentration – nicht mehr zulässig sein wird, ist dann entweder ein kostenintensiver konventioneller Netzausbau erforderlich oder eine Koordination von Markt und Netz durch ein Smart Grid System.

Eine solche Erweiterung eines bestehenden Smart Grid Systems um Regionale Flexibilitätsmärkte, welche bei einer prognostizierten Grenzwertverletzung auf Verteilnetzebene über eine transparente, diskriminierungsfreie Ausschreibung die benötigte Flexibilität auktionieren, wird diskutiert. Dabei werden die noch fehlenden Entwicklungen im Bereich der Netzzustandsprognose und der Ausgestaltung Regionaler Flexibilitätsmärkte aufgezeigt und Vorschläge für die Umsetzung unterbreitet.

Zum jetzigen Zeitpunkt sind die Implementierungskosten für einen dynamischen Stromtarif aufgrund der erforderlichen individuellen Potentialermittlung pro Prozess und der zusätzlich notwendigen Regelungs- und Kommunikationshardware vergleichsweise hoch. Nach Etablierung geeigneter Standards zur Kommunikation und der Definition einheitlicher Schnittstellen zur Übertragung der Preissignale könnten neue Anlagen – sowohl im industriellen Bereich, aber künftig zunehmend auch in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie im Privatkundenbereich – die notwendigen Funktionen bereits implementieren. Neue Anlagen könnten als „*Happy Power Hour-ready*“ angeboten werden, so dass sich automatische Lastverschiebungen künftig auch in kleineren Leistungsklassen rentabel umsetzen lassen. Dies würde enorme zusätzliche Potentiale zur Lastverschiebung erschließen und damit einen wichtigen Beitrag zum erforderlichen Ausgleich von Stromerzeugung und –verbrauch zu jedem Zeitpunkt leisten.

Da sich eine einmal erschlossene Flexibilität für unterschiedliche Zwecke einsetzen lässt, beispielsweise neben der Spotmarktoptimierung auch für den Regelleistungsmarkt oder innerbetriebliches Spitzenlastmanagement, wurden alternative Vermarktungsoptionen für Flexibilität beleuchtet und mögliche Kombinationen dargestellt. Insbesondere für Einsatzzwecke wie Regionale Flexibilitätsmärkte, die darauf zielen, die Flexibilität nur in seltenen Fällen einer prognostizierten Grenzwertverletzung zu nutzen, bietet sich eine Kombination mit anderen Einsatzzwecken an.

Die hier vorgestellte Optimierung vieler einzelner Industrieunternehmen bezüglich ihrer Strombezugskosten unterstützt durch die Verwendung des Spotmarktpreises als gemeinsame Führungsgröße gleichzeitig die Wahrung des für die Systemstabilität erforderlichen Gleichgewichts zwischen Einspeisung und Verbrauch. Eine Verschiebung von Last in Zeiten eines hohen Stromdargebots aus Erneuerbaren Energien geschieht aufgrund der starken Wirkung der Erneuerbaren Energien auf den Spotmarktpreis somit automatisch.

10 Summary

The governments of the majority of all nations have defined ambitious aims to limit the impact of the man-made climate change and to reduce the dependence of fossil energy sources. The conversion of the energy supply to a new system based on renewable energies has made huge advances especially in the field of electrical energy supply. For decarbonizing other sectors, especially heating and transportation sectors, they have to be electrified in large dimensions – which will raise additional challenges for the electrical energy supply.

The electrical energy system relies on a balance of supply and demand each time. Different approaches are suitable for the integration of intermittent supply-dependent renewable energy sources into the electrical energy system. Conventional storages like pumped-hydro power plants or electrochemical batteries can be used as well as innovative storages like power-to-gas. Additional to this, the demand side can be used to match generation and consumption via shifting load from times with low generation of renewable energies to times with high generation of renewable energies.

The focus of this work is to examine special requirements of industrial customers to a dynamic electricity tariff and to develop a system, which encourages them to shift a part of their electrical consumption to hours where the prices are low at the wholesale markets. Due to this load shift, the costs for electrical energy can be reduced for the customer on the one side and on the other side; it supports the balance of generation and consumption.

A universal load model is presented, which allows taking in account a large variety of restrictions of flexible processes, like minimal and maximal electrical power, storage capabilities and suitable operation times. The flexible processes, which have been modelled this way, are the basis for a mixed-integer linear program, which calculates an optimal schedule for all flexible processes based on the day-ahead auction and the continuous intraday market.

Based on the experiences of the research project *Happy Power Hour* potential savings were demonstrated based on numerous sample processes from small and medium-sized companies and the effects of individual restrictions were examined. The special effect of state levies and charges, in particular the EEG levy and grid utilisation fees, was also demonstrated by means of examples. Alternative regulatory proposals were presented for both price components, which would stimulate the use of flexibility and reduce existing barriers.

The load shift discussed in this work is carried out irrespective of the actual local grid state, assuming that the entire electricity grid is free of bottlenecks, known as the "copper plate assumption". Since this assumption will no longer be admissible with a strong penetration of flexible consumers, which will be optimized for the same signal - especially with a local concentration - this requires either a cost-intensive conventional network expansion or a coordination of market and network by a Smart Grid system. Such an extension of an existing Smart Grid system to include regional flexibility markets, which, in the event of a predicted limit value violation at the distribution grid level, will auction off the required flexibility by means of a transparent, non-discriminatory tender, was discussed. Doing so, the still missing developments in the area of grid state forecasting and the structuring of regional flexibility markets were pointed out and proposals for the implementation were submitted.

At present, the implementation costs of a dynamic electricity tariff are comparatively high due to the required individual potential determination per process and the additional control and communication hardware required. After the establishment of suitable communication standards and the definition of uniform interfaces for transmitting price signals, new systems - both in the industrial sector and increasingly in the future also in the commercial, trade, services and private customer sectors - could already implement the necessary functions. New processes could be offered as "*Happy Power Hour-ready*", so that in the future automatic load shifts can be cost-effectively implemented even in smaller processes. This would open enormous additional potentials for load shift and thus make an important contribution to the necessary balancing of power generation and consumption at all times.

Since a once integrated flexibility can be used for different purposes, e. g. in addition to spot market optimization also for the balancing power market or internal peak load management, alternative marketing options for flexibility were highlighted and possible combinations were presented. A combination with other applications in the rest of the time is particularly suitable for applications such as regional flexibility markets, which aim to use flexibility only in rare cases of predicted limit value violations.

11 Verzeichnisse

11.1 Literaturverzeichnis

Folgende Abkürzungen werden für vielfach zitierte Institutionen und Konferenzen verwendet:

ETG	Energietechnische Gesellschaft
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CIRED	<i>Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution</i> , Internationaler Kongress für Elektrische Energieverteilung
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
OTTI	<i>Ostbayrisches Technologie-Transfer-Institut</i>
PSCC	<i>Power Systems Computation Conference</i>
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
TU	Technische Universität
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit:
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
Berlin, 2010, S. 5
- [2] P. Konstantin:
Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt
2. Auflage, Berlin/Heidelberg: Springer, 2009, S. 41-43

- [3] M. Schlesinger, P. Hofer, A. Kemmler, A. Kirchner, S. Strassburg, D. Lindenberger, M. Fürsch, S. Nagl, M. Paulus, J. Richter, J. Trüby, C. Lutz, O. Khorushun, U. Lehr und I. Thobe:
Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung
Basel, Köln, Osnabrück: Prognos AG, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturförderung mbH (GWS), 2010, S. 30
- [4] M. Sterner und I. Stadler:
Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration
2. Auflage, Berlin, Springer-Verlag GmbH, 2017, S. 413-416
- [5] M. Zapf:
Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem - Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten
Wiesbaden, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2017, S. 109
- [6] M. Dittmer:
Lastmanagement bei zeitvariabler Elektrizitätspreisbildung in Industriebetrieben
Dissertation, Berlin/Heidelberg/New York: Springer, 1989
- [7] R. Düssel:
Entwicklung eines Regelungskonzepts für Aluminium-Elektrolysezellen unter Berücksichtigung einer variablen Stromstärke und eines regelbaren Wärmeverlusts
Dissertation, Wuppertal, 2016
- [8] M. Klobasa:
Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz
Dissertation, Karlsruhe: Fraunhofer IRB Verlag, 2009, S. 51-87
- [9] M. Paulus und F. Borggreffe:
The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany
Applied Energy, Nr. 88, S. 432-441, 2011

- [10] Agora Energiewende:
Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Enbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft
Berlin, 2013, S. 44-84
- [11] H. C. Gils:
Abschätzung des möglichen Lastmanagementsinsatzes in Europa
8. Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien/Österreich, 2013
- [12] A. Gruber, F. Biedermann und S. Roon von:
The Merit Order of Demand Response in Industry
9th ENERDAY Conference on Energy Economics and Technology, Dresden, 2014
- [13] M. Stötzer, Z. Stycznski, P. Gronstedt und R. Apel:
Analyse des Lastverschiebungspotentials in Deutschland zur optimierten Integration erneuerbarer Energien
Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, 2011
- [14] B. P. Hayes, J. Usaola und M. Prodanovic:
An optimal day-ahead load scheduling approach based on the flexibility of aggregate demands
Applied Energy, Nr. 198, S.1-11, 2017
- [15] A. von Scheven:
Lastmanagementpotenziale in der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix
VDE-Kongress 2012 "Intelligente Energieversorgung der Zukunft", Stuttgart, 2012
- [16] M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, G. Escrivá-Escrivá und A. Domijan:
Evaluation and assessment of demand response potential applied to the meat industry
Applied Energy, Nr. 92, S. 84-91, April 2012
- [17] F. Klaucke, T. Karsten, F. Holtrup, E. Esche, T. Morosuk, G. Tsatsaronis und J.-U. Repke:
Demand Response Potenziale in der chemischen Industrie
Chemie Ingenieur Technik, S. 1133-1141, 2017

- [18] A. Kraussler:
Lastverschiebung in der österreichischen Zementindustrie
13. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2014
- [19] O. Gretzschel, M. Schäfer, V. Honeck und A. Dornburg:
Wasserwirtschaftliche Anlagen als Flexibilitätsdienstleister im Stromnetz
Korrespondenz Abwasser, Abfall, S. 670-678, 2016
- [20] A. Kamper:
Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz
Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2010
- [21] P. Olivella-Rosell, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba, A. Sumper, S. Ødegaard Ottesen, J.-A. Vidal-Clos und R. Villafáfila-Roblesa:
Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources
Applied Energy, Nr. 210, S. 881-895, 15. Januar 2018
- [22] H. Seidl, C. Schenuit, M. Teichmann, E.-L. Limbacher, J. Mann und A. Dünnwald:
Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik - Industrielles Verbrauchsverhalten im Rahmen der Energiewende netzdienlich gestalten
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2018
- [23] K. Geschermann, M. Sieberichs, M. Siemonsmeier, M. Kokot und A. Moser:
Ausbauplanung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung von Netzengpassmanagement mit marktbasierter bereitgestellter Flexibilität
10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien/Österreich, 2017
- [24] L. Hillemacher:
Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden
Dissertation, Viersen: Karlsruher Institut für Technologie, 2014

- [25] M. Deindl, M. Scheibmayer, J. Krengel, V. Panahabadi, C. Maasem, B. Zielonka, S. Kölle, M. Seyfarth, W. Schumacher, C. Köpp, R. Delahaye, M. Friedrich, R. Martynski, J. Rüsen, M. Pöppe, H. Hinrichs, I. Rothkegel, P. Hahulla, D. Kern, J. Altgott und T. Schulz:
Smart Watts-Abschlussbericht: Gestaltung des Energiesystems der Zukunft in der Modellregion Aachen
Aachen, 2013
- [26] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.:
Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2015
Berlin, 2016
- [27] H.-J. Belitz, S. Winter und C. Rehtanz:
Load Shifting of the Households in the E-Energy Project E-DeMa
IEEE PowerTech 2013, Grenoble/Frankreich, 2013
- [28] H.-G. Servatius, U. Schneidewind und D. Rohlfing:
Das 'Internet der Energie' als Anreiz für energieeffizientes Verbrauchsverhalten
in: *Smart Energy - Wandel zu einem nachhaltigen Energiesystem*, Berlin/Heidelberg, Springer Verlag, 2012, S. 363-378
- [29] K. Trepper, C. Weber und D. Kallen:
Integrationsmanagement für Erneuerbare Energien - Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft
UmweltWirtschaftsForum, Nr. 21, S. 209-218, 2013
- [30] P. Wimmer, C. Kandler und J. Honold:
Potential of demand and production shifting in residential buildings by using home energy management systems
14th Conference of International Building Performance Simulation Association, Hyderabad/Indien, 2015
- [31] L. Karg, K. Kleine-Hegermann, M. Wedler und C. Jahn:
E-Energy Abschlussbericht, Ergebnisse und Erkenntnisse aus der Evaluation der sechs Leuchtturmprojekte
B.A.U.M. Consult GmbH, München/Berlin, 2014

- [32] F. Merten:
Renaissance der Nachtspeicherheizung als Beitrag zur Energiewende?
3. Kongress der Deutschen Umwelthilfe e.V. zum ökologischen und regional akzeptierten Umbau der Stromnetze, Berlin, 2013
- [33] J. Fleer, S. Zurmühlen, J. Meyer, J. Bededa, P. Stenzel, J.-F. Hake und D. U. Sauer:
Price development and bidding strategies for battery energy storage systems on the primary control reserve market
11th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2017), Düsseldorf, 2017
- [34] M. Uhrig:
Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze
Dissertation, Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie, 2017
- [35] S. Röhrenbeck, A. Benzarti, W. Wellßow, K. Maar, P. Hauffe, J. Maul, M. Pahn, A. Tersluisen und H. Gündra:
Prädiktive Betriebsoptimierung drehzahlvariabler Wärmepumpen in Kombination mit preisvariablen Stromtarifen
VDE-Kongress 2016, Mannheim, 2016
- [36] P. Franz, B. Buchholz, V. Bühner, B. Fenn, L.-W. Tiede und J. Hanson:
Energy management of private households with electric vehicles as active consumers in the german research project 'Well2Wheel'
23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon/Frankreich, 2015
- [37] A.-G. Paetz, T. Kaschub, M. Kopp, P. Jochem und W. Fichtner:
Monetäre Anreize zur Steuerung der Ladelast von Elektrofahrzeugen - eine modellgestützte Optimierung
Zeitschrift für Energiewirtschaft, S. 1-12, März 2013
- [38] A. von Scheven:
Flexibilitätsoptionen im industriellen Umfeld an verschiedenen Energiehandelsmarktplätzen im Smart Grid
Dissertation, Darmstadt, 2015

- [39] J. Rodríguez-García, C. Álvarez-Bel, J.-F. Carbonell-Carretero, M. Alcázar-Ortega und E. Peñalvo-López:
A novel tool for the evaluation and assessment of demand response activities in the industrial sector
Energy, Nr. 113, S. 1136-1146, 2016
- [40] M. Günther
Warum brauchen wir ein neues Energiesystem?
in: Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien, Wiesbaden, Springer Fachmedien, 2014, S. 19-43
- [41] J. Staab:
Erneuerbare Energien in Kommunen - Energiegenossenschaften gründen, führen und beraten
Springer Fachmedien, Wiesbaden, 2016, S. 104-107
- [42] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH:
Netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber
Datum: 25.10.2016, [Online]
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>, Zugriff am: 04.09.2017
- [43] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
Wettbewerbliche Ausschreibungen wirken kostensenkend - Durchschnittliche Zuschlagswerte der Ausschreibungsergebnisse für PV-Freiflächenanlagen
[Online]. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/I/Infografiken/erneuerbare-energien-wettbewerbliche-ausschreibungen-wirken-kostensenkend.pdf?__blob=publicationFile&v=4, Zugriff am: 27.09.2017
- [44] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.:
Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2016
Datum: 01 07 2017, [Online]. <http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html>, Zugriff am: 04.09.2017

- [45] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE):
Energy Charts
Datum: 31.07.2017, [Online]. https://energy-charts.de/power_inst_de.htm?year=all&period=annual&type=power_inst, Zugriff am: 04.09.2017
- [46] J. Nitsch:
Die Energiewende nach COP 21 - Aktuelle Szenarien der deutschen Energieversorgung. Kurzstudie für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
Stuttgart, 2016
- [47] Agora Energiewende:
Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich. Stromwelten 2050 - Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen
Öko-Institut, Berlin, 2017
- [48] J. Rifkin:
Die Null-Grenzkosten-Gesellschaft: Das Internet der Dinge, kollaboratives Gemeingut und der Rückzug des Kapitalismus
Campus Verlag, 2016, S. 105-223
- [49] A. Zipp:
Die Marktfähigkeit von fluktuierenden erneuerbaren Energien im liberalisierten Stromsektor
Dissertation, Saarbrücken, 2015, S. 201-235
- [50] K.-P. Kairies, D. Haberschusz, J. Oewerkerk, van, J. Strebel, O. Wessels, D. Magnor, J. Badeda und D. U. Sauer:
Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher, Jahresbericht 2016
Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, Aachen, 2016
- [51] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
Elektromobilität in Deutschland
[Online]. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/elektromobilitaet.html>, Zugriff am: 09.06.2017

- [52] S. Knupfer, R. Hensley, P. Hertzke, P. Schaufuss, N. Lavery und N. Kramer:
Electrifying insights: How automakers can drive electrified vehicle sales and profitability
McKinsey & Company, 2017
- [53] H. Jauernig:
Streetscooter-Pionier "Die hielten mich für einen von 'Jugend forscht'"
Datum: 10.08.2017, [Online].
<http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/streetscooter-pionier-die-hielten-mich-fuer-einen-von-jugend-forscht-a-1162104.html>, Zugriff am: 28.09.2017
- [54] Kraftfahrt-Bundesamt:
Bestand an Pkw in den Jahren 2008 bis 2017 nach ausgewählten Kraftstoffarten
[Online].
http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/b_umwelt_z.html?nn=663524, Zugriff am: 09.06.2017
- [55] Kraftfahrt-Bundesamt:
Neuzulassungen von Pkw in den Jahren 2007 bis 2016 nach ausgewählten Kraftstoffarten
[Online].
http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/Umwelt/n_umwelt_z.html?nn=652326, Zugriff am: 09.06.2017
- [56] R. Uhlig, M. Stötzel, M. Zdrallek und N. Neusel-Lange:
Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements
CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people", Helsinki/
Finnland, 2016
- [57] R. Uhlig:
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität
Dissertation, Wuppertal: epubli GmbH, 2017
- [58] S. Schopfer, V. Tiefenbeck und T. Staake:
Untersuchung des Selbstversorgungsgrades und der Wirtschaftlichkeit von PV-Batterie Systemen anhand eines grossen Smart-Meter Datensatzes
14. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2016

- [59] H. Edelmann und F. Fleischle:
Nach dem Digitalisierungsgesetz ist vor dem Rollout
ew Spezial - Intelligente Messsysteme, S. 10-13, 2016
- [60] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie e.V.:
Gesamtbestand zentrale Wärmeerzeuger 2015
[Online]. http://www.bdh-koeln.de/fileadmin/user_upload/pressemitteilungen_pdf/gesamtzahl_waermeerzeuger_2015.pdf, Zugriff am: 10.06.2017
- [61] Bundesverband Wärmepumpe e.V.:
Pressemitteilungen - Neubau-Statistik 2016: Wärmepumpe fest etabliert
Datum: 29.05.2017. [Online].
<http://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/neubau-statistik-2016-waermepumpe-fest-etabliert/>, Zugriff am: 10.06.2017
- [62] J. Bracke, J. Tomaschek, L. Brodecki und U. Fahl:
Techno-ökonomische Bewertung von Energie-Autarkie für die Energieversorgung von Einfamilienhäusern
Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 40, Nr. 3, S. 127-137, 2016
- [63] M. Koch, T. Hesse, T. Kenkmann, V. Bürger, M. Haller, C. Heinemann, M. Vogel, D. Bauknecht, F. Flachsbarth, C. Winger, D. Wimmer, L. Rausch, H. Hermann, I. Stieß, B. Birzler-Harder und M. Kunkis:
Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration
Öko-Institut e.V., ForWind - Zentrum für Windenergieforschung, Institut für sozial-ökologische Forschung (ISOE) gGmbH, Freiburg, 2017
- [64] BNetzA, Bundeskartellamt:
Monitoringbericht 2016
Bonn, 2017
- [65] U. Sieverding und H. Schneidewindt:
Blockchain in der Energiewirtschaft
Friedrich-Ebert Stiftung, Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik, Bonn, 2016

- [66] B. Reifenhäuser und A. Sumper:
Power Blockchains - transparent und dezentral
ew Spezial - Intelligente Messsysteme, S. 34 - 36, 2016
- [67] K. Christidis und M. Devetsikiotis:
Blockchains and Smart Contracts for the Internet of Things
IEEE Access, Bd. 4, S. 2292-2303, 10 05 2016
- [68] The New York Times:
Solar Experiment Lets Neighbors Trade Energy Among Themselves
Datum: 13.03.2017, [Online]. https://www.nytimes.com/2017/03/13/business/energy-environment/brooklyn-solar-grid-energy-trading.html?_r=0, Zugriff am: 12.06.2017
- [69] energate GmbH:
energate messenger - Feicht: "Unsere Plattform ist eine Antwort auf die Post-EEG-Zeit"
Datum: 10.01.2018, [Online]. <http://www.energate-messenger.de/news/180015/feicht-unsere-plattform-ist-eine-antwort-auf-die-post-eeg-zeit->, Zugriff am: 21.03.2018
- [70] F. Dohmen, A. Jung und M. Rosenbach:
Kettenreaktion
Der Spiegel, S. 60-62, 20. Januar 2018
- [71] B. Mildebrath:
Strukturen und Geschäftsmodelle eines neuen Energiemarkts
in: Herausforderung Utility 4.0, O. D. Doleski, Hrsg., Springer Fachmedien, 2017, S. 701-714
- [72] Bundeskartellamt (BKAm):
Sektoruntersuchung: Stromerzeugung und Stromgroßhandel (B10-9/09)
Bonn, 2011
- [73] EPEX SPOT SE:
Technical Documentation
Datum: 14.04.2017, [Online].
<http://static.epexspot.com/document/35955/EPEX%20SPOT%20Market%20Rules%202017.zip>, Zugriff am: 30.04.2017

- [74] BDEW:
Wettbewerb 2012 - Wo steht der deutsche Energiemarkt?
Berlin, 2012
- [75] B. Aust und C. Morscher:
Negative Strompreise in Deutschland
Ökonomische Trends, Nr. 4, S. 304-306, 2017
- [76] Agora Energiewende:
Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen - Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen - und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz
Berlin, 2014
- [77] M. Haendel und M. Klobasa:
Analyse der zukünftigen Entwicklung von negativen Preisen am Strommarkt
14. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2016
- [78] Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, CONSENTEC GmbH, BEITEN BURKHARDT Rechtsanwaltsgesellschaft mbH:
Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von §24 EEG
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2015
- [79] K. Neuhoff und N. Ritter:
Kurzfristige Auktionen erhöhen Handelsvolumen und Marktliquidität an der Strombörse
DIW-Wochenbericht, Bd. Vol. 83, Nr. 41, S. 987-993, 2016
- [80] A. Ulbig:
Operational Flexibility in Electric Power Systems
Dissertation, Zürich, Schweiz: Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH), 2014, S. 79
- [81] G. Reinhart, S. Reinhardt und M. Graßl:
Bewertung der Energieflexibilität von Produktionssystemen
wt - Werkstattstechnik online, S. 622-628, 2012

- [82] M. Veith und E. Gawel:
Implementierung von Demand Side Management im deutschen Strommarkt - eine ökonomische Analyse der Voraussetzungen
Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung, Leipzig, 2014
- [83] B. Müller:
Zukunftsorientiertes Lastmanagement optimiert Energiekosten
etz elektrotechnik & automation, Nr. 11, S. 2-6, 2011
- [84] T. Kornrumpf und M. Zdrallek:
Kläranlagen als Flexibilitätsoption im Mittelspannungsnetz
in: Kläranlagen in der Energiewende: Faulung optimieren & Flexibilität wagen,
Kaiserslautern, Schriftenreihe des Fachgebiets Siedlungswasserwirtschaft der TU
Kaiserslautern, Band 40, 2017, S. 97-113
- [85] T. Kornrumpf, M. Zdrallek, M. Roch, D. Salomon, P. Pyro und I. Hobus:
Flexibility Options for Medium Voltage Grid Planning
24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED
2017), Glasgow/Schottland, 2017
- [86] P. Palensky und D. Dietrich:
Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads
IEEE Transactions on Industrial Informatics, Bd. 7, Nr. 3, S. 381-388, August 2011
- [87] M. Albadi und E. El-Saadany:
Demand Response in Electricity Markets: An Overview
IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, USA, 2007
- [88] A. Dammasch:
Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien in den Bilanzkreis mittels flexibel steuerbarer Erzeugung aus Blockheizkraftwerken
14. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2016

- [89] S. Schriegel, F. Pethig und J. Jasperneite:
Intelligente Lastverschiebung in der Produktionstechnik - Ein Weg zum Industrial Smart Grid
VDE-Kongress 2012 "Intelligente Energieversorgung der Zukunft", Stuttgart, 2012
- [90] PricewaterhouseCoopers Aktuengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft:
Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft - Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz
4. Auflage, Band 1, München: Haufe-Lexware GmbH & Co. KG, 2015, S. 373-383
- [91] C. Dufter, A. Guminski, C. Orthofer, S. v. Roon und A. Gruber:
Lastflexibilisierung in der Industrie - Metastudienanalyse zur Identifikation relevanter Aspekte bei der Potenzialermittlung
10. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien, Wien/Österreich, 2017
- [92] S. Roon von und T. Gobmaier:
Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland
Forschungsstele für Energiewirtschaft e.V., München, 2010
- [93] H. Schäfers:
Bestimmung und Verortung des Demand-Side-Integration-Potenzials von Nichtwohngebäuden des tertiären Sektors unter Verwendung amtlicher Liegenschaftskatasterinformationssysteme
Dissertation, Hamburg, 2014
- [94] T. Langrock, S. Achner, C. Jungbluth, C. Marambio, A. Michels, P. Weinhard, B. Baumgart und A. Otto:
Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien. Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamts
Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET) & Trianel GmbH, Dessau-Roßlau, 2015

- [95] M. Steurer, N. Klempp, K. Hufendiek, B. Baumgart und B. Steinhausen:
Identifikation und Realisierung wirtschaftlicher Potenziale für Demand Side Integration in der Industrie in Deutschland
Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2015, S. 4-11
- [96] C. Brunner und T. Müller:
Kostenvergleich von unterschiedlichen Optionen zur Flexibilisierung des Energiesystems
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 6, S. 55 - 60, 2015
- [97] Smart Energy Demand Coalition (SEDC):
Mapping Demand Response in Europe Today
Brüssel, Belgien, 2015
- [98] N. Kronthaler und T. Müller:
Optionen zur Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs - Ein technischer Vergleich
BWK: das Energie-Fachmagazin, S. 70-73, März 2016
- [99] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE):
dena Analyse "Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt"
Berlin, 2014, S. 23
- [100] W. Zander, S. Lemkens, U. Macharey, T. Langrock, D. Nailis, M. Zdrallek, K. F. Schäfer, P. Steffens, T. Kornrumpf, K. Hummel und H. Schalle:
dena-Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017
- [101] Ecofys Germany GmbH:
Flex-Efficiency - Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern. Studie im Auftrag von Agora Energiewende
Agora Energiewende, Berlin, 2016, S. 15-26

- [102] C. Nabe, C. Beyer, N. Brodersen, H. Schäffler, D. Adam, C. Heinemann, T. Tusch, J. Eder, C. Wyl de, J.-H. Wege vom und S. Mühe:
Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen
im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Berlin, 2009
- [103] E. Dütschle, M. Unterländer und M. Wietschel:
Variable Stromtarife aus Kundensicht - Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse
Fraunhofer ISI (System- und Innovationsforschung), Karlsruhe, 2012
- [104] P. Layer:
Preiskomplexität von dynamischen Stromtarifen - Auswirkungen auf das Nutzerverhalten
Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2017, S. 38-55
- [105] M. Alcázar-Ortega, C. Calpe, T. Theisen und J. F. Carbonell-Carretero:
Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets
Energy Policy, Nr. 86, S. 529-543, 2015
- [106] J. Fedjaev, S. Amamra und B. Francois:
Linear programming based optimization tool for day ahead energy management of a lithium-ion battery for an industrial microgrid
IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC), Varna/Bulgarien, 2016
- [107] S. Braun und R. Hoffmann:
Intraday Optimization of Pumped Hydro Power Plants in the German Electricity Market
Energy Procedia, Nr. 87, S. 45-52, Januar 2016
- [108] E. Akhavan-Rezaei, M. Shaaban, E. El-Saadany und F. Karray:
New EMS to Incorporate Smart Parking Lots into Demand Response
IEEE Transactions on Smart Grid, Volume 9, Issue 2, S. 1376-1386, 12.06.2016

- [109] BDEW:
BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017
Berlin, 2017
- [110] ewi Energy Research & Scenarios gGmbH:
Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität, Status-Quo-Analyse und Metastudie
Köln, 2017
- [111] Agora Energiewende:
Neue Preismodelle für Energie. Grundlage einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger
Berlin, 2017
- [112] A. Eßer und H. Kahl:
Hemmnisse im Bereich der Umlagen, Entgelte, Abgaben, Steuern
Datum: 21.11.2016, [Online] https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/plattform-strommarkt-hemmnisse-2.pdf?__blob=publicationFile&v=6, Zugriff am: 08.09.2017
- [113] J. Herten, van der, F. Depuydt, L. Baets, de, D. Deschrijver, M. Strobbe, C. Develder, T. Dhaene, R. Bruneliere und J.-W. Rombouts:
Energy Flexibility Assessment of an Industrial Coldstore Process
IEEE International Energy Conference 2016 (ENERGYCON), 2016
- [114] M. A. Graßl:
Bewertung von Energieflexibilität in der Produktion
Dissertation, München: Technische Universität München, 2015, S. 69-120
- [115] G. Reinhart, M. Graßl und S. Datzmann:
Methode zur Bewertung der Energieflexibilität
wt - Werkstattstechnik online, S. 313-319, 2014.
- [116] R. Batchu und N. Pindoriya:
Residential Demand Response Algorithms: State-of-the-art, Key Issues and Challenges
in: Wireless and Satellite Systems, Bradford, UK, Springer, 2015, S. 18-32

- [117] O. Lünsdorf:
Selbstorganisation virtueller Geräte für das Lastmanagement von Kleinverbrauchern
Dissertation, Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, Oldenburg, 2012
- [118] K. C. Sou, J. Weimer, H. Snadberg und K. H. Johansson:
Scheduling Smart Home Appliances Using Mixed Integer Linear Programming
50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference (CDC-ECC), Orlando, USA, 2011
- [119] BNetzA:
Bericht Netzentgeltsystematik Elektrizität
Bonn, 2015
- [120] J. Löfberg:
Yalmip: A toolbox for modeling and optimization in MATLAB
Computer Aided Control Systems Design Conference (CACSD), Taipeh/Taiwan, 2004
- [121] J. Ullman:
NP-Complete Scheduling Problems
Journal of Computer And System Sciences, Bd. 10, S. 384-393, 1975
- [122] J. Kallrath:
Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis
Springer Fachmedien, Wiesbaden, 2013, S. 14-16
- [123] J. Viehmann:
State of the German Short-Term Power Market
Zeitschrift für Energiewirtschaft, S. 95-96, 2017
- [124] Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V.:
Marktübersicht Batteriespeicher
Straubing, 2017
- [125] EnerNOC Inc.:
The Demand Response Baseline
[Online] https://www.naesb.org/pdf4/dsmee_group3_100809w3.pdf, Zugriff am:
13.06.2017

- [126] The Regulatory Assistance Project (RAP):
Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende
Agora Energiewende, Berlin, 2014
- [127] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) und Energy Brainpool GmbH & Co. KG:
Strommarkt-Flexibilisierung - Hemmnisse und Lösungskonzepte
Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (BEE), Berlin, 2015
- [128] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie:
Ein Strommarkt für die Energiewende - Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)
Berlin, 2015
- [129] BNetzA:
Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität
BNetzA, Bonn, 2017
- [130] WSW Netz GmbH:
Preisblatt 2016 für Kunden mit Lastgangmessung der WSW Netz GmbH
[Online] http://www.wsw-netz.de/fileadmin/wsw-netz/Dokumente/durchsuchbar/Stromnetz/Netzzugang/WSW-Netz-S-101_Preisblatt_Strom_2016_20151220.pdf, Zugriff am: 16.05.2017
- [131] J. Perner und M. Zähringer:
Die Dynamisierung der EEG-Umlage - ein erster Baustein zur Sektorkopplung?
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, S. 26-29, 2017.
- [132] Ecofys Germany GmbH:
Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage. Eine Studie im Auftrag von Agora Energiewende
Agora Energiewende, Berlin, 2014

- [133] Frontier Economics Ltd. und Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET):
Kosten und Nutzen einer Dynamisierung von Strompreiskomponenten als Mittel zur Flexibilisierung der Nachfrage
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Berlin, 2016
- [134] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TennT TSO GmbH:
EEG-Umlage 2016
[Online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/EEG-Umlage/EEG-Umlage-2016>,
Zugriff am: 15.05.2017
- [135] J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, M. Ebbert, R. Herzog und D. U. Sauer:
Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017
Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, Aachen, 2017
- [136] W. Kempton und J. Tomić:
Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy
Journal of Power Sources, Nr. 144, S. 280-294, 2005
- [137] G. Freeman, T. Drennen und A. White:
Can parked cars and carbon taxes create a profit? The economics of vehicle-to-grid energy storage for peak reduction
Energy Policy, Nr. 106, S. 183-190, 2017
- [138] A. Liebe und M. Wissner:
Der flexible Verbraucher - Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich
Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef, 2015

- [139] C. Maier, A. Schuster, M. Litzlbauer, C. Groß, F. Zeilinger, P. Österle und W. Gawlik:
Demand-Side-Management in einer Modellsiedlung - Endergebnisse des Projekts aDSM
9. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien/Österreich, 2015.
- [140] A. Kießling:
Modellstadt Mannheim (moma) Abschlussbericht - Beiträge von moma zur Transformation des Energiesystems für Nachhaltigkeit, Beteiligung, Regionalität und Verbundenheit
2013
- [141] L. Hillemacher, C. Nolden, V. Bertsch und W. Fichtner:
Lastverlagerungspotenziale durch variable Stromtarife - Ergebnisse eines Feldtests
8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien/Österreich, 2013
- [142] A. Liebe, S. Schmitt und M. Wissner:
Quantitative Auswirkungen variabler Stromtarife auf die Stromkosten von Haushalten
Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef, 2015
- [143] A. S. Hassan, L. Cipcigan und N. Jenkins:
Optimal battery storage operation for PV systems with tariff incentives
Applied Energy, Nr. 203, S. 422-441, 2017
- [144] R. Yin, E. Kara, N. DeForest, K. Wang, T. Yong und M. Stadler:
Quantifying flexibility of commercial and residential loads for demand response using setpoint changes
Applied Energy, Nr. 177, S. 149-164, 2017
- [145] T. Lübker:
Impacts of domestic electric water heater parameters on demand response
Computer Science - Research and Development, Nr. 32, S. 49-64, 2017
- [146] C. Oerter:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal 2014

- [147] N. Neusel-Lange:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, 2013
- [148] P. Goergens, F. Potratz, M. Cramer, A. Schnettler und S. Willing:
Review of the smart operator in the field
CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people",
Helsinki/Finnland, 2016
- [149] F. Dorsemagen, C. Oerter, M. Zdrallek, J. Antoni, P. Birkner und M. Stiegler:
*State Identification Methods for MV-Grid Automation with special Regard to LV-
Interconnections*
23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015),
Lyon/Frankreich, 2015
- [150] F. Dorsemagen, K. Korotkiewicz, C. Oerter, M. Zdrallek, P. Birkner, W. Friedrich, U.
Dietzler, N. Neusel-Lange und M. Stiegler:
Decentralized, integrated automation system for medium- and low-voltage grids
International ETG Congress 2015, Bonn, 2015
- [151] J. Büchner, J. Katzfey, O. Flörcken, A. Moser, H. Schuster, S. Dierkes, T. van
Leeuwen, L. Verheggen, M. Uslar und M. van Amelsvoort:
Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, 2014
- [152] R. Apel, V. Berg, B. Fey, K. Geschermann, W. Glaunsinger, A. von Scheven, M.
Stötzer und S. Wanzek:
*Regionale Flexibilitätsmärkte - Marktbasierete Nutzung von regionalen
Flexibilitätsoptionen als Baustein zur erfolgreichen Integration von erneuerbaren
Energien in die Verteilnetze*
ETG Task Force RegioFlex, Frankfurt am Main, 2014
- [153] Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.:
*Der Flexmarkt - Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für
nachfrageseitige Flexibilität*
Berlin, 2014

- [154] T. Gawron-Deutsch, R. Apel, K. Diwold, A. Einfalt, R. Mosshammer und A. Lugmaier:
Marktbasierter Ansatz für die Koordination von Markt und Netz
ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets", Kassel, 2015
- [155] S. Ohrem, D. Telöken und T. Knop:
Die verschiedenen Ampelkonzepte - Herausforderungen und Folgen für Verteilnetzbetreiber
ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets", Kassel, 2015
- [156] EWE AG:
Projektskizze Verbundprojekt enera
Datum: 29.02.2016, [Online], http://www.energie-ernetzen.de/files/enera_Projektskizze.pdf, Zugriff am: 25.09.2017
- [157] Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.:
C/SELLS - Die Arbeitspakete
[Online] <http://www.csells.net/ueber-c-sells/arbeitspakete.html>, Zugriff am: 25.09.2017
- [158] Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik:
Flex2Market - Optimierte Vermarktung von verteilten Flexibilitäten auf regionalen Flexibilitäts- und Großhandelsmärkten
[Online] <https://www.evt.uni-wuppertal.de/forschung/forschungsgruppe-energiemaerkte-und-flexibilitaetsmanagement/flex2market.html>, Zugriff am: 25.09.2017
- [159] S. Schall und L. Glotzbach:
Netzzustände als Steuerungsindikator des Marktmechanismus einer Handelsplattform für Energieflexibilität
14. Symposium Energieinnovation, Graz/Österreich, 2016

- [160] S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, M. Zdrallek, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse und B. Gernsberger:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Wuppertal, Erlangen, 2016
- [161] BDEW:
Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)
Berlin, 2008
- [162] VDE:
VDE-AR-N 4105:2011-08: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
2011
- [163] E. Waffenschmidt:
Momentan-Regelung mit Photovoltaik-Wechselrichtern
3. Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien"
Berlin, 2016
- [164] TransnetBW GmbH:
Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012
[Online]
https://www.transnetbw.de/downloads/strommarkt/bilanzkreismanagement/Modellbeschreibung_reBAP_ab_05_2016.pdf, Zugriff am: 23.09.2017
- [165] D. Bauknecht, C. Heinemann, M. Koch, D. Ritter, R. Harthan, E. Tröster und S. Langanke:
Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen
Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), Nr. 11, S. 52-55, 2014

[166] Deutscher Bundestag, 18. Wahlperiode:

Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Oliver Krischer, Cem Özdemir, Stephan Kühn (Dresden), weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN - Drucksache 18/12670

Deutscher Bundestag, 18. Wahlperiode, Berlin, 2017

11.2 Formelzeichen

Allgemeingültige Festlegungen

\mathbb{R}	Menge der reellen Zahlen
\forall	für alle
\in	Element aus
a	Skalar
\mathbf{a}	Vektor
\mathbf{A}	Matrix

Griechische Formelzeichen

α	Jahr
β	füllstandsabhängiger Speicherverlust
δ	künstlicher Fehlerterm der Prognose
η	Wirkungsgrad Ein- und Ausspeichern des Speichers
ϑ	Vorzeichen der Strompreise
κ	Barwertfaktor
μ	Erwartungswert
ζ	diskrete Leistungsstufen einer Phase eines Prozesses
σ	Standardabweichung
ψ_k	zulässige Spitzenleistung über alle Prozesse je Zeitschritt
ω_k	dynamische EEG-Umlage im Zeitschritt k
τ	Faktor der dynamischen EEG-Umlage

Lateinische Formelzeichen

A	Annuität
B	zulässige Betriebszeit eines Prozesses
BS	Benutzungsstunden
c_{id}	Preise im kontinuierlichen Intradayhandel
c_a	jährliche Erlöse
c_i	Investitionskosten
c_e	Energiepreiskomponente der Netznutzungsentgelte
c_k	Day-Ahead Strompreis bzw. Day-Ahead Prognose
c_p	Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte
c_{trade}	Handelsgebühren im kontinuierlichen Intradayhandel
\bar{D}	maximale Pausenzeiten vor einer Phase eines Prozesses
\underline{D}	minimale Pausenzeiten vor einer Phase eines Prozesses
E	benötigte Energie pro Prozess und Phase
E_{trade}	mögliches Handelsvolumen
IQA	Interquartilsabstand (Differenz des 75 %-Perzentils und des 25 %-Perzentils)
i	Prozess bzw. Kalkulationszinssatz
I	Strom
I_{max}	thermischer Grenzstrom
j	Phase
JA	Jahresarbeit
k	Zeitschritt bzw. Kosten/Erlöse
m	Anzahl der Zeitschritte
N	Anzahl der Prozesse
n	Anzahl Jahre in der Barwert- bzw. Annuitätenmethode

n_i	Anzahl der Phasen von Prozess i
\mathbf{P}	Strukturvariable des Optimierungsproblems – Matrix mit Leistungen aller Prozesse und Phasen in allen Zeitschritten
\underline{P}	minimale Leistung je Prozess und Phase
\bar{P}	maximale Leistung je Prozess und Phase
\tilde{P}	Strukturvariable des Optimierungsproblems – Matrix mit Leistungen aller Phasen in allen Zeitschritten nach Intraday Redispatch
\hat{p}	maximaler Leistungswert über alle Prozesse, Phasen und Zeitschritte
\mathbf{P}_{da}	Leistung nach der Day-Ahead Optimierung
\mathbf{P}_{id}	Leistung nach dem Intraday Redispatch
P_{max}	Spitzenleistung des Jahres
\mathbf{S}	Strukturvariable des Optimierungsproblems – Matrix mit der binären Information, ob die Phase dieses Prozesses in diesem Zeitschritt bereits abgeschlossen ist
\mathbf{T}	Strukturvariable des Optimierungsproblems – Matrix mit der binären Information, ob die Phase dieses Prozesses in diesem Zeitschritt eine Transition von aktiv zu inaktiv vornimmt
\underline{T}	minimale Betriebszeit je Prozess und Phase
\bar{T}	maximale Betriebszeit je Prozess und Phase
t	Zeitschritt
t_0	Beginn einer Lieferviertelstunde
U	Spannung
U_{max}	obere Grenze des zulässigen Spannungsbandes
U_{min}	untere Grenze des zulässigen Spannungsbandes
U_n	Nennspannung
\mathbf{V}	Strukturvariable des Optimierungsproblems – Matrix mit den Füllständen der Speicher
\underline{V}	minimaler Speicherfüllstand Prozess und Zeitschritt

\bar{V}	maximaler Speicherfüllstand je Prozess und Zeitschritt
v_{init}	initialer Speicherfüllstand
v_{final}	finaler Speicherfüllstand
X	Strukturvariable des Optimierungsproblems – Matrix mit der binären Information, ob die Phase dieses Prozesses in diesem Zeitschritt aktiv ist
Y	Admittanzmatrix
Z	externe Speicherentnahme

11.3 Abkürzungen

AbLaV	Abschaltbare Lasten Verordnung
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CLS	<i>Controllable Local System</i> (Schnittstelle im Smart Meter Gateway zur Steuerung von Verbrauchern)
EC2	<i>Elastic Compute Cloud</i> (Simulationsserver von Amazon)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	<i>European Energy Exchange</i> , Strombörse
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> , Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
FWT	Fernwirktechnik
HT/NT	Hochtarif/Niedertarif
HS	Hochspannung
ID ₃	Preisindex aller stündlichen und 15-Minuten Handelsgeschäfte an der EPEXSpot in den letzten drei Stunden vor dem Lieferzeitpunkt.
IQA	Interquartilsabstand, beschreibt die Differenz von 75 %-Perzentil und 25 %-Perzentil
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
NAB	Netzaggregationsbereich
NNE	Netznutzungsentgelt
NP-äquivalent	Problem, dass sich vermutlich nichtdeterministisch in Polynomialzeit lösen lässt (<i>umgangssprachlich: vermutlich nicht effizient lösbar</i>)

NRV	Netzregelverbund
NS	Niederspannung
OTC	<i>Over the Counter</i> – außerbörslicher Direkthandel mit Energie
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichspreis
RLM	registrierende Leistungsmessung
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VPN	<i>Virtual Private Network</i> , Virtuelles Privates Netzwerk

11.4 Publikationen des Verfassers

- [I] Schmidt, R.; Schnitmann, E.; Meese, J.; Müller, T.; Zdrallek, M.; Armoneit, T.:
Identification and evaluation of marketing opportunities for flexibility in local energy communities
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana/Slovenia (2018)
- [II] Kotthaus, K.; Hermanns, J.; Paulat, F.; Pack, S.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Schweiger, F.; Schweiger, R.:
Concrete design of local flexibility markets using the traffic light approach
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana, Slovenia (2018)
- [III] Paulat, F.; Hermanns, J.; Kotthaus, K.; Pack, S.; Meese, J.; Zdrallek, M.:
Präventives Netzengpassmanagement durch die Nutzung regionaler Flexibilitätsmärkte auf Verteilnetzebene
Tagungsband zum 15. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich (2018)
- [IV] Dahlmann, B.; Meese, J.; Kerzel, M.; Kotthaus, K.; Zdrallek, M.; Völschow, A.; Jaritz, V.:
Dynamische Stromtarife für mittelständische Industrieunternehmen: Analyse und Charakterisierung unterschiedlicher Einflussfaktoren für den Handel am Spotmarkt
Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2018)
- [V] Meese, J.; Dahlmann, B.; Zdrallek, M.; Völschow, A.:
Intraday Redispatch – Optimal Scheduling of industrial processes at day-ahead and continuous intraday market
Proceedings of the International ETG-Congress 2017, Bonn (2017)
- [VI] Steinbusch, P.; Meese, J.; Uhlig, R.; Mehlich, J.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Heldmaier, W.; Blanaru, S.; Friedrich, W.; Schlüter, U.:
Determination of the future actuator demand of adaptive Smart low voltage Grids
Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Torino, Italy, (2017)
- [VII] Steinbusch, P.; Modemann, M.; Meese, J.; Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Kumm, T.; Friedrich, W.; Schlüter, U.:
Interaction of MV- and LV-automation systems for a smart distribution grid
Proceedings of the 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017), Glasgow (2017)

- [VIII] Dahlmann, B.; Meese, J.; Völschow, A.; Zdrallek, M.:
Happy Power Hour – Dynamische Stromtarife für den Mittelstand sollen Flexibilitätsoptionen in der Industrie erschließen
50,2 – Das Magazin für intelligente Stromnetze, 2/2017
- [IX] Völschow, A.; Meese, J.; Dahlmann, B.; Zdrallek, M.:
Chancen für flexible Industrieunternehmen – Dynamische Stromtarife für den Mittelstand
Energie. Markt. Wettbewerb (e | m | w) Special Heft 1/2017 (2017)
- [X] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.:
Kombinierter markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel
Tagungsband zum VDE-Kongress 2016 „Internet der Dinge“, Mannheim (2016)
- [XI] Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M.:
Economic Dispatch of Flexibility Options for Grid Services on Distribution Level
Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), Genoa (2016)
- [XII] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Dahlmann, B.; Völschow, A.; Marquardt, T.; Zdrallek, M.:
Multi-market optimization of industrial flexibility – market comparison and field test results
Proceedings of the CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people", Helsinki (2016)
- [XIII] Meese, J.; Zdrallek, M.:
Die Bedeutung von Virtuellen Kraftwerken für die Energiewende
Tagungsband zum 20. Fachkongress Zukunftsenergien, Essen (2016)
- [XIV] Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.; Roch, M.:
Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene
Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2016)
- [XV] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Uhlig, R.; Zdrallek, M.; Bruckhaus, M.-O.; Henatsch, L.:
Charakterisierung von Flexibilitätsoptionen für den Einsatz in unterschiedlichen Marktsegmenten
Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2016)
- [XVI] Neusel-Lange, N.; Scharnberg, R.; Meese, J.; Zdrallek, M.:
Erschließung von Lastmanagement-Potentialen in der mittelständischen Industrie
VIK-Mitteilungen, Ausgabe 05/2015
- [XVII] Meese, J.; Dorsemagen, F.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Völschow, A.; Neuhaus, U.; Reintzsch, A.; Klein, S.; Bogatz, D.; Stiebel, J.:
Abschlussbericht Forschungsprojekt Happy Power Hour

Abschlussbericht des Forschungsprojektes Happy Power Hour, Förderkennzeichen PRO/0059A, Wuppertal (2015)

- [XVIII] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Völschow, A.; Neuhaus, U.:
Optimal use of Demand Response Potentials in Medium-Sized Industry using dynamic Electricity Tariffs
Proceedings of the 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon, France (2015)
- [XIX] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Winkler, J.; Antoni, J.; Stiegler, M.; Friedrich, W.:
Flexibilitätsmärkte für die gelbe Ampelphase im intelligenten Stromnetz
Tagungsband zur ETG-Fachtagung 145 „Von Smart Grids zu Smart Markets“, Kassel (2015)
- [XX] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.:
Konzept zur Realisierung eines Virtuellen Kraftwerks in NRW
Tagungsband zum 19. Fachkongress Zukunftsenergien, Essen (2015)
- [XXI] Meese, J.; Dorsemagen, F.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Stiebel, J.; Stratmann, P.:
Happy Power Hour – Demand Response mit dynamischen Strompreisen für die mittelständische Industrie
Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2015)
- [XXII] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Dorsemagen, F.; Meese, J.; Zdrallek, M.:
Real-Time State Identification for MV-grids on autonomous agent platforms
Proceedings of the 18th Power Systems Computation Conference (PSCC), Wroclaw (2014)
- [XXIII] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.:
Happy Power Hour – Smart Grids als Smart Market Enabler
VDI Ingenieur-Forum, Ausgabe 2/2014
- [XXIV] Meese, J.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Salomon, D.; Völschow, A.; Müller, C.; Stiebel, J.:
„Happy Power Hour“ – Dynamische Strompreise für die mittelständische Industrie
VIK-Mitteilungen, Ausgabe 2/2014

11.5 Betreute Abschlussarbeiten

Asemann, Patrick

Simulation möglicher Kosteneinsparungen durch ein Demand Response Programm in Abhängigkeit variierender Flexibilitätpotentiale (Master-Thesis)

Bagawathsing, Julian

Entwicklung einer Systematik zur automatisierten Auswertung von Daten des Regelenenergie-marktes (Bachelor-Thesis)

Eckermann, Aron

Analyse der Preisentwicklung auf Termin- und Spotmärkten für elektrische Energie (Bachelor-Thesis)

Faßbender, Lena

Untersuchung der Lastverschiebungspotentiale in der metallverarbeitenden Industrie und Wasserwirtschaft im Rahmen des Projektes „Happy Power Hour“ (Master-Thesis)

Göttle, Tobias

Technische und betriebswirtschaftliche Analyse zweier Energiedatenmanagementsysteme im Zusammenhang mit Zählwerterfassung, Übertragung und Verarbeitung (Master-Thesis)

Henatsch, Leonard

Identifizierung und Bewertung von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern sowie deren Vermarktung in unterschiedlichen Marktsegmenten (Master-Thesis)

Hermanns, Jessica

Beitrag dezentraler Energiewandlungsanlagen, Speicher und Lasten zu Systemdienstleistungen und künftigen lokalen Flexibilitätsmärkten (Bachelor-Thesis)

Hermanns, Jessica

Konzeption und Entwicklung einer Netzzustandsprognose für den Einsatz in Verteilnetzautomatisierungssystemen (Master-Thesis)

Marquardt, Tobias

Vergleich der Erlösmöglichkeiten von flexiblen Verbrauchern in unterschiedlichen Kurzfristmärkten für elektrische Energie (Master-Thesis)

Reiners, Ann-Kristin

Konzeption eines Verfahrens zur automatisierten Ermittlung von Demand Response Potentialen (Bachelor-Thesis)

Rohmen, Jennifer

RWE Solarplug und Energiewendemanager – die Verknüpfung von privater Erzeugung, Speicherung und Netzanbindung für die Energieversorgung im Privathaushalt (Master-Thesis)

Schepers, Karim

Konzeption und Implementierung von Energiemanagement-Lösungen für Heizungssysteme und Entwurf erster Geschäftsmodelle (Master-Thesis)

Sorgen, Wladislaw

Entwicklung eines Energiekonzeptes zur Hebung von Energieflexibilitäten privater Haushalte in Großstädten (Master-Thesis)

Wechter, Robert

Untersuchung des Lastmanagementpotentials eines mittelständischen Industriebetriebes zur Nutzung eines dynamischen Stromtarifes (Master-Thesis)

12 Anhang

12.1 Prozessparameter der verwendeten Beispielprozesse

12.1.1 Parameter von Prozess 1

Tabelle A 1: Parameter von Prozess 1

Parameter	Variable	Prozess 1
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	1.000 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich
Benötigte Energie pro Tag	E	5.000 kWh
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	täglich
Mindestpause vorher	\underline{D}	0 h
Höchstpause vorher	\overline{D}	24 h
Speicher		nein
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}	-
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}	-
Initialer Füllstand Speicher	V_{init}	-
Finaler Füllstand Speicher	V_{final}	-
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η	-
Relative Verluste Speicher	β	-
Externe Entnahme Speicher	Z	-

12.1.2 Parameter von Prozess 2

Tabelle A 2: Parameter von Prozess 2

Parameter	Variable	Prozess 2	Prozess 2a	Prozess 2b
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW	0 kW	-150 kW
Maximalleistung	\overline{P}	150 kW	150 kW	150 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich
Benötigte Energie pro Tag	E	450 kWh	-	-
Frühester Startzeitpunkt	führt zu \mathbf{B}	0 Uhr	0 Uhr	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu \mathbf{B}	7 Uhr	7 Uhr	7 Uhr
Betriebszeit	\mathbf{B}	1 – 7 Stunden	1 – 7 Stunden	1 – 7 Stunden
Mindestpause vorher	\underline{D}	0 h	0 h	0 h
Höchstpause vorher	\overline{D}	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
Speicher			ja	ja
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}		0 kWh	0 kWh
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}		100 kWh	100 kWh
Initialer Füllstand Speicher	v_{init}		100 kWh	100 kWh
Finaler Füllstand Speicher	v_{final}		550 kWh	550 kWh
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η		100 %	100 %
Relative Verluste Speicher	β		0 %	0 %
Externe Entnahme Speicher	\mathbf{Z}		-	-

12.1.3 Parameter von Prozess 3

Tabelle A 3: Parameter von Prozess 3

Parameter	Variable	Prozess 3
Mindestleistung	\underline{P}	-500 kW
Maximalleistung	\overline{P}	500 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich
Benötigte Energie pro Tag	E	5.000 kWh
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	täglich
Mindestpause vorher	\underline{D}	0 h
Höchstpause vorher	\overline{D}	unbegrenzt
Speicher		ja
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}	89,28 kWh
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}	446,40 kWh
Initialer Füllstand Speicher	V_{init}	200 kWh
Finaler Füllstand Speicher	V_{final}	200 kWh
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η	98 %-
Relative Verluste Speicher	β	0,5 %
Externe Entnahme Speicher	Z	-

12.1.4 Parameter von Prozess 4

Tabelle A 4: Parameter von Prozess 4

Parameter	Variable	Prozess 4
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	500 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich
Benötigte Energie pro Tag	E	-
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	täglich
Mindestpause vorher	\underline{D}	0 h
Höchstpause vorher	\overline{D}	unbegrenzt
Speicher		ja
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}	100 kWh
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}	600 kWh
Initialer Füllstand Speicher	V_{init}	350 kWh
Finaler Füllstand Speicher	V_{final}	350 kWh
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η	100 %-
Relative Verluste Speicher	β	5 %
Externe Entnahme Speicher	Z	7. Zeitschritt: 200 kWh 8. Zeitschritt: 300 kWh 9. Zeitschritt: 400 kWh 10. Zeitschritt: 300 kWh 11. Zeitschritt: 200 kWh

12.1.5 Parameter von Prozess 5

Tabelle A 5: Parameter von Prozess 5

Parameter	Variable	Prozess 5 Phase 1	Prozess 5 Phase 2	Prozess 5 Phase 3
Mindestleistung	\underline{P}	1.000 kW	1.000 kW	1.000 kW
Maximalleistung	\overline{P}	2.000 kW	2.000 kW	2.000 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich	0 kW 1.000 kW 1.500 kW 2.000 kW	0 kW 1.500 kW 2.000 kW
Benötigte Energie pro Tag	E	6.000 kWh	5.000 kWh	5.000 kWh
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr	0 Uhr	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr	24 Uhr	24 Uhr
Betriebszeit	B	1 – 8 Stunden täglich	1 – 8 Stunden täglich	1 – 8 Stunden täglich
Mindestpause vorher	\underline{D}	2 Stunden	2 Stunden	2 Stunden
Höchstpause vorher	\overline{D}	unbegrenzt	unbegrenzt	unbegrenzt
Speicher		nein	nein	nein
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}	-	-	-
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}	-	-	-
Initialer Füllstand Speicher	V_{init}	-	-	-
Finaler Füllstand Speicher	V_{final}	-	-	-
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η	-	-	-
Relative Verluste Speicher	β	-	-	-
Externe Entnahme Speicher	Z	-	-	-

12.1.6 Parameter von Prozess 6

Tabelle A 6: Parameter von Prozess 6

Parameter	Variable	Prozess 6
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	150 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich
Benötigte Energie pro Tag	E	-
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	1 – 12 Stunden täglich
Mindestpause vorher	\underline{D}	unbegrenzt
Höchstpause vorher	\overline{D}	unbegrenzt
Speicher		ja
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}	100 kWh
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}	700 kWh
Initialer Füllstand Speicher	V_{init}	400 kWh
Finaler Füllstand Speicher	V_{final}	400 kWh
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η	100 %-
Relative Verluste Speicher	β	0 %
Externe Entnahme Speicher	Z	5.-8. Zeitschritt: je 200 kWh

12.1.7 Parameter von Prozess 7

Tabelle A 7: Parameter von Prozess 7

Parameter	Variable	Prozess 7
Mindestleistung	\underline{P}	0 kW
Maximalleistung	\overline{P}	700 kW
Zulässige Leistungsstufen	ζ	kontinuierlich
Benötigte Energie pro Tag	E	-
Frühester Startzeitpunkt	führt zu B	0 Uhr
Spätester Endzeitpunkt	führt zu B	24 Uhr
Betriebszeit	B	täglich
Mindestpause vorher	\underline{D}	unbegrenzt
Höchstpause vorher	\overline{D}	unbegrenzt
Speicher		ja
Mindestfüllstand Speicher	\underline{V}	0 kWh
Höchstfüllstand Speicher	\overline{V}	2.800 kWh
Initialer Füllstand Speicher	V_{init}	1.400 kWh
Finaler Füllstand Speicher	V_{final}	1.400 kWh
Wirkungsgrad ein-/ausspeichern	η	100 %-
Relative Verluste Speicher	β	0 %
Externe Entnahme Speicher	Z	7.-19. Zeitschritt: je 650 kWh

12.3 Quick-Check Lastverschiebungspotential



Forschungsprojekt Happy Power Hour

Datenerfassungsbogen zur Lastverschiebungsanalyse

Der nachfolgende Datenerfassungsbogen dient zur schnellen und einfachen Identifizierung von Flexibilitätspotentialen innerhalb Ihres Unternehmens. Ziel des vorliegenden Datenerfassungsbogens ist es, Industrieprozesse anhand zuvor definierter unterschiedlicher Eigenschaften zu kategorisieren und zu beschreiben. Anschließend können die als geeignet identifizierten Prozesse genauer hinsichtlich des Lastverschiebungspotentials untersucht werden.

Bei der Durchführung des Fragebogens ist zu beachten, dass ein Prozess nicht nur eine, sondern mehrere Flexibilitäts-eigenschaften aufweisen kann. Dementsprechend kann jeder Prozess je nach Eigenschaften auch in mehrere der nachfolgenden Tabellen eingetragen werden.

Bei Fragen wenden Sie sich bitte an folgende Ansprechpartner:

Benedikt Dahlmann
 Tel.: 0202/439 1014
 Email: benedikt.dahlmann@uni-wuppertal.de

Jan Meese
 Tel.: 0202/439 1946
 Email: meese@uni-wuppertal.de

Nachdem Sie den Datenerfassungsbogen ausgefüllt haben, können Sie diesen über den Button „Senden“ zur Auswertung an das Forschungskonsortium senden.

Senden

Ihre Kontaktdaten:

Unternehmen:
 Ansprechpartner:

Datum:
 Telefon:
 E-Mail:

Das Projektkonsortium:



Gefördert durch:
 EUROPÄISCHE UNION
 Investition in unsere Zukunft
 Europäischer Fonds
 für regionale Entwicklung



1. Sind (Teil-) Prozesse vorhanden, welche automatisiert gestartet werden und zu einem festen Zeitpunkt abgeschlossen sein müssen?
 Dies müssen nicht zwingend Hauptprozesse sein, sondern können beispielsweise auch eine Vorbereitung sein, um einen darauffolgenden Prozess ausführen zu können.

Beispiel: Ein Prozess (Wärmebecken) muss zu Schichtbeginn um 6:00 Uhr auf eine Temperatur von 200°C erhitzt sein. Der jeweilige Mitarbeiter, welcher um 6:00 Uhr mit seiner Arbeit beginnen möchte, stellt jeweils einen Tag im Voraus eine Zeitschaltuhr, welche den Prozess um 3:00 Uhr startet. Somit ist gewährleistet, dass die benötigte Temperatur um 6:00 Uhr erreicht wird und mit der Arbeit begonnen werden kann. Dementsprechend ist egal, wann genau die Vorwärmung stattfindet, wichtig ist ausschließlich, dass die Zieltemperatur zum zuvor festgelegten Zeitpunkt erreicht ist.

Beispiele

Prozessbezeichnung	Prozessart	Zielgröße	aktueller Startzeitpunkt	früherster Startzeitpunkt	spätester Endzeitpunkt	Dauer des Teilprozesses	Bemerkung
Brüner-Becken	Heizprozess	150°C im Wärmebecken	3:00 Uhr	0:00 Uhr	6:00 Uhr	3 Stunden	
Pumpe	Förderprozess	10.000 l im Tank	8:00 Uhr	beliebig	12:00 Uhr	4 Stunden	

Das Projektkonsortium:



EUROPÄISCHE UNION
 Investition in unsere Zukunft
 Europäischer Fonds
 für regionale Entwicklung

Gefördert durch:



2. Sind Wärme- oder Kälteprozesse vorhanden, welche eine Temperaturtoleranz aufweisen?

Hierbei ist die Temperaturtoleranz gemeint, innerhalb welcher sich der Prozess befinden darf, ohne dass sich dies negativ auf die Qualität des Prozesseergebnisses auswirkt.

Beispiel: Die Temperatur eines Kühlraums muss sich zwischen 1°C und 7°C befinden um die Qualität des zu kühlenden Mediums optimal zu halten.

Prozessbezeichnung	Prozessart	Speichermedium	Min. Temperatur	Max. Temperatur	Prozesstyp	Bemerkung
Kühlhaus	Kälte	Luft	1°C	7°C	kontinuierlich	
					diskret	
					diskret	
					diskret	
					diskret	
					diskret	
					diskret	

Beispiel

Das Projektkonsortium:



Gefördert durch:

EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung



3. Sind Prozesse vorhanden, welche zu einem festen Zeitpunkt gestartet werden und dessen Erzeugnisse nach Ablauf des Prozesses nicht sofort, sondern erst zu einem späteren Zeitpunkt weiterverarbeitet werden?

Beispiel: Ein Härteofen wird nach der Befüllung mit den jeweiligen Werkstücken immer sofort vom jeweiligen Personal gestartet. Nachdem der Prozess abgeschlossen ist, werden die zuvor gehärteten Werkstücke nicht sofort für die Weiterverarbeitung benötigt, sondern lagern noch einige Zeit im Ofen.

Prozessbezeichnung	Prozessdauer	Zeitraum bis zur Weiterverarbeitung	Ist der früheste Startzeitpunkt planbar?	Ist der späteste Endzeitpunkt planbar?	Bemerkung
Härteprozess	6 Stunden	ca. 1 Tag	ja	ja	
Trockenofen (Temper)	10 Stunden	unterschiedlich	nein	ja	

Beispiele

Das Projektkonsortium:



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

Gefördert durch:



4. Sind Prozesse vorhanden, welche verschiedene Programmabläufe unterstützen?

Mit verschiedenen Programmabläufen ist u.a. eine je nach gewünschtem Prozessergebnis abhängige Prozessdauer oder benötigte elektrische Leistung gemeint.

Beispiel: Je nach zu härtendem Werkstoffmaterial unterscheidet sich die Härtezeit und die Temperatur, welche zum Härten des jeweiligen Werkstoffs notwendig ist. Es ist also notwendig die materialspezifischen Eigenschaften beim Härteprozess zu berücksichtigen und den Prozess dementsprechend anzupassen. Hieraus ergeben sich somit energieintensivere und weniger energieintensivere Programmabläufe bzw. unterschiedliche Lastgänge der jeweiligen Abläufe.

Prozessbezeichnung	kann die Reihenfolge der unterschiedlichen Programmabläufe nach vorheriger Planung variiert werden?	Bemerkung
Härteprozess	ja	

Beispiel

Das Projektkonsortium:



Gefördert durch:

EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung



5. Sind Prozesse vorhanden, welche nach dem Prozessstart (geplant) unterbrochen werden dürfen?
 Beispiel: Ein Trockenofen kann aufgrund seiner Temperaturträchtigkeit, nachdem er seine Arbeitstemperatur erreicht hat, für maximal 10 Minuten unterbrochen werden. Nach der Prozessunterbrechung muss der Prozess mindestens 15 Minuten wieder laufen, bevor ein weiteres Mal unterbrochen werden darf.

Prozessbezeichnung	Min. Laufzeit	Max. Laufzeit	Min. Unterbrechung	Max. Unterbrechung	Bemerkung
Trockenofen	15 Minuten	8 Stunden	30 Sekunden	10 Minuten	Genaue Zeiten noch zu bestimmen

Beispiel

Das Projektkonsortium:



EUROPÄISCHE UNION
 Investition in unsere Zukunft
 Europäischer Fonds
 für regionale Entwicklung

Gefördert durch:



6. Sind Prozesse vorhanden, bei welchen die Auslastung (geplant) variiert werden darf?
Beispiel: Ein Schmiedehammer muss zur Bewältigung des Produktionsaufkommens kontinuierlich bei 70% Auslastung produzieren. Da es vor bzw. nachgelagerte Lagermöglichkeiten für die zu schneidenden Werkstücke gibt, kann unter (kurzfristiger) Nutzung der Lagermöglichkeiten die Auslastung zeitweise auf 100% erhöht und im Gegenzug auf 50% reduziert werden.

Prozessbezeichnung	Regelungsart	Regelbereich	min. Leistung	max. Leistung	Bemerkung
Schmiedehammer	stufenlos	50-100%	40 kW	200 kW	
	schrittweise				
	schrittweise				
	schrittweise				
	schrittweise				
	schrittweise				

Beispiel

Das Projektkonsortium:



EUROPÄISCHE UNION
 Investition in unsere Zukunft
 Europäischer Fonds
 für regionale Entwicklung

Gefördert durch:



Allgemeine Informationen:

Bitte tragen Sie die nachfolgende Tabelle für jeden Prozess, welchen Sie in einen der vorherigen Tabellen den jeweiligen Eigenschaften zugeordnet haben, einmal aus.

Prozessbezeichnung	Prozess- häufigkeit/ Jahr	Anschluss- leistung	stehen 15min Lastgänge zur Verfügung?	min. Planungs- horizont	max. Planungs- horizont	Steuerung	Bemerkung
Härten	200	200 kW	ja	7 Tage	1 Tag	manuell	
						vollautomatisi	
						vollautomatisi	
						vollautomatisi	
						vollautomatisi	
						vollautomatisi	

Beispiel

Das Projektkonsortium:



Gefördert durch:



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage, 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum
1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.: Pla-
nungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der
Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:
Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen
1. Auflage 2016
ISBN 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):
BUW Seminar „Smart Grids“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen
1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:
Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung
1. Auflage 2017
ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:
Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungs-
verfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen
1. Auflage 2017
ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:
Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität
1. Auflage 2017
ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik - Portrait

1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter
Messverfahren

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-746743-81-3