

Energiewende im Strommarkt – Chancen für Unternehmen

BIHK-Studie, November 2017



Industrie- und Handelskammern
in Bayern

Inhalt

| | |
|--|----|
| Vorwort und Danksagung | 3 |
| Zusammenfassung | 5 |
| 1. Welche Auswirkungen hat die Energiewende auf die Stromversorgung? | 7 |
| 1.1 Politische Ziele für die Stromerzeugung | 7 |
| 1.2 Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt | 8 |
| 1.3 Steigende Stromkosten | 10 |
| 2. Funktionsweise des Strommarkts | 15 |
| 2.1 Spotmarkt und Strompreisbildung | 15 |
| 2.2 Regelleistungsmarkt | 18 |
| 3. Welche Chancen gilt es zu nutzen? | 21 |
| 3.1 Lastverschiebung und Flexibilisierung | 21 |
| 3.2 Ermäßigungen und Befreiungen | 30 |
| 4. Welche Erfahrungen machen die bayerischen Unternehmen? | 33 |
| 4.1 Systematik und Vorgehen der Befragung | 33 |
| 4.2 Unternehmen des produzierenden Gewerbes | 33 |
| 4.3 Unternehmen der Energiewirtschaft | 36 |
| 5. Appendix | 37 |
| 5.1 Hintergrundinformationen | 37 |
| 5.2 Glossar | 38 |
| 5.3 Checklisten | 40 |
| 6. Literaturverzeichnis | 48 |
| Ansprechpartner | 50 |
| Impressum | 50 |
| IHK-Standorte in Bayern | 51 |

Vorwort

Welche Auswirkungen hat die Energiewende auf die bayerischen Unternehmen? Welche Chancen bietet der neue Strommarkt den Betrieben, um einen optimalen Strombezug zu gewährleisten? Wie können sie mit möglichen Risiken umgehen?

Die Industrie- und Handelskammern in Bayern sind diesen Fragen erstmals 2012 im Rahmen einer umfangreichen Studie zu der Versorgungssicherheit und den Herausforderungen im Strommarkt nachgegangen. Mit der aktualisierten Studie „Energiewende im Strommarkt“ stellen wir unseren Mitgliedsunternehmen die Entwicklungen der letzten Jahre dar und geben ihnen einen umfassenden technischen und marktwirtschaftlichen Überblick über die bestehenden Herausforderungen.

Die Untersuchung wurde nun in zwei Teilstudien aufgeteilt. Beide basieren auf bayernweit geführten Interviews mit Vertretern energieintensiver Unternehmen sowie Akteuren aus der Energiewirtschaft. Den an der Studie beteiligten Unternehmen gilt unser herzlicher Dank. Ihre Bereitschaft zur Teilnahme ermöglichte uns die nötigen Einblicke, welche aktuellen Problemlagen in der Energieversorgung derzeit bestehen und welche Maßnahmen sinnvoll umsetzbar sind.

Die Chancen im Strommarkt für die bayerischen Unternehmen sind vielfältig und haben seit der vergangenen Untersuchung zugenommen. So besteht unter anderem die Möglichkeit, in umfassender Form an den Regelleistungsmärkten teilzunehmen. Jedoch kann die stärkere Aktivität an den Regelleistungsmärkten auch zu einer Senkung der Erlösmöglichkeiten, insbesondere bei der Nutzung kurzfristiger Flexibilitäten führen.

Die Gespräche mit den Unternehmen haben gezeigt, dass ein Anstieg der Energiekosten bei fast allen der beteiligten Unternehmen des produzierenden Gewerbes als Bedrohung für die eigene Wettbewerbsfähigkeit wahrgenommen und in einigen Fällen als Gefährdung des Industriestandorts Deutschland angesehen wird. Laut aktuellem IHK-Energiewendebarmeter arbeiteten 2017 bereits rund 15 Prozent der bayerischen Industrieunternehmen an der Verlagerung ihrer Produktion ins Ausland. Diese alarmierend hohe Zahl ist auf die stetig steigenden Strompreise in Deutschland zurückzuführen. Allein die EEG-Umlage von 6,79 Cent/kWh belastet die bayerischen Unternehmen im Jahr 2018 mit Kosten in Höhe von rund drei Milliarden Euro.

Die bayerische Wirtschaft spricht sich daher deutlich für eine Strompreisbremse aus, um die zunehmenden Standortnachteile zu begrenzen. Zudem müssen die Chancen am Energiemarkt weiter ausgebaut und für die Unternehmen zugänglich gemacht werden. Nur so können die Unternehmen auch in Zukunft wettbewerbsfähig an bayerischen Standorten produzieren.



Dr. Eberhard Sasse



Peter Driessen



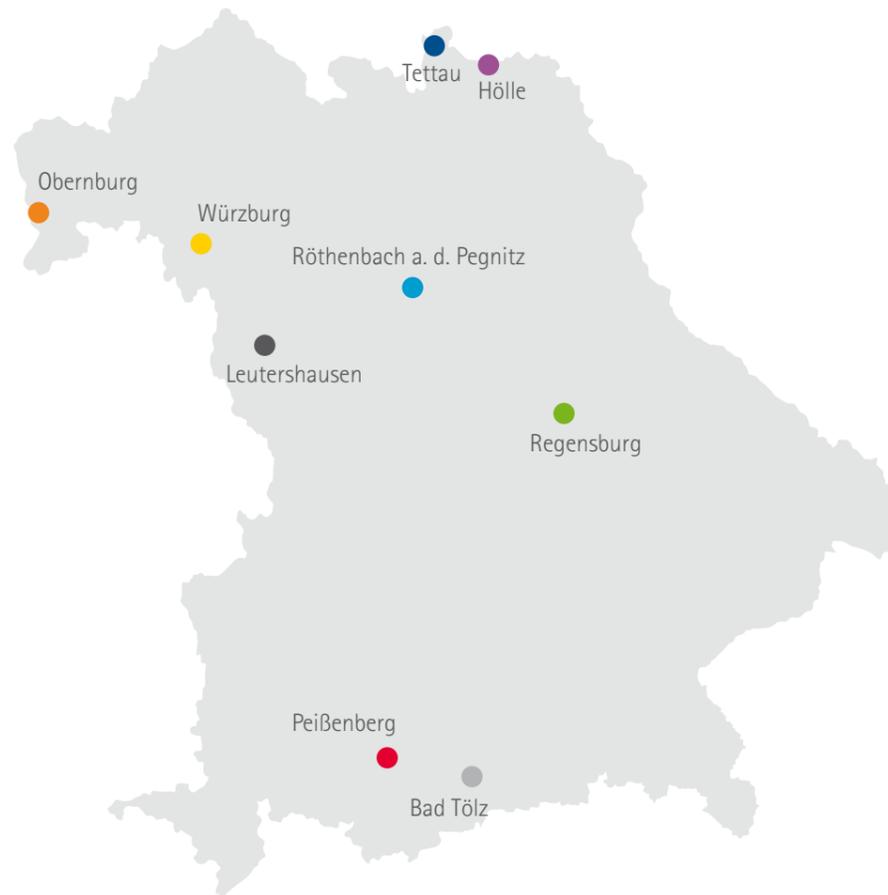
Dr. Eberhard Sasse, Präsident,
Bayerischer Industrie- und
Handelskammertag e. V.



Peter Driessen, Hauptgeschäftsführer,
Bayerischer Industrie- und
Handelskammertag e. V.

Danksagung

An dieser Stelle bedanken sich die Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) und die IHKs in Bayern bei den an der vorliegenden Studie beteiligten Interviewpartnern. Die Unternehmen werden mit Branchenzugehörigkeit und Firmensitz aufgeführt.



| Unternehmen | Branche | Ort |
|--|----------------------------------|--------------------------|
| ■ Agfa-Gevaert HealthCare GmbH | Gesundheitswesen | Peißenberg |
| ■ Bayernwerk | Verteilnetzbetreiber | Regensburg |
| ■ Brose Fahrzeugteile GmbH & Co. KG | Automobilzulieferer | Coburg, Werk Würzburg |
| ■ Brunnenverwaltung HöllenSprudel | Getränkproduktion und -abfüllung | Hölle |
| ■ Continental Automotive GmbH | Automotive | Regensburg |
| ■ Diehl Metall Stiftung & Co. KG | Metallverarbeitung | Röthenbach a. d. Pegnitz |
| ■ Fr. Ant. Niedermayr | Druck | Regensburg |
| ■ HEINZ Glas GmbH | Glasverarbeitung | Tettau |
| ■ Mainsite GmbH & Co. KG | Industriedienstleister | Obernburg |
| ■ Stadtwerke Bad Tölz GmbH | Verteilnetzbetreiber | Bad Tölz |
| ■ TVU Textilveredelungsunion GmbH & Co. KG | Textil | Leutershausen |

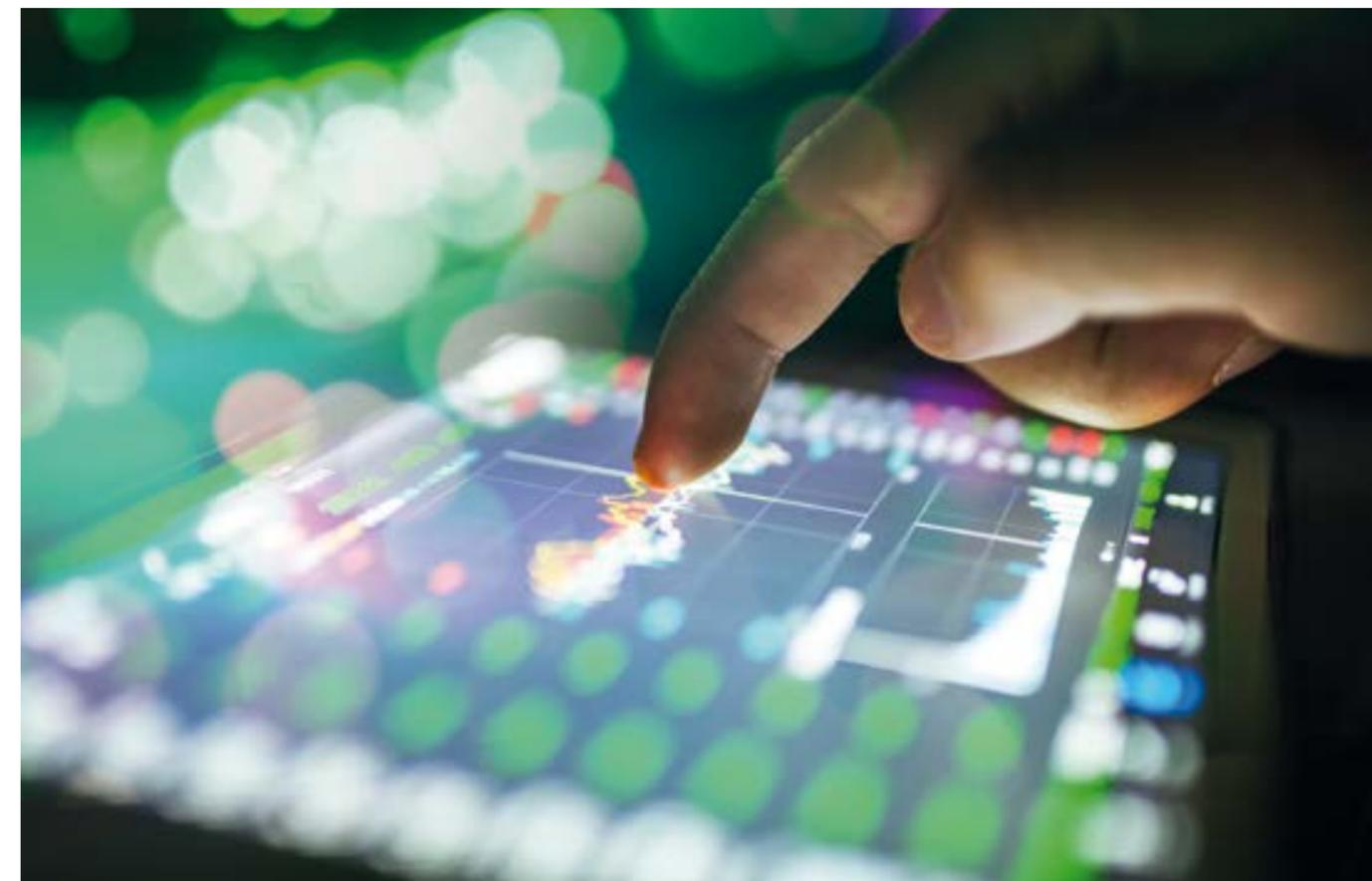
Zusammenfassung

Der Umbruch der Energieerzeugung in den letzten Jahren stellt Unternehmen und Energiewirtschaft gleichermaßen vor große Herausforderungen. Vor dem Hintergrund des groß angelegten Ausbaus Erneuerbarer Energien in der Stromversorgung hat die IHK im Jahr 2012 erstmals einen Leitfaden veröffentlicht, der die Chancen und Risiken des Wandels beleuchtet.

In der vorliegenden Arbeit wird auf die Chancen eingegangen, die sich für Unternehmen im Rahmen des Wandels im Energiesektor ergeben. Sie resultieren jedoch nicht ausschließlich aus der Energiewende, sondern auch aus der Einführung verschiedener Märkte im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft. Hierbei interessiert vor allem, welche neuen Möglichkeiten der Teilnahme an Märkten hinzugekommen sind und wie sich die damals beschriebenen Chancen entwickelt haben. Zudem findet sich im Leitfaden eine aktualisierte Darstellung der Möglichkeiten eines optimierten Strombezugs, indem Kostenbestandteile des Strompreises in bestimmten Fällen verringert werden können. Es finden sich ebenfalls Darstellungen von Unternehmen des produzierenden Gewerbes, in welchem Ausmaß sie die Chancen nutzen können und wo sie noch Handlungsbedarf sehen. Daneben wird dargestellt, wie Akteure aus der Energiewirtschaft die Thematik sehen und welche Probleme und Lösungen sie in Zukunft erwarten.

In diesem Leitfaden werden auch die Probleme analysiert und dargestellt, die durch mangelnde Stromversorgungsqualitäten entstehen können. Es wird aufgezeigt, wie ihnen vorgebeugt werden kann, was die Ursachen sein können und wie Unternehmen des produzierenden Gewerbes damit umgehen. Zudem werden ebenfalls Vertreter der Energiewirtschaft befragt, um deren Einschätzung der Situation beschreiben zu können. Die in der Publikation von 2012 enthaltene Betrachtung der Versorgungsqualität bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien im Stromnetz wird nun in einer separaten Broschüre „Energiewende im Strommarkt – Versorgungsqualität“ betrachtet.

Die von der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE) durchgeführte Studie basiert auf Befragungen von Unternehmen des produzierenden Gewerbes, der Industrie und weiterer Akteure der Energiewirtschaft in Bayern. Die Ergebnisse aus den Gesprächen wurden durch Erfahrungen aus Betriebsbegehungen im Rahmen der „Lernenden Energieeffizienznetzwerke“ sowie durch Literaturrecherchen und wissenschaftliche Untersuchungen ergänzt.



Struktur des Leitfadens

Im vorliegenden Leitfaden zu den Chancen für Unternehmen wird allgemein auf die Entwicklung der Energiewende im Strommarkt eingegangen. Der Fokus liegt auf der Entwicklung von Erneuerbaren Energien in Deutschland und Bayern sowie auf der Entwicklung der Verbraucherstrompreise (Kapitel 1). Das Kapitel 2 beschreibt anschließend die Funktionsweise des Strommarkts, um ein grundlegendes Verständnis für die verschiedenen Vermarktungsprodukte, deren Hintergrund und ihrer Wirkung auf das Stromsystem zu ermöglichen. In Kapitel 3 wird detailliert dargestellt, an welchen Märkten sich Erlösmöglichkeiten für Unternehmen ergeben und von welchen Ermäßigungen und Befreiungen Unternehmen profitieren können. Damit ein hoher Praxiswert gewährleistet werden kann, finden sich in Kapitel 4 Erfahrungen bayerischer Unternehmen und die Sichtweise von Unternehmen aus der Energiewirtschaft. Zudem finden sich im Anhang Checklisten und Handlungsempfehlungen, um Unternehmen bei konkreten Fragestellungen eine erste Hilfestellung zu ermöglichen.

Generelle Ergebnisse

Die Untersuchung hat gezeigt, dass sich im Vergleich zu 2012 auf dem Strommarkt einiges verändert hat. Zwar ist der Markt in seiner Struktur gleich geblieben, einzig der Intraday-Markt ist als neue Handelsmöglichkeit hinzugekommen. Allerdings haben die Erlösmöglichkeiten, vor allem, was kurzfristige Flexibilitäten an den Regelleistungsmärkten betrifft, seit 2012 abgenommen. Grund dafür ist voraussichtlich die fortschreitende Öffnung – und damit einhergehend die erhöhte Liquidität – der Märkte. In Zukunft ist eine weitere Öffnung der Märkte zu erwarten, was wiederum neue Marktteilnehmer anziehen und eventuell zu einer weiteren Reduzierung der Erlösmöglichkeiten führen kann.

Die Gespräche mit den Unternehmen haben gezeigt, dass ein Anstieg der Energiekosten in fast allen der beteiligten Unternehmen des produzierenden Gewerbes als Bedrohung für die eigene Wettbewerbsfähigkeit wahrgenommen und in einigen Fällen als Gefährdung des Industriestandorts Deutschland angesehen wird. Um international konkurrenzfähig zu bleiben, können besonders energieintensive Unternehmen von möglichen Minderungen einzelner Strompreisbestandteile profitieren.

1. Welche Auswirkungen hat die Energiewende auf die Stromversorgung?

Der Begriff „Energiewende“ bezeichnet den „Ersatz der Nutzung von fossilen und atomaren Energiequellen durch eine ökologische, nachhaltige Energieversorgung“ [1]. Die Energiewende in Deutschland basiert im Wesentlichen auf der Umsetzung der Beschlüsse zum Atomausstieg, zur Minderung von Emissionen, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie zur Einsparung von Energie beziehungsweise zur Verbesserung der Energieeffizienz. Während es in der vorliegenden Ausarbeitung um die Energiewende im Strommarkt geht, umfasst die Energiewende insgesamt mehr Bereiche, zum Beispiel auch den Wärme- und den Kraftstoffsektor. Gerade die Auswirkungen der Energiewende im Strommarkt sind jedoch von größter Bedeutung für die bayerische Wirtschaft.

1.1 Politische Ziele für die Stromerzeugung

Im Jahr November 2016 wurde mit dem „Klimaschutzplan 2050“ eine Konkretisierung der Ergebnisse der Klimaschutzkonferenz von Paris vorgelegt und ein Maßnahmenpaket zum Erreichen der Ziele hinterlegt. Es beinhaltet eine Vielzahl von Maßnahmen in den Bereichen Energieeffizienz, Erneuerbare Energien bei Strom und Wärme, Biokraftstoffen, Emission von Treibhausgasen und Verkehr. [2]

Das grundlegende Ziel des auf der Weltklimakonferenz in Paris 2015 beschlossenen Übereinkommens ist die Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius gegenüber vorindustriellen Werten. Das Übereinkommen ist am 4. November 2016 in Kraft getreten und besitzt völkerrechtliche Verbindlichkeit. Damit einher geht die Forderung, dass bis 2050 keine weiteren Treibhausgasemissionen aus fossilen Brennstoffen erfolgen. Bis 2020 sind von allen Staaten nationale Klimaziele einzureichen, beziehungsweise bereits vorhandene auf die Übereinkunft von Paris anzupassen.

Die Bundesregierung und die bayerische Staatsregierung haben diese Ziele für ihren jeweiligen Zuständigkeitsbereich konkretisiert und streben teilweise noch ambitioniertere Ziele an. Die energiepolitische Ausrichtung Deutschlands bis zum Jahr 2050 wird im Klimaschutzplan der Bundesregierung vom November 2016 dargestellt. In der Energiewirtschaft sollen bis 2030 die CO₂-Emissionen gegenüber dem Referenzjahr 1990 um 61 bis 62 Prozent gesenkt werden [3]. Der Plan enthält keine konkreten Ausbauziele zum Anteil Erneuerbarer Energien, jedoch ist im Koalitionsvertrag von 2013 ein Anteil von 40 bis 45 Prozent der Stromerzeugung im Jahr 2025 und 55 bis 60 Prozent im Jahr 2035 veranschlagt [4]. Im Jahr 2016 betrug der EE-Anteil 29 Prozent an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. [5]

Ziel der bayerischen Staatsregierung ist es, bis zum Jahr 2025 70 Prozent des bayerischen Stromverbrauchs aus regenerativen Energien zu decken und die Treibhausgasemissionen auf 5,5 Tonnen pro Kopf und Jahr zu senken [6]. Die bayerische Staatsregierung geht damit weit über die Ziele der Bundesregierung hinaus (Tabelle 1.1).

Tabelle 1.1: Ziele für den Ausbau Erneuerbarer Energien [4], [6]

| Bundesregierung | | |
|----------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| Zeitraum | Anteil Erneuerbare Energien | Senkung |
| bis 2025 | 40-45 % | 2030: |
| bis 2035 | 55-60 % | 61-62 % (im Energiesektor) |
| Bayerische Staatsregierung | | |
| Zeitraum | Anteil Erneuerbare Energien | Senkung |
| bis 2025 | 70 % | auf 5,5 Tonnen pro Einwohner |

Eine der gravierendsten politischen Maßnahmen für die Stromversorgung in Bayern, ist der Atomausstieg, der im Juli 2011 in das Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren, kurz Atomgesetz, aufgenommen wurde. Hiernach müssen die verbleibenden drei Kernkraftwerke mit einer Erzeugungsleistung von insgesamt knapp über 4 GW (Gigawatt), das entspricht etwa einem Drittel der gesicherten Stromerzeugungskapazität in Bayern, gemäß Tabelle 1.2 jeweils spätestens zum 31. Dezember 2022 abgeschaltet werden. [7] [8]

Tabelle 1.2: Leistung und Abschaltdatum bayerischer Kernkraftwerke [8]

| Kernkraftwerk | Elektrische Leistung (brutto [MW]) | Abschaltung gemäß Atomgesetz |
|-----------------|------------------------------------|------------------------------|
| Grafenrheinfeld | 1.345 | 2015 |
| Grundremmigen B | 1.344 | 2017 |
| Grundremmigen C | 1.344 | 2021 |
| Isar II | 1.485 | 2022 |

Da Wind und Sonne nicht rund um die Uhr Energie liefern, fordert das Bayerische Energieprogramm eine Regelung, die bis „2021 ausreichend gesicherte Reservekapazitäten“ vorsieht [6]. Darüber hinaus sollen Speichertechnologien und der Netzausbau helfen, die in Bayern entstehende Kapazitätslücke auszugleichen.

Die durch das Strommarktgesetz vorgesehenen Gaskraftwerke zur Sicherung der Versorgungssicherheit nach Abschaltung der letzten Kernkraftwerke dürfen von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) gebaut werden. Die Bundesnetzagentur hat dafür grünes Licht gegeben und die Notwendigkeit der Anlagen bestätigt. Allerdings hat sie den Umfang von 2 auf 1,2 GW gekürzt. Die Regelung steht noch unter dem Genehmigungsvorbehalt der Europäischen Union.

Hintergrund ist, dass bis Ende 2022 4 GW Leistung aus Kernkraft in Süddeutschland wegfallen und die HGÜ-Leitungen erst bis 2025 fertiggestellt sein werden. Daher sieht die BNetzA Bedarf für zusätzliche Sicherungsmaßnahmen im Übergangszeitraum. Die Anlagen sollen auf mehrere Standorte verteilt werden. Die Kraftwerke dürfen nur außerhalb der Strommärkte zur Netzstabilisierung eingesetzt werden.

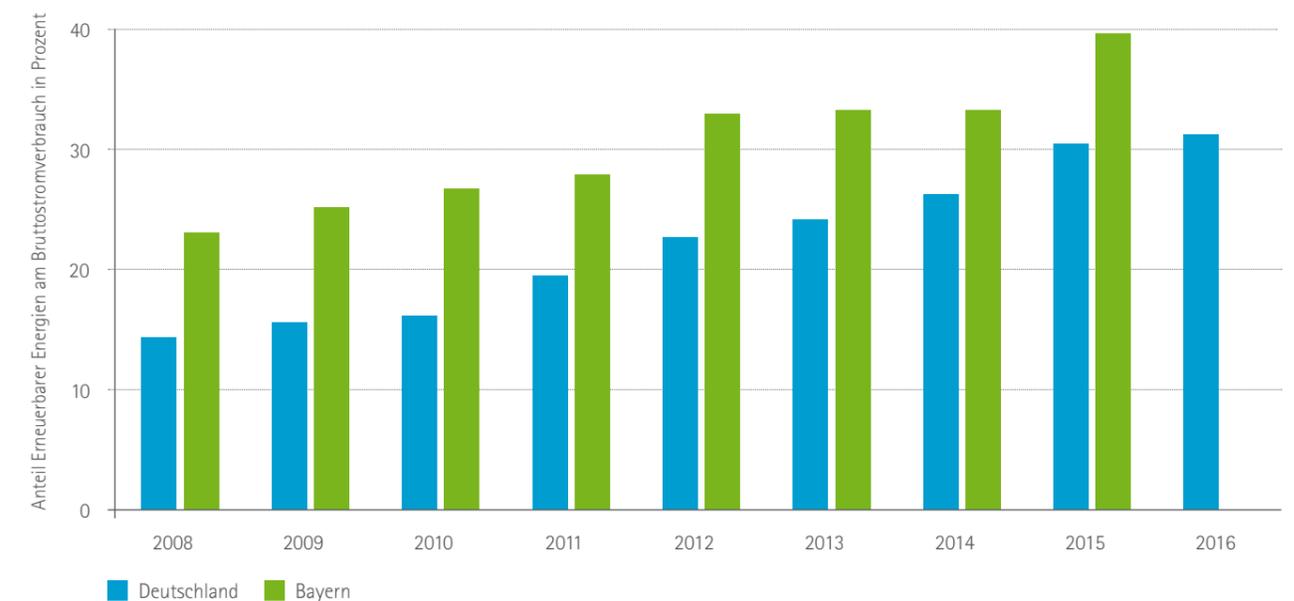
1.2 Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strommarkt schreitet bereits seit einigen Jahren sehr schnell voran, wobei sich der Anstieg in den letzten Jahren verstetigt hat. Die Basis für diese Entwicklung wurde mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gelegt. Das EEG setzt auf drei maßgebliche Strukturelemente: Den Netzbetreibern wird eine Anschlussverpflichtung für jede Erzeugungsanlage auf Basis Erneuerbarer Energien auferlegt, regenerativ erzeugter Strom genießt gegenüber konventionellem Strom Einspeisevorrang, und dieser Strom ist nach festen und zumeist für 20 Jahre garantierten Vergütungssätzen zu bezahlen.

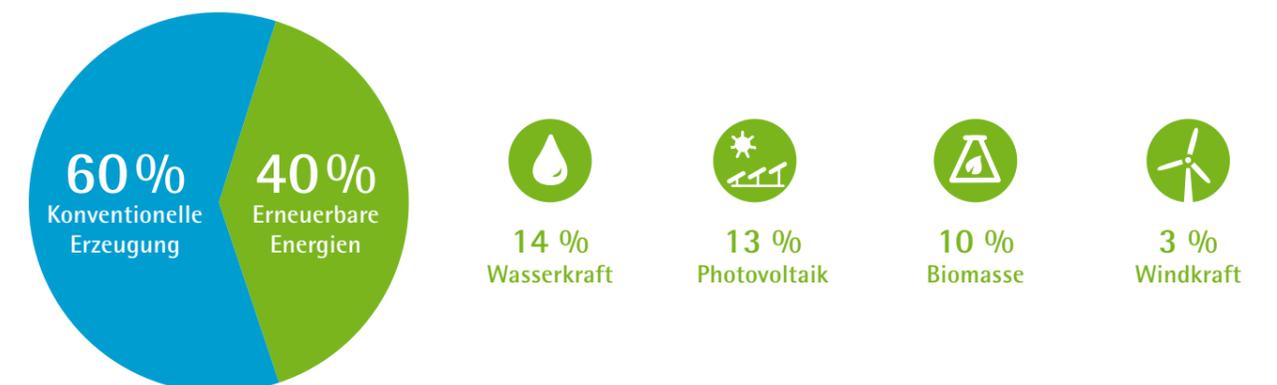
Im Januar 2012 wurde im EEG 2012 zudem eine sogenannte „Marktprämie“ eingeführt, um eine bessere Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien zu erreichen. Die damit eingeführte Direktvermarktung von EEG-Einspeisemengen wurde im EEG 2014 verbindlich für bestimmte Anlagentypen und -größen festgelegt. Alle Anlagen, die eine installierte Leistung über 100 kW aufweisen, müssen direkt am Börsenhandel teilnehmen. Sie erhalten neben den Erlösen aus dem Strommarkt eine Prämie, die ihnen den sogenannten Anzulegenden Wert, der gesetzlich festgelegt war, garantiert. Im EEG 2017 kommt nun ein Auktionsverfahren für Anlagen mit einer installierten Leistung über 750 kW hinzu, durch das der Anzulegende Wert für jede Anlage spezifisch über 20 Jahre festgelegt wird.

Nach § 19 EEG haben Betreiber von EE-Anlagen gegenüber dem Netzbetreiber den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie oder der Einspeisevergütung. Der Netzbetreiber ist nach § 59 EEG wiederum verpflichtet, die in ihr Netz eingespeiste regenerativ erzeugte Strommenge zu vermarkten. Aus der Differenz zwischen den Einnahmen und Ausgaben der Netzbetreiber ergibt sich die von den Stromverbrauchern zu tragende EEG-Umlage. Diese stieg durch den starken Zubau Erneuerbarer Energien von 0,4 ct/kWh im Jahr 2003 auf rund 6,88 ct/kWh im Jahr 2017. Für das Jahr 2016 weisen die Übertragungsnetzbetreiber einen Umlagebetrag von 22,9 Milliarden Euro aus [9].

Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 erhöhte sich der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland bereits von 6 Prozent (2000) auf über 31 Prozent (2016) [10]. Wie in Abbildung 1.1 dargestellt, liegt der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Bayern mit knapp 40 Prozent in 2015 deutlich über dem Bundesdurchschnitt.

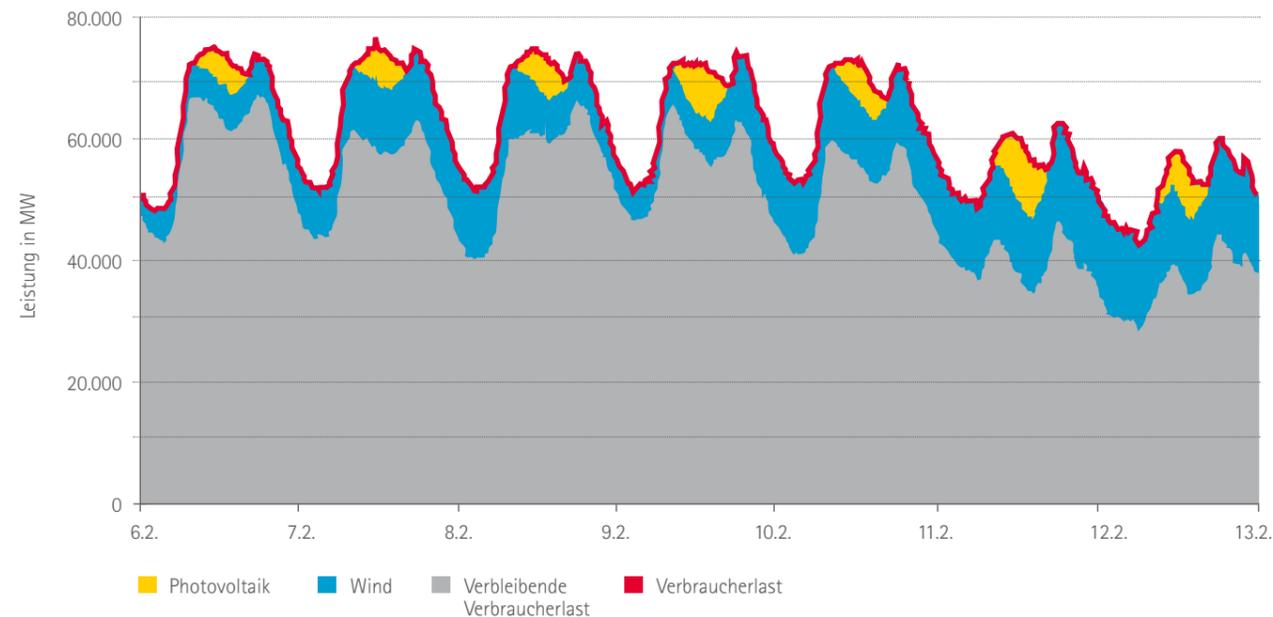
Abb. 1.1: Entwicklung des Anteils Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch, eigene Darstellung nach [10], [11] und [12]

Der bayerische Bruttostromverbrauch betrug im Jahr 2014 etwa 96 TWh. Im gleichen Jahr wurden bereits 32 TWh regenerativ erzeugt. Wie in Abbildung 1.2 dargestellt, ist der regenerative Anteil im Wesentlichen auf Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik zurückzuführen. Die dynamischste Entwicklung findet hier bei der Photovoltaik statt, die nach dem bayerischen Energiekonzept auch den größten Teil des weiteren Zuwachses liefern soll. Der Windenergieanteil in Bayern ist dagegen noch sehr gering. [12]

Abb. 1.2: Anteile Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien Bayern 2014, eigene Darstellung nach [12]

Der Anteil von Strom aus Wind und Photovoltaik an der Stromerzeugung unterliegt erheblichen Schwankungen. Dies ist in Abbildung 1.3 exemplarisch für Deutschland in der zweiten Februarwoche 2017 dargestellt. In den ersten drei Wochentagen steht kaum Erzeugung aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung. Gegen Ende der Woche ist die Einspeisung der Sonnen- und Windenergie dagegen deutlich höher. Die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen bewirkt eine starke Absenkung der verbleibenden Verbraucherlast zur Mittagszeit. Die Einspeisung aus Windanlagen unterliegt ebenfalls hohen Schwankungen, die jedoch kein typisches Profil aufweisen. Somit wird die nach Abzug von Windenergie und Photovoltaik verbleibende Verbraucherlast durch die fluktuierende Einspeisung unstabiler und schwieriger prognostizierbar. Hierdurch wird das Management der Netze und des Kraftwerksparks zunehmend erschwert.

Abb. 1.3: Einspeisecharakteristik Photovoltaik und Windenergie in der Woche vom 6.2. bis 13.2.2017, eigene Darstellung nach [13] und [14]



1.3 Steigende Stromkosten

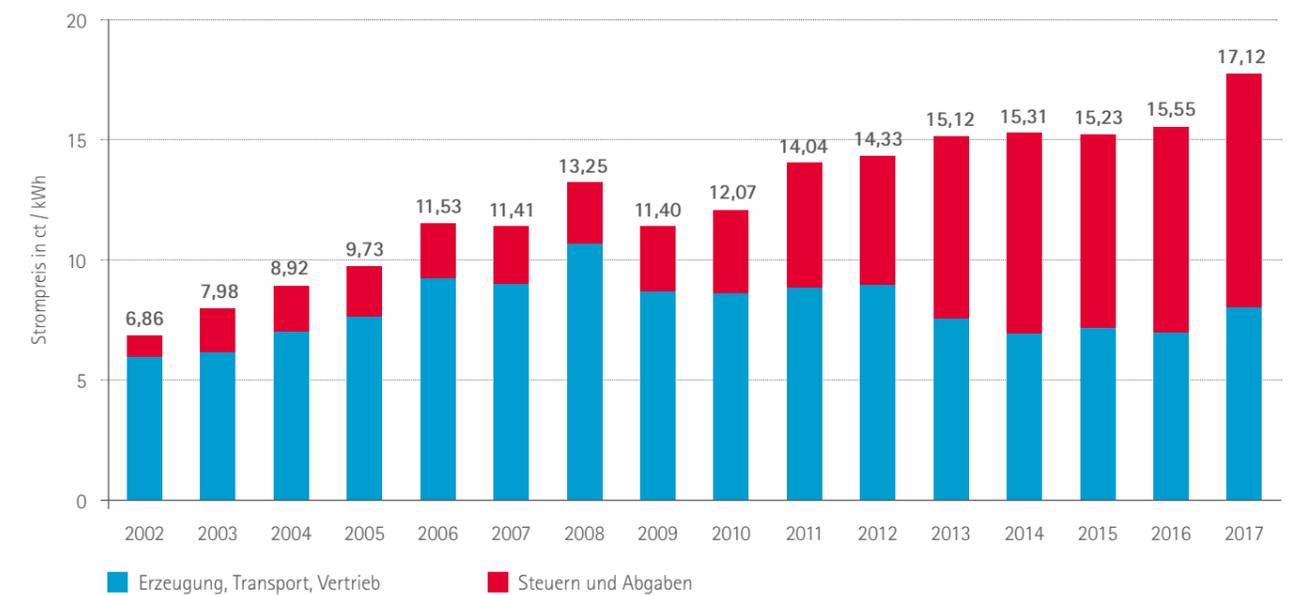
Der Strompreis wird maßgeblich von zwei Komponenten bestimmt: zum einen durch die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb des Stroms, zum anderen durch Steuern, Umlagen und Abgaben. In Abbildung 1.4 ist die Entwicklung der Industriestrompreise für einen typischen Anschluss an das Mittelspannungsnetz mit einer Abnahme von 100 kW über 1.600 Stunden bis zu 4.000 kW über 5.000 Stunden über die letzten fünfzehn Jahre dargestellt. Demnach sind die Industriestrompreise in diesem Zeitraum stark gestiegen, was vor allem auf den Anteil der Steuern, Umlagen und Abgaben beruht. Je nach Strombezug und Lastprofil sind die Strompreise für Gewerbekunden unterschiedlich, die zeitliche Entwicklung ist jedoch jeweils ähnlich. Im Jahr 2002 waren lediglich rund 10 Prozent des Strompreises auf Steuern, Umlagen und Abgaben zurückzuführen, im Jahr 2017 macht dieser Preisbestandteil bereits über 50 Prozent des Industriestrompreises aus.

Merit-Order-Effekt

Der Merit-Order-Effekt bezeichnet die Verdrängung von Kraftwerken mit hohen Grenzkosten durch Strom aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, wie zum Beispiel Windenergie- oder Photovoltaikanlagen. Durch diesen Effekt sinkt der Preis an der Strombörse EPEX.

Im Gegensatz zu dem kontinuierlichen Anstieg der Steuern und Abgaben hat sich der Preisanteil für Erzeugung, Transport und Vertrieb sogar verringert. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass der höhere Anteil Erneuerbarer Energien zu weniger Einsätzen von teuren konventionellen Spitzenlastkraftwerken führt. Über den Merit-Order-Effekt wirkt dies tendenziell preissenkend auf die Großhandelspreise an der Strombörse. Zusätzlich preisdämpfend wirkte die Preisentwicklung von Steinkohle, Erdgas und CO₂-Zertifikaten. Durch die bevorstehende Abschaltung der Kernkraftwerke wird hingegen wieder eine Verschiebung zu den teureren Kraftwerken erwartet. Neben den Erzeugungskosten sind die Netzentgelte ein bedeutender Bestandteil des Strompreises. Diese werden von den Netzbetreibern für den Zugang zu den Elektrizitätsnetzen erhoben. Die Vertriebskosten ergeben sich aus den Vertriebs- und Serviceleistungen des Energieversorgungsunternehmens, von dem der Strom bezogen wird.

Abb. 1.4: Entwicklung des Industriestrompreises 2002 bis 2017, eigene Darstellung nach [15]



Der staatlich bedingte Anteil am Strompreis für Industriekunden setzt sich, abgesehen von der Mehrwertsteuer, aus den folgenden sechs Komponenten zusammen:

- EEG-Umlage
- Stromsteuer
- KWK-Umlage
- Umlage nach § 19 StromNEV
- Konzessionsabgabe
- Offshore-Haftungsumlage

Auf die EEG-Umlage wurde bereits im vorangegangenen Kapitel 1.2 eingegangen. Durch die EEG-Umlage werden die Vergütungen für Strom aus EEG-Anlagen finanziert.

Die Stromsteuer, auch Ökosteuern genannt, ist nach § 3 StromStG (Stromsteuergesetz) im Regelfall für den gesamten Stromverbrauch in Höhe von 2,05 ct/kWh fällig. Es existieren Entlastungen, wie etwa der Spitzenausgleich für das produzierende Gewerbe.

Das KWK-Gesetz fördert die Modernisierung und den Ausbau der KWK-Stromerzeugung durch eine Abnahmeverpflichtung und Zuschläge. Diese Förderbeiträge werden – ähnlich wie beim EEG – per Umlage auf die Letztverbraucher überwält [16]. Die KWKG-Umlage für das Jahr 2017 beträgt für die ersten 1.000 MWh 0,438ct/kWh. Für darüber hinausgehende Strombezüge werden nach §27 KWKG Abschläge möglich. Sie betragen 15 Prozent für Unternehmen aus der Liste 1 Anlage 4 EEG 2017 mit mindestens 17 Prozent Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung (BWS) und für Unternehmen aus der Liste 2 mit einem Stromkostenanteil von mindestens 20 Prozent. Unternehmen der Liste 1, deren Stromkostenanteil zwischen 17 Prozent und 20 Prozent beträgt, müssen 20 Prozent der Umlage für die bezogene Strommenge über 1 GWh erbringen [15]. Zudem existiert ein „Cap“ und ein „Super-Cap“, welche die gesamten KWKG-Zahlungen eines Jahres für begünstigte Unternehmen auf 4,0 Prozent der BWS bei einer Stromkostenintensität (SKI) kleiner 20 Prozent und bei einer SKI größer oder gleich 20 Prozent auf 0,5 Prozent begrenzen. Die daraus resultierende spezifische Umlage muss jedoch stets mindestens 0,03 ct/kWh betragen.

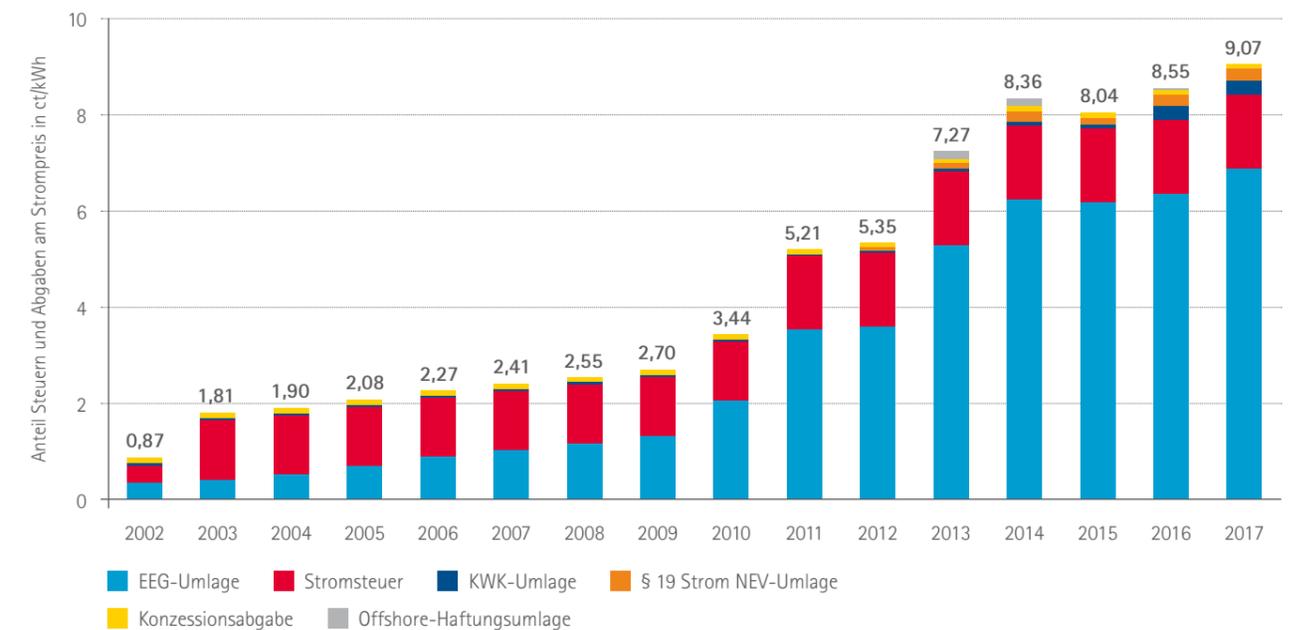
Nach § 19 Abs. 2 StromNEV können Letztverbraucher unter gewissen Voraussetzungen von den Netzentgelten befreit werden. Einerseits gibt es diese Möglichkeit der Befreiung aufgrund atypischer Netznutzung, andererseits aber auch die Minderung ab einem Stromverbrauch über 10 GWh/a und Benutzungsstunden über 7.000 h/a (siehe hierzu auch Kapitel 3.2).

Die Konzessionsabgabe wird für die Nutzung öffentlicher Wege und die Erlaubnis zur Verlegung und zum Betrieb von Leitungen an die Gemeinden gezahlt. Für Sondervertragskunden gilt ein Höchstsatz von 0,11 ct/kWh [16].

Mit der 2013 eingeführten Offshore-Haftungsumlage soll eine Entschädigungsregelung für verzögerte Netzanbindungen von Offshore-Windparks finanziert und dadurch mehr Investitionssicherheit geschaffen werden. Die durch diese Regelung verursachten Kosten können vom Netzbetreiber über eine Umlage auf den Endverbraucher überwält werden. Hierbei wird die Umlage auf einen Maximalbetrag von 0,25 ct/kWh begrenzt. Für Industrieunternehmen mit einem Jahresverbrauch von über 1 GWh reduziert sich die Umlage auf 0,05 ct/kWh und auf 0,025 ct/kWh für Unternehmen mit einer SKI größer 4 Prozent [17].

In Abbildung 1.5 ist der Anteil der staatlichen Abgaben für das produzierende Gewerbe noch einmal differenziert dargestellt. Die Höhe der Steuern, Umlagen und Abgaben hat sich seit dem Jahr 2002 vervielfacht. Auch die Anzahl der unterschiedlichen Komponenten hat sich erhöht. Der Haupttreiber ist die EEG-Umlage, welche mittlerweile über drei Viertel dieser Kosten ausmacht. Nur ein geringer Anteil der Umlagen ist auf die KWK-Umlage, Konzessionsabgabe sowie die seit 2012 eingeführte Umlage aus § 19 StromNEV (Stromnetzentgeltverordnung) zurückzuführen. Die ab 2013 eingeführte Offshore-Haftungsumlage fällt in ähnlicher Höhe wie die § 19 StromNEV-Umlage aus und macht somit nur einen geringen Anteil der Abgaben aus. Durch die beschlossenen Modernisierung der Netzentgelte im Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NeMoG) wird die Offshore-Haftungsumlage in Zukunft in die Netzentgelte überführt. In der Abbildung ist die Reduzierung der Stromsteuer für das produzierende Gewerbe in Höhe von 0,513 ct/kWh bereits berücksichtigt.

Abb. 1.5: Entwicklung der Steuern und Abgaben 2002 bis 2017, eigene Darstellung nach [18]



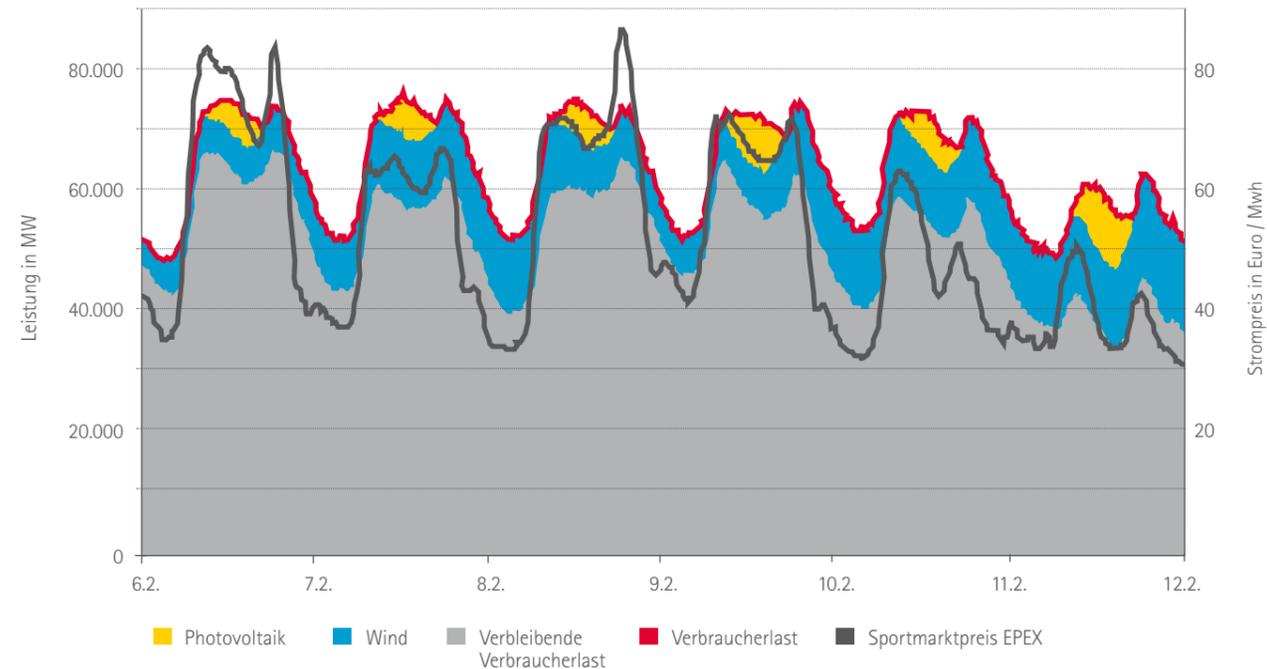
European Power Exchange (EPEX)

Die European Power Exchange (EPEX SPOT SE) ist eine Börse mit Sitz in Paris, an der unter anderem Strom für Deutschland und andere Ländermärkte gehandelt wird. Der an der EPEX ermittelte Strompreis kann als Referenzpreis angesehen werden.

Die Preise für die Erzeugung von elektrischer Energie variieren abhängig davon, welche Erzeugungseinheiten den Strom bereitstellen. Der Day-Ahead-Preis der Strombörse EPEX liefert einen guten Anhaltspunkt für den tatsächlichen Wert von elektrischer Energie zu einer bestimmten Stunde im Jahr. Die Einspeisung von Photovoltaik und Windstrom kann sich wiederum erheblich auf diesen Börsenpreis für Strom auswirken. Dies verdeutlicht der Day-Ahead-Preisverlauf in Abbildung 1.6. Es wird ersichtlich, dass der Strompreis immer dann absinkt, wenn die Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windkraft besonders hoch ist oder eine niedrige Verbraucherlast auftritt. Die hohe Einspeisung zusammen mit einer geringen Last kann sogar zu negativen Strompreisen führen. Die Begründung für diesen Zusammenhang zwischen regenerativer Erzeugung und Spotmarktpreis liefert der Merit-Order-Effekt (siehe Kapitel 5.1). Derzeit treten solche Extremfälle immer häufiger auf.



Abb. 1.6: Day-Ahead-Preise in der Woche vom 6.2. bis 13.2.2017, vor dem Hintergrund der Photovoltaik und Windstromeinspeisung, eigene Darstellung nach [13] und [14] und [19]



Die Grafik zeigt, dass durch eine Verschiebung von Prozessen hin zu Zeitpunkten niedriger Preise der Preisanteil zur Erzeugung des Stroms reduziert werden kann. Je nach Art und Weise der Strombeschaffung kann dies auch für Unternehmen interessant sein. Das nachfolgende Kapitel zeigt auf, welche Möglichkeiten ausgewählte bayerische Unternehmen wahrnehmen, um am Börsenhandel teilzunehmen und um die Bezugskosten für elektrische Energie zu reduzieren.

2. Funktionsweise des Strommarkts

Die fundamentale Eigenheit des Strommarkts ist die physikalisch bedingte Notwendigkeit, dass sich erzeugte und verbrauchte Energie zu jedem Zeitpunkt gleichen. Waren vor der Liberalisierung der Märkte noch einzelne Anbieter verantwortlich für die Erzeugung, den Transport und den Vertrieb elektrischer Energie, so sind mittlerweile viele verschiedene unabhängige Akteure tätig. Die verschiedenen Märkte, an denen Strom gehandelt werden kann, sollen sicherstellen, dass die Bedingung des Erzeugungs- und Verbrauchsgleichgewichts eingehalten wird. Der Stromgroßhandel wird in Deutschland und anderen europäischen Ländern maßgeblich von der European Energy Exchange AG (EEX) koordiniert. Grundlegend teilen sich die Handelsaktivitäten im Strombereich auf den Termin-, Spot-, Regelleistungs- und OTC-Markt auf. Als OTC-Markt (Over the Counter) bezeichnet man außerbörsliche, unstandardisierte Handelsaktivitäten. Die verbleibenden Märkte, der Spot- und Terminmarkt der EEX und der Regelleistungsmarkt sind Gegenstand dieses Kapitels. An ihnen findet ein standardisierter Handel statt.

Regelenergie

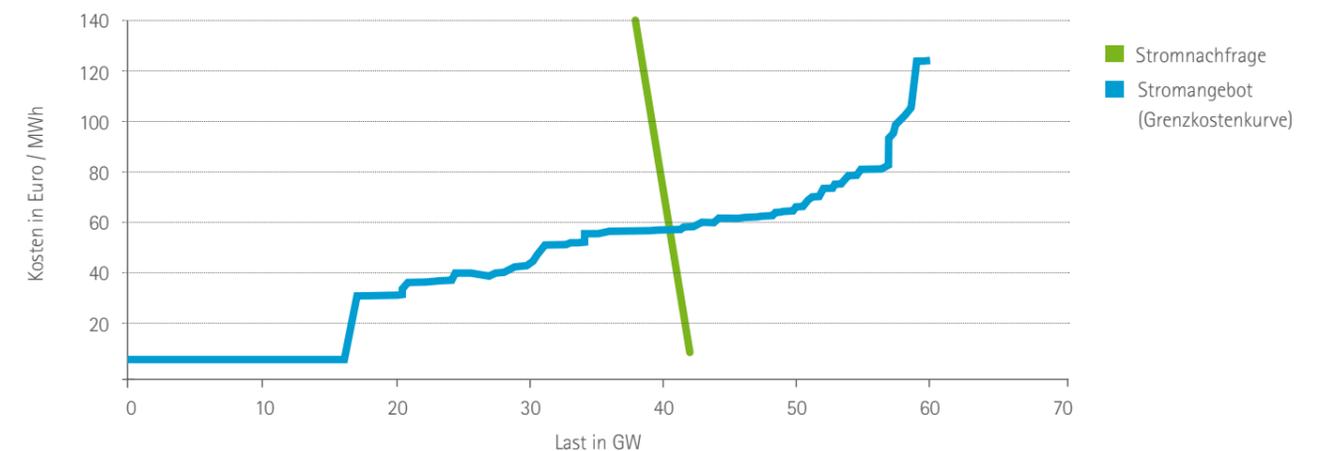
Regelenergie oder auch Regelleistung wird eingesetzt, um die Netzfrequenz auf dem Sollwert von 50 Hertz zu halten. Nach Reaktionszeit und Abrufprinzip wird zwischen drei Arten von Regelleistung unterschieden: Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve. Man differenziert außerdem zwischen positiver und negativer Regelleistung und -energie. Positive Regelenergie kommt zum Einsatz, wenn kurzfristig eine Unterdeckung der Stromnachfrage vorliegt, zum Beispiel durch einen Kraftwerksausfall. Negative Regelenergie wird im Falle eines Leistungsüberschusses benötigt.

2.1 Spotmarkt und Strompreisbildung

Der Handel am Spotmarkt wird von der EPEX Spot SE, einer Kooperation zwischen der EEX und der französischen Powernext, abgewickelt. Der Spotmarkt wird von den Handelsteilnehmern für die kurzfristige Beschaffung und Vermarktung von Strommengen verwendet. Er untergliedert sich wiederum in den Day-Ahead- und den Intraday-Handel. Für den Day-Ahead-Markt werden die Marktgebiete Deutschlands und Österreichs zusammengefasst, wobei zum 1.10.2018 zwischen Deutschland und Österreich ein Engpassmanagement eingeführt wird. Hierbei wird ein Maximalwert für den grenzüberschreitenden Handel gesetzt. Am Day-Ahead-Markt werden Strommengen für den folgenden Tag gehandelt. Der Intraday-Handel dient der kurzfristigen, untertägigen Strombeschaffung [20]. Alle am Spotmarkt gehandelten Energiemengen sind physisch zu erfüllen [21].

Die Strompreisbildung am Spotmarkt erfolgt stündlich unter Zuhilfenahme der sortierten Grenzkostenkurve der Stromerzeugungsangebote, der sogenannten Merit-Order. Diese Kurve wird mit der Nachfragekurve geschnitten. Das letzte Kraftwerk, dessen Kapazität gerade noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, bestimmt den Strompreis der jeweiligen Handelsperiode. Alle Kraftwerke mit günstigeren Grenzkosten kommen ebenfalls zum Einsatz und erwirtschaften aufgrund ihrer in der Regel geringeren Grenzkosten einen Deckungsbeitrag [22]. Abbildung 2.1 zeigt die Merit-Order-Kurve und den Schnittpunkt dieser mit der Stromnachfrage-Kurve.

Abb. 2.1: Strompreisbildung nach Merit-Order, eigene Darstellung nach [22]



Etwa die Hälfte (Stand 2015) des insgesamt gehandelten Stroms an der EEX wird nicht an den Spotmärkten der EPEX, sondern über bilaterale, langfristige Verträge (OTC) gehandelt. Trotzdem kann der über den beschriebenen Mechanismus ermittelte EPEX-Preis als Referenzpreis für Strom angesehen werden. Der Grund hierfür ist die Möglichkeit, dass sich einer der Vertragspartner des außerbörslichen Handels durch die Teilnahme am EPEX-Handel besser stellen kann [23]. Zum Beispiel könnte ein Energieversorgungsunternehmen, welches mit einem Industriebetrieb einen Stromliefervertrag abgeschlossen hat, bei entsprechenden Preisen seine Strommengen mit größerer Marge über die Börse vermarkten. Deshalb ist davon auszugehen, dass die OTC-Preise sich an die EPEX-Preise anpassen und der Großhandelspreis somit als Referenzpreis aufzufassen ist.

Seit April 2008 sind negative Strompreise an der EEX zugelassen [24]. Dies bedeutet, dass der Stromkäufer für die Abnahme der Energie eine Vergütung erhält. Negative Strompreise können beispielsweise entstehen, wenn so viel Strom aus regenerativen Anlagen erzeugt wird, dass die Stromerzeugung die Nachfrage übersteigt. Der konventionelle Kraftwerkspark besteht teilweise aus unflexiblen Großkraftwerken. Diese können vor allem aus Effizienz- und somit Kostengründen nicht schnell genug auf die niedrige Nachfrage reagieren und lassen ihre Leistung am Netz. In Folge fallen die Strompreise auf ein Niveau kleiner Null. Diese Situation tritt durch den starken Ausbau regenerativer Erzeuger immer häufiger auf. In Tabelle 2.1 ist das Auftreten negativer Spotmarktpreise dargestellt.

Tabelle 2.1: Negative Spotmarktpreise an der EPEX [13]

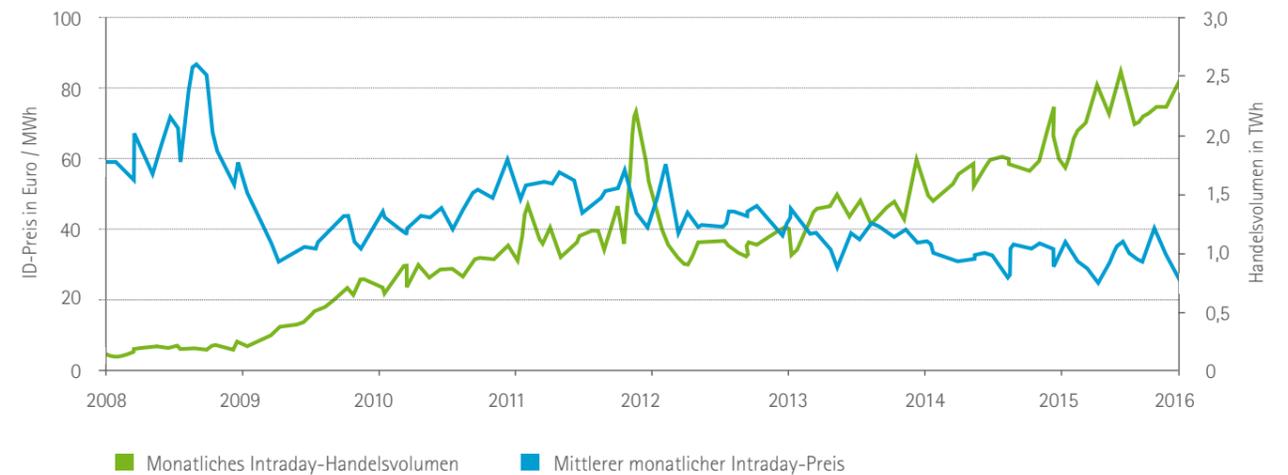
| Jahr | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|--------------------------|---------|---------|--------|--------|---------|---------|--------|--------|---------|
| Anzahl (in Stunden) | 15 | 71 | 12 | 15 | 56 | 64 | 64 | 126 | 97 |
| Minimum (in Euro/MWh) | -101,52 | -500,02 | -20,45 | -36,82 | -221,99 | -100,03 | -65,03 | -79,94 | -130,09 |
| Mittelwert (in Euro/MWh) | -28,60 | -44,10 | -4,99 | -10,10 | -60,51 | -14,17 | -15,55 | -9,00 | -17,81 |

Aufgrund der immer häufiger auftretenden negativen Strompreise wurde in § 24 EEG 2014 (heute §51 EEG 2017) die sogenannte „Sechs-Stunden-Regel“ für direktvermarktete Energieanlagen festgelegt. Hierbei reduziert sich die Marktprämie auf null, „wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland an den Spotmärkten der Strombörse in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist“ [25]. Dies gilt jedoch nicht für Windenergieanlagen kleiner als 3 MW und sonstige Anlagen kleiner als 500 kW.

Intraday-Markt

Der Intraday-Handel unterscheidet sich vom Day-Ahead-Handel in zwei zentralen Aspekten. Einerseits erlaubt der Intraday-Handel den Handel mit 15-Minuten-Produkten, andererseits ist der Intraday-Handel bis 30 Minuten vor der physikalischen Erfüllung der Kontrakte möglich. Der Intraday-Handel in Deutschland wird wie der Day-Ahead-Handel zum großen Teil an der EPEX-Spot abgewickelt. Es existieren hierbei jedoch zwei verschiedene Segmente. Zum einen gibt es die Intraday-Auktion, die der Day-Ahead-Auktion nachgelagert ist und täglich um 15:00 Uhr stattfindet. Zum anderen gibt es den kontinuierlichen Handel, der 30 Minuten vor Erfüllung endet und am Vortag um 15:00 Uhr beginnt. Während bei der Auktion ein Market-Clearing-Price wie bei der Day-Ahead-Auktion den Preis bestimmt, gilt beim kontinuierlichen Handel das Pay-As-Bid-Prinzip. Sobald ein Kauf- und ein Verkaufsgebot zusammenpassen, wird der Handel durchgeführt. Der Intraday-Markt gewinnt steigend an Bedeutung. In Abbildung 2.2 ist die Entwicklung des Marktvolumens und des durchschnittlichen Preises dargestellt.

Abb 2.2: Entwicklung Intraday-Preise und Handelsvolumina, eigene Darstellung nach [26]

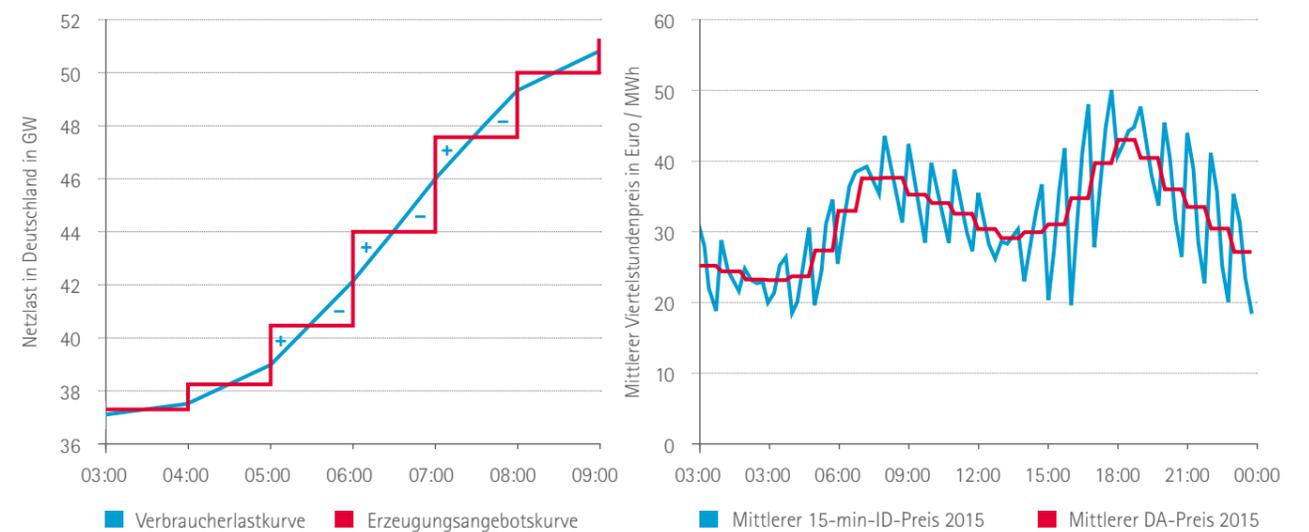


Die steigende Bedeutung liegt primär an der Tatsache, dass erstmals Viertelstundenprodukte gehandelt werden können. Da am Day-Ahead-Markt nur Stundenprodukte gehandelt werden können, Bilanzkreisverantwortliche jedoch auf viertelstündlicher Basis abgerechnet werden, haben diese über den Intraday-Markt die Möglichkeit, ihre Bilanzkreise glatt zu stellen. In Abbildung 2.3 wird deutlich, dass die Diskrepanz, die sich aus dem Abrechnungsmechanismus ergibt, zu hohen Preisunterschieden innerhalb einer Stunde führen.

Bilanzkreis

Ein Bilanzkreis ist der Zusammenschluss von Erzeugern und Verbrauchern in einem definierten Verantwortungsbereich. Jeder Bilanzkreis wird von einem Bilanzkreisverantwortlichen geleitet, der täglich einen Fahrplan über Erzeugung und Verbrauch in viertelstündlicher Auflösung erstellt und beim Übertragungsnetzbetreiber anmeldet.

Abb 2.3: Links: Visualisierung „Viertelstundenphänomen“, Rechts: Verlauf der jährlichen mittleren Viertelstunden-Intraday-Preise über den Verlauf eines Tages, eigene Darstellung nach [26]



Werden die Morgenstunden betrachtet, zu denen allgemein von einem Anstieg der Leistung ausgegangen werden kann, so ergibt sich durch Anbieter, die Day-Ahead eine feste Leistung vermarktet haben, eine Überkapazität der Erzeugung gegenüber dem realen Verbrauch. Dies bedingt einen Intraday-Preis, der unterhalb des Day-Ahead-Preises liegt. Dem gegenüber ergibt sich in der letzten Viertelstunde ein höherer Preis im Intraday-Markt als Day-Ahead, da hier die Erzeugungskapazitäten geringer sind, als der tatsächliche Verbrauch. Je steiler der Lastgradient der Verbraucherlast ist, desto ausgeprägter ist der Preisunterschied zwischen dem maximalen und dem minimalen Preis in einer Stunde. Fällt der Lastgradient hingegen, wie es vor allem in den Abendstunden besonders ausgeprägt auftritt, so ergibt sich ein ähnliches Bild, wobei jedoch in diesem Fall die günstigste Viertelstunde jeweils die letzte eines jeden Stundenintervalls ist, und die teuerste die erste Viertelstunde. Welche Erlös- und Einsparpotenziale sich daraus ergeben, ist in Kapitel 3.1.2 ff. beschrieben.

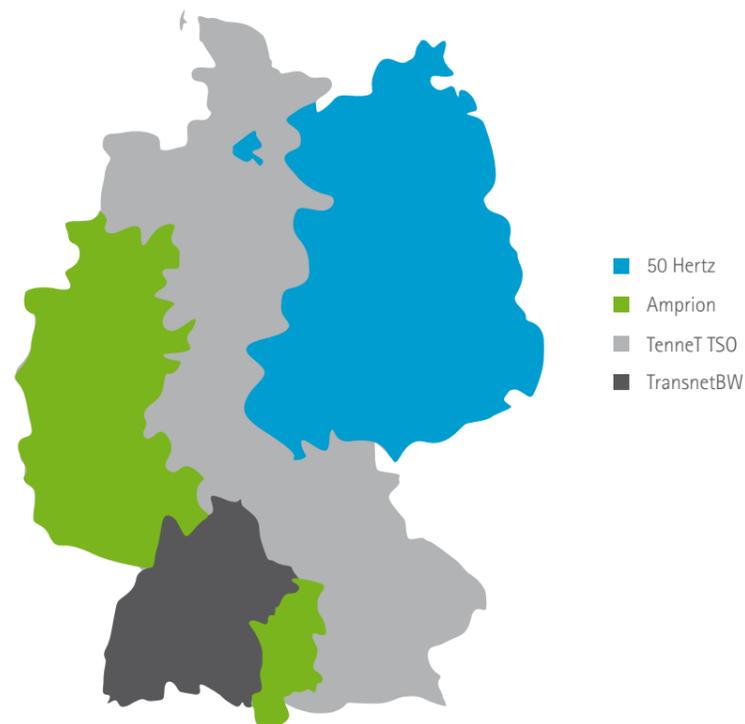
2.2 Regelleistungsmarkt

Um sicherzustellen, dass auch für den kurzfristigen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch genug Leistung zur Verfügung steht und diese auch abgerufen werden kann, gibt es in Deutschland ein dreistufiges Verfahren der Regelleistungsbereitstellung. In den europäischen Nachbarländern ist das Vorgehen ähnlich. Derzeit wächst das Bestreben, die Beschaffung von Regelleistung über die Grenzen der Regelzonen hinweg zusammenzulegen, um die Beschaffungskosten zu reduzieren. Dieses Kapitel erläutert die Funktionsweisen der unterschiedlichen Märkte und ihre Bedeutung im energiewirtschaftlichen Kontext.

Marktstruktur des Regelleistungsmarktes

Die Beschaffung von Regelleistung erfolgt über einen transparenten Markt, der in den Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber fällt. In Deutschland sind dies die Transnet BW GmbH, die TenneT TSO GmbH, die 50Hertz Transmission GmbH und die Amprion GmbH. Diese Netzbetreiber bilden seit Mai 2010 den Netzregelverbund (NRV), welcher durch die IGCC über die letzten Jahre stetig über nationale Grenzen hinweg erweitert wurde [27]. Abbildung 2.4 visualisiert die vier deutschen Regelzonen mit den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreibern. Der Austausch mit den Nachbarländern erfolgt über eine Saldierung von Leistungsungleichgewichten.

Abb. 2.4: Regelzonen und verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber, eigene Darstellung



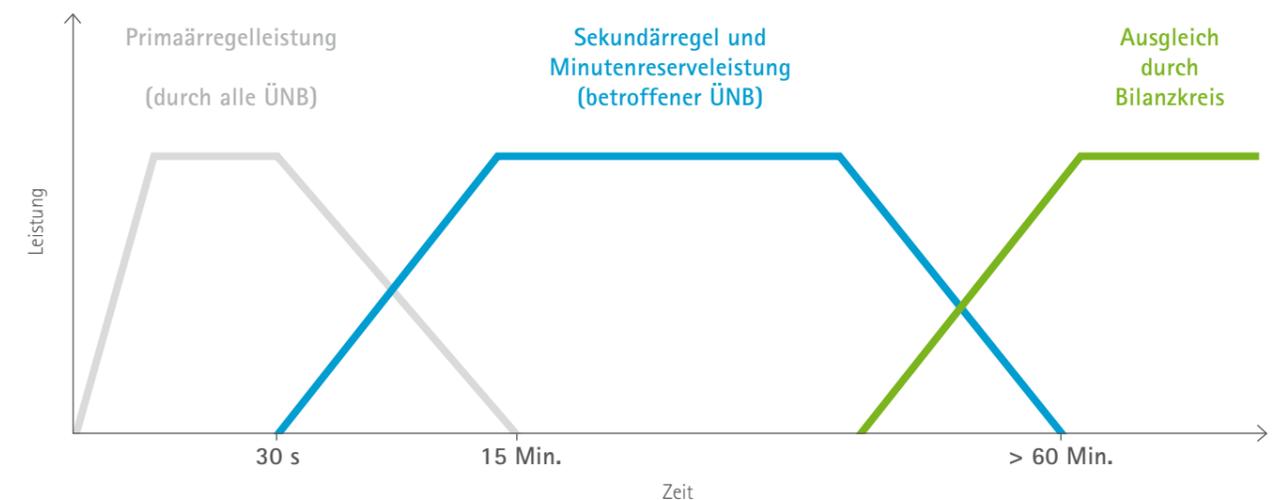
Die steigende Bedeutung liegt primär an der Tatsache, dass erstmals Viertelstundenprodukte gehandelt werden können. Da am Day-Ahead-Markt nur Stundenprodukte gehandelt werden können, Bilanzkreisverantwortliche jedoch auf viertelstündlicher Basis abgerechnet werden, haben diese über den Intraday-Markt die Möglichkeit, ihre Bilanzkreise glatt zu stellen. In Abbildung 2.3 wird deutlich, dass die Diskrepanz, die sich aus dem Abrechnungsmechanismus ergibt, zu hohen Preisunterschieden innerhalb einer Stunde führt.

Jede Regelzone besteht aus mehreren Bilanzkreisen, die eine beliebige Anzahl von Verbrauchern und Erzeugern beinhalten. Nach § 4 Absatz 2 StromNZV ist für jeden Bilanzkreis ein Bilanzkreisverantwortlicher zu benennen. Dieser ist unter anderem dafür verantwortlich, dass sich Einspeisung und Verbrauch im Bilanzkreis auf Viertelstundenbasis entsprechen. Um dies zu erreichen, versucht der Bilanzkreisverantwortliche, möglichst genaue Fahrpläne für den nächsten Tag beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber anzumelden. Die nachträglich festgestellten Abweichungen von diesem Fahrplan, zum Beispiel aufgrund eines Prognosefehlers oder eines ungeplanten Kraftwerksausfalls, bezeichnet man als Ausgleichsenergie [28]. Der Saldo aller Ausgleichsenergien der vier Regelzonen entspricht dem Bedarf an Regelleistung im NRV. Damit die angefallene Ausgleichsenergie verursachergerecht zwischen allen Bilanzkreisen aufgeteilt wird, wird viertelstündlich ein Ausgleichsenergiepreis „reBAP“ („regelzonenübergreifender einheitlicher Ausgleichsenergiepreis“) berechnet und auf die Bilanzkreise umgelegt.

Regelleistungsmarkt

Der Markt für Regelleistung ergibt sich aus der Notwendigkeit eines permanenten Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie. Hauptaufgabe der Bereitstellung von Regelleistung ist die Stabilisierung der Netzfrequenz bei 50 Hertz. Es wird nach Reaktionszeit und Abrufprinzip zwischen drei Arten von Regelleistung unterschieden: Primär- (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL) sowie Minuten-Reserveleistung (MRL). Primärregelleistung muss nach 30 Sekunden, Sekundärregelleistung nach fünf und Minutenreserveleistung nach 15 Minuten vollständig zur Verfügung gestellt werden können. Die Zuschaltung von Primärregelleistung erfolgt automatisiert über das gesamte ENTSOE-Verbundnetz in Europa. Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung werden jeweils in der betroffenen Regelzone abgerufen. Weiterhin werden die Regelleistungsarten nach positiver und negativer Regelleistung unterschieden. Positive Regelleistung kommt zum Einsatz, wenn beispielsweise ein Kraftwerk ausfällt und die hierdurch im System fehlende Leistung ersetzt werden muss. Negative Regelleistung wird zum Beispiel im Falle einer unvorhergesehenen starken Windperiode benötigt. In diesem Fall wird mehr Strom in das Netz eingespeist als prognostiziert, und es wird so der aktuelle Verbrauch überschritten. Diese Überschussenergie muss als negative Regelleistung abgenommen werden, etwa von industriellen Verbrauchern oder Speichern sowie durch das Herunterfahren von konventionellen Kraftwerken [29]. Abbildung 2.5 zeigt den zeitlichen Ablauf und die Zuständigkeitsbereiche des Regelleistungsereignisses.

Abb. 2.5: Regelleistungsereignis – zeitlicher Ablauf und Zuständigkeiten, eigene Darstellung nach [29]



Positive und negative Sekundär- und Minutenreserveleistung werden auf separaten Märkten gehandelt. Durch eine zusätzliche Differenzierung nach Hochtarif und Niedertarif unterteilt sich die Sekundärregelleistung in vier verschiedene Produkte. Die Minutenreserveleistung unterteilt sich hingegen in insgesamt 12 verschiedene Produkte, da ein Tag zusätzlich in jeweils sechs unterschiedliche Zeitabschnitte eingeteilt wird. Jede dieser Perioden deckt eine Dauer von vier Stunden des Tages ab. In beiden Märkten besteht ein Gebot zum einen aus einem Leistungspreis, der eine Vergütung für das Bereithalten der Leistung darstellt (eine Art Reservierungsgebühr). Zum anderen beinhaltet das Gebot eines Marktteilnehmers einen Arbeitspreis, der im Falle des tatsächlichen Abrufs gezahlt wird.

Präqualifikation

Um als Anbieter von Regelenergie aktiv werden zu können, muss ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen werden. Dadurch stellen die Übertragungsnetzbetreiber sicher, dass die Anlage den qualitativen Anforderungen für die Erbringung von Regelenergieleistung entspricht. Die wesentlichen Voraussetzungen sind Tabelle 2.2 zu entnehmen. Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass ein Anbieter von Primärregelleistung mit seinem Angebot gleichzeitig positive und negative Regelleistung abdecken muss. Im Bereich sekundärer Regelleistung und Minutenreserveleistung ist es dagegen möglich, ausschließlich positive oder negative Regelleistung anzubieten.

Tabelle 2.2: Präqualifikationsbedingungen, Quellen: [30], [31], [32], [33]

| Kriterium | Primärregelleistung | Sekundärregelleistung | Minutenreserveleistung |
|-----------------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|
| Mindestangebotsgröße | +/- 1 MW | 5 MW | 5 MW |
| Aktivierungsgeschwindigkeit | 30 s | 5 min | 15 min |
| Zeitverfügbarkeit | 100 % | mind. 95 % | 100 % |
| Pooling möglich? | ja | ja | ja |

Für Industrieunternehmen, welche die Präqualifikationsbedingungen nicht erfüllen, kann eine Vermarktung von flexiblen Lasten mittels eines Aggregators dennoch möglich sein.

Handelsablauf und Abruf

Nach erfolgreicher Präqualifikation wird zwischen dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber und dem Anbieter ein Rahmenvertrag abgeschlossen. Je nach Regelleistungsart erfolgt eine Ausschreibung und Zuschlagserteilung in unterschiedlichen Zeitintervallen. So wird Primärregelleistung beispielsweise wöchentlich und Minutenreserveleistung täglich auktioniert. Die Vorhaltung der Regelleistung wird über einen Leistungspreis vergütet. Für Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung erhält der Anbieter zusätzlich eine Vergütung je Abruf in Form eines Arbeitspreises. Konkret bedeutet dies, dass jeder gelieferten oder bezogenen Strommenge ein Geldfluss gegenübersteht. Beide Preise sind vom Anbieter bereits bei der Abgabe seines Gebots festzulegen. Der Öffentlichkeit werden die Ausschreibungen und die Ergebnisse dieser Auktion über die Homepage [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net) zugänglich gemacht.

Der tatsächliche Abruf erfolgt anhand von Merit-Order-Listen der Arbeitspreise. Dies bedeutet, dass zunächst das Angebot mit dem preisgünstigsten Arbeitspreis abgerufen wird. Daraufhin wird sukzessive – je nach Bedarf – immer das nächstteure Gebot abgerufen. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis die Regelleistungs-Nachfrage vollständig gedeckt ist [29].

Geplante Änderungen in Vorlaufzeit und für die Angebotsscheiben

Die Bundesnetzagentur hat kurz vor Fertigstellung dieses Leitfadens ein Beschlussvorhaben veröffentlicht, dass eine Anpassung des Regelleistungsmarkts vorsieht. Die Märkte für Minutenreserve und Sekundärregelleistung sollen demnach kalendertäglich erfolgen und in jeweils 6 Zeitscheiben unterteilt werden. Die Mindestgröße pro Angebot beträgt weiterhin 5 MW, jedoch werden in Ausnahmefällen auch Angebote einzelner Anbieter ab 1 MW akzeptiert, falls dies das einzige Angebot des Anbieters innerhalb der Zeitschiene ist.

3. Welche Chancen gilt es zu nutzen?

Neben den Risiken ergeben sich durch die Energiewende und die fortschreitende Liberalisierung des Strommarktes auch Chancen für Unternehmen. Dieses Kapitel zeigt die Möglichkeiten in den Bereichen Lastverschiebung und Flexibilisierung, Eigenerzeugung sowie Ermäßigungen und Befreiungen auf. Zur Aufdeckung der Potenziale werden die Erläuterungen mit Checklisten – zur Überprüfung der Chancen für den eigenen Betrieb – ergänzt.

3.1 Lastverschiebung und Flexibilisierung

Durch die Zunahme der Erzeugung aus dargebotsabhängigen, Erneuerbaren Erzeugungsanlagen an der Stromerzeugung wird die Einspeisung volatiler und wirkt sich auf die Preise der Strombörse aus. Daher wird es zunehmend wichtiger, die Last an die aktuelle Erzeugung anzupassen. Dies geschieht bereits durch den Einsatz von Regelenergie und wird zukünftig zunehmend stärker auch über innovative Stromlieferverträge geschehen. Bestrebungen in diesem Bereich werden häufig unter dem Begriff „Demand Response“ zusammengefasst. Hierunter versteht man die kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast, zum Beispiel als Reaktion auf Preissignale im Markt. Für die deutsche Industrie wird das technisch nutzbare Demand-Response-Potenzial auf eine Leistung von etwa 2 GW bei Lastverschiebung aus stromintensiven Prozessen und etwa 1,2 GW aus Querschnittstechnologien geschätzt [34].

Demand Response

Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.

Demand Side Management

Bei Demand Side Management fehlt im Gegensatz zu Demand Response das zentrale Wissen, welche Verbraucher mit welcher Leistung wie geschaltet werden können. Eine unbekannt Anzahl an Anlagen reagiert mit einem nur in Grenzen vorher bekannten Verhalten auf Signale (wie zum Beispiel kurzfristige Preisänderungen).

In den Gesprächen mit Vertretern des produzierenden Gewerbes gaben mehr als die Hälfte der Befragten an, dass Potenziale für die Verschiebung von Lasten bestehen und das die Bereitschaft besteht, dies auch umzusetzen. Es zeigte sich, dass bei genauerer Betrachtung im Bereich der Querschnittstechnologien wie raumluftechnische Anlagen, Kälteerzeugung und Druckluft häufig Potenziale bestehen. In wenigen Fällen werden die Präqualifikationsbedingungen für den Zugang zum Regelleistungsmarkt erfüllt. Häufig werden Größen erreicht, um diese über einen Demand Response Aggregator am Regelleistungsmarkt zu vermarkten. Durch die Flexibilisierung der Produktion und der Ausrichtung am Strommarkt können sich weitere Chancen ergeben, die in diesem Kapitel beschrieben werden.

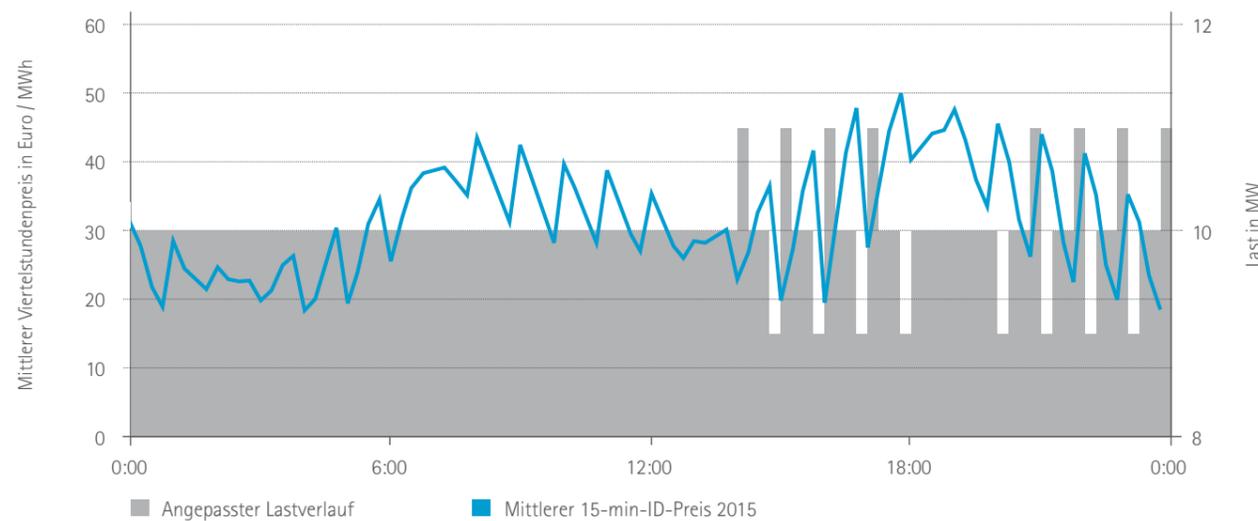
3.1.1 Stromversorgungsvertrag

Der Verbraucher hat die Möglichkeit, an volatilen Preisen zu partizipieren oder sich von diesen zu entkoppeln. Indem er einen Stromversorgungsvertrag mit einem festen Arbeitspreis mit dem Energieversorgungsunternehmen vereinbart, wird das Preisrisiko auf das Energieversorgungsunternehmen übertragen. Dieses ist bestrebt, das Risiko an der Strombörse abzusichern. HT/NT-Tarife, in denen unterschiedliche Preise zur Hauptzeit und Nebenzeit festgelegt sind, finden bei Sondervertragskunden (i. d. R. mit einem Jahresverbrauch größer 100 MWh) heutzutage kaum noch Anwendung. Eine flexible Lastgangsbepreisung mithilfe einer Hourly-Forward-Curve (HFC) ist die derzeit meistverwendete Variante einer variablen Bepreisung. Dabei orientiert sich der Arbeitspreis an den Spotmarktpreisen der Strombörse. Durch die Verschiebung von Lasten in Zeiten niedriger Preisfenster und die Lastreduzierung zu Hochpreiszzeiten können somit die Strombezugskosten reduziert werden. Von den untertägigen Preisschwankungen im Intraday-Handel kann profitiert werden, wenn Lasten entsprechend gesteuert werden.

3.1.2 Unterständiger Ausgleich am Intraday-Markt

In Kapitel 2.1 wurde beschrieben, dass sich aufgrund der unterschiedlichen Handelsintervalle von Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt Preisunterschiede innerhalb einer Stunde ergeben. Verbraucher, die ihre Lasten derart flexibel verschieben können, können ihre Strombeschaffungskosten verringern, indem sie den Verbrauch vermehrt in die günstigen Stunden legen. In Abbildung 3.1 ist dies schematisch für einen Verbraucher dargestellt, der eine konstante Last von 10 MW aufweist.

Abb. 3.1: Mögliche Gebotsstrategie am Intraday-Markt, eigene Darstellung nach [26]



Die Hälfte des Verbrauchs wird in der Zeit zwischen 14:00 Uhr und 18:00 Uhr in die erste Viertelstunde einer vollen Stunde gelegt und der geplante Verbrauch in der letzten Viertelstunde wird reduziert. Zwischen 20:00 Uhr und 24:00 Uhr wird umgekehrt die Hälfte des Verbrauchs von der ersten Viertelstunde in die letzte Viertelstunde der vollen Stunde gelegt. In diesem vereinfachten Beispiel ergibt sich bei einer technischen Anlagenverfügbarkeit von 7000 Stunden im Jahr somit ein Erlöspotenzial von 12.000 Euro für das Jahr 2015.

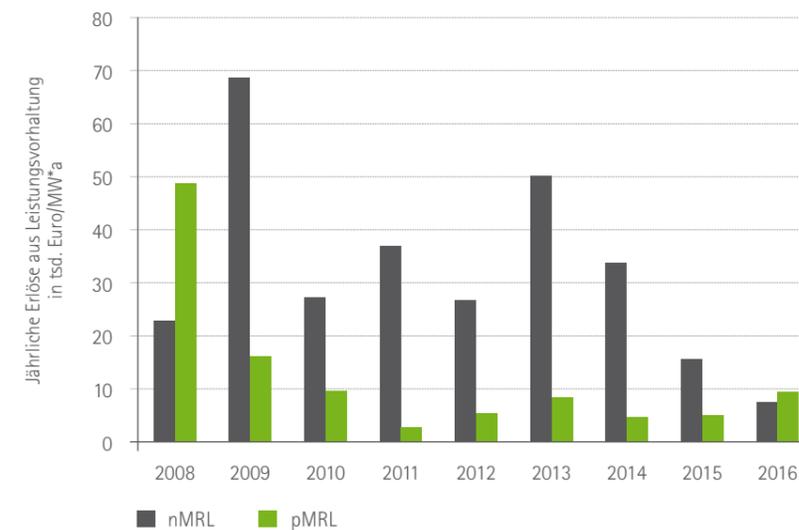
3.1.3 Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Gegenstand dieses Kapitels sind die Chancen des Regelleistungsmarktes für Industriebetriebe. Die Teilnahmebedingungen für die jeweiligen Teilmärkte für Primär- und Sekundärregelleistung sowie für Minutenreserve sind im Kapitel 2.2 zusammengefasst. Im Folgenden erfolgt eine Zusammenstellung der Chancen und Risiken der analysierten Regelleistungsmärkte.

Die theoretisch möglichen jährlichen Erlöse aus dem Leistungspreis für Minutenreserve sind in Abbildung 3.2 ersichtlich. Die Grafik basiert auf den über alle auktionierten Zeitbereiche gemittelten Leistungspreisen des jeweiligen Jahres. Diese wurden mit einer Angebotsmenge von 1 MW und der Anzahl der Jahrestunden (8.760) multipliziert, um die theoretischen Jahreserlöse zu erhalten. Auffällig ist hier, dass die Erlöse im Bereich negativer Minutenreserve (dunkelgrün) von 50.000 Euro/(MW*a) im Jahr 2013 stetig auf 7.500 Euro/MWh im Jahr 2016 abfallen. Die Situation bei positiver Minutenreserve weist dagegen in den letzten Jahren keinen eindeutigen Trend auf. Lagen die Erlöse in den letzten Jahren fast immer deutlich unter denen von negativer Minutenreserve, lagen sie im Jahr 2016 etwa gleich auf. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es sich um eine idealisierte Berechnung handelt. In der Praxis werden die tatsächlich erzielbaren Erlöse deutlich geringer sein. Dies liegt vor allem daran, dass man mit großer Wahrscheinlichkeit nicht für das gesamte Jahr bei allen Auktionen einen Zuschlag erhalten wird. Ein am Regelleistungsmarkt teilnehmender Industriebetrieb wird zudem weder über das gesamte Jahr noch über den gesamten Tag Leis-

tung anbieten können. Dies ist beispielsweise aufgrund von Werksferien oder im Zeitablauf unterschiedlich hoher Auslastung der Anlagen der Fall. Zusätzlich würden Sicherheitsabschläge die für den Industriebetrieb generierbaren Erlöse schmälern.

Abb. 3.2: Theoretische Erlöse für die Bereitstellung von Minutenreserve auf Basis der mittleren Leistungspreise, eigene Berechnung und Darstellung nach [29]



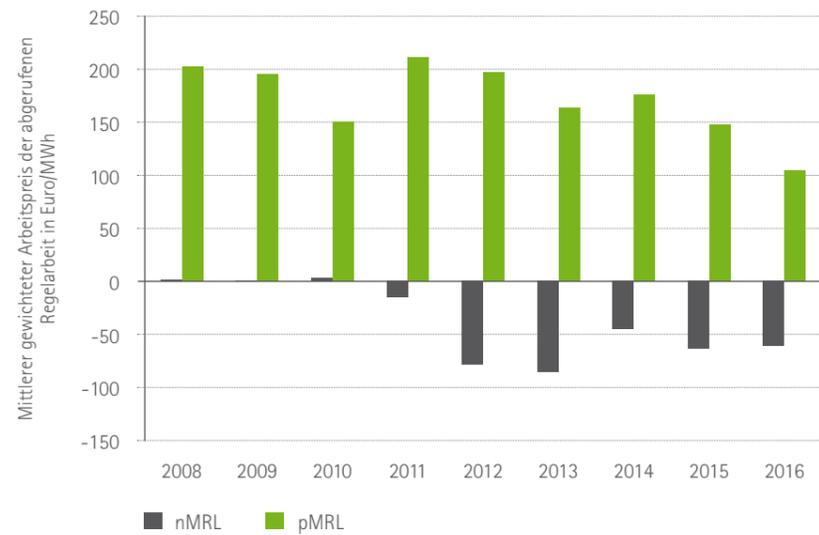
Maßgeblich für die Beurteilung der Chancen und Risiken in Bezug auf die Teilnahme eines Industriebetriebes am Regelleistungsmarkt ist der Abrufgrad. Dieser sei definiert als der Quotient aus abgerufener und vorgehaltener Leistung. Die Kenngröße erlaubt es, Rückschlüsse auf Höhe und Häufigkeit des Abrufs der angebotenen Leistung zu ziehen [35]. Für Minutenreserve lag der Abrufgrad in den Jahren 2008 bis 2016 zwischen 1 Prozent und 6 Prozent. Beide Minutenreservetypen werden also selten abgerufen.

Für den Fall eines Abrufs der vorgehaltenen Regelleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber wird der Regelleistungsanbieter für die erzeugte beziehungsweise abgenommene Strommenge über den Arbeitspreis vergütet. Allerdings ist es auch möglich, dass der Anlagenbetreiber im Falle negativer Regelleistung für den bezogenen Strom zahlen muss. In Abbildung 3.3 sind die mittleren Arbeitspreise der Jahre 2008 bis 2016 aufgeführt. Diese errechnen sich, indem die Arbeitspreise der erfolgreichen Gebote mit der dazugehörigen angebotenen Leistung gewichtet werden.

Für positive Minutenreserve lag der mittlere Arbeitspreis im Zeitraum zwischen 2008 und 2016 zwischen 104 Euro/MWh und 211 Euro/MWh. Die maximalen Preise der Anbieter wiesen eine deutlich höhere Spannweite von -1.600 bis 94.000 Euro/MWh auf. Die extremen Arbeitspreise sind sehr wahrscheinlich auf ein strategisches Bieten der Anbieter zurückzuführen. Für eine vereinfachende Abschätzung der möglichen Erlöse eines Anlagenbetreibers, der beispielsweise über ein Notstromaggregat verfügt, mit dem Minutenreserve bereitgestellt wird, kann zusätzlich zum Leistungspreis im Mittel je eingespeister MWh die genannte Vergütung angesetzt werden. Vergleicht man die Arbeitspreise positiver Regelleistung mit den an der EPEX gezahlten Strompreisen, fällt auf, dass das Preisniveau am Regelleistungsmarkt höher ist als an der EPEX.

Für negative Minutenreserve lagen die mittleren Arbeitspreise in den Jahren 2008 bis 2010 leicht über 0 Euro/MWh. In den Jahren 2011 bis 2016 nehmen die mittleren Preise einen negativen Wert an, infolgedessen dreht sich die Zahlungsrichtung um. Betreibt der Anbieter negativer Minutenreserve beispielsweise energieintensive Prozesse im Falle eines Abrufs, erhält er im Jahr 2016 hierfür rund 61 Euro pro verbrauchter MWh von den Übertragungsnetzbetreibern.

Abb. 3.3: Mittlere Arbeitspreise für Minutenreserve, eigene Berechnungen und Darstellung nach [29]



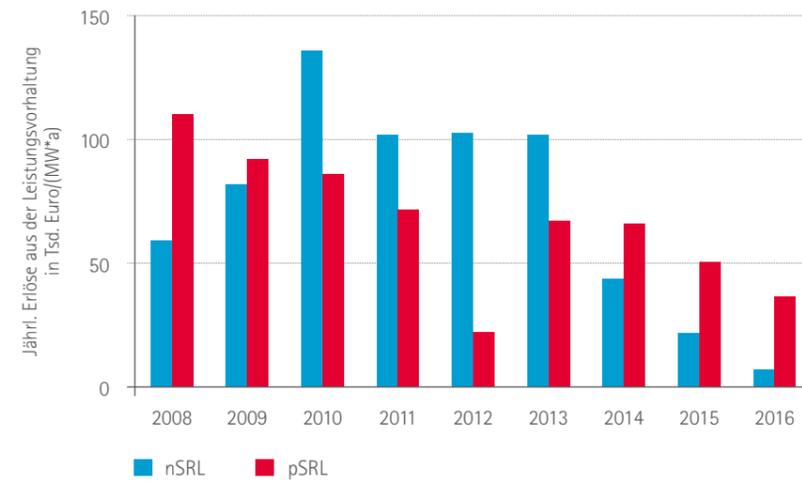
Neben dem Anbieten von Minutenreserveleistung ist es für einen Industriebetrieb auch denkbar, im Markt für Sekundärregelleistung aktiv zu werden. Auch hier ist das Anbieten positiver und negativer Sekundärregelleistung auf zwei separaten Märkten möglich. Im Gegensatz zur Minutenreserve werden jedoch nur zwei Zeitbereiche gehandelt: ein Hochtarif (werktags 8 – 20 Uhr; ca. 35 Prozent der Zeit) und ein Niedertarif (werktags 20 – 8 Uhr sowie an Wochenenden und Feiertagen ganztägig, ca. 65 Prozent der Zeit). Sekundärregelleistung muss innerhalb von 5 Minuten aktiviert sein.

Eine Analyse der Leistungspreise für Sekundärregelleistung zeigt, dass im Vergleich zur Minutenreserve theoretisch deutlich höhere Erlöse aus der Leistungsbereitstellung erzielt werden können. Betrachtet man die Erlöse für positive Sekundärregelleistung, erkennt man wie bei der Minutenreserve einen Trend zu geringeren Erlösen in den Jahren 2008 bis 2016. 2008 lagen die möglichen Erlöse aus der Bereitstellung eines Megawatts über 8.760 Stunden zum mittleren Leistungspreis noch bei rund 110.000 Euro/(MW*a). Dieser Wert reduzierte sich bis 2016 auf ca. 35.000 Euro/(MW*a).

Die möglichen Erlöse aus der Vorhaltung negativer Sekundärregelleistung zeigen keinen eindeutigen Trend über den gesamten Zeitraum auf. Seit 2010 sinken diese jedoch auch stetig. Die Jahreserlöse für ein Megawatt bewegten sich anfangs der Aufzeichnungen zwischen 60.000 und 140.000 Euro/(MW*a), lagen jedoch 2016 unter 10.000 Euro/MWh, siehe Abbildung 3.4. Es kann vermutet werden, dass der starke Preisverfall auf den zunehmenden Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen in Fernwärmenetzen und dessen Vermarktung im Markt für negative Sekundärregelleistung zurückzuführen ist.

Auch hier ist darauf hinzuweisen, dass es sich lediglich um eine idealisierte Betrachtung handelt. Die realen Erlöse werden aufgrund der genannten Aspekte deutlich geringer ausfallen.

Abb. 3.4: Sekundärregelleistung: Erlöse aus dem Leistungspreis, eigene Berechnungen und Darstellung nach [29]



Im Bereich der Sekundärregelleistung ergibt die Betrachtung des Abrufgrades eine deutlich höhere Abrufhäufigkeit. Für positive Sekundärregelleistung lag der mittlere Abrufgrad im Zeitraum von 2008 bis 2016 zwischen 9 Prozent und 21 Prozent, wobei er seit 2013 stets unter 10 Prozent lag. Negative Sekundärregelleistung wurde anfangs häufiger eingesetzt, hier lag der Abrufgrad von 2008 bis 2011 bei 20 Prozent. Seither sinkt dieser jedoch ebenfalls stetig und lag 2016 bei 4 Prozent. Dies ist vor allem auf die Einführung der zwei Intraday-Märkte zurückzuführen, die einen viertelstündlichen Handel erlauben. Somit verringert sich die notwendige Energiemenge, die der SRL abverlangt wird, um innerstündliche Schwankungen auszugleichen, siehe auch [36].

In Abbildung 3.5 sind die mittleren gewichteten Arbeitspreise zusammengestellt. Diese wurden nach der gleichen Methode wie zuvor für die Minutenreserve errechnet. Für positive Sekundärregelleistung liegt der Jahresmittelwert bis 2012 bei etwa 100 Euro/MWh (± 10 Euro/MWh). Seit dem Jahr 2012 ist jedoch auch hier eine sinkende Tendenz erkennbar. 2016 lag der Arbeitspreis knapp über 45 Euro/MWh. Die Arbeitspreise negativer Sekundärregelleistung bewegten sich bis 2012 zwischen 3 und 10 Euro/MWh. Seitdem ist der Arbeitspreis negativ, was bedeutet, dass der Abnehmer für den verbrauchten Strom entlohnt wird.

Abb. 3.5: Mittlere Arbeitspreise für Sekundärregelleistung, eigene Berechnungen und Darstellung nach [29]



Bewertung der Chancen und Risiken im Regelleistungsmarkt

Die Märkte für Sekundärregelleistung und Minutenreserve sind weiterhin interessant für Industriebetriebe. Es lässt sich zwar eine sinkende Tendenz im Vergleich zu den Jahren 2008 bis 2012 erkennen, jedoch sind vor allem am SRL-Markt weiterhin Erlöse zu erzielen. Im Rahmen des Projektes DSM Bayern (Demand Side Management) wurden die Erlöspotenziale für optimierte Angebotsstrategien berechnet [26]. Auf Basis der Realmarktdaten von 2014 können je nach Angebotsstrategie am Markt für positive SRL 40.000 Euro/MW*a bis 227.500 Euro/MW*a Erlöse erzielt werden. Letzterer Fall ist jedoch mit einer hohen Aktivierung pro Jahr verbunden (Aktivierung in 3.650 h/a), und deshalb nicht für alle Prozesse realisierbar. Die Erlöse für negative SRL werden etwas geringer eingeschätzt und liegen so zwischen 20.000 Euro/MW*a und 89.500 Euro/MW*a, wobei letzterer Fall ebenfalls eine Angebotsstrategie mit hohen Abrufzahlen bedingt (Aktivierung in 3.250 h/a). Im Markt für negative Sekundärregelleistung ist es aufgrund der hohen Abrufhäufigkeit denkbar, Energiespeicher im Falle eines Abrufs sehr kostengünstig aufzuladen. Attraktiv ist der Markt für Sekundärregelleistung außerdem wegen der im Vergleich zur Minutenreserve potenziell deutlich höheren Erlöse aus dem Leistungspreis.

Am Markt für negative MRL können durch Arbeitspreise ebenfalls noch Erlöse erzielt werden. So wäre es beispielsweise denkbar, mit regelbaren Prozessen negative Minutenreserve anzubieten. Je nach Angebotsstrategie können die Erlöse hier zwischen 12.550 Euro/MW*a und 18.000 Euro/MW*a liegen. Für den Bedarfsfall würden stillstehende Prozesse hochgefahren, um so die überschüssig im Netz zur Verfügung stehende Energie zu verbrauchen. Querschnittstechnologien wie RLT-Anlagen, Kälteerzeugungs- oder Druckluftanlagen, die nicht unter Volllast betrieben werden, könnten zum Beispiel für die abgerufene Dauer mehr Leistung aufnehmen. Auch positive Regelleistung könnte gegebenenfalls durch ein kurzfristiges Abschalten von Prozessen vermarktet werden, die Erlöse liegen hier zwischen 4.000 Euro/MW*a und 40.000 Euro/MW*a (Aktivierung in 300 h/a).

Allerdings sind neben diesen Chancen auch einige Unsicherheiten und Markteintrittsbarrieren des Regelleistungsmarktes zu beachten. Diese sind:

- Sinkende Erlösmöglichkeiten an den Märkten seit 2012
- Nichtprognostizierbarkeit der Preise
- Präqualifikationsbedingungen
- Mindestgrößen bei der angebotenen Leistung
- Verpflichtende Verfügbarkeit über die gesamte Zeitscheibe

Wie bei den vorangegangenen Betrachtungen deutlich wurde, weisen sowohl die Arbeits- als auch die Leistungspreise eine hohe Volatilität zwischen den Jahren und den auktionierten Zeitscheiben auf. Dies erschwert eine Prognose der zukünftig zu erwartenden Erlöse. Der Regelleistungsmarkt ist nun seit einigen Jahren auf dem Weg zu einem liberalisierten, liquiden Markt. Aus diesem Grund ist die Zahl der präqualifizierten Teilnehmer seit 2012 in beiden Märkten gestiegen. Waren es 2012 im SRL-Markt noch 15 Anbieter, sind es heute 27 (Stand 2017). Im MRL-Markt ist die Zahl der Anbieter von 25 (2012) auf 52 (Stand 2017) gestiegen. Die zunehmende Zahl der Teilnehmer und das sinkende Marktvolumen repräsentieren trotz der vorhandenen Erlösmöglichkeiten ein hohes Risiko beim Markteintritt. Weiterhin unterliegen die räumliche Ausdehnung des Regelleistungsmarktes, die Präqualifikationsbedingungen und die Regelungen des Handelsablaufs ständiger Anpassung und Veränderung, was die Planungssicherheit weiter erschwert. Die Präqualifikationsbedingungen stellen zudem für kleine Anbieter – vor allem aufgrund der Mindestangebotsgröße von 5 MW – eine Hürde dar. Generell sind für die Erbringung von Sekundärregelleistung höhere Anforderungen von den Teilnehmern zu erfüllen, als dies im Markt für Minutenreserve der Fall ist.

Eine Möglichkeit, den Markteintritt zu erleichtern, bieten Demand Response Aggregatoren. Sie bündeln und steuern Leistung, die nicht der Mindestangebotsgröße entspricht, und ermöglichen damit auch kleineren Interessenten den Zugang zum Regelleistungsmarkt. Durch den Zusammenschluss können bereits Interessenten mit einer regelbaren Leistung ab 500 kW am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Die Regelung von bestimmten Verbrauchern und Erzeugern beteiligter Unternehmen wird dann in einem definierten Rahmen von dem Demand Response Aggregator übernommen. Demand Response Aggregatoren räumen ihren Teilnehmern in der Regel zusätzliche Rechte ein, wie zum Beispiel die Ablehnung eines Abrufs.

Die „Checkliste: Verschiebbare Lasten“ kann bei der Klärung helfen, ob ein Unternehmen gute Voraussetzungen für den Zugang zum Regelleistungsmarkt erfüllt.

Weiterhin ist es denkbar, den Eintritt in den Regelleistungsmarkt über die Teilnahme an einem virtuellen Kraftwerk zu bewerkstelligen. Unter einem virtuellen Kraftwerk versteht man allgemein die zentrale Steuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen. Ähnlich wie bei den Demand Response Aggregatoren wird Leistung mehrerer Anlagen gebündelt und dann zusammen als „virtuelles Regelleistungskraftwerk“ am Markt für Regelleistung angeboten. Denkbar sind neben der Teilnahme am Regelleistungsmarkt aber auch andere Betriebskonzepte für ein virtuelles Kraftwerk. Zum Beispiel kann es für die Lastflussoptimierung, vorzugsweise für die Reduzierung der Spitzenlast, genutzt werden. [37]

3.1.4 Verordnung zu abschaltbaren Lasten – AbLaV

Neben dem Einsatz negativer Leistung an Regelleistungsmärkten stellt die AbLaV eine weitere Möglichkeit dar, wie Lastreduktion vermarktet werden kann. Seit Dezember 2012 sind die ÜNB dazu verpflichtet, ein gemeinsames Ausschreibungsverfahren für eine Gesamtleistung von bis zu 1.500 MW (§ 1 AbLaV) pro Woche durchzuführen. Die Verordnung dient dazu, durch Abschaltung von Lasten einem Frequenzabfall entgegenzuwirken. Hierfür wird die Gesamtleistung in zwei verschiedene Gruppen unterteilt. Einerseits werden maximal 750 MW sofort abschaltbare Lasten (SOL) definiert, die 350 Millisekunden nach Unterschreiten einer bestimmten Netzfrequenz automatisch vom Netz genommen werden. Die zweite Hälfte der Gesamtleistung wird als schnell abschaltbare Last (SNL) ausgeschrieben, die innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert durch den ÜNB abgeschaltet wird. Die angebotene Leistung muss leistungsbezogen regelbar sein, zwischen 5 MW und 200 MW liegen und mindestens an die Mittelspannungsebene angeschlossen sein. Hierbei ist ein Pooling von Anlagen zum Erreichen der Mindestgröße möglich, wenn sie innerhalb des Wirkungsbereichs eines Höchstspannungsknotens liegen.

Analog zur Bereitstellung von Regelleistung ist eine Präqualifikation durch den Netzbetreiber notwendig. Neben der Mindestgröße ist die zeitliche Verfügbarkeit des Angebots ebenfalls von Bedeutung. Ein Einzelabruf muss für mindestens eine Viertelstunde am Stück erfolgen können und ist auf maximal 32 Viertelstunden am Stück begrenzt. Zusätzlich existieren weitere Spezifika, die erfüllt werden müssen, wie die Mindestdauer aller Abrufe (16 Viertelstunden) und Mindestverfügbarkeiten, wobei eine technische Nichtverfügbarkeit von 120 Viertelstunden erlaubt ist. Die Vergütung erfolgt über eine Ausschreibung, die dem freien Wettbewerb unterliegt. Der maximale Preis der angebotenen Leistung beträgt 500 Euro/(MW*Woche). Der maximale Arbeitspreis im Fall eines Abrufs ist ebenfalls nach § 4 Abs. 3 AbLaV begrenzt, er beträgt maximal 400 Euro/MWh.

Strom aus Erneuerbaren Energien und KWK erzeugen

Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) können die Strombezugskosten senken oder zusätzliche Erträge generieren. Eine Reduzierung der Strombezugskosten ist durch die Steigerung des Eigenverbrauchs, aber auch durch eine potenzielle Senkung des Leistungspreises möglich, wenn die Eigenerzeugungsanlage auch die Leistungsspitze reduzieren kann.

Eine Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb eines BHKW ist die Nutzung der erzeugten Wärme für Prozesse mit einem kontinuierlichen Wärmebedarf. Diese kann zum Beispiel für die Warmwasseraufbereitung oder Schmelzprozesse genutzt werden. Für die ausschließliche Beheizung von Räumen und Hallen eignet sich ein BHKW in der Regel nicht, da im Sommer kein Wärmebedarf besteht und das BHKW mit einer geringen Auslastung nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. BHKW können zusätzlich zur Reduzierung der Spitzenlast eingesetzt werden oder für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt vermarktet werden. Die Investitionsentscheidung unterliegt allerdings dem Risiko einer Steigerung der Brennstoffkosten und gegebenenfalls der Kosten für Emissionszertifikate bei sehr großen Anlagen.

Für den wirtschaftlichen Betrieb von Photovoltaik-Anlagen ist zu überprüfen, ob geeignete Flächen für die Installation vorhanden sind. Bei der Auswahl sollte beachtet werden, dass die Sonnenstrahlen ungehindert auf die Photovoltaik-Paneele scheinen und diese nicht durch Hindernisse wie Gebäude oder Bäume verschattet werden. Bei Spitzdächern ist eine Nord-Süd-Ausrichtung vorteilhaft, da in Richtung Süden ausgerichtete Paneele die höchste Einstrahlungsenergie erzielen.

Da die Stromerzeugung aus Photovoltaik naturgemäß tagsüber erfolgt, kann sie sich dazu eignen, mittägliche Lastspitzen abzufangen. Hierdurch kann möglicherweise das Lastprofil beeinflusst werden und somit der Leistungspreis reduziert oder die Bedingung für die Reduzierung der Netznutzungsentgelte erfüllt werden. Allerdings wird es aufgrund der fluktuierenden Verfügbarkeit solarer Strahlungsenergie nicht möglich sein, alle Lastspitzen eines Jahres abzufangen. Abhilfe können hier Stromspeicher schaffen, deren Einsatz sich bislang in der Regel aber nicht wirtschaftlich darstellen lässt. Aufgrund der geringen Jahreserzeugung einer Photovoltaik-Anlage im Verhältnis zur installierten Leistung (ca. 1.000 Volllaststunden) im Vergleich zu einem BHKW (ca. 5.000 bis 7.000 Volllaststunden) wird der Strombezug vom Energieversorger nur in geringem Maß durch eine PV-Anlage reduziert werden können. Durch die Verpachtung von Dächern für die Installation von Photovoltaik-Anlagen können ebenfalls Erträge generiert werden, ohne das Investitionsrisiko zu internalisieren.

Eine weitere Möglichkeit zur Nutzung des EEG durch eine Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist die Windenergie. Windkraftanlagen dürfen nur auf geeigneten Flächen errichtet werden. Die Eignung einer Fläche ergibt sich zum Beispiel durch die Einhaltung von Mindestabständen zu Gebäuden, Straßen oder Naturschutzgebieten. Zusätzlich ist zu beachten, dass keine Beeinträchtigung durch den Schattenwurf der Rotorblätter entsteht und keine Gefahr von einem möglichen Eisabfall ausgeht.

Bei den verschiedenen Arten der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien gibt es erhebliche Unterschiede. Bei der Stromerzeugung durch Photovoltaik- oder Windkraftanlagen stehen die Primärenergieträger Sonne und Wind zwar kostenlos, dafür nicht immer zur Verfügung. Wohingegen bei der Erzeugung mit einem BHKW Brennstoffkosten anfallen. Der Vorteil eines BHKW ist hingegen, dass die Erzeugung planbar ist. Bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen ist die Erzeugung von dem Angebot von Sonne oder Wind abhängig und kann somit nicht zuverlässig den eigenen Stromverbrauch decken.

Im Hinblick auf die Investitionsentscheidung lassen sich Photovoltaik-Anlagen und Windkraftanlagen recht genau kalkulieren, da sich die Sonneneinstrahlung und das Windaufkommen gut für einen Standort prognostizieren lassen und die EEG-Vergütungssätze für 20 Jahre garantiert sind. Die Brennstoffkosten eines BHKWs über den gesamten Betriebszeitraum lassen sich hingegen unzuverlässiger prognostizieren, wodurch das Investitionsrisiko schwieriger zu kalkulieren ist.

Die Stromerzeugung der beschriebenen Erzeugungsarten wird durch das EEG und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gefördert. In der Tabelle 3.1 werden beispielhaft einige Eckpunkte für Erzeugungsarten nach dem EEG oder dem KWKG dargestellt, die in der Industrie zum Einsatz kommen. Bei niedrigen Einspeisevergütungssätzen wird der Eigenverbrauch attraktiv, wodurch die Wirtschaftlichkeit gesteigert werden kann. Die Stromerzeugung aus Geothermie und Grubengas sind weitere geförderte Erzeugungsarten, die aber üblicherweise nicht von Industriebetrieben genutzt werden. Seit dem 1.1.2016 sind Anlagen mit einem Leistungsnennwert größer als 100 kW für PV-Anlagen und 750 kW für Windanlagen verpflichtet, im Falle einer Einspeisung an der Direktvermarktung teilzunehmen. Die Vergütung erfolgt dann einerseits über den Marktpreis an der Börse und eine Marktprämie, die dafür sorgt, dass Anlagen der Direktvermarktung nicht schlechter gestellt werden, als Anlagen, die nicht an der Direktvermarktung teilnehmen. Somit ist auch bei der Direktvermarktung ein quasi fester Vergütungssatz garantiert.

Tabelle 3.1: Eckpunkte zu Erzeugungsanlagen mit Förderung nach dem EEG oder KWKG

| Erzeugungsanlage | Beispiel Leistung | Beispiel Erzeugung (in GWh/Jahr) | Fördersatz bei Einspeisung (in ct/kWh, Stand März 2017) | Gesetzlicher Rahmen für Vergütung | Voraussetzung/Besonderheit |
|-------------------|-------------------|----------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------|
| PV-Anlage | 100 | 0,1 | 8,91 | EEG 2017 §49 | geeignete Flächen |
| BHKW | 500 | 3,5 | Öfftl. Versorgung: 4,4 | KWKG 2017 §7 | kontinuierlicher Wärmebedarf |
| BHKW (Biomasse) * | 500 | 3,5 | 11,49 (EEG)** + 4,4 (KWKG) | EEG 2017 §42 KWKG 2017 §7 | |
| Windkraftanlage | 750 | 1,5 | Anfangsvergütung 8,38** Grundvergütung 4,66** | EEG 2017 §46 | gesetzliche Mindestabstände |
| Wasserkraftanlage | 500 | 3,0 | 12,40** | EEG 2017 §40 | Neuanlagen oft nicht möglich |

* Biomasseanlagen über 150 kW Nennleistung müssen an einer Ausschreibung der BNetzA teilnehmen
** Da diese Anlagen der Direktvermarktungspflicht unterliegen, ist der anzulegende Wert abgebildet

Durch die Novellierung des EEG 2017 wurde ein Ausschreibungsverfahren für neue EE Anlagen festgelegt. Demnach ist es nicht mehr möglich, Anlagen mit einer Größe über 750 kW (Biomasse: 150 kW) zu errichten, ohne an den von der BNetzA spätestens fünf Wochen vor dem Gebotstermin bekanntgegebenen Ausschreibungsverfahren teilzunehmen. Dies soll einen kosteneffizienten und fairen Ausbau gemäß des festgelegten Ausbaukorridors für EE erlauben. [38]

Es werden in den Jahren 2017 bis 2019 jeweils 2.800 MW-Windenergieanlagen an Land ausgeschrieben, danach steigt die ausgeschriebene Leistung auf 2.900 MW. Auf See werden 2021 und 2022 jeweils 500 MW ausgeschrieben und diese Leistung im Zeitraum von 2023 bis 2025 auf 700 MW pro Jahr und anschließend auf 840 MW pro Jahr erhöht. Dies soll zu einem Zubau von 15.000 MW bis 2030 führen. Für Photovoltaikanlagen wird jährlich eine Leistung von 600 MW ausgeschrieben, wobei davon Freiflächenanlagen, Anlagen auf Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen betroffen sind. Für Biomasse ist in den Jahren 2017 bis 2019 eine Leistung von jeweils 150 MW festgelegt und in den Jahren 2020 bis 2022 jährlich eine Bruttoleistung von 200 MW. Auch Bestandsanlagen können an der Ausschreibung teilnehmen, um eine Anschlussförderung über 10 Jahre zu erhalten, wenn die Erzeugung des Stroms bedarfsgerecht und flexibel erfolgt.



3.2 Ermäßigungen und Befreiungen

In diesem Kapitel werden mögliche Reduzierungen der Abgaben- und Steuerlast in Bezug auf den Strompreis vorgestellt. Für Betriebe des produzierenden Gewerbes ergeben sich Chancen durch mögliche Vergünstigungen in den Bereichen EEG-Umlage, Netzentgelte und Stromsteuer. Vergünstigungen und Befreiungen von Steuern und Umlagen sind auch vor dem Hintergrund der gestiegenen EEG-Umlage in der Diskussion.

Begrenzung der EEG-Umlage

Zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit mit dem Ausland und zwischen unterschiedlichen Verkehrsträgern kann die EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen aus verschiedenen Branchen (Anlage 4 EEG 2017) und Schienenbahnen reduziert werden. Die §§ 60 bis 64 des EEG regeln die Voraussetzungen und die Höhe der Ermäßigung. Die EEG-Umlage kann für ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes reduziert werden, wenn der bezogene Strom an einer Abnahmestelle im abgeschlossenen Geschäftsjahr mindestens eine GWh betragen hat. Außerdem müssen die Stromkosten mindestens einen Anteil von 14 Prozent bzw. 20 Prozent (branchenabhängig) der Bruttowertschöpfung ausmachen und ab 5 GWh Jahresverbrauch ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem durchgeführt werden. Unter 5 GWh Jahresverbrauch ist ein alternatives System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 SpaEfV ausreichend. Im Rahmen der Zertifizierung wird der Energieverbrauch erhoben und die Potenziale zur Effizienzsteigerung werden abgeschätzt. Sind die Voraussetzungen erfüllt, wird eine Begrenzung der EEG-Umlage gemäß der Tabelle 3.2 gewährt. [39]

Tabelle 3.2: Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen nach [25]

| Grenzen | Begrenzung der EEG-Umlage |
|---|-------------------------------------|
| ≤ 1 GWh | keine Begrenzung |
| > 1 GWh, Branche nach Liste 1 und Stromkostenintensität > 17 % | Reduzierung auf 15 % der EEG-Umlage |
| > 1 GWh, Branche nach Liste 2 und Stromkostenintensität > 20 % | Reduzierung auf 15 % der EEG-Umlage |
| > 1 GWh, Branche nach Liste 1 und Stromkostenintensität > 14 % und < 17 % | Reduzierung auf 20 % der EEG-Umlage |

Neben der Begrenzung der EEG-Umlage erfolgt ebenfalls noch eine Deckelung der Summe der Umlage. So wird die Summe der EEG-Umlage auf einen bestimmten Anteil der mittleren Bruttowertschöpfung der letzten drei Jahre begrenzt. Für Unternehmen mit einer Stromkostenintensität von mindestens 20 Prozent sind dies 0,5 Prozent der Bruttowertschöpfung und für Unternehmen mit einer Stromkostenintensität von weniger als 20 Prozent sind es 4 Prozent der Bruttowertschöpfung. Die Reduzierungen der Summe der EEG-Zahlungen dürfen jedoch den spezifischen Wert der EEG-Umlage nicht unter 0,05 ct/kWh bzw. 0,1 ct/kWh (branchenspezifisch) reduzieren. Weitere Regelungen finden sich in §§ 60 bis 64 des EEG.

Reduzierung der Netznutzungsentgelte

Die Reduzierung von Netzentgelten ist in § 19 Abs. 2 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt. Wenn der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers (LV) erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmestellen der Netzebene abweicht, hat der Letztverbraucher nach § 19 Abs. 2 Satz 2 die Möglichkeit, die zu zahlenden Netzentgelte um bis zu 80 Prozent zu reduzieren. Ob die Erheblichkeitsschwelle überschritten ist, berechnet man auf Grundlage der nachfolgenden Formel.

$$\frac{(\text{Jahreshöchstlast des LV}) - (\text{höchste Last des LV im Hochlastzeitfenster})}{\text{Jahreshöchstlast des LV}} \times 100$$

Jahreshöchstlast des LV

Der so errechnete Wert muss größer oder gleich dem in Tabelle 3.3 angegebenen Prozentsatz sein. Die Erheblichkeitsschwelle hängt von der Netzebene ab, in der die Stromentnahme stattfindet. Für den Fall des Erreichens des Prozentsatzes gilt die Erheblichkeitsschwelle als erfüllt. [40]

Tabelle 3.3: Erheblichkeitsschwellen nach Netz-/Umspannebene, Quelle: [40]

| Netz- / Umspannebene | Erheblichkeitsschwelle |
|-------------------------------|------------------------|
| Höchstspannung | 5 % |
| Höchstspannung/Hochspannung | 10 % |
| Hochspannung | 10 % |
| Hochspannung/Mittelspannung | 20 % |
| Mittelspannung | 20 % |
| Mittelspannung/Niederspannung | 30 % |
| Niederspannung | 30 % |

Das für die Berechnung benötigte Hochlastzeitfenster wird vom jeweils zuständigen Netzbetreiber ermittelt und veröffentlicht. Das berechnete Hochlastfenster kann einen nur sehr kurzen Zeitraum ausmachen, sodass es für Unternehmen relativ einfach sein kann, die eigene Bezugsspitze außerhalb des definierten Zeitraums zu legen.

Der Letztverbraucher muss außerdem nach § 19 Abs. 2 Satz 2 auch die Möglichkeit eines individuellen Netzentgeltes haben, wenn der jährliche Stromverbrauch 10 GWh übersteigt und eine Benutzungsstundenzahl von jährlich mindestens 7.000 Stunden erreicht wird [41]. Hierbei darf das Netzentgelt 20 Prozent nicht unterschreiten. Weist das Unternehmen eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.500 Stunden bzw. 8.000 Stunden auf, so kann das Netzentgelt bis auf 15 Prozent bzw. 10 Prozent reduziert werden.

Begrenzung der Stromsteuer

Die Ermäßigung beziehungsweise Befreiung von der Stromsteuer ist im Stromsteuergesetz (StromStG) in den §§ 9 und 10 geregelt [42]. Hierzu werden die relevanten Regelungen erläutert.

Unter folgenden Voraussetzungen kann der Strom nach § 9 StromStG von der Stromsteuer befreit werden:

- Strom, der aus einem Netz entnommen wird, in das ausschließlich Strom aus Erneuerbaren Energiequellen eingespeist wird.
- Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird.
- Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 2 MW erzeugt und in räumlicher Nähe vom Betreiber der Anlage oder von Letztverbrauchern genutzt wird.
- Strom, der während einer Störung der Stromversorgung von einer Notstromanlage erzeugt wird.

Für eine Vielzahl von Prozessen des produzierenden Gewerbes kann die Stromsteuer ebenfalls erlassen werden (§ 9a StromStG). Hierzu zählen unter anderem Elektrolyseprozesse, die Herstellung von Glas und keramischen Erzeugnissen, Metallbearbeitungsprozesse sowie chemische Reduktionsverfahren.

Eine Steuerentlastung in Höhe von 5,13 Euro/MWh kann gemäß § 9b StromStG für Unternehmen des produzierenden Gewerbes gewährt werden. § 10 des Stromsteuergesetzes räumt in Verbindung mit dem § 55 des Energiesteuergesetzes in Sonderfällen die

Möglichkeit ein, die Stromsteuer für elektrische Energie ab einem Sockelbetrag von 1.000 Euro zu reduzieren. Der Strom muss hierfür in einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes für betriebliche Zwecke genutzt werden. Für den Umfang dieses sogenannten „Spitzenausgleichs“ sind die Höhe der rentenversicherungspflichtigen Arbeitsentgelte und die Stromsteuerbelastung entscheidend.

Seit 2013 ist die Einführung eines Energiemanagementsystems nach ISO 50001, eines Umweltmanagementsystems nach EMAS oder vergleichbarer Maßnahmen und Systeme Bedingung für den Erhalt des Spitzenausgleichs. Durch die Einführung eines solchen Managementsystems wird gewährleistet, dass die Betriebe ihre Energieverbräuche systematisch erfassen, Einsparpotenziale ermitteln und kontinuierlich umsetzen.



4. Welche Erfahrungen machen die bayerischen Unternehmen?

Das Umlagenregime der Strompreisbestandteile und die Strommärkte bieten Unternehmen des produzierenden Gewerbes unterschiedliche Möglichkeiten, die Strombeschaffungskosten zu minimieren und zusätzliche Erlösmöglichkeiten zu generieren. Je nach Versorgungsstruktur der Unternehmen kann sich dies in unterschiedlichen Ausprägungen darstellen. Ist beispielsweise eine Eigenerzeugungsanlage in der Größenordnung von einigen MW vorhanden, so kann die gesamte Bandbreite des Marktes genutzt werden. Doch auch Verbraucher, die über keine Eigenerzeugung verfügen und deren Strombezug vergleichsweise gering ist, haben die Möglichkeit, individuell oder über Aggregatoren an den verschiedenen Märkten teilzunehmen. In diesem Kapitel werden die Erfahrungen der Unternehmen beschrieben, in welchem Maße sie am Handel teilnehmen und welche Änderungen aus ihrer Sicht zukünftig notwendig wären. Anschließend wird aufgezeigt, welche Möglichkeiten die unterschiedlichen Akteure der Energiewirtschaft sehen und welchen Beitrag die Unternehmen des produzierenden Gewerbes aus ihrer Sicht leisten können, um die Herausforderungen der Zukunft bewältigen zu können.

4.1 Systematik und Vorgehen der Befragung

Es haben acht Unternehmen des produzierenden Gewerbes an der Umfrage teilgenommen. Ihr Jahresstromverbrauch reicht von einigen GWh bis über 50 GWh. Sechs der befragten Unternehmen haben bereits 2012 an der Vorgängerstudie „Energiewende im Strommarkt – Chancen nutzen, Risiken vermeiden“ teilgenommen. Die Befragung der Unternehmen wurde in einem zweistufigen Prozess durchgeführt. In einem Fragebogen wurde die allgemeine Situation der Unternehmen abgefragt. Hierbei ging es darum, sich ein Bild von der aktuellen Versorgungsstruktur zu machen und mögliche Potenziale zur Teilnahme an Märkten und zur Verminderung von Bezugskosten zu identifizieren. Anschließend wurden die Unternehmen in einem persönlichen Gespräch individuell befragt, um die durch die Fragebögen identifizierten Eigenheiten gezielt analysieren zu können.

Zudem wurden ein Netzbetreiber, ein Stadtwerk und ein Industriedienstleister mit Eigenerzeugung befragt, um ein breites Spektrum an Aussagen und Meinungen einfangen zu können. Die Abfrage fand ebenfalls mit Fragebögen statt, die jedoch in diesen Fällen mittels längerer, individueller Gespräche gefüllt wurden.

Die Auswahl der Interviewpartner ermöglicht es, einen guten Querschnitt über die aktuelle Situation der Erlösmöglichkeiten und zur Bezugskostenoptimierung abzubilden. Da die Umfrage auf allen Ebenen qualitativen Ursprungs war, wird hier auf eine prozentuale Auswertung der Inhalte verzichtet.

4.2 Unternehmen des produzierenden Gewerbes

Die Befragung von acht Unternehmen bezüglich ihrer Strombezugsstruktur und ihren Möglichkeiten zur Teilnahme an den Strommärkten soll veranschaulichen, in welchen Bereichen unterschiedliche Unternehmen heute bereits tätig sind und in welchen Bereichen sie sich ein Engagement in Zukunft vorstellen können. Die Kernpunkte der Befragung waren, mit welchen technischen Mitteln Unternehmen eine Teilnahme an den Märkten umsetzen, welche Probleme sich daraus ergeben können und welche Potenziale eventuell noch zur Verfügung stehen. Daneben wurden die Unternehmen befragt, in welchem Umfang sie von existierenden Möglichkeiten zur Reduzierung einzelner Strompreisbestandteile Gebrauch machen.

Es zeigt sich, dass etwa die Hälfte der Unternehmen von der Regelung reduzierter Netznutzungsentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV profitieren können. In einigen Fällen hat sich zudem gezeigt, dass die Prozesse nicht verschoben werden konnten, um unter die Regelung zu fallen. Darüber hinaus zeigte sich, dass einige Unternehmen aufgrund ihrer atypischen Fahrweise bereits ohne Anwendung eines Lastmanagements von den Reduzierungen profitieren können.

Individuelle Netznutzungsentgelte

Nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann ein Abnehmer bei Netznutzung zu besonderen Zeiten eine Reduzierung der Netznutzungsentgelte beantragen. Voraussetzung ist, dass vorliegende oder prognostizierte Verbrauchsdaten offensichtlich zeigen, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebenen abweicht. Das zu vereinbarende individuelle Netzentgelt darf jedoch 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes nicht unterschreiten.

Viele der befragten Unternehmen verfügen über Eigenerzeugungsanlagen wie Blockheizkraftwerke (BHKW), Photovoltaikanlagen (PV) oder Gas- und Dampfanlagen (GuD) bzw. Gasmotoren. Ein Teil der Unternehmen plant auch, die Eigenerzeugung in Zukunft weiter auszubauen.

Die meisten Unternehmen beziehen ihren Strom über Energieversorgungsunternehmen. Ein Unternehmen gab jedoch an, seinen Strom über einen strukturierten Börsenhandel zu beschaffen. Grundsätzlich sind jedoch alle befragten Unternehmen sehr gut über die aktuelle Situation am Strommarkt und in Bezug auf das Umlagenregime informiert.

Als Fazit der Befragung mit Blick auf die Zukunft lässt sich sagen, dass fast alle befragten Unternehmen an Tarifen interessiert wären, die auch eine flexible Stromabnahme verlangen würde. Ausreichende Anreize hierfür sind jedoch momentan nicht vorhanden.

Entlastungen für energieintensive Unternehmen

Während bis auf eine Ausnahme alle Unternehmen angaben, die Reduzierungsmöglichkeiten nach § 19 Abs. 2 StromNEV zu kennen, gab nur etwa die Hälfte der befragten Unternehmen an, von der Regelung auch Gebrauch zu machen. In den meisten Fällen, in denen die Kostenersparnisse nicht geltend gemacht werden können, liegt dies daran, dass eine zeitliche Verschiebung der Einzelprozesse den gesamten Produktionsprozess derart einschränken würde, dass der geregelte Betrieb nicht mehr möglich ist.

„Der Ablauf der Prozesse in unserem Unternehmen ermöglicht es uns nicht, an der Regelung individueller Netznutzungsentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV teilzuhaben.“
Thomas Küfner, Brose Fahrzeugteile GmbH & Co. KG

Die Unternehmen, die von Reduzierungen profitieren können, sehen diese als sinnvolles und wichtiges Instrument an. Die Regelung nach § 19 Abs. 2 StromNEV bietet einerseits für Unternehmen die Möglichkeit, im internationalen Wettbewerb konkurrenzfähig zu bleiben und den Standort Deutschland attraktiv zu gestalten.

„Die Entlastungen für energieintensive Unternehmen sind für unser Unternehmen lebensnotwendig. Eine Erhöhung der Abgaben, wie die Anwendung der vollen EEG-Vergütung, würden die Glasproduktion in Deutschland unwirtschaftlich machen und uns zum Abwandern zwingen.“
Johannes Bock, HEINZ Glas GmbH

Andererseits ist sie aus Sicht der Unternehmen auch ein gutes Instrument, um Lastspitzen in den Netzen zu vermeiden. Ein Problem der Verordnung ist jedoch, dass die Festlegung der Hochlastzeitfenster nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV starr erfolgt. Sie werden von den Verteilnetzbetreibern auf Basis der Lastwerte des vergangenen Jahres für das jeweils kommende Jahr festgelegt. Somit erlaubt sie zwar, Lastspitzen zu vermeiden, eine Reaktion auf kurzfristige Erzeugungsspitzen aus Photovoltaik oder Wind wird jedoch von der Regelung nicht abgedeckt.

Daneben beklagte ein Unternehmen die Regelung der Verminderung der Netznutzungsentgelte nach der Systematik des physikalischen Pfades, der Unternehmen im ländlichen Raum benachteiligt.

Physikalischer Pfad

Der physikalische Pfad bildet die Grundlage der Berechnung individueller Netznutzungsentgelte nach § 19 Abs. 2 Satz StromNEV. Demnach zahlen Verbraucher, die näher an geeigneten Erzeugungsanlagen oder Netzknoten liegen, ein geringeres Netzentgelt als Verbraucher, die weiter davon entfernt sind. Grundlage hierfür sind die Kosten, die bei den Unternehmen anfallen würden, wenn diese sich direkt an den entsprechenden Erzeuger anschließen würden.

Fehlende Anreize zur Lastflexibilisierung

Durch die Festlegung von Hochlastzeitfenstern und der damit verbundenen Reduzierung von Lastspitzen im Netz können Unternehmen bereits Anteil an der erfolgreichen Umsetzung einer intelligenten Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch nehmen. Die Unternehmen sehen jedoch zusätzliche Anreize, wie sie beispielsweise durch den existierenden Mechanismus der Regelleistungsbereitstellung existieren, als nicht umsetzbar an. Dies liegt zum einen an den langen Angebotsscheiben, die ab 2018 reduziert werden, aber auch an den Mindestleistungen. Auf der anderen Seite geben sie an, dass sie in der Lage wären, kurzfristiger auf kritische Netzsituationen reagieren zu können.

„Produkte zur Lastverschiebung sind für uns prinzipiell interessant. Gerne würden wir auch die Netzbetreiber in Engpasssituationen unterstützen. Es fehlen Produkte, die dies ermöglichen und für uns attraktiv sind.“
Dr. Claus Heubeck, Diehl Metall Stiftung & Co. KG

Eigenerzeugungsanlagen und EEG-Umlage

Einige Unternehmen berichten, dass sie über Eigenerzeugungsanlagen verfügen. Diese werden einerseits verwendet, um den Lastbezug gleichmäßig gestalten und dadurch die Vergütung nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV beanspruchen zu können. Andererseits ist die Eigenerzeugung in der Regel preisgünstiger, als den Strom über das Netz zu beziehen. An dieser Stelle sei jedoch auf die Regelung nach [25] verwiesen, nach der eine Befreiung der EEG-Umlage nur für Eigenerzeugungsanlagen gilt, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen wurden. Die EEG-Umlage, welche auf die in EEG-Anlagen produzierte Energie anfällt, ist seit dem 1. Januar 2017 auf 40 Prozent festgelegt. Ausgenommen davon sind Anlagen unter 10 kW Spitzenleistung und einem maximalen Jahresverbrauch von 10 MWh, sie zahlen keine EEG-Umlage.

„Wir haben für unser Werk zwei PV-Anlagen, die komplett zur Eigenerzeugung verwendet werden. Wir regeln diese auch an Zeiten geringen Verbrauchs, beispielsweise am Wochenende, ab.“
Gerhard Bauer, TVU Textilveredlungunion GmbH & Co.

„Wir betreiben PV-Eigenverbrauchsanlagen auch, um die Zahlungen durch das EEG an Standorten zu kompensieren, die die volle EEG-Zahlung leisten müssen.“
Johannes Bock, HEINZ Glas GmbH

Darüber hinaus haben einige Unternehmen auch angegeben, dass sie durch Eigenerzeugungsanlagen und verschiebbare Prozesse Sekundär- und Minutenregelleistung anbieten. Die Auswertungen in Kapitel 3.1.3 zeigen jedoch, dass die zu erwartenden Erlöse aus diesen Märkten seit mehreren Jahren rückläufig sind.



Wir verwenden unsere Notstromaggregate, um Minutenreserveleistung anzubieten.
Dr. Claus Heubeck, Diehl Metall Stiftung & Co. KG



Für unseren Industriepark betreiben wir ein Gaskraftwerk mit Wärmeauskopplung (Kraft-Wärme-Kopplung KWK). Das Hauptprodukt für unsere Kunden ist Wärme, die Stromerzeugung reicht jedoch aus, dass wir den gesamten Industriepark mit Elektrizität versorgen. Überschussmengen aus der Stromerzeugung werden vermarktet.
Udo Hammer, Mainsite GmbH

4.3 Unternehmen der Energiewirtschaft

Neben den Unternehmen des produzierenden Gewerbes wurden im Rahmen des Leitfadens ein Verteilnetzbetreiber, ein Stadtwerk und ein Industriedienstleister mit einer Eigenerzeugungsanlage befragt. Dies ermöglicht neben der Ebene des Verbrauchs, auch eine Betrachtung der Ebenen Erzeugung und Transport im Stromsektor.

Ergänzend zu der Diskussion über reduzierte Netznutzungsentgelte konnten auch interessante Einblicke in mögliche Beiträge der Unternehmen zur Umsetzung der Energiewende gewonnen werden.

Die Thematik reduzierter Netznutzungsentgelte war auch hier ein wichtiger Punkt der Gespräche. Vor allem die Verteilnetzbetreiber sehen hierin ein sinnvolles Element, wenn Verbraucher ihr Profil tatsächlich anpassen, um die Netzlast gleichmäßiger zu gestalten. Analog zu den Unternehmen des produzierenden Gewerbes wurde an diesem Punkt angemerkt, dass eine kurzfristigere Festlegung der Hochlastzeitfenster dem Instrument einen größeren Hebel verleihen würde. In diesem Fall könnte der Verbrauch bereits auf die Erzeugung volatiler Einspeiser wie Photovoltaik oder Wind angepasst werden. Dies würde erlauben, dass Energie in der Netzebene verbraucht wird, in der sie auch erzeugt wird. Um hierbei jedoch eine Zuverlässigkeit generieren zu können, würden sich die Netzbetreiber von den Unternehmen verbindliche Zusagen wünschen. In diesem Fall könnte der Aspekt atypische Netznutzung auch in den Planungsprozess integriert werden und somit zusätzlicher Netzausbau vermieden werden.



Viele unserer Kunden nutzen die Regelung nach § 19 Abs. 2 StromNEV. Wir können das jedoch nicht in unserer Netzplanung berücksichtigen, da eine Vielzahl der Kunden das Sonderentgelt ohne eine aktive Verlagerung ihrer Lastspitze in Anspruch nehmen können.
Johannes Brantl, Bayernwerk AG

Eine Möglichkeit, wie Unternehmen in Zukunft einen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende leisten können, sieht der befragte Verteilnetzbetreiber in der Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Hierbei steht natürlich die Bereitstellung von Regelleistung im Vordergrund, da sich auch in dieser Befragung gezeigt hat, dass durchaus Potenziale zur Lastverschiebung in Unternehmen vorhanden sind. Aus den Aussagen von Unternehmen und Vertretern aus der Energiewirtschaft kann jedoch gefolgert werden, dass regionale Märkte für die Bereitstellung von Flexibilität sinnvoll sein können. Daneben könnte sich aber in Zukunft auch ein aktives Blindleistungsmanagement durch die Unternehmen als wichtiger Beitrag für das Voranbringen der Energiewende erweisen.

5. Appendix

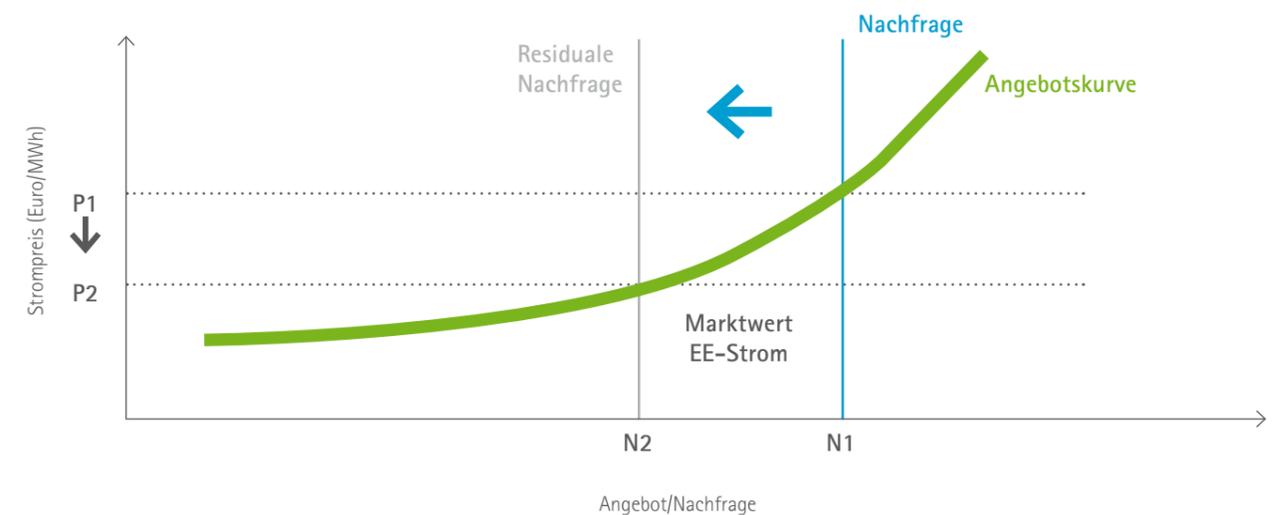
5.1 Hintergrundinformationen

Merit-Order-Effekt

Unter dem Merit-Order-Effekt versteht man die Verschiebung der Nachfragekurve durch Einspeisung von regenerativem Strom, was eine Senkung des Stromgroßhandelspreises zur Folge hat. Die residuale Nachfrage ist jene, die nicht durch Erzeugung aus regenerativen Kraftwerken gedeckt werden kann. Eine erhöhte Einspeisung aus Erneuerbaren Energien führt also zunächst zu einer verringerten Residuallast, dann zu einer Verschiebung der Nachfragekurve und schließlich zu einer Absenkung des Strompreises.

Regenerativ erzeugter Strom aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen kann mit Grenzkosten von nahezu 0 Euro/MWh bewertet werden, da keine Brennstoffkosten anfallen. Bei einer Vergütung nach Einspeisevergütungssätzen und Vermarktung nach dem EEG durch den Übertragungsnetzbetreiber wird der Strom an der Börse preisunabhängig platziert, was zu extrem negativen Preisen führen kann. Im Rahmen der Direktvermarktung kann der Strom aus EEG-Anlagen zu moderaten negativen Preisen platziert werden. Die Kosten, die dem Direktvermarkter durch negative Preise entstehen, werden durch die Erlöse der Marktprämie – bis zu einem veränderbaren, negativen Preis – kompensiert. Somit kann Strom aus Erneuerbaren Energien alle konventionellen Kraftwerke unterbieten und verdrängt die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten. Hiervon sind bislang vorrangig Öl- und Gaskraftwerke betroffen. Abbildung 5.1 visualisiert diesen Sachverhalt. Der Merit-Order-Effekt ist allerdings ein kurzfristiger Preiseffekt, der unter anderem nicht berücksichtigt, dass eine verstärkte Einspeisung regenerativer Energie langfristig die Struktur des konventionellen Kraftwerkparks ändern wird [22]. Wenn dieser Strukturänderung des Kraftwerkparks nicht durch regulatorische Maßnahmen begegnet wird, kann der Effekt dazu führen, dass die Residuallast bei geringer Erzeugung aus Erneuerbaren Erzeugungsanlagen nicht durch den konventionellen Kraftwerkpark gedeckt werden kann.

Abb. 5.1: Merit-Order-Effekt, eigene Darstellung



Terminmarkt

Der Terminmarkt in Deutschland wird von der EEX-Tochter EEX Power Derivatives GmbH betrieben. Die im Terminmarkt gehandelten Produkte ermöglichen den Marktteilnehmern eine langfristige Absicherung gegen zukünftige Strompreisschwankungen. Dies wird in Zukunft immer bedeutender, da unter anderem aufgrund der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien von einer zunehmenden Volatilität der Preise ausgegangen werden kann. Gehandelt werden am Terminmarkt sowohl Futures als auch Optionen auf diese Futures.

Futures hängen unmittelbar mit den Ergebnissen des Spotmarktes zusammen. Am Spotmarkt wird für unterschiedlich lange Perioden der sogenannte Phelix-Index (Physical Electricity Index) gebildet. Dieser stellt den durchschnittlichen Spotmarktpreis einer Handelsperiode dar. Aufbauend auf diesem Underlying werden Futures als Terminkontrakte zur Absicherung der zukünftigen Spotmarktpreise gehandelt. Handelbar sind unterschiedliche Varianten. So werden beispielsweise Monats- und Quartalfutures oder Base-, Off-Peak- und Peak-Futures angeboten und erworben. Die Erfüllung der Futures erfolgt rein finanziell als Barausgleich.

An der EEX werden außerdem Optionen auf die Futures gehandelt. Es besteht die Möglichkeit, Call- und Put-Optionen zu kaufen und zu verkaufen. Unter Call-Optionen versteht man allgemein eine Berechtigung zum Kauf zu einem vorher festgelegten Preis, unter Put-Optionen die Berechtigung zum Verkauf. Durch die Ausübung einer Option wird die jeweilige Future-Position zum vereinbarten Ausübungspreis eingebucht [20].

5.2 Glossar

Arbeitsentgelt

Ist Bestandteil des Netznutzungsentgeltes und wird in Euro pro kWh berechnet. Das zu zahlende Arbeitsentgelt ergibt sich aus dem Produkt des jeweiligen Arbeitspreises und der entnommenen elektrischen Arbeit.

Ausgleichsenergie

Ausgleichsenergie ist eine Größe, die für die Differenz von geplanter und tatsächlicher Erzeugung und Verbrauch eines Bilanzkreises berechnet wird. Sie kann sowohl negativ als auch positiv sein und wird in Intervallen von 15 Minuten ermittelt.

Benutzungsstunden

Die Benutzungsstunden ergeben sich aus der Jahresnutzungsdauer. Diese lässt sich wiederum aus dem Quotienten der entnommenen Arbeit und der in Anspruch genommenen Jahreshöchstleistung eines Abrechnungsjahres berechnen. Die Benutzungsstundenzahl wird zur Ermittlung der Netzentgelte benötigt.

Bilanzkreis

Ein Bilanzkreis ist der Zusammenschluss von Erzeugern und Verbrauchern in einem definierten Verantwortungsbereich. Jeder Bilanzkreis wird von einem Bilanzkreis-verantwortlichen geleitet, der täglich einen Fahrplan über Erzeugung und Verbrauch in viertelstündlicher Auflösung erstellt und beim Übertragungsnetzbetreiber anmeldet.

Bilanzkreisverantwortlicher

Siehe Bilanzkreis

Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur ist eine deutsche Regulierungsbehörde, deren Aufgabe die Förderung und Aufrechterhaltung des Wettbewerbs in Netzmärkten ist. Unter anderem fällt die Regulierung der Strom- und Gasmärkte in ihren Aufgabenbereich. Die Behörde genehmigt außerdem die Netzentgelte der Strom- und Gasnetzbetreiber.

Dargebotsabhängigkeit

Dargebotsabhängigkeit bezeichnet die Abhängigkeit von einem zur Verfügung stehenden Angebot. Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen können zum Beispiel nur bei Wind oder Sonne betrieben werden und Strom erzeugen.

Demand Response

Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst.

Demand Side Management

Bei Demand Side Management fehlt im Gegensatz zu Demand Response das zentrale Wissen, welche Verbraucher mit welcher Leistung wie geschaltet werden können. Eine unbekannte Anzahl an Anlagen reagiert mit einem nur in Grenzen vorher bekannten Verhalten auf Signale (wie zum Beispiel kurzfristige Preisänderungen).

EEG-Umlage

Über die EEG-Umlage werden die Kosten der Förderung von Erneuerbaren Energien auf die Endverbraucher umgelegt. Die Höhe der Umlage wird an die tatsächlichen Kosten angepasst und beträgt für das Jahr 2017 6,880 ct/kWh für nicht privilegierte Letztverbraucher.

Entgelt für Blindarbeit

Ist Bestandteil des Netznutzungsentgeltes und wird in Euro pro kvarh angegeben. Es ist, je nach Stromliefervertrag, für bezogene Blindarbeit zu entrichten.

Erneuerbare-Energien-Gesetz

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) trat am 01. April 2000 in Kraft und regelt die Förderung Erneuerbarer Energien in Deutschland. Die letzte Novelle trat im Jahr 2017 in Kraft.

European Power Exchange

Die European Power Exchange (EPEX SPOT SE) ist eine Börse mit Sitz in Paris, an der unter anderem Strom für Deutschland und andere Ländermärkte gehandelt wird. Der an der EPEX ermittelte Strompreis kann als Referenzpreis angesehen werden.

Fahrplan

Siehe Bilanzkreis

Gleichzeitigkeitsgrad

Durch den Gleichzeitigkeitsgrad soll eine verursachungsgerechte Zuteilung der Netzentgelte erfolgen. Zu diesem Zweck wird der Quotient der Jahreskosten der Netz- und Umspannebenen und der zeitgleichen Jahreshöchstlast gebildet. Die Verteilung der Kosten erfolgt anschließend nach einer festgelegten Funktion.

Individuelle Netznutzungsentgelte

Nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV kann ein Abnehmer bei Netznutzung zu besonderen Zeiten eine Reduzierung der Netznutzungsentgelte beantragen. Voraussetzung ist, dass vorliegende oder prognostizierte Verbrauchsdaten offensichtlich zeigen, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Das zu vereinbarende individuelle Netzentgelt darf jedoch 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes nicht unterschreiten.

Jahresleistungsentgelt

Ist Bestandteil des Netznutzungsentgeltes in Euro pro kW. Es ergibt sich aus dem Produkt des jeweiligen Jahresleistungspreises und der Jahreshöchstleistung.

Lastprofil

Das Lastprofil (auch Lastgang genannt) zeigt in einem Diagramm den Verlauf der Last über die Zeit. Das Lastprofil von Großverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh wird über Messungen ermittelt. Kleinere Verbraucher werden über ein Standardlastprofil abgerechnet, das eine Näherung an das Verbrauchsverhalten des jeweiligen Kunden abbildet.

Leistungsspitze

Ist die höchste abgerufene Leistung eines Lastprofils an einer Entnahmestelle. Leitungen und andere Betriebsmittel müssen entsprechend dieser Leistungsspitze dimensioniert werden. Die Verschiebung der Leistungsspitze in einem Tageslastprofil kann zur Entlastung der Netzsituation beitragen. Die Jahresspitzenlast ist relevant für die Berechnung der Netzentgelte.

Merit-Order

Als Merit-Order bezeichnet man das Prinzip der Preisfindung an der Strombörse. Erzeuger bieten ihre Energie üblicherweise zu ihren Grenzkosten an. Beginnend mit den niedrigsten Angeboten wird die Nachfrage gedeckt. Das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis für die jeweilige Stunde (Market Clearing Price).

Merit-Order-Effekt

Der Merit-Order-Effekt bezeichnet die Verdrängung von Kraftwerken mit hohen Grenzkosten durch Strom aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, wie zum Beispiel Windenergie- oder Photovoltaikanlagen. Durch diesen Effekt sinkt der Preis an der Strombörse EEX.

Mittlere Leistung

Als Mittlere Leistung bezeichnet man das arithmetische Mittel der Leistung einer Entnahmestelle über einen definierten Zeitraum.

Netzentgelt

Das Netzentgelt oder Netznutzungsentgelt wird von den Netzbetreibern für die Nutzung der Netze gemäß der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) vom Endkunden erhoben. Das Netzentgelt richtet sich nach der Anschlussebene der Entnahmestelle, den vorhandenen Messvorrichtungen an der Entnahmestelle sowie der Benutzungstundenzahl. Die Bestandteile des Netzentgelts sind – im Falle von Verbrauchsstellen mit Leistungsmessung – Grundpreis, Jahresleistungsentgelt, Arbeitsentgelt und gegebenenfalls ein Entgelt für die übertragene Blindarbeit. Verbrauchsstellen ohne Leistungsmessung (< 100.000 kWh/a) müssen dagegen lediglich einen Arbeits- und Grundpreis zahlen.

Regelenergie

Regelenergie oder auch Regelleistung wird eingesetzt, um die Netzfrequenz auf dem Sollwert von 50 Hertz zu halten. Nach Reaktionszeit und Abrufprinzip wird zwischen drei Arten von Regelleistung unterschieden: Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve. Man differenziert außerdem zwischen positiver und negativer Regelleistung und -energie. Positive Regelenergie kommt zum Einsatz, wenn kurzfristig eine Unterdeckung der Stromnachfrage vorliegt, zum Beispiel durch einen Kraftwerksausfall. Negative Regelenergie wird im Falle eines Leistungsüberschusses benötigt.

Volllaststunden

Die Volllaststunden ergeben sich als Quotient der verbrauchten beziehungsweise erzeugten Energiemenge pro Jahr und der Höchstleistung der jeweiligen Anlage.

5.3 Checklisten**Checklisten: Entlasungen und Befreiungen von Entgelten, Umlagen und Steuern**

Um die Strompreise für Großverbraucher des produzierenden Gewerbes zu verringern, bietet es sich für Betriebe an, die gesetzlich geregelten Ausnahmen in diesem Bereich genauer zu betrachten.

Relevant sind die Ermäßigungen in den Bereichen EEG-Umlage, Netzentgelt und Stromsteuer. Für die EEG-Umlage und das Netzentgelt wurden Checklisten zur Prüfung der bestehenden Möglichkeiten erstellt. Im Bereich der Stromsteuer wurde eine Checkliste erstellt, die einen ersten Eindruck über die Möglichkeit der Reduzierung der Stromsteuer vermitteln soll. Für eine detaillierte Prüfung der Sachlage wird auf Unterlagen des Bundesfinanzministeriums verwiesen.

Checkliste: EEG-Umlage

| | Voraussetzung für die Begrenzung der EEG-Umlage ... | |
|---|---|--|
| | erfüllt | nicht erfüllt |
| Begrenzung der EEG-Umlage Nach den §§ 60 bis 64 des EEG können Betriebe eine Ermäßigung auf die EEG-Umlage erhalten. | | |
| Welche Strommenge haben Sie im abgeschlossenen Geschäftsjahr bezogen? | > 1 GWh | ≤ 1 GWh |
| Grundsätzlich besteht ab einem Stromverbrauch ab einer GWh die Möglichkeit der Umlageermäßigung. Falls Sie mindestens 1 GWh und weniger als 5 GWh verbraucht haben, benötigen Sie ein System zur Verbesserung der Energieeffizienz nach § 3 SpaEfV. Bei einem Verbrauch von mehr als 10 GWh muss ein zertifiziertes Energie- oder Umweltmanagementsystem durchgeführt werden. | | |
| Welchen Anteil nehmen die Stromkosten an der Bruttowertschöpfung Ihres Unternehmens ein? | ≥ 14 % | < 14 % |
| Das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens muss für eine Umlagebegrenzung mindestens 14 %, bzw. 17 % betragen. Diese Grenze ist branchenabhängig, die Listen können der Anlage 4 EEG 2017 entnommen werden. | | |
| Ergebnis: | | |
| Sind die beiden oben aufgeführten Bedingungen erfüllt, kann die EEG-Umlage entsprechend folgender Tabelle begrenzt werden: | | |
| | Grenzen | Begrenzung der EEG-Umlage |
| | ≤ 1 GWh | keine Begrenzung |
| | > 1 GWh, Branche nach Liste 1 der Anlage 4 EEG 2017 und Stromkostenintensität > 17 % | Reduzierung auf 15 % der EEG-Umlage |
| | > 1 GWh, Branche nach Liste 2 der Anlage 4 EEG 2017 und Stromkostenintensität > 20 % | Reduzierung auf 15 % der EEG-Umlage |
| | > 1 GWh, Branche nach Liste 1 der Anlage 4 EEG 2017 und Stromkostenintensität > 14 % und < 17 % | Reduzierung auf 20 % der EEG-Umlage |

Wurden beide Fragen mit „erfüllt“ beantwortet, kann ein Antrag auf Begrenzung der EEG-Umlage beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eingereicht werden.

Checkliste: Netzentgelt

Voraussetzung für die Befreiung von Netzentgelt ...

erfüllt nicht erfüllt

Befreiung vom Netzentgelt und individuelles Netzentgelt

Laut § 19 StromNEV besteht die Möglichkeit, die Netzentgelte im Rahmen individueller Netzentgelte um bis zu 80 % zu reduzieren, wenn der eigene Höchstlastbeitrag erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen der Netzebene abweicht. Außerdem ist unter gewissen Umständen eine Befreiung um bis zu 90 % der Netzentgelte möglich.

1. Möglichkeit: Reduzierung von Netzentgelten nach § 19 Abs. 2

| | | |
|---|-----------|-----------|
| Welche Strommenge haben Sie im abgeschlossenen Geschäftsjahr bezogen? | > 10 GWh | ≤ 10 GWh |
| Wie viele Benutzungsstunden hat Ihr Betrieb im Jahr? Möglichkeit der Reduzierung auf bis zu 20 % | ≥ 7.000 h | < 7.000 h |
| Wie viele Benutzungsstunden hat Ihr Betrieb im Jahr? Möglichkeit der Reduzierung auf bis zu 15 % | ≥ 7.500 h | < 8.000 h |
| Wie viele Benutzungsstunden hat Ihr Betrieb im Jahr? Möglichkeit der Reduzierung auf bis zu 10 % | ≥ 8.000 h | < 8.760 h |

2. Möglichkeit: Reduzierung des Netzentgelts

Prüfung in zwei Schritten:

1. Berechnung der Erheblichkeitsschwelle für einen Letztverbraucher (LV) in Bezug auf ein vom jeweiligen Netzbetreiber ermitteltes und veröffentlichtes Hochlastzeitfenster mit Hilfe folgender Formel:

$$\frac{(\text{Jahreshöchstlast des LV}) - (\text{höchste Last des LV im Hochlastzeitfenster})}{\text{Jahreshöchstlast des LV}} \times 100$$

2. Abgleich des berechneten Wertes mit der Tabelle in Abhängigkeit der Spannungsebene, aus der elektrische Energie entnommen wird:

| Netz-/Umspannebene | Erheblichkeitsschwelle |
|-------------------------------|------------------------|
| Höchstspannung | 5 % |
| Höchstspannung/Hochspannung | 10 % |
| Hochspannung | 10 % |
| Hochspannung/Mittelspannung | 20 % |
| Mittelspannung | 20 % |
| Mittelspannung/Niederspannung | 30 % |
| Niederspannung | 30 % |

Der Antrag für die Befreiung vom Netzentgelt oder für individuelle Netzentgelte ist bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu stellen.

Checkliste: Stromsteuerbefreiung

Voraussetzung für eine Befreiung von der Stromsteuer...

erfüllt nicht erfüllt

Steuerbefreiung nach §§ 9 und 9a Stromsteuergesetz

Nach Maßgabe der §§ 9 und 9a Stromsteuergesetz können Betriebe des produzierenden Gewerbes eine Befreiung im Bereich der Stromsteuer erhalten.

| | | |
|---|-----------------------------|-------------------------------|
| Beziehen Sie Ihren Strom aus einem Netz, in das ausschließlich Strom aus regenerativer Erzeugung eingespeist wird? (§ 9 StromStG) | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Beziehen Sie Strom, der wiederum zur Stromerzeugung genutzt wird? (§ 9 StromStG) | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Verbrauchen Sie Strom, der in Anlagen < 2 MW in der Nähe des Standorts Ihres Unternehmens produziert wird? (§ 9 StromStG) | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Betreiben Sie einen oder mehrere der folgenden Prozesse? (§ 9a StromStG) | | |
| Elektrolyse | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Herstellung von Glas und Glaswaren, keramischen Erzeugnissen, keramischen Wand- und Bodenfliesen und -platten, Ziegeln und sonstiger Baukeramik, Zement, Kalk und gebranntem Gips, Erzeugnissen aus Beton, Zement und Gips, keramisch gebundenen Schleifkörpern, mineralischen Isoliermaterialien, Asphalt, Waren aus Graphit oder anderen Kohlenstoffen, Erzeugnissen aus Porenbetonherzeugnissen und mineralischen Düngemitteln zum Trocknen, Brennen, Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen, Tempern oder Sintern der vorgenannten Erzeugnisse oder der zu ihrer Herstellung verwendeten Vorprodukte | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Metallerzeugung und -bearbeitung, Herstellung von Metallerzeugnissen für die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen, gewalzten Ringen und pulvermetallurgischen Erzeugnissen und zur Oberflächenveredlung und Wärmebehandlung jeweils zum Schmelzen, Erwärmen, Warmhalten, Entspannen oder sonstigen Wärmebehandlung | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Chemische Reduktionsverfahren | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |

Wurde mindestens eine der Fragen mit Ja beantwortet, ist eine Befreiung von der Stromsteuer möglich. Der Antrag hierzu ist beim Hauptzollamt zu stellen.

| Checkliste: Stromsteuerentlastung | | |
|---|---|-------------------------------|
| | Voraussetzung für eine Entlastung von der Stromsteuer ... | |
| | erfüllt | nicht erfüllt |
| Steuerentlastung nach § 9b Stromsteuergesetz Nach Maßgabe des § 9b des Stromsteuergesetzes können Betriebe des produzierenden Gewerbes eine Entlastung von 5,13 Euro/MWh im Bereich der Stromsteuer erhalten. | | |
| Können Sie nachweisen, dass Sie einen Teil Ihres Stroms für die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft oder mechanischer Energie nutzen? (§ 9b StromStG) Eine Steuerentlastung wird nur gewährt, soweit der Betrag 250 Euro übersteigt. | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |

Wurde die Frage mit JA beantwortet, ist eine Befreiung von der Stromsteuer möglich. Der Antrag hierzu ist beim Hauptzollamt zu stellen.

Steuerentlastung nach § 10 Stromsteuergesetz

Neben den Maßgaben der §§ 9 und 9a des Stromsteuergesetzes sind in § 10 weitere Regelungen für die Entlastung von der Stromsteuer - der sogenannte „Spitzenausgleich“ - definiert. Für eine detailliertere Prüfung der Möglichkeit auf Entlastung wird auf den Berechnungslleitfaden des Bundesfinanzministeriums verwiesen. Dieser ist unter folgendem Link abrufbar:

zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Strom/Steuerbeguenstigung/Steuerentlastungen/Steuerentlastung-nach-Par-10-StromStG/steuerentlastung-nach-par-10-stromstg_node.html

Checkliste: Verschiebbare Lasten

Durch eine Beteiligung am Regelleistungsmarkt kann ein Beitrag zu einer nachhaltigen Umweltpolitik geleistet werden, indem die Integration Erneuerbarer Energien in das Stromnetz begünstigt und das Stromversorgungssystem effizienter gestaltet wird. Die Versorgungszuverlässigkeit wird unterstützt und teure Spitzenlastkraftwerke werden entbehrlich. Dadurch können möglicherweise langfristig Kosten der Stromversorgung gesenkt und auf der anderen Seite zusätzliche Erlöse erzielt werden.

Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie müssen in jedem Moment ausgeglichen sein. Um unerwartete Schwankungen auszugleichen, wird über den Regelleistungsmarkt das Defizit ausgeglichen und das System in der Balance gehalten. Eine Vielzahl kleiner, schaltbarer Lasten und Erzeuger können von Demand Response Aggregatoren gebündelt und am Regelleistungsmarkt angeboten werden. Die Regelung bestimmter Verbraucher und Erzeuger beteiligter Unternehmen wird hierbei in einem definierten Rahmen vom Demand Response Aggregator übernommen. Den beteiligten Unternehmen bleibt jedoch das Recht vorbehalten, endgültig über einen Abruf zu entscheiden. Somit verlieren sie nicht die Entscheidungsmacht über ihre Anlagen. Für die Bereitstellung regelbarer Leistung und Erzeugung können die Teilnehmer, teilweise ohne Verhaltensänderung zusätzliche Erlöse erzielen.

Die vorliegende Checkliste soll Sie unterstützen, die Chancen am Regelleistungsmarkt abzuschätzen. Durch Beantwortung der Fragen können Sie ermitteln, ob Ihr Unternehmen grundsätzlich für eine Beteiligung am Regelleistungsmarkt geeignet ist. Dies kann auch der Fall sein, wenn nicht alle Fragen positiv beantwortet werden können. Um die Antworten vor dem Hintergrund der individuellen Situation bewerten zu können, wurde jedem Punkt eine Erläuterung beigefügt.

Wir empfehlen Ihnen, für die Klärung spezifischer Fragen oder der Einholung eines Angebotes, Kontakt zu einem Demand Response Aggregator oder einem Energieversorgungsunternehmen aufzunehmen.

| | Gute Voraussetzung ... | Mögliche Hürde ... |
|--|------------------------|--------------------|
| für den Einsatz von Demand Response | | |
| Grundvoraussetzung: Ausreichend Potenzial für Lastverschiebung Von Demand Response Aggregatoren wird aus wirtschaftlichen Gründen typischerweise eine verschiebbare Last von mindestens 500 kW vorausgesetzt. | | |
| Wie hoch ist der Jahresstromverbrauch? | > 2GWh | < 2 GWh |
| oder | | |
| Wie hoch ist die mittlere Leistung bei typischer Auslastung? Bei einem 1-Schicht-Betrieb stellt ein Jahresstromverbrauch von 2 GWh die untere Grenze dar, bei der unter günstigen Bedingungen ausreichend verschiebbare Last genutzt werden kann. Liegt die mittlere Verbrauchsleistung bei Produktion über 1 MW, ist die Voraussetzung für Demand Response möglicherweise erfüllt. | > 1 MW | < 1 MW |

Checkliste: Verschiebbare Lasten

| | Gute Voraussetzung ... | Mögliche Hürde ... |
|--|-----------------------------|-------------------------------|
| für den Einsatz von Demand Response | | |
| Identifikation verschiebbarer Lasten | | |
| Erfahrungsgemäß liegt der Wert einer ersten Einschätzung der Unternehmen deutlich unter dem tatsächlichen Potenzial. Demand Response Aggregatoren können bei der Ermittlung des tatsächlichen Potenzials helfen. Die folgenden Kennzahlen helfen bei der ersten Analyse. | | |
| Wie ist das Verhältnis von Spitzenlast und mittlerer Last? Spitzenlast / mittlere Last = _____ MW / _____ MW = _____ | > 2 | < 2 |
| oder | | |
| Wie ist das Verhältnis von mittlerer Last und minimaler Last? minimale Last / mittlere Last = _____ MW / _____ MW = _____ | > 2 | < 2 |
| Elektrische Verbraucher, die nicht kontinuierlich betrieben werden, können unter Umständen zeitlich verschoben werden. Unterschiede im Lastgang deuten auf solche Verbraucher hin. | | |
| Wie hoch ist die Leistung der Querschnittstechnologien? Über eine flexible Steuerung können die Betriebszeiten der Querschnittstechnologien (z. B. Raumluftechnik-Anlagen, Kälteerzeugung, Druckluft) teilweise verschoben werden. | > 500 kW | < 500 kW |
| Wie hoch ist die verschiebbare Leistung der Produktionsprozesse? Unter bestimmten Voraussetzungen kann es wirtschaftlich sein, auf Produktion zu verzichten und den hierfür nicht verbrauchten Strom durch Demand Response zu vermarkten. | > 250 kW | < 250 kW |
| Gibt es elektrische Verbraucher, die mit anderen Energieträgern (z. B. Erdgas) betrieben werden können? Unter bestimmten Voraussetzungen kann es wirtschaftlich sein, Strom zeitweilig durch andere Energieträger zu ersetzen, wie z. B. bei der Wärmeerzeugung. | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Besitzen Sie Plug-In-Elektrofahrzeuge? (auch Gabelstapler) Ein geregeltes Laden und Entladen kann am Regelleistungsmarkt vermarktet werden. | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |

Checkliste: Verschiebbare Lasten

| | Gute Voraussetzung ... | Mögliche Hürde ... |
|--|-----------------------------|-------------------------------|
| für den Einsatz von Demand Response | | |
| Eigene Erzeugungsanlagen als Ergänzung bei der Demand Response Vermarktung | | |
| Falls Demand Response umgesetzt wird, können die Erzeugungsanlagen zusätzlich für die Vermarktung genutzt werden. | | |
| Besitzen Sie Anlagen zur Eigenerzeugung? (z. B. BHKW) Durch flexible Steuerung kann der Zugang zum Regelleistungsmarkt erleichtert werden. | > 2 | < 2 |
| Besitzen Sie Notstromaggregate? Notstromaggregate können bedingt für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt genutzt werden. | > 2 | < 2 |
| Technische und organisatorische Rahmenbedingungen | | |
| Bestimmte Voraussetzungen im Unternehmen erleichtern die Umsetzung von Demand Response. | | |
| Sind Prozesse informationstechnisch angebunden und können technische Parameter zeitnah erfasst werden? Das Verschieben der elektrischen Last erfolgt in der Regel automatisiert. Daher muss eine informationstechnische Schnittstelle zwischen Betrieb und Demand Response Aggregator vorhanden sein. | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Betreiben Sie Lastmanagement? Wenn in einem Betrieb bereits Lastmanagement betrieben wird, sind schon Strukturen vorhanden, die eine Teilnahme am Regelleistungsmarkt erleichtern. | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Besitzen Sie Wärme-/Kälte-/Druckluftspeicher? | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Haben Sie Materiallager? | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |
| Produzieren Sie Just-in-Time? Speicher und Lager erleichtern eine Verschiebung der Erzeugung bzw. Produktion. Just-in-Time-Produktion erschwert die Umsetzung von Demand Response im Betrieb. | <input type="checkbox"/> ja | <input type="checkbox"/> nein |

6. Literaturverzeichnis

- [1] Definition Energiewende in: [duden.de/rechtschreibung/Energiewende](https://www.duden.de/rechtschreibung/Energiewende). Mannheim: Bibliographisches Institut GmbH, 2012
- [2] Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm der Bundesregierung in: [bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf](https://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/hintergrund_meseberg.pdf). Berlin: BMU, 2007
- [3] Klimaschutzplan 2050 (Entwurf) – Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), 2016
- [4] Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2013
- [5] Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern. Berlin: AG Energiebilanzen e. V., 2017
- [6] Bayerisches Energieprogramm – für eine sichere, bezahlbare und umweltverträgliche Energieversorgung. München: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, 2015
- [7] Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) – in der Fassung vom 15.07.1985, zuletzt geändert am 31.07.2011. Bonn: Bundesrepublik Deutschland, 1959
- [8] Kernkraftwerke in Deutschland – Meldepflichtige Ereignisse seit Inbetriebnahme. Salzgitter: Bundesamt für Strahlenschutz (BfS), 2012
- [9] Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen und Ausgabenpositionen nach § 3 (1) AusgMechAV. Berlin: Übertragungsnetzbetreiber, 2016
- [10] Zahlen und Fakten Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017
- [11] Länderarbeitskreis Energiebilanzen in: www.lak-energiebilanzen.de/. Bremen: Statistische Landesamt Bremen, 2017
- [12] Energie 2014. In: [statistik.bayern.de/statistik/energie/](https://www.statistik.bayern.de/statistik/energie/) (Abruf am 20.03.2016) (Archived by WebCite® at web.archive.org/web/20160126114731/). München: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2016
- [13] European Energy Exchange: Transparenzdaten. [eex.com/en/market-data#/market-data](https://www.eex.com/en/market-data#/market-data), laufende Aktualisierung seit 2014
- [14] Transparency Plattform. Brüssel: ENTSO-E, 2015. URL: [entsoe.eu](https://www.entsoe.eu) (Aufgerufen am 20.03.2016)
- [15] BDEW-Strompreisanalyse Februar 2017 – Haushalte und Industrie. : Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2017
- [16] BMWi: Energie in Deutschland – Trends und Hintergründe zur Energieversorgung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2010
- [17] Netztransparenz.de – Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in: [netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de). 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, 2014
- [18] BDEW: BDEW-Strompreisanalyse Mai 2012 – Haushalte und Industrie. Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2012
- [19] Marktdaten verschiedener Jahre in: [epexspot.com](https://www.epexspot.com). Paris: EPEX Spot, 2012
- [20] EEX Broschüre Märkte und Produkte in: [eex.com/de/about/eex/maerkte-und-produkte](https://www.eex.com/de/about/eex/maerkte-und-produkte). Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2017
- [21] Konstantin, Panos: Praxisbuch Energiewirtschaft – Energiewandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt. Stuttgart: Springer-Verlag, 2008
- [22] Huck, Malte; von Roon, Serafin: Merit Order des Kraftwerksparks – [ffe.de/publikationen/fachartikel/307-merit-order-des-kraftwerksparks](https://www.ffe.de/publikationen/fachartikel/307-merit-order-des-kraftwerksparks). München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), 2010
- [23] von Roon, Serafin; Huber, Matthias: Veränderung der Residuallast – Effekte auf die Strompreise in: *e|mjw* Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb, Nr.3, Juni 2010. Essen: *ener|gate gmbh & co. kg*, 2010
- [24] EEX Börsenratssitzung: Wirtschaftsfachmann bestätigt Referenzcharakter des Preisbildungsverfahrens. Leipzig: European Energy Exchange AG, 2008
- [25] Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien – Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2016
- [26] Gruber, Anna; Von Roon, Serafin; Fattler, Steffen: Wissenschaftliche Projektbegleitung des Projektes DSM Bayern. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2016
- [27] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; Transnet BW GmbH: Information zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung – Beitritt Frankreich (RTE) zum Internationalen Netzregelverbund (IGCC – International Grid Control Cooperation) in: Marktinformation der Übertragungsnetzbetreiber. [regelleistung.net](https://www.regelleistung.net), 2016
- [28] Mezger, T.: Technische Bewertung der Bereitstellung von Sekundärregelleistung mit Mikro-KWK-Anlagen – Diplomarbeit. München: Technische Universität München, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 2007
- [30] Berndt, Holger; Hermann, Mike; Kreye, Horst D.; Reinisch, Rüdiger; Scherer, Ulrich; Vanzetta, Joachim: TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber in: [regelleistung.net/ext/download/transmission2007](https://www.regelleistung.net/ext/download/transmission2007). Berlin: Verband der Netzbetreiber e. V. (VDN) beim VDEW, 2007
- [31] Beschluss BK6-10-099 in: [bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-099_Beschluss_2011_10_18.html). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2011
- [32] Bericht BK6-10-098 in: [bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-098_Beschluss_2011_04_12.html). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2011
- [33] Beschluss BK6-10-097 in: [bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2010/2010_0001bis0999/2010_001bis099/BK6-10-097bis-099/BK6-10-097_Beschluss_2011_04_12.html). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2011
- [34] Pelling, Christoph; Schmid, Tobias; et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 – Teilbericht: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FFE), 2016
- [35] Steck, Michael: EnEff:Stadt/Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen in: Workshop Virtuelle Kraftwerke. Berlin: BDEW, Fachausschuss "Dezentrale Erzeugungsstrukturen", 2010
- [36] Fattler, Steffen; Pelling, Christoph: Auswertungen und Analysen zur International Grid Control Cooperation. In: IEWT 2015. Wien, 2015
- [37] von Roon, Serafin; Wagner, Ulrich; Arndt, Ulli: Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? in: *BWK* Bd. 58 (2006) Nr. 6. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2006
- [38] EEG-Novelle 2017 – Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 8.7.2016 in: [bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/Erneuerbare-energien.html](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/Erneuerbare-energien.html). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2016
- [39] EEG-Novelle 2017 – Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 8.7.2016. Berlin: Bundesministerium für (BMWi), 2016
- [40] BNetzA: Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV in: [bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Leitfaeden/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_neu_2011_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer4/BK4_71_Individuelle_Netzentgelte_Strom/Leitfaeden/Leitfaden_indiv_Netzentgelte_2011/Leitfaden_neu_2011_node.html). Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), 2011
- [41] Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen – Stromnetzentgeltverordnung –StromNEV. Berlin: Bundesregierung Deutschland, 2016
- [42] Stromsteuergesetz (StromStG). Berlin: Bundesministerium der Justiz, aktualisierte Fassung vom 01.03.2011

Ansprechpartner

IHK Aschaffenburg

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Andreas Elsner
 Kerschensteinerstraße 9
 63741 Aschaffenburg
 ☎ 06021 880-132
 @ elsner@aschaffenburg.ihk.de
 🌐 aschaffenburg.ihk.de

IHK zu Coburg

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Rico Seyd
 Schloßplatz 5
 96450 Coburg
 ☎ 09561 7426-46
 @ seyd@coburg.ihk.de
 🌐 coburg.ihk.de

IHK für München und Oberbayern

Geschäftsbereich Innovation | Mobilität | Umwelt
 Björn Athmer
 Balanstraße 55-59
 81541 München
 ☎ 089 5116-1548
 @ athmer@muenchen.ihk.de
 🌐 ihk-muenchen.de

IHK für Niederbayern in Passau

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Erich Doblinger
 Nibelungenstraße 15
 94032 Passau
 ☎ 0851 507-234
 @ doblinger@passau.ihk.de
 🌐 ihk-niederbayern.de

IHK Nürnberg für Mittelfranken

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Dr.-Ing. Robert Schmidt
 @ robert.schmidt@nuernberg.ihk.de
 Dr. Ronald Künneth
 @ ronaldkuenneth@nuernberg.ihk.de
 Ulmenstraße 52
 90443 Nürnberg
 ☎ 0911 1335-431
 🌐 ihk-nuernberg.de

IHK für Oberfranken Bayreuth

Bereich Innovation | Unternehmensförderung
 Frank Lechner
 Bahnhofstraße 25
 95444 Bayreuth
 ☎ 0921 886-112
 @ lechner@bayreuth.ihk.de
 🌐 bayreuth.ihk.de

IHK Regensburg für Oberpfalz / Kelheim

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Christine Götz
 D.-Martin-Luther-Straße 12
 93047 Regensburg
 ☎ 0941 5694-245
 @ goetz@regensburg.ihk.de
 🌐 ihk-regensburg.de

IHK Schwaben

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Nina Reitsam
 Stettenstraße 1+3
 86150 Augsburg
 ☎ 0821 3162-410
 @ nina.reitsam@schwaben.ihk.de
 🌐 schwaben.ihk.de

IHK Würzburg-Schweinfurt

Geschäftsbereich Innovation | Umwelt
 Oliver Freitag
 ☎ 0931 4194-321
 @ oliver.freitag@wuerzburg.ihk.de
 Jacqueline Escher
 ☎ 0931 4194-352
 @ jacqueline.escher@wuerzburg.ihk.de
 Mainaustraße 33 - 35
 97082 Würzburg
 🌐 wuerzburg.ihk.de

IHK-Standorte in Bayern

Wir sind für Sie da



Impressum

Verleger und Herausgeber:

Bayerischer Industrie- und Handelskammertag (BIHK) e.V.
 Vorstand Dr. Eberhard Sasse und Peter Driessen
 Balanstraße 55-59, 81541 München
 ☎ +49 89-5116-0
 @ info@bihk.de
 🌐 bihk.de

Verantwortlich:

Björn Athmer, IHK für München und Oberbayern

Gestaltung:

Busch Branding, München

Bildnachweis:

Titel: www.istockphoto.com: ©fotojog;
 Innenseiten: www.istockphoto.com: ©jxfzsy, ©PK6289, www.
 shutterstock.com: ©Joe Gough, ©vchal; Icons: BUSCH BRANDING

Druck:

Oberländer GmbH & Co. KG, München

Alle Rechte liegen beim Herausgeber. Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung des Herausgebers gestattet.

Stand: November 2017



Industrie- und Handelskammern
in Bayern

Die IHKs in Bayern

Der Bayerische Industrie- und Handelskammertag e. V. (BIHK) ist die Dachorganisation der neun IHKs in Bayern. Alle bayerischen Unternehmen – ausgenommen Handwerksbetriebe, freie Berufe und landwirtschaftliche Betriebe – sind per Gesetz Mitglied einer IHK. Folglich spricht der BIHK für über 990.000 Unternehmen aller Größen und Branchen: vom global operierenden Konzern bis zum inhabergeführten mittelständischen Unternehmen. Der BIHK ist nicht abhängig von einer bestimmten Gruppe von Unternehmern, sondern repräsentiert das Gesamtinteresse der gewerblichen Wirtschaft in Bayern. Seit seiner Gründung im Jahr 1909 ist er die größte Wirtschaftsorganisation im Freistaat Bayern.