

Stolperstein der Energiewende: Die Stromnetzentgeltverordnung in Deutschland - Erkenntnisse einer Fallstudie aus der Papierindustrie

Tilman Bockhacker^a, Robert Förster^{a, b *}, Georgi Kerpedzhiev^{a, b}, Hans Ulrich Buhl^a

^a FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und ^b Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT, Alter Postweg 101, 86159 Augsburg, Deutschland

Zusammenfassung

Im Zuge der Energiewende mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus volatilen, erneuerbaren Energien gewinnt die nachfrageseitige Energieflexibilität in Deutschland zunehmend an Bedeutung. Insbesondere die energieintensive Industrie bietet einen signifikanten Hebel zur Bereitstellung solch nachfrageseitiger Flexibilität zur Erleichterung der Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem. Zugleich bietet der Einsatz der Energieflexibilität Unternehmen eine Absicherung gegen hohe Strompreise mit hohem CO₂-Anteil im Strommix und verbessert damit deren Wettbewerbsfähigkeit und Klimabilanz. Trotz des hohen wirtschaftlichen und ökologischen Nutzens von Energieflexibilität stoßen Unternehmen unter den gegenwärtigen, regulatorischen Rahmenbedingungen auf Hemmnisse bei der Ausschöpfung der realisierbaren Energieflexibilitätspotentiale. Wir zeigen anhand einer Fallstudie eines deutschen Papierherstellers, dass vorhandene Flexibilitäten in der energieintensiven Industrie aufgrund der Stromnetzentgeltverordnung nur zu einem geringen Teil ausgeschöpft werden. Dabei wird die Stromnetzentgeltverordnung jeweils integriert und exkludiert der im Februar erlassenen Ergänzung BK4-22-089 beleuchtet. Unsere Ergebnisse belegen, dass sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung der Novelle den Erlösen durch die Vermarktung der Energieflexibilität deutlich erhöhte Netzentgelte gegenüberstehen. Somit werden die wirtschaftlichen Anreize für Energieflexibilität in energieintensiven Unternehmen von der Stromnetzentgeltverordnung weiterhin erheblich reduziert. Zugleich bleiben signifikante Treibhausgas-Emissionseinsparpotenziale durch erweiterte Nutzung erneuerbarer Energien ungenutzt. Angesichts der besonderen, ökonomischen und ökologischen Relevanz der Flexibilisierung der Stromnachfrage weisen wir auf den dringlichen Novellierungsbedarf der Netzentgeltregulierung für energieintensive Unternehmen hin.

Ankündigung

Dieser Artikel befasst sich mit regulatorischen Hemmnissen der Stromnetzentgeltverordnung bei der Ausschöpfung von Energieflexibilitätspotentialen in der energieintensiven Industrie in Deutschland. Am Beispiel der Papierindustrie wird im Rahmen einer Optimierungsstudie das ökonomische und ökologische Einsparpotential quantifiziert.

* Korrespondierender Autor: robert.foerster@fim-rc.de (R. Förster).

Stumbling Block of the Energy Transition: The Electricity Grid Charge Regulation in Germany - Insights from a Paper Industry Case Study

Abstract

In the pursuit of the energy transition and the corresponding expansion of electricity generation from volatile renewable energies, demand-side energy flexibility is gaining increasing significance in Germany. The energy-intensive industry in particular is instrumental in the provision of demand-side flexibility and, consequently, the integration of renewable energy sources. Similarly, energy flexibility offers companies strategies to hedge against fluctuating electricity prices. Despite the high economic and environmental benefits of energy flexibility, companies encounter obstacles in exploiting feasible energy flexibility potentials given the current regulatory framework. In this work, we present the results of a case study of a German paper manufacturer and show that existing flexibilities in the energy-intensive industry are not fully exploited due to the Electricity Grid Charges Regulation in Germany. We also examine the amendment to the Electricity Grid Charges Regulation BK4-22-089, which was passed in February 2023. Our results indicate that with and without the amendment, the potential revenue from the provision of energy flexibility is overcompensated by significantly higher grid charges, thus considerably limiting economic incentives for expanding energy flexibility in companies. Beside restricting economic incentives for investments in energy flexibility, the regulatory environment indirectly prevents substantial greenhouse gas emission saving potentials resulting from use of electricity from renewable energies. Given the economic and ecological relevance of electricity demand flexibility, we call for the urgent need to revise the German Electricity Grid Charges Regulation for energy-intensive companies.

Nomenklatur

Mengen und Indizes

t	Index der Perioden mit $t \in \{0, 1, \dots, T\}$
i	Index der Produktionslinien, Netzanschlusspunkte, Zwischenspeicher und Anlagen zur Erzeugung von Zwischen- und Endprodukt mit $i \in \{1, \dots, I\}$, da jeweils ein Netzanschlusspunkt, ein Zwischenspeicher und eine Anlage zur Zwischen- und Endprodukterzeugung pro Produktionslinie existieren.
E	Menge an existierenden Verbindungen zwischen zwei Zwischenspeichern.
V_i	Teilmenge der Zwischenspeicher, welche den Zwischenspeicher der Produktionslinie i mit Zwischenprodukten beliefern können.
N_i	Teilmenge der Zwischenspeicher, welche der Zwischenprodukt der Produktionslinie i mit Zwischenprodukt beliefern kann.

Parameter

x_i^{min}	Zu produzierende Mindestmenge an Zwischenprodukten der an der Produktionslinie i verwendeten Technologie [t]
x_i^{max}	Maximal mögliche Produktionsmenge an Zwischenprodukten der an der Produktionslinie i verwendeten Technologie [t]
$N_{i,t}$	Nachfrage des Zwischenprodukts von der Produktionsanlage des Endprodukts an der Produktionslinie i in Periode t [t]
\bar{N}_i	Durchschnittlicher Bedarf an Zwischenprodukten der Produktionsanlage zur Erzeugung des Endprodukts an Produktionslinie i [t/h]
P_i^x	Technologie-spezifischer Stromverbrauch der Anlage zur Erzeugung einer Einheit des Zwischenproduktes [MW/t]
$P_{i,t}^N$	Leistung der Anlage zur Erzeugung des Endprodukts in Periode t [MW]
HZ_t	Binärparameter mit $HZ_t = 1$, wenn in Periode t ein Hochpreiszeitfenster vorliegt; sonst $HZ_t = 0$
NZ_t	Binärparameter mit $NZ_t = 1$, wenn in Periode t ein Niedrigpreiszeitfenster vorliegt; sonst $NZ_t = 0$
R_i	Kostenreduktionskoeffizient der Netzentgelte für den Strombezug über den Netzanschlusspunkt an Produktionslinie i
$y_{i,z}$	Zu betrachtendes Netzentgeltintervall z für Produktionslinie i
u_{g_z}	Untere Grenze der Benutzungsstunden für Netzentgeltintervall z
o_{g_z}	Obere Grenze der Benutzungsstunden für Netzentgeltintervall z
LP_i	Leistungspreis für Strombezug an Netzanschlusspunkt i [€/MW]
AP_i	Arbeitspreis für Strombezug an Netzanschlusspunkt i [€/MWh]
B_i^{min}	Minimal zulässiger Füllstand des Zwischenspeichers an Produktionslinie i in Periode t [t]
B_i^{max}	Maximal zulässiger Füllstand des Zwischenspeichers an Produktionslinie i in Periode t [t]
e_t	Assoziierte Treibhausgasemissionen in Periode t in CO ₂ -Äquivalenten pro kWh [g/kWh]

Entscheidungsvariablen und abgeleitete Parameter

$x_{i,t}$	Produktionsmenge an Zwischenprodukt der an der Produktionslinie i verwendeten Technologie [t]
DA_t	Volumenbasierte Strombezugskosten am Day-Ahead-Markt in Periode t [€/MWh]
$P_{i,t}$	Realisierte Leistung an Produktionslinie i in Periode t [MW]
$P_{i,t}^{HZ}$	Gegenüber dem Netzbetreiber gemeldete Leistung an Produktionslinie i in Periode t [MW]
P_i^{max}	Realisierte Jahreslastspitze an Produktionslinie i [MW]
$P_i^{max,NZ}$	Gegenüber dem Netzbetreiber gemeldete Jahreslastspitze an Produktionslinie i [MW]
P_i^{ges}	Gesamter Stromverbrauch an Produktionslinie i [MWh]
BS_i	Realisierte Benutzungsstunden an Produktionslinie i [h]
$BS_i^{HZ,NZ}$	Gegenüber dem Netzbetreiber gemeldete Benutzungsstunden an Produktionslinie i [h]
$P_{i,t}^{vor\ HZ}$	Hilfsvariable zur Speicherung der Leistung an Produktionslinie i in Periode t vor Beginn des Hochpreiszeitfenster [MW]
$P_{i,t}^{vor\ NZ}$	Hilfsvariable zur Speicherung der Leistung an Produktionslinie i in Periode t vor Beginn des Niedrigpreiszeitfenster [MW]
$t_{(i,j),t}$	Transportmenge zwischen zwei Zwischenspeichern i und j in Periode t . [t]
e^{total}	Summe der durch Strombezug aus dem öffentlichen Netz assoziierten Treibhausgasemissionen [t]
NE_i	Anfallende Netzentgelte für Betrieb des Netzanschlusses i [€]

1 Einleitung

Die Erderwärmung und die Folgen des Klimawandels gehören zu den aktuell größten globalen Herausforderungen für die Weltbevölkerung (Peters et al. 2013). Um die einhergehenden Konsequenzen abzumildern, einigten sich die insgesamt 195 Mitgliedsstaaten der Vereinten Nationen im Rahmen des Pariser Klimaabkommens im Jahre 2015 auf das Ziel, die Erderwärmung auf möglichst 1,5 °C gegenüber der vorindustriellen Zeit zu begrenzen (United Nations 2015). Um dieses Ziel zu erreichen ist insbesondere die Reduktion von Treibhausgasemissionen essenziell (IPCC 2021). Mit über 40 % stellt der Energiesektor den größten Verursacher anthropogener Treibhausgasemissionen dar (IEA 2022). Ein maßgeblicher Faktor, um die globalen Klimaziele zu erreichen und der anthropogen verstärkten Emission von Treibhausgasen entgegenwirken zu können, ist somit die Dekarbonisierung der Energieversorgung. Bei der Dekarbonisierung des Energiesektors ist die Elektrifizierung und Nutzung erneuerbarer Energieträger der Haupthebel zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen, welche bisher bei der Nutzung von fossilen Energieträgern freigesetzt werden (Rockström et al. 2017). In Deutschland besteht der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungsquellen hauptsächlich aus Wind- und Solarenergie. Die Stromversorgung mittels Solar- und Windenergie unterliegt im Gegensatz zu anderen Stromerzeugungsmöglichkeiten starken Schwankungen (Ludig et al. 2011; Sauer et al. 2022). Zudem ist die Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke je nach Nachfrageänderungen regelbar, wohingegen Erträge aus Solar- und Windenergie von Umweltbedingungen abhängen. Dementsprechend nimmt mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien und dem Wegfallen konventioneller Erzeuger die Diskrepanz zwischen benötigter und verfügbarer Flexibilität zu, wodurch eine sogenannte „Flexibilitätslücke“ entsteht (VDI 2021).

In Deutschland stellt das Angebot von Energieflexibilität auf Seiten der energieintensiven Industrie eine der wettbewerbsfähigsten Möglichkeiten dar, diese Flexibilitätslücke zu schließen (Steurer 2017). Allerdings hindert die aktuelle Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) die flexible Stromnachfrage der energieintensiven Industrie erheblich (Alcázar-Ortega et al. 2015; Ländner et al. 2019). Dabei setzt insbesondere die Sonderregelung §19 Abs. 2. S. 2 StromNEV Anreize zu einem kontinuierlichen Lastprofil für energieintensive Netznutzer. Diese Incentivierung, reduzierte Netzentgelte für einen gleichmäßigen Strombezug, schränkt jedoch den wirtschaftlichen Anreiz für Unternehmen erheblich ein, Energieflexibilitätspotenziale zur Absicherung gegen volatile Strompreise zu nutzen und auszubauen. Um dieser Anreizwirkung im Angesicht der kriegsbedingten Energiekrise entgegenzuwirken, verabschiedete die Bundesnetzagentur (BNetzA) im Februar 2023 den Beschluss BK4-22-086, zur Abschwächung der

Artikel eingereicht bei: Zeitschrift für Energiewirtschaft

Fehlanreize der Sonderregelung §19 Abs. 2. S. 2 StromNEV, zugunsten der Nutzung von Energieflexibilität durch energieintensive Unternehmen (Bundesnetzagentur 2023).

Allerdings ist dieser Beschluss einerseits zeitlich bis Ende 2023 beschränkt, andererseits verfehlt er die grundlegenden Reformforderungen von Seiten der Wissenschaft (Consentec und Fraunhofer ISI 2018; Lange 2023). Letztere konstatierte, dass die flexibilitäts-hemmende Wirkung des Jahresleistungspreises und der Sonderregelung nach §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV nicht durch die Einführung weiterer Ausnahmeregularien, welche die Komplexität zusätzlich erhöhen, gelöst werden sollte, sondern die Netzkostenallokation für energieintensive Unternehmen grundsätzlich neu gedacht werden sollte. Die flexibilitäts-hemmende Wirkung der StromNEV nur temporär aufgrund der kriegsbedingten Gasmangellage zu entschärfen, ist daher ein Versäumnis. Vielmehr sollten für energieintensive Unternehmen Anreize geschaffen werden, damit diese langfristige Investitionen in Energieflexibilität tätigen.

Inwiefern die Kritik an der StromNEV und deren Anpassung berechtigt ist, wird in diesem Artikel näher beleuchtet. Hierfür werden anhand einer Fallstudie die Auswirkungen der Netzentgeltallokation auf die Vermarktung von Energieflexibilität energieintensiver Unternehmen am Spotmarkt einschließlich Wirtschaftlichkeits- und Dekarbonisierungspotenziale untersucht. Dabei wird ein Unternehmen aus der Papierindustrie herangezogen, welches einen repräsentativen Anwendungsfall für die energieintensive Industrie darstellt und Rückschlüsse auf das Verhalten weiterer energieintensiver Unternehmen mit hohem Energieverbrauch zulässt (Aberdeen 2013; BMWK 2013; Sauer et al. 2019). Im Rahmen der Fallstudie wird ein Optimierungsmodell des Strombezugs des betrachteten Unternehmens aufgestellt. Mit diesem werden die ökonomischen und ökologischen Auswirkungen der Netzentgeltsystematik anhand unterschiedlicher Szenarien evaluiert.

2 Energieflexibilität und die deutsche Netzentgeltverordnung

2.1 Relevanz und Vermarktung von Energieflexibilität

Energieflexibilität stellt die Fähigkeit eines Produktionssystems dar, seinen Energiebezug schnell und kostengünstig an Veränderungen im Energieangebot unter der Nebenbedingung einer unveränderten Produktqualität anzupassen (VDI 2020). Bei Betrachtung der elektrischen Energie kann der Einsatz von Energieflexibilität zur Netzstabilisierung beitragen (O'Connell et al. 2014). Durch die Anpassung des Strombedarfs an die fluktuierende Stromerzeugung erneuerbarer Energien kann das Gleichgewicht zwischen angebotener und nachgefragter Strommenge gesichert werden. So kann beispielsweise der Strombezug in Hochlastzeiten¹ reduziert und die Last in Zeitfenster hoher Einspeisung erneuerbarer Energien oder geringer Nachfrage verschoben werden. Darüber hinaus können durch den Einsatz von Energieflexibilität aufgrund von Spitzenlastglättungen im Rahmen des Lastverzichts kostenintensive Investitionen in Übertragungs- und Verteilnetze gesenkt werden.

Die skizzierten Vorteile der Energieflexibilität auf der Stromnetzebene spiegeln sich auch im wirtschaftlichen Nutzen für Flexibilitätsanbieter wider. In der Literatur werden Vermarktungsmöglichkeiten von Energieflexibilität in preisbasierte (proaktive) und anreizbasierte (reaktive) Konzepte unterschieden (Albadi und El-Saadany 2008). Die proaktive Vermarktung von Energieflexibilität fasst jene Konzepte zusammen, die eine Anpassung des Verbrauchsverhaltens anhand von Marktsignalen darstellen. Hierzu zählen insbesondere die Spotmärkte bestehend aus den Day-Ahead-² und Intraday-Märkten³ (Haupt et al. 2020). Dabei wird der proaktiven Vermarktung von Energieflexibilität, insbesondere infolge des Lastverzichts in Zeiten hoher Strompreise, ein absichernder Effekt gegenüber volatilen Preisen am Spotmarkt zugestanden (Sauer et al. 2019). Bei der proaktiven Vermarktungsdefinition ist jedoch zu beachten, dass Unternehmen ihren Strombezug nicht nur nach den Preissignalen des Marktes ausrichten, sondern ebenfalls die Reduzierung ihrer Netzentgelte im Rahmen individueller Netzentgelte anstreben (Bertsch et al. 2017). Hingegen beschreibt die reaktive Vermarktung von Energieflexibilität den Einsatz eines externen Signals, welches unter anderem durch den Übertragungsnetzbetreiber ausgelöst wird und dadurch zur Netzstabilität beiträgt und daher für die Netzstabilität

¹ Hochlastzeiten bezeichnet die Zeiten in denen die Stromnachfrage deutlich größer als die Stromerzeugung ist.

² Am Day-Ahead-Markt kann mit einer Vorlaufzeit von 24h Strom erworben werden.

³ Am Intraday Markt kann mit einer Vorlaufzeit von fünf Minuten Strom erworben werden.

verantwortlich ist. Hierbei bewerben sich Unternehmen bei Ausschreibungsverfahren von beispielsweise Übertragungsnetzbetreibern, um ihre Flexibilität in Form von Systemdienstleistungen an den Regelenergiemärkten zu vermarkten (Haupt et al. 2020).

Weiterhin werden in der Literatur proaktive und reaktive Vermarktungsmöglichkeiten nach dem angestrebten Einsatzziel der Energieflexibilität unterschieden. Der Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V. definiert drei Formen der Flexibilitätsnutzung: netz-, system- und marktdienliche Flexibilität (BDEW 2017). Während die Netzdienlichkeit den Einsatz von Energieflexibilität zur Entlastung lokaler, kritischer Netzsituationen beschreibt, bezieht sich die Systemdienlichkeit auf die Stabilisierung des gesamten Stromsystems. Energieflexibilität, die zur Optimierung der Energiekosten bei volatilen Marktpreisen eingesetzt wird, bezeichnet der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. als marktdienlich. Demzufolge entspricht die reaktive Vermarktung einem netz- und systemdienlichen Einsatz und die proaktive Vermarktung dem marktdienlichen Einsatz. In dem Fallbeispiel, das in dieser Arbeit herangezogen wird, wird die zur Verfügung stehende Energieflexibilität vollständig im marktdienlichen Sinne der proaktiven Vermarktung am Day-Ahead-Markt zur Kostenoptimierung eingesetzt.

2.2 Energieflexibilität in der Papierindustrie

Mit einem Energieverbrauch von etwa 65,7 TWh/Jahr zählt die Papierindustrie zu den energieintensiven Industrien in Deutschland, weshalb sie einen relevanten Baustein für den Ausbau von Nachfrageflexibilität darstellt (Sauer et al. 2019). Der Papierherstellungsprozess besteht im Wesentlichen darin, aus Altpapier oder Holz Fasern zu gewinnen, welche anschließend mit Füllstoffen angereichert, zu Papierbahnen gepresst und getrocknet werden (Fleiter et al. 2013; Helin et al. 2017). Dieser Produktionsprozess kann in zwei Phasen, in die Halbstofferzeugung und in die Papierherstellung, aufgeteilt werden. Da die Papiermaschinen aufgrund äußerst langwieriger An- und Abschaltprozesse zumeist kontinuierlich und mit hoher Kapazitätsauslastung betrieben werden, besteht das überwiegende Flexibilitätspotenzial in der ersten Produktionsphase der Halbstofferzeugung (VDI 2021). Durch den Einsatz von Halbstoffspeichern in Form von Silos (oder sogenannter Büten) kann das Flexibilitätspotenzial in der Halbstofferzeugung vergrößert werden (Godin 2019; VDI 2021).

2.3 Stromnetzentgeltverordnung in Deutschland für die energieintensive Industrie

Die Gesamtstromkosten energieintensiver Industrieunternehmen werden zum einem durch volumenbasierte Day-Ahead-Strombezugskosten am Strommarkt und zum anderen durch Netzentgelte bestimmt. Energieintensive Unternehmen streben unter Berücksichtigung ökonomischer Zieldimensionen eine Minimierung der Summe der Strombezugskosten und Netzentgelte an. Dementsprechend berücksichtigen Unternehmen bei der Vermarktung von Energieflexibilität nicht nur die Strombezugskosten, sondern auch anfallende Netzentgelte. Da Netzentgelte einen bedeutenden Bestandteil der Gesamtstromkosten für energieintensive Unternehmen darstellen, nimmt die Art und Weise, wie sie erhoben werden, wesentlichen Einfluss auf die Strombezugsstrategie⁴ von Netznutzern (Jeddi und Sitzmann 2019). Die Netzentgelte haben das Ziel, die Kosten, die durch den effizienten Betrieb, die Unterhaltung und den Ausbau der Netze bei den Netzbetreibern entstehen, verursachungsgerecht auf die Netznutzer umzulegen. Da *verursachungsgerecht* unterschiedlich definiert wird (Consentec und Fraunhofer ISI 2018), wird fortführend von einer kostenreflexiven Spiegelung der Netzkosten an die Netznutzer gesprochen .

Die Netzentgelte von energieintensiven Unternehmen setzen sich aus dem Leistungspreis⁵ und dem Arbeitspreis⁶ zusammen. Wie hoch der Anteil von Arbeits-/Leistungspreis ist, wird mittels der Gleichzeitigkeitsfunktion (§16 StromNEV) bestimmt und hängt von der Anzahl der Benutzungsstunden ab. Die Benutzungsstunden eines Netznutzers ergeben sich aus dem Quotienten seines jährlichen Stromverbrauches und seiner jährlichen Leistungsspitze in einem viertelstündig gemessenen Zeitfenster:

$$\text{Benutzungsstunden [h]} = \frac{\text{jährlicher Stromverbrauch [kWh]}}{\text{Lastspitze im Jahr [kW]}} \quad (1)$$

Die Gleichzeitigkeitsfunktion beruht dabei auf der Annahme, dass eine hohe Benutzungsstundenanzahl zugleich ein hoher Beitrag an der jährlichen Spitzenlast bedeutet. Der Beitrag zur zeitgleichen Jahreshöchstleistung der Netzebene wird wiederum als Haupttreiber der Netzkosten gesehen. Demnach werden die Netzentgelte der Netznutzer mit mehr als 2.500 h wesentlich durch den Leistungspreis getrieben, während Netznutzer unter 2.500 h einen höheren Anteil am Arbeitspreis entrichten (Bundesnetzagentur 2015).

⁴ Die Strombezugsstrategie definiert, wie der Stromverbrauch im Zeitverlauf aufgeteilt ist und wie viel Strom zu welchem Zeitpunkt bezogen wird.

⁵ Der Leistungspreis [€/kW] bepreist die Jahreshöchstleistung über alle 15-minütigen Intervalle des Jahres.

⁶ Der Arbeitspreis [€/kWh] bepreist den mengenmäßigen Stromverbrauch des Netznutzers im Jahr.

2.3.1 Individuelle Netzentgelte nach §19 Abs. 2 StromNEV

Nach der ersten Fassung der StromNEV vom 29. Juli 2005 existiert seit 2009 mit dem §19 Abs. 2 StromNEV eine Regulatorik zur individuellen Netzentgeltbestimmung leistungsgemessener Letztverbraucher. Dabei steht das individuelle Netzentgelt für eine Reduzierung des allgemeinen Netzentgelts. Diese individuellen Netzentgelte wurden eingeführt, um Netznutzer zu entlasten, die mittels ihres atypischen oder konstanten Lastverbrauchs zur Vermeidung von Netzkosten und auch zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs beitragen. Dies begründet sich darin, dass sie einen geringeren Beitrag gegenüber der zeitgleichen Jahreshöchstleistung haben, als die Benutzungsstunden suggerieren. Diese Reduzierungen sollen ebenfalls die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen in Deutschland sichern (Sauer et al. 2022).

Die atypische Netznutzung (§19 Abs. 2 S. 1 StromNEV) sieht eine individuelle Reduktion der Netzentgelte für Netznutzer vor, die ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Netzauslastung deutlich reduzieren. Die Betriebskosten des Stromnetzes werden insbesondere durch die vom Netzausbau ausgelösten Sachkosten bestimmt (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Hierbei trifft die BNetzA die Annahme, dass der Netzausbau im Wesentlichen von der zeitgleichen Jahreshöchstleistung der jeweiligen Netzebene abhängig ist (Bundesnetzagentur 2015). Somit verringern die Lastreduktionen atypischer Netznutzer in den definierten Zeiträumen höchster Netzauslastung den notwendigen Netzausbau, weshalb ihnen als Kompensation eine Reduktion der Netzentgelte gewährt wird. Für viele energieintensive Unternehmen kommt ein Strombezug nach den Anforderungen des §19 Abs. 2 S. 1 StromNEV nicht in Frage, da eine Verringerung des Strombedarfes in den Hochlastzeitfenstern einer Stilllegung der Produktion gleichzusetzen wäre, die aus technischen und wirtschaftlichen Gründen auszuschließen ist. Stattdessen profitieren energieintensive Unternehmen zumeist von Netzentgeltreduktionen im Rahmen der stromintensiven Netznutzung (§19 Abs. 2 S. 2 StromNEV). Als energieintensive Netznutzer gelten Stromabnehmer mit einem jährlichen Stromverbrauch von über 10 GWh. Im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV werden energieintensiven Netznutzern in Deutschland Ermäßigungen der Netzentgelte entsprechend der erreichten Benutzungsstunden gewährt. Ausgehend von der erreichten Benutzungsstundenanzahl erhalten die Verbraucher ab 7.000 Benutzungsstunden bis zu 80 %, ab 7.500 bis zu 85 % und ab 8.000 bis zu 90 % Reduktion der anfallenden Netzentgelte. Die exakten Reduzierungen werden hierbei unternehmensspezifisch im Rahmen des physikalischen Pfades ermittelt. Abb. 1 veranschaulicht die Lastkurven zur Realisierung unterschiedlicher Benutzungsstunden, respektive Netzentgeltreduktionen. Wie an dem Beispiel der Abb.1 zu erkennen ist, verursacht ein flexibler Strombezug Lastspitzen und Lasttäler, welche die Anzahl der Benutzungsstunden verringern.

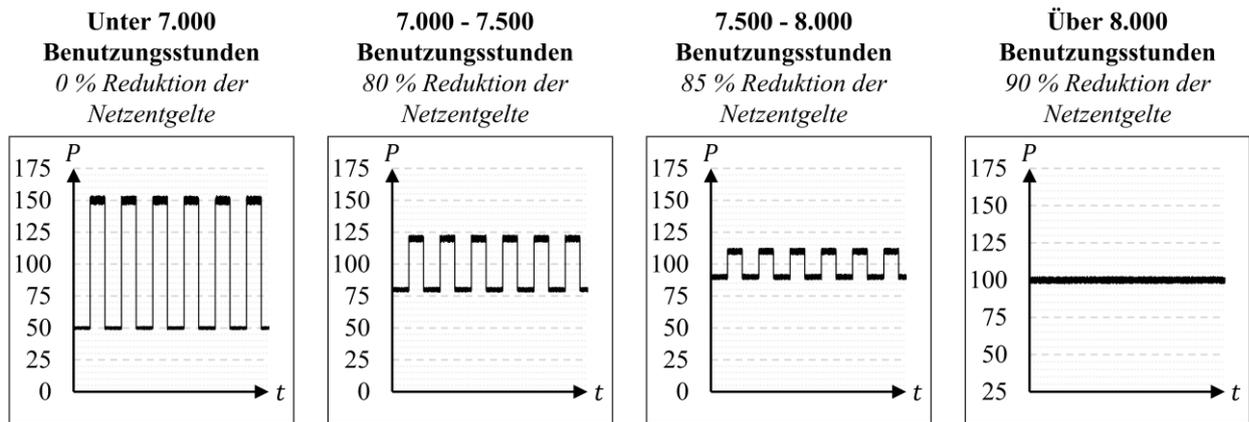


Abb. 1: Darstellung exemplarischer Lastkurven zur Realisierung unterschiedlicher Benutzungsstunden
Quelle: Eigene Darstellung

2.3.2 Anreizwirkung der Netzentgeltallokation für energieintensive Unternehmen

Nachdem die Netzentgelte bei energieintensiven Unternehmen insbesondere durch den Leistungspreis bestimmt werden, sind energieintensive Unternehmen angereizt, ihre Jahreshöchstleistung möglichst zu reduzieren. Die Vermarktung von Energieflexibilität wird demnach grundsätzlich bestraft, da eine gestiegene Jahreshöchstleistung als Reaktion auf niedrige oder gegebenenfalls negative Day-Ahead-Strompreise zu Mehrkosten der Netzentgelte führen kann. Wie zudem anhand der Abb. 1 zu erkennen ist, setzt die Aussicht auf die höchstmögliche Reduzierung der Netzentgelte nach §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV bei energieintensiven Unternehmen einen hohen wirtschaftlichen Anreiz, den Strombezug im Jahresverlauf möglichst gleichmäßig zu halten, damit möglichst viele Benutzungsstunden realisiert werden. Der Anreiz für ein gleichmäßiges Strombezugsprofil ist darauf zurückzuführen, dass die Regelung im Jahr 2009 eingeführt wurde (Buzer 2009), als vergleichsweise wenige, grundlastfähige Großkraftwerke den wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung in Deutschland leisteten. Während damals Stromverbraucher mit einem gleichmäßigen Nachfrageprofil erstrebenswert waren, sind in einem Stromsystem mit vielen, dezentralen sowie volatilen Stromerzeugungseinheiten nun weitaus mehr energieflexible Nachfrager erforderlich (Fritz et al. 2021; Jeddi und Sitzmann 2019; Bundesnetzagentur 2017). Für energieintensive Unternehmen ist die Bereitstellung von Energieflexibilität derzeit eine risikoreiche Abwägung. So kann es unter dem gegenwärtigen regulatorischen Rahmen unwirtschaftlich sein, Energieflexibilität zu vermarkten, da ein angepasstes Lastprofil zu einem höheren Leistungspreis sowie einer Unterschreitung der geforderten Nutzungsstundenzahl führen könnte. Die aktuelle Netzkostenallokation für energieintensive Unternehmen steht somit in direktem Konflikt mit dem immer stärker werdenden Bedarf an Energieflexibilität.

Neben der flexibilitätseinschränkenden Anreizwirkung verfehlt die derzeitige Netzentgeltsystematik für stromintensive Unternehmen das Ziel, die Netzkosten kostenreflexiv an die Netznutzer zu spiegeln (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Demnach ist der Leistungspreis in der gegenwärtigen Form nicht geeignet, die Netzkosten kostenreflexiv an die Netznutzer weiterzugeben, da er die Jahreshöchstleistung im Jahr unabhängig von der zeitlichen Dimension betrachtet. Zudem erklärte die BNetzA, dass ebenfalls die Netzentgeltreduktion nach §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV unter den veränderten, energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen keinen bedeutenden Mehrwert in Bezug auf Netzkostensenkungen und Netzstabilität aufweist (Bundesnetzagentur 2015). Dies ist auf den beschriebenen Anreiz energieintensiver Unternehmen zurückzuführen, Strom möglichst gleichmäßig zu beziehen, auch wenn eine geringe, erneuerbare Einspeisung oder hohe Netzauslastung eine Reduzierung wünschenswert oder sogar notwendig machen würde. In kritischen Hochlastzeitfenstern verschärft eine gleichmäßige Stromabnahme diese kritischen Netzzustände weiter und kann sich somit netzschädigend auswirken (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Darüber hinaus birgt die derzeitige Regelung Investitionshemmnisse in Energieflexibilität und verhindert damit die notwendige, fortschreitende Flexibilisierung der Stromnachfrage im deutschen Energiesystem (Fritz et al. 2021).

2.3.3 Anpassung des §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV im Zuge der Energiekrise

Nachdem die vermeidlichen (Fehl-)Anreizwirkungen der Netzentgeltallokation für energieintensive Unternehmen in Bezug auf den Einsatz und Ausbau von Energieflexibilität seit einigen Jahren bekannt sind, ist im Februar 2023 eine Anpassung vorgenommen worden, welche die Bandlastkriterien temporär aufweicht. Dies geschah im Zuge der Einfügung von §118 Abs. 46a EnWG in das EnWG, wonach es der BNetzA ermöglicht wurde, den §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV anzupassen. Die Vergrößerung des Handlungsspielraumes wurde der Regulierungsbehörde wegen der gefährdeten Versorgungssicherheit und erhöhten Strompreisen für Unternehmen in Folge der kriegsbedingten Gasmangellage eingeräumt. In dem Beschluss BK4-22-086 wird einerseits festgehalten, dass Leistungserhöhungen oder -reduktionen, welche vom Netzbetreiber induziert werden, und somit nachweislich netzdienlichen Charakter haben, nicht mehr zwangsweise in die Berechnung der Benutzungsstunden einfließen⁷. Andererseits wird es Netznutzern gestattet, in bestimmten Zeitfenstern Leistungsanpassungen auf-

⁷ Hierunter fallen Leistungsanpassungen im Rahmen von Regelenergie-, ab- oder Zuschaltleistungen und Leistungen zur Vermeidung von kaskadierenden Schaltmaßnahmen im Sinne des VDE-AR 4140.

grund von Preisspitzen und Preistälern am Day-Ahead-Markt vorzunehmen, ohne die Benutzungsstundenanzahl zu verringern. In Hochpreiszeitfenstern ist demnach eine Lastverringern und in Niedrigpreiszeitfenstern an Sonn- und Feiertagen eine Lasterhöhung erlaubt. Die Zeitfenster werden je nach Wochentagen verschieden definiert und sind in Tab. 1 aufgezeigt (Bundesnetzagentur 2023).

Tab. 1: Zeitfenster zur Lasterhöhung/-verringern in Reaktion auf Day-Ahead-Strompreise

Fall	Wochentag	Beschreibung
Lastverringern im Hochpreiszeitfenster	Mo.-Fr.	Zwei Stunden vor und nach den zwei höchsten Day-Ahead-Strompreisen des vorhergehenden Werktages zwischen 6 - 22Uhr
Lastverringern im Hochpreiszeitfenster	Sa.-So. und Feiertage ⁸	Zwei Stunden vor und nach dem höchsten Day-Ahead-Strompreis des entsprechenden Tages der Vorwoche
Lasterhöhung im Niedrigpreiszeitfenster	So. und Feiertage	Zwei Stunden vor und nach dem niedrigsten Day-Ahead-Strompreis des Sonntages der Vorwoche.

Quelle: (Bundesnetzagentur 2023)

Die Anpassung des §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ist zunächst bis Ende 2023 befristet und kann maximal bis Ende 2025 verlängert werden.

⁸ An Feiertagen wird der vorherige Sonntag betrachtet.

3 Modellierung der Halbstofffertigung in der Papierindustrie

Für eine detaillierte, quantitative Analyse der Einflüsse der StromNEV auf die Nutzung von Energieflexibilität in der energieintensiven Industrie wird ein Modell eines mehrstufigen Produktionsprozesses aufgestellt. In diesem nachfolgend beschriebenen, mathematischen Optimierungsmodell wird der in Abb. 2 illustrierte, mehrstufige Produktionsprozess abgebildet. Hierbei können verschiedene Technologien zur Produktion eingesetzt werden und Zwischenprodukte vor dem nächsten Produktionsschritt gelagert werden.

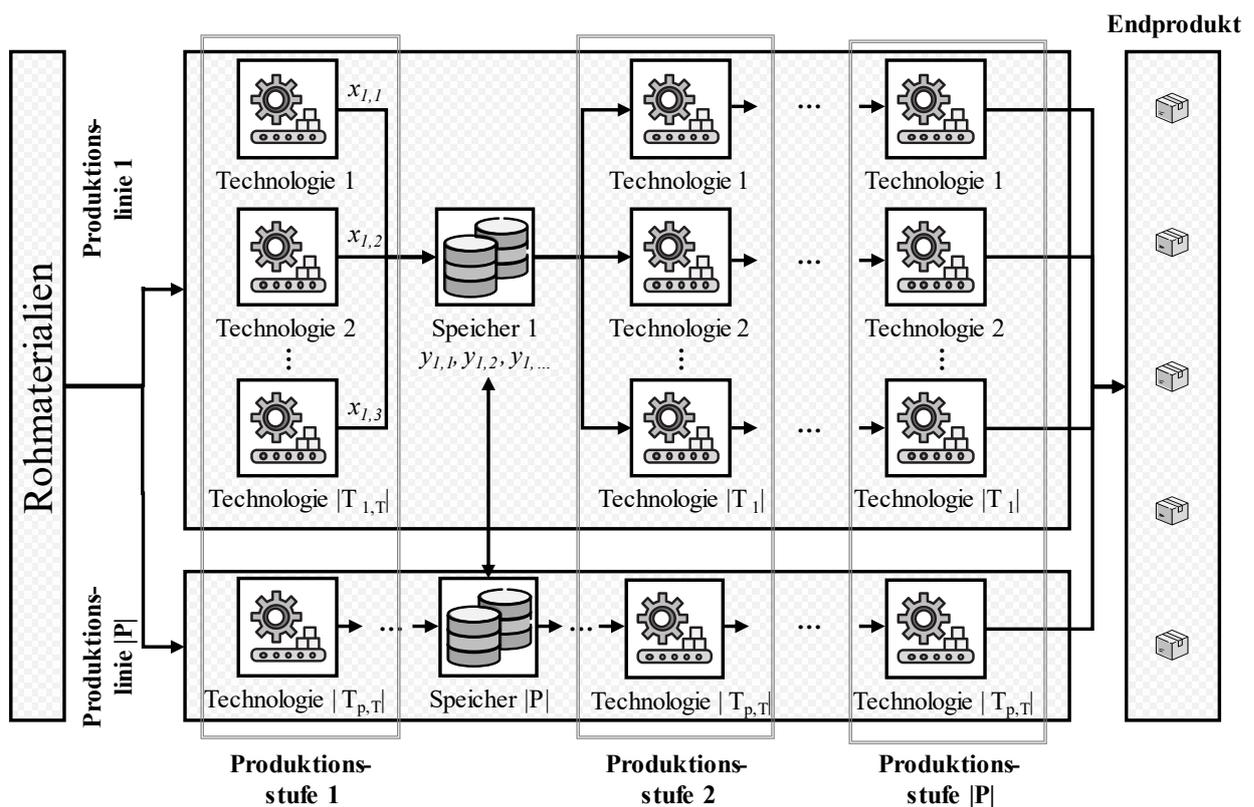


Abb. 2: Illustration eines mehrstufigen Produktionsprozesses unter Berücksichtigung verschiedener Produktionstechnologien und Zwischenspeicher.

Quelle: Eigene Darstellung, angelehnt an (Schoepf et al. 2018)

3.1 Modellierung eines mehrstufigen Produktionsprozesses

Für den Betrieb von energieflexiblen Anlagen wird ein dezidiertes Energiemanagementsystem benötigt, welches die Betriebsplanung der einzelnen Anlagenkomponenten hinsichtlich der gemeinsamen Zielsetzung einer kostenminimalen Betriebsweise steuert. Um diese Zielsetzung zu modellieren, wird ein mathematisches Optimierungsmodell formuliert und angewandt. Die Optimierung zielt somit auf eine Minimierung der Gesamtstromkosten eines mehrstufigen Produktionsprozesses ab. Die Gesamtstromkosten setzen sich aus den volumenbasierten Strombezugskosten über den Day-Ahead-Markt und den Netzentgelten zusammen (vgl. Gleichung (2)).

Die Kosten für den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezug ergeben sich aus der anfallenden elektrischen Leistung $P_{i,t}$ an der Produktionslinie i in Periode t über alle Produktionslinien I multipliziert mit dem Strompreis am Day-Ahead-Markt DA_t für die jeweilige Periode t im Betrachtungszeitraum T . Zum anderen gehen in die Zielfunktion die Netzentgelte NE_i für die vorhandenen Netzanschlusspunkte ein. Diese werden aus der Jahreshöchstleistung am Netzanschlusspunkt P_i^{max} , dem Leistungspreis für den Netzanschluss LP_i und dem Gesamtstrombezug an einem Netzanschluss mit dem der Netzanschlussebene entsprechenden Arbeitspreis AP_i bestimmt (vgl. Gleichung (3, 4)). Wie in Kapitel 2.3 erläutert, können energieintensive Industriebetriebe im Rahmen der stromintensiven Netznutzung von Netzentgeltreduktionen profitieren (vgl. Gleichung (5)). Entscheidend für die Ausprägung des Zielfunktionswertes ist die Strombezugsstrategie, welche zum einen von der Betriebsplanung der Erzeugungsanlagen für Endprodukte und zum anderen von der Betriebsplanung der Erzeugungsanlagen für Zwischenprodukte abhängt. Während die Anlagen, die das Zwischenprodukt zum Endprodukt verarbeiten, nach einem starren, bereits optimierten Produktionsprogramm betrieben werden, wird die Betriebsplanung der Zwischenproduktierer im vorgestellten Modell optimiert.

$$\text{Min ZF} := \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I P_{i,t} * DA_t + \sum_{i=1}^I NE_i * (1 - R_i) \quad (2)$$

$$NE_i = P_i^{max} * LP_i + \sum_{t=1}^T P_{i,t} * AP_i \quad \forall i \in I \quad (3)$$

$$- P_i^{max} + P_{i,t} \leq 0 \quad \forall i \in I, t \in T \quad (4)$$

Die Kostenreduktion der Netzentgelte NE_i für die vorhandenen Netzanschlüsse i gemäß §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ergeben sich aus der Benutzungsstundenanzahl BS_i (vgl. Gleichung (5)). Die Benutzungsstunden errechnen sich aus dem Quotienten des Gesamtstrombezugs $\sum_{t=1}^T P_{i,t}$ und der Jahreshöchstleistung P_i^{max} . Bei Benutzungsstunden unter 7.000 h erhält das energieflexible Unternehmen keine Reduktionen der Netzentgelte, weshalb der Kostenreduktionskoeffizient $R_i = 0$ beträgt. Bei Benutzungsstunden ab 7.000 h an einem Netzanschluss beträgt $R_i = 0,8$. Dies bedeutet, dass das Unternehmen lediglich bis zu 20 % der ursprünglich anfallenden Netzentgelte bezahlen muss. Ab 7.500 h Benutzungsstunden werden bis zu 15 % der Netzentgelte fällig und bei über 8.000 h Benutzungsstunden bis zu 10 %. Hierbei werden im Modell die maximalen Netzentgeltreduktionen unterstellt.

$$\frac{\sum_{t=1}^T P_{i,t}}{P_i^{max}} \geq BS_i \rightarrow R_i \begin{cases} 0 \text{ für } BS_1 < 7.000 \text{ h} \\ 0,8 \text{ für } 7.000 \text{ h} \leq BS_2 < 7.500 \text{ h} \\ 0,85 \text{ für } 7.500 \text{ h} \leq BS_3 < 8.000 \text{ h} \\ 0,9 \text{ für } 8.000 \text{ h} \leq BS_4 \end{cases} \forall i \in I \quad (5)$$

Aufgrund dessen, dass an den Produktionslinien i unterschiedliche Technologien zur Erzeugung des Zwischenproduktes verwendet werden, unterscheiden sich die Stromverbräuche pro produzierter Einheit des Zwischenprodukts. Die Leistung $P_{i,t}$, an den jeweiligen Produktionslinien in der Periode t , ist somit abhängig von der Produktionsmenge des Zwischenprodukts $x_{i,t}$, multipliziert mit dem technologie-spezifischen Stromverbrauch P_i^x . Außerdem wird die Leistung der Anlage $P_{i,t}^N$, die das Endprodukt herstellt, einbezogen (vgl. Gleichung (6)).

$$P_{i,t} = x_{i,t} * P_i^x + P_{i,t}^N \forall i \in I, t \in T \quad (6)$$

Aufgrund produktionsspezifischer Rahmenbedingungen können bei der Herstellung der Zwischenprodukte in jeder Periode t die verwendeten Erzeugungstechnologien an Produktionslinie i jeweils einen spezifischen Mindest- und Maximalwert (x_i^{min} beziehungsweise x_i^{max}) der Produktionsmenge aufweisen (vgl. Gleichung (7)).

$$x_i^{min} \leq x_{i,t} \leq x_i^{max} \forall t \in T \quad (7)$$

Der initiale Füllstand der Zwischenspeicher muss in der letzten Periode T wiederhergestellt werden, um jegliche Verfälschungen der Optimierungsergebnisse aufgrund der zusätzlich aus den Lagerbeständen konsumierten Zwischenprodukte zu vermeiden (vgl. Gleichung (8)). Dabei stellt ein Füllstand in Höhe von 50 % eine gängige Annahme dar, da mit diesem Füllstand das Modell im betrachteten Zeitraum die maximale Freiheit bei der Planung des energieflexiblen Betriebes besitzt. In den ersten Perioden besteht also weder ein vorrangiger Anspruch, das Zwischenprodukt zu produzieren, noch die Zwischenspeicher zu leeren und keine Produktion vorzunehmen.

$$B_{i,t} = 0,5 * B_i^{max} \forall i \in I, \text{ für } t \in \{1, |T|\} \quad (8)$$

Der Füllstand der Zwischenspeicher $B_{i,t}$ variiert je nach Menge des produzierten Zwischenproduktes $x_{i,t}$. In dem Modell wird das Zwischenprodukt ohne Zeitverzögerung im Zwischenspeicher gespeichert. Weiterhin ist der Füllstand abhängig von der Füllmenge der vergangenen Periode $B_{i,t-1}$ und der Nachfrage des Zwischenprodukts von der Produktionsanlage des Endprodukts $N_{i,t}^x$. Ebenso werden Transporte von und zu anderen Zwischenspeichern $t_{h,i}$ und $t_{i,h}$ berücksichtigt (vgl. Gleichung (9)).

$$B_{i,t} = B_{i,t-1} + \sum_{i=1}^I x_{i,t} - N_{i,t} + \sum_{h \in V(i)} t_{(h,i),t} - \sum_{h \in N(i)} t_{(i,h),t} \quad (9)$$

$$\forall i \in I, t \in T \setminus \{1, |T|\}$$

In Gleichung (10) wird sichergestellt, dass für jede Periode t die Menge des Zwischenproduktes, die einem Zwischenspeicher zugeliefert wird, auch bei dem liefernden Zwischenspeicher entsprechend abgehen muss. Zudem unterliegt die Transportmenge entlang der Zwischenspeicher durch Gleichung (11) für jede Periode einer spezifischen Höchstkapazität $k_{i,j}$.

$$t_{(i,j),t} - t_{(j,i),t} = 0 \quad \forall (i,j) \in E, t \in T \quad (10)$$

$$t_{(i,j),t} \leq k_{(j,i),t} \quad \forall (i,j) \in E, t \in T \quad (11)$$

Die Zwischenspeicher weisen in jeder Periode t einen minimal zulässigen Füllstand B_i^{min} und einen maximal möglichen Füllstand B_i^{max} auf (vgl. Gleichung (12)).

$$B_i^{min} \leq B_t \leq B_i^{max} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (12)$$

Ausgehend von den mit dem Strombezug aus dem öffentlichen Netz assoziierten Treibhausgasemissionen pro MWh e_t jeder Periode t werden anhand der bezogenen Strommengen $P_{i,t}$ die insgesamt assoziierten Treibhausgasemissionen e^{total} berechnet. Um die jeweiligen, assoziierten Treibhausgasemissionen aus dem öffentlichen Netz bezogenen MWh zu bestimmen, wird der viertelstündig gemessene Strommix (ENTSO-E 2022a) entsprechend komponentenweise mit den zugehörigen Emissionsfaktoren multipliziert (Lauf et al. 2020). Alle Angaben von CO₂-Emissionen in der Arbeit beziehen sich jeweils auf Treibhausgasemissionen, welche in CO₂-Äquivalenten gemessen werden.

$$e^{total} = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T e_t * P_{i,t} \quad (13)$$

3.2 Linearisierung des Modells

Um die Implementierung eines linearen Optimierungsmodells zu ermöglichen und die Laufzeit zu reduzieren, wird das in Kapitel 3.1 vorgestellte, nicht-lineare Optimierungsproblem in ein gemischt-ganzzahlig lineares Optimierungsproblem umformuliert. Um die Linearität zu gewährleisten, wird die nicht-lineare Nebenbedingung, welche für die Berücksichtigung der Netzentgeltregulierung nach §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV verantwortlich ist, angepasst (vgl. Gleichung (5)). Zwar sind die Benutzungsstunden für die Höhe der Netzentgelte ausschlaggebend, jedoch ist hierfür nicht die exakte Stundenzahl essenziell, da die gleichen Preise pro Intervall gelten. Demnach werden pro Netzanschlusspunkt i vier Binärparameter $y_{i,z}$ eingeführt,

welche das Intervall für die Benutzungsstunden vorgeben (vgl. Gleichung (14)). Je nach Intervall wird ein unterschiedlicher Arbeits- und Leistungspreis fällig. Da für jeden Netzananschlusspunkt i genau ein Intervall mit zugehörigem Netzentgelt gültig ist, muss die Summe der Binärparameter pro Netzananschluss eins sein. (vgl. Gleichung (15)).

$$y_{i,1}, \dots, y_{i,4} \in \{0,1\} \forall i \in I \quad (14)$$

$$\sum_{z=1}^4 y_{i,z} = 1 \forall i \in I \quad (15)$$

Zur Linearisierung werden zwei zusätzliche Nebenbedingungen eingeführt, um $y_{i,z}$ bestimmen zu können. Gleichung (16) setzt dabei die untere Grenze ug_z der Benutzungsstunden für den Netzentgelt-Fall z , während Gleichung (17) die obere Grenze og_z der Benutzungsstunden für den Fall z beschreibt. Liegt die Benutzungsstundenanzahl innerhalb der unteren und oberen Grenze eines Falls, so nimmt $y_{i,z}$ den Wert eins an. In anderen Fällen nimmt $y_{i,z}$ den Wert null an und die Nebenbedingungen werden unerheblich, da hier die beiden Intervallgrenzen auf einen hinreichend großen Wert M gesetzt werden. Tab. 2 zeigt die Werte für die Intervallgrenzen ug_z und og_z für Fall z . Für die Optimierung muss der Parameter M im Vorfeld auf ein für den Optimierungsfall ausreichend hohes Niveau festgelegt werden (vgl. Gleichung (18)).

$$ug_z * P_i^{max} - \sum_{t=1}^T P_{i,t} \leq M * (1 - y_{i,z}) \forall i \in I, z \text{ in } \{1,2,3,4\} \quad (16)$$

$$\sum_{t=1}^T P_{i,t} - og_z * P_i^{max} \leq M * (1 - y_{i,z}) \forall i \in I, z \text{ in } \{1,2,3,4\} \quad (17)$$

$$M \geq ug_z * P_i^{max} \forall i \in I, z \text{ in } \{1,2,3,4\} \quad (18)$$

Tab. 2: Intervallgrenzen der Benutzungsstunden

Fall z	ug_z [h]	og_z [h]
1	0	7.000
2	7.000	7.500
3	7.500	8.000
4	8.000	8.760

Quelle: (Bundesnetzagentur 2015)

Wird für den Netzananschluss i einer der Binärparameter $y_{i,z}$ auf $y_{i,z} = 1$ gesetzt, so müssen die Benutzungsstunden am Netzananschluss i in den Intervallgrenzen des Falls z liegen. Somit ergeben sich 4^I Optimierungsinstanzen. Nach der Optimierung der Instanzen werden die Ergebnisse verglichen und die Instanz mit dem besten Zielfunktionswert für die Auswertung herangezogen.

4 Fallstudie aus der energieintensiven Papierproduktion in Süddeutschland

Die Auswirkung des gegenwärtigen regulatorischen Rahmens der StromNEV in Deutschland auf die Ausschöpfung vorhandener Flexibilitätspotenziale der energieintensiven Industrie wird anhand einer Fallstudie eines Papierherstellers in Süddeutschland analysiert. Die Papierproduktion erfolgt hierbei parallel in zwei Produktionslinien, Linie 1 und Linie 2 (siehe Abb. 3).

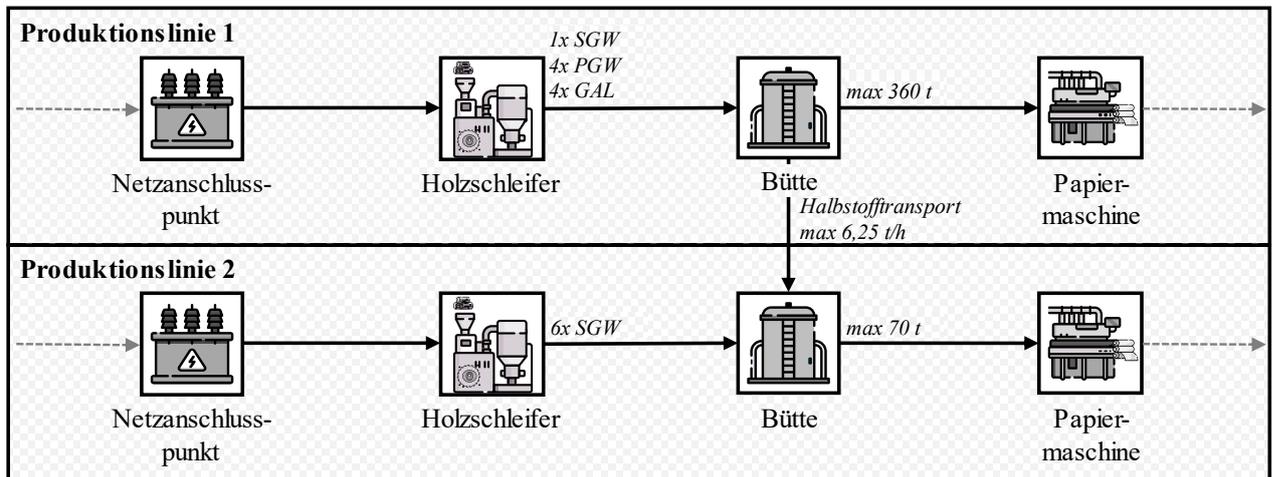


Abb. 3 Illustration des Produktionsprozesses der analysierten Fallstudie eines Papierherstellers in Süddeutschland

Quelle: Eigene Darstellung

Jede Produktionslinie ist mit einem Netzanschlusspunkt für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz sowie unterschiedlichen Holzschleifern verschiedener Technologien zur Produktion des Halbstoffes, einer Bütte zur Lagerung des Halbstoffes und einer Papiermaschine, die den Halbstoff zu Papier weiterverarbeitet, ausgestattet. Zudem ist es möglich, den Halbstoff über eine Verbindung der Bütten von Produktionslinie 1 zu Produktionslinie 2 zu transportieren. Der Halbstoff wird durch die Verarbeitung von Holz zu Fasern in sogenannten Holzschleifern gewonnen. In der Fallstudie werden drei Holzschleifertechnologien, Stone-Groundwood-Schleifer (SGW), Pressurized-Groundwood-Schleifer (PGW) und Pressurized-Groundwood-Schleifer, mit effizienteren Galileo-Schleifsteinen (GAL) verwendet. Dabei haben die SGW-Schleifer im Vergleich zu den PGW-Schleifern einen höheren spezifischen Energiebedarf pro Tonne an produziertem Halbstoff und sind somit ineffizienter. Im Mittel verbrauchen die Holzschleifer etwa 40 % des gesamten Stromverbrauchs der Papierfabrik. Die Produktionsüberkapazitäten der vorhandenen Holzschleifer im Verhältnis zum Produktionsprogramm der Papiermaschinen in Verbund mit den Halbstoffbütten schaffen folglich ein Flexibilitätspotenzial in der Halbstoffproduktion. Das betrachtete Unternehmen der Papierindustrie nutzt dieses Flexibilitätspotenzial, um den Betrieb der Holzschleifer auf Zeiträume mit möglichst niedrigen Strompreisen zu

legen und Zeiträume mit besonders hohen Strompreisen zu vermeiden. Somit wird das vorhandene Flexibilitätspotenzial im Zuge der Einsatzplanung der Anlagen ausgeschöpft, um die volumenbasierten Strombezugskosten am Day-Ahead-Markt zu minimieren. Hierbei werden im Gesamtkontext der Anlagenplanung auch weitere anfallende Kosten und insbesondere die Netzentgelte erfasst.

4.1 Szenarioanalyse der Flexibilitätseinsatzplanung

Um die Konsequenzen der gegenwärtigen Netzentgeltallokation für die Energieflexibilität in energieintensiven Unternehmen auszuwerten, werden die drei Szenarien „*StromNEV vor 2023*“, „*StromNEV in 2023*“ und „*StromNEV nicht in ZF*“ eingeführt (vgl. Tab. 3). Die Szenarien unterscheiden sich dahingehend, dass bei den ersten beiden, „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“, die Summe der Strombezugskosten und der Netzentgelte minimiert wird (vgl. Gleichung (2)). Dagegen werden in dem Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ die Netzentgelte nicht in der Zielfunktion der Optimierung berücksichtigt. Somit werden in dem Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ ausschließlich die volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten optimiert. Anhand der Szenarioanalyse wird sichtbar, ob und in welchen Fällen das Unternehmen seine Flexibilitätspotenziale vollständig nutzt. Falls die Betrachtung der drei unterschiedlichen Szenarien zu den gleichen Ergebnissen in den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten führen würde, hätte die Netzentgeltallokation keine Auswirkung auf den Einsatz der vorhandenen Energieflexibilität. Werden allerdings bei den Szenarien „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“ höhere, volumenbasierte Day-Ahead-Strombezugskosten als in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ generiert, bedeutet dies, dass der Einsatz vorhandener Energieflexibilität von den Netzentgelten negativ beeinflusst wird.

In Szenario „*StromNEV vor 2023*“ wird das Optimierungsmodell aus Kap. 3 nicht verändert. Die Netzentgelte werden entsprechend der StromNEV ohne den Beschluss der BNetzA vom Februar 2023 berechnet. In Szenario „*StromNEV in 2023*“ werden die Netzentgelte dagegen mit dieser temporären Ausnahmeregelung berechnet. Entsprechend wird Gleichung (5) angepasst und das Modell um die Gleichungen (5.1) und (5.2) ergänzt. Hierdurch ist es dem Papierhersteller in dem Szenario „*StromNEV in 2023*“ in den definierten Zeitfenstern mit besonders hohen und niedrigen Day-Ahead-Strompreisen möglich, die Leistung zu erhöhen oder zu verringern, ohne die Benutzungsstundenanzahl $BS_i^{HZ,NZ}$ negativ zu beeinflussen.

Um die Anpassung des §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV vom Februar 2023 in Szenario „*StromNEV in 2023*“ abzubilden, werden die zusätzlichen Entscheidungsvariablen $P_{i,t}^{vor\ HZ}$ und $P_{i,t}^{vor\ NZ}$ eingeführt. Diese nehmen den Wert der Leistung in der Periode vor den Niedrig- und Hochpreiszeitfenstern an (vgl. Gleichungen (5.1.1, 5.1.2, 5.1.3)).

Tab. 3: Überblick über die in der Fallstudie betrachteten Optimierungsszenarien

Szenario	Beschreibung	Anpassung des Optimierungsmodells
StromNEV vor 2023	Optimierung der Strombezugsstrategie nach den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten und Netzentgelten. Netzentgeltallokation ohne Berücksichtigung der Anpassung im Februar 2023	Keine Anpassung
StromNEV in 2023	Optimierung der Strombezugsstrategie nach den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten und Netzentgelten. Netzentgeltallokation entsprechend der Anpassung im Februar 2023	Anpassung der Gleichung (5) Hinzufügen der Gleichungen (5.1 und 5.2)
StromNEV nicht in ZF	Optimierung der Strombezugsstrategie nur nach den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten. Berechnung der Netzentgelte erfolgt nach der Optimierung	Anpassung der Gleichungen (2 und 5)

Quelle: Eigene Annahme

$$\frac{\sum_{t=1}^T P_{i,t}^{HZ}}{P_i^{max,NZ}} \geq BS_i^{HZ,NZ} \quad \forall i \in I \quad (5)$$

Gemäß der Anpassung des §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Bundesnetzagentur 2023) werden im Modell zur Berechnung des Gesamtstromverbrauches in jeder Stunde des Hochpreiszeitfensters das Maximum aus der tatsächlichen Leistung $P_{i,t}$ und der Leistung in der Periode vor Beginn des Hochpreiszeitfensters $P_{i,t}^{vor\ HZ}$ herangezogen. Somit haben zusätzliche Lastspitzen innerhalb der vorgegebenen Zeitfenster keine Auswirkung auf die Berechnungsgrundlage der Benutzungsstunden.

$$P_{i,t}^{vor\ HZ} \begin{cases} P_{i,t-1}, & \text{wenn } HZ_t = 1 \wedge HZ_{t-1} = 0 \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad \forall i \in I, t \in T \setminus \{1\} \quad (5.1.1)$$

$$P_{i,t}^{HZ} \geq P_{i,t} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (5.1.2)$$

$$P_{i,t}^{HZ} \geq P_{i,t}^{vor\ HZ} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (5.1.3)$$

Die Jahreshöchstleistung, die in Szenario „*StromNEV in 2023*“ für die Berechnung der Benutzungsstunden verwendet wird, $P_i^{max,NZ}$, ist in Gleichung (5.2.4) abgebildet. $P_i^{max,NZ}$ nimmt

den maximalen Wert aller Variablen $P_{i,t}^{vor\ NZ}$ an. Dabei bildet $P_{i,t}^{vor\ NZ}$ das Minimum der tatsächlichen Leistung $P_{i,t}$ in Periode t und der Leistung vor dem Niedrigpreiszeitfenster $P_{i,t}^{vor\ NZ}$ ab (vgl. Gleichung (5.2.2, 5.2.3)).

$$P_{i,t}^{vor\ NZ} \begin{cases} P_{i,t-1}, \text{ wenn } NZ_t = 1 \wedge NZ_{t-1} = 0 \\ M, \text{ sonst} \end{cases} \quad \forall i \in I, t \in T \setminus \{1\} \quad (5.2.1)$$

$$P_{i,t}^{NZ} \leq P_{i,t} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (5.2.2)$$

$$P_{i,t}^{NZ} \leq P_{i,t}^{vor\ NZ} \quad \forall i \in I, t \in T \quad (5.2.3)$$

$$-P_i^{max, NZ} + P_{i,t}^{vor\ NZ} \leq 0 \quad \forall i \in I, t \in T \quad (5.2.4)$$

In Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ wird nach den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten ungeachtet der Netzentgelte optimiert. Dementsprechend werden in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ die Netzentgelte aus der Zielfunktion entfernt und die Nebenbedingungen entsprechend angepasst (vgl. Gleichung (2.1, 3.1)). Anhand von Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ kann demnach nachvollzogen werden, inwiefern die Ausschöpfung der vorhandenen Energieflexibilitätpotenziale in den Szenarien „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“ von der StromNEV negativ beeinflusst werden.

$$\text{Min ZF} := \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I P_{i,t} * DA_t \quad (2.1)$$

$$NE_i = (P_i^{max} * LP_i + \sum_{t=1}^T P_{i,t} * AP_i) * R_i \quad \forall i \in I \quad (3.1)$$

4.2 Daten und Parametrisierung

Die Strombezugsstrategie des Papierherstellers wird stets über den Zeitraum eines ganzen Jahres optimiert, da die Netzentgelte jährlich erhoben und abgerechnet werden. Betrachtet werden in der Fallstudie die Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019, 2020, 2021 und 2022. Hierbei ist anzumerken, dass die Day-Ahead-Strompreise dieser vier Jahre aufgrund verschiedener Rahmenbedingungen unterschiedliche, statistische Merkmale aufweisen (vgl. Tab. 4). Während in den Jahren 2019 und 2020 noch relativ geringe Strompreise und Volatilitäten auf dem Spotmarkt zu beobachten waren, weisen die Jahre 2021 und 2022 deutlich höhere Strompreise und Volatilitäten auf (ENTSO-E 2022b).

Die beiden Netzanschlusspunkte der Produktionslinien sind an unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen, weshalb unterschiedliche Leistungs- und Arbeitspreise für die Linien anfallen

(vgl. Tab. 5). Da sich die Fallstudie auf einen Papierhersteller in Süddeutschland bezieht, wurden für die Bestimmung der Netzentgelte die Angaben zu den Arbeits- und Leistungspreisen des regional agierenden Netzbetreibers Bayernwerk Netz in den Jahren 2019 bis 2022 zugrunde gelegt.

Tab. 4: Statistische Daten zu den stündlichen Day-Ahead-Strompreisen der EPEX SPOT für BZN|DE-LU und Emissionsfaktoren des Strommixes in Deutschland.

Statistisches Merkmal	2019	2020	2021	2022
Durchschnittlicher Day-Ahead-Preis [€/MWh]	37,67	30,47	96,85	249,80
Standardabweichung Day-Ahead-Preis [€/MWh]	15,52	17,50	73,68	146,05
Durchschnittlicher Emissionsfaktor [g CO ₂ -Äq/kWh]	360,72	314,24	368,73	390,97
Standardabweichung Emissionsfaktor [g CO ₂ -Äq/kWh]	104,71	112,95	106,45	110,58

Quelle: Daten aus (ENTSO-E 2022a; ENTSO-E 2022b; Lauf et al. 2020)

Tab. 5: Leistungs- und Arbeitspreise des Papierherstellers

Parameter	Beschreibung	2019	2020	2021	2022
AP_1	Arbeitspreis an Linie 1 [€/MWh]	1,0	0,9	1,3	0,3
LP_1	Leistungspreis an Linie 1 [€/MW]	109.440	109.680	87.820	93.290
AP_2	Arbeitspreis an Linie 2 [€/MWh]	0,8	1,2	1,5	1,2
LP_2	Leistungspreis an Linie 2 [€/MW]	112.740	116.700	93.900	97.260

Quelle: Daten aus (Bayernwerk Netz 2023)

Die numerischen Werte für die technischen Parameter des Optimierungsmodells basieren auf Realdaten des Papierherstellers aus dem Jahr 2021. Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse werden die technischen Parameter sowie das Produktionsprogramm analog für alle betrachteten Jahre und Szenarien angewendet. In Tab. 6 wird ein kumulierter Einblick in die technischen Rahmenbedingungen und das Produktionsprogramm an beiden Produktionslinien gegeben.

Tab. 6 Technische Parameter des Papierherstellers.

Parameter	Beschreibung	Linie 1	Linie 2
x_i^{max}	Maximale Halbstofferzeugung der Schleifer an Produktionslinie i in [t/h]	34,40	8,75
P_i^x	Stromverbrauch pro produzierter Tonne Halbstoff der Schleifer an Linie i [MWh/t]	1,16	1,40
B_i^{max}	Büttenkapazität der Bütte an Linie i in [t]	360,00	70,00
\bar{N}_i	Durchschnittlicher Halbstoffbedarf der Papiermaschine an Linie i in [t/h]	22,77	8,00

Quelle: Herstellerangaben

5 Wirtschaftliche und ökologische Betrachtung der Flexibilitätseinsatzplanung

Die aus der beschriebenen Fallstudie resultierenden 132 gemischt-ganzzahlig linearen Optimierungsinstanzen (drei Netzentgeltszenarien mit vier Preisverteilungen mit jeweils 16 Instanzen für die Szenarien „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“ sowie einer Instanz für das Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“)⁹ wurden in der Programmiersprache Python und der Optimierungssoftware Gurobi auf einem System mit 16 CPU-Kernen bis zu 2,4 GHz und 786 GB RAM gelöst. Die Lösungszeit reichte von wenigen Sekunden bis zu einer halben Stunde. Im Folgenden werden zunächst die Ergebnisse in den verschiedenen Preisverteilungen und Netzentgeltszenarien anhand der Lastprofile validiert und im Anschluss daran werden die ökonomischen und ökologischen Ergebniswerte wiedergegeben.

5.1 Lastprofil der Halbstoffherzeugung

Zuerst wird das Lastprofil des Papierherstellers in den verschiedenen Optimierungsszenarien betrachtet. In Abb. 4 ist das Lastprofil der Halbstoffproduktion in den drei Netzentgeltszenarien für die Preisverteilung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022 illustriert. Dabei werden die Lastprofile der Holzschleifer in den verschiedenen Szenarien jeweils blau gekennzeichnet. Die Zeitreihe der Day-Ahead-Strompreise wird grau gekennzeichnet und über eine sekundäre Achse abgetragen. Zur Veranschaulichung der Unterschiede in den Lastprofilen der Szenarien werden die Leistung der Halbstoffherzeugung und die entsprechenden Day-Ahead-Strompreise exemplarisch für den ersten Mittwoch im Juni dargestellt. Darüber hinaus werden in Tab. 7 mit den Benutzungsstunden und in Tab. 8 mit den Strombezügen und den Leistungsspitzen weitere wesentliche Ergebnisse der Optimierungsinstanzen aufgeführt.

Es zeigt sich, dass die verschiedenen Berechnungssystematiken der Netzentgelte in den Szenarien einen maßgeblichen Einfluss auf die Betriebsführung und damit den Stromverbrauch der Halbstoffproduktion ausüben. Der Vergleich von Szenario „*StromNEV vor 2023*“ mit Szenario „*StromNEV in 2023*“ und insbesondere mit Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ verdeutlicht eine höhere Jahreshöchstleistung sowie eine gesteigerte Flexibilität in der Halbstoffproduktion.

⁹ 16 Instanzen in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“ ergeben sich aufgrund der Linearisierung der Nebenbedingung für die Netzentgeltreduktionen nach §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Diese Linearisierung bedeutet, die vier verschiedenen Intervalle der Netzentgeltreduktionen in allen Kombinationen zwischen den beiden Produktionslinien zu optimieren und anschließend die Instanz mit bestem Zielfunktionswert zur Analyse zu benutzen.

Hierbei ist festzustellen, dass der Strombezug bei hohen Strompreisen reduziert und bei niedrigen Strompreisen intensiviert wird.

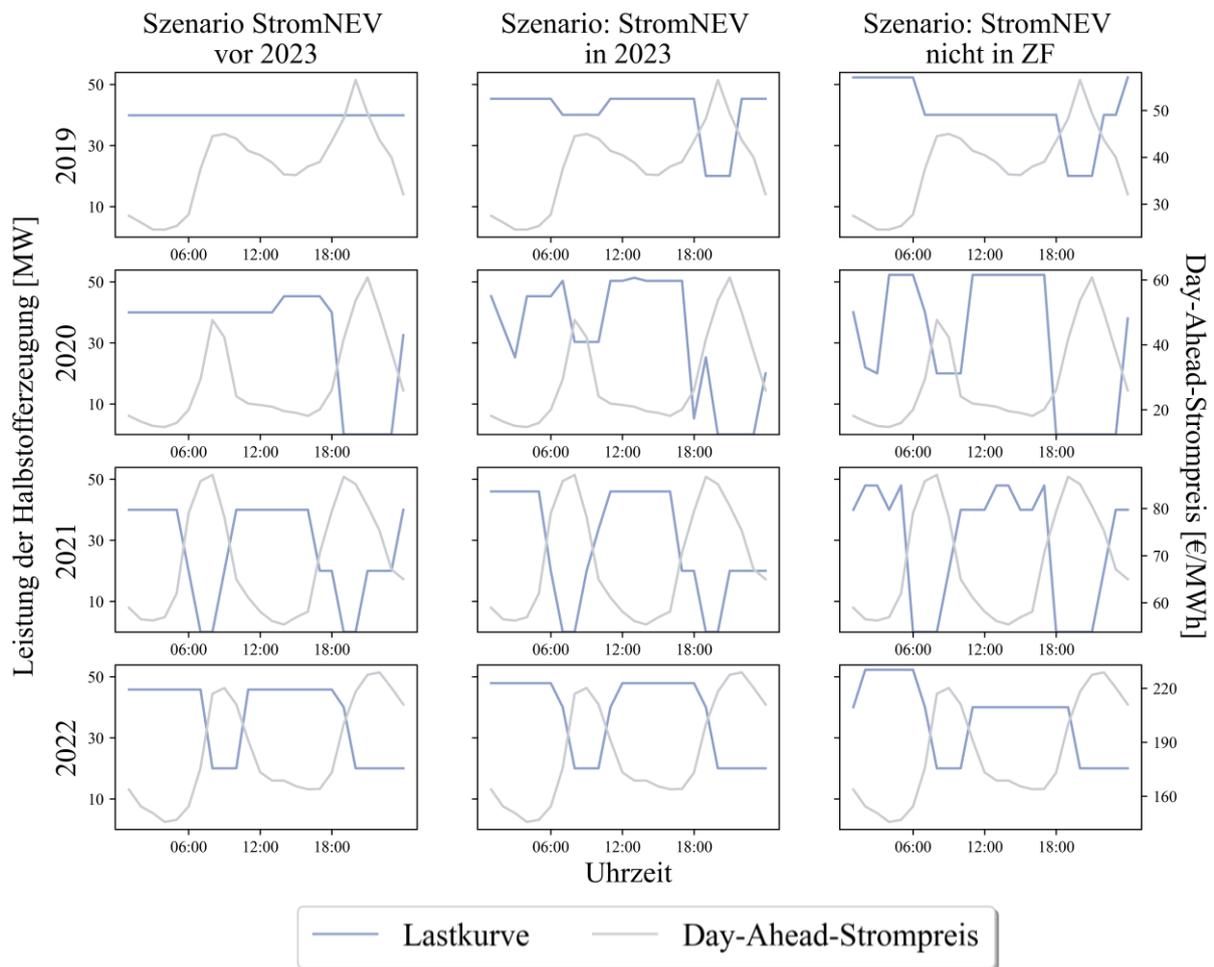


Abb. 4 Illustration des Lastprofils der analysierten Fallstudie des ersten Mittwochs unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022
Quelle: Eigene Darstellung

Die Benutzungsstunden werden in Tab. 7 aufgeführt. Dabei werden unabhängig von der Implementation der Netzentgeltregulierung im Optimierungsmodell in den drei Szenarien unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise von 2019 bis 2022 an Produktionslinie 1 deutlich über 7.000 Benutzungsstunden und somit eine Reduktion der Netzentgelte von bis zu 80 % erreicht. Hingegen sinken die Benutzungsstunden an Produktionslinie 2 in den Szenarien „*StromNEV in 2023*“ und „*StromNEV nicht in ZF*“ über alle Jahre unter 7.000 Benutzungsstunden. Allerdings werden dabei nur in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ die Netzentgeltreduktionen verwirklicht. In Szenario „*StromNEV in 2023*“ werden nach wie vor Reduzierungen in den Netzentgelten erreicht. Dies begründet sich darin, dass in Szenario „*StromNEV in 2023*“ die zur Berechnung

der Netzentgelte gemeldeten Strombezüge von den tatsächlich realisierten Strombezügen abweichen. Die gemeldeten Strombezüge basieren hierbei auf der Berechnungssystematik des BNetzA-Beschlusses vom Februar 2023.

Die aus den gemeldeten Strombezügen resultierenden Benutzungsstunden sind für alle betrachteten Preisverteilungen deutlich höher als die tatsächlich realisierten Benutzungsstunden. Weiterhin sind die Benutzungsstunden in Szenario „StromNEV vor 2023“ und die dem Netzbetreiber übermittelten Benutzungsstunden in Szenario „StromNEV in 2023“ immer an der untersten Grenze des erreichten Intervalls zur Reduktion der Netzentgelte orientiert.

Tab 7: Benutzungsstunden und Netzentgeltreduktionen an Linie 1 und 2 unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022

Jahr	Szenario	Benutzungsstunden Linie 1 [h]	Benutzungsstunden Linie 2 [h]	Reduktion Netzentgelte	Reduktion Netzentgelte
2019	StromNEV vor 2023	8.000	7.500	90 %	85 %
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	7.441	6.819	80%	0%
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	8000	8000	90 %	90 %
	StromNEV nicht in ZF	7.446	4.975	80 %	0 %
2020	StromNEV vor 2023	8.000	7.500	90 %	85 %
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	7.395	6.677	80%	0%
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	8000	8000	90 %	90 %
	StromNEV nicht in ZF	7.373	5.263	80 %	0 %
2021	StromNEV vor 2023	7.500	7.000	85 %	80 %
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	7.352	5.994	80 %	0 %
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	8000	7000	90 %	80 %
	StromNEV nicht in ZF	7.417	5.080	80 %	0 %
2022	StromNEV vor 2023	7.530	7.000	85 %	80 %
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	7.447	5.014	80 %	0 %
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	8000	7000	90 %	80 %
	StromNEV nicht in ZF	7.503	4.806	85 %	0 %

Quelle: Eigene Auswertung

Auffällig ist zudem, dass die Nutzungsstunden in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2021 und 2022 für beide Produktionslinien geringer ausfallen als unter Verwendung der Preise im Jahr 2019 und 2020. An Produktionslinie 1 verringern sich die Benutzungsstunden von 8.000 h im Jahr 2019 und 2020 auf 7.500 h im Jahr 2021 und an Produktionslinie 2 von 7.500 h im Jahr 2019 und 2020 auf 7.000 h im Jahr 2021 und 2022. Demnach werden unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 und 2020 an beiden Produktionslinien 5 % mehr Netzentgeltreduzierung realisiert als für die Preise im Jahr 2021 und 2022.

Tab 8: Strombezug und Leistungsspitze an Linie 1 und 2 unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise in den Jahren 2019 bis 2022

Jahr	Szenario	Strombezug Linie 1 [MWh]	Strombezug Linie 2 [MWh]	Jahreshöchst- leistung Linie 1 [MW]	Jahreshöchst- leistung Linie 2 [MW]
2019	StromNEV vor 2023	699.528	194.002	87	26
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	698.796	197.786	94	29
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	751.303	216.964	94	27
	StromNEV nicht in ZF	699.931	195.247	94	39
2020	StromNEV vor 2023	702.985	190.689	87	25
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	695.183	204.560	94	31
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	752.000	227.276	94	28
	StromNEV nicht in ZF	693.090	206.593	94	39
2021	StromNEV vor 2023	704.794	189.674	94	27
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	691.129	209.668	94	35
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	752.000	244.850	94	35
	StromNEV nicht in ZF	697.200	199.370	94	39
2022	StromNEV vor 2023	704.778	189.198	94	27
	StromNEV in 2023 (realisierte Werte)	691.947	208.150	94	39
	StromNEV in 2023 (gemeldete Werte)	752.000	242.172	94	35
	StromNEV nicht in ZF	691.340	200.090	94	39

Quelle: Eigene Auswertung

Die Stundenzahl, in denen der Papierhersteller den Stromverbrauch erhöht oder reduziert, ohne eine nachteilige Auswirkung auf die dem Netzbetreiber zu übermittelnden Benutzungsstundenanzahl zu erzeugen, ist in Tab. 9 wiedergegeben.

Tab. 9: Stundenanzahl abweichenden Strombezugs ohne Verringerung der Benutzungsstundenanzahl in Szenario „*StromNEV in 2023*“

Stundenanzahl	2019	2020	2021	2022
Produktionslinie 1	1182	1139	1225	1207
Produktionslinie 2	1865	1798	1710	1797

Quelle: Eigene Auswertung

5.2 Gesamtstromkosten des Papierherstellers

Nachfolgend werden die Gesamtstromkosten des Papierherstellers für die verschiedenen Optimierungsszenarien analysiert und gegenübergestellt. In Abb. 5 und Abb. 6 werden die Unterschiede in den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten und Netzentgelten zwischen den verschiedenen Implementationen der StromNEV im Optimierungsmodell veranschaulicht. Das Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ wird als Referenzfall genommen. Mit diesem wird verglichen, wie sich die Stromkosten bei Einführung der StromNEV in die Zielfunktion ändern (Szenarien „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“). Es werden die Kosten des Papierherstellers unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022 dargestellt.

Zunächst ist anzumerken, dass die Gesamtstromkosten des Papierherstellers für alle vier Preisverteilungen im Szenario „*StromNEV vor 2023*“ geringer sind als im Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“. Unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 und 2020 sind die Gesamtstromkosten circa 4 Mio. € niedriger. Des Weiteren reduzieren sich die Kosten für 2021 um circa 2,4 Mio. Euro und unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise des Jahres 2022 sind die Kosten um 1,6 Mio. Euro niedriger. Die Gesamtstromkosten setzen sich aus den Netzentgelten und den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten zusammen. Die Netzentgelte sind für alle verwendeten Day-Ahead-Strompreiszeitreihen in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ geringer als in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“. Gleichzeitig sind die volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten des Papierherstellers für alle vier Preisverteilungen in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ höher als in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“. Die Mehrkosten betragen in den Day-Ahead-Strombezugskosten aufgrund der Berücksichtigung der Netzentgeltregulierung in der Zielfunktion für die Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2021 circa 1 Mio. Euro. Für die Preisverteilung des Krisenjahres 2022 belaufen sich die Mehrkosten auf 2,35 Mio. Euro. Die Einsparungen in den Netzentgelten übersteigen bei der Einführung der Netzentgelte in die Zielfunktion deutlich die Mehrkosten in den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten.

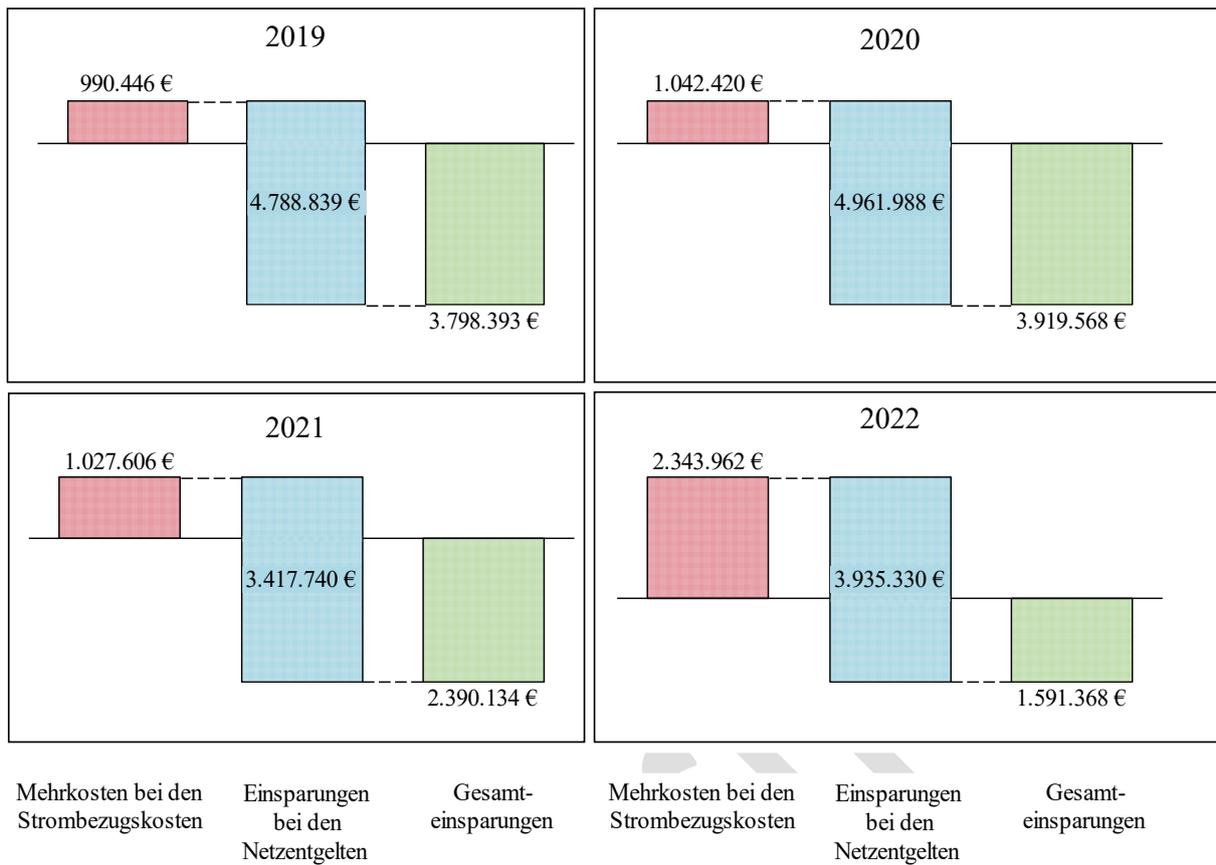


Abb. 5: Gegenüberstellung der Stromkosten bei Optimierung der Strombezugsstrategie im Sinne der StromNEV vor der Einführung des BK4-22-089 im Vergleich zur Optimierung der Strombezugsstrategie rein nach den volumenbasierten Strombezugskosten am Day-Ahead-Markt.

Quelle: Eigene Darstellung

Abb. 6 zeigt in analoger Weise die Veränderungen der Stromkosten des analysierten Papierherstellers bei der Optimierung der Strombezugsstrategie unter Berücksichtigung der Netzentgelte in der Zielfunktion. Dabei werden die Netzentgelte nun unter Berücksichtigung des Beschlusses vom Februar 2023 berechnet (Szenario „StromNEV in 2023“). Als Referenzfall dient weiterhin die Optimierung der Strombezugsstrategie rein nach den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten (Szenario „StromNEV nicht in ZF“).

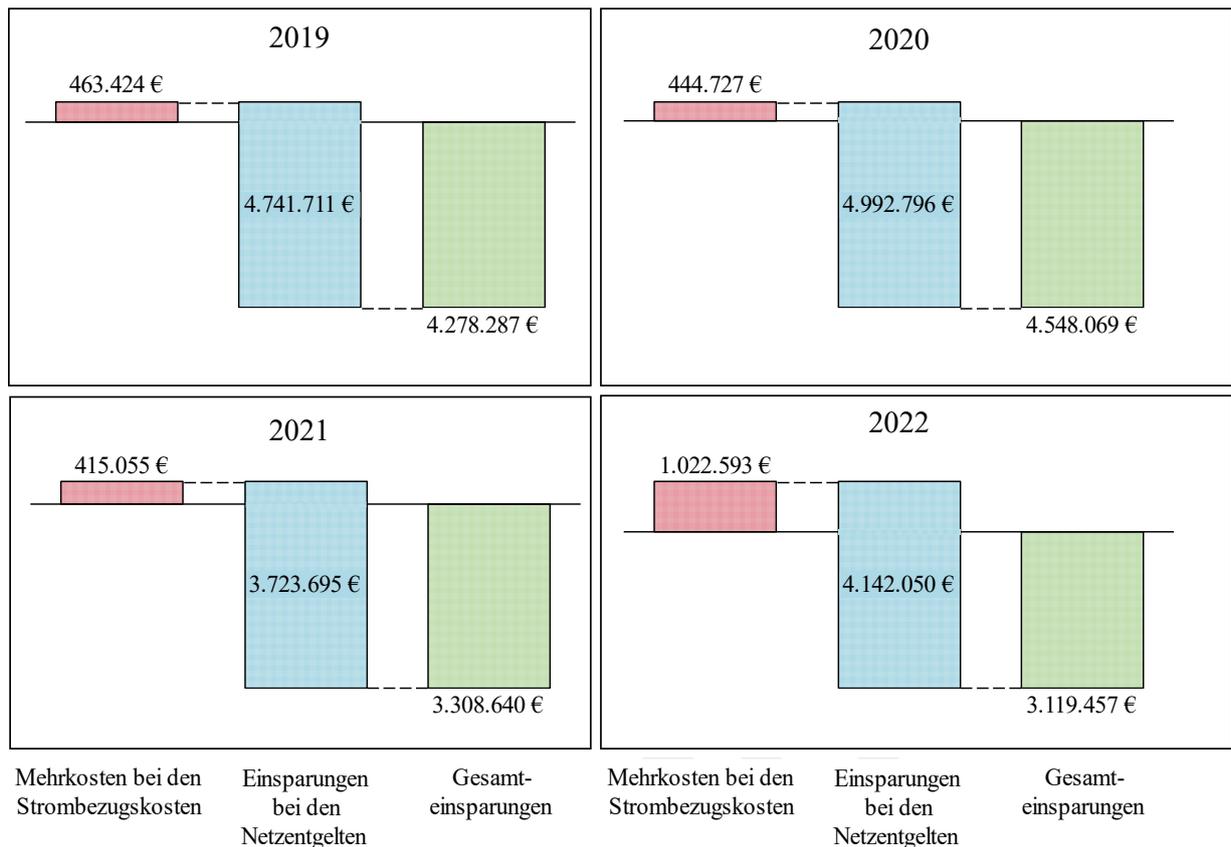


Abb. 6: Gegenüberstellung der Stromkosten bei Optimierung der Strombezugsstrategie im Sinne der StromNEV mit der Einführung des BK4-22-089 im Vergleich zur Optimierung der Strombezugsstrategie rein nach den volumenbasierten Strombezugskosten am Day-Ahead-Markt.

Quelle: Eigene Darstellung

Die volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten sind unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022 in Szenario „StromNEV in 2023“ höher als in Szenario „StromNEV nicht in ZF“. Gleichzeitig sind die Netzentgelte jeweils ungleich niedriger. Die Day-Ahead-Strombezugskosten in Szenario „StromNEV in 2023“ unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019, 2020 und 2021 sind rund 0,5 Mio. € höher als in Szenario „StromNEV nicht in ZF“. Unter Verwendung der sehr volatilen Day-Ahead-Strompreise des Jahres 2022 beträgt diese Differenz 1 Mio. €.

Die Einsparungen in den Netzentgelten sind ähnlich ausgeprägt wie in dem Vergleich der Szenarien „StromNEV vor 2023“ und „StromNEV nicht in ZF“ (Abb. 5). Unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise im Jahr 2019 und 2020 sind die Netzentgelte in Szenario „StromNEV nicht in ZF“ jeweils etwa 5 Mio. € niedriger als in den beiden anderen Szenarien. Unter Verwendung der Strompreise im Jahr 2021 und 2022 sind die Netzentgelte circa 4 Mio. € geringer. Diese Differenz in Höhe von 1 Mio. € ist auf die geringere Benutzungsstundenanzahl und somit Netzentgeltreduktion an Produktionslinie 1 in Szenario „StromNEV vor 2023“ für die Preise

von 2021 und 2022 im Vergleich zu 2019 und 2020 zurückzuführen. Demzufolge liegt die realisierte Netzentgeltreduktion unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise im Jahr 2019 und 2020 bei 90% und unter Verwendung der Preise von 2021 und 2022 bei 85% (vgl. Tab. 7).

5.3 Assoziierte Treibhausgasemissionen des Strombezuges

In Tab. 10 werden die assoziierten Treibhausgasemissionen des Papierherstellers aufgelistet. Diese betragen unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise und der assoziierten Treibhausgasemissionen der Jahre 2019 und 2021 circa 320.000 t CO₂-Äq/MWh, für 2020 280.000 t CO₂-Äq/MWh und für das Jahr 2022 350.000 t CO₂-Äq/MWh. Die assoziierten Treibhausgasemissionen des Papierherstellers sind in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ höher als in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“. Die Differenzbetrachtung der beiden Szenarien „*StromNEV vor 2023*“ und „*StromNEV in 2023*“ ist über die vier analysierten Preisverteilungen uneinheitlich. Einerseits sind die assoziierten Treibhausgasemissionen des Papierherstellers in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise und assoziierten Treibhausgasemissionen der Jahre 2019 und 2020 um rund 1.000 t CO₂-Äq/MWh niedriger als in Szenario „*StromNEV in 2023*“. Andererseits sind die assoziierten Treibhausgasemissionen des Papierherstellers in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise im Jahr 2021 und 2022 höher als in Szenario „*StromNEV in 2023*“. Für 2021 um rund 1.000 t CO₂-Äq/MWh und für 2022 um etwa 650 t CO₂-Äq/MWh.

Tab. 10: Assoziierte Treibhausgasemissionen des Strombezuges in allen analysierten Jahren und Szenarien gemessen in CO₂-Äquivalenten.

Jahr	Szenario		
	StromNEV vor 2023	StromNEV in 2023	StromNEV nicht in ZF
2019	319.678	318.486	316.177
2020	277.297	276.188	274.006
2021	323.802	324.911	322.979
2022	348.945	349.607	347.608

Quelle: Eigene Auswertung

6 Diskussion

6.1 Ökonomische Implikationen der StromNEV

Die Ergebnisse dieser Arbeit weisen bedeutende Implikationen aus ökonomischer Perspektive auf. Der betrachtete Papierhersteller ist grundsätzlich in der Lage, Kostenreduktionen in den volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten zu erzielen, indem die Holzschleifer zur Halbstoffherzeugung flexibel eingesetzt werden. Demnach können diese Anlagen in Perioden niedriger Day-Ahead-Strompreise unter voller Auslastung betrieben und im Gegenzug in den Stunden mit hohen Day-Ahead-Strompreisen ausgeschaltet werden. Dieses Flexibilitätspotenzial schöpft der Papierhersteller bei der Optimierung der Strombezugsstrategie rein nach Day-Ahead-Strombezugskosten vollständig aus (Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“). Berücksichtigt der Papierhersteller bei der Optimierung seiner Strombezugsstrategie jedoch neben den Day-Ahead-Strombezugskosten zusätzlich Netzentgelte (Szenario „*StromNEV vor 2023*“), schöpft er sein vorhandenes Flexibilitätspotenzial weit weniger aus. Dieser Effekt ist darauf zurückzuführen, dass eine flexible Betriebsplanung in einer höheren Jahreshöchstleistung sowie einer geringeren Benutzungsstundenanzahl resultiert, was wiederum erhöhte Netzentgelte bedeutet. Demnach übersteigen die zusätzlichen Netzentgelte unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022 die möglichen Einsparungen der volumenbasierten Strombezugskosten am Day-Ahead-Markt deutlich. Dem Papierhersteller entstehen hierbei für die Strompreise in 2022 vermeidbare Mehrkosten in Höhe von 2,5 Mio. Euro beim Strombezug am Day-Ahead-Markt. Diese Mehrkosten entstehen aufgrund des wirtschaftlichen Anreizes der Netzentgeltregulierung, seine Flexibilitätspotenziale nur eingeschränkt einzusetzen. Dieser Anreiz zum gleichmäßigen Strombezug resultiert somit in einer verringerten Wettbewerbsfähigkeit des Papierhersteller.

Die Mehrkosten bei den volumenbasierten Strombezugskosten am Day-Ahead-Markt in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ aufgrund der Netzentgeltregulierung ergeben sich insbesondere aus der beschränkten Auslastung der Holzschleifer an Produktionslinie 2 in Zeiten niedriger Day-Ahead-Strompreise. Diese Holzschleifer werden wegen der derzeitigen Netzentgeltsystematik für die energieintensive Industrie nicht unter voller Auslastung betrieben, um die Jahreshöchstleistung so weit wie möglich zu begrenzen. Unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2022 hat der Papierhersteller die Jahreshöchstlast an Produktionslinie 2 um durchschnittlich 13MW im Vergleich zu Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ verringert. Die geringere Jahreshöchstleistung ermöglicht dem Papierhersteller niedrigere Netzentgelte, indem der Leistungspreis verringert und gleichzeitig die Benutzungsstundenanzahl erhöht wird.

Durch den begrenzten Einsatz seiner Energieflexibilität, erreicht der Papierhersteller über 7000 Benutzungsstunden und damit bis zu 80% Reduktion seiner Netzentgelte. Somit werden energieintensive Unternehmen in Deutschland deutlich angereizt, die Betriebsplanung nach den Rahmenbedingungen der StromNEV zu optimieren. Gegenwärtig bedeutet dies, dass vorhandene Überkapazitäten (und somit Energieflexibilitätspotentiale) nicht wirtschaftlich genutzt werden können. Demzufolge sind auch verstärkte Investitionen in Energieflexibilität unter der aktuellen flexibilitätshemmenden Netzentgeltregulierung für energieintensive Unternehmen ökonomisch in vielen Fällen nicht sinnvoll. Angesichts der anfallenden Fixkosten für ungenutzte Überkapazitäten kann es stattdessen für energieintensive Unternehmen sogar im Gegenteil ökonomisch sinnvoll sein, Überkapazitäten abzubauen. Dies steht in direktem Gegensatz zu den langfristigen Flexibilitätsbedarfen, die zur Integration von erneuerbaren Energien benötigt werden.

Durch die Ergebnisse lassen sich ebenfalls die ökonomischen Anreizwirkungen des im Februar 2023 verabschiedeten Beschlusses zur Anpassung des individuellen Netzentgeltes für energieintensive Unternehmen feststellen (Szenario „*StromNEV in 2023*“). So setzt der Papierhersteller mit analoger Preisverteilung der Day-Ahead-Strompreise in den Jahren 2019 bis 2022 mehr Energieflexibilität ein, ohne die Netzentgeltreduktionen zu verwirken. Durchschnittlich konnte der Papierhersteller seinen Strombezug in 1.500 h des Jahres anpassen, (d.h. erhöhen und verringern), ohne dass die Benutzungsstundenanzahl sinkt. Aufgrund dieser gesteigerten Nutzung vorhandener Energieflexibilitätspotenziale als Reaktion auf die Day-Ahead-Strompreise kann er unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 bis 2021 circa 0,6 Mio. Euro am Day-Ahead-Markt einsparen und für die Day-Ahead-Strompreise im Jahr 2022 in etwa 1,2 Mio. Euro. Die Anpassung der StromNEV im Februar mit dem Beschluss BK4-22-089 schafft somit Freiraum, die in Unternehmen vorhandenen Energieflexibilitätspotenziale verstärkt zu nutzen. Bei der Vermarktung dieser Potenziale am Day-Ahead-Markt resultieren wirtschaftliche Vorteile.

Über den erhöhten Einsatz vorhandener Energieflexibilität hinaus ist eine weitere Anreizwirkung des Beschlusses der BNetzA zur StromNEV im Februar 2023 festzustellen. Demnach verringert der Papierhersteller seine in Wirklichkeit erreichten Benutzungsstunden zwar aufgrund des Beschlusses im Februar 2023, allerdings meldet er dem Netzbetreiber in allen vier Jahren eine höhere Benutzungsstundenanzahl im Vergleich zur vor Februar 2023 geltenden Regulierung. Somit setzt der Beschluss einerseits den Anreiz, in den vordefinierten Zeiten hoher und niedriger Strompreise den Flexibilitätseinsatz zu erhöhen, andererseits den Anreiz, in allen

anderen Stunden des Jahres noch gleichmäßiger als zuvor Strom zu beziehen und somit höhere Netzentgeltreduktionen zu erhalten. Einerseits reagiert der Papierhersteller in etwa 1.500 h des Jahres auf den Day-Ahead-Preis. Andererseits bezieht er in den restlichen 7.260 h des Jahres noch gleichmäßiger Strom als vor dem Beschluss im Februar 2023 und verstärkt damit gegebenenfalls kritische Netzsituationen. Somit ist zu konstatieren, dass die Netzstabilität mit der neuen Sonderregelung vom Februar 2023 potenziell negativ beeinträchtigt wird.

Zusammenfassend zeigt sich, dass die StromNEV Unternehmen gegenwärtig keinen Anreiz bietet, vorhandene Energieflexibilitätpotenziale voll auszuschöpfen und somit auch den Anreiz für Investitionen in Energieflexibilität reduziert. Dies verhindert die Absicherung gegen hohe, volatile Strompreise mithilfe von Energieflexibilität. Aus volkswirtschaftlicher Effizienzperspektive wäre es nachvollziehbar, den Einsatz und Ausbau von Energieflexibilität zu bestrafen, wenn dadurch Einsparungen im Netzbetrieb erzielt werden könnten. Allerdings hat eine Studie im Auftrag des BMWK gezeigt, dass Leistungspreis- und Bandlastkriterien-basierte Netzentgelte nicht geeignet sind, um Netzkosten reflexiv auf die Netznutzer abzubilden (Consentec und Fraunhofer ISI 2018). Der Grund dafür ist, dass die Netzkosten nicht primär durch stromentnahmeabhängige Parameter wie der zeitgleichen Jahreshöchstleistung, sondern vielmehr durch anschlussbezogene Parameter getrieben werden. Darüber hinaus betont die BNetzA ihrerseits, dass Netzentgeltbestandteile, die sich an Bandlastkriterien orientieren, ungeeignet sind, die Netzkosten in einem Stromsystem mit über 40 % erneuerbaren, volatilen Stromerzeugern kostenreflexiv an die Netznutzer zu spiegeln (Bundesnetzagentur 2017). Ein erster Schritt zur Entschärfung der hemmenden Anreizwirkung von Netzentgelten auf die Energieflexibilität in der energieintensiven Industrie wurde von der BNetzA im Februar 2023 mit ihrem Beschluss zur StromNEV vorgenommen, mit dem eine Senkung der Gesamtstromkosten für energieintensive Unternehmen erzielt wird. Allerdings bleiben weiterhin Flexibilitätpotenziale ungenutzt und auch der potenziell netzstabilitätsgefährdende Effekt des gleichmäßigen Strombezuges wird durch den Beschluss noch weiter verschärft. Die Netzentgeltsystematik für energieintensive Unternehmen sollte deshalb grundlegend verbessert und flexibilitätshemmende, nicht kostenreflexive Netzentgeltkomponenten entfernt werden. Eine langfristige Lösung zur Incentivierung von Energieflexibilität sollte es Unternehmen ermöglichen, Flexibilitätpotenziale auszubauen, wettbewerbsrelevant Kosten zu sparen und sich gegen hohe Strompreisniveaus und -volatilitäten abzusichern. Insbesondere im Zuge der Energiewende, die zu einer zunehmenden Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz führt, ist es von zentraler Bedeutung, dass energieintensive Unternehmen die Möglichkeit haben, ihren Strombedarf flexibler zu gestalten, um auf Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren zu können.

6.2 Ökologische Implikationen der StromNEV

Auch aus einer ökologischen Perspektive können wesentliche Implikationen aus der vorliegenden Arbeit abgeleitet werden. Obwohl eine Minimierung der assoziierten Treibhausgasemissionen weder in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ noch in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ in der Zielfunktion enthalten ist, lassen sich für alle vier verwendeten Preiszeitreihen Mehremissionen von durchschnittlich 2.500 Tonnen des Papierherstellers in Szenario „*StromNEV vor 2023*“ gegenüber dem Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“ feststellen. Damit führt die flexibilitäts hemmende Netzentgeltregulierung neben Mehrkosten beim volumenbasierten Strombezug am Day-Ahead-Markt auch zu Mehremissionen von Treibhausgasen. Bei näherer Betrachtung der Korrelation zwischen den Zeitreihen der Day-Ahead-Strompreise und der assoziierten Treibhausgasemissionen des Strommixes zeigt sich, dass jeweils ein positiver Zusammenhang besteht. So beträgt der Korrelationskoeffizient 0,7184 im Jahr 2019. Dieser steigt auf 0,7605 im Jahr 2020, liegt bei 0,5323 im Jahr 2021 und schließlich bei 0,5912 im Jahr 2022. Eine qualitative Begründung für den statistischen Zusammenhang von Day-Ahead-Strompreisen und den Emissionsfaktoren liefert der Merit-Order Effekt. Demnach wird der Preis von den Grenzkosten des Kraftwerkes, welches die letzte eingespeiste kWh produziert, bestimmt. Während die Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger zu niedrigen Grenzkosten und ohne Treibhausgasemissionen erfolgt, ist die Stromerzeugung durch konventionelle Kraftwerke mit fossilen Energieträgern durch hohe Grenzkosten und zugleich hohe Treibhausgasemissionen pro erzeugter Kilowattstunde charakterisiert (Sensfuß 2007). Daher fällt in Phasen niedriger Day-Ahead-Strompreise auch der Emissionsfaktor häufig niedrig aus und umgekehrt, so dass der marktdienliche Einsatz von Energieflexibilität zu verringerten assoziierten Treibhausgasemissionen führen sollte.

Die Mehremissionen von Treibhausgasen bei vollständiger Nutzung der Energieflexibilität (Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“) gegenüber der eingeschränkten Flexibilitätsnutzung aufgrund der Netzentgeltregulierung vor der Einführung des Beschlusses der BNetzA im Februar 2023 (Szenario „*StromNEV vor 2023*“) betragen unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2019 und 2020 circa 3.500 t. Damit sind sie um knapp 2.000 t höher als unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2021 und 2022. Dies begründet sich in der erhöhten Nutzung der ineffizienten Schleifer an Produktionslinie 2 unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise von 2021 und 2022 in Szenario „*StromNEV nicht in ZF*“. Diese verbrauchen bei den Strompreisverläufen von 2021 und 2022 circa 200.000 MWh Strom, wohingegen es bei den Strompreisen im Jahr 2019 lediglich rund 195.000 MWh waren. Demnach wird der Papierhersteller bei Day-Ahead-Strompreisen hoher Volatilität, wie es 2021 und 2022 der Fall

war, dazu angereizt, vermehrt ineffiziente Schleifer einzusetzen, um die Strombezugsmenge in Stunden niedriger Strompreise zu erhöhen. Demzufolge sinken die assoziierten Treibhausgasemissionen bei Unternehmen mit unterschiedlich effizienten Technologien zur Produktion desselben Produktes nicht im gleichen Maße wie die volumenbasierten Day-Ahead-Strombezugskosten. In Kenntnis der positiven Korrelation zwischen Day-Ahead-Strompreisen und assoziierten Treibhausgasemissionen widerspricht diese Erkenntnis der intuitiven Annahme einer simultanen Senkung der Strompreise und assoziierten Treibhausgasemissionen.

Weiterhin zeigen die Ergebnisse die ökologischen Auswirkungen des Beschlusses zur Anpassung der StromNEV vom Februar 2023 (Szenario „*StromNEV in 2023*“). Der Papierhersteller nutzt den erweiterten Freiraum, um in Zeiten hoher Strompreise die Produktion einzugrenzen und somit den Strombezug zu verringern. Dies hat zur Folge, dass in den anderen Stunden vermehrt ineffiziente Schleifertechnologien eingesetzt werden, um die benötigte Produktionsmenge einzuhalten. Der Strombezug an der Produktionslinie der ineffizienten Schleifer erhöht sich durch die Einführung des Beschlusses BK4-22-089 unter Verwendung der Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2021 und 2022 um 20.000 MWh. Infolge dieses Mehreinsatzes der ineffizienten Holzschleifer sind für die volatilen Strompreisverteilungen von 2021 und 2022 die assoziierten Treibhausgasemissionen des Papierherstellers bei der Optimierung des Strombezuges nach der aktuellen Netzentgeltregulierung mit den Sonderregelungen des Beschlusses sogar höher als ohne die Sonderregelungen. Damit induziert der Beschluss indirekt einen erhöhten Einsatz ineffizienter Technologien. Der erhöhte mengenmäßige Strombezug durch den Einsatz ineffizienter Technologien mündet in höheren Treibhausgasemissionen.

Zusammenfassend betrachtet verhindert die StromNEV, dass Unternehmen ihre Treibhausgasemissionen reduzieren, indem ein Anreiz für einen gleichmäßigen Strombezug gesetzt wird. Somit beziehen Unternehmen der energieintensiven Industrie aus wirtschaftlichen Aspekten auch dann Strom aus dem öffentlichen Netz, wenn dieser überwiegend aus teuren, fossilen Energieträgern, wie Erdgas, erzeugt wird. Ökonomisch agierende Unternehmen werden auf diese Weise davon abgehalten, Flexibilitätspotenziale zu nutzen, Treibhausgasemissionen zu reduzieren und ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen zu verringern. Aus strategischer Perspektive führt der gegenwärtige regulatorische Rahmen außerdem zu einer stärkeren Ausrichtung der Produktionsanlagen auf eine möglichst gleichmäßige Strombeschaffung und zu fehlenden Anreizen für Investitionen in industrieller Energieflexibilität.

7 Fazit

Zur Milderung der negativen Konsequenzen des Klimawandels müssen energieintensive Industrieunternehmen einen wesentlichen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung des Strombezuges leisten. In dieser Arbeit wurde aufgezeigt, dass energieintensive Unternehmen in Deutschland vorhandene Energieflexibilitätpotenziale aufgrund ökonomischer Fehlanreize der StromNEV nicht im wünschenswerten hohen Umfang nutzen können. Unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen erweist sich die vollständige Vermarktung der Energieflexibilitätpotenziale in der energieintensiven Industrie auf dem Day-Ahead-Markt als wirtschaftlich nachteilig, da ein flexibler Strombezug zu deutlich höheren Netzentgelten für die Unternehmen führen würde. Beispielsweise stehen in der dargestellten Fallstudie mögliche Einsparpotentiale bei den volumenbezogenen Strombezugskosten in Höhe von bis zu 2,3 Mio. Euro etwa doppelt so hohen zusätzlichen Belastungen durch Netzentgelte in Höhe von bis zu 4 Mio. Euro gegenüber. Außerdem besteht für den Papierhersteller die Chance, durch einen energieflexiblen Strombezug den Ausstoß von Treibhausgasen zu verringern. Demnach wären bei umfassender Nutzung der vorhandenen Energieflexibilitätpotenziale simultan zu den wirtschaftlichen Einsparungen bei den volumenbasierten Strombezugskosten bis zu 3.000 t CO₂-Äquivalente Treibhausgasemissionen vermeidbar. Der im Februar 2023 verabschiedete Beschluss der BNetzA zur Anpassung des §19 Abs. 2 S. 2 StromNEV schwächt die flexibilitätshemmende Wirkung der Netzentgeltsystematik in Teilen ab. Infolge der entschärften Bandlastkriterien können etwa 55 % der bisher zurückgehaltenen Energieflexibilitätpotenziale gehoben und zusätzliche Einsparungen der Stromkosten in Höhe von bis zu 1,5 Mio. € im Jahr 2022 gegenüber der bisherigen Fassung des §19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV realisiert werden. Gleichwohl verbleibt die flexibilitätshemmende Lenkungswirkung des Leistungspreises und der Bandlastkriterien.

Der Beschluss vom Februar 2023 zur Änderung des §19 Abs. 2 Satz 2 setzt somit Anreize für eine erhöhte Nutzung von Energieflexibilitätpotenzialen in definierten Zeitfenstern. Dies ist im Hinblick auf die Netzstabilität und die Integration der erneuerbaren Energien durchaus förderlich. Allerdings besteht für die verbleibenden Zeitfenster weiterhin ein Anreiz, Strom unabhängig von der Netzsituation gleichmäßig zu beschaffen, wodurch sich Risiken für die Netzstabilität abzeichnen können. Darüber hinaus bewirkt der Beschluss indirekt einen erhöhten Rückgriff auf ineffizientere Technologien. Die erhöhte Strombezugsmenge durch den Einsatz ineffizienter Technologien resultiert wiederum in höheren assoziierten Treibhausgasemissionen durch die Stromerzeugung.

Dieser Artikel unterliegt inhaltlichen und methodischen Limitationen, die Ansatzpunkte für zukünftige Forschungsarbeiten bieten. Es wird unterstellt, dass in dem vorgestellten Modell der Papierproduktion sämtliche Energieflexibilitätspotenziale in vollem Umfang genutzt werden können, wobei dies aufgrund diverser technischer Restriktionen, die im Modell nicht in vollem Umfang berücksichtigt wurden, in der Praxis weiter eingeschränkt sein könnte. Durch ein weiterentwickeltes digitales Modell der Papierproduktion in Form eines digitalen Zwillings kann die Betriebsoptimierung künftig präzisiert werden, so dass zusätzliche technische Einschränkungen berücksichtigt werden. Außerdem wird die Strombezugsstrategie des Papierherstellers in dieser Studie unter der Annahme vollständiger Information optimiert. In der Praxis besteht allerdings nur Klarheit über die Day-Ahead-Strompreise der nächsten 24 Stunden, nicht jedoch über die Preisentwicklung in jeder Stunde des laufenden Jahres. Durch die Implementierung von Strompreisprognosen kann in zukünftigen Forschungsarbeiten die Strombeschaffungsstrategie im Hinblick auf die Netzentgeltallokation des jeweils nächsten Tages gezielt weiterentwickelt werden. Des Weiteren wird unterstellt, dass der Papierhersteller seine gesamte Energieflexibilität auf dem Day-Ahead-Markt anbietet. Inwieweit andere Vermarktungsoptionen die Anreizwirkung der StromNEV im Hinblick auf die Nutzung von Energieflexibilität durch energieintensive Unternehmen beeinflussen, wurde in dieser Studie nicht untersucht und stellt folglich einen weiteren Forschungsbedarf dar.

Ungeachtet des explorativen Ansatzes dieser Arbeit lassen sich Implikationen für Industrieunternehmen und politische Entscheidungsträger ableiten. Letztere sind nachdrücklich angehalten, den ausstehenden Novellierungsprozess der StromNEV im Hinblick auf ein auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem zu beschleunigen. Folglich kann die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrien durch die Nutzung des Kostensenkungspotenzials der Energieflexibilität gestärkt und können dadurch Investitionen in die Erschließung von weiteren Energieflexibilitätspotenzialen angereizt werden. Darüber hinaus empfiehlt es sich für Unternehmen der energieintensiven Industrie in wirtschaftlicher Hinsicht, die kurzfristige Erschließung von Energieflexibilitätspotenzialen im Rahmen der im Februar 2023 von der BNetzA beschlossenen Anpassung der StromNEV zu nutzen. Dennoch wurde gezeigt, dass dies zu ökologisch nachteiligen Folgen sowie Netzinstabilitäten führen kann. Es besteht daher ein dringender Handlungsbedarf für eine langfristig wirksame Regulierung, um einerseits die Dekarbonisierung voranzutreiben und andererseits gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Deutschland zu erhalten.

8 Literatur

Aberdeen T (2013) Yin, R. K. (2009). Case study research: Design and methods (4th Ed.). Thousand Oaks, CA: Sage. CJAR 14:69–71. doi:10.33524/cjar.v14i1.73.

Albadi MH, El-Saadany EF (2008) A summary of demand response in electricity markets. Electric Power Systems Research 78:1989–1996. doi:10.1016/j.epsr.2008.04.002.

Alcázar-Ortega M, Calpe C, Theisen T, Carbonell-Carretero JF (2015) Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. Energy Policy 86:529–543. doi:10.1016/j.enpol.2015.08.006.

Bayernwerk Netz (2023) § 17 StromNEV und § 21 Abs. 3 EnWG. <https://www.bayernwerk-netz.de/de/bayernwerk-netz-gmbh/netzinformation/netzentgelte/netzentgelte-strom.html>. Gesehen 11. April 2023.

BDEW (2017) Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz.

Bertsch J, Fridgen G, Sachs T, Schöpf M, Schweter H, Sitzmann A (2017) Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität : Status-Quo-Analyse und Metastudie. Universität Bayreuth, Bayreuth.

BMWK (2013) Die Energiewende gelingt nur mit den energieintensiven Industrien. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Monatsbericht/Monatsbericht-Themen/09-2013-energieintensive.pdf?__blob=publicationFile&v=3. Gesehen 29. April 2023.

Bundesnetzagentur (2015) Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Netzentgeltsystematik/Bericht_Netzentgeltsystematik_12-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Gesehen 03. Juli 2022.

Bundesnetzagentur (2017) Flexibilität im Stromversorgungssystem; Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Gesehen 15. März 2023.

Bundesnetzagentur (2023) Festlegung zur Anpassung und Ergänzung von Voraussetzungen für die Vereinbarung individueller Netzentgelte für den Netzzugang; BK4-22-089.

Buzer (2009) Änderung § 19 StromNEV vom 26.08.2009; Bundesrecht - tagaktuell konsolidiert. <https://www.buzer.de/gesetz/6824/al0-20105.htm>. Gesehen 04. April 2023.

Consentec und Fraunhofer ISI (2018) Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende; Studie im Auftrag des BMWi. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/optionsen-zur-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Gesehen 05. Juli 2022.

ENTSO-E (2022a) Actual Generation per Production Type: Data related to the years 2019, 2020, 2021 and 2022 for the German Luxembourg bidding zone. <https://transparency.entsoe.eu/>. Gesehen 29. März 2023.

ENTSO-E (2022b) Day-ahead Prices: Data related to the years 2019, 2020, 2021 and 2022 for the German Luxembourg bidding zone. <https://transparency.entsoe.eu/>. Gesehen 29. März 2022.

Fleiter T, Schlomann B, Eichhammer W (2013) Energieverbrauch und CO₂-Emissionen industrieller Prozesstechnologien: Einsparpotenziale, Hemmnisse und Instrumente. Fraunhofer-Verlag.

Fritz W, Maurer Christoph, Jahn Andreas (2021) Zukünftige Anforderungen an eine energiewendegerechte Netzkostenallokation. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_07_IND_FlexNetz/A-EW_224_Netzkostenallokation_WEB.pdf. Gesehen 05. Juli 2022.

Godin H (2019) Energiewende in der Industrie Potenziale und Wechselwirkungen mit dem Energiesektor; Branchensteckbrief der Papierindustrie Bericht an: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Haupt L, Körner M-F, Schöpf M, Schott P, Fridgen G (2020) Strukturierte Analyse von Nachfrageflexibilität im Stromsystem und Ableitung eines generischen Geschäftsmodells für (stromintensive) Unternehmen. *Z Energiewirtschaft* 44:141–160. doi:10.1007/s12398-020-00279-5.

Helin K, Käki A, Zakeri B, Lahdelma R, Syri S (2017) Economic potential of industrial demand side management in pulp and paper industry. *Energy* 141:1681–1694.

IEA (2022) Global energy-related CO₂ emissions by sector. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-energy-related-co2-emissions-by-sector>.

- (2021) IPCC; Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Jeddi S, Sitzmann A (2019) Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. *Z Energiewirtschaft* 43:245–267. doi:10.1007/s12398-019-00265-6.
- Ländner E-M, März A, Schöpf M, Weibelzahl M (2019) From energy legislation to investment determination: Shaping future electricity markets with different flexibility options. *Energy Policy* 129:1100–1110. doi:10.1016/j.enpol.2019.02.012.
- Lange W (2023) Individuelle Netzentgelte zwischen Gasmangellage und Flexibilisierung der Netznutzung. *EnWZ*.
- Lauf T, Memmler M, Schneider S (2020) Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2021-12-13_climate-change_71-2021_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2020.pdf. Gesehen 03. Juli 2022.
- Ludig S, Haller M, Schmid E, Bauer N (2011) Fluctuating renewables in a long-term climate change mitigation strategy. *Energy* 36:6674–6685. doi:10.1016/j.energy.2011.08.021.
- O'Connell N, Pinson P, Madsen H, O'Malley M (2014) Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39:686–699. doi:10.1016/j.rser.2014.07.098.
- Peters GP, Andrew RM, Boden T, Canadell JG, Ciais P, Le Quéré C, Marland G, Raupach MR, Wilson C (2013) The challenge to keep global warming below 2 °C. *Nature Climate Change* 3:4–6. doi:10.1038/nclimate1783.
- Rockström J, Gaffney O, Rogelj J, Meinshausen M, Nakicenovic N, Schellnhuber HJ (2017) A roadmap for rapid decarbonization. *Science (New York, N.Y.)* 355:1269–1271. doi:10.1126/science.aah3443.
- Sauer A, Abele E, Buhl HU (Hrsg) (2019) *Energieflexibilität in der deutschen Industrie; Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung (SynErgie)*. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

Sauer A, Buhl HU, Mitsos A, Weigold M (2022) Energieflexibilität in der deutschen Industrie; Band 2: Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. Fraunhofer Verlag, Stuttgart.

Schoepf M, Weibelzahl M, Nowka L (2018) The Impact of Substituting Production Technologies on the Economic Demand Response Potential in Industrial Processes. *Energies* 11:2217. doi:10.3390/en11092217.

Steurer M (2017) Analyse von Demand Side Integration im Hinblick auf eine effiziente und umweltfreundliche Energieversorgung. 0938-1228. doi:10.18419/opus-9181.

United Nations (2015) Historic Paris Agreement on Climate Change 195 Nations Set Path to Keep Temperature Rise Well Below 2 Degrees Celsius.

VDI (2020) VDI 5207 Blatt 1; Energieflexible Fabrik - Grundlagen, Berlin.

VDI (2021) Energieflexibel in die Zukunft – Wie Fabriken zum Gelingen der Energiewende beitragen können. Fraunhofer-Gesellschaft.

Preprint