

Das Kopernikus-Projekt SynErgie

WEITERENTWICKLUNG DER NETZENTGELTSYSTEMATIK UND REFORM INDUSTRIELLER NETZENTGELTE

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

KOPERNIKUS
SynErgie **PROJEKTE**
Die Zukunft unserer Energie

Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte

Executive Summary

Zum Ausgleich der volatilen Einspeisung Erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind bedarf es aller Flexibilitätsoptionen im deutschen Stromsystem. Dies gilt insbesondere für die Flexibilisierung der Stromnachfrage. Stark diskutiert werden unter anderem batterieelektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen, die jedoch aufgrund des deutlich langsameren Hochlaufs als geplant erst mittel- und langfristig einen signifikanten Beitrag leisten können. Eine heute schon verfügbare und unter entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen rasch nutz- und ausbaubare Flexibilitätsoption ist die Energieflexibilität produzierender Unternehmen und insbesondere der energieintensiven Industrie. Die schnelle und umfassende Flexibilisierung deren Stromnachfrage ist deshalb ein entscheidender Baustein für das Gelingen der Energiewende.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) bereits im Jahre 2015 die Kopernikus-Projekte als Schlüsselprojekte der Energiewende ausgeschrieben. Es fördert von 2016 bis 2026 mit über 100 Mio. € das [Kopernikus-Projekt SynErgie](#) – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende **Energieversorgung**. SynErgie hat zum Ziel, innerhalb von zehn Jahren, im Einklang mit rechtlichen und sozialen Aspekten, alle technischen Voraussetzungen zu schaffen und Handlungsempfehlungen für marktseitige Voraussetzungen abzuleiten, um den Energiebedarf der deutschen Industrie mit dem fluktuierenden Energieangebot zu synchronisieren. Um die industrielle Energieflexibilität jedoch wirtschaftlich nutzbar zu machen, bedarf es einer Weiterentwicklung der gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen. Im Zuge der Projektarbeiten wurde bereits vor acht Jahren festgestellt, dass die derzeitige Ausgestaltung der Netzentgeltermittlung nach § 17 Abs. 2 StromNEV und insbesondere die individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV wesentliche Flexibilitätshemmnisse darstellen und dringender Änderungsbedarf besteht.

Wir begrüßen deshalb das Ziel der Bundesnetzagentur, zum 01. Januar 2026 eine Änderung zu erlassen, welche nicht nur die Flexibilitätshemmnisse abbaut, sondern auch positive Anreize zur Flexibilitätserbringung beinhalten soll. Zur Unterstützung unterbreiten wir nachfolgend Vorschläge, die 1) im Vergleich zu den aktuellen Regelungen aufkommensneutral sind, 2) unter Berücksichtigung der technischen und organisatorischen Herausforderungen in der Breite der energieintensiven Industrie Flexibilität anreizen und 3) bei einer zunehmend flexibleren Stromnachfrage auch die Netzrestriktionen beachten. Die Reformvorschläge regen bei niedrigen Strompreisen durch eine hohe Einspeisung Erneuerbarer Energien Lasterhöhungen an und setzen bei hohen Strompreisen und geringer Einspeisung Erneuerbarer Energien Anreize zur Lastreduktion – sofern die lokalen Netzauslastungen dies zulassen bzw. erfordern. Im Gegensatz zur derzeitigen Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV vermeiden die Vorschläge langfristig Sprungstellen in der Netzentgeltfunktion und stellen sicher, dass die Netzentgeltkosten mit der Jahresarbeit kontinuierlich zunehmen – auch für Netznutzer mit individuellen Netzentgelten. Sprungstellen und Diskontinuitäten sollten sukzessive abgebaut und künftig weitestgehend vermieden werden, da sie problematische Anreize zu Ineffizienz setzen können und den Unternehmen vermeidbare Risiken aufbürden.

Kernelemente des Weiterentwicklungsvorschlags

- Die nachfolgend vorgestellten **Reformvorschläge für § 17 Abs. 2 StromNEV und § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV** stellen unter Berücksichtigung der **Aufkommensneutralität** eine vielversprechende Möglichkeit dar, bestehende **Flexibilitätshemmnisse** schrittweise **abzubauen** sowie im zeitlichen Verlauf **zunehmende Anreize** für **markt- und netzdienliche Flexibilitätserbringung** zu setzen.
- **Kernelemente des Reformvorschlags für § 17 Abs. 2 StromNEV:**
 - Schrittweise Reduktion der Leistungs- und Erhöhung der Arbeitspreiskomponente bei gleichzeitiger Sicherstellung der Netzkostendeckung über periodenübergreifende Saldierung
 - Einführung eines dynamischen Arbeitspreises in Niedrig- und Hochlastfenstern
 - Die Zeitfenster werden durch die jeweiligen Netzbetreiber für jede Spannungsebene anhand der lokalen Netzauslastung definiert
 - Auftretende Lastspitzen durch die Bereitstellung von Regelenergie und sonstigen Systemdienstleistungen werden in Niedriglastfenstern bei der Netzentgeltermittlung ausgeklammert
 - Der Reformvorschlag gilt zunächst nur für Unternehmen, die individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV beziehen; zukünftig wird eine Ausweitung auf alle Kunden des produzierenden Gewerbes und der Industrie angestrebt
- **Kernelemente des Reformvorschlags für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV:**
 - ***Wegfall der Benutzungsstunden und Einführung eines Schwellwerts für individuelle Netzentgelte:***
 - Anstelle der Benutzungsstundenregelung mit mehreren Sprungstellen, welche bislang selbst netzdienliche Lastspitzen „bestraft“, erfolgt die Definition eines Schwellwerts, ab dem zum Einführungszeitpunkt nur eine einzige Sprungstelle der Netzentgeltfunktion für energieflexible Unternehmen vergleichbare Reduktionen wie heute schafft
 - Für die über den Schwellwert hinausgehende Jahresarbeit steigen die zu entrichtenden Netzentgelte im Gegensatz zu heute kontinuierlich an
 - ***Markt- und netzdienliches Verhalten als Voraussetzung für den Erhalt individueller Netzentgelte:***
 - Netzbetreiber weisen innerhalb eines Monats, Quartals oder Jahres jeweils ein Drittel der Zeit aus, in welcher das Netz (lastseitig) stark, mittel oder niedrig ausgelastet ist (Hochlast-, Standardlast- und Niedriglastfenster)
 - Energieintensive Unternehmen müssen für den Erhalt von Netzentgeltreduktionen im Vergleich zu ihrer Durchschnittslast in Hochlastfenstern die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last innerhalb eines Monats, Quartals oder Jahres um einen bestimmten Prozentsatz reduzieren und entsprechend in Niedriglastzeiten die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last erhöhen
 - Die Höhe der Netzentgeltreduktionen bemisst sich in Abhängigkeit der erbrachten Flexibilität und könnte beispielsweise wie heute zwischen 80 % und 90 % betragen
 - Die Anforderungen an die bereitzustellenden Lasterhöhungen und -reduktionen sind zum Einführungszeitpunkt relativ gering, steigen jedoch über die Jahre hinweg kontinuierlich an
 - Verlässliche Rahmenbedingungen bieten den heutigen Bandlastkunden eine klare Perspektive und schaffen die für Flexibilitätsinvestitionen notwendige Planungssicherheit
- Die Vorteile des präsentierten Weiterentwicklungsvorschlags im Vergleich zur gegenwärtigen Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik werden anhand eines Fallbeispiels aus der Papierindustrie veranschaulicht und diskutiert.

Inhalt

1.	Industrielle Energieflexibilität als zentraler Baustein für die Energiewende.....	4
2.	Flexibilitätshemmnisse in der aktuellen Ausgestaltung der Netzentgelte.....	6
3.	Reformvorschlag für die Ermittlung von Netzentgelten gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV	8
	3.1 Kurz- bis mittelfristige Weiterentwicklung.....	10
	3.2 Mittel- bis langfristige Weiterentwicklung	12
	3.3 Langfristige Weiterentwicklung	12
4.	Reformvorschlag für die Ermittlung individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV	13
	4.1 Abbau bestehender Flexibilitätshemmnisse.....	14
	4.2 Wegfall der Benutzungsstundenregelung und Einführung eines Schwellwerts für den Erhalt individueller Netzentgelte.....	15
	4.3 Markt- und netzdienliches Verhalten als Voraussetzung für den Erhalt individueller Netzentgelte....	16
5.	Zusammenführung der beiden Vorschläge	19
6.	Case Study: Auswirkungen der weiterentwickelten individuellen Netzentgelte auf einen Papierproduzenten in Süddeutschland.....	22
	6.1 Rahmenbedingungen des betrachteten Papierproduzenten	22
	6.2 Vergleich der Berechnungssystematiken.....	24
	6.3 Diskussion.....	28
7.	Abschließende Bemerkungen und Ausblick.....	30
8.	Statements aus der Praxis.....	31

1. Industrielle Energieflexibilität als zentraler Baustein für die Energiewende

Die schnelle und umfassende Flexibilisierung der Stromnachfrage im deutschen Energiesystem ist ein entscheidender Baustein für das erfolgreiche Gelingen der Energiewende. Laut dem Bericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur [Versorgungssicherheit in Deutschland](#) ist zum Ausgleich einer zunehmend volatileren Einspeisung aus Erneuerbaren Energieanlagen von zentraler Bedeutung, dass industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien bis 2031 mindestens acht Gigawatt Flexibilität als drosselbare Leistung bereitstellen. Aktuelle Erhebungen und Hochrechnungen, die im Rahmen des [Kopernikus-Projekts SynErgie](#) durchgeführt wurden, zeigen, dass in der deutschen Industrie erhebliche Flexibilitätspotenziale und Flexibilitätsperspektiven vorliegen. Diese Analysen basieren auf einer wissenschaftlich begleiteten, branchenübergreifenden Erhebung von Flexibilitätspotenzialen¹ und Flexibilitätsperspektiven² aus repräsentativen industriellen Schlüsselproduktionsprozessen und Querschnittstechnologien. Für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten zeigen sich bei industriellen Produktionsprozessen und Querschnittstechnologien im Hinblick auf die flexibilisierbare Leistung Flexibilitätspotenziale und -perspektiven von bis zu 11,2 GW (Lastverzicht) bzw. 10,4 GW (Lasterhöhung). Zum Vergleich: Die deutschen Pumpspeicherkraftwerke weisen derzeit eine installierte Leistung von 6,3 GW auf. Gleichzeitig ließe sich durch das Erschließen und Einsetzen der identifizierten technischen Flexibilitätspotenziale und -perspektiven fast ein Viertel des heutigen Industriestromverbrauchs in Deutschland von 201 TWh³ flexibilisieren.

Industrielle Energieflexibilität kann und muss vor diesem Hintergrund zu einem wichtigen Baustein einer bezahlbaren und versorgungssicheren Energiezukunft in Deutschland und Europa werden. Allerdings sind dazu – wie das Kopernikus-Projekt SynErgie bereits seit vielen Jahren betont – dringend Anpassungen an den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen vorzunehmen. So müssen insbesondere die durch § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV gesetzten Anreize neu bewertet und weiterentwickelt werden, da die ursprünglich intendierte Wirkungsweise der Sondernetzentgelte heute dazu führt, dass Unternehmen, die eigentlich über bereits bestehende, technisch und wirtschaftlich nutzbare Flexibilitätspotenziale verfügen, diese nicht einsetzen. Über den § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV hinaus beinhaltet die gegenwärtige Netzentgeltsystematik ein weiteres, grundsätzliches Hemmnis für den Einsatz von Energieflexibilität, das nicht nur energieintensive Letztverbraucher betrifft. Gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV werden Letztverbraucher mit Leistungsmessung und mehr als 2.500 Benutzungsstunden dazu angereizt, ihre Stromnachfrage mit dem Ziel der Lastspitzenminimierung zu steuern. Hintergrund ist, dass sich der Leistungspreisanteil an der individuellen Leistungsspitze des Unternehmens bemisst und gleichzeitig der Leistungspreiskomponente mehr als 80 % der Netzentgelte ausmachen kann. Unternehmen müssen deshalb beim Auftreten von Lastspitzen, die u. a. durch markt- und netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung hervorgerufen werden können, mit einer ganzjährigen Erhöhung der Netzentgelte durch die Zahlung eines höheren Leistungspreises oder gar dem Verlust der individuellen, reduzierten Netzentgelte rechnen. Auf diese teils gravierenden Fehlanreize weisen unsere Projektergebnisse und Publikationen wie z. B. [Bockhacker et al. \(2024\)](#), [Förster et al. \(2024\)](#), [Hanny et al. \(2022\)](#), [Leinauer et al. \(2022\)](#) und [Jeddi und Sitzmann \(2019\)](#) sowie unsere ausführliche [Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich](#) zum Teil seit mehreren Jahren hin.

¹ Flexibilitätspotenziale sind die Flexibilität, die unter heutigen Rahmenbedingungen ohne zusätzliche Investitionen genutzt werden kann.

² Flexibilitätsperspektiven umfassen darüber hinaus zukünftige Potenziale, die durch technische Prozessänderungen und Investitionen erschlossen werden können.

³ Gemäß dem vorläufig ausgewiesenen Nettostromverbrauch der deutschen Industrie im Jahr 2023 (BDEW, 2024).

Wir begrüßen deshalb das Ziel der BNetzA, zum 01. Januar 2026 eine von § 19 Abs. 2 StromNEV abweichende Festlegung zur Setzung systemdienlicher Anreize durch ein Sondernetzentgelt für Industriekunden zu erlassen sowie die derzeitige allgemeine Netzentgeltsystematik einer Prüfung zu unterziehen und ggf. erforderliche Reformen einzuleiten. Wie in unserer Stellungnahme zum Eckpunktepapier dargelegt, unterstützen wir die Überlegungen der Regulierungsbehörde, eine Stärkung des Marktsignals anhand der Netzentgelte vorzunehmen und Netzentgeltreduzierungen zukünftig als Gegenleistung für die Bereitstellung von Energieflexibilität zu gewähren. Gemäß ihren Ausführungen im Eckpunktepapier sowie aus zahlreichen Gesprächen mit Verbänden und Unternehmensvertretern scheinen sich die derzeitigen Überlegungen der BNetzA dahingehend zu konkretisieren, dass zukünftig diejenigen Letztverbraucher, die im Vergleich zur durchschnittlichen Abnahme in Stunden besonders niedriger Day-Ahead-Strompreise ihre Abnahme erheblich erhöhen und in Stunden besonders hoher Day-Ahead-Strompreise ihre Abnahme im erheblich senken, eine Privilegierung erhalten. Die „Erheblichkeitsschwelle“ könnte den aktuellen Diskussionen folgend – je nach Höhe der Netzentgeltreduktion – zwischen 3,5 % und 4,5 % betragen.

Ein solcher Vorschlag wäre jedoch in der Praxis kaum umsetzbar, da ex-ante nicht vorhersehbar ist, in welchen Stunden eines Quartals oder Jahres die höchsten und niedrigsten Strompreise auftreten, um die Last entsprechend zu erhöhen oder zu reduzieren. Gleichzeitig sind aus unserer Sicht die ab dem 01.01.2026 zu erfüllenden Lastvariationen – sollte die Größenordnung unverändert bleiben – sehr ambitioniert, insbesondere im Hinblick darauf, dass betroffene energieintensive Unternehmen eine ausreichende Vorbereitungs- und Übergangszeit benötigen, um sich auf derartige Veränderungen einzustellen. Darüber hinaus scheint in den derzeitigen Überlegungen der BNetzA der Fokus auf einer reinen Stärkung des Marktsignals zu liegen. Flexibilität kann jedoch beispielsweise auch über eine Teilnahme an Regelenergiemärkten oder die Erbringung anderer Systemdienstleistungen bereitgestellt werden, weshalb diese und ähnliche Flexibilitätserbringungen bei entsprechenden Nachweisen ebenfalls honoriert werden sollten. Letztlich sei darauf hingewiesen, dass bei einer reinen Marktperspektive Vorsicht geboten ist, weil die Charakteristika des deutschen Strommarktes mit der regional sehr unterschiedlichen Verteilung Erneuerbarer Energien und Lastzentren einerseits sowie die Netzrestriktionen andererseits nicht vernachlässigt werden dürfen. Um zu verhindern, dass Reaktionen auf das Marktsignal etwaig engpassverschärfend wirken, bedarf es aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie neben der Einbeziehung der Netzbetreiber bereits zum Einführungszeitpunkt mittel- und langfristig einer mit den Netzbetreibern abzustimmenden zeitlichen und örtlichen Differenzierung der Netzentgelte.

Zur Unterstützung der BNetzA bei ihren derzeitigen Überlegungen zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich unterbreiten wir nachfolgend Vorschläge, die 1) im Vergleich zu den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen aufkommensneutral sind, 2) unter Berücksichtigung der technischen und organisatorischen Herausforderungen in der Breite der energieintensiven Industrie Flexibilität anreizen und 3) bei einer zunehmend flexibleren Stromnachfrage auch die Netzrestriktionen beachten. Die Reformvorschläge regen bei niedrigen Strompreisen durch eine hohe Einspeisung Erneuerbarer Energien Lasterhöhungen an und setzen bei hohen Strompreisen und geringer Einspeisung Erneuerbarer Energien Anreize zur Lastreduktion – sofern die lokalen Netzauslastungen dies zulassen bzw. erfordern. Im Gegensatz zur derzeitigen Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV vermeiden die Vorschläge langfristig Sprungstellen in der Netzentgeltfunktion und stellen sicher, dass die Netzentgeltkosten mit der Jahresarbeit kontinuierlich zunehmen – auch für Netznutzer mit individuellen Netzentgelten.

2. Flexibilitätshemmnisse in der aktuellen Ausgestaltung der Netzentgelte

Eine Energieflexibilitätsmaßnahme bezeichnet eine gezielte und messbare Änderung des Stromverbrauchs als Reaktion auf ein externes Signal (wie beispielsweise ein Preissignal). Ein flexibles Verhalten kann jedoch Lastspitzen und in der Folge deutlich erhöhte Netzentgelte verursachen, denn: Lastspitzen führen erstens zu einer Erhöhung der allgemeinen Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV und reduzieren zweitens die Anzahl der Benutzungsstunden, die für den Anspruch auf individuelle Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV entscheidend sind. Da die allgemeinen Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV die Bemessungsgrundlage für die Netzentgeltreduktionen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV darstellen, führen Lastspitzen bei energieintensiven Unternehmen deshalb durch die Erhöhung der Bemessungsgrundlage einerseits und die Reduzierung oder gar Gefährdung der Netzentgeltreduktionen andererseits zu einer doppelten „Bestrafung“. Energieintensive Unternehmen verfolgen deshalb in ihrem Energiemanagement konsequent das Ziel der Lastspitzenminimierung – auch dann, wenn hohe Einspeisemengen aus Erneuerbaren Energien aus marktlicher und netzseitiger Perspektive das Gegenteil erfordern würden. Auch Lastreduktionen in Zeiten niedriger Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und entsprechend hohem fossilen Anteil im Stromsystem werden durch das Bandlastkriterium mit mindestens 7.000 Benutzungsstunden regulatorisch stark gehemmt, was zu unnötigen CO₂-Emissionen und Gasverschwendung führt. Wenn auf diese Weise energieintensiven Unternehmen wettbewerbsschädliche Kosten aufgebürdet werden und klimaschädliches Handeln regulatorisch begünstigt wird, ist dies auch politisch und gesellschaftlich ein Problem, wenn zugleich Bürger als Immobilieneigentümer, Mieter und Steuerzahler hohe Kosten tragen sollen, um Gasheizungen durch Wärmepumpen zu ersetzen. Da der einzelne Bürger den Eindruck hat, dass er damit nur einen Bruchteil des LNG oder Erdgases und CO₂ einspart, das anderweitig verschwendet und völlig unnötig emittiert wird, erzeugt dies Unwillen und Reaktanz. Auch deshalb ist es wichtig, dass die bestehenden Flexibilitäts- und Investitionshemmnisse, welche die Stromnetzentgelte aktuell erzeugen, zeitnah aufgelöst werden.

Abbildung 1 stellt die Bemessungsgrundlage der Netzentgelte in der StromNEV dar. Dies verdeutlicht die Doppelbestrafung von Lastspitzen bei energieintensiven Unternehmen.

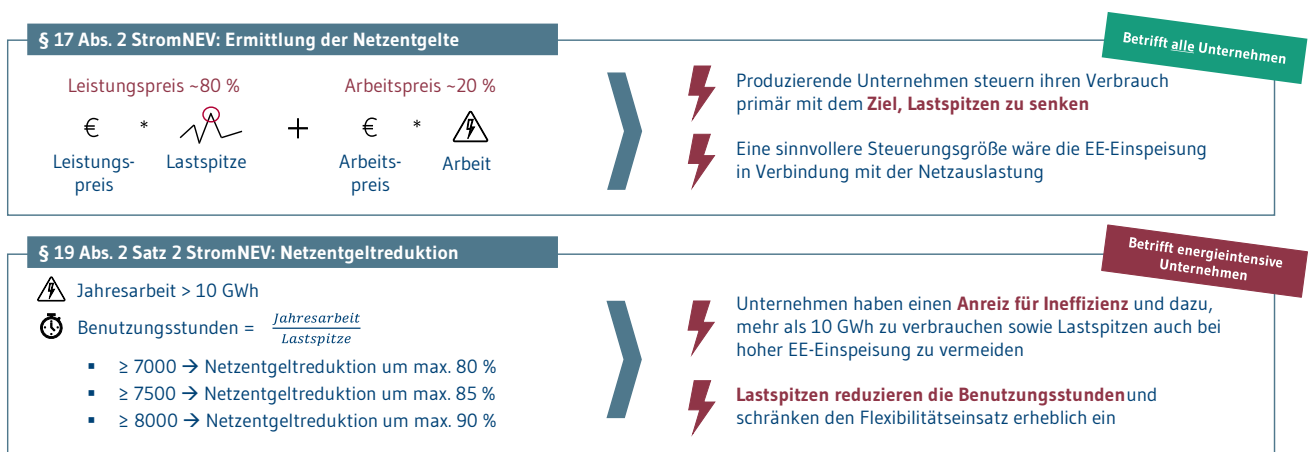


Abbildung 1: Hemmnisse für die Flexibilitätserbringung in der StromNEV.

Wie bereits erläutert führt die gegenwärtige Ausgestaltung der Netzentgelte für die Industrie zu zwei zentralen Hemmnissen.

1. Der Leistungspreis „bestraft“ Lastspitzen und verhindert damit verstärkten Strombezug in Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien.

Dieses grundsätzliche Hemmnis für den Einsatz von Energieflexibilität betrifft nicht nur die energieintensive Industrie, sondern alle produzierenden Unternehmen: Bei Netznutzern mit Leistungsmessung setzt sich das Netzentgelt aus einer Arbeits- und einer Leistungspreiskomponente zusammen. Letztere wird über die individuelle Lastspitze bestimmt. Die Anteile der Arbeits- und Leistungspreiskomponente am Gesamtnetzentgelt sind unter anderem von der Spannungsebene und den Benutzungsstunden des Netznutzers abhängig. Bei Netznutzern mit Leistungsmessung und über 2.500 Benutzungsstunden (in der Regel produzierende Unternehmen) überwiegt die Leistungspreiskomponente deutlich und kann mehr als 80 % der Netzentgelte verursachen. Unternehmen müssen deshalb beim Auftreten von Lastspitzen, die beispielsweise durch markt- und netzdienliche Flexibilitätsmaßnahmen bei hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien hervorgerufen werden können, mit einer ganzjährigen Erhöhung von Netzentgelten durch die Zahlung einer höheren Leistungspreiskomponente rechnen.

2. Bandlastprivilegierung fördert inflexibles Verhalten sowie Ineffizienzen.

Wie die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich ausführlich darlegt, schränkt die derzeitige Berechnungssystematik zur Ermittlung individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV die Flexibilitätsbereitstellung energieintensiver Letztverbraucher erheblich ein. Insbesondere der auf § 17 Abs. 2 StromNEV aufbauende Privilegierungsbestand des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV „bestraft“ den Einsatz nachfrageseitiger Flexibilität und „belohnt“ einen gleichmäßigen Strombezug energieintensiver Letztverbraucher, indem Lastspitzen sowohl bei der Leistungspreiskomponente als auch im Nenner bei der Ermittlung der Benutzungsstunden eingehen. Die bisherigen Vergünstigungen der Bandlastkunden führen trotz einer größeren Jahresarbeit zu insgesamt geringeren Netzentgelten (und in der Folge auch niedrigeren Strombezugskosten). Netzentgeltreduktionen von bis zu 80 % ab 7.000 Benutzungsstunden, 85 % ab 7.500 Stunden sowie bis zu 90 % ab 8.000 Stunden verstärken den Anreiz für eine gleichmäßige Stromabnahme. Diese Regelung führt zu der Situation, dass die Industrie teilweise zu marktlich und netzseitig ungünstigen Zeiten Strom beziehen muss, um innerhalb eines Jahres die notwendige Benutzungsstundenzahl zu erreichen. Die Bandlastprivilegierung war in einem Stromsystem mit Grundlastkraftwerken nachvollziehbar; im Zuge der Energiewende setzt diese jedoch einen falschen Anreiz für Inflexibilität, kann Situationen kritischer Netzzustände weiter verschärfen und sich damit netzschädlich auswirken. Zugleich entsteht aus dem Schwellwert einer Mindestjahresarbeit von 10 GWh ein Anreiz zu Ineffizienz. Die drei sprunghaften Reduktionen schaffen jeweils Anreize für Unternehmen, die Netzentgeltkosten durch eine höhere Jahresarbeit (oder mehr Benutzungsstunden) zu senken.

In Summe reizt die derzeitige Netzentgeltregulierung somit – insbesondere für die energieintensive Industrie – kein markt- und netzdienliches Verhalten an. Wie eine im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie durchgeführte [Studie](#) anhand eines Beispiels aus der Papierindustrie verdeutlicht, ist es aufgrund der oben beschriebenen regulatorischen Hemmnisse für energieintensive Unternehmen unwirtschaftlich, die bestehende Energieflexibilität im wünschenswerten Umfang zu vermarkten. Die Ergebnisse zeigen, dass energieintensive Unternehmen derzeit den Großteil des bestehenden Flexibilitäts- und CO₂-Reduktionspotenzials nicht wirtschaftlich erschließen können und somit vermeidbare CO₂-Emissionen regulierungsbedingt völlig unnötig emittiert werden.

Aus den vorhergehenden Erläuterungen wird deutlich, dass die Netzentgeltsystematik in der Industrie aufgrund der hohen Gewichtung der Leistungspreiskomponente starke Anreize zu einem möglichst gleichmäßigen Stromverbrauch setzt und kurzzeitige Lastspitzen im Jahresverlauf zu einem deutlichen Anstieg der Netzentgelte führen können. Dieses grundsätzliche Flexibilitätshemmnis besteht unabhängig davon, ob Unternehmen aufgrund ihrer intensiven Netznutzung anspruchsberechtigt für den Erhalt individueller Netzentgelte sind oder nicht. Aufgrund der Tatsache, dass der Reduzierung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV die allgemeinen Netzentgelte, die nach § 17 Abs. 2 StromNEV ermittelt werden, zugrunde liegen, würde eine reine Anpassung der individuellen Netzentgelte nicht automatisch zu einem deutlich flexibleren Abnahmeverhalten industrieller Letztverbraucher führen. Diese Tatsache ist auch ein wesentlicher Grund dafür, dass die bis Ende 2025 geltenden Sonderregelungen des Beschlusses BK4-22-089 sowie deren in den Beschlüssen BK4-22-089A01 und BK4-22-089A02 festgehaltenen Änderungen, bei der zwar die Lastspitzen bei der Berechnung der Benutzungsstunden unberücksichtigt bleiben, nicht jedoch bei der Ermittlung der regulären Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV, nicht zu der erhofften Flexibilitätserbringung der energieintensiven Industrie geführt haben. Ein Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen muss deshalb auch die grundsätzlichen Flexibilitätshemmnisse des § 17 Abs. 2 StromNEV adressieren. Unser nachfolgender Reformvorschlag zielt somit zunächst darauf ab, die negativen Auswirkungen von Lastspitzen auf die Ermittlung der Netzentgelte schrittweise zu reduzieren.

3. Reformvorschlag für die Ermittlung von Netzentgelten gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV

Im Eckpunktepapier schreibt die BNetzA auf Seite 10: „**Die BNetzA wird auch die aktuelle allgemeine Netzentgeltsystematik einer Prüfung unterziehen und ggf. erforderliche Reformen vornehmen.** Die Absicht zur Setzung systemdienlicher Anreize für die Industrie gilt ungeachtet der künftigen Ausgestaltung der Entgeltsystematik. **Die Beschlusskammer wird sicherstellen, dass das Sondernetzentgelt sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird.**“

Da mögliche Anpassungen der allgemeinen Netzentgeltsystematik noch nicht bekannt sind, knüpft unser Reformvorschlag an die aktuelle Berechnungssystematik des § 17 Abs. 2 StromNEV an und soll zunächst für Unternehmen, die ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV erhalten, eingeführt werden. Der Reformvorschlag beinhaltet vier Kernmaßnahmen, um schrittweise ein markt- und netzdienliches Stromverbrauchsverhalten zu ermöglichen und zu fördern. Ziel des Reformvorschlags ist es, eine Flexibilisierung der Stromnachfrage von energieintensiven Unternehmen auf Basis volatiler Börsenstrompreise (marktdienlich) und unter Berücksichtigung der lokalen Netzrestriktionen (netzdienlich) nicht mehr zu bestrafen, sondern schrittweise anzureizen. Die vier Kernmaßnahmen unseres Reformvorschlags sollen im Folgenden erläutert werden:

- Schrittweise Reduktion **der Leistungs- und Erhöhung der Arbeitspreiskomponente.**
- Einführung eines **dynamischen Arbeitspreises** in Niedrig- und Hochlastfenstern, welche im Zeitablauf zunehmend dynamisiert werden.
- Übernahme einer **zentralen Rolle durch die Netzbetreiber** bei der Festlegung der jeweiligen Niedrig- und Hochlastfenster auf den unterschiedlichen Netzebenen.
- **Markt- und netzdienliche Lastspitzen** in Niedriglastfenstern sowie Lastspitzen aufgrund von Regelenergieerbringung oder sonstigen Systemdienstleistungen werden bei der **Ermittlung der Netzentgelte ausgeklammert.**

Als Ausgangspunkt gilt für die Ermittlung der Netzentgelte folgende Formel:

$$\text{Netzentgelte} = \text{Arbeitspreis} * \text{Arbeit} + \text{Leistungspreis} * \text{Spitzenlast}$$

Die Leistungspreiskomponente orientiert sich somit weiterhin an der Spitzenlast. Um den Einfluss von Lastspitzen auf die Höhe der Netzentgelte schrittweise zu minimieren, werden die Anteile der Arbeits- und Leistungspreiskomponente, beispielsweise jährlich, sukzessive angepasst. Durch eine Verschiebung des Anteils der Arbeits- und Leistungspreiskomponente zugunsten der Arbeitspreiskomponente und einer gleichzeitigen Dynamisierung des Arbeitspreises, der sich an der lokalen Netzauslastung orientiert, wird zunehmend eine markt- und netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung gefördert. Das Erbringen von Lastspitzen fällt somit schrittweise weniger ins Gewicht. Gleichzeitig steigen damit die langfristigen Investitionsanreize in die dringend benötigte Energieflexibilität. Insgesamt ist jedoch darauf zu achten, dass beim Übergang in die neue Berechnungssystematik, in der die Arbeitspreise immer wichtiger werden, die Netzkosten über die periodenübergreifende Saldierung hinreichend gedeckt werden können. Dabei sind sukzessive Übergangsphasen auch deshalb notwendig, um Unternehmen die Möglichkeit zu geben, sich an die neue Netzentgeltermittlung anpassen zu können.

Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, welche die beste Informationslage über die jeweilige Netzauslastung in ihrem Netzgebiet haben, können anhand von Prognosen zum lokalen Verbrauch, der lokalen Einspeisung sowie bestehender Netzrestriktionen Niedrig- und Hochlastfenster in Abhängigkeit von Zeit, Ort und Netzebene definieren, in welchen dynamische Arbeitspreise gelten. Bei den von den jeweiligen Netzbetreibern durchzuführenden lokalen Prognosen zur Netzauslastung je Netzebene müssen auch die Situationen in den jeweils vorgelagerten Netzebenen mitberücksichtigt werden. Auf diese Weise soll durch die dynamischen Arbeitspreise auch ein steuernder Effekt erzielt werden: Dort, wo innerhalb des Verteilnetzes relevante Engpässe bestehen, ist der Netzbetreiber dazu angehalten, diese entsprechend in den Netzentgelten zu reflektieren. Dabei sollte die Höhe der dynamischen Arbeitspreise in den Niedrig- und Hochlastfenstern („Spreads“) nach oben und unten hin begrenzt und sprunghafte Arbeitspreisanstiege möglichst vermieden beziehungsweise über einen schrittweisen Anstieg „geglättet“ werden, um auch die Vorlaufzeiten industrieller Prozesse zu berücksichtigen. Es können sich verschiedene Optionen dahingehend ergeben, wie groß die Spreads des dynamischen Arbeitspreises ausgestaltet werden. Die Größe der Spreads kann letztendlich auch bestimmen, inwiefern Investitionen in industrielle Flexibilität angereizt werden. Um die Größe der Spreads zu bestimmen, müssen vorbereitend Daten zur jetzigen und (über entsprechende Investitionen) künftig möglichen industriellen Flexibilität sowie deren Auswirkungen auf die Netze erhoben werden.

Falls zunächst nur bundeseinheitliche Zeitfenster festgelegt werden, müssen diese die gesamte Netzsituation berücksichtigen und dürfen initial nur beschränkte Anreize für ein marktdienliches Verhalten setzen, damit keine Netzüberlastungen auftreten. Zwar werden in vielen, aber nicht in allen Fällen Zeiten besonders hoher Börsenstrompreise Hochlastfenster und Zeiten besonders niedriger Börsenstrompreise Niedriglastfenster darstellen. Insbesondere in Letzteren ist oft eine hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien vorhanden, so dass Netzknappheiten von diesen und nicht von der Lastseite bedingt sind. Insbesondere dann wäre es wünschenswert, wenn sich Unternehmen an den Börsenstrompreisen orientieren.

Eine zunächst bundeseinheitliche Lösung hätte den Vorteil, unkompliziert und mit wenig Zusatzaufwand umgesetzt werden zu können. Sie spiegelt jedoch aufgrund der Einheitspreiszone nicht die tatsächlichen Netzknappheiten wider und kann somit nur in begrenztem Umfang netzdienlich sein. Deshalb sollten die Netzbetreiber die konkrete Definition der Niedrig- und Hochlastfenster übernehmen, um zunächst die Ge-

samtsituation des Netzes und anschließend schrittweise auch die lokalen Gegebenheiten in der Netztopologie, den Stromverbrauch vor Ort sowie die lokale Einspeisung zu berücksichtigen. Wichtig ist, dass Niedrig- und Hochlastfenster sowohl eine bestimmte Mindestdauer als auch insgesamt einen bestimmten Mindestanteil der Stunden eines Monats, Quartals oder Jahres ausfüllen müssen, um Unternehmen die Möglichkeit zu geben, ihre Produktionsprozesse in diesen Zeitfenstern entsprechend flexibel steuern zu können. Dahingehende Rahmenbedingungen sollten durch die BNetzA vorgegeben und anschließend von den Netzbetreibern umgesetzt werden – analog zum Vorgehen, welches bereits im Rahmen der Einführung von § 14a EnWG angewandt wurde.

Im vorliegenden Zusammenhang erscheint es von hoher Bedeutung, dass die BNetzA bereits bei der Einführung von Niedrig- und Hochlastfenstern die langfristige Granularität dieser Zeitfenster klar definiert. Angesichts der etablierten 15-Minuten-Zeitfenster am Strommarkt können Unternehmen ihre IT-Systeme somit bereits frühzeitig auf diese Granularität konzipieren und implementieren, um auch künftig flexibel zu sein. Dadurch wären Unternehmen besser in der Lage, auf eine fortschreitende Dynamisierung der örtlich und zeitlich differenzierten Arbeitspreiskomponente innerhalb der Niedrig- und Hochlastfenster zu reagieren, welche schrittweise an die tatsächliche lokale Netzauslastung angepasst werden. Dies ermöglicht es, gezielt Anreize zur Lastreduktion oder Laststeigerung zu setzen.

Erfolgt eine Lasterhöhung während eines Niedriglastfensters oder im Rahmen einer Erbringung von sonstiger systemdienlicher Flexibilität (beispielsweise durch Vermarktung an den Regulenergiemärkten oder Teilnahme an „Nutzen statt Abregeln“ (§ 13k Abs. 3 Satz 3 EnWG)), so darf diese jedoch nicht für die Ermittlung der Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV und für die Benutzungsstunden als relevante Lastspitze herangezogen werden (siehe Abbildung 2).

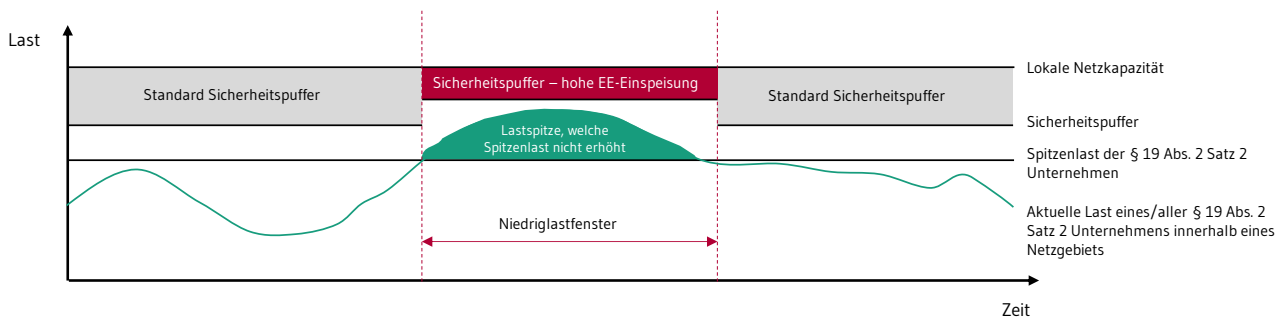


Abbildung 2: Nichtberücksichtigung von Lastspitzen in Niedriglastfenstern für die Ermittlung der Netzentgelte.

3.1 Kurz- bis mittelfristige Weiterentwicklung

Aufgrund des derzeitigen Digitalisierungsgrads der Netze kann die Festlegung der Zeitfenster durch die Netzbetreiber zunächst – angelehnt an die Ermittlung der Zeitfenster für zeitvariable Netzentgelte im Anreizmodul 3 des § 14a EnWG – beispielsweise quartalsweise oder jährlich erfolgen. Mit fortschreitender Digitalisierung kann der Festlegungszeitraum zunehmend verkürzt und Niedrig- sowie Hochlastfenster perspektivisch direkt für den Folgetag festgelegt werden. Abbildung 3 skizziert die wesentlichen Elemente der Dynamisierung des Arbeitspreises in den jeweiligen Zeitfenstern.

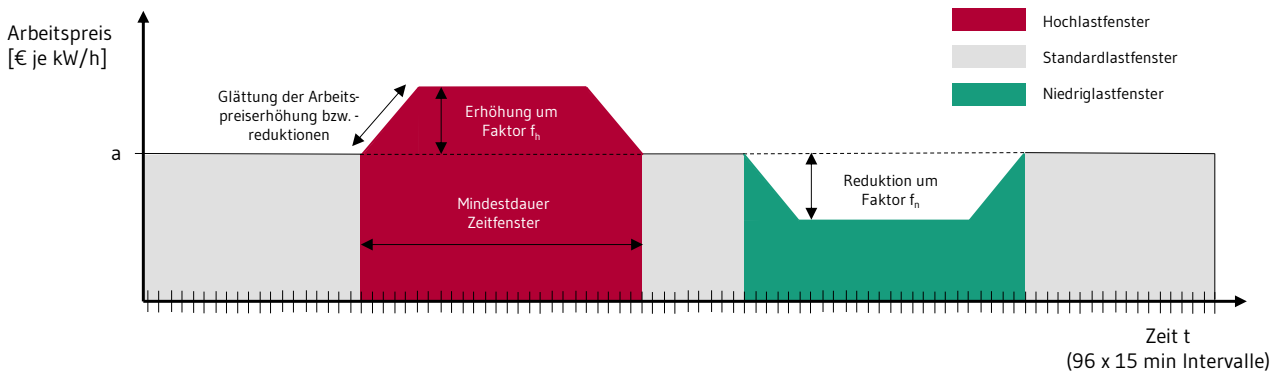


Abbildung 3: Schematische Darstellung des dynamischen Arbeitspreises in der kurzen bis mittleren Frist.

Der Reformvorschlag für § 17 Abs. 2 StromNEV umfasst insgesamt drei *Flexibilitätsstellschrauben*, mit denen schrittweise die zeitliche und räumliche Differenzierung erhöht und bei Bedarf eine Anpassung am Flexibilisierungsgrad zielgenau vorgenommen werden kann:

- Die beiden **unabhängigen Verstärkungsfaktoren** f_n und f_h , welche die Arbeitspreise in Niedrig- und Hochlastfenstern reduzieren beziehungsweise erhöhen, können im ersten Jahr gering ausfallen und in den Folgejahren schrittweise erhöht werden. Insbesondere zu Beginn könnten die Verstärkungsfaktoren auch identisch gewählt sein. Um Sprungstellen zu vermeiden, werden mit Beginn eines Niedrig- oder Hochlastfensters die Verstärkungsfaktoren über einen gewissen Zeitraum geglättet, sodass sich entsprechend „Rampen“ für die Zeitfenster ergeben. Dies soll Industrieunternehmen die Möglichkeit geben, ihren Stromverbrauch analog zur Gewichtung der Verstärkungsfaktoren hoch- bzw. runterzufahren und plötzlich auftretende Sprünge in der Netzlast vermeiden.
- Die zu Beginn festgelegte **Mindestdauer für Niedrig- und Hochlastfenster** kann im Zeitablauf sukzessive auf eine feinere Granularität (beispielsweise eine viertelstündliche Auflösung) reduziert werden. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass das Wiederanfahren komplexer industrieller Produktionsprozesse bis zu deren optimalen Betriebspunkten länger dauert als 15 Minuten. Soll deren Flexibilität gehoben werden, dürfen deshalb die Zeitfenster nicht zu rasch wechseln, insbesondere von der Sequenz von Hoch- zu Niedriglastfenstern.
- Die stetig flexibler werdende **Arbeitspreiskomponente** erhält im Vergleich zur Leistungspreiskomponente über die Jahre hinweg sukzessive ein immer **größeres Gewicht** am gesamten Netzentgeltaufkommen.

Innerhalb der Niedrig- und Hochlastfenster variieren die flexiblen Arbeitspreise gemäß den Verstärkungsfaktoren f_n und f_h , um gezielt Anreize für eine Lasterhöhung beziehungsweise Lastreduktion zu setzen. Um Sprungstellen am Wechsel zwischen den Zeitfenstern zu vermeiden, werden die jeweiligen Verstärkungsfaktoren zunächst über einen bestimmten Zeitraum hinweg geglättet. Dies könnte sich beispielsweise auch dadurch umsetzen lassen, dass die Verstärkungsfaktoren selbst Funktionen darstellen können, die im Zeitablauf – in Abhängigkeit der Netzsituation – unterschiedlich stark variieren. Die exakte Dauer und Stärke der Glättung und die damit einhergehende Steigung der Arbeitspreise kann nur auf Basis realer Daten zur Netzauslastung ermittelt werden. Da beispielsweise ein Hochlastfenster in der Niederspannungsebene von einem Hochlastfenster in der Mittelspannungsebene lokal abweichen kann, ist eine spezifische Betrachtung für jede Spannungsebene durchzuführen. Die Länge der Zeitfenster, die Verstärkungsfaktoren f_n und f_h sowie deren Glättung werden von den jeweiligen Netzbetreibern innerhalb eines bestimmten – beispielsweise von der BNetzA vorgegeben – Rahmens festgelegt.

3.2 Mittel- bis langfristige Weiterentwicklung

Um insbesondere Lasterhöhungen anzureizen und flexiblen Unternehmen die Möglichkeit zu bieten, zunehmend finanziell von markt- und netzdienlichen Lasterhöhungen zu profitieren, sollte zunächst der Arbeitspreis in den Niedriglastfenstern immer stärker dynamisiert werden (siehe Abbildung 4).

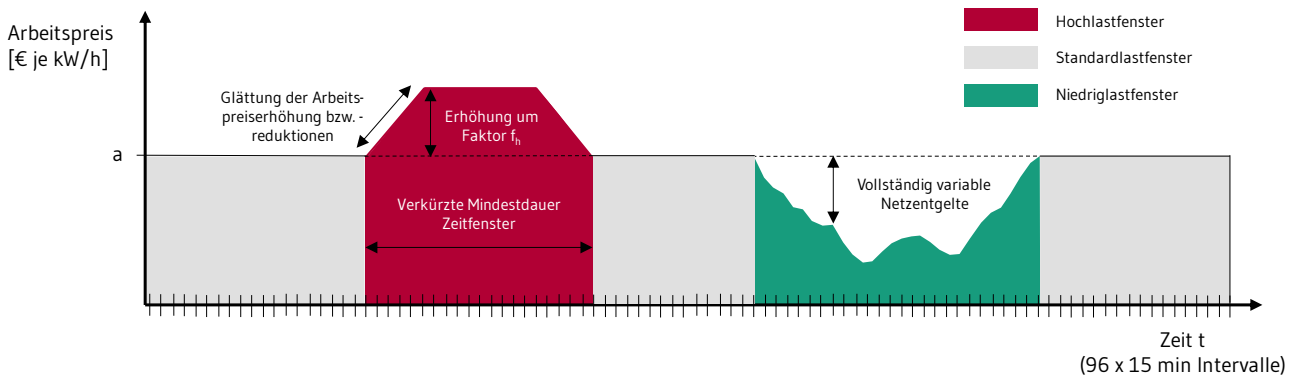


Abbildung 4: Schematische Darstellung des dynamischen Arbeitspreises in der mittleren bis langen Frist.

Auf diese Weise könnte erreicht werden, dass der Verbrauch beispielsweise bei einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien durch einen reduzierten Arbeitspreis möglichst effizient auf der entsprechenden Netzebene angereizt wird. Flexible Unternehmen profitieren daher zunehmend stärker von der neuen Regelung. Um hingegen weniger flexible Unternehmen weiterhin vor dynamischen Arbeitspreisen in Hochlastfenstern zu schützen, erfolgt eine (zunehmende) Dynamisierung des Arbeitspreises in diesen Zeitfenstern erst in einem letzten Schritt. Darüber hinaus erfolgt langfristig für die Niedrig- und Hochlastfenster eine sukzessive Verkürzung der Mindestdauern und der Anteil der Arbeits- und Leistungspreiskomponente könnte sich sukzessive – im Gegensatz zur derzeitigen Praxis – in Richtung der Arbeitspreiskomponente verschieben.

3.3 Langfristige Weiterentwicklung

Nach vollständiger Flexibilisierung aller drei *Flexibilitätsstellschrauben* liegen perspektivisch zeitlich und örtlich differenzierte Netzentgelte vor:

- Der Anteil der Arbeits- und Leistungspreiskomponente hat sich weitgehend oder vollständig in Richtung der Arbeitspreiskomponente verschoben; eine Leistungspreiskomponente liegt nicht mehr vor.
- Die Mindestdauer der Niedrig- und Hochlastfenster hat sich auf eine beispielsweise 15-minütige Granularität reduziert.
- Der Arbeitspreis ist vollständig dynamisiert.

Folglich ist es nicht mehr erforderlich, feste Zeitfenster für Flexibilität zu definieren: Die Netzentgelte sind mit der Arbeitspreiskomponente gleichzusetzen und die Arbeitspreise passen sich in 15-Minuten-Intervallen der aktuellen Netzauslastung an (siehe Abbildung 5).

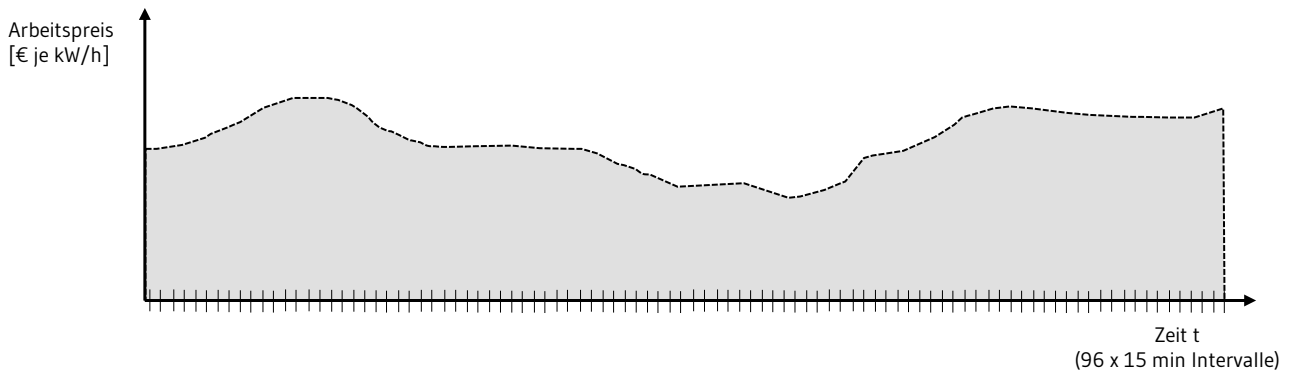


Abbildung 5: Dynamischer Arbeitspreis in der langen Frist.

Durch den in der Zukunft fortgeschrittenen Digitalisierungsgrad der Netzinfrastruktur werden Netzbetreiber in der Lage sein, Arbeitspreise – beispielsweise im Jahr 2045 – auf 15-Minuten-Basis anhand von Prognosen zum lokalen Verbrauch und der lokalen Einspeisung mit einer hinreichend hohen Prognosegüte vorherzusagen und festzulegen. Parallel dazu werden die Unternehmen bis spätestens zu diesem Zeitpunkt zunehmend in der Lage sein, durch die fortschreitende Digitalisierung ihre jeweiligen Flexibilitäten in Abhängigkeit von den zeitlichen Sequenzen der Netzlastfenster optimal zu nutzen.

4. Reformvorschlag für die Ermittlung individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV

Wie bereits zu Beginn von Kapitel 3 angeführt, schreibt die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier auf Seite 10: „Die BNetzA wird auch die aktuelle allgemeine Netzentgeltsystematik einer Prüfung unterziehen und ggf. erforderliche Reformen vornehmen. **Die Absicht zur Setzung systemdienlicher Anreize für die Industrie gilt ungeachtet der künftigen Ausgestaltung der Entgeltsystematik.** Die Beschlusskammer wird sicherstellen, dass das Sondernetzentgelt sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird.“

Da mögliche Anpassungen der allgemeinen Netzentgeltsystematik noch nicht bekannt sind, knüpft unser Reformvorschlag an die aktuelle Berechnungssystematik des § 17 Abs. 2 StromNEV an und soll zunächst für Unternehmen, die ein individuelles Netzentgelt gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV erhalten, eingeführt werden. Im Folgenden werden basierend auf den bisherigen Ausführungen die Grundelemente eines Reformvorschlags für die Weiterentwicklung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV skizziert, der die Fehlanreize beseitigt, welche gegenwärtig dazu führen, dass selbst bestehende Flexibilitätspotenziale in der energieintensiven Industrie nur zu einem kleinen Teil eingesetzt und Flexibilitätsperspektiven kaum wirtschaftlich erschlossen werden können.

Für die Entwicklung eines Reformvorschlags sowie eine schrittweise Flexibilisierung der Netzentgelte sind unseres Erachtens folgende Grundsätze zu beachten:

- Der Reformvorschlag sollte die derzeitige Ausgestaltung der individuellen Netzentgelte als Ausgangspunkt berücksichtigen. Die **schrittweise Flexibilisierung erfolgt im Zeitablauf**, so dass beispielsweise Jahr für Jahr die Anreize für Flexibilität erhöht werden. Dieses Vorgehen vermeidet sowohl Netzüberlastungen als auch eine Überforderung der Industrie und räumt dieser einen hin-

reichend großen Übergangszeitraum ein, um notwendige unternehmensinterne Veränderungsprozesse anzustoßen und Investitionen in die Erschließung von Flexibilitätsperspektiven zu tätigen.

- Heutigen Bandlastnutzern muss ein **verlässlicher und leistbarer Transformationspfad vom Status Quo hin zu einer zeitlichen und räumlichen Netzentgeldifferenzierung** aufgezeigt werden, um die notwendige Planungssicherheit für Investitionen zu gewährleisten. Dieser Transformationspfad muss den heute durch § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV privilegierten Netznutzern die klare Perspektive aufzeigen, dass sich der Einsatz von Energieflexibilität sowie die notwendigen Investitionen in Energieflexibilität langfristig lohnen und die Netzentgeltvorteile im Zeitablauf umso größer werden, je mehr Flexibilität die Unternehmen markt- und netzdienlich einsetzen.
- Ein Reformvorschlag sollte insbesondere darauf abzielen, die **industrielle Last in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien unter Beachtung der Netzrestriktionen anzureizen**. Zu diesen Zeiten liegen typischerweise auch niedrige Börsenstrompreise vor.
- Der Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV soll die **Aufkommensneutralität wahren**, d. h., dass das Netzentgeltaufkommen der Bandlastkunden gleichbleibend wie heute einen Beitrag zur Netzkostendeckung leistet und sich zudem die auf die übrigen Netzkunden umgelegten Mindereinnahmen der Netzbetreiber durch die Gewährung verringerter Netzentgelte im Vergleich zum Status Quo nicht erhöhen. Der Reformvorschlag sollte nicht nur die bestehenden Fehlanreize des gegenwärtigen regulatorischen Rahmens beseitigen, sondern auch im Zeitablauf einen stetig steigenden Anreiz für Flexibilitätsinvestitionen setzen, indem Unternehmen mit mehr Flexibilität zukünftig weniger Netzentgelte zahlen als Unternehmen mit keiner bzw. nur sehr geringer Flexibilität.
- Letztlich muss der **Reformvorschlag EU-Rechtskonform sein**. Die aktuelle Netzentgeltverordnung läuft im Jahr 2028 aus und eine Fortführung durch die BNetzA muss die EU-Binnenmarktrichtlinie 2019/943 beachten, die fordert, dass Netzentgelte kostenreflektierend, transparent und diskriminierungsfrei sind. Herausforderungen ergeben sich durch die Notwendigkeit, individuelle Netzentgelte diskriminierungsfrei zu gestalten und Kostenreflektion zu definieren. Auch die europäische Regulierungsbehörde ACER diskutiert zeitlich differenzierte Netzentgelte, die kostenreflektierend und für alle verpflichtend sein sollen. Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Netzen sowie geografisch nicht kostenreflektierende Verteilnetzentgelte stellen zusätzliche Herausforderungen dar. Gleichzeitig muss der Reformvorschlag kompatibel mit den beihilferechtlichen Regelungen sein.

4.1 Abbau bestehender Flexibilitätshemmnisse

Die Überführung der Netzentgelte gemäß dem in Kapitel 3 beschriebenen Reformvorschlag des § 17 Abs. 2 StromNEV in ein System, welches sukzessive dynamisiert wird und sich im Zielzustand an der kurzfristigen zeitlichen und örtlichen Netzauslastung orientiert, würde sich als Bemessungsgrundlage auf die Netzentgeltreduktionen für die energieintensive Industrie auswirken, denn: Die Basis für die Netzentgeltreduktionen gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV bilden die allgemeinen Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV. Die Verringerung des Einflusses von Lastspitzen sowie der Nichtbeachtung netzdienlicher Lastspitzen in Niedriglastfenstern baut auch unabhängig von der Netzentgeltreduktion die grundsätzlichen Flexibilitätshemmnisse schrittweise ab.

Wird diesem Vorschlag keine Folge geleistet und § 17 Abs. 2 StromNEV besteht zukünftig in unveränderter Form weiter fort, muss zumindest sichergestellt sein, dass markt- und netzdienliche Lastspitzen bei der

Flexibilitätserbringung, die einen nachweislich systemdienlichen Beitrag in Niedriglastfenstern und bei hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien leisten, ebenso wie Regelenergieerbringung oder sonstige Systemdienstleistungen, bei der Ermittlung der regulären Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV unberücksichtigt bleiben.

Der im Folgenden vorgestellte Reformvorschlag für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sieht folgende Grundelemente vor:

- Die **Benutzungsstundenregel für die Gewährung von Netzentgeltreduktionen entfällt** und wird durch die Anforderung, während der Niedrig- und Hochlastfenster die jeweils gewünschte Energieflexibilität zu erbringen, ersetzt. Auch eine Teilnahme an den Regelenergiemärkten oder die Vorlage sonstiger Flexibilitätsnachweise wie zum Beispiel § 13k Abs. 3 Satz 3 EnWG sollten honoriert werden.
- Unternehmen müssen eine **bestimmte Stundenzahl im Jahr Flexibilität** erbringen, beispielsweise indem sie ihren Stromverbrauch in den Niedrig- und Hochlastfenstern anpassen und/oder in diesen Zeiten an den Regelenergiemärkten teilnehmen.
- Unter dieser Voraussetzung erhalten Unternehmen ab **Erreichen eines gewissen Schwellwerts der Jahresarbeit** über eine **einzigste Sprungstelle vergleichbare Netzentgeltreduktionen wie heute. Weitere Sprungstellen** wie bisher bei Erreichen der 7.500 und 8.000 Benutzungsstunden **entfallen. Stattdessen erhalten Unternehmen wie bisher deutlich geringer ansteigende** Netzentgelte, die zu vergleichbaren Vorteilen führen, wie das heute der Fall ist. Je mehr Flexibilität erbracht wird, desto mehr Vorteile werden den Unternehmen gewährt.

Im Nachfolgenden sollen diese Grundelemente weiter ausgeführt werden.

4.2 Wegfall der Benutzungsstundenregelung und Einführung eines Schwellwerts für den Erhalt individueller Netzentgelte

Ein Weiterentwicklungsvorschlag für die zukünftige Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV sollte zunächst bestehende Fehlanreize abbauen, die durch die drei Sprungstellen in der Netzentgeltfunktion resultieren. Dies adressiert die gegenwärtige Praxis, wonach Unternehmen, deren Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt und gleichzeitig mindestens 7.000, 7.500 und 8.000 Benutzungsstunden vorweisen, durch drei sprunghafte Netzentgeltreduktionen einen starken Anreiz erhalten, die Netzentgeltkosten mit einer höheren Jahresarbeit und steigenden Benutzungsstunden erheblich senken zu können.

Insbesondere die Bemessung nach Benutzungsstunden mit der Jahresarbeit im Zähler und der Lastspitze im Nenner schafft einen starken finanziellen Anreiz, Lastspitzen auch bei hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu vermeiden – selbst dann, wenn diese markt- und netzdienlich wären. Um diesen Fehlanreiz abzubauen, könnte ein Schwellwert definiert werden, ab dem nur eine einzige Sprungstelle mit dem Status Quo vergleichbare Reduktionen gewährleistet und ab der die zu zahlenden Netzentgelte mit zunehmender Jahresarbeit deutlich geringer ansteigen. Damit werden weitere sprunghafte Netzentgeltreduktionen vermieden (siehe Abbildung 6). Die Einführung eines solchen Schwellwerts würde die energieintensive Industrie weiterhin entlasten, jedoch deutlich weniger Anreize für Ineffizienz und Inflexibilität

setzen. Da die Netzentgelte und gleichzeitig die Strombezugskosten ab dieser Sprungstelle monoton mit der Jahresarbeit ansteigen, besteht durch den Reformvorschlag künftig immer ein Anreiz für Effizienz.

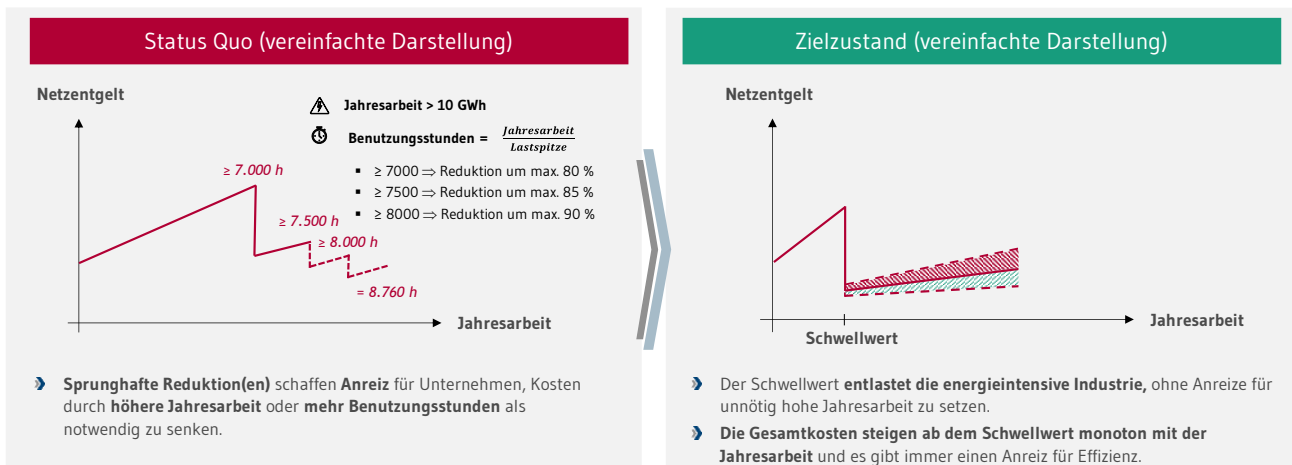


Abbildung 6: Anstelle der heutigen drei Sprungstellen gibt es bei Erreichen des Schwellwerts (zum Beispiel 10 GWh) nur noch eine das heutige Reduktionsniveau sicherstellende Sprungstelle, ab der die Netzentgelte mit zunehmender Jahresarbeit weniger stark steigen.

Übersteigt die Jahresarbeit den Schwellwert (beispielsweise in Höhe von 10 GWh), wird neben der unmittelbaren Reduktion der Netzentgelte, welche die Sprungstelle hervorruft, auch die Zunahme der Netzentgelte so reduziert, dass **die Prämisse der Aufkommensneutralität unter den privilegierten Netznutzern erfüllt ist**. Das bedeutet, dass die Gruppe der privilegierten Netznutzer – verglichen mit dem Status Quo – im Durchschnitt keine Änderung erfährt; es findet lediglich eine Umverteilung der Netzentgeltreduktionen innerhalb der Gruppe statt. Im Einzelfall können heute privilegierte Netznutzer somit auch schlechter gestellt werden, wenn sie zukünftig keine Energieflexibilität oder unterdurchschnittlich wenig Energieflexibilität bereitstellen können. Die sich durch den Reformvorschlag ergebenden Umverteilungseffekte innerhalb der Gruppe der privilegierten Netznutzer können jedoch nur anhand von Unternehmensdaten – wie sie der BNetzA vorliegen – eingehender untersucht werden. Dasselbe gilt für die exakte Bestimmung des Schwellwerts sowie den die Aufkommensneutralität sicherstellenden, rechts vom Schwellwert liegenden Anstieg der Netzentgeltkosten, die beispielsweise über den Einsatz mathematischer Optimierung ermittelt werden könnten.

4.3 Markt- und netzdienliches Verhalten als Voraussetzung für den Erhalt individueller Netzentgelte

Die Benutzungsstundenregelung wird im vorgestellten Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV durch die Anforderung, Energieflexibilität für das Stromsystem bereitzustellen, ersetzt. Konkret bedeutet dies, dass Unternehmen, die oberhalb der Niederspannungsebene an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind, beispielsweise eine festgeschriebene Anzahl an Stunden innerhalb eines definierten Zeitraums (zum Beispiel ein Monat, Quartal oder Jahr) in Niedriglastfenstern ihren Netzbezug erhöhen und in Hochlastfenster ihren Netzbezug senken oder über andere Nachweise (beispielsweise die Teilnahme an Regelleistungsmärkten) die Erbringung von markt- und netzdienlicher Flexibilität vorweisen müssen. Bei der Festlegung der notwendigen Stundenanzahl zur Flexibilitätserbringung während eines Niedrig- oder Hochlastfensters sollte berücksichtigt werden, die geforderten Laständerungen zu Beginn eher niedrig anzusetzen, um die Eintrittsbarriere nicht zu hoch werden zu lassen und Unternehmen die Zeit zu geben, in Energieflexibilität zu investieren.

Damit Unternehmen der Anforderung, in einer festgelegten Mindeststundenzahl ihren Stromverbrauch zu erhöhen bzw. zu reduzieren, Folge leisten können, muss der Anteil von Niedrig- und Hochlaststunden (deutlich) über den veranschlagten Stunden für das Erhalten individueller Netzentgelte liegen. Die Höhe dieses Mindestanteils kann beispielsweise durch die BNetzA vorgegeben werden und die konkreten Stunden wären durch die jeweiligen Netzbetreiber festzulegen. Beispielsweise könnte die BNetzA den Netzbetreibern auferlegen, innerhalb eines Monats, Quartals oder Jahres jeweils ein Drittel der Zeit zu identifizieren, in welchen das Netz (lastseitig) stark, mittel oder niedrig ausgelastet ist und diese Zeiträume als Hochlast-, Standardlast- und Niedriglastfenster definieren. Auf dieser Basis könnte die BNetzA den energieintensiven Unternehmen wiederum als Voraussetzung für Netzentgeltreduktionen nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV zukünftig auferlegen, dass im Vergleich zur Durchschnittslast der Strombezug aus dem Netz in Hochlastzeiten in mindestens einem Viertel der Stunden eines Monats, Quartals oder Jahres um einen bestimmten Prozentsatz reduziert und entsprechend in Niedriglastzeiten der Strombezug aus dem Netz erhöht werden muss. Anlehnend an die gegenwärtige Ausgestaltung der individuellen Netzentgelte könnte darüber nachgedacht werden, die Reduktionen zwischen 80 % und 90 % umso höher anzusetzen, je größer die erbrachte Lastflexibilität innerhalb des definierten Zeitraums (Monat, Quartal oder Jahr) ist. Hierbei sollte jedoch darauf geachtet werden, dass keine neuen Sprungstellen entstehen. Vor diesem Hintergrund könnte die Höhe der Netzentgeltreduktionen in Abhängigkeit der erbrachten Flexibilität kontinuierlich zwischen 80 % und 90 % ausdifferenziert werden, so dass zum Beispiel auch eine Reduktion um 82 % möglich wäre. Dies würde für Unternehmen das Risiko eines teilweisen Verlustes der individuellen Netzentgelte deutlich reduzieren, wenn in einem Zeitraum die Anforderungen an die Flexibilitätserbringung knapp nicht erfüllt werden. Im Rahmen einer Case Study (siehe Kapitel 6) werden unter anderem die Vorteile, die ein solches „Flexibilitätsband“ mit sich bringt, genauer betrachtet.

Bei der Festlegung der Laständerung wäre nach einem Vorbereitungsjahr 2026 im Jahr 2027 für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 85 % beispielsweise die Forderung einer im Vergleich zur Durchschnittslast einprozentigen Erhöhung und Reduktion des Strombezugs aus dem Netz denkbar. Diese Anforderung könnte in den darauffolgenden Jahren beispielsweise jeweils um ein halbes Prozent ansteigen, so dass im Jahr 2030 eine Lasterhöhung und -reduktion in Höhe von 2,5 % und im Jahr 2033 in Höhe von 4,0 % erforderlich wäre (siehe Abbildung 7). Nach unseren Erfahrungen könnten die meisten Unternehmen mit überschaubaren, aber Vorlauf benötigenden Investitionen – auch bei schwer flexibilisierbaren Kernprozessen – diesen Flexibilisierungspfad erbringen. Auf die Unternehmen, die diesen kontinuierlichen Anstieg der Anforderungen in Bezug auf die Lastflexibilität aus diversen Gründen nicht erbringen können, wird später eingegangen.

Um höhere Netzentgeltreduktionen zu erhalten, müssen Unternehmen eine größere Flexibilität erbringen, beispielsweise ein weiteres halbes Prozent für 90 %. Damit ergäbe sich im Jahr 2030 für eine Reduktion in Höhe von 90 % eine erforderliche Leistungsanpassung von $\pm 3,0$ % und im Jahr 2033 von $\pm 4,5$ %. Ab dem Jahr 2033 könnte darüber hinaus überlegt werden, die Anforderungen an eine 90 % Reduktion stärker steigen zu lassen, beispielsweise um ein zusätzliches Prozent pro Jahr. Damit ergäbe sich im Zieljahr, wie in Abbildung 7 dargestellt, ein Band zwischen $\pm 3,5$ % für eine 80 % Reduktion und $\pm 7,5$ % für eine 90 % Reduktion. Damit soll unter anderem den Umständen Rechnung getragen werden, dass einerseits im Zeitablauf eine zunehmende Flexibilität für hohe Netzentgeltreduktionen vorausgesetzt werden sollte, aber andererseits die Einstiegsschwelle für die individuellen Netzentgelte – insbesondere im Hinblick auf die Unternehmen, die nur bis zu einem gewissen Grad ihre Prozesse flexibilisieren können – beispielsweise ab dem Jahr 2034 nicht weiter anzuheben. Bei der geplanten Digitalisierung des Stromsystems

sowie der energieflexiblen Prozesse der privilegierten Unternehmen ist geplant, den Flexibilitätsnachweis digital zu erbringen.

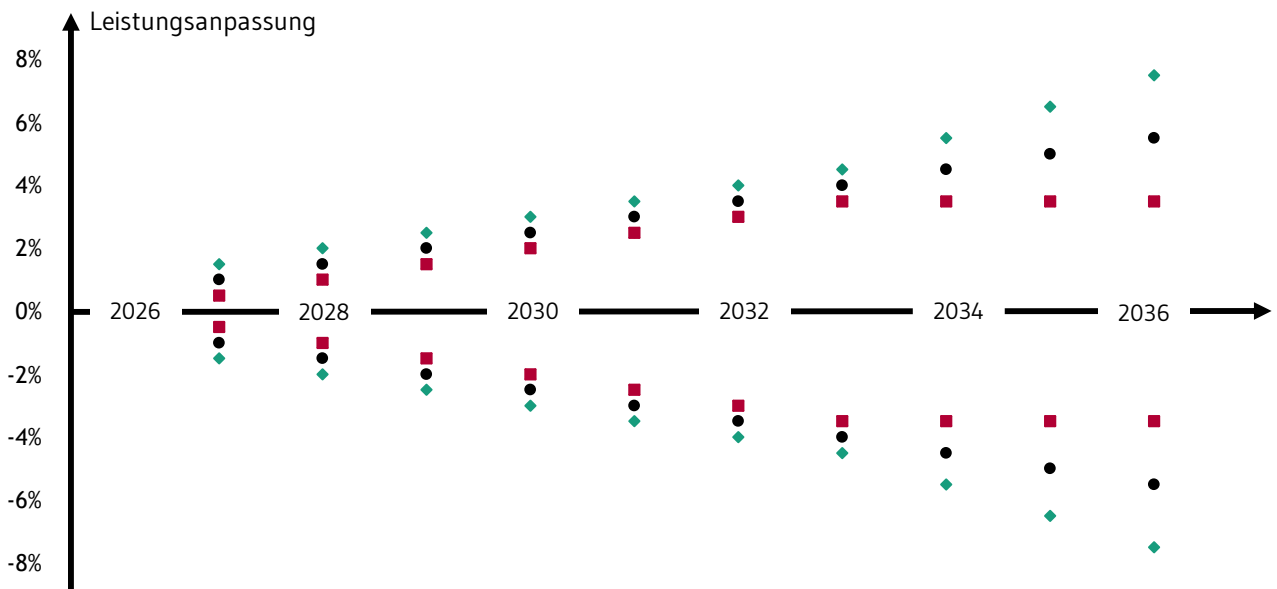


Abbildung 7: Zu Beginn werden die Anforderungen für die Flexibilitätsbereitstellung mit $\pm 0,5\%$ Lastvariation ausgehend von der durchschnittlichen Last im betrachteten Zeitraum bewusst niedrig gehalten. Über die Jahre hinweg steigen die Anforderungen an die Lasterhöhung und -reduktion zunehmend an (beispielhaft skizziert in Rot für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 80 %, in Schwarz für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 85 % und in Grün für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 %).

Die Schaffung markt- und netzdienlicher individueller Netzentgelte ist nicht nur Kernbaustein der von der BNetzA im Eckpunktepapier geforderten Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich, sondern auch zwingend erforderlich für die EU-Rechtskonformität. Durch die Kopplung individueller Netzentgelte an gewisse Stunden der Flexibilitätserbringung in Niedrig- und Hochlastfenstern gewährleistet unser Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV diese markt- und netzdienliche Flexibilitätserbringung.

5. Zusammenführung der beiden Vorschläge

Im Eckpunktepapier schreibt die BNetzA auf Seite 10: „Die BNetzA wird auch die aktuelle allgemeine Netzentgeltsystematik einer Prüfung unterziehen und ggf. erforderliche Reformen vornehmen. Die Absicht zur Setzung systemdienlicher Anreize für die Industrie gilt ungeachtet der künftigen Ausgestaltung der Entgeltsystematik. Die Beschlusskammer wird sicherstellen, dass das Sondernetzentgelt sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird.“

Um dieses Vorhaben insgesamt zu erreichen, werden im Folgenden die in den beiden Kapiteln 3 und 4 diskutierten Vorschläge zusammengeführt (siehe Abbildung 8).

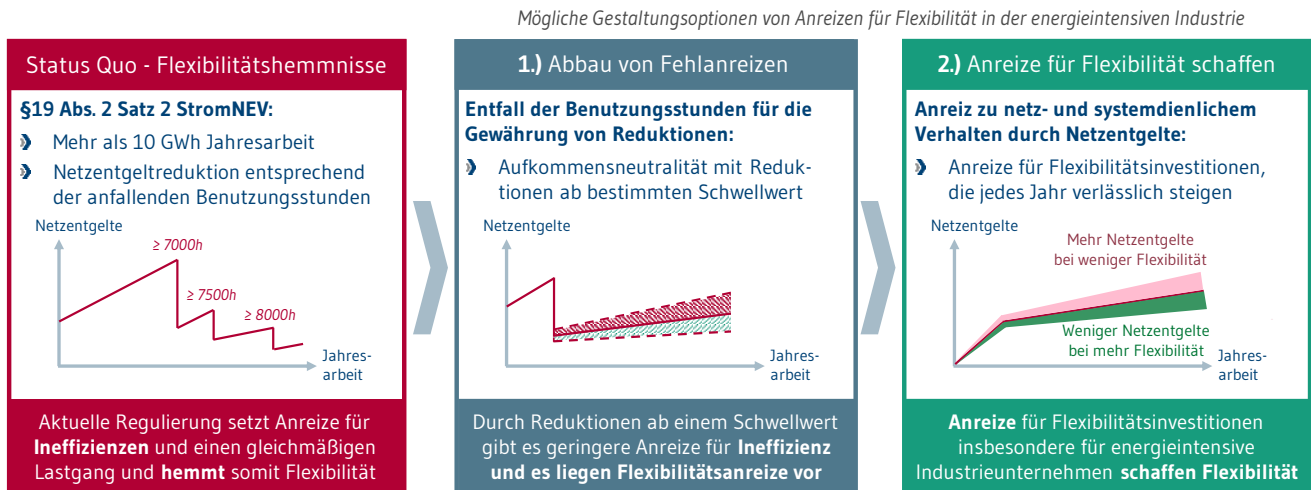


Abbildung 8: Schematische Idee des Abbaus von Flexibilitätshemmnissen und der Anreize für Flexibilität in der Netzentgeltsystematik. Durch das kontinuierliche Verschieben der Anteile von Leistungs- und Arbeitspreis wird der Sprung am Schwellwert (mittlere Darstellung) Stück für Stück kleiner, sodass sich im Zielbild (z. B. 2036; rechte Darstellung) bei vollständigem Wegfall der Leistungspreiskomponente eine sprunghafte, monoton steigende Netzentgeltfunktion ergibt.

In Kapitel 3 wurde für den Reformvorschlag von § 17 Abs. 2 StromNEV ausgeführt, dass eine schrittweise **Reduktion der Leistungs- und Erhöhung der Arbeitspreiskomponente** sinnvoll wäre. Derzeit beträgt der Anteil der Leistungspreiskomponente am Netzentgeltaufkommen circa 80 % und der der Arbeitspreiskomponente circa 20 %. Durch Einführung des Reformvorschlages für den § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV und einer Netzentgeltreduzierung zwischen beispielsweise 80 % und 90 % ergibt sich somit ab Erreichen des Schwellwerts eine Sprungstelle, durch welche Unternehmen bei den Netzentgelten deutlich entlastet werden. Da zu Beginn im Jahr 2027 der Leistungspreis den überwiegenden Anteil der Netzentgelte verursacht, ist die resultierende Sprungstelle vergleichsweise groß (siehe Abbildung 9).

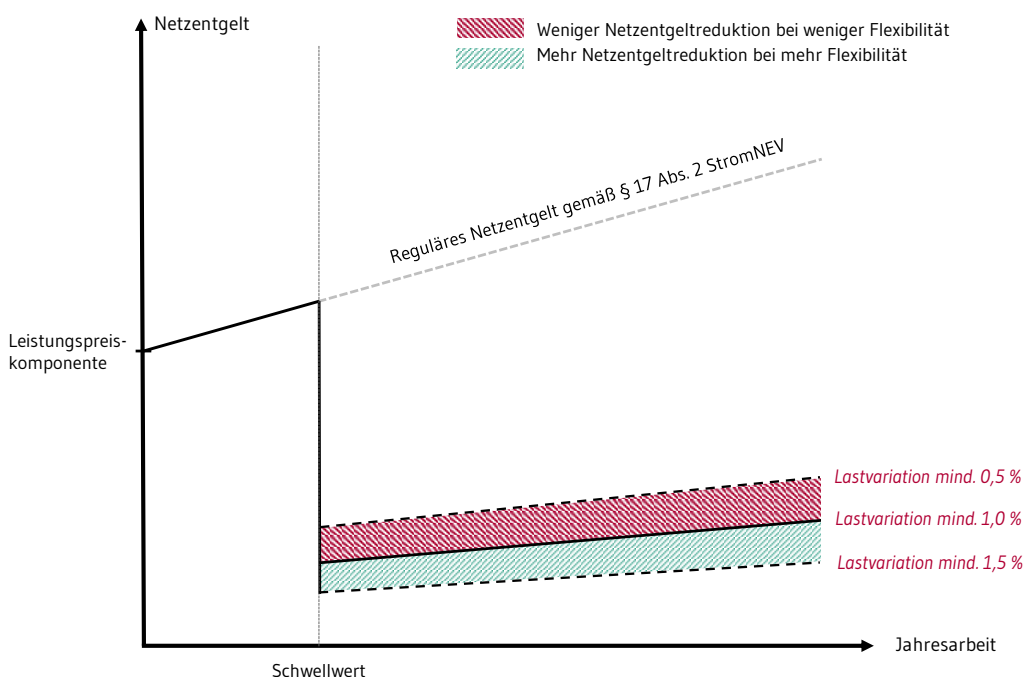


Abbildung 9: Vorschlag für die Weiterentwicklung des Sondertatbestands § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV im Zusammenspiel mit der Anpassung von § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2027.

Durch eine schrittweise Reduzierung der Leistungspreiskomponente verringert sich die Höhe der Sprungstelle (Abbildung 10). Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass auch beim Übergang in die neue Netzentgeltermittlung gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV, in der die Arbeitspreise maßgeblich sind, die Netzkosten über die periodenübergreifende Saldierung hinreichend gedeckt werden können. Deshalb muss die Arbeitspreiskomponente den schrittweisen Wegfall der Leistungspreiskomponente kompensieren. Dies führt zu steigenden Arbeitspreisen und damit einem mit der Jahresarbeit steileren Anstieg der Netzentgelte.

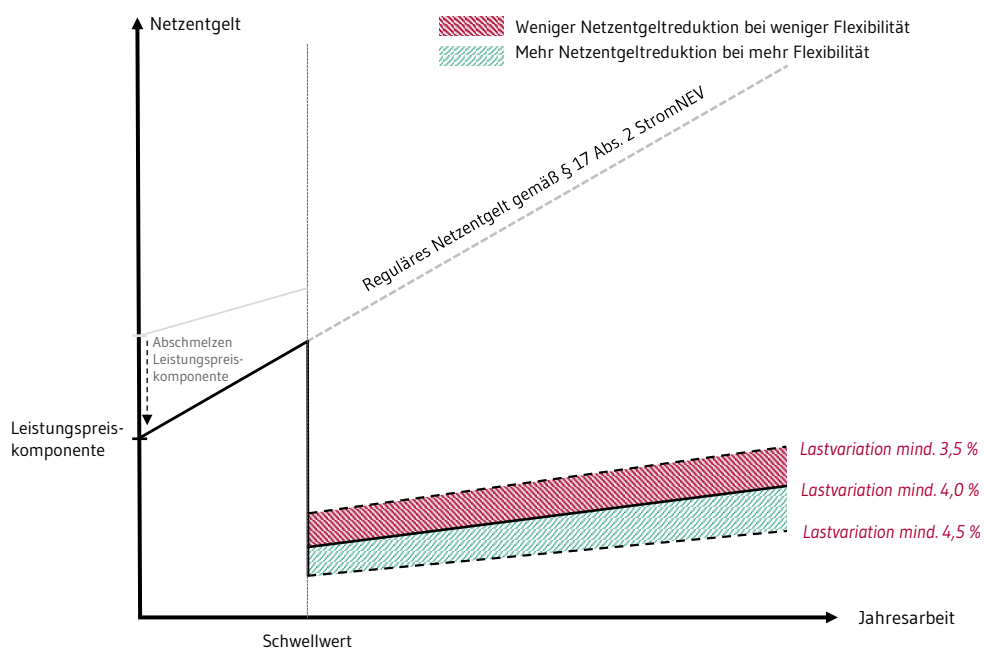


Abbildung 10: Vorschlag für die Weiterentwicklung des Sondertatbestands § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV im Zusammenspiel mit der Anpassung von § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2033.

Im Zielbild haben sich die Anteile von Arbeitspreis- und Leistungspreiskomponente vollständig in Richtung der Arbeitspreiskomponente verschoben. Dies könnte beispielsweise dadurch erreicht werden, dass beginnend mit dem Jahr 2027 jedes Jahr die Leistungspreiskomponente um 8 % reduziert wird, sodass diese im Jahr 2036 0 % betragen würde. In diesem Fall wäre die aus der Leistungspreiskomponente resultierende Sprungstelle bei 10 GWh nicht mehr erforderlich und man könnte ab diesem Wert lediglich die Arbeitspreiskomponente – wie in Kapitel 4 beschrieben – je nach Flexibilitätserbringung um 80 % bis 90 % reduzieren. Dadurch würden im Zielbild ab dem Jahr 2036 für alle Netznutzer die Netzentgelte mit zunehmender Jahresarbeit kontinuierlich steigen und das Ziel der BNetzA „sicherzustellen, dass das Sondernetzentgelt sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird“, wäre erreicht (siehe Abbildung 11).

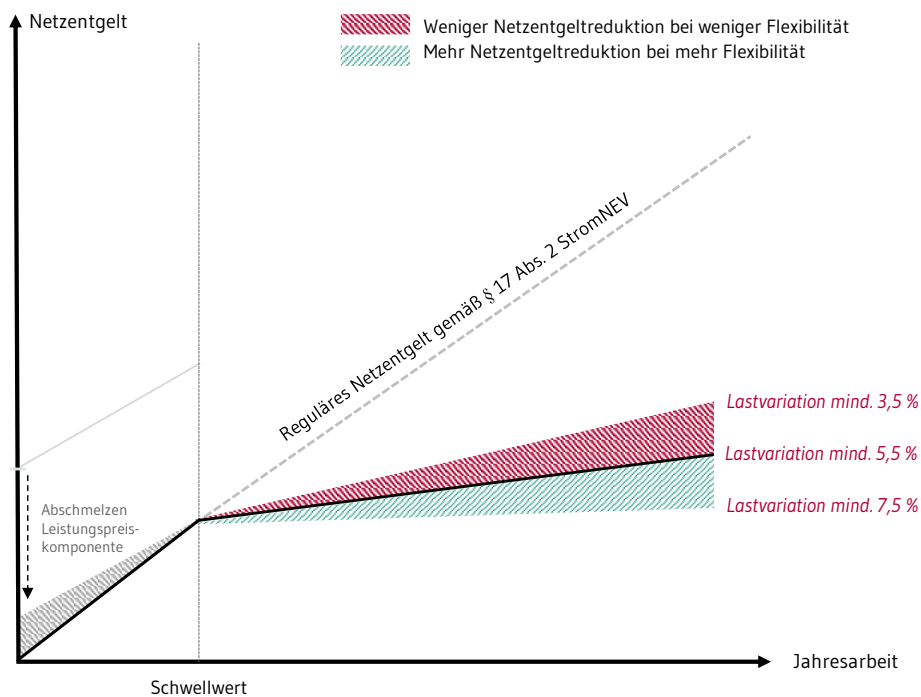


Abbildung 11: Vorschlag für die Weiterentwicklung des Sondernetzentgelts gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV im Zusammenspiel mit der Anpassung von § 17 Abs. 2 StromNEV; dargestelltes Jahr: 2036.

Mit dieser in Kapitel 5 dargestellten Zusammenführung der beiden Reformvorschläge für § 17 Abs. 2 StromNEV und für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV wird im Zielbild ab dem Jahr 2036 erstmals erreicht, dass keine Hemmnisse für Flexibilitätserbringung und keine Anreize für Ineffizienz mehr bestehen, sondern im Gegenteil für alle Netznutzer kontinuierlich steigende Anreize für die dringend notwendige Flexibilitätserbringung gesetzt werden. Damit haben Unternehmen langfristige Planungssicherheit für die hierfür erforderlichen, betriebs- und volkswirtschaftlich sehr vorteilhaften, Investitionen in Energieflexibilität.

Der SynErgie-Vorschlag erfüllt damit den Anspruch der BNetzA, „**sicherzustellen, dass das Sondernetzentgelt sich effektiv in das Gesamtgefüge der Netzentgeltsystematik einfügen wird.**“

6. Case Study: Auswirkungen der weiterentwickelten individuellen Netzentgelte auf einen Papierproduzenten in Süddeutschland

Um den in Kapitel 4 vorgestellten Vorschlag zur Weiterentwicklung des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV mit der gegenwärtigen Berechnungssystematik zur Ermittlung der individuellen Netzentgelte für Bandlastverbraucher zu vergleichen, wird im Rahmen eines Fallbeispiels ein in Süddeutschland ansässiges Unternehmen aus der Papierindustrie betrachtet.

6.1 Rahmenbedingungen des betrachteten Papierproduzenten

Mit einem Energieverbrauch von etwa 15,9 TWh im Jahr 2022 zählt die Herstellung von Papier und Zellstoffen zu den energieintensiven Industrien in Deutschland ([Verband Deutscher Papierfabriken, 2023](#)). Der Produktionsprozess lässt sich grundsätzlich in zwei Phasen aufteilen: die Halbstoffproduktion und die eigentliche Papierherstellung (Kernproduktionsprozess). Vor dem Hintergrund, dass die Abschaltung einer Papiermaschine, die auf eine konstante Produktionsweise ausgelegt ist, mit hohen Kosten verbunden ist und demnach nur in Betracht gezogen wird, wenn die mit einer Flexibilitätserbringung einhergehenden Erlöse bzw. vermiedenen Kosten sehr groß sind, wird im Folgenden insbesondere das in der Halbstoffherzeugung steckende Flexibilitätspotenzial genauer betrachtet. Das Fallbeispiel ist deshalb auch beispielhaft für einen großen Anteil der (energieintensiven) Industrie in Deutschland mit eher geringerer Flexibilität im Kernproduktionsprozess, dafür in der Regel aber umso flexiblere vor- und nachgelagerte Prozesse.

Der Papierherstellungsprozess startet im Wesentlichen mit der Gewinnung von Fasern aus Durchforstungsholz, Hackschnitzeln oder Altpapier, die im weiteren Produktionsprozess mit Füllstoffen angereichert zu Papierbahnen geformt und getrocknet werden. Durch den Einsatz von Halbstoffspeichern in Form von Bütten kann das Flexibilitätspotenzial in der Halbstoffherzeugung vergrößert werden ([VDI 2021](#)). Für die Halbstoffherzeugung wird im betrachteten Beispiel das eingesetzte Durchforstungsholz für die Papierherstellung auf mehrere Holzschleifer verteilt. Der produzierte Halbstoff kann anschließend in einer Bütte gelagert und anschließend zu Papier weiterverarbeitet werden. Da die Holzschleifer im vorliegenden Fallbeispiel des betrachteten Unternehmens bei Vollauslastung mehr Halbstoff produzieren als die Papiermaschine verarbeiten kann, liegt ein Energieflexibilitätspotenzial in der Halbstoffproduktion vor. Dieses Flexibilitätspotenzial wird bereits heute im Rahmen der regulatorischen Möglichkeiten genutzt, um den Betrieb der Holzschleifer insbesondere auf die Zeiträume mit möglichst niedrigen Strompreisen zu legen und die Zeiträume, in denen besonders hohe Strompreise vorliegen, zu vermeiden. Um über einer Benutzungsstundenzahl von 7.000 Stunden zu bleiben und folglich eine Netzentgeltreduktion von maximal 80 % zu erhalten, darf die Maximallast nicht zu hoch und die Minimallast nicht zu lange zu gering sein. Ansonsten läuft das Unternehmen bei der Flexibilitätsbereitstellung aufgrund der aktuellen Berechnungssystematik des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV Gefahr, die individuellen Netzentgelte zu verlieren und somit erhebliche wirtschaftliche Mehrkosten davonzutragen.

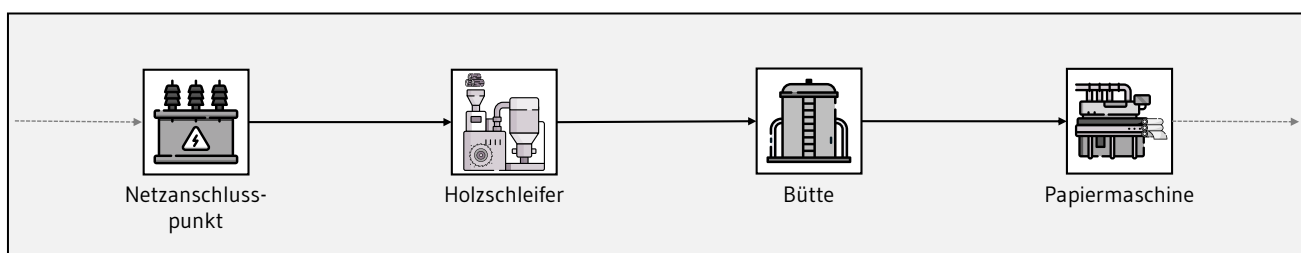


Abbildung 12: Illustration des im Rahmen der Case Study betrachteten Produktionsprozesses. Eigene Darstellung angelehnt an [Bockhacker et al. \(2024\)](#) und [SynErgie \(2021\)](#).

Im Folgenden werden anhand des Beispielunternehmens drei Optimierungsszenarien modelliert, um die Auswirkungen verschiedener Netzentgeltallokationen auf den Einsatz industrieller Energieflexibilität in energieintensiven Unternehmen beispielhaft zu analysieren:

- „Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis“: In diesem Szenario optimiert das Unternehmen den Produktionsprozess sowie den Einsatz der Energieflexibilität ausschließlich anhand des Day-Ahead-Strompreises. Eine Berücksichtigung und Berechnung der Netzentgelte erfolgt in diesem Fall erst nach der Optimierung.
- „Einsatz der Flexibilität im Status Quo § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV“: In diesem Szenario optimiert das Unternehmen den Produktionsprozess sowie den Einsatz der Energieflexibilität anhand des Day-Ahead-Strompreises und unter Berücksichtigung der für den Erhalt von individuellen Netzentgelten zu erbringenden Jahresbenutzungsstunden. Aufgrund technischer sowie produktionsbedingter Restriktionen kann das Unternehmen nur weniger als 8.000 Benutzungsstunden erbringen, womit gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV im Status Quo eine Netzentgeltreduktion von bis zu 85 % erzielt werden kann.
- „Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag zur Nachfolgeregelung zu § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV“: In diesem Szenario optimiert das Unternehmen den Produktionsprozess sowie den Einsatz der Energieflexibilität anhand des Day-Ahead-Strompreises und unter Berücksichtigung der für den Erhalt von individuellen Netzentgelten zu erbringenden Lastvariation. Die Berechnungen werden beispielhaft für den Fall einer Festlegung der Hochlast-, Standardlast- und Niedriglastfenster auf Quartalsebene quantifiziert, d. h. die durchschnittliche Last eines Unternehmens muss in mindestens 548 Hochlaststunden die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last innerhalb eines Quartals um mindestens 4,0 % unterschreiten und gleichzeitig muss die durchschnittliche Last eines Unternehmens in mindestens 548 Niedriglaststunden die durchschnittliche aus dem Netz bezogene Last innerhalb eines Quartals um mindestens 4,0 % übersteigen, um eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 85 % erhalten. Für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 80 % müsste die Last um mindestens $\pm 3,5 \%$ und für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 % um mindestens $\pm 4,5 \%$ variiert werden.

Der Fallstudie liegen die Day-Ahead-Strompreise des Jahres 2022 zugrunde. Es sei angemerkt, dass die Preise am Day-Ahead-Markt im Jahr 2022 mit einem durchschnittlichen Strompreis in Höhe von 249,80 EUR/MWh und einer Standardabweichung von 146,05 EUR/MWh deutlich über den vorhergegangenen und nachfolgenden Jahren lagen. Das hohe Preisniveau ist – sofern Industrieunternehmen unter diesen Bedingungen überhaupt produzieren – für die Flexibilitätserbringung irrelevant; die erhöhte Volatilität ist hingegen für die Vermarktung von Energieflexibilität entscheidend. Aufgrund des zunehmenden Anteils volatiler Erneuerbarer Energien ist in den kommenden Jahren zu erwarten, dass die Volatilität und insbesondere auch die Preisspreads auf den Strommärkten weiter zunehmen werden, so dass die dem Beispiel zugrundeliegenden besonders volatilen Strompreise mit hoher Wahrscheinlichkeit beispielhaft auch für die kommenden Jahre sein werden. So können bereits im Jahr 2024 wesentlich mehr Stunden mit sehr geringen oder gar negativen Strompreisen beobachtet werden als jemals in einem Jahr zuvor.

Alle technischen Parameter sowie das Produktionsprogramm, das der Simulation zugrunde liegen, basieren auf Realdaten eines Papierherstellers. Das betrachtete Unternehmen produziert Papier an sechs Tagen pro Woche. Für die Berechnungen der Netzentgelte werden die Angaben zu den Arbeits- und Leistungspreisen des Verteilnetzbetreibers Bayernwerk Netz aus dem Jahr 2022 zugrunde gelegt. Die nachfolgend ermittelten Ergebnisse basieren somit auf einem Leistungspreis in Höhe von 97.260 EUR/MW und

einem Arbeitspreis in Höhe von 1,20 EUR/MWh. Da für die Case Study die Produktion eines gesamten Jahres betrachtet wird, basieren die Berechnungen auf dem Jahr 2022.

6.2 Vergleich der Berechnungssystematiken

Die aus der beschriebenen Fallstudie resultierenden Optimierungsszenarien wurden in Python programmiert und mit der Optimierungssoftware Gurobi gelöst. Die Ergebnisse der Berechnung sind in Abbildung 13 illustriert.








	Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis	Einsatz der Flexibilität im Status Quo § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV
 Jahresarbeit [GWh]	544	544	544
 Lastspitze [MW]	96	77	96
 Benutzungsstunden	5.670	7.068	5.672
 Stromkosten [Mio. EUR]	122,2	127,1	122,2
 Netzentgelte [Mio. EUR]	10,0	1,6	1,0
 Gesamtkosten [Mio. EUR]	132,2	128,7	123,2
 Emissionen [kt CO ₂]	208,3	211,6	208,3

Abbildung 13: Ergebnisse des optimierten Produktionsprogramms.

Es wird deutlich, dass die verschiedenen Berechnungssystematiken der Netzentgelte sich in den Szenarien erheblich auf die Gesamtkosten der Papierproduktion sowie den Einsatz der Energieflexibilität bei der Halbstoffproduktion auswirken. Bei einer Optimierung der verfügbaren Flexibilität rein am Börsenstrompreis unter Berücksichtigung der produktionstechnischen Gegebenheiten würden für das Papierunternehmen mit etwa 122,2 Mio. EUR die geringstmöglichen Stromkosten, d. h. mengengewichtete Day-Ahead-Strompreise, anfallen. Da in der Optimierung des Produktionsprogramms jedoch keine Berücksichtigung der Netzentgelte erfolgt, sondern diese erst ex-post ermittelt werden, wäre diese Produktionsweise mit den höchsten Netzentgelten versehen. Dies ist damit zu begründen, dass aufgrund der flexiblen Fahrweise der Holzschleifer nur 5.670 Volllaststunden erreicht werden und somit keine individuellen Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV für besonders intensive Netznutzung in Anspruch genommen werden können. Aufgrund der hohen Korrelation zwischen niedrigen Day-Ahead-Preisen und niedrigen CO₂-Emissionen liegt nicht nur im Hinblick auf die Stromkosten ein optimales Ergebnis vor, sondern auch hinsichtlich der mit der Produktion verbundenen CO₂-Emissionen.

Die aus Unternehmenssicht gegenwärtig gesamtkostenminimale Lösung ergibt sich bei Inanspruchnahme der individuellen Netzentgelte und einer damit verbundenen Erfüllung einer Volllaststundenanzahl von mindestens 7.000, wie aus der mittleren Spalte ersichtlich wird. Das Unternehmen strebt unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen einen größtmöglichen Einsatz der Energieflexibilität an, wobei die mindestens zu erfüllenden 7.000 Benutzungsstunden den Flexibilitätseinsatz erheblich einschränken. Im Vergleich zum Szenario eines rein am Börsenstrompreis optimierten Flexibilitätseinsatzes bezahlt das Unternehmen zwar fast 5 Mio. EUR mehr für den Strombezug, kann jedoch aufgrund der

hohen Netzentgeltreduktionen in Höhe von über 8 Mio. EUR die Gesamtkosten insgesamt um 2,67 % reduzieren. Aufgrund dieses starken finanziellen Anreizes sind auch heute bereits flexible Unternehmen wirtschaftlich deutlich bessergestellt, wenn ihr Strombezug aus dem Netz möglichst gleichmäßig erfolgt. Damit einher geht jedoch auch, dass vermeidbare CO₂-Emissionen in Höhe von fast 3.000 Tonnen unnötig emittiert werden.

Der in Kapitel 4 vorgestellte Weiterentwicklungsvorschlag für die Ermittlung individueller Netzentgelte würde im Fall des betrachteten Papierproduzenten dazu führen, dass nahezu das gesamte Energieflexibilitätspotenzial gehoben werden kann. Das Unternehmen kann demnach eine strombezugskostenminimale Lösung bei gleichzeitigem Erhalt einer Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 % erzielen und ist damit – verglichen mit der heutigen Situation – sowohl gegenüber dem Szenario „Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis“ als auch dem Szenario „Einsatz der Flexibilität im Status Quo § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV“ bessergestellt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der im Fallbeispiel betrachtete Papierproduzent aufgrund seiner bereitgestellten Flexibilität eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 % erzielt, die unter den gegenwärtigen Bedingungen aufgrund der damit einhergehenden Anforderung von mindestens 8.000 Benutzungsstunden technisch nicht erfüllbar wäre. Auch im Hinblick auf die mit der Papierproduktion verbundenen CO₂-Emissionen sind – verglichen mit dem Status Quo – deutliche Reduktionen erreichbar und liegen mit dem neuen Vorschlag nahe dem Minimum, das sich im Szenario einer Optimierung der verfügbaren Flexibilität rein am Börsenstrompreis ergibt. Dies liegt am Einzelfallcharakter des Fallbeispiels: Die Auslastung der flexibel betriebenen Holzschleifer ist mit 56 % verglichen mit typischen Auslastungen in der (energieintensiven) Industrie eher gering und somit sind ausreichende Freiheitsgrade für der Lastreduktion und -erhöhung verfügbar. In allen Quartalen beträgt die Lastreduktion mindestens 6 % und die Lasterhöhung mindestens 8 %.

Ausgehend von diesem Beispiel wird nun untersucht, welche Auswirkungen eine Erhöhung der Papiernachfrage und eine damit verbundene Erhöhung der Auslastung der flexiblen Schleifer auf die Ergebnisse haben. Im Vergleich zum Ausgangsbeispiel wird angenommen, dass sich die Papiernachfrage um 22 % erhöht und demnach die Auslastung der Holzschleifer von bislang durchschnittlich 56 % auf nun 68 % steigt, um die Papiermaschine kontinuierlich mit Halbstoff zu versorgen. Die Ergebnisse der veränderten Rahmenbedingungen sind in Abbildung 14 dargestellt.








	Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis	Einsatz der Flexibilität im Status Quo § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV
 Jahresarbeit [GWh]	588	588	588
 Lastspitze [MW]	96	78	96
 Benutzungsstunden	6.129	7.541	6.129
 Stromkosten [Mio. EUR]	133,3	139,8	133,3
 Netzentgelte [Mio. EUR]	10,0	1,7	1,1
 Gesamtkosten [Mio. EUR]	143,4	141,5	134,4
 Emissionen [kt CO ₂]	226,4	230,3	226,4

Abbildung 14: Ergebnisse des optimierten Produktionsprogramms mit einer im Vergleich zum Ausgangsbeispiel um 22 % gestiegenen Papiernachfrage.

Mit der im Vergleich zum Ausgangsbeispiel gestiegenen Jahresarbeit und den noch immer relativ großen Flexibilitätspotenzialen ist es für den Papierhersteller nun am wirtschaftlichsten, unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 85 % in Anspruch zu nehmen. Das Unternehmen reduziert die Vermarktung seiner Flexibilitätspotenziale, weil die möglichen Einsparungen durch eine optimierte Vermarktung der Flexibilität am Day-Ahead-Markt nun geringer sind als die mit einer Erhöhung der Benutzungsstundenzahl (und damit der Konstanz im Produktionsprozess) auf mindestens 7.500 Stunden erzielbaren Reduktion bei den Netzentgelten. Der in dieser Studie erarbeitete Weiterentwicklungsvorschlag kann diesem Fehlanreiz entgegensteuern, wie aus der rechten Spalte in Abbildung 14 hervorgeht. Auch unter den veränderten Rahmenbedingungen einer deutlich höheren Papiernachfrage reizt der Reformvorschlag das Unternehmen dazu an, das gesamte ökonomische und nahezu das gesamte ökologische Potenzial der auslastungsbedingt verringerten Energieflexibilität einzusetzen. Im direkten Vergleich mit der gegenwärtigen Ausgestaltung von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV können somit die unmittelbaren Strombezugskosten um 4,65 % und die CO₂-Emissionen um fast 1,7 % gesenkt werden. Zudem ist es dem Unternehmen möglich, auch die Netzentgelte gegenüber dem Status Quo zu reduzieren, was im Wesentlichen auf zwei Effekte zurückzuführen ist:

- 1) Aufgrund der gestiegenen Papiernachfrage kann das Unternehmen nun bedingt durch die technischen Restriktionen nicht mehr in allen vier Quartalen des betrachteten Jahres die für eine Netzentgeltreduktion in Höhe von 90 % notwendige Lasterhöhung von 4,5 % bereitstellen. Konkret kann im ersten und dritten Quartal des betrachteten Jahres die Last nur um maximal 4,3 % bzw. 4,46 % erhöht werden. Da die vier Quartale bei der Netzentgeltermittlung separiert voneinander betrachtet werden und im zweiten sowie vierten Quartal mit Lasterhöhungen und -reduktion von mindestens 6,3 % die Voraussetzungen für eine Reduktion in Höhe von 90 % erfüllen, muss das Unternehmen nur für das erste und dritte Quartal höhere Netzentgelte durch die geringere Flexibilität bereitstellung entrichten.
- 2) Darüber hinaus wirkt sich das in Kapitel 4.3 vorgestellte „Flexibilitätsband“ zwischen 80 % und 90 % vorteilhaft auf den Papierhersteller aus. Im Falle diskreter Reduktionsstufen in Höhe von 80 %, 85 % und 90 % wäre das Unternehmen im ersten und dritten Quartal des Jahres 2022 auf eine 85 %-ige Netzentgeltreduktion zurückgestuft worden, obwohl in beiden Quartalen teils deutlich mehr als 4,0 % Flexibilität bereitgestellt wurde. Durch den Vorschlag, ein „Flexibilitätsband“ zwischen 80 % und 90 % einzuführen, könnte im ersten Quartal eine Reduktion in Höhe von 88 % und im dritten Quartal eine Reduktion in Höhe von 81 % erreicht werden.

Auf Basis der beiden beschriebenen Effekte könnte das Unternehmen im Vergleich zum Szenario des Flexibilitätseinsatzes im Status Quo von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV die Netzentgelte zusätzlich um 34,9 % senken.

Ausgehend von der gestiegenen Papiernachfrage soll abschließen der Fall untersucht werden, wie sich die Ergebnisse verändern, wenn die Papiernachfrage aus dem Basisszenario nicht um 22 %, sondern um 26 % steigt. Dadurch würde die Auslastung der Holzschleifer von durchschnittlich 56 % im Ausgangsbeispiel auf 70 % steigen. Die Ergebnisse der veränderten Rahmenbedingungen können Abbildung 15 entnommen werden.








	Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis	Einsatz der Flexibilität im Status Quo § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	Einsatz der Flexibilität in unserem Vorschlag § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV
 Jahresarbeit [GWh]	596	596	596
 Lastspitze [MW]	96	78	96
 Benutzungsstunden	6.212	7.644	6.129
 Stromkosten [Mio. EUR]	135,5	142,8	135,5
 Netzentgelte [Mio. EUR]	10,0	1,7	3,5
 Gesamtkosten [Mio. EUR]	145,5	144,5	139,0
 Emissionen [kt CO ₂]	229,8	233,9	229,8

Abbildung 15: Ergebnisse des optimierten Produktionsprogramms mit einer im Vergleich zum Ausgangsbeispiel um 26 % gestiegenen Papiernachfrage.

Die Erhöhung der Papiernachfrage führt dazu, dass das betrachtete Unternehmen nun die gemäß unserem Vorschlag an eine Netzentgeltreduktion geknüpften Flexibilitätsbedingung von mindestens 3,5 % in drei von vier Quartalen erfüllen kann. Im ersten Quartal des untersuchten Jahres kann der Papierhersteller lediglich eine Lasterhöhung von maximal 3,4 % bereitstellen und verliert deshalb in diesem Zeitraum den Anspruch auf ein reduziertes Netzentgelt. Damit müsste der Papierhersteller nach Wegfall des heutigen § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV das reguläre Netzentgelt, das sich gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV ermittelt, entrichten. Um die damit einhergehenden Mehrkosten zu vermeiden, könnte das Unternehmen auf die Erfüllung der Kundennachfrage im Quartal verzichten oder Aufträge zwischen den Quartalen verschieben und die Holzschleifer nur mit einer Auslastung in Höhe von 68 %, wie im vorherigen Beispiel, betreiben. Entscheidet sich das Unternehmen hingegen die Kundennachfrage vollständig zu erfüllen, würde der Papierhersteller die verfügbare Energieflexibilität im ersten Quartal uneingeschränkt vermarkten und die Leistung der Holzschleifer vollständig an das Marktsignal, d. h. den Day-Ahead-Preis, anpassen, um die Mehrkosten – bedingt durch die regulären Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV – möglichst gering zu halten. Im zweiten, dritten und vierten Quartal hingegen liegt die jeweils erbrachte Lasterhöhung und -reduktion bei teils deutlich mehr als 3,5 % und erfüllt damit die Voraussetzungen für die individuellen Netzentgelte. In der Gesamtschau aller vier Quartale könnte das Unternehmen unter den neuen regulatorischen Rahmenbedingungen das gesamte ökonomische und ökologische Potenzial der auslastungsbedingt weiter verringerten Energieflexibilität heben. Die Netzentgelte betragen im Vergleich zum Szenario der Optimierung der Flexibilität rein am Börsenstrompreis nur circa 33 %; im Vergleich mit dem Szenario eines Flexibilitätseinsatzes unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen (mittlere Spalte in Abbildung 15) sind sie allerdings mehr als doppelt so hoch. Insgesamt liegen jedoch die Gesamtkosten eines Einsatzes der Flexibilität in unserem Reformvorschlag des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV deutlich unter den beiden anderen Szenarien, bei gleichzeitig minimalen produktionsbedingten CO₂-Emissionen.

6.3 Diskussion

Der präsentierte Reformvorschlag für § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV erleichtert Lasterhöhungen zu Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien und reizt insbesondere die energieintensive Industrie zunehmend zur Erbringung markt- und netzdienlicher Lastflexibilität an. Durch die zu Beginn bewusst gering gehaltenen Anforderungen an die für eine Netzentgeltreduktion geknüpften Lasterhöhungen und -reduktionen soll ein möglichst niederschwelliger Eintritt in zukünftige, auf der Bereitstellung von Flexibilität basierende, Sondernetzentgelte im Elektrizitätsbereich ermöglicht werden.

Die im vorangegangenen Kapitel vorgestellten Ergebnisse unterstreichen dabei die mit dem präsentierten Reformvorschlag verbundenen Vorteile. Die Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte basiert darauf, dass ein Unternehmen als Voraussetzung für eine Reduzierung gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV zukünftig im Vergleich zur Durchschnittslast den Strombezug aus dem Netz in Hochlastzeiten in mindestens einem Viertel der Stunden eines definierten Zeitraums um einen bestimmten Prozentsatz reduziert und entsprechend in Niedriglastzeiten den Strombezug aus dem Netz erhöht. Alternativ könnte anstatt dieser Formulierung in den jeweiligen Niedrig- und Hochlastfenstern auch ein übliches Abweichungsmaß wie beispielsweise die Standardabweichung oder die Varianz herangezogen werden, um die bereitgestellte Flexibilität zu messen.

Gleichwohl sich der im Rahmen dieser Studie präsentierte Vorschlag bei der Höhe der Reduktion an den derzeitigen Stufen in Höhe von 80 %, 85 % und 90 % orientiert, könnte das vorgeschlagene „Flexibilitätsband“ zwischen der unteren und oberen Begrenzung der Netzentgeltreduktionen eine bessere Lösung darstellen als die gegenwärtig diskret ausgestalteten Reduktionsstufen. Ein solches „Flexibilitätsband“ würde – wie bereits im Kapitel 4.3 dargelegt – vermeiden, dass Unternehmen, die beispielsweise in einem Quartal oder einem Monat die Anforderungen für eine höhere Reduktionsstufe knapp nicht erreichen, auf die nächstkleiner Stufe zurückfallen. Dies hat sich in der vorliegenden Fallstudie im zweiten Beispiel (22 % höhere Papiernachfrage) und dritten Beispiel (26 % höhere Papiernachfrage) bewährt. Ein solches „Flexibilitätsband“ reduziert das Risiko für Unternehmen, durch einen einmaligen Fehler in der Betriebsführung innerhalb des Betrachtungszeitraums (zum Beispiel ein Monat, Quartal oder Jahr) unter Umständen (deutlich) schlechter gestellt zu werden. Perspektivisch könnte auch darüber nachgedacht werden, Netzentgeltreduktionen unterhalb von 80 % zu gewähren. Wie im dritten Beispiel (26 % höhere Papiernachfrage) verdeutlicht, erhält das Unternehmen gemäß dem präsentierten Reformvorschlag keine Netzentgeltreduktion im ersten Quartal, gleichwohl die Last um über 10 % verringert und um ca. 3,4 % erhöht wurde. Unternehmen, die aufgrund interner oder externer Faktoren die erforderliche Lastvariation knapp (zum Beispiel um 0,1 %) nicht erreichen, verlieren den Anspruch auf individuelle Netzentgelte und können – sofern nicht unmittelbar ausreichende Flexibilitäten zur Verfügung stehen – die Mehrkosten innerhalb des für die Netzentgeltmittlung zugrunde gelegten Zeitraums auch nur bedingt über einen marktdienlichen Flexibilitätseinsatz kompensieren. Es sollte deshalb aus unserer Sicht auch darüber diskutiert werden, die mit individuellen Netzentgelten einhergehenden Flexibilitätsanforderungen im Gegensatz zur gegenwärtigen Praxis nicht mehr an ein gesamtes Jahr oder alle vier Quartale beziehungsweise 12 Monate eines Jahres zu knüpfen, sondern – wie in der präsentierten Weiterentwicklungsidee vorgeschlagen – die Quartale oder Monate separat voneinander zu betrachten. Unternehmen, die die Flexibilitätsanforderungen innerhalb eines Quartals oder Monats nicht erfüllen, verlieren somit im Zweifel nur die Netzentgeltreduktion in dem entsprechenden Quartal oder Monat. Wäre in der betrachteten Case Study die Bedingung für den Erhalt eines reduzierten Netzentgeltes beispielsweise daran geknüpft, dass in jedem der vier Quartale eine Lasterhöhung und -reduktion von mindestens 3,5 % erbracht werden müsste, hätte dies zur Folge,

dass der Papierproduzent im dritten Beispiel diese Voraussetzung nicht mehr erfüllen könnte und demnach für das gesamte Jahr seinen Anspruch auf eine Netzentgeltreduzierung verlieren würde. Damit müsste das Unternehmen nach Wegfall des heutigen § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV das reguläre Netzentgelt, das sich gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV ermittelt, entrichten. Der Grund hierfür ist – wie bereits in Kapitel 6.2 dargelegt – die knappe Unterschreitung der geforderten durchschnittlichen Lastvariation. Sofern der Verzicht auf die vollständige Erfüllung der Kundennachfrage keine Option darstellt, würde der Papierhersteller die verfügbare Energieflexibilität uneingeschränkt vermarkten und die Leistung der Holzschleifer vollständig an das Marktsignal anpassen, um die Mehrkosten – bedingt durch die regulären Netzentgelte gemäß § 17 Abs. 2 StromNEV – möglichst gering zu halten. Somit könnte das Unternehmen trotz auslastungsbedingt verringerter Energieflexibilität mit knapp 7,4 Mio. EUR zwar deutliche Stromkosteneinsparungen erzielen, die jedoch die Mehrkosten bei den Netzentgelten in Höhe von rund 8,4 Mio. EUR im Vergleich zur gegenwärtigen Ausgestaltung von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV nicht vollständig kompensieren. Insgesamt würden deshalb die Gesamtkosten der vollständigen Flexibilitätsvermarktung circa 1 Mio. EUR über dem Szenario des Einsatzes der Flexibilität im Status Quo des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV liegen. Um diesem Risiko vorzubeugen, könnte es sich – wie bereits zuvor angemerkt – als sinnvoll erweisen, die Berechnungen der Netzentgelte auf Quartals- oder sogar Monatsebene zu ermitteln, damit der Zielkonflikt zwischen Einhaltung des Produktionsplans und Erhalt der Netzentgeltreduktionen in einem Szenario wie zum Beispiel einer kalten Dunkelflaute in Kombination mit einer hohen Produktionsauslastung und somit begrenzten Flexibilitätspotenzialen entschärft wird und eine Abweichung von der benötigten Flexibilität in einem Quartal nicht die Netzentgeltreduktionen für das gesamte Jahr gefährdet.

7. Abschließende Bemerkungen und Ausblick

Durch Einführung unserer Reformvorschläge für § 17 Abs. 2 StromNEV und § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV werden bestehende Flexibilitätshemmnisse schrittweise abgebaut sowie im zeitlichen Verlauf zunehmend Anreize für markt- und netzdienliche Flexibilitäten gesetzt. Abbildung 8 verdeutlicht die Grundgedanken und das Zusammenspiel unserer beiden Reformvorschläge: Sowohl die Reform des § 17 Abs. 2 StromNEV, als auch die des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV reduzieren die Nachteile der Lastspitzen bei den Netzentgelten und der Berechnung der Benutzungstunden. Damit erleichtern sie insbesondere Lasterhöhungen zu Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien. Für die energieintensive Industrie reizen die Vorschläge die Erbringung markt- und netzdienlicher Lastflexibilität in beide Richtungen zunehmend an. Die Erfahrungen in der energieintensiven Industrie können in einem weiteren Schritt genutzt werden, um bei Bewährung des Vorschlags zu § 17 Abs. 2 StromNEV diesen auch für weitere produzierende Unternehmen im Sinne des regulatorischen Lernens einzuführen. Regulatorisches Lernen ist unter anderem auch im Hinblick auf die Entwicklung und Implementierung möglicher Steuerungsmechanismen von Bedeutung, um sicherzustellen, dass Netzbetreiber im Rahmen der Flexibilisierung der energieintensiven Industrie gezielt in den notwendigen Netzausbau investieren. Dabei sollte der Netzausbau nicht ausschließlich an Spitzenlasten im Netz ausgerichtet werden, da eine zunehmende Flexibilisierung der energieintensiven Industrie andernfalls zu Überinvestitionen in die Netzinfrastruktur führen könnte. Die daraus resultierenden Kosten würden letztlich wiederum die energieintensive Industrie belasten.

Insgesamt bliebe im präsentierten Reformvorschlag die Aufkommensneutralität unter den privilegierten Netznutzern erhalten, auch wenn dies aufgrund der fehlenden Unternehmensdaten nicht eingehender betrachtet werden konnte. Durch die Prämisse der Aufkommensneutralität verändert sich jedoch die Verteilung der Netzentgeltreduktionen innerhalb der Gruppe der rechts vom Schwellwert liegenden energieintensiven Unternehmen. Aufgrund der schrittweisen Dynamisierung des § 17 Abs. 2 StromNEV und/oder der im Zeitablauf zunehmenden Anreize für Lastflexibilität in § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV wären flexiblere Unternehmen zunehmend finanziell bessergestellt, wohingegen weniger flexible Unternehmen geringere Netzentgeltvorteile erhalten. Wie sich dies in konkreten Beispielen darstellt, zeigen Abbildung 13, Abbildung 14 und Abbildung 15.

Können vollständig inflexible Unternehmen – von denen es nach unserer Einschätzung nur wenige geben dürfte, die auch zukünftig keine Flexibilitätsperspektiven erschließen können – die entsprechenden Mindeststunden der Flexibilitätserbringung nicht leisten, so drohen sie aus der Gruppe der Unternehmen mit individuellen Netzentgelten herauszufallen. Um abschätzen zu können, welchen Anteil der Unternehmen dies betrifft und entsprechende Maßnahmen zum Schutz des Wirtschaftsstandorts Deutschlands einzuleiten, müsste die exakte Parametrisierung unserer Reformvorschläge auf Basis realer Daten erfolgen und könnte im Jahr 2025 beispielsweise im Rahmen eines Reallabors in der [Energieflexiblen Modellregion Augsburg](#) zum regulatorischen Lernen erprobt, quantifiziert und bewertet werden.

Insgesamt lösen unsere Vorschläge zur Reform des § 17 Abs. 2 StromNEV sowie der Vorschlag für die Nachfolge von § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV – insbesondere in deren kombinierten Betrachtung – die gegenwärtig bestehenden Flexibilitätshemmnisse auf. Dadurch werden nicht nur bislang bestehende Hemmnisse und Ineffizienzen beseitigt, sondern kontinuierlich steigende Anreize für energieflexibles Verhalten und wichtige Rahmenbedingungen für Investitionen in Energieflexibilität geschaffen, die für das Gelingen der Energiewende entscheidend sind. **Die BNetzA könnte auf diese Weise ihren selbst erhobenen Anspruch für eine konsistente und effektive Netzentgeltsystematik erfüllen.**

8. Statements aus der Praxis

Unsere Firma Bark Magnesium ist ein kleiner mittelständischer energieintensiver Betrieb. Wir stellen Druckgussteile aus Magnesiumlegierungen für unterschiedliche Anwendungsbereiche her. Als Gießerei beheizen wir unsere dezentralen Öfen elektrisch, mit einem Jahresbedarf an elektrischer Energie von ca. 2,5 - 3 GWh. Bzgl. Stromlieferungen sind wir vertraglich zu ca. 80% am Spotmarkt gebunden (day ahead) und den Strompreisschwankungen somit weitgehend ungefiltert ausgesetzt.

Für mich noch weitaus unverständlicher ist jedoch die Höhe der Netznutzungsentgelte, die zum allergrößten Teil von der maximalen einmalig pro Jahr abgerufenen Leistungsspitze abhängt. Diese Lastspitze macht bei uns inzwischen ca. 30% der gesamten Stromkosten aus und ist im Nachhinein nicht mehr beeinflussbar, weder durch Stromeinsparungen noch durch flexible Verbräuche!

Um unsere Stromkosten möglichst niedrig zu halten, haben wir ein Lastspitzmanagementsystem installiert, das bei Verbräuchen über einem einzustellenden Schwellenwert unsere Öfen (in bestimmten Grenzen) herunterregelt. Gleichzeitig wurde für unsere 270 kWp PV-Anlage eine Abschalteneinrichtung installiert. Somit kann der Netzbetreiber unsere PV-Anlage vom Netz trennen, wenn dieses überlastet werden könnte. Das bedeutet, dass unsere Firma zu einem bestimmten Zeitpunkt aufgrund der Anforderung an eine geringe Leistungsspitze den Stromverbrauch künstlich drosseln muss, obwohl zeitgleich ein Überangebot an Strom im Netz vorhanden sein könnte und das Netz durch die Stromabnahme entlastet würde. Diese Regelung ist definitiv nicht sinnvoll und kann von keinem, an der Energiewende interessierten Menschen, so gewollt sein.

Insofern würde ich es begrüßen, wenn in einer zukünftigen Netzentgeltsystematik das Gewicht der Leistungspreiskomponente am Gesamtnetzentgelt aufkommen Stück für Stück reduziert wird und die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises den Flexibilitätseinsatz bei uns als energieintensives KMU zunehmend zum Business Case werden lässt.

– Dr. Carlo Bark, Geschäftsführer Bark Magnesium GmbH

Die Mobilisierung industrieller Flexibilitätsbeiträge zur Unterstützung der Energiewende ist ein Langstreckenlauf.

Abgesehen von den 'low hanging fruits' bereits heute (in begrenztem Umfang) verfügbarer Potenziale erfordert die Identifikation, Mobilisierung und Bereitstellung industrieseitiger Lastflexibilitäten vor allem eines:

Verlässliche Planungshorizonte.

Denn zur Bereitstellung industrieller Flexibilitäten bedarf es hoher Investitionen, oftmals auch einer Umstellung / Adaption komplexer, heute auf Stetigkeit optimierter verfahrenstechnischer Prozesse und der Inkaufnahme erhöhter Betriebskosten – und das alles unter strenger Beachtung des unternehmerischen Zwangs zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.

Vor diesem Hintergrund begrüße ich das vorgeschlagene, auf langfristige Evolution angelegte Konzept des Forschungsinstituts für Informationsmanagements (FIM) zur Weiterentwicklung der 'Individuellen Netzentgelte' nach §19.2.2 StromNEV.

Gleichzeitig möchte ich jedoch betonen, dass nicht nur der hiermit gewährte **langfristige Planungshorizont**, sondern auch **verlässliche Ertragsströme** zur Refinanzierung der notwendigen Investitionen in Aussicht gestellt werden müssen, d.h. im Prinzip, die **Bereitstellung von Flexibilität muss ein Business Case werden!**

Die Perspektive auf Vermeidung einer weiteren Verschlechterung der bereits heute angespannten betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist in der Regel kein geeigneter Incentive für eine Investitionsentscheidung.

*– Heribert Hauck, ehem. Leiter Bereich Energiewirtschaft Trimet, jetzt unabhängiger Berater;
Mitglied im Soundingboard des Kopernikus-Projekts SynErgie*

Ein zukünftiges Industrienetzentgelt sollte die „Energiewendekompetenz“ von Unternehmen angemessen honorieren und Anreize für transformative Investitionen bieten, ohne dass es zu zusätzlichen Belastungen im Vergleich zur jetzigen Netzentgeltsystematik kommt. Beispiele für die industrielle „Energiewendekompetenz“ zur Marktintegration der Erneuerbaren Energien sind Flexibilisierungsbeiträge in Erzeugung und Verbrauch anhand von Marktpreissignalen und insbesondere das unmittelbare Engagement in Erneuerbare Energien ohne staatliche Förderung, sei es durch PPAs oder selbst betriebene Erneuerbare Energieanlagen. Auch Systemdienstleistungen zur Sicherung der Stromversorgung sind als industrieller Beitrag zur Energiewende einzubeziehen.

Vor diesem Hintergrund begrüße ich das vorgestellte Konzept des Forschungsinstituts für Informationsmanagement (FIM). Der Übergang von leistungspreis- zur arbeitspreisbezogenen Systematik bei den allgemeinen Netzentgelten würde zu einem Abbau von Flexibilitätshemmnissen führen. Die vorgeschlagene Stufenregelung bietet einen wirksamen Anreiz, die „Energiewendekompetenz“ der Industrie zu stärken, ohne auf dem Transformationspfad überlastet zu werden.

– Holger Brezski, Regulierungsmanagement Energienetze, Evonik

Eine Möglichkeit zur planbaren und zukunftsgerichteten Reduzierung der Netzentgelte auf ein international wettbewerbsfähiges Niveau ist für die Unternehmen der energieintensiven Industrie wichtiger denn jemals zuvor.

Der vorliegende Weiterentwicklungsvorschlag bietet aus Sicht unseres bereits heute im Energiebereich sehr flexibel agierenden Unternehmens einen passenden Rahmen sowohl zur Implementierung einer auf Flexibilitätserbringung ausgerichteten Netzentgeltregulatorik, als auch zur Weiterentwicklung der Flexibilitätsvolumen; beides im Idealfall verbunden mit einer zeitlich ausreichend langen Übergangsfrist für die bisherige Regelung in der intensiven Netznutzung.

Im Entwurf sehen wir einerseits die Basis für einen Einstieg in einen Flexibilitätserbringung anreizenden Rahmen verbunden mit Planbarkeit für Kosten und Investitionen, andererseits einen nachweislich positiven systemischen Beitrag zum Gelingen der Energiewende innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks.

*– Rainer Häring, Director Energy, Western Europe, UPM
Vorsitzender des Soundingboards des Kopernikus-Projekts SynErgie*

Die Entelios AG ist ein führender deutscher Aggregator für die Erschließung und Flexibilitätsvermarktung industrieller Lasten, Speicher und dezentraler Erzeuger. Als Flexibilitätsanbieter, der im Spotmarkt, den deutschen Regelreservemärkten und FSV SEAL aktiv ist, heben wir hervor, dass die künftige Privilegierung bei den Netzentgelten im Rahmen des § 19.2 StromNEV Flexibilitätsanreize für die Unternehmen setzen soll. Außerdem möchten wir betonen, dass Industrieunternehmen auf ganz unterschiedlichen Wegen (Märkte & Produkte) die Möglichkeit haben, Flexibilität bereitzustellen und sich markt- oder netzdienlich zu verhalten. All diese Optionen sollten in der künftigen Regelung der Netzentgeltprivilegierung umfassend berücksichtigt werden – insbesondere muss neben der marktdienlichen auch die netzdienliche Flexibilität (Regelreserve, FSV SEAL) gleichwertig berücksichtigt werden – sowohl die Leistungsvorhaltung als auch die Erbringung.

Vor diesem Hintergrund unterstützen wir den vorgestellten Vorschlag des FIM Forschungsinstituts für Informationsmanagement zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Wir betrachten die vorgeschlagene schrittweise Reduzierung der Leistungspreiskomponente sowie die Einführung eines dynamischen Arbeitspreises als wichtigen Schritt, um gegenwärtige Flexibilitätshemmnisse abzubauen und den Einsatz von Flexibilität Stück für Stück zu fördern. Auch das Ausklammern von markt- und netzdienlichen Lastspitzen in Niedriglastfenstern sowie von Lastspitzen, die durch das Erbringen von Regelenergie oder sonstigen Systemdienstleistungen entstehen, bei der Ermittlung der Netzentgelte ist unseres Erachtens sehr zu begrüßen.

– Fabian Becker, CEO Entelios AG

ABSCHLUSSBEMERKUNG UND DANKSAGUNG

Die Vorschläge zur Weiterentwicklung der Netzentgelte entstanden im Wesentlichen in enger Zusammenarbeit zwischen dem FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement und Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT mit Agora Energiewende, Agora Industrie und dem Regulatory Assistance Project (RAP). Die daraus entstandene Publikation *Industrielle Energieflexibilität ermöglichen. Konzept einer Reform der Sondernetzentgelte für Großverbraucher* ist über die [Homepage von Agora Industrie](#) abrufbar.

Die Autoren bedanken sich bei allen beteiligten Mitarbeitenden von Agora Energiewende, Agora Industrie und RAP für die gemeinsame Zusammenarbeit und die inhaltlichen Diskussionen. Darüber hinaus gilt der Dank allen involvierten Partnern des Kopernikus-Projekts SynErgie und insbesondere den oben genannten Personen mit ihren Statements aus der Praxis. Weiterhin bedanken wir uns bei den beteiligten Verbänden und sowie Teilnehmenden der Kopernikus-übergreifenden Arbeitsgruppe „AG Regulierung“ für die gemeinsamen Diskussionen unseres Vorschlags sowie die wertvollen Impulse zur Verbesserung und Verfeinerung des ausgearbeiteten Konzepts.

Inhaltliche Ansprechpartner

Prof. Dr. Dr. h. c. Hans Ulrich Buhl

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: hans-ulrich.buhl@fim-rc.de | Tel. +49 821 480400 10, 12, 13

Markus Pichlmeier

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: markus.pichlmeier@fim-rc.de

Michael Schneider

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: michael.schneider@fim-rc.de

Dominik Eble

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: dominik.eble@fim-rc.de

Robert Förster

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: robert.förster@fim-rc.de

Koordinierungsstelle des Kopernikus-Projekts SynErgie

Prof. Dr.-Ing. Dipl.-Kfm. Alexander Sauer

Fraunhofer-Institut für Produktionstechnik und Automatisierung IPA
Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart

Kontakt: alexander.sauer@ipa.fraunhofer.de | Tel. +49 711 970 3600

Can Kaymakci

Institut für Energieeffizienz in der Produktion (EEP), Universität Stuttgart

Kontakt: kopernikus-synergie@eep.uni-stuttgart.de | Tel. +49 711 970 1241

