

Das Kopernikus-Projekt SynErgie

STELLUNGNAHME
ZUR KONSULTATION
DES ECKPUNKTEPAPIERS
ZUR FORTENTWICKLUNG
DER INDUSTRIENETZENTGELTE
IM ELEKTRIZITÄTSBEREICH

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Executive Summary der Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich

Zum von der Bundesnetzagentur (BNetzA) am 24.7.2024 veröffentlichten Eckpunktepapier nimmt das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung von 2016 bis 2026 mit über 100 Mio. € geförderte **Kopernikus-Projekt SynErgie** – Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende **Energieversorgung** – **nachfolgend Stellung**. Das **Kopernikus-Projekt 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**, trägt damit **in Deutschland zu einer gesellschaftlich akzeptierten sowie kosteneffizienten Energiewende** auf Basis Erneuerbarer Energien bei und **unterstützt den Green Deal der Europäischen Union**. Das Kopernikus-Projekt SynErgie **begrüßt** grundsätzlich **das zur Konsultation gestellte Eckpunktepapier, bekräftigt die Pläne der BNetzA und ergänzt diese um zwingend zu berücksichtigende Punkte**. Im Folgenden werden die Kernaussagen unserer Stellungnahme sowie unserer Antworten auf die Konsultationsfragen dargestellt.

Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich

- » Industrielle Energieflexibilität gewinnt angesichts der Transformation der Energieversorgung von fossilen zu volatilen, erneuerbaren Energieträgern zunehmend an Bedeutung.
- » Die derzeitige Netzentgeltsystematik stellt ein zentrales Hemmnis für die Nutzung bereits vorhandener sowie für notwendige Investitionen in neue industrielle Energieflexibilität dar.
- » Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt die Weiterentwicklung individueller Netzentgelte unter Berücksichtigung veränderter Rahmenbedingungen des Markt- und Stromsystems und betont die Notwendigkeit ihres Erhalts für die energieintensive Industrie.
- » Neben zeitlich differenzierten Netzentgelten bedarf es zwingend auch einer ergänzenden lokalen Komponente, um die jeweilige Situation im Stromnetz zu berücksichtigen.
- » Angemessene Übergangsfristen sowie eine langfristig verlässliche Nachfolgeregelung des § 19 Abs. 2 S. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sind für die Industrie zentral.

Mengenpotentiale, Prognostizierbarkeit von Preisschwankungen und Flexibilisierungsprozesse

- » In der Industrie liegen bereits heute enorme Flexibilitätspotenziale und -perspektiven vor, die branchenübergreifend identifizierbar sind.
- » Für die jährlich flexibilisierbare Energiemenge bei einer Abrufdauer von bis zu 15 Minuten können wir Flexibilitätspotenziale und -perspektiven von insgesamt 48,9 TWh/a (Lastreduktion) bzw. 50,3 TWh/a (Lasterhöhung) identifizieren.
- » Die Kosten und Zeiten für die Erschließung und den Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen unterscheiden sich erheblich zwischen Unternehmen und Branchen.
- » Für energieintensive Unternehmen ist der Umgang mit Preisschwankungen bei der Strombeschaffung eine zentrale Herausforderung; die Prognostizierbarkeit der Preisschwankungen ist jedoch häufig komplex und fehleranfällig. Umso wichtiger ist deshalb eine langfristig verlässliche Planungssicherheit für Investitionen in Energieflexibilität, um sich gegen kurzfristige Preisschwankungen abzusichern.

Stellungnahme zur Konsultation des Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich

Die derzeitige Ausgestaltung der Netzentgelte stellt ein zentrales Hemmnis sowohl für die Nutzung bereits vorhandener als auch für notwendige Investitionen in neue industrielle Energieflexibilität dar.

Am 24. Juli 2024 hat die Beschlusskammer 4 der Bundesnetzagentur (BNetzA) das zur Konsultation gestellte Eckpunktepapier zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich vorgelegt. Hintergrund ist, dass die Privilegierungstatbestände – wie im Fall von § 19 Abs. 2 S. 1 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) – unter den sich im Zuge der Energiewende verändernden Rahmenbedingungen kaum noch die eigentlich intendierte Wirkung entfalten bzw. – wie im Fall von § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV – gravierende Fehlanreize für das Verbrauchsverhalten besonders energieintensiver Letztverbraucher setzen. Beide Privilegierungstatbestände stammen aus einer Zeit, in der wenige steuerbare Großkraftwerke die Stromnachfrage deckten und ein möglichst gleichmäßiger Strombezug auf der Nachfrageseite erstrebenswert war, da konventionelle Kraftwerke wenig flexibel sind und schlechte Teillastwirkungsgrade vermieden werden sollen. Vor diesem Hintergrund sollte die atypische Netznutzung nach Satz 1 Letztverbraucher dafür belohnen, ihre individuelle Jahreshöchstlast so zu steuern, dass diese vorhersehbar und erheblich von der Jahreshöchstlast der Spannungsebene abweicht, während die Bandlast nach Satz 2 dem Zweck diene, bei energieintensiven Letztverbrauchern einen möglichst konstanten Lastgang anzureizen. Unter den Rahmenbedingungen des damaligen Stromsystems war das durch die Sondernetzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV angereizte Netznutzungsverhalten sinnvoll. Im Zuge der Energiewende verändert sich das Stromsystem jedoch grundlegend – weg von wenigen zentralen Großkraftwerken hin zu einer immer dezentraler werdenden Erzeugungslandschaft mit einer Vielzahl kleiner (erneuerbarer) Stromerzeugungsanlagen. Um die zunehmend vor allem durch die wetter- und tageszeitabhängige Einspeisung Erneuerbarer Energien (EE) verursachten Schwankungen auf Erzeugungsseite auszugleichen, wird ein **flexibles Verhalten auf Verbraucherseite unverzichtbar**. Vor diesem Hintergrund müssen die gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV gesetzten Anreize dringend 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. 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. \(2022\)](#) sowie [Jeddi und Sitzmann \(2019\)](#) bereits seit Jahren hin.

Über den § 19 Abs. 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 Benutzungsstunden¹ dazu angereizt, ihre Stromnachfrage mit dem Ziel der Lastspitzenminimierung zu steuern. Hintergrund ist, dass sich der Leistungspreisanteil an der individuellen Leistungsspitze des Unternehmens bemisst. Gleichzeitig überwiegt der Leistungspreisanteil deutlich und kann mehr als 80 % der Netzentgelte ausmachen. Unternehmen müssen deshalb beim Auftreten von Lastspitzen, die u. a. durch systemdienliche 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.

¹ Die Benutzungsstundenzahl ist definiert als der Quotient aus Jahresarbeit und Lastspitze.

Zwei illustrative Beispiele aus dem Kopernikus-Projekt SynErgie untermauern diese zentralen Flexibilitätshemmnisse: Wie unser [Netzentgeltdemonstrator](#) anhand eines Fallbeispiels aus der **Papierindustrie** verdeutlicht, ist es unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen unwirtschaftlich, die erschlossene Energieflexibilität markt- und systemdienlich zu vermarkten. Ein optimiertes Lastprofil kann demnach zu einer erhöhten Lastspitze und folglich zu einem deutlich erhöhten Leistungspreis sowie einer Unterschreitung der geforderten Benutzungsstundenzahl führen. Dadurch stehen den Erlösen aus der Vermarktung industrieller Energieflexibilität deutlich höhere Netzentgeltkosten gegenüber. Gleichzeitig verdeutlichen die Ergebnisse, dass Unternehmen derzeit den Großteil des bestehenden CO₂-Reduktionspotenzials nicht wirtschaftlich erschließen können und demnach vermeidbare CO₂-Emissionen regulierungsbedingt völlig unnötig ausgestoßen werden. Auch eine im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie entwickelte Technologie der [flexiblen Luftzerlegung](#) wird aufgrund der gegenwärtigen regulatorischen Hemmnisse nicht in Deutschland, sondern in Dänemark betrieben, da im dänischen Stromsystem die Netzentgelte auf der Grundlage eines (zeitabhängigen) Arbeitspreises berechnet werden. Lastspitzen, die bei der Aufnahme überschüssigen EE-Stroms entstehen können, werden – im Gegensatz zu Deutschland – nicht über den Leistungspreis mit erhöhten Netzentgelten bestraft.

Vor dem Hintergrund des von der BNetzA beabsichtigten Erlassens einer von § 19 Abs. 2 StromNEV abweichenden Festlegung zur Setzung systemdienlicher Anreize durch ein Sondernetzentgelt für Industriekunden, stehen im Folgenden die mit § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV einhergehenden Hemmnisse im Fokus der Ausführungen – gleichwohl es zur Hebung des Flexibilitätspotenzials aller Unternehmen unseres Erachtens auch einer Überarbeitung des § 17 Abs. 2 StromNEV bedürfte.

Es wird deutlich, dass die **derzeitige Netzentgeltsystematik** – insbesondere in Bezug auf § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV – in der **aktuellen Ausgestaltung nicht mehr zeitgemäß und haltbar** ist. Neben der Nutzung bereits erschlossener Flexibilitätspotenziale hemmt die aktuelle Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik zudem Investitionen in energieflexible Technologien und verhindert folglich die dringend notwendige Flexibilisierung der Stromnachfrage sowie Innovationen in Produktionsprozessen. Dies **gefährdet** nicht nur zunehmend die Transformation der deutschen Industrie hin zur Klimaneutralität sowie den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschlands, sondern auch die Sicherstellung der **Versorgungssicherheit** und die Ziele des **Green Deals**. In diesem Sinne besteht hinsichtlich der Abschaffung der Bandlast auch eine unionsrechtliche Notwendigkeit; jedenfalls errichtet der Grundsatz „Energieeffizienz an erster Stelle“, wie er durch Art. 27 Abs. 7 S. 1 RL (EU) 2023/1791 und ausdrücklich auch Ziff. 4.1 Anhang der Empfehlung der Kommission (EU) 2021/1749 für den Bereich der Netzentgelttarifizierung ausgeformt wird, derart hohe Rechtfertigungshürden für eine Beibehaltung der Bandlast, dass diese sich wohl kaum noch überwinden lassen.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt das zur Konsultation vorgestellte Eckpunktepapier – insbesondere das Beibehalten der individuellen Netzentgelte in weiterentwickelter Form.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie begrüßt in diesem Zusammenhang grundsätzlich die vorgestellten Pläne der BNetzA zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich. Positiv hervorzuheben ist, dass gemäß dem vorgestellten Eckpunktepapier die individuellen Netzentgelte erhalten bleiben und unter Berücksichtigung der veränderten Rahmenbedingungen des zukünftigen Markt- und Stromsystems weiterentwickelt werden sollen. Der Vorstoß, die bisherigen Privilegierungstatbestände des § 19 Abs. 2 StromNEV zum 01. Januar 2026 durch eine Regelung abzulösen, die systemdienliches Verhalten anreizt, ist nicht nur aus energiewirtschaftlicher, sondern auch aus rechtlicher, insbesondere unionsrechtlicher

Perspektive, erfreulich. Mit ihrem Vorschlag kommt die BNetzA den Vorgaben der VO (EU) 2019/943 sowie der mitgliedstaatlichen Verpflichtung zur Umsetzung der RL (EU) 2019/944 und RL (EU) 2023/1791 nach.

Das Beibehalten der individuellen Netzentgelte (in weiterentwickelter Form) ist für die energieintensive Industrie in Deutschland von hoher Bedeutung², um die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Deutschland zu erhalten und eine Dekarbonisierung durch Deindustrialisierung zu verhindern. Eine Abwanderung der energieintensiven Industrie ist nicht nur im Hinblick auf den Verlust von Arbeitsplätzen und erheblichen Einbußen in der Wirtschaftsleistung wichtiger Wertschöpfungsnetzwerke, sondern auch aus energiewirtschaftlicher Sicht zwingend zu verhindern: Die Industrie weist wichtige Flexibilitätspotenziale und -perspektiven auf, die zukünftig für den Ausgleich der zunehmenden erzeugungsseitigen Volatilität durch EE und damit für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit zentral sind. Dies wird auch im [aktuellen Bericht der BNetzA](#) zur Versorgungssicherheit hervorgehoben, wonach industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien bis 2031 mindestens acht Gigawatt Flexibilität als drosselbare Leistung bereitstellen müssen. Wie die BNetzA ist das Kopernikus-Projekt SynErgie der Überzeugung, dass – insbesondere im Hinblick auf die eingangs dargelegten Probleme, die mit der aktuellen Rabattierung einer gleichmäßigen Netznutzung einhergehen – die „*Nutzbarmachung des Flexibilitätspotentials [...] nicht hinausgezögert werden*“ sollte.

In der Industrie liegen bereits heute große Flexibilitätspotenziale und -perspektiven vor.

Aktuelle Erhebungen und Hochrechnungen, die im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie durchgeführt wurden, zeigen, dass in der deutschen Industrie erhebliche Flexibilitätspotenziale vorliegen. Diese Analysen basieren auf einer wissenschaftlich begleiteten, branchenübergreifenden Datenerhebung von Flexibilitätspotenzialen³ und Flexibilitätsperspektiven⁴ aus repräsentativen industriellen Schlüsselproduktionsprozessen und Querschnittstechnologien. Aus diesem Grund ist es uns möglich, das technische Flexibilitätspotenzial – im Gegensatz zu häufig stark annahmebasierten Abschätzungen – gut auszuweisen. Für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten zeigen sich bei industriellen Schlüsselproduktionsprozessen und Querschnittstechnologien im Hinblick auf 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 TWh⁵ flexibilisieren.

Auf Basis unserer Projekterfahrungen in Bezug auf die Möglichkeiten zur Flexibilisierung verschiedener Prozesse in unterschiedlichen Branchen lässt sich festhalten, dass auch bei vermeintlich nicht flexibilisierbaren Produktionsprozessen Flexibilitätspotenziale oder zumindest Flexibilitätsperspektiven identifiziert wurden. So bieten in vielen Fällen – sollte der Hauptprozess beispielsweise aufgrund technischer Restriktionen kaum flexibilisierbar sein – auch die vor- und nachgelagerten Prozesse teils erhebliche und bislang häufig nicht (näher) betrachtete Flexibilisierungspotenziale, beispielsweise durch die Erzeugung von Prozesswärme und -kälte. Für eine detaillierte Betrachtung – unter anderem in Bezug auf die Mengenpotenziale – sei auf den zweiten Teil unserer Stellungnahme verwiesen.

² Die Relevanz zeigt sich dahingehend, dass zuletzt ca. 400 Bandlastkunden einen Stromverbrauch von rund 90 TWh über individuelle Netzentgelte bezogen haben. Das finanzielle Entlastungsvolumen wird für das Jahr 2024 voraussichtlich über eine Milliarde Euro betragen.

³ Flexibilitätspotenziale sind die Flexibilität, die unter heutigen Rahmenbedingungen ohne zusätzliche Investitionen genutzt werden kann.

⁴ Flexibilitätsperspektiven umfassen darüber hinaus zukünftige Potenziale, die durch technische Prozessänderungen und Investitionen erschlossen werden können.

⁵ Gemäß dem vorläufig ausgewiesenen Nettostromverbrauch der deutschen Industrie im Jahr 2023 (BDEW, 2024).

Neben zeitlich differenzierten Netzentgelten bedarf es unbedingt auch örtlicher Differenzierung durch eine ergänzende lokale Komponente.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie unterstützt die Überlegungen der Regulierungsbehörde, eine Stärkung des Marktsignals anhand der Netzentgelte vorzunehmen und Netzentgeltreduzierungen zukünftig als Gegenleistung für die Bereitstellung von Energieflexibilität zu gewähren. Wir möchten jedoch darauf hinweisen, dass für die vorgeschlagene Privilegierung derjenigen Letztverbraucher, die in Zeiträumen besonders niedriger Preise die Abnahme im Vergleich zum individuellen Jahresdurchschnitt erheblich erhöhen und in Zeiten besonders hoher Preise die Abnahme im Vergleich zum individuellen Jahresdurchschnitt erheblich senken, Vorsicht geboten ist.

Obwohl die Stärkung des Marktsignals anhand der Netzentgelte im Grundsatz sehr zu begrüßen ist, dürfen die Charakteristika des deutschen Strommarktes mit der regional sehr unterschiedlichen Verteilung Erneuerbarer Energien einerseits und Lastzentren andererseits sowie die Stromnetz-Restriktionen nicht vernachlässigt werden. Die erneuerbaren Stromerzeugungspotenziale konzentrieren sich insbesondere auf die nördlichen und östlichen Landesteile, wohingegen die Lastzentren und die damit verbundenen industriellen Flexibilitätspotenziale sich (historisch bedingt) vor allem in den südlichen und westlichen Landesteilen befinden. Zum anderen kann der Netzausbau mit dem raschen EE-Zubau nicht Schritt halten. Diese Herausforderungen kombiniert mit einer einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone, in der sich Netzknappheiten und regionale Ungleichgewichte bei der Stromerzeugung und -nachfrage nicht in den Strompreisen widerspiegeln, würde bei einer reinen Verstärkung des Marktsignals durch die Netzentgelte das Risiko erheblich steigern, dass falsche Anreize für den Einsatz industrieller Nachfrageflexibilität entstehen und diese in der Folge sogar bestehende Netzengpässe weiter verschärfen können. Vor diesem Hintergrund bedarf es aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie ergänzend zu den dynamischen Reaktionen auf die aktuellen Strombörsenpreise dringend einer lokalen Komponente, in der auch die jeweilige Situation in den entsprechenden Spannungsebenen des Stromnetzes dezidiert Berücksichtigung findet.

Die Relevanz von zeitlich und örtlich differenzierten Netzentgelten wird derzeit verstärkt an verschiedenen Stellen diskutiert, wie z. B. im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) veröffentlichten [Optionenpapiers](#) für das Strommarktdesign der Zukunft oder der Anfang September vorgestellten [Studie von Neon](#) zur Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte.

Angemessene Übergangsfristen sind für die Industrie in Anbetracht des bevorstehenden Transformationsprozesses zentral.

Das Kopernikus-Projekt SynErgie unterstützt ausdrücklich das seitens der BNetzA beabsichtigte Vorgehen, wonach die derzeitigen individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV nicht unmittelbar ihre Wirkung verlieren, sondern den Letztverbrauchern „hinreichende Übergangsfristen“ gewährt werden, um Produktionsprozesse, die bislang auf eine möglichst gleichmäßige Stromabnahme optimiert sind, schrittweise zu flexibilisieren. Im vorgelegten Eckpunktepapier lässt die BNetzA jedoch offen, wie lange die angekündigte Übergangszeit dauern soll. Um eine Dekarbonisierung durch Deindustrialisierung zu verhindern ist es entscheidend, eine ökonomische, technische und bürokratische Überforderung der Letztverbraucher zu vermeiden und deshalb die Bandlastkunden am Status Quo der Netzentgeltsystematik abzuholen. Eine angemessene Übergangsfrist sowie eine langfristig verlässliche Nachfolgeregelung des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV muss eine notwendige Planungssicherheit bieten, damit sich Investitionen in die Flexibilisierung von Prozessen und Querschnittstechnologien hinreichend kalkulierbar amortisieren. Bis die zur Erschließung von Flexibilitätsperspektiven notwendigen Investitionen jedoch getätigt werden

und die Technologien einsatzbereit sind, kann es je nach Unternehmensgröße und betrachteten Produktionsprozess unter Umständen mehrere Jahre dauern. In Anbetracht der mit dem Reformvorschlag einhergehenden Herausforderungen für bestimmte Industriebereiche erscheint deshalb eine zehnjährige Übergangsfrist angemessen. Da in der unternehmerischen Praxis bereits heute große Flexibilitätspotenziale vorliegen, muss die BNetzA aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie darüber hinaus auch die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen schaffen, dass energieflexible Unternehmen bereits ab dem 01. Januar 2026 von der neuen Regelung profitieren. Bei energieintensiven Unternehmen, deren Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Strombezugs hingegen erheblich eingeschränkt ist (z. B. aufgrund produktionsspezifischer Restriktionen), sollten unseres Erachtens Konzepte außerhalb der Netzentgelt-systematik entwickelt werden, um diese Unternehmen auch künftig zu entlasten.

Wünschenswert wäre darüber hinaus, dass die BNetzA im Zuge der Reform beihilferechtliche Fragestellungen adressiert. Aus der Vergangenheit ist bekannt, dass die umlagenfinanzierte Netzentgeltprivilegierung durchaus beihilferechtlich sensibel ist. In seiner Entscheidung zur vollständigen Netzentgeltbefreiung für Bandlastverbraucher 2012/2013 hat das Gericht der Europäischen Union (Az. T-238/19) unter dem Gesichtspunkt der Selektivität geprüft, inwieweit sich der Privilegierungstatbestand der Bandlast folgerichtig in das Referenzsystem aus allgemeinen Netzentgelten und der Privilegierung für atypische Netznutzung einfügt. Insofern könnten sich aus unserer Sicht die beihilferechtlichen Fragen neu stellen, wenn beide Privilegierungstatbestände einheitlich weiterentwickelt werden und eine Prüfung der aktuellen allgemeinen Netzentgeltssystematik mit ggf. erforderlichen Reformen in Aussicht gestellt wird. Eine umfassende Berücksichtigung der europarechtlichen Perspektive ist deshalb zwingend notwendig, damit Unternehmen eine möglichst langfristige Planungssicherheit in Bezug auf die Netzentgeltssystematik erhalten.

Das vorgestellte Eckpunktepapier stellt eine vernünftige Ausgangsbasis für die Reform der industriellen Netzentgelte dar, auf dem weiter aufgebaut werden sollte.

Die Reform des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV kann einen wesentlichen Beitrag zur Finanzierbarkeit der Energiewende leisten. Durch den Wegfall der bisherigen Hemmnisse kann sich der Stromverbrauch besser dem EE-Angebot anpassen und energieflexible Unternehmen profitieren von günstigeren Strompreisen – soweit dies die (produktions-)technischen Möglichkeiten zulassen. Die seitens der BNetzA vorgestellten Rahmenbedingungen und Vorschläge für eine systemdienliche Weiterentwicklung der Sondernetzentgelte für energieintensive Industriekunden stellen aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie deshalb einen ersten wichtigen Schritt für die folgende Ausgestaltung eines Begünstigungstatbestands dar. Nun gilt es für die Regulierungsbehörde die Vorschläge unter Berücksichtigung der diskutierten Rahmenbedingungen und Herausforderungen in eine entsprechende Berechnungssystematik zu überführen. Eine mögliche Ausgestaltungsoption für eine solche hat das Kopernikus-Projekt SynErgie beispielsweise bereits im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS) vorgestellt.

Zudem ist es aus Sicht des Kopernikus-Projekts SynErgie wichtig, im Zuge der Ankündigung, die *„aktuelle allgemeine Netzentgeltssystematik einer Prüfung [zu] unterziehen und ggf. erforderliche Reformen vor[zunehmen]“*, auch eine Weiterentwicklung von § 17 Abs. 2 StromNEV mitzudenken. Viele unserer geförderten Industriepartner erfüllen nicht die Voraussetzungen für die Gewährung von individuellen Netzentgelten, können jedoch aufgrund des durch § 17 Abs. 2 StromNEV ausgehenden Anreizes zur Spitzenlastminimierung ihre Flexibilitätspotenziale ebenfalls nur in begrenztem Umfang einsetzen. Eine konsequente Spitzenlastminimierung ist aus unserer Sicht in einem zukünftige Stromsystem nicht sinnvoll; im Gegenteil: Eine gezielte Erhöhung der Spitzenlast kann beispielsweise in Zeiten mit einer hohen lokalen EE-Einspeisung einen netz- und systemdienlichen Beitrag leisten und sollte deshalb belohnt statt wie bisher bestraft werden!

Auf Basis unserer langjährigen Projekterfahrungen erklärt sich das Kopernikus-Projekt SynErgie gerne dazu bereit, im Prozess der Überarbeitung der Netzentgelte einen Beitrag zu leisten und mit unserer wissenschaftlichen Expertise sowie unserer Energieflexiblen Modellregion Augsburg aktiv zu unterstützen. Die [Energieflexible Modellregion Augsburg](#) als Region mit hoher fluktuierender Stromerzeugung und hohem industriellen Stromverbrauch zeigt eine **sehr gute Übertragbarkeit auf andere Regionen** in Deutschland, welche den **industriellen Kern des Landes** darstellen und damit für **Deutschland und Europa von zentraler Bedeutung** sind.^{6,7} Gleichzeitig bietet die **Energieflexible Modellregion Augsburg** mit ihren 26 Partnerunternehmen, 11 Forschungseinrichtungen und 16 übertragbaren Demonstrationsvorhaben und der systematischen Vernetzung aller relevanter Stakeholder wie Politik, Netzbetreiber, Industrie und Gesellschaft ideale Voraussetzungen, um beispielsweise eine **neue Berechnungssystematik für individuelle Netzentgelte praxisnah zu erproben**, deren Wirkung zu evaluieren und potenzielle Schwachstellen noch vor einer bundesweiten Umsetzung durch regulatorisches Lernen zu adressieren. Nur mit einer wirksamen, verlässlichen, anwendbaren und zukunftsfähigen individuellen Netzentgeltregulierung ab dem 01. Januar 2026 können die langfristigen Ziele einer **erfolgreichen Energiewende** und **Transformation zu einer klimaneutralen Industrie** bei gleichzeitigem **Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland** entscheidend unterstützt werden.

⁶ Sauer, A., Buhl, H. U., Mitsos, A. und Weigold, M. (2022). Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Band 2. Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken. S. 148 – 152. Fraunhofer Verlag.

⁷ Bauer, D. (2021). Erkenntnisse aus der Modellregion Augsburg weitgehend auf Deutschland übertragbar. Abrufbar unter: https://www.kopernikus-projekte.de/aktuelles/news/synergie_erkennnisse_modellregion_weitgehend_uebertragbar (Zugriff am 10.09.2024).

Beantwortung der Konsultationsfragen

Im Folgenden nimmt das Kopernikus-Projekt SynErgie Bezug auf die von der BNetzA erbetenen Einschätzungen zu den verfügbaren Mengenpotentialen, der Prognostizierbarkeit von Preisschwankungen sowie zu den Flexibilisierungsprozessen.

Mengenpotentiale

In der Industrie liegen bereits heute große Flexibilitätspotenziale und -perspektiven vor.

Im Hinblick auf die Fragen der BNetzA, welche Anpassungspotenziale beim Strombezug von Anlagen der verschiedenen Industrien heute und in den nächsten 5 bis 10 Jahren gesehen werden, verdeutlichen die Ergebnisse unserer Analysen, dass die Flexibilitätspotenziale und insbesondere Flexibilitätsperspektiven in der deutschen Industrie sehr groß sind. Unsere Untersuchungen basieren dabei auf einer wissenschaftlich begleiteten Datenerhebung zu Flexibilitätspotenzialen und Flexibilitätsperspektiven aus verschiedenen Branchen.

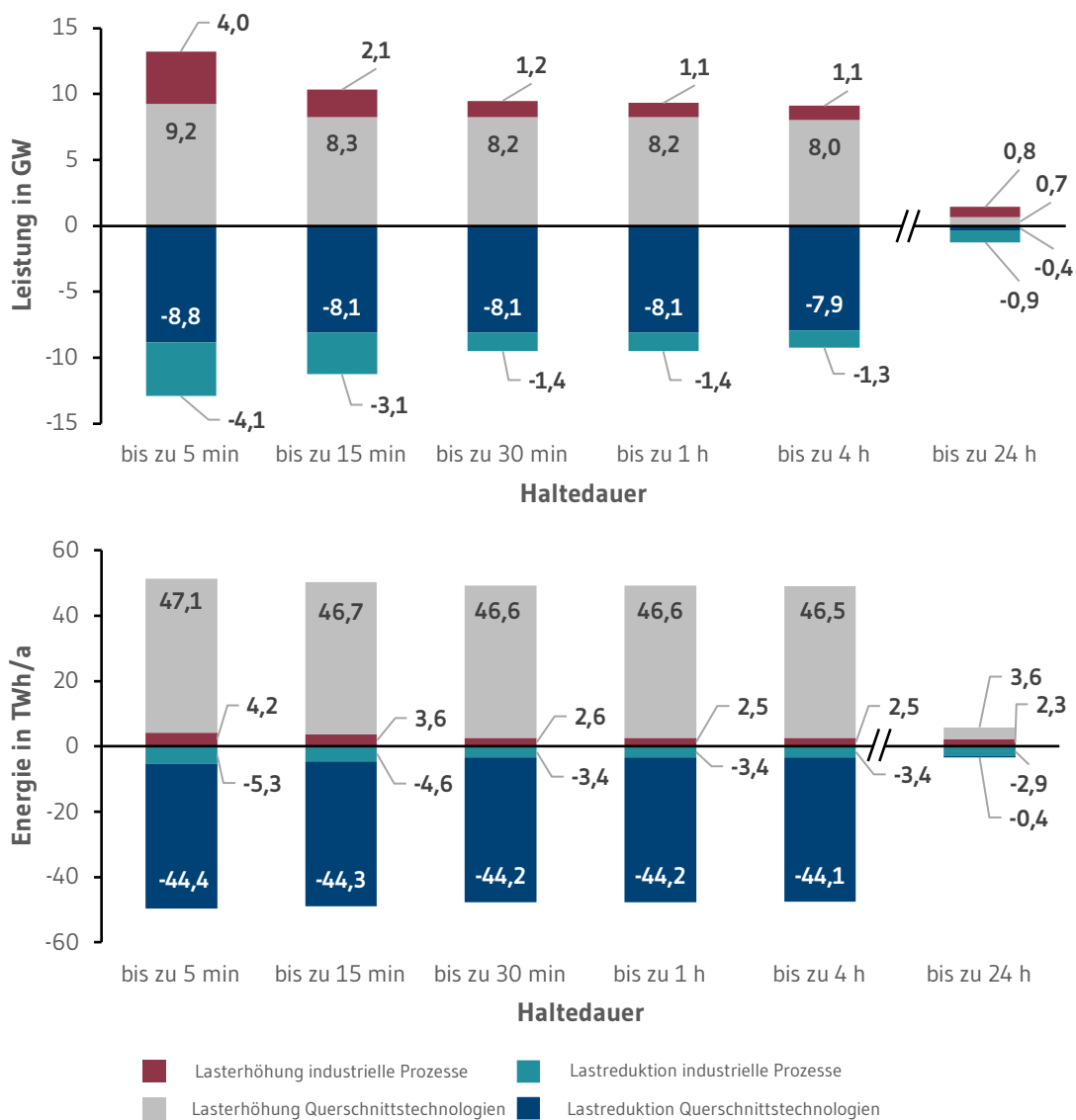


Abbildung 1: Flexibilitätspotenziale und -perspektiven der flexibilisierbaren Leistung und jährlich flexibilisierbaren Energie der deutschen Industrie.

Wie aus Abbildung 1 hervorgeht, können industrielle Prozesse und Querschnittstechnologien für eine Abrufdauer von bis zu 15 Minuten aus technischer Sicht Flexibilitätpotenziale und -perspektiven im Hinblick auf die flexibilisierbare Leistung von 11,2 GW (Lastreduktion) bzw. 10,4 GW (Lasterhöhung) bereitstellen. Im Hinblick auf die jährlich flexibilisierbare Energiemenge zeigen sich Flexibilitätpotenziale und -perspektiven von 48,9 TWh/a (Lastreduktion) bzw. 50,3 TWh/a (Lasterhöhung). Das größte Potenzial entfällt dabei auf Querschnittstechnologien, das heißt wirtschaftszweigübergreifend einsetzbare Technologien wie zum Beispiel thermische Anlagen oder Druckluftsysteme. In Abbildung 1 wird darüber hinaus deutlich, dass mit zunehmender Abrufdauer die flexibilisierbare Leistung und Energie abnehmen. Der größte Flexibilitätsbeitrag liegt für Abrufdauern von bis zu vier Stunden vor, was unter anderem daran liegt, dass die typische Prozesslänge – und in der Folge die Abrufdauer – einer bivalenten Prozessdampfbereitstellung über Elektrodenkessel circa vier Stunden beträgt. Für darüber hinaus gehende, längere Abrufdauern können beispielsweise Technologien mit großen (Material-)Speicherkapazitäten zum Einsatz kommen, wie z. B. bei der flexiblen Luftzerlegung.

Die ausgewiesenen **Flexibilitätpotenziale und -perspektiven werden zukünftig immer wichtiger**, um die **steigende Volatilität der Residuallast** (Netzlast abzüglich der Einspeisemengen volatiler EE) **auszugleichen**. Während der kontinuierliche Ausgleich der schwankenden Residuallast heute insbesondere über flexible Kraftwerke wie z. B. Gas- und Pumpspeicherkraftwerke erfolgt, bedarf es zukünftig neben steuerbaren Kraftwerkskapazitäten und Speichern vor allem auch einer flexibilisierten (industriellen) Stromnachfrage, um je nach Einspeisemenge durch EE die Stromnachfrage zu senken oder zu erhöhen und so die Residuallast möglichst gering zu halten. Deshalb wird im Folgenden von Lastveränderungen bzw. Flexibilitätseinsätzen industrieller Nachfrager gesprochen und nicht von Residuallastsenkung.

Die in Abbildung 1 dargestellten Werte inkludieren sowohl die heutigen Potenziale und zukünftigen Perspektiven, d. h. die ausgewiesene flexibilisierbare Leistung und die jährlich flexibilisierbare Energie sind aus heutiger Sicht noch nicht vollständig technisch und wirtschaftlich nutzbar. Vor diesem Hintergrund stehen im Fokus der nachfolgenden Abbildung 2 die Flexibilitätpotenziale, d. h. die Flexibilität, die unter heutigen Rahmenbedingungen ohne zusätzliche Investitionen eingesetzt werden kann.

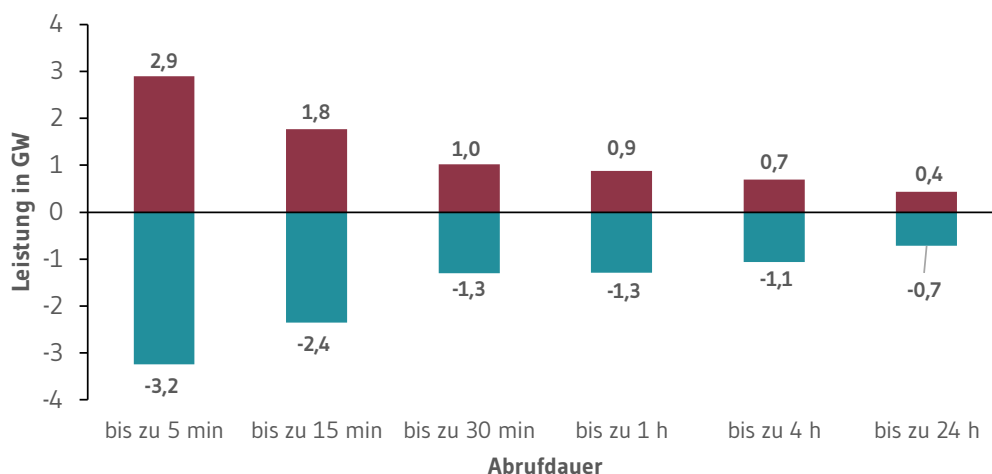


Abbildung 2: Flexibilisierbare Leistung des Flexibilitätpotenzials nach Abrufdauer.

Flexibilitätspotenziale und -perspektiven konnten branchenübergreifend identifiziert werden.

Im Zuge unserer Projektarbeiten wurden mehr als 20 industrielle Produktionsprozesse und Querschnittstechnologien in 12 unterschiedlichen Branchen betrachtet. Abbildung 3 visualisiert die in Abbildung 2 dargestellten heute bereits nutzbaren Flexibilitätspotenziale je Branche für eine Lasterhöhung und einen Lastverzicht mit einer Abrufdauer von maximal 15 Minuten. Ein Großteil der Flexibilitätspotenziale ist demnach insbesondere in der Herstellung von Nahrungsmitteln, Metallerzeugnissen, chemischen Erzeugnissen sowie dem Maschinenbau verortet. Im Hinblick auf die – verglichen mit den anderen Branchen – großen Potenziale in der Lebensmittelproduktion sei als ein Beispiel für bereits heute einsetzbare Flexibilitätspotenziale der energieflexible Betrieb von Kühlhäusern zu nennen.

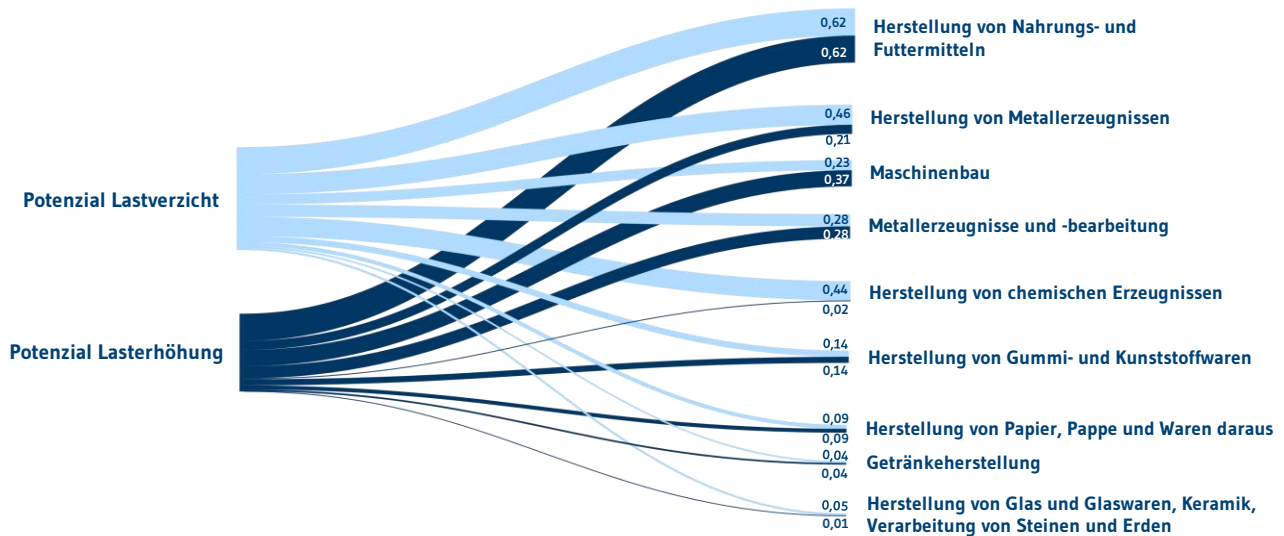


Abbildung 3: Energieflexibilitätspotenziale differenziert nach Branchen.

Regionalisierung der Energieflexibilitätspotenziale

Um die Möglichkeiten für den markt-, netz- und systemdienlichen Einsatz der erhobenen Energieflexibilitätspotenziale abschätzen zu können, ist deren räumliche Verteilung entscheidend. Zur Bestimmung der räumlichen Verfügbarkeit der erhobenen Flexibilitätspotenziale wurde im Rahmen des Kopernikus-Projekts SynErgie auf Ebene der Landkreise eine Regionalisierung durchgeführt. Die Regionalisierung der erhobenen Energieflexibilitätspotenziale und -perspektiven erfolgt dabei über den industriellen Stromverbrauch differenziert nach Branchen auf Landkreisebene, der in einer vorgelagerten Untersuchung anhand der Statistik zu den sozialversicherungspflichtig Beschäftigten nach Branche und Regionalstatistiken zum industriellen Stromverbrauch ermittelt wurde. Für eine ausführlichere Beschreibung des Vorgehens sei auf Sauer et al. (2022) verwiesen.

Der nachfolgenden Heatmap ist die Summe der erhobenen Energieflexibilitätspotenziale für die betrachteten Industrieprozesse und Querschnittstechnologien bei einer Abrufdauer von mindestens 15 Minuten zu entnehmen, differenziert nach der ab- und zuschaltbaren Last. Die Energieflexibilitätspotenziale weisen demnach eine ähnliche regionale Verteilung auf und befindet sich vor allem im Westen und Südwesten Deutschlands, insbesondere in Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz. Im Bereich der Querschnittstechnologien ist die bivalente Prozessdampfbereitstellung durch Elektrokessel in den deutschen Industriezentren dominierend.

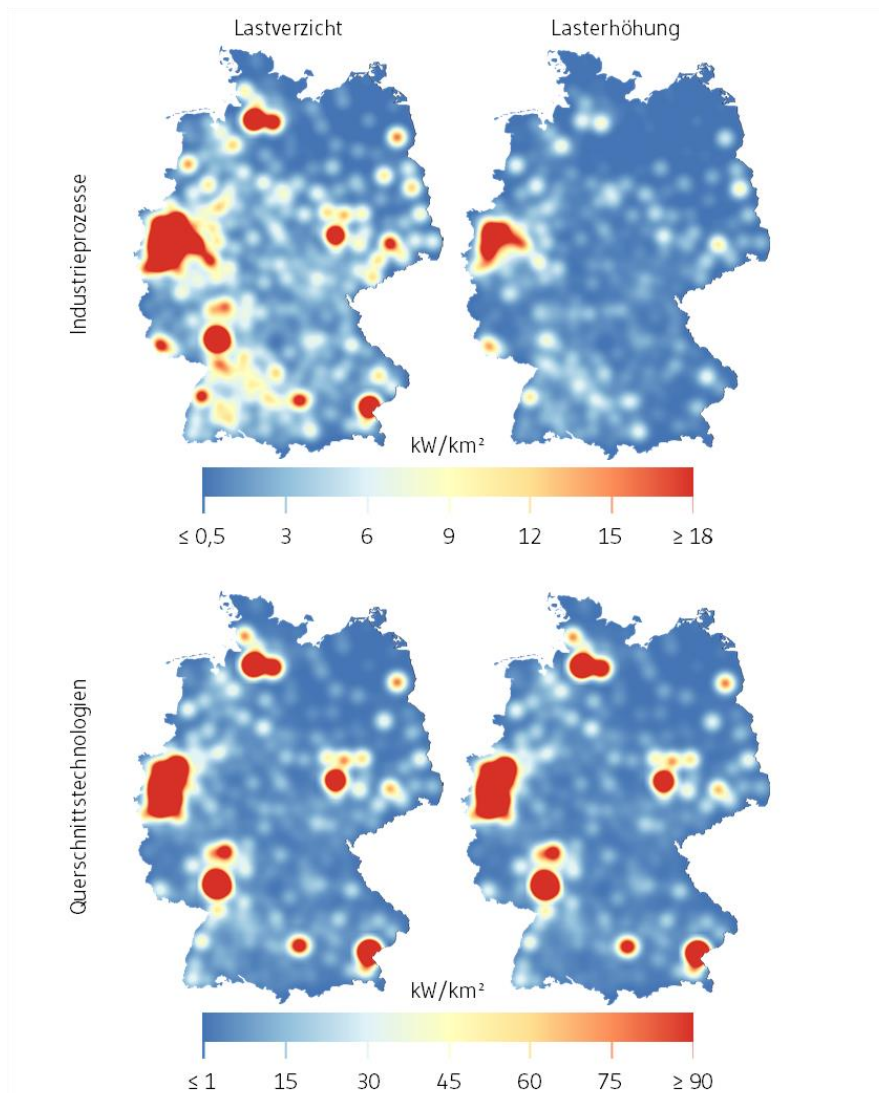


Abbildung 4: Räumliche Verteilung der Energieflexibilitätspotenziale und -perspektiven.

Die Darstellung unterstreicht demnach die Notwendigkeit, dass es ergänzend zu den dynamischen Reaktionen auf die Strombörsenpreise dringend einer lokalen Komponente bedarf, in der auch die jeweilige Situation in den entsprechenden Spannungsebenen des Stromnetzes dezidiert Berücksichtigung findet. Anderenfalls würde bei einer reinen Verstärkung des Marktsignals durch die Netzentgelte das Risiko erheblich steigern, dass falsche Anreize für den Einsatz industrieller Nachfrageflexibilität entstehen und diese in der Folge sogar bestehende Netzengpässe – derzeit vor allem zwischen den nördlichen und südlichen Landesteilen, aber nicht nur dort – weiter verschärfen können.

Zeitliche Verfügbarkeit von Energieflexibilitätspotenzialen

Die ausgewiesenen Energieflexibilitätspotenziale und -perspektiven stehen nicht gleichmäßig über alle Stunden des Tages und Jahres zur Verfügung. **Im Mittel** weisen die Prozesse in der **Chemie-, Metall- und Glas- sowie im Kernprozess der Papierindustrie** ein relativ **konstantes Lastprofil** auf, das sich aufgrund der saisonalen Produktionsauslastungen tendenziell eher im Jahresverlauf als im Tagesverlauf ändert. Für diese Branchen kann die Energieflexibilität überwiegend tageszeit- und tagesunabhängig abgerufen werden. Anders verhält es sich hingegen bei der Nahrungs- und Getränkeherstellung sowie im Halbstoffprozess. Arbeitsplanbedingt ist hier typischerweise ein schwankender Tageslastverlauf und eine deutlich geringere Prozessauslastung am Wochenende charakteristisch.

An **Werktagen** zwischen 06:00 und 22:00 Uhr ist die Verfügbarkeit der abschaltbaren Last aufgrund des durchschnittlich höheren Stromverbrauchs deutlich ausgeprägter als die der zuschaltbaren Last. Am **Wochenende** ist aufgrund der durchschnittlich geringeren Produktion und damit des geringeren Stromverbrauchs die zeitliche Verfügbarkeit der zuschaltbaren Last verhältnismäßig größer. Die Auswertung auf Basis der typischen Schichtprofile zeigt, dass der Betrieb im Allgemeinen gerade bei der Getränkeherstellung am Wochenende deutlich reduziert ist und demnach dort nur ein vermindertes Energieflexibilitäts-potenzial existiert.

Rampen für das Aktivieren / Deaktivieren von Energieflexibilitätsmaßnahmen

Die mit dem Einsatz von Energieflexibilitätsmaßnahmen verbundenen Vorlaufzeiten sind stark von dem betrachteten Prozess bzw. der betrachteten Querschnittstechnologie sowie dem jeweiligen Unternehmen und den individuellen Rahmenbedingungen abhängig. Nach dem VDI 5207 Blatt 2 lassen sich grundsätzlich zwei Arten von Energieflexibilitätsmaßnahmen differenzieren: Technische Energieflexibilitätsmaßnahmen, die das prozessspezifische Lastprofil beispielsweise durch die Veränderungen der Effizienz des eingesetzten Produktionssystems direkt beeinflussen, und organisatorische Energieflexibilitätsmaßnahmen, die im Gegensatz dazu einen indirekten Einfluss auf den elektrischen Energieverbrauch eines Prozesses aufweisen, z. B. durch die Anpassung der Pausen- oder Schichtzeiten. Sowohl organisatorische als auch technische Energieflexibilitätsmaßnahmen können den Energiebedarf verlagern (Lastverschiebung), wobei der Gesamtenergiebedarf gleichbleibt, oder den Energiebedarf industrieller Systeme verändern (Lastreduktion/Lastabwurf oder Lasterhöhung).

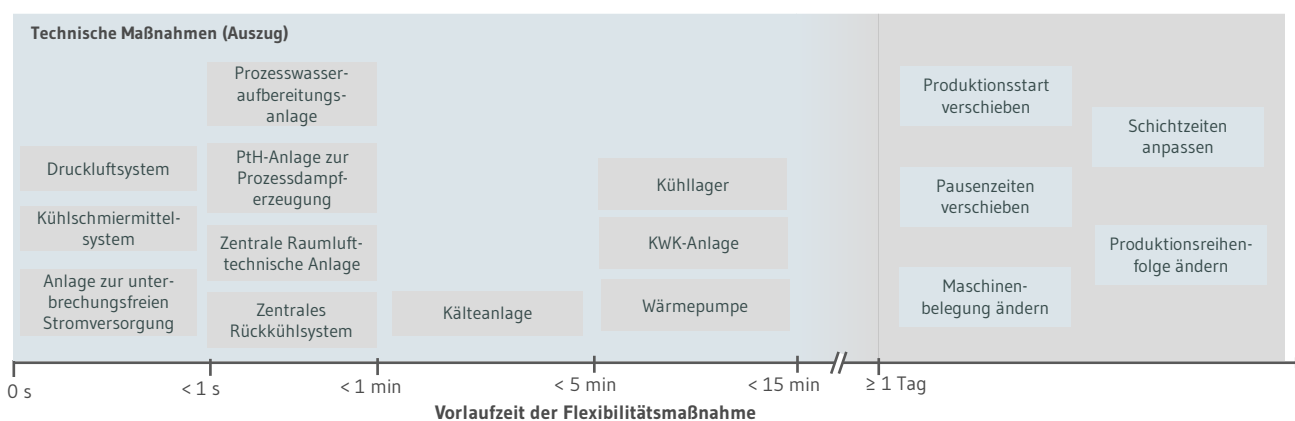


Abbildung 5: Vorlaufzeiten für ausgewählte Energieflexibilitätsmaßnahmen

Die Vorlaufzeit für die Aktivierung von technischen und organisatorischen Energieflexibilitätsmaßnahmen variiert erheblich, wie Abbildung 5 verdeutlicht. Einige der im Rahmen unserer Projektarbeiten analysierten Energieflexibilitätsmaßnahmen weisen Vorlaufzeiten von zum Teil weniger als einer Minute auf. Hierbei handelt es sich zumeist um hoch automatisierte Prozesse, wie z. B. die Aktivierung/Deaktivierung von Druckluftsystemen oder Kühlsystemen. Im Gegensatz dazu benötigen organisatorische Energieflexibilitätsmaßnahmen – verglichen mit den technischen Energieflexibilitätsmaßnahmen – deutlich längere Vorlaufzeiten, da für Änderungen der Produktionsplanung oder Schichtplanung in der Regel mindestens ein Tag Vorlauf notwendig ist.

Wie auch die Vorlaufzeiten handelt es sich bei der Abrufdauer, Abrufhäufigkeit, Aktivierung und Deaktivierung von Energieflexibilitätsmaßnahmen um prozessspezifische Parameter, die von Unternehmen zu Unternehmen innerhalb einer Branche sowie branchenübergreifend erheblich variieren können. In

[Sauer et al. \(2019\)](#) und Sauer et al. (2022) diskutieren wir ausführlich anhand illustrativ ausgewählter Referenzprozesse unterschiedlicher Branchen die technischen Parameter für Energieflexibilitätsmaßnahmen. Tabelle 1 zeigt in diesem Zusammenhang drei Referenzprozesse und deren zugehörige Charakteristika in Bezug auf Flexibilitätsbereitstellung.

Ein weiterer wichtiger Aspekt hinsichtlich des Einsatzes von Energieflexibilitätsmaßnahmen ist neben der Berücksichtigung der Vorlaufzeit sowie der Abrufhäufigkeit auch die Zeit, die notwendig ist, um nach einer Flexibilitätserbringung den ursprünglichen Leistungszustand des Prozesses wieder herzustellen. Bei der Lastreduktion technischer Energieflexibilitätsmaßnahmen kann zwischen dem Dimmen und Abschalten differenziert werden. Das Dimmen beschreibt – in Bezug auf die Gesamtleistung des Prozesses – kleinere Anpassungen bei der Leistungsaufnahme, die in der Regel (in Bezug auf die maximale Leistungsänderung) mit kleinen An- und Abfahrtsrampen verbunden sind. Die Abschaltung hingegen ist mit der maximal möglichen technischen Leistungsänderung verbunden. Nach einer Abschaltung kann insbesondere das erneute Anfahren des industriellen Prozesses nach dem Erbringen einer Flexibilitätsmaßnahme eine längere Zeit in Anspruch nehmen.

Schmelzprozesse	Kältekreisprozesse	Motorische Anlagen
Temperaturbänder in Schmelzprozessen (z. B. von Metallen) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilitätspotenziale bzgl. Temperaturerhöhungen und -reduktionen sind im Bereich 20–30 Kelvin direkt nutzbar. ▪ Hoch- und Runterfahren ist innerhalb von 30 Minuten möglich. ▪ Prinzipiell können unterschiedliche Rampen gefahren werden, wobei die Temperaturen auch auf allen Temperaturniveaus gehalten werden kann, solange diese die (prozess-) technischen Vorgaben erfüllen. 	Kältemaschinen und Wärmepumpen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilitätspotenziale können sich durch das Hoch- und Runterfahren von Kompressoren ergeben. ▪ Der Flexibilitätsabruf kann innerhalb von 15 Minuten Intervallen moduliert werden, wobei dies stark von der Leistungsklasse abhängig ist. ▪ Lastabwürfen werden i. d. R. vermieden; stattdessen findet Leistungsmodulierung von häufig $\pm 50\%$ statt. 	Motorische Anlagen und Prozesse (z.B. Elektromotoren) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Flexibilitätspotenziale können durch das Hoch- und Runterregeln der Leistung genutzt werden. ▪ Motorische Anlagen können bis 60 % von ihrer Nennleistung heruntergeregelt werden; teilweise bis 35 % ohne große Effizienzseinbußen zu verzeichnen. ▪ Die Leistung während eines Flexibilitätsabrufs kann zwischen wenigen Sekunden und 15 Minuten moduliert werden. ▪ Elektromotoren mit FU-Regelung können sehr flexibel hoch- und runtergefahren werden, wobei die zu berücksichtigenden Randbedingungen stark von der Peripherie und dem Anwendungsfall abhängig sind.

Tabelle 1: Flexible Referenzprozesse und deren zugehörige Charakteristika in Bezug auf Flexibilitätsbereitstellung

Prognostizierbarkeit von Preisschwankungen

Wie die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier bereits darlegt, setzt eine netz- und systemdienliche Anpassung des Strombezugs voraus, dass es Unternehmen möglich sein muss, einerseits grundsätzlich auf Schwankungen zu reagieren (d. h. über entsprechende Flexibilitätpotenziale zu verfügen) und andererseits Preisentwicklungen in der Tendenz zu prognostizieren. Während ersteres bereits ausführlich im Rahmen der Mengenpotenziale erläutert wurde, soll nachfolgend insbesondere darauf eingegangen werden, in welchem Umfang Unternehmen bereits heute auf Strompreisschwankungen reagieren und inwiefern Unternehmen zur Reaktion auf Preissignale Prognosen einsetzen.

Insbesondere seit dem Jahr 2021 ist die Volatilität der Strompreise in Deutschland deutlich gestiegen, was unter anderem auf die zunehmende Stromerzeugung aus EE zurückzuführen ist, da diese witterungs- und tageszeitbedingten Schwankungen unterliegen, wodurch in der Folge das Stromangebot und auch die Strompreise stark variieren. Gerade für besonders energieintensive Industrieunternehmen, die von den Preisschwankungen besonders stark betroffen sind, stellt der zielgerichtete Umgang der Preisrisiken bei der Strombeschaffung eine der zentralen Herausforderungen für den Erhalt ihrer Wettbewerbsfähigkeit dar. Aus diesem Grund sind Industrieunternehmen bestrebt, die mit der Strombeschaffung verbundenen Preisrisiken durch einen **integrierten Risikomanagementansatz** zu minimieren (Weigel et al., 2023). Aus unserer Erfahrung heraus beschafft die große Mehrheit der Industrieunternehmen den mit Abstand größten Anteil ihres Energiebedarfs über börslich oder außerbörslich gehandelte Stromderivate in verschiedenen Bändern, z. B. Monats- oder Jahresbändern. Damit erfolgt eine mittel- bis langfristige Absicherung gegen unvorhersehbare Strompreisanstiege, insbesondere bei den Energiemengen, die in der Regel unabhängig vom konkreten Produktionsprogramm an den einzelnen Tagen benötigt werden. Für eine kurzfristige Absicherung können energieintensive Unternehmen insbesondere ihre **Energieflexibilität** einsetzen, um **Strompreisrisiken wirksam zu adressieren** beziehungsweise durch eine zielgerichtete Anpassung ihres Stromverbrauchs von günstigen Marktpreisen zu profitieren. Dabei erfolgt heute meist eine Reaktion auf den Day-Ahead-Markt, um somit bereits am Vortag auf Basis der Marktergebnisse den Produktionsplan für den kommenden Tag anzupassen und zu fixieren. Dadurch können durch den Einsatz von Energieflexibilität die Strombezugskosten wirksam gesenkt und Risiken hinsichtlich hoher Preisvolatilität entgegengewirkt werden (Weigel et al., 2023).

Zukünftig ist eine Reaktion auf viertelstündlicher Basis grundsätzlich umsetzbar, da bereits heute bei Endverbrauchern mit einem jährlichen Stromverbrauch von mehr als 100.000 kWh pro Jahr eine verpflichtende, viertelstundenscharfe Leistungsmessung erfolgt. Auch die dafür notwendigen Flexibilitätpotenziale und -perspektiven sind – wie in Abbildung 1 dargestellt – gemäß unseren Analysen vorhanden und für die sehr kurzfristigen Reaktionen am größten. Letztlich sei zu betonen, dass bereits heute viele vor allem energieintensive Unternehmen ihre Flexibilität an Systemdienstleistungsmärkten vermarkten, was die grundsätzliche Fähigkeit unterstreicht, mit kurzen Vorlaufzeiten – bei entsprechenden finanziellen Anreizen – bei Flexibilitätseinsätzen umzugehen. Außerhalb der Systemdienstleistungsmärkte erfolgt der Einsatz industrieller Energieflexibilität derzeit aufgrund der regulatorischen Rahmenbedingungen nur in sehr begrenztem Umfang, da Unternehmen nicht riskieren möchten, durch mögliche erhöhte Lastspitzen die jährliche Benutzungsstundenzahl zu unterschreiten und auch die Voraussetzungen für die Gewährung individueller Netzentgelte nicht mehr erfüllen zu können.

Im Hinblick auf die **Prognostizierbarkeit von Preisschwankungen** haben wir im Rahmen der bisherigen Projektarbeiten die Erfahrung gesammelt, dass exakte Vorhersagen von (viertel-)stundengenauen Strompreisen häufig (sehr) komplex und fehlerbehaftet sind. Dies liegt insbesondere daran, dass in die Erstellung von Preisprognosen eine Vielzahl unterschiedlicher Faktoren miteinfließen, wie z. B. die Last, Verfügbarkeit von Kraftwerken, Einspeisemengen von Wind- und PV-Anlagen und Lufttemperatur, die selbst mit

Unsicherheiten behaftet sind. Weitere Herausforderungen zeigen sich im Kurzfristhandel vor allem dahingehen, dass auch das Verhalten der Marktakteure für die Preisbildung eine Rolle spielt, die jedoch nur schwer prognostiziert werden kann. Im Gegensatz zu exakten Vorhersagen von (viertel-)stundengenauen Strompreisen können Trends wie steigende/fallende Marktpreise, Preisspreads und Preisplateaus vergleichsweise gut prognostiziert werden. Diese Prognosegüte ist in der Regel für Unternehmen ausreichend, um beispielsweise in den voraussichtlich teuersten Stunden gezielt die Energieflexibilität einzusetzen und einen Mehrverbrauch (im Rahmen der Möglichkeiten) vor allem in den Zeiten zu realisieren, die voraussichtlich am günstigsten sind. Die Prognosegüte könnte in Zukunft durch die weiter fortschreitende Entwicklung von marktspezifischen Prognosealgorithmen sowie durch eine wachsende und verbesserte Datengrundlage zum Training der mittlerweile zunehmend KI-basierten Prognosemodelle steigen – unter der Annahme, dass die Marktbedingungen unverändert bleiben. Diese Annahme ist in der Praxis jedoch kaum gegeben. So zeichnet sich beispielsweise nach der Energiepreiskrise eine leichte Verschiebung der Handelsaktivität zwischen Day-Ahead- und dem Intraday-Markt zugunsten letzterem an. Für möglichst gute Prognosen sollte deshalb gewährleistet werden, dass weit in der Vergangenheit liegende Daten kein zu großes Gewicht bei der Prognoseerstellung einnehmen, um sich ändernde Marktbedingungen ausreichend zu berücksichtigen. Deshalb ist aus unserer Sicht künftig keine signifikante Verbesserung der Prognosegüte zu erwarten.

Flexibilisierungsprozesse

Wie bereits im Rahmen der Erläuterungen zu den prozessspezifischen Parametern sind auch die Kosten sowie die Zeiten, die mit der Erschließung und dem Einsatz von Flexibilitätsmaßnahmen verbunden sind, sehr individuell und unterscheiden sich daher zwischen Unternehmen innerhalb einer Branche und branchenübergreifend. Darüber hinaus sind diese Variablen zudem von der Flexibilisierungsmaßnahme selbst abhängig. So kann beispielsweise das Flexibilitätspotenzial eines bereits vollständig elektrisch betriebenen TMP-Prozesses im Papierherstellungsprozess mit deutlich weniger Investitionskosten gehoben werden als die Umstellung einer bislang vor allem auf fossilen Energieträgern basierende Wärmeerzeugung. Grundsätzlich ist es für das Erschließen des größtmöglichen Flexibilitätspotenzials jedoch von zentraler Bedeutung, dass langfristig verlässliche regulatorische Rahmenbedingungen vorliegen. Nur unter diesen Bedingungen haben Unternehmen eine ausreichende Planungssicherheit, damit sich Investitionen in die Flexibilisierung von Prozessen und Querschnittstechnologien hinreichend kalkulierbar amortisieren. Ziel einer Weiterentwicklung des §19 Abs. 2 StromNEV sollte daher sein, eine langfristig verlässliche Nachfolgeregelung der individuellen Netzentgelte zu entwickeln, die angemessene Übergangsfristen gewährt und damit die notwendige Planungssicherheit schafft.

Um dies zu erreichen, sollte die BNetzA in einem ersten Schritt sicherstellen, dass Unternehmen, die bereits heute über entsprechend nutzbare Flexibilitätspotenziale verfügen, bereits ab dem 01. Januar 2026 die Möglichkeit haben, von einer neuen Regelung zu profitieren. Unternehmen, die in ihrem Strombezug weniger flexibel sind, sollten jedoch nicht sofort schlechter gestellt werden; vielmehr sollte eine Flexibilisierung ihrer Stromnachfrage durch eine ausreichende Übergangszeit unterstützt und angereizt werden. Wie die BNetzA im Rahmen des Eckpunktepapiers richtigerweise darlegt, muss eine angemessene Abwägung bei der Festsetzung der Länge der Übergangszeit getroffen werden: Einerseits gilt es in der Übergangszeit neben den branchenspezifischen und technischen Möglichkeiten einer Flexibilisierung zu berücksichtigen, dass gewisse Letztverbrauchergruppen zur Erschließung ihrer Flexibilitätsperspektiven beträchtliche Investitionen tätigen müssen. Bis diese realisiert sind und tatsächlich genutzt werden können, dauert es – je nach Unternehmensgröße und betrachtetem Produktionsprozess – unter Umständen mehrere Jahre (zum Beispiel um komplexe Entscheidungsprozesse zu durchlaufen, notwendige Genehmigungen zu erhalten, die Finanzierungen und Förderungen zu klären, ...). In Anbetracht der mit dem Reformvorschlag einhergehenden Herausforderungen für einzelne Teile der Industrie erscheint eine zehnjährige Übergangsfrist sinnvoll.

Bei energieintensiven Unternehmen, deren Möglichkeiten zur Flexibilisierung des Strombezugs erheblich eingeschränkt ist (z. B. aufgrund produktionsspezifischer Restriktionen), sollte die Bundesregierung Konzepte entwickelt werden, wie diese Unternehmen künftig auch außerhalb der Netzentgeltsystematik entlastet werden können, insbesondere wenn diese in wichtigen Wertschöpfungsnetzwerken eine große Bedeutung haben.

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 | Tel. +49 157 5200 7118

Dominik Eble

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: dominik.eble@fim-rc.de | Tel. +49 821 480400 707

Robert Förster

FIM Forschungsinstitut für Informationsmanagement
Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Kontakt: robert.förster@fim-rc.de | Tel. +49 821 480400 19

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

