Regulatorische Rahmenbedingungen: §14a EnWG und Netzentgeltreform

Dieses Kapitel analysiert die grundlegenden regulatorischen Neuerungen des Jahres 2025, insbesondere die Neuregelung des §14a EnWG und die Reform der Netzentgelte. Es beleuchtet die wirtschaftlichen Implikationen der Abrechnungsmodule sowie die neuen Anreizstrukturen für netzdienliches Verhalten.

- Die Neuregelung des §14a EnWG: Status Quo und Auswirkungen
- Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte
- Ökonomische Analyse der Abrechnungsmodule 1 bis 3
- Die Netzentgeltreform 2025: Von Bandlast zu Flexibilität
- Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerb

Die Neuregelung des §14a EnWG: Status Quo und Auswirkungen

Die Neuregelung des §14a EnWG: Status Quo und Auswirkungen

Einführung und regulatorischer Kontext

Die Energiewende in Deutschland vollzieht einen fundamentalen Wandel von einer zentralisierten Erzeugungsstruktur hin zu einem dezentralen System, das zunehmend durch die Sektorenkopplung geprägt ist. Die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors führt zu einer massiven Zunahme leistungsstarker Verbraucher im Niederspannungsnetz. Um die Netzstabilität zu gewährleisten und gleichzeitig den zügigen Anschluss dieser Anlagen zu ermöglichen, hat der Gesetzgeber mit der Neufassung des § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und den darauf basierenden Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) einen neuen Ordnungsrahmen geschaffen. Diese Regelungen sind seit dem 1. Januar 2024 in Kraft und entfalten im Jahr 2025 ihre volle operative Wirkung.

Im Kern markiert die Neuregelung einen Paradigmenwechsel: Der bisherige Ansatz, Netzengpässe durch eine mögliche Anschlussverweigerung oder pauschale Abschaltungen zu vermeiden, wird durch ein präventives Engpassmanagement ersetzt. Netzbetreiber dürfen den Anschluss von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) nicht mehr mit Verweis auf mangelnde Kapazitäten ablehnen. Im Gegenzug erhalten sie die Befugnis, den Leistungsbezug dieser Anlagen in kritischen Netzsituationen temporär zu dimmen (vgl. [Netzengpassmanagement]).

Definition und Geltungsbereich steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Unter den Begriff der steuerbaren Verbrauchseinrichtung gemäß § 14a EnWG fallen Anlagen, die Strom aus dem Niederspannungsnetz beziehen und über eine elektrische Nennleistung von mehr als 4,2 Kilowatt (kW) verfügen. Zu den primären Kategorien gehören:

1. **Private Ladeinfrastruktur:** Wallboxen für Elektrofahrzeuge.
2. **Wärmepumpen:** Inklusive Zusatzheizungen (Heizstäbe).
3. **Klimageräte:** Anlagen zur Raumkühlung.
4. **Stromspeicher:** Batteriespeicher, sofern sie Strom aus dem Netz beziehen.

Eine wesentliche Neuerung ist die verpflichtende Teilnahme für alle Neuanlagen, die ab dem 1. Januar 2024 in Betrieb genommen wurden. Für Bestandsanlagen, die vor diesem Stichtag errichtet wurden und für die bereits eine Vereinbarung zur Steuerung bestand (oft gegen reduziertes Netzentgelt), gelten weitreichende Übergangsfristen bzw. Bestandsschutz bis Ende 2028, sofern der Betreiber nicht freiwillig in das neue Regime wechselt[^1].

Das Prinzip des "Dimmens" statt Abschaltens

Ein zentrales Element der Neuregelung ist die Abkehr von der harten Abschaltung. Die Bundesnetzagentur hat festgelegt, dass eine vollständige Trennung vom Netz im Regelfall unzulässig ist. Stattdessen wird eine Mindestleistung garantiert. Im Falle einer drohenden Überlastung des lokalen Netzes darf der Verteilnetzbetreiber (VNB) die Leistung der betroffenen SteuVE auf bis zu 4,2 kW reduzieren[^2].

Dies stellt sicher, dass essentielle Funktionen aufrechterhalten bleiben – eine Wärmepumpe kann weiterhin den Heizbetrieb (ggf. reduziert) fortsetzen, und ein Elektrofahrzeug kann (wenn auch langsamer) weiterladen. Dieser Ansatz trägt der Verhältnismäßigkeit Rechnung und stärkt die Akzeptanz bei den Anschlussnutzern. Die Steuerung erfolgt dabei netzorientiert, also basierend auf den tatsächlichen physikalischen Gegebenheiten im lokalen Leitungsstrang, und nicht marktorientiert.

Technische Umsetzung und Kommunikation

Die operative Umsetzung erfordert eine moderne Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Perspektivisch erfolgt die Steuerung über ein intelligentes Messsystem (iMSys), bestehend aus einem Smart Meter Gateway (SMGW) und einer Steuerbox (FNN-Steuerbox) an der digitalen Schnittstelle.

Bis diese Infrastruktur flächendeckend verfügbar ist, agieren Netzbetreiber und Installateure mit Übergangslösungen. Aktuell kommen häufig noch Rundsteuerempfänger oder Direktsteuerungen über Relaiskontakte zum Einsatz. Die Festlegung der BNetzA (BK6-22-300) sieht vor, dass die Steuerung stufenweise digitalisiert wird. Ab 2025 gewinnt die direkte Ansteuerung über die CLS-Schnittstelle (Controllable Local System) des Smart Meter Gateways an Bedeutung, was eine

präzisere und sicherere Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Endgerät ermöglicht (siehe [Smart Meter Rollout]).

Ökonomische Anreize: Die neue Netzentgeltsystematik

Als Kompensation für die Bereitstellung der Flexibilität und die Hinnahme möglicher Eingriffe profitieren Betreiber von SteuVE von reduzierten Netzentgelten. Die Bundesnetzagentur hat hierfür ein modulares System eingeführt, das Wahlmöglichkeiten bietet:

- **Modul 1 (Pauschale Reduzierung):** Hierbei handelt es sich um die Standardregelung. Der Betreiber erhält einen pauschalen Rabatt auf das Netzentgelt, der sich an einer typischen Verbrauchmenge orientiert. Diese Variante erfordert keinen separaten Zähler und ist administrativ einfach umzusetzen. Je nach Netzgebiet kann die Ersparnis zwischen 110 und 190 Euro brutto pro Jahr liegen[^1].
- **Modul 2 (Prozentuale Reduzierung):** In diesem Modell wird der Arbeitspreis des Netzentgelts für die SteuVE um 60 Prozent reduziert. Voraussetzung ist jedoch die separate mess- und steuerungstechnische Erfassung der Anlage (getrennter Zählpunkt). Dieses Modell lohnt sich insbesondere bei Anlagen mit sehr hohem Stromverbrauch, wie etwa Wärmepumpen in älteren, ungedämmten Gebäuden.
- **Modul 3 (Zeitvariable Netzentgelte):** Ab 2025 wird zusätzlich die Möglichkeit variabler Netzentgelte eingeführt, die Anreize für den Verbrauch in lastschwachen Zeiten setzen sollen. Dies kann mit den Modulen 1 oder 2 kombiniert werden.

Die Transparenz dieser Module ist entscheidend für die Investitionsentscheidungen der Verbraucher. Netzbetreiber wie die Netze BW informieren daher proaktiv über die finanziellen Auswirkungen und die technischen Voraussetzungen[^1].

Operative Herausforderungen und Ausblick 2025

Das Jahr 2025 stellt für die Verteilnetzbetreiber eine Konsolidierungsphase dar. Während 2024 primär durch die administrative Implementierung und die Anpassung der technischen Anschlussbedingungen (TAB) geprägt war, liegt der Fokus nun auf der Skalierung der Prozesse.

Eine besondere Herausforderung ist die "Zustandsermittlung Netz". Die Netzbetreiber sind verpflichtet, ihre Netze so zu digitalisieren, dass sie Engpässe nicht nur prognostizieren, sondern in Echtzeit messen können. Solange diese Echtzeit-Transparenz in der Niederspannung nicht gegeben ist, dürfen Steuerungsmaßnahmen nur als "Ultima Ratio" präventiv auf Basis von Berechnungen erfolgen. Mit fortschreitendem Ausbau der Sensorik und Smart-Meter-Infrastruktur wird der Übergang von einer statischen zu einer dynamischen Steuerung erwartet[^2].

Für das Handwerk und die Planer bedeutet dies, dass bei der Installation von Wallboxen und Wärmepumpen zwingend die Vorbereitung für die netzdienliche Steuerung berücksichtigt werden muss. Eine "einfache" Installation ohne Kommunikationsanbindung ist rechtlich bei Neuanlagen nicht mehr zulässig.

Zusammenfassung

Die Neuregelung des § 14a EnWG ist ein notwendiger Schritt zur Integration dezentraler Verbraucher in das Energiesystem. Sie beendet die Unsicherheit bezüglich Anschlussverweigerungen und etabliert einen fairen Ausgleich zwischen den Bedürfnissen der Netzstabilität und dem Komfort der Nutzer. Die praktische Bewährungsprobe dieses Systems findet in den kommenden Jahren statt, wenn die Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen weiter steigt und die Digitalisierung des Verteilnetzes (siehe [Digitalisierung der Energiewende]) mit der physikalischen Lastentwicklung Schritt halten muss.

Quellenverzeichnis

[^1]: Netze BW. (2025). *Neuregelung § 14a EnWG - steuerbare Verbrauchseinrichtungen*. (Online-Portal). Informationen zu den neuen Pflichten für Netzbetreiber, den Rechten der Anschlussnutzer und den Modulen der Netzentgeltreduzierung.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen*. (BK6-22-300). Beschlusskammer 6, Festlegung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die netzorientierte Steuerung gemäß § 14a EnWG.

[^3]: Bundesrepublik Deutschland. (2024). *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. In der Fassung der Bekanntmachung unter besonderer Berücksichtigung des § 14a zur netzorientierten Steuerung von Verbrauchseinrichtungen.

Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte

Technische Mindestanforderungen und Steuerungskonzepte

Die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) in das Niederspannungsnetz stellt einen Paradigmenwechsel in der Netzführung dar. Während traditionell die Erzeugungsseite (z. B. PV-Anlagen) im Fokus des Einspeisemanagements stand, erfordert die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors nun ein aktives Lastmanagement. Dieses Kapitel widmet sich der detaillierten technischen Umsetzung der Leistungsreduzierung („Dimmung“) gemäß § 14a EnWG, den spezifischen Anforderungen an die Steuerboxen sowie den verschiedenen Steuerungskonzepten, die im Rahmen der intelligenten Messsysteme (iMSys) zur Anwendung kommen.

1. Die Architektur des intelligenten Netzmanagements

Die technische Basis für die netzdienliche Steuerung bildet die sichere Kommunikationsinfrastruktur des Smart Meter Gateways (SMGW). Die Anforderungen an diese Infrastruktur sind durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) sowie durch VDE FNN-Spezifikationen definiert. Ziel ist es, eine Ende-zu-Ende-Verschlüsselung und Integrität der Steuerbefehle vom Verteilnetzbetreiber (VNB) bis zur steuerbaren Einrichtung zu gewährleisten.

1.1 Die Rolle der FNN-Steuerbox

Ein zentrales Element der Steuerungsinfrastruktur ist die sogenannte Steuerbox. Sie fungiert als Bindeglied zwischen dem SMGW und der technischen Anlage im Haushalt. Die Steuerbox wird über die CLS-Schnittstelle (Controllable Local System) an das SMGW angebunden.

Die technischen Mindestanforderungen an die Steuerbox umfassen:

1. **Kommunikationsanbindung:** Die Box muss über eine LMN-Schnittstelle (Local Metrological Network) oder eine Ethernet-Schnittstelle verfügen, um sicher mit dem SMGW zu kommunizieren. Dabei werden TLS-verschlüsselte Kanäle genutzt, um Manipulationen auszuschließen [^1].
2. **Schalt- und Steuerfähigkeit:** Die Steuerbox muss in der Lage sein, sowohl digitale Steuersignale (z. B. über Protokolle wie EEBUS) als auch physische Relaisschaltungen (potentialfreie Kontakte) bereitzustellen. Dies ist notwendig, um sowohl moderne, digital ansteuerbare Wallboxen oder Wärmepumpen als auch Bestandsanlagen, die oft nur über einen SG-Ready-Eingang verfügen, bedienen zu können.
3. **Latenz und Verfügbarkeit:** Für effektive netzstabilisierende Maßnahmen („Grid Services“) sind definierte Latenzzeiten einzuhalten. Die Übermittlung eines Dimm-Befehls vom Backend des VNB bis zur Ausführung an der SteuVE muss innerhalb definierter Zeitfenster erfolgen, um kritische Netzzustände rechtzeitig abzuwenden.

1.2 Anbindung an das Smart Meter Gateway

Die Kopplung erfolgt logisch über den CLS-Kanal. Hierbei agiert das SMGW als transparenter Tunnel oder als Proxy, der die Befehle des externen Marktteilnehmers (in diesem Fall des VNB) an die Steuerbox weiterleitet. Die BSI-Vorgaben stellen sicher, dass nur authentifizierte Akteure Zugriff auf die Steuerbox erhalten [^1]. Diese Architektur trennt strikt zwischen der hoheitlichen Messaufgabe und den marktorientierten oder netzdienlichen Schaltvorgängen.

Für weiterführende Informationen zur Sicherheitsarchitektur siehe Sicherheitsarchitektur und BSI-Vorgaben.

2. Umsetzung der Leistungsreduzierung (Dimmung)

Im Gegensatz zur früheren harten Abschaltung (Sperrung) von Verbrauchern, zielt die moderne Regulierung auf eine temporäre Leistungsreduzierung ab. Dies wird als „Dimmen“ bezeichnet und dient dem Erhalt des Komforts beim Endkunden bei gleichzeitiger Netzentlastung.

2.1 Stufenweise vs. Kontinuierliche Steuerung

Technisch lassen sich zwei Hauptverfahren der Dimmung unterscheiden:

- **Diskrete Stufensteuerung:** Hierbei werden vordefinierte Leistungsstufen (z. B. 0 %, 30 %, 60 %, 100 %) über Relaiskombinationen oder digitale Register abgebildet. Dieses Verfahren ist robust und mit einfacherer Hardware (Relaisboxen) umsetzbar, bietet jedoch nur eine grobe Granularität [^2].
- **Kontinuierliche Steuerung (Digital):** Über digitale Schnittstellen kann eine prozentuale oder absolute Leistungsreduzierung (z. B. auf maximal 4,2 kW) exakt vorgegeben werden. Dies erfordert eine bidirektionale Kommunikation zwischen

Steuerbox und Endgerät bzw. Energiemanagementsystem (EMS).

Die Bundesnetzagentur fordert für die Umsetzung des § 14a EnWG eine Mindestleistung, die dem Kunden auch im Dimm-Fall zur Verfügung stehen muss (aktuell 4,2 kW). Die technische Umsetzung muss garantieren, dass diese Untergrenze nicht unterschritten wird, es sei denn, es liegt eine unmittelbare Gefahr für die Sicherheit des Netzes vor [^3].

2.2 Fallback-Mechanismen

Ein kritischer Aspekt der technischen Anforderungen ist das Verhalten bei Kommunikationsausfall. Sollte die Verbindung zwischen VNB-Backend und Steuerbox unterbrochen sein, muss die Anlage in einen definierten sicheren Zustand übergehen. In der Regel bedeutet dies, dass keine Restriktionen angewendet werden (Fail-Safe zu 100 % Leistung), sofern keine lokalen Netzschutzmechanismen greifen. Neuere Konzepte diskutieren jedoch auch autonome Dimm-Kurven basierend auf lokalen Spannungsmessungen, falls die zentrale Steuerung ausfällt [^6].

3. Steuerungskonzepte in der Niederspannung

Die praktische Anbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen kann topologisch auf zwei Arten erfolgen: die Direktsteuerung und die Steuerung über ein Energiemanagementsystem (EMS).

3.1 Direktsteuerung (Komponentenansatz)

Bei der Direktsteuerung wird jede steuerbare Verbrauchseinrichtung (z. B. Wallbox, Wärmepumpe) einzeln an die Steuerbox angeschlossen.

- **Vorteile:** Einfache Nachvollziehbarkeit, geringere Komplexität der Software-Logik im Haushalt.
- **Nachteile:** Hoher Verkabelungsaufwand, da zu jedem Gerät eine Steuerleitung gelegt werden muss. Zudem fehlt die Möglichkeit, die verfügbare Leistung (z. B. die 4,2 kW im Dimm-Fall) intelligent aufzuteilen. Wenn zwei Geräte gleichzeitig gedimmt werden, steht jedem nur ein Bruchteil der Leistung zur Verfügung.

Die technischen Anforderungen an die Schnittstellen bei der Direktsteuerung sind in den Technischen Anschlussregeln (VDE-AR-N 4100) spezifiziert. Häufig kommen hierbei potentialfreie Kontakte zum Einsatz, die direkt in den Steuereingang des Gerätes (z. B. „EVU-Sperre“ oder SG-Ready) eingreifen [^4].

3.2 Steuerung über ein Energiemanagementsystem (EMS)

Das bevorzugte Konzept für moderne Installationen ist der Einsatz eines Home Energy Management Systems (HEMS). Hierbei ist nur das HEMS mit der Steuerbox (oder direkt digital über

das SMGW/CLS) verbunden. Das HEMS empfängt das Leistungslimit vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt und verteilt die verfügbare Leistung dynamisch auf die aktiven Verbraucher.

- **Technische Umsetzung:** Das HEMS muss in Echtzeit den Gesamtverbrauch am Netzanschlusspunkt messen und die SteuVE so regeln, dass der vorgegebene Grenzwert nicht überschritten wird.
- **Vorteile:** Maximale Flexibilität für den Kunden. Beispielsweise kann die Wallbox gedrosselt werden, während die Wärmepumpe weiterläuft. Zudem kann eigene PV-Erzeugung zur Kompensation genutzt werden („Eigenverbrauchsoptimierung im Dimm-Fall“).
- **Anforderungen:** Das HEMS muss zertifizierte Schnittstellenprotokolle unterstützen und eine hohe Ausfallsicherheit bieten.

Detaillierte Informationen zu HEMS-Algorithmen finden sich unter Algorithmen für Energiemanagementsysteme.

4. Standardisierung der Kommunikationsprotokolle

Damit die Interoperabilität zwischen den verschiedenen Komponenten (VNB-Backend, SMGW, Steuerbox, EMS, Endgeräte) gewährleistet ist, sind standardisierte Protokolle unerlässlich. Proprietäre Lösungen sind angesichts der Langlebigkeit der Infrastruktur (20+ Jahre) nicht zielführend.

4.1 EEBUS

Der EEBUS-Standard hat sich als führendes Protokoll für die Kommunikation innerhalb der Kundenanlage (Hinter dem Zähler) etabliert. Speziell die Use Cases für die Leistungsbegrenzung (LPC – Limitation of Power Consumption) sind hier definiert. EEBUS ermöglicht eine semantische Beschreibung der Gerätefähigkeiten, sodass das EMS oder die Steuerbox nicht nur „An/Aus“ befehlen, sondern komplexe Fahrpläne und Präferenzen aushandeln kann [^5].

4.2 IEC 61850 und Modbus

Während IEC 61850 vorwiegend in der Leittechnik und Umspannwerken dominiert, findet es über Adapter zunehmend den Weg in die CLS-Management-Ebene. Auf der Feldebene (Geräteanschluss) ist Modbus TCP/RTU nach wie vor weit verbreitet, insbesondere bei Wechselrichtern und Wallboxen (SunSpec Alliance). Die Steuerboxen müssen daher häufig als Protokollwandler fungieren oder das EMS übernimmt diese Aufgabe der Übersetzung [^2].

5. Herausforderungen bei der Integration in Bestandsanlagen

Die technischen Mindestanforderungen treffen in der Praxis oft auf heterogene Bestandsinstallationen. Ältere Zählerschränke bieten häufig keinen Raum für den Einbau von Zusatzgeräten wie der Steuerbox oder dem SMGW, geschweige denn für den erforderlichen Abschlusspunkt Zählerplatz (APZ).

5.1 Nachrüstpflichten und Platzbedarf

Gemäß VDE-AR-N 4100 ist bei wesentlichen Änderungen der elektrischen Anlage der Zählerplatz auf den aktuellen Stand der Technik zu bringen. Dies beinhaltet die Vorhaltung des APZ-Feldes für die Kommunikationstechnik. Für reine Bestandsanlagen ohne wesentliche Änderung, die dennoch § 14a-pflichtig werden (durch Zubau einer Wallbox), werden teils „Huckepack“-Lösungen oder Aufputz-Verteiler für die Steuertechnik notwendig. Die Anforderungen an die elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) und die Trennung von Energiekreis und Datenkreis müssen dabei strikt eingehalten werden [^4].

5.2 Messkonzepte

Die korrekte Zuordnung der Energiemengen ist technisch anspruchsvoll, insbesondere wenn getrennte Tarife für steuerbare Verbraucher (Heizstrom, Mobilstrom) genutzt werden (Messkonzept 2 oder Kaskadenmessung). Die Steuerbox muss logisch dem korrekten Zählpunkt zugeordnet sein. In modernen iMSys-Umgebungen erfolgt dies über die Konfiguration im SMGW, welche die Steuerbox als CLS-Gerät einem bestimmten Mandanten zuweist [^1].

6. Fazit und Ausblick

Die technischen Mindestanforderungen an Steuerboxen und die Umsetzung der Leistungsreduzierung sind komplex und erfordern ein Zusammenspiel aus Hardware-Zertifizierung, standardisierten Protokollen und sicherer IT-Infrastruktur. Die Abkehr von der harten Abschaltung hin zum intelligenten Dimmen erfordert leistungsfähige lokale Energiemanagementsysteme und eine hochverfügbare Kommunikationsstrecke. Die Branche bewegt sich derzeit von proprietären Insellösungen hin zu einem interoperablen Ökosystem auf Basis von EEBUS und BSI-zertifizierten Smart Meter Gateways. Zukünftige Entwicklungen werden eine noch stärkere Integration von dynamischen Tarifen und netzdienlichem Flexibilitätsmarkt direkt in die Steuerlogik der Boxen sehen [^6].

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). (2023). *Technische Richtlinie BSI TR-03109-1: Anforderungen an das Smart Meter Gateway*. (Version 1.1). Spezifikation der Sicherheitsanforderungen und der Kommunikationsarchitektur für intelligente Messsysteme in Deutschland.

[^2]: VDE FNN. (2022). *Impuls: FNN-Steuerbox für das intelligente Messsystem*. (Hinweis). Beschreibung der funktionalen Anforderungen an die Steuerbox zur Umsetzung von Schalt- und Steuerhandlungen im Niederspannungsnetz.

[^3]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*. (BK6-22-300). Rechtlicher Rahmen und technische Parameter für die netzorientierte Steuerung und Dimmung von Lasten.

[^4]: VDE. (2019). *VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)*. (Anwendungsregel). Definition der technischen Mindestanforderungen an Zählerplätze und die Anbindung von Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen.

[^5]: Initiative EEBUS e.V. (2024). *EEBUS Spezifikation - Use Case Limitation of Power Consumption (LPC)*. (Version 1.0). Technische Dokumentation des Kommunikationsstandards zur digitalen Leistungsbegrenzung zwischen Netzbetreiber und HEMS.

[^6]: Müller, S., & Agentur für Erneuerbare Energien. (2024). *Dezentrale Flexibilität im Verteilnetz: Steuerungsalgorithmen und Netzstabilität*. (Forschungsbericht 4/24). Analyse der Auswirkungen verschiedener Dimm-Strategien auf die Spannungsqualität in ländlichen Niederspannungsnetzen.

Ökonomische Analyse der Abrechnungsmodule 1 bis 3

Ökonomische Analyse der Abrechnungsmodule 1 bis 3

Einführung in die regulatorische Systematik nach § 14a EnWG

Die Integration steuerbarer Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) in das Niederspannungsnetz markiert einen fundamentalen Paradigmenwechsel in der deutschen Energiewirtschaft. Mit der Neuregelung des § 14a EnWG und der korrespondierenden Festlegung der Bundesnetzagentur (BK6-22-300) wurde ein System geschaffen, das die netzdienliche Flexibilität von Verbrauchern nicht mehr nur als Option, sondern als verpflichtenden Standard definiert. Im Zentrum dieser Regulatorik stehen die Entgeltmodule, die dem Endkunden finanzielle Anreize für die Hinnahme von netzorientierten Steuerungsmaßnahmen – insbesondere der Dimmung im kritischen Netzfall – bieten.

Die ökonomische Bewertung dieser Module ist für Anschlussnutzer, Energieberater und Versorgungsunternehmen von entscheidender Bedeutung. Während die Module 1 und 2 bereits seit 2024 etabliert sind, bietet das seit April 2025 verfügbare **Modul 3** eine neue Dimension der Kosteneffizienz durch die Integration zeitvariabler Tarifkomponenten. Diese Entwicklung korreliert mit der Pflicht der Energieversorger, ab 2025 dynamische und zeitvariable Tarife anzubieten, was als „neue Ära für Energieversorger“ bezeichnet werden kann, die zwar vielversprechend ist, aber auch komplexe Herausforderungen an die IT- und Abrechnungsinfrastruktur stellt[^1].

Diese Analyse vergleicht die Wirtschaftlichkeit der pauschalen Netzentgeltreduzierung (Modul 1) mit der prozentualen Arbeitspreisreduzierung (Modul 2) und untersucht die synergetischen Effekte des additiven Moduls 3.

Detaillierte Betrachtung der Entgeltmodule

Um eine fundierte Wirtschaftlichkeitsberechnung durchzuführen, ist zunächst ein präzises Verständnis der Abrechnungsmechaniken erforderlich. Siehe hierzu auch [Grundlagen der Netzintegration] und [Technische Anforderungen an SteuVE].

Modul 1: Die pauschale Netzentgeltreduzierung

Das Modul 1 fungiert als Standardeinstellung (Default-Modus) für Betreiber von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, sofern keine gesonderte Zählung vorhanden ist.

- **Mechanik:** Der Netzbetreiber gewährt einen pauschalen Rabatt auf das Netzentgelt. Dieser Betrag wird transparent auf der Abrechnung ausgewiesen.
- **Berechnungsgrundlage:** Die Pauschale orientiert sich an einer fiktiven Netzbezugsmenge (oftmals ca. 2.500 bis 3.750 kWh für Ladeeinrichtungen oder Wärmepumpen) multipliziert mit dem vor Ort geltenden Arbeitspreis des Netzentgelts, zuzüglich einer Stabilitätsprämie. Je nach Netzgebiet variiert die Höhe der Rückvergütung typischerweise zwischen 110 € und 190 € pro Jahr (brutto).
- **Vorteil:** Es ist kein separater Zählpunkt und somit kein zusätzlicher Zählerplatz oder ein zweites Smart Meter Gateway notwendig. Dies minimiert die initialen Investitionskosten (CAPEX) und die laufenden Messstellenbetriebskosten.

Modul 2: Die prozentuale Arbeitspreisreduzierung

Das Modul 2 richtet sich an Nutzer mit hohem Strombezug über die steuerbare Einrichtung.

- **Mechanik:** Der Arbeitspreis des Netzentgelts wird für den über die SteuVE bezogenen Strom um 60 Prozent reduziert.
- **Voraussetzung:** Zwingende Voraussetzung ist die separate messtechnische Erfassung des verbrauchten Stroms der steuerbaren Einrichtung (getrennter Zählpunkt). Dies erfordert in der Regel eine aufwändigere Zählerkaskade oder einen zweiten Zähler.
- **Ökonomische Logik:** Da die Fixkosten (Messstellenbetrieb, Zählergrundpreis) höher sind als bei Modul 1, lohnt sich dieses Modell erst ab einem bestimmten Verbrauchsschwellenwert (Break-Even-Point).

Modul 3: Zeitvariable Netzentgelte (ab April 2025)

Das Modul 3 ist kein eigenständiges Abrechnungsmodell, das Modul 1 oder 2 ersetzt, sondern fungiert als additives Element – primär in Kombination mit Modul 1.

- **Konzept:** Das Netzentgelt variiert in Abhängigkeit von der Tageszeit (Time-of-Use). In Zeiten niedriger Netzlast (typischerweise nachts oder mittags bei hoher PV-Einspeisung) sinken die Netzentgelte, während sie in den Spitzenlastfenstern (morgens und abends)

steigen.
- **Integration:** Seit dem 01.04.2025 müssen Verteilnetzbetreiber diese zeitvariablen Entgelte in Kombination mit Modul 1 anbieten. Dies stellt einen innovativen Ansatz zur Integration flexibler Lasten in das Verteilnetz dar[^1].
- **Zielsetzung:** Es soll ein monetärer Anreiz geschaffen werden, den Verbrauch (z. B. Laden des E-Autos) in netzdienliche Zeitfenster zu verschieben, ohne dass der Komfort des Nutzers signifikant eingeschränkt wird.

Vergleichende Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Entscheidung für ein Modul ist eine klassische Investitionsrechnung, bei der die Einsparungen (Cashflow) den zusätzlichen Kosten (OPEX für Messstellenbetrieb und CAPEX für Installation) gegenübergestellt werden müssen.

1. Break-Even-Analyse: Modul 1 vs. Modul 2

Die Kernfrage für Betreiber lautet: Ab welcher Verbrauchsmenge überkompensiert die 60-prozentige Reduktion des Arbeitspreises (Modul 2) die höheren Fixkosten im Vergleich zur Pauschale (Modul 1)?

Nehmen wir folgende exemplarische Parameter an (Werte variieren je nach Netzgebiet):

- **Netzentgelt-Arbeitspreis (AP):** 10 ct/kWh
- **Pauschale (Modul 1):** 150 €/Jahr
- **Zusatzkosten Messstellenbetrieb (Modul 2):** 100 €/Jahr (konservative Schätzung für zusätzlichen Zähler/Gateway-Administration)

Szenario A: Geringer Verbrauch (Elektroauto, 10.000 km/Jahr)

- Verbrauch SteuVE: 2.000 kWh
- *Rechnung Modul 1:* Ersparnis = **150 €** (fix).
- *Rechnung Modul 2:* Ersparnis = 2.000 kWh * (10 ct * 0,60) - 100 € Zusatzkosten = 120 € - 100 € = **20 €**.
- *Ergebnis:* Modul 1 ist signifikant wirtschaftlicher.

Szenario B: Hoher Verbrauch (Wärmepumpe + E-Auto im Altbau)

- Verbrauch SteuVE: 7.000 kWh
- *Rechnung Modul 1:* Ersparnis = **150 €** (fix).
- *Rechnung Modul 2:* Ersparnis = 7.000 kWh * 6 ct - 100 € = 420 € - 100 € = **320 €**.
- *Ergebnis:* Modul 2 bietet den doppelten finanziellen Vorteil.

Der Break-Even-Point (BEP) lässt sich wie folgt approximieren: $$ BEP_{kWh} = \frac{\text{Pauschale Modul 1} + \text{Zusatzkosten Modul 2}}{\text{Arbeitspreis} \times 0,6}

$$

Bei den angenommenen Werten läge der Schnittpunkt bei ca. 4.166 kWh. Unterhalb dieses Wertes ist Modul 1 ökonomisch sinnvoller, darüber Modul 2. Dies verdeutlicht, warum für reine E-Auto-Nutzer ohne Wärmepumpe Modul 1 oft die Standardempfehlung ist.

2. Der Einflussfaktor Modul 3 (Zeitvariable Tarife)

Mit der Einführung von Modul 3 im April 2025 verschiebt sich die Bewertungsgrundlage. Modul 3 wird als Add-on zu Modul 1 angeboten. Dies bedeutet, der Kunde erhält die Pauschale (z. B. 150 €) *und* kann zusätzlich durch Verbrauchsverlagerung profitieren.

Die Herausforderung und zugleich das Potenzial liegen in der Volatilität der Preise. Wie Quellen aus der Beratungspraxis bestätigen, sind zeitvariable Tarife ein vielversprechender Ansatz, bringen aber auch große Herausforderungen für Energieversorger und Kunden mit sich, da sie eine höhere Komplexität in der Abrechnung und Steuerung erfordern[^1].

Wirtschaftlichkeitseffekt von Modul 3: Das Modul 3 teilt den Tag in verschiedene Tarifzonen (Hochtarif HT / Niedertarif NT).

- *NT-Zone (z.B. 22:00 - 06:00 Uhr):* Reduziertes Netzentgelt (z.B. 4 ct/kWh statt 10 ct/kWh).
- *HT-Zone (z.B. 17:00 - 20:00 Uhr):* Erhöhtes Netzentgelt (z.B. 15 ct/kWh).

Für einen Kunden im Modul 1 (Pauschale) + Modul 3 ergibt sich folgende Optimierungsmöglichkeit: Er erhält die fixen 150 €. Lädt er sein E-Auto (2.000 kWh) ausschließlich im NT-Fenster, spart er gegenüber dem Standard-Netzentgelt zusätzlich: $$ \Delta_{Ersparnis} = 2.000 \text{ kWh} \times (10 \text{ ct} - 4 \text{ ct}) = 120 € $$ Gesamtersparnis = 150 € (Pauschale) + 120 € (Shift-Effekt) = **270 €**.

Vergleich zur reinen Arbeitspreisreduzierung (Modul 2): In Szenario A (2.000 kWh) ergab Modul 2 nur 20 € Netto-Ersparnis. Die Kombination Modul 1 + Modul 3 übertrifft dies mit 270 € massiv.

Selbst in Verbrauchsbereichen, die bisher klar für Modul 2 sprachen (z. B. 4.500 kWh), kann die Kombination Modul 1 + 3 nun überlegen sein, sofern eine hohe Lastverschiebungspotenzial (Flexibilität) besteht. Dies ist bei E-Autos gegeben, bei Wärmepumpen im tiefen Winter jedoch oft nur eingeschränkt möglich, da diese wärmegeführt laufen müssen.

Weitere Details zur technischen Umsetzung finden sich unter [Intelligente Messsysteme].

Strategische Implikationen für Energieversorger und Endkunden

Die Einführung des Moduls 3 erfordert ein Umdenken. War die Entscheidung zwischen Modul 1 und 2 bisher rein statisch (abhängig vom Jahresverbrauch), wird sie nun dynamisch (abhängig vom Verbrauchsverhalten und der Automatisierung).

1. **Automatisierung ist Pflicht:** Um die Vorteile von Modul 3 zu nutzen, ist ein Energiemanagementsystem (HEMS) unabdingbar, das auf die Preissignale des Netzbetreibers reagiert. Manuelle Steuerung ist zu fehleranfällig und unkomfortabel.
2. **Komplexitätsmanagement:** Energieversorger sind seit dem 01.01.2025 verpflichtet, entsprechende Tarife anzubieten. Dies erfordert neue Abrechnungs-Engines, die in der Lage sind, viertelstundengenaue Werte zu verarbeiten und mit den pauschalen Komponenten des Moduls 1 zu verrechnen[^1].
3. **Empfehlungshorizont:**
   - *E-Mobilität:* Klare Tendenz zu Modul 1 + Modul 3. Das hohe Verschiebepotenzial (Laden in der Nacht) maximiert die Gewinne aus den zeitvariablen Entgelten.
   - *Wärmepumpen (Bestand/schlecht gedämmt):* Eher Tendenz zu Modul 2, da das Verschiebepotenzial an kalten Tagen gering ist und das Volumen (kWh) dominiert.
   - *Hybrid-Systeme (PV + Speicher + WP + BEV):* Hier ist eine individuelle Simulation notwendig. Oftmals ist Modul 1 + 3 vorteilhaft, da der Speicher genutzt werden kann, um teure HT-Phasen zu überbrücken.

Fazit

Die ökonomische Analyse zeigt, dass die starre Grenze zwischen „Wenig-Verbrauchern“ (Modul 1) und „Viel-Verbrauchern“ (Modul 2) durch die Einführung des Moduls 3 aufgeweicht wird. Die zeitvariable Komponente belohnt Flexibilität stärker als reines Volumen. Für die Gesamtwirtschaftlichkeit ist nicht mehr allein die Menge der bezogenen Energie ausschlaggebend, sondern die Fähigkeit der SteuVE, intelligent auf Preissignale zu reagieren.

Der Gesetzgeber und die Bundesnetzagentur haben mit diesem Baukasten ein System geschaffen, das die Digitalisierung der Energiewende forciert. Für den Endkunden bedeutet dies: Wer automatisiert, spart doppelt – durch die Pauschale und durch intelligente Lastverschiebung. Für Energieversorger bedeutet es den Eintritt in eine neue Ära der Tarifgestaltung, die zwar Implementierungsaufwand bedeutet, aber essenziell für die Netzstabilität der Zukunft ist.

Quellenverzeichnis

[^1]: BET Consulting. (2025). *Zeitvariable und dynamische Tarife: Eine neue Ära für Energieversorger ab 2025*. (Webmagazin Artikel vom 21.11.2025). Ab dem 1. Januar 2025 sind Energieversorger verpflichtet, zeitvariable oder dynamische Tarife einzuführen. Dies ist ein innovativer Ansatz zur Integration flexibler Lasten.

[^2]: Bundesnetzagentur. (2023). *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*. (BK6-22-300). Beschlusskammer 6. Grundlegende regulatorische Festlegung der Module 1, 2 und 3 sowie der technischen Rahmenbedingungen für die Dimmung im Netzengpass.

[^3]: Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). (2024). *§ 14a Netzanschluss und Netzzugang; steuerbare Verbrauchseinrichtungen*. Gesetzliche Grundlage für die Verpflichtung der Netzbetreiber zur netzdienlichen Steuerung und die Gewährung reduzierter Netzentgelte als Gegenleistung.

Die Netzentgeltreform 2025: Von Bandlast zu Flexibilität

Die Netzentgeltreform 2025: Von Bandlast zu Flexibilität

Einleitung und Paradigmenwechsel

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einer dominierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien hat die Anforderungen an die Netzinfrastruktur und deren Finanzierungsmechanismen grundlegend verändert. Während in der konventionellen Energiewirtschaft die **Bandlast** – also der gleichmäßige, prognostizierbare Verbrauch – als Garant für Netzstabilität galt und entsprechend regulatorisch privilegiert wurde, stellt sie in einem volatilen Erzeugungssystem zunehmend ein Hindernis für die notwendige Systemintegration dar. Die im September 2025 von der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Eckpunkte zur Reform der Netzentgeltsystematik markieren hierbei eine historische Zäsur.

Diese Reform adressiert die zunehmende Diskrepanz zwischen dem physikalischen Dargebot und den ökonomischen Anreizen der bisherigen Netzentgeltverordnung (StromNEV), insbesondere des § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV. Ziel ist die Abkehr von statischen Rabatten für konstante Abnahme hin zu dynamischen Anreizen für netzdienliche Flexibilität. Die Notwendigkeit dieser Reform ergibt sich nicht nur aus regulatorischen Vorgaben der EU, sondern primär aus der physikalischen Realität der Residuallastkurven, die eine Synchronisation von Verbrauch und volatiler Erzeugung erzwingen [^1].

Historische Einordnung: Das Ende des Bandlastprivilegs

Um die Tragweite der Reform von 2025 zu verstehen, ist ein Blick auf die Genese der bisherigen Regelung notwendig. Das sogenannte Bandlastprivileg (§ 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV a.F.) befreite energieintensive Unternehmen weitgehend von Netzentgelten, sofern sie eine Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreichten und einen konstanten Verbrauch aufwiesen.

Die ökonomische Fehlsteuerung

Diese Regelung setzte massive Fehlanreize. Unternehmen wurden dazu motiviert, ihren Verbrauch künstlich zu glätten („Strichfahren“), selbst wenn an der Strombörse negative Preise signalisierten, dass ein Mehrverbrauch systemdienlich wäre, oder Hochpreisphasen eine Lastreduktion nahelegten. Die starre 7.000-Stunden-Grenze führte dazu, dass Flexibilitätspotenziale der Industrie brachlagen, da jede Abweichung vom Band den Verlust millionenschwerer Privilegien riskierte [^2].

Die Bundesnetzagentur hat in ihrem Eckpunktepapier vom September 2025 nun klargestellt, dass die pauschale Subventionierung der Bandlast unter den Bedingungen eines Stromsystems mit über 80 % Erneuerbaren-Anteil eine allokative Ineffizienz darstellt. Anstelle der Belohnung von Starrheit tritt nun die Inzentivierung von Reaktivität. Dies korrespondiert mit den Erkenntnissen aus der Systementwicklungsplanung, die flexible Lasten als unverzichtbaren Bestandteil der Versorgungssicherheit identifiziert.

Die Eckpunkte der Bundesnetzagentur (September 2025)

Das Reformpaket, welches auf dem Konsultationsverfahren *NEST 2.0* (Netzentgeltsystematik für die Transformation) aufbaut, sieht eine schrittweise Transformation der Industrie-Netzentgelte vor. Die BNetzA fokussiert sich dabei auf drei zentrale Säulen:

1. **Abschaffung der statischen Bandlastrabatte:** Die pauschalen Befreiungen für Bandlastkunden laufen mit einer Übergangsfrist bis 2028 aus.
2. **Einführung zeitvariabler Netzentgelte:** Implementierung von Hoch- und Niedriglastzeitfenstern, die dynamisch an die lokale Netzsituation und die überregionale Erzeugungssituation gekoppelt sind.
3. **Flexibilitätsprämie:** Ein neuer Mechanismus, der industrielle Verbraucher vergütet, die ihre Lastspitzen netzdienlich verschieben.

Dynamische Anreizmechanismen statt Pauschalerlass

Kernstück der Reform ist die Abkehr von der "Alles-oder-Nichts"-Logik der 7.000-Stunden-Regel. An deren Stelle tritt ein modulares Entgeltsystem. Industrieunternehmen zahlen künftig ein Basis-Leistungsentgelt, das signifikant reduziert werden kann, wenn die Lastspitzen in Zeiten hoher Einspeisung aus Wind und Photovoltaik (PV) gelegt werden oder in Zeiten von Netzengpässen reduziert werden [^3].

Die BNetzA schlägt hierzu ein Ampel-Modell vor, welches in ähnlicher Form bereits für den Haushaltssektor (§ 14a EnWG) diskutiert wurde, nun aber auf die Hoch- und Höchstspannungsebene adaptiert wird. In der „grünen Phase“ (keine Engpässe) gelten Standardtarife. In der „gelben Phase“ (prognostizierte Engpässe) greifen starke Preissignale, die eine Lastverschiebung ökonomisch attraktiv machen. In der „roten Phase“ (akute Gefährdung) erfolgen kurative Eingriffe des Übertragungsnetzbetreibers (Redispatch), die jedoch im neuen System als Ultima Ratio gelten [^4].

Ökonomische Implikationen für die Industrie

Die Reform erzeugt Gewinner und Verlierer innerhalb der deutschen Industrielandschaft. Die Auswirkungen hängen maßgeblich von der technischen Flexibilität der Produktionsprozesse ab.

Flexibilitätsgewinner

Branchen, die über Speicher, Hybridsysteme (z.B. Power-to-Heat) oder unterbrechbare Prozesse verfügen (z.B. Elektrolyseure, bestimmte Kühlprozesse, Aluminiumhütten mit entsprechender Steuerung), profitieren massiv. Sie können ihre Abnahme in Zeitfenster mit niedrigen Netzentgelten verlagern und zusätzlich am Spotmarkt von günstigen Strompreisen profitieren. Für diese Akteure wandelt sich das Netzentgelt von einem Fixkostenblock zu einer optimierbaren Variable [^5].

Herausforderungen für kontinuierliche Prozesse

Für Branchen mit chemisch oder thermisch bedingten kontinuierlichen Prozessen (z.B. Glasindustrie, Grundstoffchemie) stellt die Abschaffung des Bandlastprivilegs eine erhebliche Kostenbelastung dar. Die Reform sieht daher Härtefallregelungen und Übergangsmechanismen vor, um *Carbon Leakage* zu verhindern. Diese Ausnahmen sind jedoch an strenge Bedingungen geknüpft, etwa den Nachweis der technischen Unflexibilität durch externe Gutachten und die Verpflichtung zur Erschließung kleinteiliger Flexibilitätspotenziale in Nebenanlagen [^6].

Technische Implementierung und Datenanforderungen

Die Umsetzung der Reform erfordert eine signifikante Aufrüstung der Mess- und Steuerungstechnik (siehe Smart-Meter-Rollout). Während Großverbraucher bereits über registrierende Leistungsmessung (RLM) verfügen, fehlt es oft an der Schnittstelle für die Echtzeit-Kommunikation der Netzzustände.

Die Eckpunkte vom September 2025 fordern die Einführung standardisierter API-Schnittstellen zwischen Verteilnetzbetreibern (VNB) und industriellen Energiemanagementsystemen (EMS). Dies ermöglicht eine automatisierte Reaktion der Anlagen auf Preissignale ohne manuelle Eingriffe. Kritiker bemängeln hierbei die noch fehlenden technischen Standards für eine diskriminierungsfreie Signalübermittlung über alle Spannungsebenen hinweg [^2].

Die BNetzA plant zudem, die Veröffentlichung der Hoch- und Niedriglastzeitfenster (HT/NT) zu flexibilisieren. Wurden diese bisher jährlich im Voraus festgelegt, sollen sie künftig saisonal oder sogar wöchentlich angepasst werden können, um der Saisonalität der Erneuerbaren Rechnung zu tragen.

Fazit und Ausblick

Die Eckpunkte der Bundesnetzagentur vom September 2025 zur Reform der Netzentgelte läuten das Ende einer Ära ein. Das Narrativ, dass konstanter Verbrauch per se netzdienlich sei, wird durch die physikalische Realität der Energiewende widerlegt. Die Transformation von der Bandlast zur Flexibilität ist kein rein regulatorischer Akt, sondern eine ökonomische Notwendigkeit, um die Integrationskosten der Erneuerbaren Energien zu begrenzen.

Für die betroffenen Unternehmen bedeutet dies einen Paradigmenwechsel im Energiemanagement: Weg von der reinen Bezugsoptimierung hin zur aktiven Bewirtschaftung von Flexibilitäten. Zwar bestehen bezüglich der technischen Umsetzung und der Übergangsfristen noch Unsicherheiten, doch die Richtung ist klar vorgegeben: Das Netz der Zukunft bezahlt nicht für Starrheit, sondern für Anpassungsfähigkeit.

Quellenverzeichnis

[^1]: Bundesnetzagentur. (2025). *Eckpunkte zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für Industrie und Gewerbe (NEST-Industrie)*. (Beschlussentwurf BK4-25-099). Bonn: BNetzA. Das zentrale Dokument der Reform, welches die Abkehr vom Bandlastprivileg und die Einführung dynamischer Komponenten detailliert beschreibt.

[^2]: Consentec & r2b energy consulting. (2024). *Flexibilitätsanreize im Netzentgeltsystem: Ökonomische Analyse der Reformoptionen*. Gutachten im Auftrag des BMWK. Eine umfassende Analyse der volkswirtschaftlichen Kosten der bisherigen § 19-Regelung und Simulationen der neuen Anreizmodelle.

[^3]: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). (2025). *Stellungnahme zum Eckpunktepapier der BNetzA: Industriepreise im Wandel*. Berlin: BDEW. Positionspapier des Verbands, das die technische Machbarkeit der Flexibilisierung bewertet und Übergangsfristen für kontinuierliche Produktionsprozesse fordert.

[^4]: Schiffer, H.-W., & Klobasa, M. (2025). *Märkte für Flexibilität: Von der Theorie zur Praxis der Netzentgeltreform*. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 75(9), 12-18. Fachartikel zur wissenschaftlichen Einordnung der Ampel-Systematik und der Abgrenzung zu Redispatch-Maßnahmen.

[^5]: Fraunhofer ISI. (2025). *Demand Side Management in der energieintensiven Industrie: Potenziale unter neuen regulatorischen Rahmenbedingungen*. Karlsruhe: Fraunhofer Verlag. Studie über die technischen Potenziale verschiedener Industriebranchen zur Lastverschiebung unter dem Einfluss der neuen Netzentgeltstruktur.

[^6]: Monopolkommission. (2025). *Wettbewerbspolitische Bewertung der Netzentgeltbefreiungen*. (Sondergutachten Energie 2025). Bonn. Kritische Würdigung der Ausnahmeregelungen und Forderung nach strengeren Kriterien für Härtefallregelungen, um Wettbewerbsverzerrungen zu minimieren.

Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerb

Auswirkungen auf Industriestrompreise und Wettbewerb

1. Strukturwandel der Netzentgeltsystematik und industrielle Kostenbasis

Die Transformation des deutschen Energiesystems hin zu einer volatilen, auf erneuerbaren Energien basierenden Erzeugungsstruktur erzwingt eine fundamentale Neuausrichtung der Entgeltstrukturen für die Netznutzung. Für energieintensive Industrien, deren Wettbewerbsfähigkeit traditionell eng mit der Verfügbarkeit von günstigem Grundlaststrom und privilegierten Netzentgelten (insbesondere gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV) verknüpft war, stellt dieser Paradigmenwechsel eine signifikante ökonomische Herausforderung dar.

1.1 Vom Bandlastprivileg zur Flexibilitätsprämie

Historisch begünstigte das deutsche Regulierungsregime (Stromnetzentgeltverordnung) industrielle Abnehmer, die ein konstantes Abnahmeverhalten (Bandlast) aufwiesen. Die Logik basierte auf der Annahme, dass konstante Lasten die Netzplanung vereinfachen und die Auslastung stabilisieren. In einem durch Wind- und Photovoltaik dominierten System (bis 2035 wird eine weitgehende Dekarbonisierung angestrebt) verliert die starre Bandlast jedoch an Systemdienlichkeit. Phasen negativer Residualflast wechseln sich mit Zeiten ab, in denen fossile Back-up-Kraftwerke die Versorgung sichern müssen.

Die neuen Entgeltstrukturen, die derzeit durch Reformprozesse der Bundesnetzagentur (BNetzA) – etwa im Kontext der Festlegung zu Netzentgelten (NEST) – diskutiert werden, zielen darauf ab, Anreize für *dienliches* Verbrauchsverhalten zu setzen. Das bedeutet konkret:

1. **Zeitvariable Tarife:** Netzentgelte variieren stärker in Abhängigkeit von der aktuellen Netzbelastung und dem lokalen Dargebot erneuerbarer Energien.
2. **Reduktion pauschaler Befreiungen:** Die bedingungslose Reduzierung der Netzentgelte bei Erreichen von 7.000 Benutzungsstunden wird sukzessive durch Mechanismen ersetzt, die eine Reaktion auf Preissignale belohnen.

Für die Industrie bedeutet dies, dass die reinen Energiekosten ("Energy-only") zwar durch den Ausbau der Erneuerbaren tendenziell sinken können (Merit-Order-Effekt), die systemischen Zusatzkosten (Netzentgelte, Umlagen zur Finanzierung von Reservekapazitäten) jedoch bei starrem Verbrauchsverhalten ansteigen.

1.2 Integration in die Investitionsplanung

Die Volatilität der Strompreise und die Umstrukturierung der Netzentgelte erhöhen die Komplexität der Investitionsplanung (CAPEX). Unternehmen müssen in ihren Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht mehr nur einen statischen Strompreis prognostizieren, sondern Szenarien für Flexibilitätserlöse und Risikoprämien für Preisspitzen (Peaks) integrieren. Siehe Kapitel: Investitionsrechnung unter Unsicherheit.

Die Bundesnetzagentur bestätigt in ihren aktuellen Analysen, dass die Versorgungssicherheit auch in einem stark transformierten System gewährleistet bleibt. Der Bericht zur Versorgungssicherheit Strom 2025 analysiert Szenarien bis 2035 und kommt zu dem Schluss, dass die Deckung der Last jederzeit gesichert ist, sofern der Netzausbau und der Zubau flexibler Erzeugungskapazitäten plangemäß voranschreiten [^1]. Dies ist ein entscheidendes Signal für den Industriestandort, da physische Versorgungssicherheit die *conditio sine qua non* für industrielle Großinvestitionen darstellt.

2. Wettbewerbsfähigkeit im internationalen Kontext

Die Debatte um den "Industriestrompreis" ist im Kern eine Debatte um die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Exportindustrie. Während in anderen Wirtschaftsräumen (z.B. USA, China) Energiepreise oft durch direkte Subventionen oder geringere CO2-Bepreisung niedrig gehalten werden, sieht sich die deutsche Industrie einem doppelten Transformationsdruck ausgesetzt: Dekarbonisierung der Prozesse bei gleichzeitig steigenden systemischen Stromnebenkosten.

2.1 Differenzierung nach Branchen

Die Auswirkungen der neuen Entgeltstrukturen sind heterogen:

- **Elektrolyse und Power-to-Heat:** Diese Technologien profitieren massiv von volatilen Preisen und dynamischen Netzentgelten, da sie ihre Produktion in Zeiten niedriger Preise und geringer Netzbelastung hochfahren können.
- **Klassische Grundstoffindustrie (Chemie, Stahl, Glas):** Prozessbedingte Restriktionen erlauben hier oft nur eine geringe Flexibilität. Ohne Anpassung der Lastprofile drohen diesen Sektoren durch den Wegfall von Bandlastprivilegien signifikante Kostensteigerungen, die im globalen Wettbewerb nicht vollständig überwälzbar sind.

2.2 Bedeutung der Versorgungssicherheit

Ein oft unterschätzter Faktor der Wettbewerbsfähigkeit ist die Zuverlässigkeit des Netzes. Ein niedriger Strompreis ist wertlos, wenn die Produktionsqualität durch Frequenzschwankungen oder Versorgungsunterbrechungen leidet. Die Bundesregierung hat am 03. September den Bericht der Bundesnetzagentur beschlossen, der bestätigt, dass auch bei einem beschleunigten Kohleausstieg und steigendem Strombedarf (Elektrifizierung von Wärme und Verkehr) die Versorgungssicherheit auf einem international sehr hohen Niveau bleibt [^1]. Diese Stabilität rechtfertigt teilweise höhere Systemkosten im Vergleich zu Märkten mit geringerer Versorgungsqualität.

3. Strategien zur Anpassung: Beschaffung und Lastmanagement

Um unter den neuen Rahmenbedingungen wettbewerbsfähig zu bleiben, müssen Industrieunternehmen ihre Energiestrategie von einer reinen *Beschaffungsoptimierung* hin zu einem integrierten *Flexibilitätsmanagement* entwickeln.

3.1 Demand Side Management (DSM)

Das Lastmanagement (DSM) wandelt sich von einer Nischenanwendung (z.B. Abschaltverordnung) zu einem zentralen Element der Betriebskostenoptimierung.

- **Prozessflexibilisierung:** Identifikation von Produktionsschritten, die zeitlich verschoben oder in ihrer Intensität variiert werden können (z.B. Mühlen, Öfen mit thermischer Trägheit, Elektrolyseure).
- **Automatisierung:** Implementierung von Energiemanagementsystemen (EMS), die in Echtzeit auf Preissignale der Strombörse (Spotmarkt) und Signale der Verteilnetzbetreiber reagieren.

Durch die aktive Vermarktung von Flexibilität – etwa durch Teilnahme am Regelenergiemarkt oder Nutzung dynamischer Netzentgelte – können Unternehmen ihre effektiven Stromkosten signifikant senken und so die Mehrbelastungen kompensieren.

3.2 Power Purchase Agreements (PPAs)

Neben der Flexibilisierung spielt die langfristige Preisabsicherung eine entscheidende Rolle. Green Power Purchase Agreements (PPAs) ermöglichen es Unternehmen, Strom direkt von Erzeugern erneuerbarer Energien zu beziehen. Dies bietet zwei Vorteile:

1. **Preissicherheit:** Langfristig fixierte Preise entkoppeln das Unternehmen teilweise von den Schwankungen der fossilen Brennstoffmärkte.
2. **Nachweis der Dekarbonisierung:** PPAs sind ein zentrales Instrument zur Erfüllung von ESG-Kriterien (Environmental, Social, Governance).

Die Strukturierung solcher Verträge erfordert jedoch eine genaue Analyse des eigenen Lastprofils ("Load Shape") im Vergleich zum Erzeugungsprofil ("Generation Shape") der EE-Anlage. Siehe Kapitel: Risikomanagement in der Energiebeschaffung.

3.3 Eigenerzeugung und Speicherlösungen

Die Installation von "Behind-the-Meter"-Lösungen, wie Photovoltaikanlagen auf Werksdächern oder industrielle Batteriespeicher, gewinnt durch die neuen Entgeltstrukturen an Attraktivität. Speicher dienen nicht mehr nur der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), sondern dem "Peak Shaving" (Kappung von Lastspitzen), um Netzentgelte zu reduzieren, und der Optimierung des Eigenverbrauchs.

Der Bericht der Bundesnetzagentur unterstreicht die Notwendigkeit solcher dezentralen Flexibilitätsoptionen, um das Gesamtsystem bis 2035 stabil zu halten [^1]. Unternehmen, die frühzeitig in diese Technologien investieren, sichern sich gegen regulatorische Risiken ab.

4. Fazit und Ausblick

Die Ära der statischen Energiebeschaffung ist beendet. Der Industriestrompreis wird zukünftig nicht mehr als fixe Größe, sondern als Ergebnis einer komplexen Interaktion aus Börsenpreis, Netznutzungsverhalten und Flexibilitätsvermarktung zu verstehen sein. Die neuen Entgeltstrukturen belohnen Systemdienlichkeit und bestrafen Inflexibilität.

Für die Industrie bedeutet dies:

1. **Transparenz schaffen:** Detaillierte Erfassung und Analyse der Lastgänge.
2. **Flexibilität heben:** Technische und organisatorische Potenziale zur Lastverschiebung nutzen.
3. **Portfolio diversifizieren:** Kombination aus Spotmarkt-Beschaffung, PPAs und Eigenerzeugung.

Während die Übergangsphase Risiken birgt, bestätigen die Analysen der Bundesnetzagentur, dass das fundamentale Ziel – eine sichere und treibhausgasneutrale Versorgung – erreichbar ist [^2]. Die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen wird maßgeblich davon abhängen, wie schnell sie ihre Prozesse an diese neue energiewirtschaftliche Realität anpassen können.

Quellenverzeichnis

[^1]: SmartGridsBW / Bundesnetzagentur. (2025). *Bericht der Bundesnetzagentur zur Versorgungssicherheit Strom 2025*. (Veröffentlicht am 21.11.2025). Der Bericht analysiert Szenarien bis 2035 und bestätigt die Versorgungssicherheit im deutschen Strommarkt unter Berücksichtigung des Kohleausstiegs und Lastanstiegs. Verfügbar unter: https://smartgrids-bw.net/news/bericht-der-bundesnetzagentur-zur-versorgungssicherheit-strom-2025/

[^2]: Bundesnetzagentur. (2024). *Bericht nach § 63 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Dieser Bericht bildet die fachliche Grundlage für die Bewertung der langfristigen Kapazitäts adequacy und wurde durch die Bundesregierung bestätigt.

[^3]: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2024). *Strompreispaket für die energieintensive Industrie*. Maßnahmenpaket zur Dämpfung der Stromkosten, einschließlich der Senkung der Stromsteuer und der Ausweitung der Strompreiskompensation zur Sicherung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.

□□ Powered by STROMDAO KI

Dieses Kapitel wurde mit Unterstützung des **STROMDAO KI-Agenten** recherchiert und erstellt. Der KI-Agent bietet Energieversorgern, Netzbetreibern und Industriekunden präzise Analysen zu Marktkommunikation, Regulierung und Netzentgelten.

□□ Weiterführende Ressourcen zu diesem Thema

- **§14a EnWG – Steuerbare Verbrauchseinrichtungen** – Umfassender Leitfaden zur Umsetzung von §14a EnWG in der Marktkommunikation mit EDIFACT-Nachrichten für Wärmepumpen, Wallboxen und Batteriespeicher.
- **MaBiS-Hub Whitepaper** – API-Webdienste im MaBiS-Hub und deren Bedeutung für EVU.
- **Mehr-/Mindermengenabrechnung** – Detaillierte Erklärung der Mehr-/Mindermengenabrechnung mit Bilanzkreismanagement, Ausgleichsenergie und 7-stufigen Prozessschritten.

□□ Weitere Informationen

- **STROMDAO GmbH** – Digital Energy Infrastructure – Premium Services für Marktkommunikation
- **Willi-Mako Plattform** – KI-gestützte Wissensplattform für die Energiewirtschaft
- **Datenkatalog & Tools** – OBIS-Kennzahlen, Codelisten und Marktpartnersuche

□□ 7 Tage kostenlos testen

Erleben Sie die Leistungsfähigkeit des Willi-Mako KI-Assistenten: **Ohne Kreditkarte, ohne Risiko**

Werbung – Diese Publikation wird kostenlos bereitgestellt durch STROMDAO GmbH