

KURZGUTACHTEN

# Regionale Reduktion von Netzentgelten in Starkwindzeiten

Ein anreizbasiertes Instrument für Nutzen-statt-  
Abregeln von Überschussstrom aus erneuerba-  
ren Energien ohne Inc-Dec-Gaming

Arbeitspapier (Kurzversion) für die PKNS-Sitzung am 28. Juni 2023

Im Auftrag von Agora Energiewende

Autoren:

Lion Hirth ([hirth@neon.energy](mailto:hirth@neon.energy))

Anselm Eicke ([eicke@neon.energy](mailto:eicke@neon.energy))

Neon Neue Energieökonomik GmbH  
Karl-Marx-Platz 12  
12043 Berlin

# 1 Hintergrund

**Abregelung.** Der Ausbau der Stromnetze kann nicht mithalten mit dem rasanten Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Dadurch entstehen strukturell auftretende Netzengpässe, wodurch regelmäßig erneuerbare Energien Anlagen abgeregelt werden müssen. So wurden im Jahr 2021 bereits 5,8 TWh aus erneuerbaren Energien abgeregelt, also etwa 3% der EE-Erzeugung, weil sie wegen Netzengpässen nicht zu Verbrauchern transportiert werden konnten (Abbildung 1). 95% des abgeregelt Stroms kommen aus der Windenergie. 73% der ursächlichen Engpässe liegen im Übertragungsnetz. Die daraus resultierenden Entschädigungszahlungen betragen 807 Mio. Euro alleine für das Einspeisemanagement. Diese Kosten werden über die Netzentgelte auf Letztverbraucher umgelegt. Im Angesicht der stark gestiegenen Strompreise im Jahr 2022 fielen die Entschädigungszahlungen und damit verbundenen Kosten für Stromverbraucher signifikant höher aus.

**Marktdesign.** Das aktuelle Strommarktdesign mit seiner einheitlichen Gebotszone und über die Zeit konstanten Netzentgelten bietet grundsätzlich keine ökonomischen Anreize zur Nutzung des ansonsten abgeregelt Stroms vor Ort (Abbildung 2). Lediglich punktuelle Investitionsförderung bietet einen Nutzungsanreiz. Eine Teilung der deutschen Gebotszone oder gar der langfristige Übergang zu Nodal Pricing wird zwar zunehmend diskutiert, ob und wann dies geschieht, ist jedoch unklar. Lokale Märkte für Flexibilität, die einen Nodal Pricing-Markt über den bestehenden zonalen Strommarkt legen, setzen inhärent destruktive Anreize zur Ausnutzung des Marktdesigns („Inc-Dec-Gaming“) und stellen deswegen keine ökonomisch tragfähige Alternative da.

**Lokale Anreize durch Netzentgelte.** Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie entsprechende Anreize geschaffen werden können, wenn und solange keine regionalen Preissignale aus dem Großhandelsmarkt erwachsen. Dafür haben wir einen Vorschlag ausgearbeitet: In Zeiten von großer EE-Abregelung werden regional die Netzentgelte abgesenkt, um so einen finanziellen Anreiz zur Nutzung des Überschussstroms zu setzen.

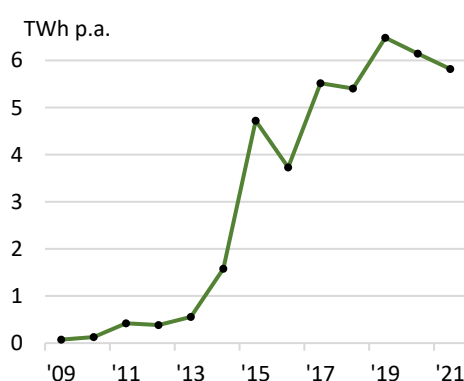


Abbildung 1. Abregelung von erneuerbaren Energien.

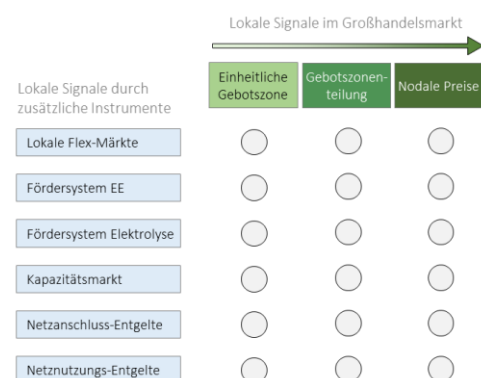


Abbildung 2. Mögliche Quellen lokaler Anreize für Stromverbrauch.

## 2 Der Vorschlag

**Zielstellung.** Das hier vorgeschlagene Konzept verfolgt vier zusammenhängende Ziele: Erstens soll die Abregelung von erneuerbarem Strom aufgrund von Netzengpässen reduziert werden. Dabei ist festzuhalten, dass ökonomisch gesehen die Vermeidung von Abregelung kein Selbstzweck ist. Deswegen steht, zweitens, die Nutzung des ansonsten abgeregelten Stroms im Zentrum. Es soll also lokale grüne Wertschöpfung ermöglicht werden, die im aktuellen Marktdesign nicht von sich aus stattfindet. Drittens ist der „ökonomisch richtige“ Preis von Strom zum Zeitpunkt von und in Regionen mit lokaler Abregelung null, was sich jedoch in den Handelspreisen nicht widerspiegelt. Mit der situativen Absenkung der Netzentgelte bringt unser Vorschlag die Endkundenpreise sozusagen näher in Richtung ökonomisch effizienter Preise. Zuletzt ist der Vorschlag auch der Einstieg in lastseitige netzdienliche Flexibilität. Wir verstehen ihn primär als Pilotprojekt und als Innovationspolitik, die die Entwicklung von Technologie und Geschäftsmodellen sowie Investitionen in Flexibilität bewirken soll. Auf diese Weise kann die regionale Absenkung von Netzentgelten in Starkwindzeiten so einen Beitrag zur breiten Flexibilisierung der Nachfrage leisten.

**Grundprinzip.** Wir schlagen vor, netzdienliche Anreize zum Verbrauch von Strom durch zeitlich variable Netzentgelte zu setzen. Konkret sollen Netzentgelte in Zeiten und Regionen, in denen besonders viele EE-Anlagen wegen Engpässen im Übertragungsnetz abgeregelt werden müssen, reduziert oder ausgesetzt werden. Dadurch entstehen Anreize zum Verbrauch von ansonsten abgeregeltem, erneuerbarem Strom. Es handelt sich also um ein anreizbasiertes, freiwilliges Instrument für Nutzen statt Abregeln ohne neue Eingriffsrechte für Netzbetreiber (Abbildung 3).

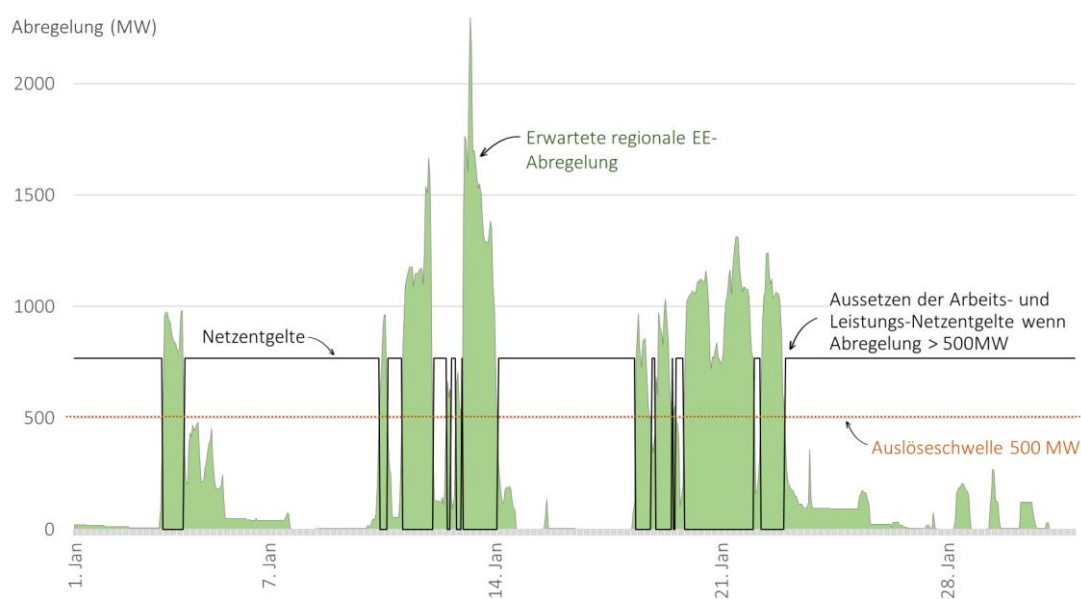


Abbildung 3. Regionale Absenkung von Netzentgelten in Zeiten mit hoher erwarteter Abregelung von erneuerbaren Energien (Illustration).

**Zeitpunkt und Regionalität.** Da 95% des abgeregeltem EE-Stroms aus der Windenergie kommen, können die betroffenen Zeitfenster nicht einmalig vorab dauerhaft festgelegt werden. Plausibel scheint vielmehr beispielsweise die Ankündigung der Netzentgeltreduktion um 10 Uhr vormittags für den Folgetag. Wir zielen mit dem Instrument auf Engpässe im Übertragungsnetz, sodass die Entgelt-Reduktion regional so eng gefasst sein sollte, dass zusätzlicher Verbrauch mit hoher Wahrscheinlichkeit Engpass-entlastend wirkt. Sinnvoll scheint etwa eine Pilotregion Schleswig-Holstein und Hamburg, da diese fast immer nördlich der Übertragungsnetz-Engpässe liegt.

**Zielgruppe.** Der Vorschlag schafft Anreize sowohl zur zeitlichen Verlagerung als auch für zusätzlichen Verbrauch und richtet sich prinzipiell an alle flexiblen Verbraucher, soweit sie Viertelstunden-scharf gemessen sind: vom Laden des Elektroautos bis zu energieintensiven industriellen Prozessen. Der zusätzliche Stromverbrauch kann also durch Lastverschiebung oder durch echten Mehrverbrauch erfolgen, etwa die Substitution von fossilen Brennstoffen durch den Einsatz von Power-to-Heat Anlagen oder industrielle Mehrproduktion, und schafft einen volkswirtschaftlichen Mehrwert durch zusätzliche grüne Wertschöpfung.

**Vermeidung von Gaming.** Die reduzierten Netzentgelte betreffen nicht selektiv nur den zusätzlich genutzten Strom, sondern allen Stromverbrauch im betreffenden Zeitraum. Flexible Verbraucher können profitieren, wenn sie ihren Strombezug an den Zeitfenstern mit reduzierten Netzentgelten ausrichten. Es werden jedoch auch solche Verbraucher profitieren, die in den betroffenen Stunden Strom verbrauchen, auch wenn sie ihre Betriebsweise nicht anpassen, also nicht auf das Instrument reagieren (Mitnahmeeffekt). Das Prinzip, dass der gesamte Stromverbrauch in der Region am Instrument teilnimmt, ist jedoch notwendig, um strategisches Verhalten wie Increase-Decrease-Gaming zu vermeiden, dass viele Nutzen-statt-Abregeln-Vorschläge mit sich bringen. Mitnahmeeffekte sind in einem gewissen Umfang unumgänglich.

## 3 Ausgestaltungsoptionen

---

**Optionenraum.** Das Instrument bietet eine Reihe von denkbaren Ausgestaltungsoptionen. Tabelle 1 listet die wichtigsten Optionen auf, mitsamt unseren Empfehlungen. Diese erfolgen hinsichtlich Praktikabilität und Umsetzbarkeit. Eine kontinuierliche Auswertung und Anpassung der Parameter im Laufe der Zeit zu empfehlen, da anzunehmen ist, dass nach der Einführung die lastzeitigen Reaktionen zunächst begrenzt, über die Zeit jedoch zunehmen werden.

Tabelle 1. Ausgestaltungsoptionen und Empfehlungen

	Frage	Optionen	Empfehlung
Zielgruppe	Verbraucher-Typen	RLM oder RLM + Smart Meter	Mind. RLM, Ausweitung auf Smart Meter zu prüfen
	Welche Netzentgelte	Versch. Spannungsebenen	Alle Spannungsebenen (gesamtes Netzentgelt)
Höhe	Arbeitspreis	Reduktion um 0% bis 100%	100% (Absenkung auf null)
	Leistungspreis	Nicht, vollständig, anteilig bei Berechnung aussetzen	Aussetzen, Ausklammern für §19 Abs 2 StromNEV
Auslöse-Kriterien	Regionale Auflösung	Beliebig granular	Verteilnetzgebiete
	Zeitlicher Vorlauf	Minuten bis Tage vor Echtzeit	Vortag, vor Day-Ahead-Auktion
	Auslöseschwelle	X MW erwarteter Abregelung	z.B. 500 MW für SH/HH
	Engpass	Verteilnetz und/oder Übertragungsnetz	Übertragungsnetz
	Finanzierung	z.B. regionale oder deutschlandweite Wälzung	Bundesweite Wälzung

**Zielgruppe.** Hinsichtlich der Zielgruppen stellen sich die Fragen, ob Großverbraucher (RLM) oder auch Kleinverbraucher (Smart Meter-Kunden) von den abgesenkten Netzentgelten profitieren sollten. Konzeptionell scheint eine Anwendung auf alle Typen sinnvoll, jedoch könnte der Aufwand geringer sein, wenn das Instrument zunächst auf die kleine Anzahl von RLM-Kunden ausgerollt wird. Des Weiteren stellt sich die Frage, ob beispielsweise nur Übertragungsnetz-Entgelte oder Entgelte für alle Spannungsebenen reduziert werden sollten. Wir befürworten letzteres, um die Wirksamkeit zu maximieren.

**Höhe.** Ein wesentlicher Parameter des Instruments ist die Höhe der Reduktion. Wir empfehlen in den betroffenen Zeitfenstern den Arbeitspreis vollständig auszusetzen, also um 100% auf null abzusenken. Aber auch eine geringere Absenkung wäre denkbar. Da für die meisten RLM-Kunden aber vor allem der Leistungspreis einer kurzzeitigen Erhöhung des Verbrauchs im Wege steht, muss auch dieser abgesenkt werden, um einen Effekt zu erzielen. Wir empfehlen, für die Berechnung der Jahreshöchstlast die Zeitfenster mit Netzentgeltreduktion komplett auszuklammern, also den Leistungspreis für diese Zeitfenster auszusetzen. Insbesondere Power-to-Heat-Anlagen würden sonst vermutlich nicht reagieren. Jedoch ist auch eine anteilige Berücksichtigung denkbar, etwa von 50% der Leistung in den betreffenden Zeitfenstern. So wäre der Anreiz zur Last-Erhöhung beim doppelten der sonstigen Jahreshöchstlast gedeckelt. Auch sollten die betroffenen Stunden bei der Ermittlung des Rabatts für gleichmäßigen Strombezug (§19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV) ausgeklammert werden, als bei der Berechnung der Benutzungsstunden unberücksichtigt bleiben.

**Auslöse-Kriterien.** Hinsichtlich der Größe der Regionen, für die die Absenkung gilt, ist abzuwägen zwischen der Homogenität des Effekts auf die Engpässe, der Verteilung der EE-Anlagen

und Lasten innerhalb der Region sowie dem Verwaltungs- und Implementierungsaufwand. Wir empfehlen ein Pilotprojekt für die Region Schleswig-Holstein und Hamburg, die als eine Region behandelt würden. Die Ankündigung der Absenkung muss früh genug erfolgen, damit Verbraucher reagieren können, jedoch nahe genug an Echtzeit, um Abregelung ausreichend genau vorhersehen zu können. Ein guter Kompromiss scheint uns der Vortag vor der Day-Ahead-Auktion. Dabei sollte nur dann eine Entgelt-Absenkung angekündigt werden, wenn die erwartete Abregelung einen Signifikanz-Schwellenwert überschreitet. Ein Schwellenwert von 500 MW für Schleswig-Holstein hätte in der Vergangenheit beispielsweise bedeutet, dass in ca. 15% aller Stunden Netzentgelte ausgesetzt werden. Dabei sollten nur solche Abregelungen berücksichtigt werden, deren Ursache im Übertragungsnetz liegt, weil bei Verteilnetz-bedingten Engpässen nicht sichergestellt werden kann, dass eine Verbrauchserhöhung den Engpass entlastet.

**Gegenfinanzierung.** Die Absenkung der Netzentgelte führt zu Mindereinnahmen der Netzbetreiber, die gegenfinanziert werden müssen. Eine Möglichkeit wäre eine regionale Wälzung, was jedoch eine Erhöhung der Netzentgelte in Zeiten ohne Abregelung bedeuten würde. Da unter ökonomischen Gesichtspunkten die Netzentgelte in EE-Ausbauregionen ohnehin zu hoch sind, empfehlen wir eine bundesweite Wälzung. Dadurch schafft der Vorschlag auch einen Investitionsanreiz für systemdienliche flexible Verbraucher in Norddeutschland. In Frage kommen hier beispielsweise eine Wälzung analog zu den Redispatch-Kosten über ÜNB-Netzentgelte oder eine neue Umlage analog zur §19-StromNEV-Umlage.