

# Netzentgeldynamik unter dem Einfluss zunehmender Selbstversorgung

Christine Brandstätt

Jacobs University Bremen, Campus Ring 1, Bremen, c.brandstaett@jacobs-university.de

**Kurzfassung:** Der Beitrag analysiert das Auftreten unerwünschter, selbstverstärkender Effekte in Verteilnetzen im Zusammenhang mit zunehmender Selbstversorgung. Ausgangspunkt der Analyse ist die gegenwärtige Netzentgeltsystematik in Deutschland. Es werden zwei Alternativen untersucht, die jeweils eher geringfügige Abweichungen von der gegenwärtigen Bepreisungspraxis darstellen. Die Analyse zeigt, dass und in welchem Maße sie geeignet sind etwaige unerwünschte Effekte einzudämmen. Eine Erhöhung des Leistungsanteils, in Form der Festlegung der minimalen Gleichzeitigkeit, schränkt die Entsolidarisierung effektiv ein und bedarf mitunter keiner Anpassung der Regulierung. Die bidirektionale Wälzung mittels Saldierung der jährlichen Energiebezüge (netting) schränkt den Effekt hingegen weniger deutlich ein, adressiert aber etwaige Unterschiede zwischen einzelnen Netzgebieten.

**Keywords:** Netzentgelte, Verteilnetze, Selbstversorgung

## 1 Einleitung

Liberalisierung der Energiewirtschaft und Förderung erneuerbarer Energien haben die Randbedingungen für den Betrieb der Stromnetze in den vergangenen Dekaden maßgeblich verändert. Dezentrale Erzeuger und Selbstversorger beeinflussen die Energieflüsse und Lastprofile. Mit Elektromobilität und elektrischer Wärmeerzeugung zeichnen sich neue Herausforderungen für die Verteilnetze ab. Netzentgelte sind die wesentliche Verbindung zwischen Netznutzer und –betreiber und spielen deshalb eine wesentliche Rolle bei der Integration dieser Innovationen.

Aktuell sind die Netzentgelte wenig dynamisch. Dennoch beeinflussen sie die Abnahmemuster flexibler Lasten und indirekt sogar die Einspeisung durch dezentrale Erzeugung. Ein Selbstversorger etwa spart durch die Verringerung seines Energiebezugs vom Netz Kosten ein, minimiert ihn möglicherweise weiter mithilfe eines Speichers. Diese Veränderung des Energiebezugs minimiert nicht notwendigerweise auch die Leistungsanforderung, ist also mitunter nicht netzdienlich. Im Jahr 2016 verzeichnete die Bundesnetzagentur in Deutschland einen Eigenverbrauch von rund 36,9 TWh; das entspricht fast 8% der gesamten Entnahme aus dem Netz (BNetzA 2017).

Für Selbstversorgung fehlen nicht nur die Anreize zur Netzdienlichkeit; es bestehen darüber hinaus unangemessene Anreize zur Entsolidarisierung. In Deutschland und vielen anderen Ländern mit entflochtener Energieversorgung, verteilen die Netzentgelte die Netzkosten vor allem auf die durchgeleitete Energiemenge und zu einem geringeren Anteil auf die Leistungsspitzen. Verringert sich mit der sinkenden Energiemenge die Kostenbasis, so steigen

bei gleichbleibenden Gesamtkosten die spezifischen Kosten. Mit wachsender Selbstversorgung steigt also das Netznutzungsentgelt pro bezogener kWh. Höhere Netznutzungsentgelte verstärken allerdings wiederum die Anreize zur Eigenversorgung. Je teurer die netzgebundene Versorgung wird, desto mehr wirtschaftliche Alternativen durch lokale Versorgung kommen in Frage. Aus einer energiebasierten Netzentgeltsystematik kann sich also eine selbstverstärkende Dynamik der Selbstversorgung ergeben.

Da die Kosten nur innerhalb einer Netzebene verteilt oder an die darunterliegenden Netzebenen weitergewälzt werden, ist der beschriebene Effekt in Netzgebieten mit viel dezentraler Erzeugung besonders stark. In Gebieten mit wenig Erzeugung, wie zum Beispiel städtischen Netzgebieten, bleiben die Entgelte hingegen konstanter. Bei Konzessionsverhandlungen treten deshalb vor allem in städtischen Netzgebieten mit wenig dezentraler Erzeugung zunehmend Konkurrenten zu den bestehenden Flächennetzversorgern auf. Werden aber die städtischen Netzgebiete bilanziell von den ländlichen getrennt, so verstärkt dies die Entgeltsteigerung in den ländlichen Gebieten erneut. Friedrichsen et al. (2015) haben den Umverteilungseffekt von PV-Eigenverbrauch für Deutschland auf zwischen 0,5 ct/kWh und 2,5 ct/kWh je nach Netzregion geschätzt, ohne dabei jedoch auf die dynamischen Effekte einzugehen.

Es steht daher infrage, ob die gegenwärtige Systematik eine faire und nachhaltige Netzfinanzierung bei steigender Zahl der Selbstversorger gewährleistet. Unmittelbar anschließend stellt sich die Frage, mit welchen Anpassungen der Netzentgeltsystematik eine Verbesserung erreicht werden könnte.

Um mögliche negative Folgen der Selbstversorgung einzugrenzen, wird unter anderem eine stärker leistungsorientierte Netzbepreisung diskutiert (bspw. Hiersig & Wittig 2015, Büchner et al. 2016, RAP 2014, BDEW 2015). Innerhalb des von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg geförderten Forschungsprojekts „Netzentgeltsystematik unter dem Einfluss von Selbstversorgung“ werden die Anreize untersucht, die sich aus der gegenwärtigen vorherrschenden und einer angepassten Netzentgeltsystematik ergeben.

Es soll abgeschätzt werden,

- in welchen Szenarien unerwünschte Effekte, wie die zunehmende Entsolidarisierung von Nutzergruppen oder -regionen, auftreten und
- unter welchen Umständen zunehmender Selbstverbrauch einen selbstverstärkenden Effekt hat, der das System zerrüttet oder ob es gegenläufige Effekte gibt, die zu einer Stabilisierung des Selbstverbrauchs (auf höherem) Niveau führen.

Anhand eines Simulationsmodells wird hierzu eine volkswirtschaftliche Analyse durchgeführt, um fundierte Handlungsempfehlungen in die aktuelle Diskussion der Branche und der Politik einzuspeisen. Die Analyse bezieht sich in erster Linie auf die deutschen Rahmenbedingungen. Die Problematik wird jedoch auch in anderen Energiesystemen, etwa in Australien (Simshauser 2016), Schweden (Picciariello et al. 2015 a & b) und den USA (Satchwell et al. 2014), wahrgenommen und diskutiert und einige Erkenntnisse der vorliegenden Analyse können auch verallgemeinert werden.

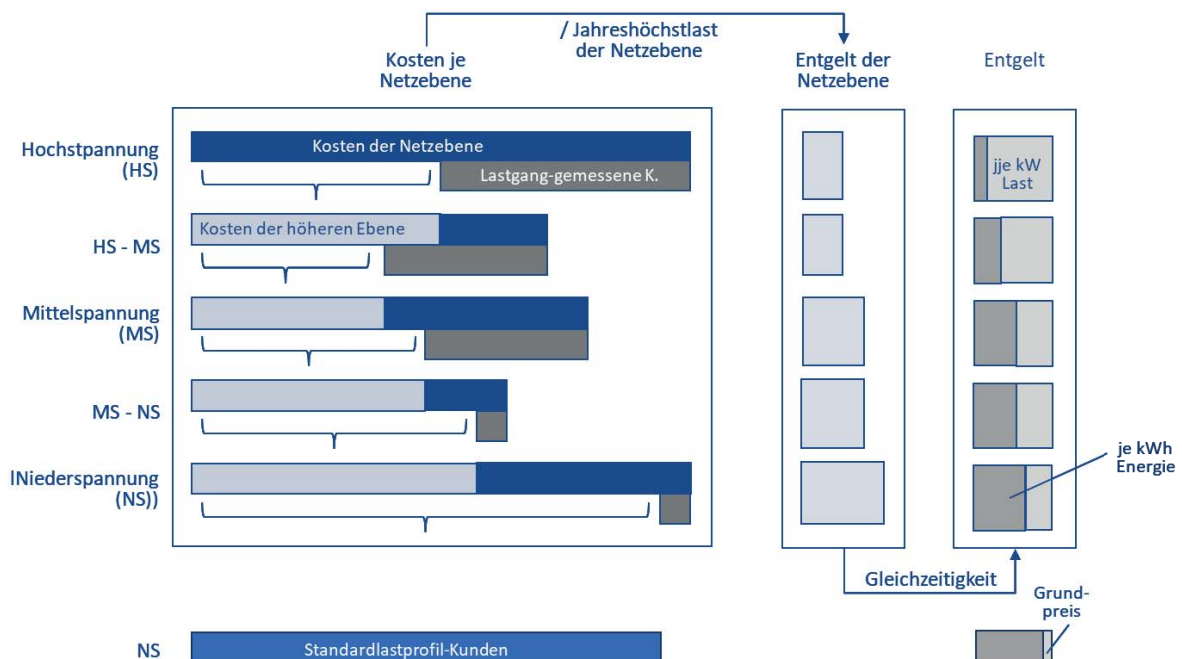
## 2 Gegenwärtige Netzentgeltsystematik und Alternativen

In einem regulierten und liberalisierten Energiesystem wird die Gesamtsumme der Netzentgelte als Erlösobergrenze vom Regulierer genehmigt. Die Netzentgelte verteilen diese Netzkosten anschließend auf die Netznutzer. Dabei wird für gewöhnlich zwischen Netzanschluss und Netznutzung unterschieden. Die vorliegende Analyse konzentriert sich auf die Nutzungsentgelte, die im Folgenden vereinfacht als Netzentgelte bezeichnet werden.

In Deutschland zahlen nur Verbraucher für die Netznutzung (§15(1) StromNEV). Die Entgelte sind für jeweils ein Jahr festgelegt [§15(2) StromNEV] und entfernungsunabhängig (§17 StromNEV). Im Jahr 2017 betragen sie durchschnittlich 2,26 ct/kWh für Industriekunden, 6,19 ct/kWh für Gewerbe und 7,30 ct/kWh für Haushalte (BNetzA 2017). Die Unterschiede kommen durch die im Folgenden beschriebene Systematik zustande.

Die Regulierung schreibt vor, dass die Entgelte nach Netzebene, Verbrauchserfassung und Benutzungsstunden variieren (§17(1) StromNEV). Die Kosten werden also anteilig in einer Kaskade von den oberen zu den unteren Netzebenen weitergereicht und in Netzentgelte übersetzt. Diese bestehen aus einem Leistungs- (in €/kWpeak) und Energiepreis (in ct/kWh) (§17(2) StromNEV). Auf Niederspannungsebene wird für die meisten Kunden nur der Energiebezug und nicht die tatsächliche Leistung erfasst. Für sie wird der Leistungsbeitrag über die Benutzungsstunden angenähert. Der Netzbetreiber erhebt also lediglich Energie- und Grundpreis (§17(6) StromNEV). Das gesamte Entgelt für Standardlastkunden orientiert sich jedoch an dem Entgelt für einen vergleichbaren leistungsganggemessenen Kunden. Die folgende Abbildung verdeutlicht die Systematik.

Abbildung 1: Netzentgeltsystematik in Deutschland (in Anlehnung an Gottlob 2014)



Aktuell werden verschiedene Anpassungen dieser Netzentgeltsystematik diskutiert; im Folgenden werden zwei Optionen analysiert. Bei beiden werden wesentliche notwendige Randbedingungen, wie etwa die Deckung aller Netzkosten durch die Entgelte, gewahrt.

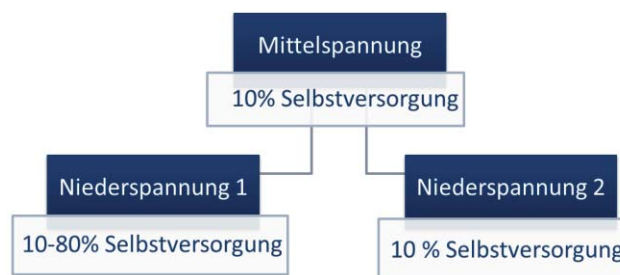
## 2.1 Anpassung der Gleichzeitigkeitsfunktion

Die Gleichzeitigkeitsfunktion wird vom Netzbetreiber so festgelegt, dass sie dem Nutzer auf Basis seiner Benutzungsstunden (Verhältnis von Abnahmemenge zur Spitzenlast) eine vergleichbare Gleichzeitigkeit mit der Netzspitze wie anderen Netznutzern mit ähnlichem Nutzungsverhalten zuordnet. Nutzern mit hohen Benutzungsstunden wird pauschal eine höhere Gleichzeitigkeit mit der Netzlast unterstellt, da das Zusammentreffen von Netz- und Nutzerlast bei höherer Auslastung schlichtweg wahrscheinlicher ist. Die Funktion legt auch fest, welche minimale Gleichzeitigkeit einem Nutzer mit geringen Benutzungsstunden zugeordnet wird. Für eine Analyse alternativer Entgeltvarianten weichen wir im Modell die Einschränkung der StromNEV hinsichtlich der minimalen Gleichzeitigkeit (Achsenabschnitt der Funktion höchstens 0,2) auf und prüfen, ob sich die Anreizwirkung dadurch verbessert.

## 2.2 Bidirektionale Wälzung

Die betrachteten negativen Effekte der Selbstversorgung für die Netzentgelte ist in der gegenwärtigen Entgeltsystematik sehr stark ortsabhängig. In Netzen, in denen viele Nutzer über eigene Erzeuger verfügen, sind sie stärker ausgeprägt als in Netzen ohne nennenswerte Selbstversorgung. Das rührt daher, dass die Netzkosten gemäß der aktuellen Systematik entsprechend der gleichzeitigen Jahreshöchstlast und der Benutzungsstunden von den oberen Netzebenen an die Netze der unteren Ebenen weitergereicht werden. Je nach Zugehörigkeit der unteren Netze zu unterschiedlichen Netzbetreibern werden die unteren Netze entweder einzeln entsprechend ihrer jeweiligen Parameter oder zusammen entsprechend ihrer gemeinsamen Parameter bepreist. Die Zuordnung zu unterschiedlichen Netzbetreibern ist in der Regel historisch gewachsen und nicht kostenreflektiv. Die Anreize, die sich daraus ergeben sind dementsprechend eher zufällig. Als zweite Netzentgeltvariante modellieren wir deshalb eine Berücksichtigung der Verringerung der Höchstlast des vorgelagerten Netzes durch Rückspeisung aus einem nachgelagerten Netz in der Entgeltsystematik.

Abbildung 2: Netzstruktur mit einer übergelagerten und zwei nachgelagerten Ebenen



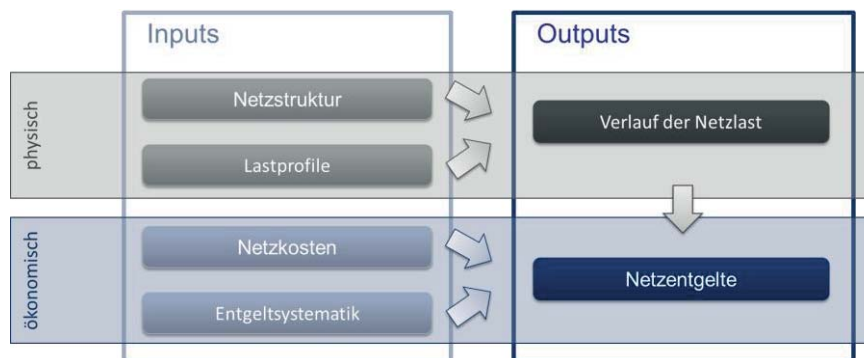
## 3 Methodik

Für den Vergleich der alternativen Entgeltsystematiken werden die Netzentgelte der verschiedenen Varianten errechnet und die resultierenden Anreize verglichen. In synthetischen Modellnetzen werden die Netzkosten nach verschiedenen Entgeltsystematiken auf die einzelnen Nutzer verteilt. Das Modell unterscheidet verschiedene Nutzergruppen, Netzstrukturen und Typtage. Es bildet die Netzlast auf mehreren Netzebenen als Summe individueller Bezugs- und Einspeiseprofile ab und leitet daraus die Entgelte der Nutzer ab.

Eine besondere Herausforderung in der Modellierung stellt die Verwendung der Lastprofile dar. Während die Standardlastprofile sehr repräsentativ sind und in Summe die Netzlast ausreichend abbilden, sind sie nicht geeignet individuelle Spitzenlasten abzubilden, die jedoch für die Ermittlung der Entgelte von entscheidender Bedeutung sind. Im Modell wird durch eine statistische Verteilung von realistischen Viertelstundenlasten eine Profilschar erzeugt, die in Summe dem Standardlastprofil entspricht, deren einzelne Profile jedoch realistische Spitzenlasten aufweisen.

Für die Analyse wird zunächst die bestehende deutsche Systematik abgebildet und dann die alternativen Ansätze simuliert. Auf dieser Basis wird die Anreizwirkung in unterschiedlichen Szenarien ersichtlich.

Abbildung 3: Struktur des Netzentgeltmodells



Die Differenz zwischen Netzentgelten für reguläre Nutzer und Nutzer mit Selbstversorgung wird als netzentgeltbasierter Anreiz zur Selbstversorgung interpretiert. Im Zusammenspiel mit weiteren, für die Betrachtung externen Anreizen und Hemmnissen bedingen sie die Profitabilität zusätzlicher Selbstversorgung und somit den effektiven Zubau von Selbstversorgern.

Die externen Anreize und Hemmnisse (im Folgenden vereinfachend auch als Kosten bezeichnet), wie zum Beispiel eine Umlage der Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien oder die Verfügbarkeit geeigneter Flächen korrelieren ebenfalls mit der Verbreitung der Selbstversorgung im Netz. Das Modell simuliert den Zubau weiterer Selbstversorger über mehrere Perioden in Abhängigkeit von den oben skizzierten Zusammenhängen. Um unterschiedliche mögliche Annahmen zu den externen Anreizen abzudecken, werden in zwei Szenarien leicht steigende und exponentiell steigende Kosten berücksichtigt.

## 4 Ergebnisse

Die Analyse gibt Aufschluss darüber, unter welchen Umständen Anreize für Selbstversorgung zu erwarten sind, die mit dem Anteil der Eigenversorger im System zunehmen und einen selbstverstärkenden Effekt befördern.

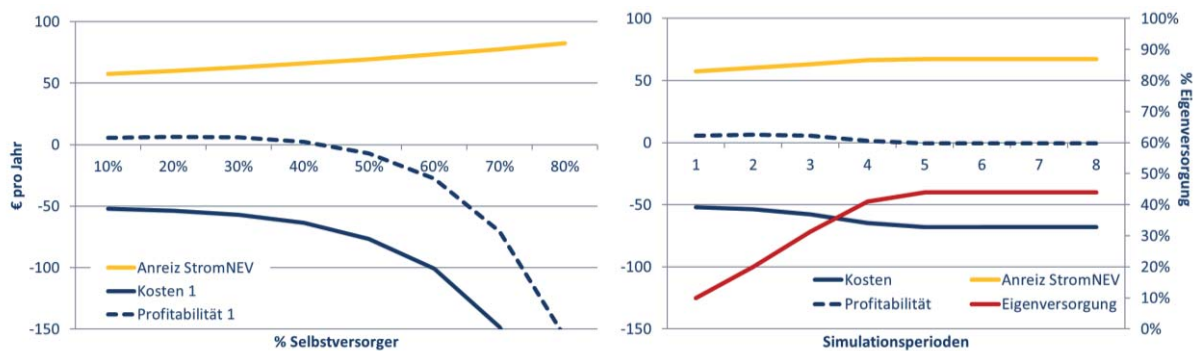
### 4.1 Selbstverstärkender Effekt bei gegenwärtiger Entgeltsystematik

Zunächst wird der selbstverstärkende Effekt von zunehmender Selbstversorgung im Rahmen der gegenwärtigen Entgeltsystematik eingegrenzt. Die Anreize für eine zunehmende Versorgung ergeben sich durch die Differenz der Netzentgelte für Haushalte mit und ohne

Selbstversorgung (in Abbildung 4a: gelbe Linie, Modellergebnis). Ihnen werden im Szenario 1 stark zunehmende Kosten der Selbstversorgung, etwa durch eine begrenzte Verfügbarkeit von Dachflächen, entgegengesetzt (in Abbildung 4a: volle, blaue Linie, Annahme). Aus den errechneten Netzentgelten in Kombination mit den angenommenen Selbstversorgungskosten ergibt sich die Profitabilität weiterer Investitionen in die Selbstversorgung (in Abbildung 4a: gestrichelte Linie). Sie nimmt in Szenario 1 mit zunehmender Selbstversorgung stark ab.

Entsprechend ergibt die Simulation des Zubaus über 8 Perioden einen gemäßigten Zubau. Wie in Abbildung 4b dargestellt, stagnieren die Investitionen in Selbstversorgung nach 5 Perioden und es ergibt sich ein neues, stabiles Niveau von 44% Selbstversorgung. Ein Eingreifen durch Anpassungen der Entgeltsystematik wäre in einem solchen Szenario aus Netzsicht mitunter nicht erforderlich. Wenn überhaupt könnten Eingriffe für den Zubau von erneuerbarer Energien oder aufgrund von Verteilungseffekte zwischen den Netznutzern praktisch relevant sein.

Abbildung 4a&b: Entwicklung der Anreize, Kosten und Eigenversorgung in Szenario 1

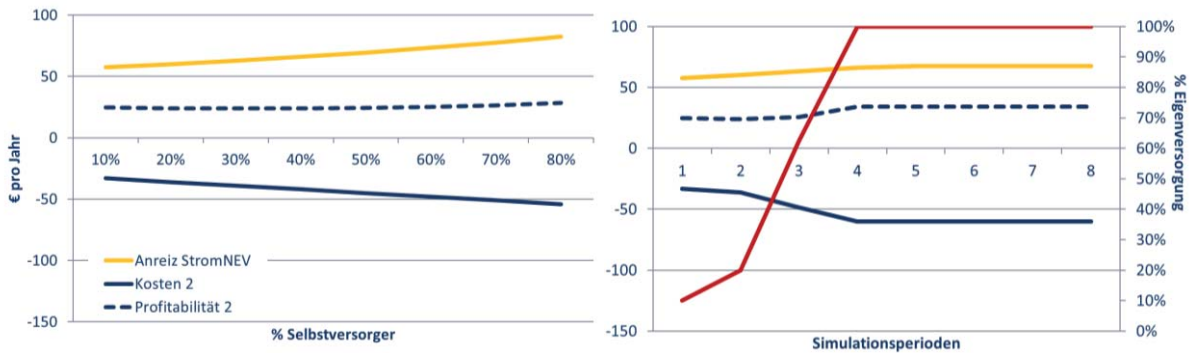


Ein anderes Bild ergibt sich für ein Szenario mit nur leicht fallenden, externen Anreizen. Hier dominieren die zusätzlichen Anreize für Selbstversorgung außerhalb der Netzentgelte, wie etwa das Einsparen einer energiebasierten Umlage für erneuerbare Energie, die oben genannten Hemmnisse, etwa die Standortfaktoren. Es ergeben sich deshalb nur schwach steigende Kosten zusätzlicher Selbstversorgung (volle blaue Linie in Abbildung 5a). In einem solchen Szenario 2 nimmt die Profitabilität weiterer Investitionen mit zunehmender Selbstversorgung noch leicht zu.

Dementsprechend zeigt sich in der Simulation des Zubaus von Selbstversorgung über 8 Perioden ein problematischer selbstverstärkender Effekt. Schon nach 4 Perioden ist die volle Selbstversorgung erreicht (vgl. Abbildung 5b). Es ist anzunehmen, dass die komplett dezentrale Versorgung, losgelöst von den Effizienzvorteilen eines Versorgungsnetzes einen Systemfehler darstellt. Eingriffe in die Entgeltsystematik sollten in diesem Szenario darauf abzielen, die Dynamik des Zubaus einzuschränken. Im Folgenden werden deshalb die Effekte zweier alternativer Entgeltsysteme, namentlich der Stärkung des Leistungsanteils und der bidirektionalen Wälzung mittels netting (detailliertere Erläuterung in Abschnitt 2), anhand von Szenario 2 geprüft.



Abbildung 5a&b: Entwicklung der Anreize, Kosten und Eigenversorgung in Szenario 2

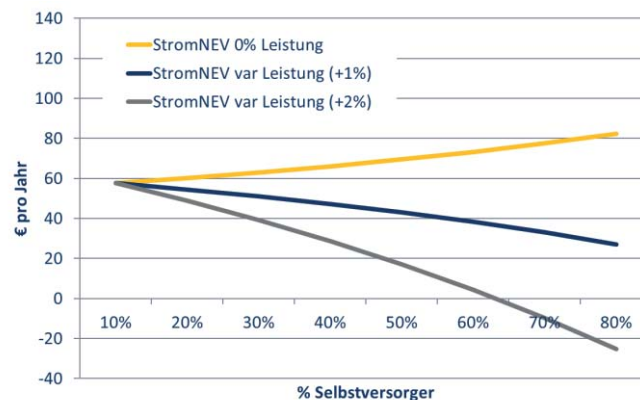


## 4.2 Effekt bei stärker leistungsbezogenen Entgelten

Eine vor dem Hintergrund selbstverstärkender Effekte von Selbstversorgung viel diskutierte Anpassung der Entgeltsystematik ist die Erhöhung des Leistungsanteils. In der deutschen Entgeltsystematik kommt sie, wie in Abschnitt 2.1 erläutert, einer Anpassung der minimalen Gleichzeitigkeit die einem Netznutzer mit geringen Benutzungsstunden mindestens zugeordnet wird nahe. In der hier analysierten Entgeltvariante wird die minimale Gleichzeitigkeit an den Anteil von Selbstversorgern im Netz gekoppelt. Die Gleichzeitigkeit steigt abhängig von Selbstversorger-Anteil ausgehend von 0 % um 1% bzw. 2% je 10%-punkte zusätzliche Selbstversorger.

Wenn die minimale Gleichzeitigkeit nicht angepasst wird, steigen die Anreize (gelbe Linie in Abbildung 6) wie im vorigen Abschnitt bereits ersichtlich wurde. Steigt die minimale Gleichzeitigkeit jedoch gekoppelt an den Anteil der Selbstversorger im Netz, so verringern sich die Anreize. Bei einem Anstieg der Gleichzeitigkeit um je 1% per 10%-punkte Selbstversorgung ist der Effekt noch gering (blaue Linie in Abbildung 6). Bei einer Erhöhung der minimal veranschlagten Gleichzeitigkeit um je 2% je zusätzlicher 10% Selbstversorgung, fallen die Anreize für weitere Selbstversorgung hingegen deutlich (graue Linie in Abbildung 6). Die Anpassung der minimalen Gleichzeitigkeit kann den selbstverstärkenden Effekt der Selbstversorger im Szenario 2 also eindämmen.

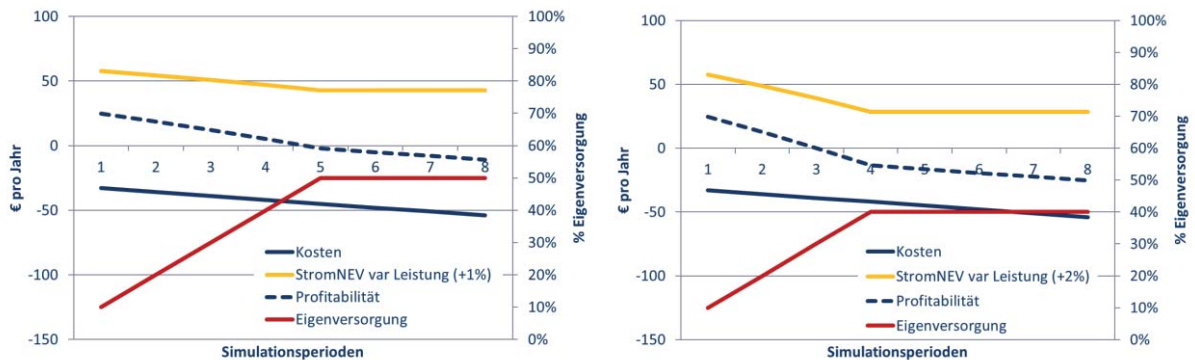
Abbildung 6: Anreize für Selbstversorgung bei stärker leistungsbezogenen Entgelten



Bei der Simulation des Zubaus über 8 Perioden zeigt sich entsprechend: Bei leicht sinkenden Anreizen (durch eine fortlaufende Anpassung der minimalen Gleichzeitigkeit um 1%) stagniert der Zubau nach 5 Simulationsperioden bei etwa 50% Selbstversorgern (Abbildung 7a). Bei

stärker sinkenden Anreizen (durch eine fortlaufende Anpassung der minimalen Gleichzeitigkeit um 2%) stagniert der Zubau hingegen bereits nach 4 Simulationsperioden bei schon rund 40% Selbstversorgern (Abbildung 7b). In beiden gewählten Fällen reicht der gegenwärtige Spielraum von maximal 20% aus, den die deutsche Regulierung für die Veranschlagung der minimalen Gleichzeitigkeit veranschlagt. Die spezifische Korrelation zwischen minimaler Gleichzeitigkeit und Selbstversorger-Anteil erlaubt darüber hinaus die Steuerung des neuen stabilen Gleichgewichts im System.

Abbildung 7a&b: Entwicklung der Anreize, Kosten und Eigenversorgung bei stärker leistungs-basierten Entgelten



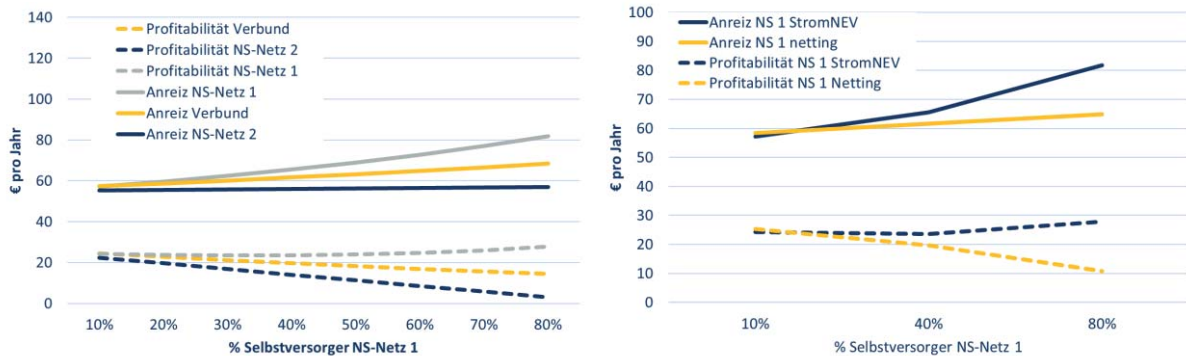
### 4.3 Effekte zwischen parallelen, nachgelagerten Netzen

Im nächsten Schritt wird die Abgrenzung unterschiedlicher Netze und die Verrechnung zwischen den Netzebenen analysiert (vgl. Abbildung 2). Abbildung 8a zeigt, dass bei getrennter Abrechnung zweier paralleler Netze die Anreize zu Selbstversorgung in dem Netz mit zunehmender Selbstversorgung deutlich stärker steigen, als im parallelen Netz mit gleichbleibendem Anteil an Selbstversorgern. In dem Netz mit zunehmender Selbstversorgung (Netz 1 in Abbildung 8) steigt bei getrennter Abrechnung die Profitabilität weiter proportional zum realisierten Selbstversorger-Anteil. Ein selbstverstärkender, problematischer Effekt ist also absehbar. Werden die parallelen Netze hingegen gemeinsam als Verbund abgerechnet (gelbe Linie in Abbildung 8a), so ist die Profitabilität zusätzlicher Selbstversorgung rückläufig. Die Spiralwirkung wird also eingedämmt. Im gewählten Zahlenbeispiel kommt es jedoch nicht zu einem neuen, stabilen Gleichgewicht.

Wenn die Abgrenzung der Netze erhalten bleiben soll, kann die regionale Komponente des Selbstversorger-Effekts auch anhand der Verteilung der Kosten zwischen den Netzebenen adressiert werden. In der gegenwärtigen Systematik (StromNEV) werden die Kosten entsprechend des tatsächlichen Energiebezugs zwischen den Ebenen verteilt. Wird der Energiebezug stattdessen über ein Jahr saldiert (netting) wird der Effekt der Selbstversorgung gemäß Abbildung 8b eingedämmt. Die Anreize zu Selbstversorgung in Netz 1 mit steigender Selbstversorgung sind mit netting merklich schwächer als bei der Wälzung nach StromNEV. Ähnlich wie bei der Abrechnung im Verbund, sinkt die Profitabilität von Selbstversorgung in Netz 1 mit netting, während sie bei der bisher üblichen Wälzung leicht ansteigt. Der Effekt wird durch netting zwar verringert, ein neues Gleichgewicht stellt sich aber auch hier nicht ein.



Abbildung 8a&b: Entwicklung der Anreize in den nachgelagerten Netzen bei Abrechnung im Verbund und mit netting



## 5 Fazit

Die vorliegende Analyse macht deutlich, dass das Auftreten einer Entsolidarisierung im Zusammenhang mit Selbstversorgung maßgeblich von Anreize und Hemmnisse für die Selbstversorgung außerhalb der Netzentgelte abhängt. Diese beinhalten etwa energiebasierte Umlagen für die Förderung erneuerbarer Energien, die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter Flächen und Standorte oder die allgemeine Kostenentwicklung der Investitionen. Netzentgelte machen alles in allem nur einen kleinen Teil des Anreizes zur Selbstversorgung aus.

Wenn jedoch unter Berücksichtigung der wesentlichen Anreize und Hemmnisse eine Entsolidarisierung erwartet wird (Szenario 2 der vorangegangenen Analyse), können Anpassungen der Netzentgeltsystematik den Zubau stabilisieren.

Eine fortlaufende Anpassung der minimalen Gleichzeitigkeit bzw. des Leistungsanteils etwa stabilisiert den Zubau auf einem mittleren Niveau. Im vorliegenden Beispiel reicht der gegenwärtige Spielraum der deutschen Regulierung von max. 20% für die minimale Gleichzeitigkeit aus; selbst eine Anpassung in diesem Punkt wäre wohl geringfügig.

Unerwünschte Effekte speziell in Netzen mit besonders viel Selbstversorgung werden entweder durch den Zuschnitt der Abrechnungsgebiete oder die Wälzung der Kosten zwischen den Ebenen adressiert. Eine gemeinsame Abrechnung von Netzgebieten verringert die Anreize für Selbstversorgung und schränkt die Profitabilität des Zubaus ein. Eine bidirektionale Wälzung durch netting zwischen den Netzebenen zeigt eine ähnliche Wirkung. Der (meist historische) Zuschnitt der Netzgebiete bleibt jedoch erhalten.

## 6 Referenzen

BDEW (2015) „Netzentgeltsystematik Strom“, Positionspapier, Berlin.

BNetzA (2017) „Monitoringbericht 2017“, BNetzA, Bonn.

Büchner, J., Hörnig, P., Nikogosian, V., Sunderkötter, M., Thielmann, K. & Wolfram P. (2016) „Mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Strom-Netzentgelte – Instrumente eines zukunftsgerichteten Netzentgeltsystems“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 66 (3), 2-5.

Friedrichsen, N., Klobasa, M. & Pudlik, M. (2015). „Distribution network tariffs – the effect of decentralized generation and auto-consumption” Proceedings of the 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lissabon.

Gottlob, H.W. (2014). „Ein Überblick zu den Stromverteilernetzentgelten in Deutschland“ 6. Göttinger Energietagung, März 2014, Göttingen.

Hiersig, R. & Wittig, D. (2015) „Gestaltung einer fairen Lastenverteilung in den Netzkosten und Netzentgeltstrukturen“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 65 (7), 13-16.

Picciariello, A., Vergara, C., Reneses, J., Frías, P. & Söder, L. (2015) “Electricity distribution tariffs and distributed generation: Quantifying cross-subsidies from consumers to prosumers” Utilities Policy 37, 23-33.

Picciariello, A., Reneses, J., Frías, P. & Söder, L. (2015) “Distributed generation and distribution pricing: Why do we need new tariff design methodologies?” Electric Power Systems Research 119, 370-376.

RAP (2014) „Netzentgelte in Deutschland: Herausforderungen und Handlungsoptionen“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Satchwell, A., Mills, A. & Barbose, G. (2014) “Financial Impacts of Net-Metered PV on Utilities and Ratepayers: A Scoping Study of Two Prototypical U.S. Utilities” Bericht des Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

Simshauser, P. (2016) „Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs” Energy Economics 54, 108-122.