

Reformbedarf bei der Netzentgeltsystematik und den Netzanschlussystematiken

Georg Kerber, Steffen Hetzel und Michael Finkel

Seit vielen Jahren ist bekannt, dass die aktuelle Netzentgeltsystematik nicht verursachergerecht ist und zu Fehlanreizen führt. Zugleich führt das Windhundprinzip beim Netzanschluss Erneuerbarer-Energien-Anlagen, aber auch die Kostentrennung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber zu Ineffizienzen in der Netzstruktur. Ausgehend von einer Bestimmung, welche Zielsetzungen volkswirtschaftlich sinnvoll sind, entwickelt der Beitrag praxistaugliche Reformvorschläge für die Netzentgeltsystematik und die Netzanschlussystematiken.

Die aktuelle Netzentgeltsystematik steht in der Kritik. Es fehlen Anreize für Flexibilität [1]. Zugleich werden die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmende Menge an Einspeisern [2] und großenteils auch Speicher nicht an den durch sie verursachten Netzkosten [3] beteiligt. Dies hat zur Folge, dass die durch die Energiewende getriebenen Netzausbaukosten auf die verbliebenen Bezugskunden gewälzt werden.

Hinzu kommt, dass Prosumer mit ihren Wärmepumpen, PV-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Heimspeichern ihren Energiebezug reduzieren, im Winter jedoch dieselbe Verbraucherlastspitze wie Kunden ohne Erzeugung und Speicher benötigen. Umgekehrt tragen sie zur Spitzenleistung bei, wenn im Sommer weder die Wärmepumpe läuft noch das E-Auto am Werktag zu Hause geladen wird und sie ihren Überschussstrom ins Netz einspeisen. Ein weiterer Baustein zum Schiefstand der Netzentgeltsystematik ergibt sich aus den vielen Befreiungstatbeständen, die für energieintensive Betriebe gelten.

Dies führt dazu, dass die steigenden Netzkosten auf immer weniger Kunden umgelegt werden. Die bis in die 2000er-Jahre gute und effiziente Näherung zur Netzkostenwälzung ist damit obsolet geworden. Der Leitgedanke „Wer viele kWh braucht, belastet das Netz auch stark“ ist nicht mehr gültig.

Hinzu kommen zunehmende Ineffizienzen in den Netzstrukturen, die aus der Netzplanung und Netzanschlussbegehren resultieren. Dazu tragen insbesondere das Windhundprinzip bei EEG-Anschlüssen nach der Regel, dass die erste Anmeldung die Netzkapazität erhält, und die Kostentrennung nach § 8 EEG (früher § 5 EEG)



bei. Zusammen mit der Anreizregulierungsverordnung ergeben sich auch keine Anreize für die Verteilnetzbetreiber (VNB), vorausschauend effiziente Netzkapazitäten zu schaffen.

Zudem ist es für die Planungssicherheit nicht hilfreich, wenn gleichzeitig zu den wachsenden Problemstellungen Regularien mit immer höherer Geschwindigkeit angepasst werden. So gab es in den Jahren 2023 und 2024 etwa 18 Anpassungen im EnWG [4]. Die Folge ist, dass selbst Experten kaum noch alle Abhängigkeiten erfassen können.

Wie lässt sich das Problemfeld optimal auflösen? Der Antwort geht zunächst die wesentliche Frage voraus, was optimal wäre. Sie wird sich nur gesellschaftlich beantworten lassen. Erst dann wird man über konkrete Umsetzungen nachdenken können. Ohne klare Definition, welche Ziele erreicht werden sollen, laufen die Diskussionen ins Leere. Das gilt auch für Diskussionspapiere von Behörden.

Die folgenden Ausführungen sind als konzeptioneller Diskussionsbeitrag zu verstehen. Sie erheben nicht den Anspruch, eine Netzentgeltsystematik bis ins Detail zu beleuchten oder auszuförmulieren, sondern verstehen sich als Ansatz zu einer allgemeinen Lösungsfindung.

Prämissen für eine optimale Netzentgeltsystematik

Ausgangspunkt sind vier Prämissen, die nach Meinung der Autoren volkswirtschaftlich sinnvoll sind. Der anschließende Umsetzungsvorschlag orientiert sich am aktuellen Bestand. Ziel ist eine gute Anwendbarkeit in der Praxis, die sich an der Erreichung der folgenden Prämissen orientiert.

1. Kosten müssen verursachergerecht verteilt werden. Alle anderen Umverteilungen sind politisch motiviert und sollten, wenn überhaupt, außerhalb der Netzentgelte (z. B. über

- direkte Steuern und Förderungen) erfolgen, damit diese für die Bürger klar erkennbar bleiben.
2. Es soll ein möglichst einheitliches Konzept erstellt werden, das aufwendige Unterscheidungen nach Erzeugung, Speicher, Verbraucher und dem Mix derselben (Prosumer) überflüssig macht.
 3. Es sollen allein direkt netzkostenrelevante Kriterien berücksichtigt werden. Politische Ziele wie die Förderung von erneuerbaren Energien etc. sollten – wie schon in Prämisse 1 formuliert – keine Rolle spielen.

Zudem sollen zwei allgemeine Festlegungen bzw. Vereinfachungen gelten:

- Das Konzept der Regulierung der Gewinne durch die BNetzA (Anreizregulierung) oder die Prämisse des Unbundling (der Trennung Energiemarkt und Netz), aber auch die Prämisse der Diskriminierungsfreiheit, welche den Netzbetreibern aufgrund ihrer Stellung als natürliches Monopol obliegt, sind als gegebene Randbedingungen gesetzt. Eine Optimierung soll bei diesem Vorschlag nur im vorgegebenen Rahmen diskutiert werden, um die Komplexität zu begrenzen.

Netzwirtschaftlich ist zwischen Anschlussnehmer und Anschlussnutzer zu unterscheiden. Die Differenzierung ist je nach Einzelfall jedoch nicht trivial und setzt vertiefte Kenntnisse der Mechanismen der Netzwirtschaft voraus. Für das Verständnis der weiteren Aussagen ist diese Differenzierung jedoch nicht erforderlich und würde die Ausführungen verkomplizieren. Daher wird hier „Netzkunde“ als Überbegriff verwendet.

Wenn von Leistung oder Arbeit gesprochen wird, ist hier vereinfachend die Wirkleistung bzw. Wirkarbeit gemeint. Gerade bei Anschlussleistungen wäre die Betrachtung der Scheinleistung technisch sinnvoller. Auch über die Verrechnung der sog. „Blindarbeit“ gibt es verschiedene Diskussionsansätze. Auch diese Aspekte sind für die hier vorgestellte Kernidee nicht relevant und werden daher nicht berücksichtigt.

weiterhin Sinn. Sie bildet die Kostenstrukturen hinreichend gut ab.

Netzentgelte: Leistungspreis

Dimensionierungsrelevant für die Netzbetriebsmittel ist die maximale gleichzeitige Leistungsspitze. Die vorzuhaltenen Netzkapazitäten und damit die Netzkosten werden sowohl von Erzeugung als auch Bezug getrieben. Dies ist zwar je nach Netzgebiet unterschiedlich (Stadt- oder Landnetz), die Systematik ist jedoch einheitlich. Die gleichzeitige Leistungsspitze ist je Netzebene zu ermitteln. Diese Leistung muss im Bezugsfall $n-1$ sicher geliefert und im Einspeisefall im Normalschaltzustand abgeführt werden können. Entsprechend wird differenziert in die gleichzeitige Leistungsspitze in Bezugrichtung und die gleichzeitige Leistungsspitze in Erzeugungsrichtung.

Es wird ein Leistungspreis für Bezug und Erzeugung je Netzkunde erhoben. Dieser Leistungspreis basiert auf dem 15-min-Leistungswert, den der Kunde zum Zeitpunkt der gleichzeitigen Netzlastspitze in der entsprechenden Netzebene tatsächlich bezogen hat [5]. Dies ist sein Beitrag zum dimensionierungsrelevanten Ereignis. Leistungsspitzen einzelner Netzkunden außerhalb dieser

Laufende Netzkosten

Auch in einer neuen Netzentgeltsystematik ergibt die Trennung über Spannungsebenen bzw. Netzebenen (NE) 1-7

Netzebene	Jährliche Netzkosten für Bezug in der Netzebene (€)	Dimensionierende Netzlastspitze		Netzkunde Netzebene 7			Netzkunde (mit Batterie) Netzebene 6			Netzkunde Netzebene 4		
		Leistung (MW)	Zeitpunkt	Lastspitze (kW)	Anteil (%)	Kostenanteil (€)	Lastspitze (kW)	Anteil (%)	Kostenanteil (€)	Lastspitze (MW)	Anteil (%)	Kostenanteil (€)
1 HöS	1.000.000.000	80.000	4.2. 13:30	1	0,0000	12,5	25	0,0000	313	8	0,0100	100.000
2 HöS/HS	500.000.000	5.000	4.2. 12:00	2	0,0000	200	5	0,0001	500	4	0,0800	400.000
3 HS	300.000.000	2.000	17.12. 18:00	4	0,0002	600	150	0,0075	22.500	6	0,3000	900.000
4 HS/MS	100.000.000	1.500	17.12. 13:00	6	0,0004	400	1	0,0001	67	8	0,5333	533.33333
5 MS	50.000.000	1.000	8.1. 19:30	5	0,0005	250	120	0,0120	6.000			
6 MS/NS	30.000.000	500	8.1. 12:15	5	0,0010	300	15	0,0030	900			
7 NS	10.000.000	400	6.1. 14:15	7	0,0018	175						
Dieser Teil wird von den jeweiligen Netzbetreibern in der Kaskade von ÜNB über die VNB ermittelt und weitergegeben – vergleichbar mit den aktuellen (vorgelagerten) Netzentgelten über die Spannungsebenen				Summe über alle Netzebenen			Summe über alle Netzebenen			Summe über alle Netzebenen		
				Jahres-Netzkosten	1.937 €		Jahres-Netzkosten	30.279 €		Jahres-Netzkosten	1.933.333 €	
				monats-bezogen	161 €		monats-bezogen	2.523 €		monats-bezogen	161.111 €	

Tab. 1 Beispielrechnung für drei Netzkunden (nur Bezugrichtung)

Zeiten sind für die Netzdimensionierung kaum relevant und gehen daher auch nicht in die Kosten mit ein [6].

In Tab. 1 ist dies als Beispielrechnung nur für die Bezugsrichtung für drei unterschiedliche Netzkunden dargestellt. In jeder Netzebene gibt es unterschiedliche Netzkosten und eine Netzlastspitze an einem anderen Zeitpunkt. Ein Kunde der Netzebene 7 nutzt alle Netzebenen und erhält so zu 7 unterschiedlichen Zeitpunkten einen anteiligen Bezugsleistungspreis für jede Netzebene. Ein Kunde der Netzebene 4 belastet weniger Netzebenen, wird aber aufgrund der Leistung einen höheren Anteil haben.

Netzkunden dürfen und sollen versuchen, sich auf die Netzlastspitzen zu optimieren. Würde etwa ein reiner Speicher zum Zeitpunkt der maximalen Einspeisespitze laden und zum Zeitpunkt der maximalen Lastspitze entladen, so müsste dieser keinen Leistungspreis in der jeweiligen Netzebene bezahlen. Es zählt also nicht mehr wie heute die Maximalleistung des Netzkunden, die in einem Jahr aufgetreten ist, sondern der Leistungswert des Netzkunden, der tatsächlich einen Beitrag zur Netzlastspitze geliefert hat. Netzdienliches Verhalten, welches gängig zur jeweiligen Netzlastspitze ist (Netzkunden mit Null-Einspeisung oder Batterien im Ladevorgang bei einer Netzlastspitze in Erzeugungsrichtung), wird faktisch vom entsprechenden Leistungspreis befreit.

Dadurch, dass der Zeitpunkt der max. Leistungsspitzen erst im Nachhinein (vergangenes Jahr) ermittelt werden kann, ist dieser Zeitpunkt mit einer Unsicherheit verbunden. Dies ist so gewollt, da durch diese Unsicherheit das netzdienliche Verhalten immer dann erfolgen muss, wenn die Netzlast in die spezifische Richtung (Erzeugung/Verbrauch) als hoch eingeschätzt wird. Ein Netzkunde hat also nicht nur zu einem Zeitpunkt, sondern immer, wenn die Netzlast als hoch vermutet wird, einen Anreiz, ein netzdienliches Verhalten zu zeigen, da die kostenrelevanten Zeitpunkte nicht im Vorfeld bekannt sind. Am Ende entstehen für jeden Netzkunden zwei Leistungspreise. Einer für die Erzeugung, einer für den Bezug. Diese Leistungspreise werden jedoch niemals negativ.

Wichtig ist, dass die Kosten gemäß Prämisse 1 korrekt zugeordnet werden. Alle weiteren Vorgaben (z. B. wie eine entsprechende Netzlastvorhersage erfolgen kann oder ob diese überhaupt erfolgt etc.) sind nicht reguliert, damit hier viele individuelle Lösungen möglich sind. Dies führt zu einer Reduktion der Netzlastspitzen bzw. deren Verschiebung, solange für den Netzkunden ein Nutzen existiert (Mehrwert ggü. den Kosten der Technik oder der Preise am Energiemarkt etc.). Ist dies nicht mehr der Fall, ist ein Netzausbau gesamtwirtschaftlich vorteilhaft. Erfolgt dieser, dann ist auch eine faire Kostentragung gegeben.

Netzentgelte: Arbeitspreis

Dem Arbeitspreis könnten die Netzverluste je Netzebene zugerechnet werden. Sofern diese auf Erzeugung und Verbrauch differenzierbar sind, könnte eine Trennung erfolgen. Ob dies in Anbetracht der erwarteten Höhe sinnvoll ist, ist zu klären.

Der Arbeitspreis wird vermutlich den deutlich geringeren Anteil der Netzentgelte ausmachen (siehe Kostenaufteilung am Ende des Beitrags), weshalb hier nicht von einer großen Steuerungswirkung auszugehen ist. Es ist klarzustellen, dass die Erzeugungskosten (Strompreis/Börse) weiterhin den wesentlichen Teil des Arbeitspreises ausmachen. Dies ist verursachergerecht und entspricht damit der Prämisse 1. Da beim Arbeitspreis eine Differenzierung zwischen Erzeugung und Verbrauch wenig Sinn macht, sollten beide gem. Prämisse 2 gleichbehandelt werden. Eine Differenzierung nach Netzebenen analog zum aktuellen Verfahren ist jedoch nach Prämisse 3 angemessen.

Umgang mit nicht leistungsgemessenen Anlagen

Die Nutzung nicht leistungsgemessener Anlagen soll weiterhin möglich sein, da Messtechnik ebenfalls Ressourcen bindet. Die Grenze, ab wann eine Leistungsmessung benötigt wird, sollte in der Entscheidung des Netzkunden liegen.

Es ist bei nicht leistungsgemessenen Netzkunden aber ein gemeinsames Lastprofil zu hinterlegen (z. B. VDEW-Standardlastprofil oder PV-Hochrechnung aus anderen Anlagen). Da diese Lastprofile zeitsynchron sind, werden diese Anlagen oft

einen etwas höheren Anteil am Leistungspreis haben. Dies kann so belassen werden, da diese auch das Risiko von Leistungsspitzen auf die anderen Netzkunden wälzen.

Wenn der Messstellenbetrieb vom Netzbetreiber unabhängig ist (kein Monopol), kann weiterhin von jedem VNB das Lastprofil für die Kundengruppen individuell festgelegt werden. Da jeder Netzkunde zum Jahreswechsel [7] in den leistungsgemessenen Bereich wechselt, aber auch zurückwechseln kann, und zudem die Wahlfreiheit beim MSB besteht, hat der VNB keine Gewinnerwartung und damit kein Interesse, unverhältnismäßige Verschiebungen zwischen SLP- und RLM-gemessenen Netzkunden zu provozieren. Somit sollte sich ein wirtschaftliches Minimum zwischen der Messtechnik und der Lastprofilschätzung ohne weiteren Regelbedarf ergeben.

Steuerbare Verbrauchsanlagen

Steuerbare Verbrauchsanlagen sollten dann reduzierte Netzentgelte erhalten, wenn sie die Netzkosten reduzieren. Dies kann geschehen, indem sie am Leistungspreis einen geringeren Anteil an der Netzlastspitze (vgl. Leistungspreis oben) haben. Der VNB kann hierzu eine Fernsteuerung oder entsprechende Signale (z. B. Ist-Werte von Leistungsmessungen via Internet-API) anbieten. Die Nutzung ist freiwillig. Damit ist keine gesonderte Berücksichtigung erforderlich. Auch Netzlastprognosen Dritter sind möglich. Damit ist keine gesonderte Regelung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen mehr nötig.

Als Sonderfall kann der freiwillige Verzicht auf n-1 gesicherte Bereitstellung der Leistung gesehen werden. Da hier die Kosten der Netzbereitstellung maximal um 50 % reduziert werden, ist dies die Grenze, um die der Leistungspreis abgesenkt werden kann (z. B. wenn dauerhaft auf die n-1-Sicherheit verzichtet und das Netz nicht vermascht betrieben wird) [8]. Alle anderen vertraglichen Möglichkeiten im Bereich bis zu diesen 50 % sind sehr stark von der Netzsituation abhängig [9] und sollten im Rahmen der Vertragsfreiheit vom VNB als Rahmenvertrag frei angeboten werden können. Hier wird sich die lokal beste Lösung durchsetzen. Wie die unbundlingkon-

forme Marktintegration einer vom VNB gesteuerten Leistung erfolgt und ob Ersatzmengen oder Entschädigungen bezahlt werden, steht hier nicht im Fokus.

Steuerbare Erzeugungsanlagen

Derzeit gilt, dass Erzeugungsanlagen nicht n-1-sicher angeschlossen werden müssen. Dies ist volkswirtschaftlich sinnvoll und daher beizubehalten. Entsprechend muss im Verteilnetz jedoch mindestens 50 % der installierten Leistung steuerbar ausgeführt werden, um bei Netzumschaltungen die Anlagen so abregeln zu können, dass es zu keinen Netzüberlastungen kommt. Um die Gesamtnettostabilität (Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch) sicherzustellen, muss dieser Wert so weit erhöht werden, dass jederzeit eine Reduktion der Erzeugungsleistung auf die Schwachlast des Gesamtnetzes möglich ist. Reserven für Kommunikationsstörungen oder andere Fehlfunktionen sind einzuplanen. Aus der Netzentgeltsystematik sollte hier keine Entschädigung vorgesehen werden, da dies einer reinen Umverteilung von Netzkosten in hochbelastete Netze gleichkäme und dies der Selbstregulierung des Anschlussortes aufgrund des Leistungspreises entgegenwirkt.

Die fehlenden Energiemengen am Markt sind auszugleichen. Dies auszugestalten, ist nicht im Fokus des Artikels. Es sollte jedoch einfacher und effizienter werden als in den derzeit gültigen Redispatch-2.0-Prozessen.

Einmalige Netzkosten: Anschlusskosten und Netzanschlussverfahren

Da das Netz ein natürliches Monopol darstellt und aus Kostengründen nicht zu viele parallele Netze in derselben Region existieren sollen, ist es zu vermeiden, dass Netzkunden – egal ob Einspeiser oder Bezugskunden – eigene Netze oder Netzanschlussleitungen betreiben. Dieses Problem ist in den aktuellen Regularien für die Bezugskunden vergleichsweise gut geregelt.

Die direkten Netzanschlusskosten trägt der Netzkunde. Ein Baukostenzuschuss (BKZ) für die anteilige Belastung der darüberliegenden Netzebenen ist sinnvoll. Dies entfaltet eine Steuerungswirkung, dass nicht im Vergleich zu den wirtschaftlichen Anlagenkosten allzu viele

Anschlussleitungen errichtet werden. Die Infrastruktur geht in das Eigentum des Netzbetreibers über. Dieser ist im Gegenzug für die „ewige“ Wartung, Instandhaltung und Erneuerung derselben verpflichtet. Jeder weitere Netzkunde kann diese Infrastruktur direkt nutzen. Sollte zur selben Anschlussanlage ein zweiter Netzkunde dazukommen, werden die ursprünglichen Errichtungskosten anteilig an den ersten Netzkunden rückerstattet.

Da die finalen Leitungen im Eigentum des Netzbetreibers sind, hat dieser ein Eigeninteresse, diese so auszuführen, dass möglichst auch künftige Anschlüsse oder Leistungssteigerungen mitadressiert sind. Damit wird erreicht, dass lokal vorausschauend geplant und gebaut wird.

Gibt es eine massive Nachfrage an Anschlussleistung (wie z. B. beim Boom der EEG-Anlagen 2010/11 oder derzeit bei den Anfragen für Großspeicher), wird ein Netzbetreiber im eigenen wirtschaftlichen Interesse möglichst schnell viel Leistung bereitstellen. Denn dadurch kann er die Effizienz in der Regulierung gegenüber den anderen Netzbetreibern erhöhen und damit seinen Profit. Hierbei werden zwar nicht alle Anlagen gleichbehandelt, aber das volkswirtschaftliche Ziel wird erreicht, möglichst viel Leistung möglichst effizient zu versorgen (vgl. § 1 EnWG).

Wenn alle Leitungen im Eigentum des VNB sind, hat dieser die Freiheit, diese jederzeit umzubauen oder anderweitig zu nutzen, wenn sich die Netzsituation ändert (Einspeiseleitungen können auch für die Versorgung genutzt werden). Er muss nur weiter den Anschlussverpflichtungen am Netzanschlusspunkt nachkommen. Somit stehen eine übergreifende Optimierung sowie ein vorausschauender Netzausbau im Eigeninteresse des Netzbetreibers und senken damit die Netzkosten insgesamt. Die Regelungen sollten für Erzeugung und Verbrauch gleichermaßen gelten, da die Prinzipien ebenso dieselben sind.

Dies würde zu volkswirtschaftlich geringeren Netzkosten führen, wenn die gesamten Anschlussleitungen der Einspeiser nach dem aktuellen § 8 EEG mitberücksichtigt würden.

Aufteilung der gesamten Netzkosten auf die Netzentgelte

Am Ende müssen die gesamten Netzkosten des Netzbetreibers auf die Netzentgelte umgelegt werden. Der Anteil der Netzzanschlusskosten wird direkt finanziert und ist projektspezifisch ermittelbar. Es bleibt die Aufteilung der Kosten in Arbeits- und Leistungspreise.

Auch ist eine Differenzierung auf Netzebenen erforderlich. Dies erfolgt bereits heute und sollte gut umsetzbar sein. Eventuelle strategische Verschiebungen durch unterschiedliche Zuordnungen im Unternehmen verursachen nur eine Verschiebung zwischen den Netzebenen und sollten bewusst offengelassen werden, da hier unterschiedliche Unternehmensstrategien im Wettbewerb stehen können.

In der aktuellen Anreizregulierung wird zwischen Betriebskosten (OPEX) und Investitionskosten (CAPEX) unterschieden. Diese Differenzierung ist bekannt und daher ein erster Ansatz. Der CAPEX (mit Ausnahme der Anschlusskosten) ist relativ klar dem Leistungspreis sowie der Leistungsrichtung (Last/Einspeisung) zuordnbar, da es sich hierbei um Investitionen, also Erweiterungen oder technisch wesentlich andere Anlagen, handelt. Dies entspricht sicherlich dem Netzausbau. Der OPEX enthält alle Betriebskosten und Erweiterungen, aber auch Verlustbeschaffungen, Redispatchkosten sowie Verwaltungs- und Personalkosten. Diese Kosten sind (bis auf die Verlustkosten) in beiden Netzentgeltbereichen zuordnbar.

Wie diese Aufteilung genau aussehen muss, ist zu untersuchen. Ebenso, ob diese überhaupt festgeschrieben werden muss oder durch den Netzbetreiber selbst festgelegt werden kann. Da die maximale Rendite im Netzbetrieb durch die BNetzA limitiert ist, kann auch hier nur eine innerbetriebliche, strategische Optimierung erfolgen, die volkswirtschaftlich vermutlich sogar vorteilhaft ist. Auch ob es ggf. bessere und einfachere Zuordnungen der Kostenstrukturen gibt, wäre zu prüfen, da die Unterscheidung in OPEX und CAPEX zwar den Status quo darstellt, aber nicht die beste oder praktikabelste Lösung im Sinne der Prämissen 1 bis 3 sein muss.

Beispielverläufe bei unterschiedlichem Prosumerverhalten

Abschließend soll die hier vorgestellte Systematik an einem vergleichenden Beispiel erläutert werden. Dafür werden Lastverläufe für unterschiedliches Prosumerverhalten und die Auswirkung auf die Leistungsmessung zum Zeitpunkt der maximalen Verbraucherlast am Beispiel von drei Häusern betrachtet.

Für alle drei Häuser werden Prosumer mit identischen Eckdaten angenommen:

- Jahresverbrauch von 4.500 kWh, H0-Profil,
- PV-Anlage mit 12 kWp,
- Wärmepumpe mit 2 kW elektrischer Leistung,
- E-Kfz mit 11-kW-Wallbox, das nach der Arbeit um ca. 16:30 h ansteckt wird,
- zudem ist ein Heimspeicher mit 10 kWh effektiver Speicherenergie und 4 kW Lade-/Entladeleistung installiert.

Der Netzbetreiber ermittelt für die Netzebene 7 eine Höchstlast am Tag 1 um 18:00 h (siehe rote Linien in Abb. 1).

Haus 1 wird betrieben wie heute üblich. Es erfolgt kein gesteuertes Laden (siehe Abb. 1 oben). Der Batteriespeicher wird nur für die Überschusseinspeisung bzw. Eigenverbrauchsoptimierung verwendet und bleibt aufgrund der geringen Erzeugung im Winter ungenutzt. Die Leistungsspitze liegt um 18:00 h bei 13,9 kW.

Haus 2 ergänzt das Ladeverhalten des E-Kfz um einen Nachlademodus, der kein Laden vor 22:00 h erlaubt. Der Batteriespeicher wird weiter nur für die Überschusseinspeisung bzw. Eigenverbrauchsoptimierung verwendet und bleibt aufgrund der geringen Erzeugung im Winter ungenutzt (siehe Abb. 1 Mitte). Die Leistungsspitze liegt um 18:00 h bei 2,9 kW.

Haus 3 ergänzt das Ladeverhalten des E-Kfz um einen Nachlademodus, der kein Laden vor 22:00 h erlaubt. Der Batteriespeicher wird zur Leistungsminimierung genutzt und lädt bei Bezugsleistungen < 2,5 kW nach und entlädt bei

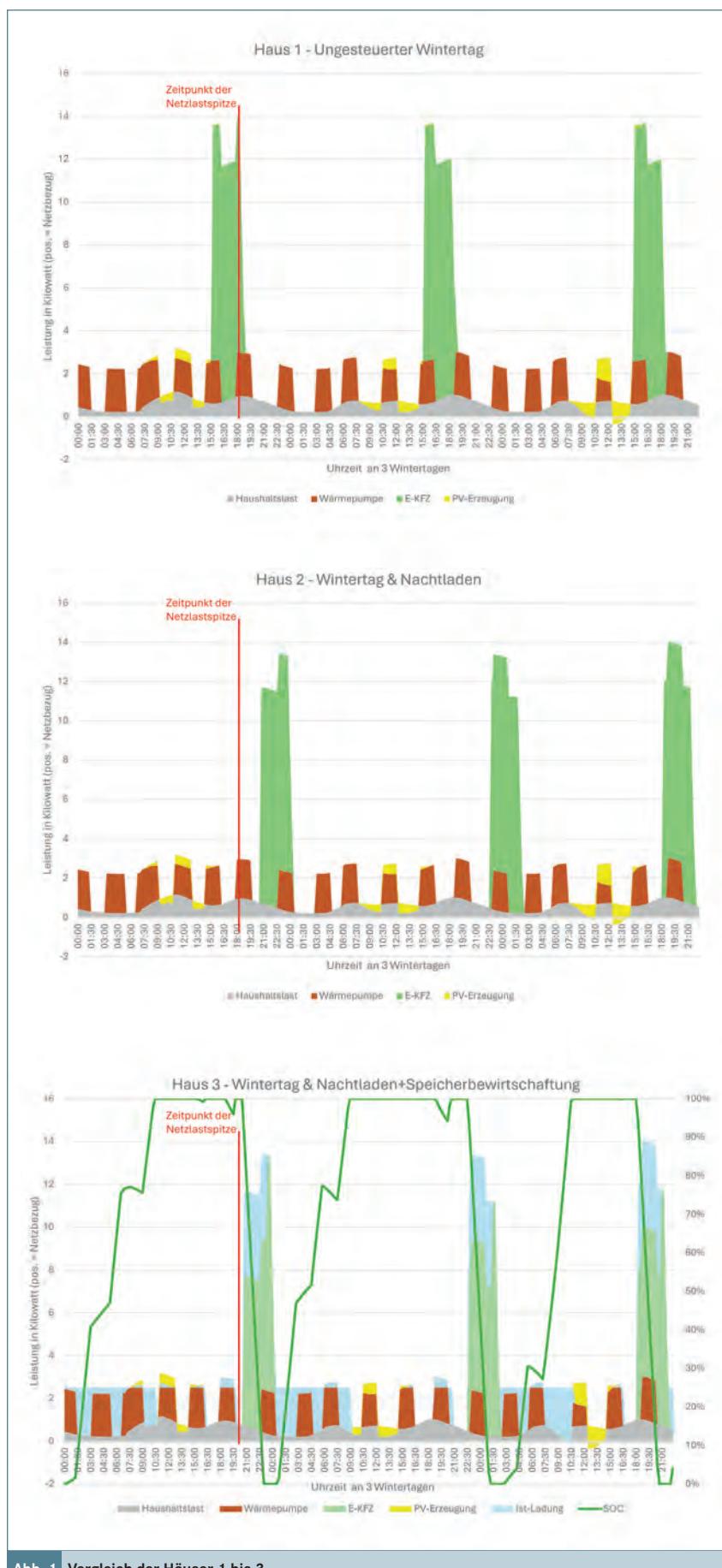


Abb. 1 Vergleich der Häuser 1 bis 3

Quelle: eigene Darstellung

Haus 1	Haus 2	Haus 3	Gesamtnetz
13,9 kW	2,9 kW	2,5 kW	19,3 kW
72 %	15 %	13 %	100 %

Tab. 2 : Beispielhäuser – Leistungsanteil der Netzkosten

höheren Bezugsleistungen mit max. 4 kW, ohne auf Prognosen zurückzugreifen. Die Leistungsspitze liegt um 18:00 h bei 2,5 kW (siehe Abb. 1 unten). Der Effekt ist gegenüber Haus 2 gering. Jedoch kann das Risiko der Netzüberlastung auch bei der E-Kfz-Ladung gesenkt werden.

Selbstverständlich sind eine Vielzahl deutlich intelligenterer Steuerungen möglich, welche z. B. die tatsächliche Netzlast oder eine Prognose des Verbraucher- bzw. Ladeverhaltens ermöglichen. Die drei Beispiele sollen nur veranschaulichen, wie die Bewertung eines Leistungszeitpunktes einen Anreiz gibt, mit einfachen, heute fast überall verfügbaren Methoden die Netzlastspitze deutlich zu reduzieren, ohne zentrale Vorgaben oder andere Zwangsmaßnahmen machen zu müssen, die mit viel Aufwand selbst wieder überwacht und kontrolliert werden müssen.

Wären auf der Netzebene 7 nur diese drei Häuser angeschlossen, würde sich der Leistungsanteil der Netzkosten in dieser Netzebene, wie in Tab. 2 zu sehen ist, aufteilen. Haus 1 würde mit seinem Leistungsanteil 72 % der Netzkosten tragen. In der Realität wären die Anteile aufgrund der Vielzahl der Kunden deutlich geringer. Das Prinzip bleibt jedoch erhalten. Die Kosten sind direkt verursachergerecht zuordenbar. Eine Leistungsreduktion von 80 % (wie zwischen Haus 1 und Haus 2 zu sehen ist) hat auch immer eine Kostenreduktion von 80 % zur Folge.

Der gesamte Leistungspreis würde sich über die anteiligen Netzentgelte der Netzebenen 1-7 als Summe zusammensetzen. Die Zeitpunkte sind je Netzebene anders. Der Einfluss der höheren Netzebenen wird auf den Leistungspreis bis in die Niederspannung jedoch aufgrund der hohen Anzahl von Millionen Netzkunden immer geringer.

Zielsetzung: ein einfacherer Rechtsrahmen

Eine Umsetzung des Vorschlags würde zu einer deutlich einfacheren Struktur des Rechtsrahmens für die Netzentgelte führen. Zudem würden die Netzkosten auf alle Netznutzer – unter Einbeziehung der Erzeuger – aufgeteilt, die Netzkosten verursachen. Eine aufwendige Unterscheidung nach Bezugsanlagen, Speichern, Erzeugern und insbesondere den Mischformen würde wegfallen, da als Kriterien nur noch die Leistung und die Arbeit am Netzzanschlusspunkt sowie deren Richtung und ggf. Steuerbarkeit zählen.

Was der Netzkunde dann macht und wie er sich optimiert, obliegt allein ihm. Damit wird lokal die individuell optimale Lösung ermöglicht und Raum für neue innovative Lösungen gegeben.

Da die Gesamtheit der Netzentgelte bei einem VNB durch die Regulierung limitiert ist, können auch Freiheitsgrade bei der (diskriminierungsfreien) vertraglichen Ausgestaltung der VNB für besondere Kunden (z. B. steuerbare Verbraucher) zugelassen werden. Es handelt sich hierbei um lokale Optimierungen, die als Unterscheidungsmerkmal zwischen den Netzbetreibern im Wettbewerb stehen, und so kaum ein Risiko besteht, dass diese zu massiven Benachteiligungen führen werden.

Anmerkungen

- [1] Kopernikus-Projekt SynErgie: „Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik und Reform industrieller Netzentgelte“, zugegriffen: 4. August 2025. Online verfügbar unter: <https://synergie-projekt.de/news/beitrag-weiterentwicklung-der-netzentgeltsystematik-und-reform-industrieller-netzentgelte>
- [2] Bundesnetzagentur: „Bundesnetzagentur veröffentlicht Diskussionspapier zur Bildung der Stromnetzentgelte“, zugegriffen: 17. Juni 2025. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250512_Ag-Nes.html

bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250512_Ag-Nes.html

- [3] N. Marquardt: „Solarspeicher bis 2029 von doppelten Netzentgelten befreit | Bundesverband Solarwirtschaft“, zugegriffen: 4. August 2025. Online verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/2023/11/10/solarspeicher-bis-2029-von-doppelten-netzentgelten-befreit/>
- [4] Änderungen EnWG Energiewirtschaftsgesetz, zugegriffen: 4. August 2025. Online verfügbar unter: <https://www.buizer.de/gegeset/2151/l.htm>
- [5] Ob statt eines einzelnen 15-min-Leistungswerts ggf. drei oder vier Zeitpunkte oder irgendwann 5-min-Mittelwerte zur Ermittlung der max. Netzlastspitze verwendet werden sollten und welche positiven wie negativen Effekte dies hat bzw. ob der Mehraufwand gerechtfertigt wäre, wäre im Detail zu untersuchen. Da es für die grundlegende Systematik jedoch nicht relevant ist, wird darauf nicht weiter eingegangen.
- [6] Reine „angemeldete“ Leistung wird bei der Ermittlung des tatsächlichen Leistungspreises nicht berücksichtigt. Kosten für Leistungsanmeldungen sind dem Bereich der Netzzuschlusskosten zuzuordnen (siehe Abschnitt „Einmalige Netzkosten“).
- [7] Diese Wechsel sollten nur erfolgen, wenn die Netzlasten ermittelt werden, damit über den Wechselmechanismus keine unterjährige Leistungsoptimierung erfolgen kann.
- [8] Ist ein Kunde bereit sich im n-1-Fall abschalten zu lassen, so reduziert sich die vorzuhaltende Netzreserve bzw. die Netzkosten. Es gibt bspw. Industriekunden, die nur über einen 110/20-kV-Trafo versorgt werden wollen. Bei jeder Wartung/Instandhaltung/Störung werden diese vom Netz getrennt. Übliche Fälle werden z. B. Ladeanwendungen oder Bezugsleistungen von Batterien sein.
- [9] Ist ein Verteilnetz bspw. stark einspeisegetrieben, existieren keine Engpässe in Bezugsrichtung. Hier macht es für den Netzbetreiber keinen Sinn, reduzierte Entgelte für steuerbare nicht n-1 sichere Versorgung anzubieten. Wenn er dies aus strategischen Gründen dennoch möchte, z. B. in Erwartung von hohen Lastzuwächsen oder auf Anforderung des vorgelagerten NB, soll ihm dies auch nicht verboten werden.

Prof. Dr.-Ing. G. Kerber, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Hochschule München, Prof. Dr.-Ing M. Finkel MBA, Fakultät für Elektrotechnik, Technische Hochschule Augsburg, S. Hetzel, Köln
georg.kerber@hm.edu