

Gutachten

Digitalisierung der Energiewende

Topthema 2:

Regulierung, Flexibilisierung und
Sektorkopplung

Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums
für Wirtschaft und Energie



Topthema 2:

Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Berichtsjahr 2018

Ansprechpartner

Dr. Wolfgang Zander

Generalbevollmächtigter
B E T Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Telefon: +49 241 47062 418
Mail:
wolfgang.zander@bet-energie.de

Ulrich Rosen

Partner Digitalisierung
B E T Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Telefon: +49 241 47062 414
Mail:
ulrich.rosen@bet-energie.de

Dr. Andreas Nolde

Leiter Kompetenzteam
Netzinfrastruktur Technik
B E T Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Telefon: +49 241 47062 406
Mail:
andreas.nolde@bet-energie.de

Weitere Autoren

Dr. Sören Patzack

Sebastian Seier

Mandy Hübschmann

Michael Timm Piske

Dr. Stephan Lemkens

B E T Büro für Energiewirtschaft und
technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Telefon: +49 241 47062 0

Dr. Katharina Vera Boesche

Rechtsanwältin
Kaiserdamm 29
14507 Berlin
Telefon: +49 30 838300
Mail:
katharina.boesche@e-energy.de

Vorbemerkungen

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie untersucht die Ernst & Young GmbH gemeinsam mit der B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH und der WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH die Digitalisierung der Energiewende.

Ziel des Projektes ist zum einen die Erfassung des aktuellen Stands der Digitalisierung der Energiewende sowie zum anderen die Identifikation von Trends und Ableitung von Handlungsvorschlägen, um die Digitalisierung der Energiewende voranzutreiben.

Die Erfassung des Status quo der Digitalisierung der Energiewende wird im sogenannten Digitalisierungsbarometer abgebildet, welches, beginnend mit 2018, bis 2021 jährlich aktualisiert und veröffentlicht wird.

Die Identifikation aktueller Trends und die Ableitung von Handlungsvorschlägen erfolgen in Gutachten. Inhaltlich sind die Untersuchungen in drei Themenkomplexe unterteilt, sogenannte Topthemen:

- Topthema 1: Verbraucher, Digitalisierung und Geschäftsmodelle
- Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung
- Topthema 3: TK-Infrastruktur und TK-Regulierung

Jedes dieser Topthemen wird in einem separaten Gutachten beschrieben. Die Veröffentlichung dieser Gutachten erfolgt jeweils jährlich, beginnend mit 2018, bis einschließlich 2020.

Kurzzusammenfassung Topthema 2

Die fortschreitende Dezentralisierung des Energieversorgungssystems mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, Speicher und sonstiger flexibler Verbrauchseinrichtungen bzw. Erzeuger stellt alle Akteure der Energiewirtschaft vor erhebliche Herausforderungen. Die neuen flexiblen Lasten bieten dabei die Chance, einen Gegenpol zu den volatilen erneuerbaren Erzeugern zu bilden und so die Stabilität des Stromsystems zu sichern. Für die Probleme, die dezentrale Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien in den Verteilnetzen insbesondere in Form von Netzengpässen hervorgerufen haben, wurden in den letzten Jahren diverse Lösungsansätze und -konzepte wie beispielsweise die Spitzenkappung erarbeitet. Mit der Elektrifizierung des Verkehrs und des Wärmesektors entstehen ähnliche Probleme jedoch zukünftig auch auf der Lastseite: Der klassische, passive Verbraucher entwickelt sich durch neue flexible Verbrauchseinrichtungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Stromspeicher zum aktiven Netznutzer, wodurch neue Engpässe in den Verteilnetzen auf der Lastseite auftreten können. Anders als bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien sind auf der Lastseite zudem hohe, preisgetriebene Gleichzeitigkeiten möglich. Die Geschwindigkeit und Intensität dieser Entwicklung ist kaum vorhersehbar und außerdem mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

Um den zweifelsohne notwendigen Ausbau der Stromnetze in einem volkswirtschaftlich vertretbaren Rahmen zu halten und ausreichend Zeit für dessen operative Umsetzung zu gewinnen, ist eine höhere Auslastung der vorhandenen Netze unabdingbar. Im vorliegenden Gutachten wurden deshalb fünf zentrale Empfehlungen erarbeitet, die zu diesem Ziel beitragen. Eine zügige Anpassung des Ordnungsrahmens ist angesichts des erwarteten Hochlaufs der Elektromobilität dringend geboten und

auch möglich, damit die reibungslose Integration dieser flexiblen Lasten nicht durch Warteschlangen bei der Bereitstellung der notwendigen Netzkapazitäten behindert wird.

Das Stromversorgungssystem benötigt zukünftig mehr dezentrale Flexibilität der Verbraucher

Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist eine Minimierung des erforderlichen Netzausbaus durch den netzorientierten Einsatz von Flexibilität in hohem Maße effizient, da eine höhere Auslastung bestehender Infrastruktur zu geringeren spezifischen Betriebskosten und geringerem Ausbaubedarf führt. Die flexible Steuerung von Verbrauchseinrichtungen hat außerdem nicht nur einen Mehrwert für das Stromnetz, sondern auch für andere Anwendungen, beispielsweise im Rahmen der Sektorkopplung. Diese marktliche Nutzung des Flexibilitätspotenzials soll durch eine netzorientierte Nutzung möglichst wenig eingeschränkt werden.

Heute existieren jedoch diverse Hemmnisse sowohl für die netzorientierte als auch die marktliche Nutzung von Flexibilität. Im Verteilnetz wird flexibles, netzorientiertes Verbraucherverhalten nicht angereizt. Die marktliche Nutzung von Flexibilität wird durch die heutige Netzentgeltsystematik, insbesondere hohe Leistungspreise, gehemmt. Umlagen und Abgaben behindern vor allem flexible Stromanwendungen in der Sektorkopplung. Verschiedene regulatorische und marktwirtschaftliche Ansätze zur Beseitigung dieser Hemmnisse wurden in der Branche diskutiert und eignen sich unterschiedlich gut für Nieder- und Mittelspannung.

Zur Behebung von Engpässen im Niederspannungsnetz mithilfe von marktlichen Lösungsansätzen fehlt die notwendige Liquidität, da die an einem einzelnen Niederspannungsstrang (insgesamt etwa 2 – 3 Mio. in Deutschland) angeschlossene Anzahl an Netznutzern zu gering ist, um die Verfügbarkeit von Flexibilität zu jedem Zeitpunkt garantieren zu können. Für den Netzbetreiber kann mit marktlichen Instrumenten somit im Niederspannungsnetz keine Planungssicherheit garantiert werden. Hier ist daher ein regulatorischer Lösungsansatz erforderlich, der eine verlässliche Basis für die Auslegung der Verteilnetze im Rahmen der Netzplanung schafft.

Die Einführung des Instruments der „Spitzenglättung“ muss in eine Anpassung der Netzentgeltsystematik eingebettet sein

Mittels der gesetzlich vorgesehenen Ausgestaltung des §14a EnWG können Anreize für den netzorientierten Einsatz von flexiblen Verbrauchseinrichtungen gesetzt werden. Flexible Verbraucher sind nicht auf eine jederzeit voll verfügbare Leistungsentnahme aus dem Netz angewiesen. Kernelement dieses Instruments ist daher eine Absenkung der zu zahlenden Netzentgelte für netzorientiert steuerbare Flexibilität. Dies kann über die Einführung eines Bestelleistungssystems erreicht werden, bei dem zwischen unbedingter und bedingter Leistung unterschieden wird. Dabei können Verbraucher auf die von ihnen bestellte unbedingte Leistung stets in vollem Umfang zugreifen. Optional können sie einen Teil ihres Leistungsbedarfs auch über die Bestellung deutlich billigerer bedingter Leistung decken, wodurch ein großes Hemmnis für den marktorientierten Flexibilitätseinsatz beseitigt wird. Die bedingte Leistung ermöglicht dem Netzbetreiber eine zeitlich beschränkte Reduzierung des individuellen Leistungsbezuges und erlaubt so, Netzengpässen vorzubeugen bzw. sie zu beheben („Spitzenglättung“). Bereits zeitlich eng begrenzte Eingriffe ermöglichen die Vermeidung eines durch wenige Leistungsspitzen getriebenen, unverhältnismäßigen Netzausbaus.

Alle flexiblen Verbraucher im Niederspannungsnetz werden standardmäßig verpflichtet, mit ihren flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z. B. Elektromobil, Wärmepumpen) an der netzseitigen Spitzenglättung teilzunehmen. Abweichungen vom Standard sind möglich, müssen aber im Netzanschlussvertrag und im Netznutzungsverhältnis aktiv geregelt und bezahlt werden. Unflexible

Verbraucher mit ausschließlich klassischen Verbrauchsanlagen bleiben von den Änderungen unberührt und können so ohne große Systembrüche in das Modell überführt werden.

Durch die Einführung der Spitzenglättung wird das bisherige Netznutzungs- und Netzentgeltsystem um die neue Komponente der bedingten Leistung ergänzt. Damit sich keine Fehlsteuerungseffekte ergeben, müssen die verschiedenen Elemente dieses Systems sowohl in ihrer Qualität als auch in ihrer finanziellen Anreizwirkung aufeinander abgestimmt werden. Die unbedingte Leistung ist ein wichtiger Kostentreiber. Daher sollte die in Anspruch genommene unbedingte Leistung zukünftig grundsätzlich stärker gewichtet werden. Die hohe Durchmischung im Bereich der unflexiblen Kleinkunden kann durch eine Abstufung der Leistungsentgelte gut abgebildet und unerwünschte Umverteilungseffekte können so wirksam begrenzt werden. Durch eine Differenzierung in bedingte und unbedingte Leistung erhalten die neuen flexiblen Verbraucher starke Anreize für eine effiziente Netznutzung.

Bereits beim Netzanschluss ist die benötigte bedingte oder unbedingte Leistung ein wichtiger Kostentreiber. Bei der Netzanschlussleistung sollte zukünftig zwischen bedingter und unbedingter Leistung differenziert werden. Im Kleinkundenbereich sollten nach bedingter und unbedingter Leistung differenzierte Baukostenzuschüsse wiedereingeführt werden.

Das Instrument der bedingten Bestelleistung ist in modifizierter Form auch in der Mittel- und Hochspannungsebene einsetzbar. Hier wird die bedingte Bestelleistung an die volle Verfügbarkeit der Netzbetriebsmittel geknüpft: Im ungestörten Betrieb kann die bedingte Leistung genutzt werden. Bei Eintritt einer Störung muss die Leistung ausreichend schnell bzw. bei planbaren, netzbetrieblich bedingten Nichtverfügbarkeiten nach entsprechender Ankündigung heruntergefahren werden.

Bei den Steuerungsmöglichkeiten des Netzbetreibers im Rahmen der bedingten Leistung handelt es sich um spontane, zeitlich eng begrenzte Einschränkungen der Entnahmemöglichkeit aus dem Netz. Die Bereitstellung von Flexibilität für den Markt bleibt möglich, allerdings muss die geringfügige netzseitige Einschränkung beim marktlichen Einsatz berücksichtigt werden.

Eine netzbetreiberseitige Prognose der Eingriffe ist nicht bzw. nicht mit ausreichender Genauigkeit möglich, wodurch eine solche Prognose anderen Marktakteuren auch nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Im Marktprozess wird deswegen eine Ex-post-Information über erfolgte Eingriffe integriert. Hieraus erhalten die Akteure die notwendigen Informationen zum Umgang mit den netzseitigen Einschränkungen, insbesondere hinsichtlich der Energiebeschaffung. Ein Marktprozess mit einer „Online-Information“ in Echtzeit ist nicht vorgesehen. Den Akteuren bleibt jedoch vorbehalten, auf anderen Wegen Online-Informationen über die netzseitige Einschränkung zu erhalten.

Die Verteilnetzbetreiber müssen sich digitalisieren

Netzbetreiber müssen die Häufigkeit des Netzbetreibereingriffs in der Netzplanung ex ante abschätzen können. Daher muss die Netzplanung digitalisiert und durch innovative Methoden (beispielsweise hoher Grad an Automatisierung, Zeitreihenrechnungen) unterstützt werden. Für den gezielten Einsatz der netzdienlichen Flexibilität ist die Beobachtbarkeit des Netzes unabdingbar. Eine vollumfängliche Netzüberwachung erlaubt die effizientesten Steuerungseingriffe; sie ist jedoch nicht in jedem Einzelfall kostenoptimal und auch nicht flächendeckend erforderlich. Vielmehr ermöglichen auch verschiedene Abstufungen der Netzüberwachung die Anwendung eines Bestelleistungssystems mit bedingter Netznutzung (z. B. statische Zeitfenster für die Leistungseinschränkung oder die Netzüberwachung nur in der Ortsnetzstation). Welche Stufe der Netzüberwachung optimal einzusetzen oder ob ein konventioneller Netzausbau vorzuziehen ist, ist in jedem Einzelfall in Abhängigkeit von den individuellen Rahmenbedingungen zu prüfen und zu entscheiden.

Darüber hinaus werden neue digitale Schnittstellen zwischen unterschiedlichen Marktteilnehmern entstehen, über die beispielsweise Messwerte und Informationen über erfolgte Eingriffe kommuniziert werden. Somit ist insbesondere für die Verteilnetzbetreiber eine zunehmende Digitalisierung sowohl der Netzinfrastruktur als auch interner und externer Prozesse unausweichlich.

Die Steuerung von flexiblen Verbrauchern nach § 14a EnWG muss langfristig über die intelligenten Messsysteme laufen

Die Nutzung der intelligenten Messsysteme für die Erhebung von Netzzustandsdaten ist bereits im 2016 erlassenen Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) angelegt. Sie bieten eine geeignete Infrastruktur, um in Kombination mit Sensorik in den Ortsnetzstationen und ggf. Kabelverteilerschränken eine vollumfängliche Netzüberwachung und Steuerung flexibler Verbraucher zu etablieren und somit zielgerichtete Netzbetreibereingriffe zu ermöglichen. Die Ausbringung einer Parallelinfrastruktur zu den ohnehin zu installierenden intelligenten Messsystemen ist volkswirtschaftlich ineffizient und sollte deshalb vermieden werden. Für die Nutzung der intelligenten Messsysteme im Rahmen der Spitzenglättung gilt es jedoch, die Anforderungen an diese weiterzuentwickeln (z. B. Bereitstellung von Netzzustandsdaten im Minutenraster). Diese Anforderungen müssen möglichst schnell auch in entsprechende Richtlinien (beispielsweise über Tarifierungsfälle) überführt werden.

Die Integration flexibler Lasten in das Energiesystem benötigt sichere, leistungsfähige und kostengünstige Telekommunikationsnetze

Für den optimalen Einsatz des Instruments der Spitzenglättung zur Hebung von verbraucherseitigem Flexibilitätspotenzial, aber auch für die zunehmende Dezentralisierung des Energiesystems insgesamt spielt die zuverlässige, cybersichere und kostengünstige Kommunikation von Netzzustandsdaten, Steuerbefehlen und Marktinformationen eine zentrale Rolle. Die sichere und effiziente Integration dezentraler flexibler Lasten führt somit aufgrund des zunehmenden Datenvolumens und des steigenden Qualitätsanspruchs zu erhöhten Anforderungen an die Telekommunikationsnetze. Hier ist momentan jedoch ein Auseinanderfallen der Anforderungen des Stromsystems mit den Technologien und regulatorischen Rahmenbedingungen der TK-Infrastruktur zu beobachten, was zukünftig die reibungslose Kommunikation zwischen den verschiedenen Akteuren im Stromsystem erschweren würde. Hier empfiehlt sich eine technologische und regulatorische Standardisierung und Harmonisierung. Die Vergabe einer sicheren und möglicherweise auch dedizierten Funknetzfrequenz für die Energiewirtschaft kann hierzu einen sinnvollen Beitrag leisten.

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkungen	2
Kurzzusammenfassung Topthema 2.....	3
Inhaltsverzeichnis	7
1 Das Stromsystem verändert sich schnell und benötigt dringend neue Lösungen	12
1.1 Verkehrs- und Wärmewende stellen neue Anforderungen an die Verteilnetze	12
1.2 Der Marktplatz Netz muss weiterentwickelt werden	13
1.3 Aufbau und Vorgehensweise des Gutachtens Topthema 2	16
2 Das Stromsystem verändert sich – wie schnell und wohin genau, ist ungewiss.....	18
2.1 Flexible Lasten verändern die Versorgungsaufgabe grundlegend	18
2.2 Die Digitalisierung wird Treiber und Werkzeug zugleich	22
2.2.1 Das intelligente Messsystem wird Basis der Datendrehscheibe	22
2.2.2 Transparenz in den Verteilnetzen ist erforderlich	24
3 Das bestehende Konzept der Kupferplatte ist für ein dezentrales und hochflexibles Stromsystem ungeeignet.....	28
3.1 Der aktuelle Rechtsrahmen fördert netzorientierte Flexibilität nicht	28
3.1.1 Marktrollen und Marktprozesse	28
3.1.2 Netzzugang, Netzentgelte und staatlich induzierte Preisbestandteile	33
3.2 Es bestehen massive Hemmnisse für die Integration von Flexibilität.....	39
3.2.1 Die Branche diskutiert verschiedene Ansätze zur Weiterentwicklung	39
3.2.2 Welche neuen Ansätze werden in diesem Gutachten verfolgt?	43
3.3 Der Lösungsraum: Elemente einer zukünftigen Netzentgeltsystematik	44
3.3.1 Der Werkzeugkasten: Viele neue Bausteine stehen zur Verfügung	44
3.3.2 Die Bausteine müssen zusammenpassen: Mögliche konsistente Ausgestaltungsvarianten	48
3.4 Das Zielmodell muss für alle beteiligten Akteure passen: Die Bewertungskriterien	50
4 Die zukünftigen Anforderungen werden über Use-Cases abgebildet	54
4.1 Neue flexible Lasten fordern das System heraus.....	54
4.2 Die Verteilnetze sind heterogen	58
4.3 Flexible und unflexible Netznutzer wirken zusammen.....	60
5 Bewertung der Weiterentwicklungsoptionen	64
5.1 Modellierungsergebnisse: In der vermeintlichen Kupferplatte klemmt es.....	64
5.2 Die sinnvollsten Lösungsoptionen: Bewertung der Ausgestaltungsvarianten.....	68
6 Das sanfte Ende der Kupferplatte: die Spitzenglättung	75
6.1 Die Spitzenglättung: Für jeden Akteur der passende Netzzugang	75
6.2 Um die Zukunft zu meistern, sind Weiterentwicklungen erforderlich	84

6.2.1	Die Verteilnetze werden schrittweise und kostenoptimal digitalisiert.....	84
6.2.2	Die Zusammenarbeit zwischen den Akteuren muss angepasst werden	88
6.2.3	Eine gerechte Beteiligung an den Systemkosten wird für alle Akteure sichergestellt.....	92
6.3	Bessere Rahmenbedingungen für neue Geschäftsmodelle und die Sektorkopplung.....	97
6.4	Es entstehen neue Anforderungen an das Smart-Meter-Gateway und die Steuerungseinheit	100
7	Die neuen Regeln müssen im Gesetzesrahmen verankert werden: Umsetzung und Anpassungsbedarf im Rechtsrahmen	103
7.1	Der Marktplatz Netz wird neugestaltet: Anpassungsbedarf des aktuellen Rechtsrahmens..	103
7.1.1	Sanfte Anpassung des Netzanschlusses für alle Standard-Kunden: Differenzierung des Netzanschlusses nach unbedingter und bedingter Leistung	104
7.1.2	Einschränkung ohne Komforteinbuße; Umfang des netzorientierten Managements.....	107
7.1.3	Keine Warteschlangen beim Netzanschluss: Frist für die Herstellung des Netzanschlusses steuerbarer Verbrauchseinrichtungen	109
7.1.4	Keine Mogeleyen: Meldepflicht von steuerbaren, flexiblen Lasten.....	111
7.1.5	Die Kosten werden gerecht verteilt: Netzentgelte und Netzentgeltkalkulation.....	113
7.1.6	Transparente Abrechnung: Nicht immer sind separate Zähler nötig	115
7.1.7	Spätere Erweiterung möglich: Ausweitung §14a EnWG auf Einspeisung und Zuschaltung von Lasten	116
7.2	Keine unzumutbaren Härten: Die Übergangsregelungen.....	118
7.3	Zügig die Voraussetzungen für die neuen Regeln schaffen: Der Umsetzungsfahrplan	121

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Versorgungsaufgabe im Verteilnetz	19
Abbildung 2:	Aufbau der Netzzustandsüberwachung	26
Abbildung 3:	Beziehungen zwischen den Marktakteuren.....	30
Abbildung 4:	Übersicht Marktkommunikation	32
Abbildung 5:	Elemente der heutigen Netzentgeltssystematik	35
Abbildung 6:	Überblick über relevante Vorarbeiten zur Integration Einbindung von Flexibilitäten in die Verteilnetze	40
Abbildung 7:	Merkmale und Anforderungen unflexibler und flexibler Netznutzer	45
Abbildung 8:	Mögliche Bestandteile einer Netzentgeltssystematik	46
Abbildung 9:	Isolierung von Elementen bei der Entwicklung einer neuen Netzentgeltssystematik ...	47
Abbildung 10:	Untersuchte Netzentgeltmodelle	49
Abbildung 11:	Bewertungskriterien und ihre Gewichtung.....	53
Abbildung 12:	Im Vorfeld als wesentlich identifizierte neue Netznutzer	55
Abbildung 13:	Schematische Darstellung des Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“	55
Abbildung 14:	Schematische Darstellung des Use-Case "Integrierter Prosumer mit Speicher"	56

Abbildung 15:	Schematische Darstellung des Use-Case " Prosumer-Community"	57
Abbildung 16:	Schematische Darstellung des Use-Case " Flottenbetreiber"	58
Abbildung 17:	Vorgehen und Ergebnis bei der Netzsimulation	59
Abbildung 18:	Optimale Fahrweisen bei uneingeschränkter Netzkapazität	62
Abbildung 19:	Optimale Fahrweisen bei Einschränkung der Netzentnahme auf 5 kW	62
Abbildung 20:	Integrierbare Kundenzahl bei verschiedenem Kundenverhalten	64
Abbildung 21:	Auswirkungen unterschiedlicher Netzentgeltsysteme auf Netzengpässe	66
Abbildung 22:	Auswirkungen unterschiedlicher Netzentgeltsystematiken in verschiedenen Netzen	68
Abbildung 23:	Auswirkungen der Spitzenglättung auf verschiedene Akteure	77
Abbildung 24:	Aufteilung des Netzanschlusses für die drei Kundenkategorien	78
Abbildung 25:	Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung der Bedingten Bestelleistung	82
Abbildung 26:	Ausprägungen des Modells der bedingten Bestelleistung für die Mittel- und Hochspannung	84
Abbildung 27:	Teilschritte der Digitalisierung der Verteilnetze	85
Abbildung 28:	Jährliche Netzentgelte im bisherigen und neuen System für Haushalte ohne flexible Verbrauchseinrichtung	96
Abbildung 29:	Exemplarische Umverteilungseffekte bei Einführung statischer Bestelleistung und bedingter Netznutzung	97
Abbildung 30:	Mögliche Varianten der netzseitigen Einschränkung	108
Abbildung 31:	Umsetzungsfahrplan	121

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Bewertung der Netzentgeltmodelle	69
Tabelle 2:	Bewertung und Gewichtung zur Ermittlung der Vorzugsvariante	74
Tabelle 3:	Übersicht Netzentgeltsystem mit Spitzenglättung	80
Tabelle 4:	Übersicht über typisierte Verbraucher	94
Tabelle 5:	Preisblatt für Niederspannungskunden entsprechend der getroffenen Annahmen	95

Abkürzungsverzeichnis

5G	5th Generation (5. Generation der Mobilfunkkommunikation)
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
AEE	Agentur für Erneuerbare Energien e. V.
ALOCAT	Allocation (Fahrplan-/Bilanzierungsdaten)
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
B E T	B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BKZ	Baukostenzuschuss
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CLS	Controllable Local System
DC	Direct Current (Gleichstrom)
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EEAV	Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETG	Energietechnische Gesellschaft
EU	Europäische Union
Eurostat	Statistische Amt der Europäischen Union
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GaBi	Grundmodell der Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln im Gasmarkt
GAMS	General Algebraic Modeling System
GDEW	Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
GeLi	Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
gMSB	grundzuständiger Messstellenbetreiber
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
GPRS	General Packet Radio Service
GSM	Global System for Mobile Communications
HAK	Hausanschlusskosten
HGB	Handelsgesetzbuch
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
iMSys	intelligentes Messsystem
IoT	Internet of Things
ISEA	Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen
ISO	Internationale Organisation für Normung
IT	Informationstechnik
IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
KBA	Kraftfahrt-Bundesamt
KraftNAV	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LSV	Ladesäulenverordnung
LTE	Long Term Evolution
LWL	Lichtwellenleiter

MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MaLo-ID	Marktllokations-ID
MeLo	Messlokation
mME	moderne Messeinrichtung
MPES	Marktprozesse für erzeugende Marktllokationen Strom
MsbG	Messstellenbetreiber
MSCONS	Metered Services Consumption (Verbrauchsdaten)
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
NNE	Netznutzungsentgelt
PLC	Power Line Communication
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PtH-Anlagen	Power-to-Heat-Anlagen
PV	Photovoltaik
RLM, REM	Registrierende Leistungsmessung
SINTEG	Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende
SIP	Staatlich induzierte Preisbestandteile
SMGW	Smart Meter Gateway
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TAF	Tarifanwendungsfall
TK	Telekommunikation
UBA	Umweltbundesamt
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UTILMD	Utilities Master Data (Stammdaten)
WIK	Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH
WiM	Messwesen Strom
wMSB	Wettbewerblicher Messstellenbetreiber
ZSG	Zählerstandsgang

1 Das Stromsystem verändert sich schnell und benötigt dringend neue Lösungen

1.1 Verkehrs- und Wärmewende stellen neue Anforderungen an die Verteilnetze

Die fortschreitende Dezentralisierung des Energieversorgungssystems mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, Speicher und sonstiger flexibler Verbrauchseinrichtungen¹ bzw. Erzeuger stellt alle Akteure der Energiewirtschaft vor erhebliche Herausforderungen. Um die Stabilität des Stromsystems sicherzustellen, werden flexible Verbrauchseinrichtungen zukünftig einen wichtigen Gegenpol für den Ausgleich der hochvolatilen Erneuerbaren Erzeuger bilden müssen. Für die Probleme, die dezentrale Erneuerbare Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen insbesondere in Form von Netzengpässen hervorgerufen haben, wurden in den letzten Jahren diverse Lösungsansätze und -konzepte wie beispielsweise die Spitzenkappung erarbeitet. Mit der Elektrifizierung des Verkehrs und des Wärmesektors entstehen ähnliche Probleme jedoch zukünftig auch auf der Lastseite: Der klassische, passive Verbraucher entwickelt sich durch neue flexible Verbrauchseinrichtungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Stromspeicher zum aktiven Netznutzer, wodurch neue Engpässe in den Verteilnetzen auf der Lastseite auftreten können. Anders als bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien sind auf der Lastseite zudem hohe, preisgetriebene Gleichzeitigkeiten² möglich. Die Geschwindigkeit und Intensität dieser Entwicklung ist kaum vorhersehbar und außerdem mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

Verteilnetze und Regulierungsrahmen sind nicht für neue Versorgungsaufgabe konzipiert

In der Energiebranche ist unbestritten, dass ohne netzorientiertes Management der neuen, flexiblen Verbrauchseinrichtungen ein hoher Netzausbaubedarf³ entstünde, der volkswirtschaftlich ineffizient und operativ in angemessener Zeit kaum umsetzbar wäre. Netzorientiert heißt in diesem Kontext, dass der Netznutzer sein Verhalten innerhalb seiner ihm zugebilligten maximalen Netzkapazität u. a. danach ausrichtet, in welcher Belastungssituation sich das Netz zum jeweiligen Zeitpunkt befindet. Im Rahmen dieser Studie wird dabei zwischen der Ausprägung netzverträglich und netzdienlich differenziert. Netzverträgliche Netznutzung liegt vor, wenn der Netznutzer seine Flexibilität im Rahmen der zeitlich variablen, zum jeweiligen Zeitpunkt lokal noch verfügbaren positiven oder negativen Maximalleistung (maximale Entnahme- oder Einspeiseleistung) verwendet. Bis zur so festgelegten zeitlich variablen Maximalleistung ist er in seinem Verhalten im Übrigen uneingeschränkt. Der Begriff ist somit klar von dem Begriff der „Netzdienlichkeit“ abzugrenzen, bei der der Netznutzer seine Flexibilität nach Vorgabe des Netzbetreibers einsetzt, um eine ohne sein Verhalten bereits existierende oder drohende Netzüberlastung abzumildern. Hier erfolgt ein direkter Eingriff in das Verhalten des Netznutzers durch Vorgabe einer zu erbringenden positiven oder negativen Mindestleistung.

¹ Ein ‚Verbraucher‘ wird verstanden als eine natürliche Person bzw. ein Zusammenschluss natürlicher Personen (Privathaushalt) oder eine juristische Person (Unternehmen bzw. Gewerbe), die Strom erwirbt und ihn im Rahmen seiner Tätigkeiten verbraucht. Als Verbraucher sind hier explizit keine einzelnen Verbrauchsgeräte, wie z. B. Waschmaschinen, zu verstehen. Diese werden als Verbrauchseinrichtungen bezeichnet.

² Gleichzeitigkeit ist über das Verhältnis der höchsten zeitgleichen Summenlast aller betrachteten Verbraucher zur Summe der zeitungleichen Jahreshöchstlasten der einzelnen Verbraucher definiert.

³ Kritischer Treiber für diesen massiven Ausbaubedarf ist vor allem die E-Mobilität, die voraussichtlich insbesondere städtische Netze treffen wird und dort wegen der Geschwindigkeit der Entwicklung zu operativen Umsetzungsproblemen führen würde. Für ländliche Netze wird die Entwicklung der E-Mobilität tendenziell weniger kritisch gesehen.

Der Regulierungsrahmen bietet bisher wenig Anreize für eine netzorientierte Nutzung und setzt erhebliche Hemmnisse für den marktorientierten Einsatz. Um nicht in eine systemgefährdende Entwicklung hineinzulaufen, ist eine zügige Anpassung des Regulierungsrahmens mit dem Ziel, eine netzorientierte Flexibilitätsnutzung zu ermöglichen und Hemmnisse für einen marktorientierten Einsatz zu beseitigen, dringend erforderlich. An dieser Stelle setzt das vorliegende Gutachten an.

Die Veränderung der Versorgungsaufgabe betrifft wegen der Vielzahl kleiner Anlagen insbesondere die unteren Spannungsebenen in den Verteilnetzen. Der bisherige „klassische“ Verbraucher wird im Zuge neuer Stromanwendungen zum aktiven Netznutzer mit neuen teils flexiblen Verbrauchseinrichtungen und der Einspeisung aus dezentraler Erzeugung. Auf der detaillierten Analyse des Verhaltens dieser neuen Netznutzer und deren Auswirkungen auf die Stromverteilnetze liegt ein wesentlicher Fokus dieses Gutachtens. Es gilt, in Abstimmung mit den Untersuchungen in Topthema 1 zu neuen Geschäftsmodellen und in Topthema 3 zur TK-Infrastruktur, das zukünftige Verhalten dieser Netznutzer abzubilden und zu operationalisieren, um Herausforderungen für die Netzinfrastruktur, das Zusammenspiel der beteiligten Akteure und daraus abgeleitet den Weiterentwicklungsbedarf des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens identifizieren zu können. Dazu gehört auch, alle relevanten Akteure und die Marktprozesse entlang der Wertschöpfungskette der elektrischen Energieversorgung mit zu betrachten.

Digitale Technologien wie beispielsweise intelligente Ortsnetzstationen, Data Analytics, steuerbare Wechselrichter, aber vor allem intelligente Mess- und Steuersysteme besitzen erhebliche Potenziale, diesen Veränderungsprozess und deren Folgen für die deutsche Volkswirtschaft effizient und erfolgreich zu gestalten. So kann die Energiewende durch Aggregation und Steuerung von Erzeugung und Verbrauch unterstützt, die Netzinfrastruktur durch intelligente Anlagen und Betriebskonzepte leistungsfähiger gemacht und die Sektorkopplung, d. h. die voranschreitende Elektrifizierung des Mobilitäts- und des Wärmesektors, effizienter gestaltet werden. Mit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) zum 2. September 2016 ist ein wichtiger Schritt zur Nutzung der Potenziale digitaler Technologien in der Energiewirtschaft erfolgt. Um die Potenziale der Digitalisierung beim Zusammenwirken der Akteure effizient zu nutzen, müssen auch die Marktrollen und Marktschnittstellen weiterentwickelt werden. Digitale Technologien können nur die technische Basis hierfür liefern. Für die digitalen Technologien ist in vielen Fällen ein leistungsstarkes Telekommunikationsnetz eine wichtige Voraussetzung. Vor diesem Hintergrund sind die Ergebnisse des Gutachtens von Topthema 3 zu beachten.

1.2 Der Marktplatz Netz muss weiterentwickelt werden

Der im Rahmen der Transformation des Energiesystems stark wachsende Anteil dezentral verteilter Erneuerbarer Energien wird in Zukunft ergänzt durch einen entsprechenden Zuwachs an dezentraler Flexibilität in Form von neuen bzw. veränderten Verbrauchseinrichtungen und Speichern. Hierbei spielt der erwartete Zuwachs im Bereich der E-Mobilität und der Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor die entscheidende Rolle. Eine wachsende Zahl dezentraler Flexibilitäten bildet dabei eine wichtige Säule für den Erhalt der Systemstabilität bei einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energie.

Ausbau der Elektromobilität als Treiber der Entwicklungen

Jedoch führt der Ausbau der Elektromobilität auch isoliert betrachtet zu Herausforderungen für die Verteilnetze, die ohne neue Lösungsansätze zu erheblichen Problemen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit führen werden. Während für die Integration der weiterhin anwachsenden Erneuerbaren Energien bereits eine Vielzahl an Lösungskonzepten existiert, liegt der Fokus dieses

Gutachtens auf der Integration der neuen, flexiblen Verbraucher in die Verteilnetze. Als erster Treiber für diese Entwicklungen ist die Elektromobilität zu nennen: Während im Januar 2017 noch etwa 55.000 Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen waren, stieg die Anzahl bis August 2018 auf etwa 143.000 (inkl. Hybride).⁴ Auch bei der Ladeinfrastruktur sind deutliche Fortschritte erzielt worden: Seit Anfang 2017 hat sich die Anzahl der öffentlichen Ladepunkte ungefähr verdoppelt und liegt aktuell bei etwa 11.400.⁵ Zusätzlich zu der öffentlichen Ladeinfrastruktur wird auch durch die halböffentliche sowie private Ladeinfrastruktur zusätzliche Leistung nachgefragt werden.

Wärmewende und Speicherausbau verstärken die Herausforderungen

Neben der Elektromobilität wird verstärkt auch die Wärmewende vorangetrieben. Unter dem Stichwort „Sektorkopplung“ werden vermehrt Technologien wie Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerke für die Wärmeversorgung von Wohnhäusern und Gewerbe-/Industriebetrieben genutzt. Deren Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten wirkt sich ebenfalls auf die Netzbelastung aus und kann – insbesondere in Kombination mit der Elektromobilität – zu Engpässen führen.

Ebenfalls ist damit zu rechnen, dass dezentrale Stromspeicher in Verbindung mit PV-Anlagen zunehmend an Bedeutung gewinnen und häufig zusammen mit Elektromobilen und Wärmepumpen kombiniert werden. Die bisher passiven Endverbraucher werden so zu Akteuren der Energiewende in Form von „Prosumern“ und „Flexumern“.

Es ist weiterhin davon auszugehen, dass im Zuge der Digitalisierung und des Smart-Meter-Rollouts weitere neue Energieprodukte am Markt entstehen, mit denen ein flexibles Verhalten der Verbraucher angeregt wird. Wenn diese Verbraucher beispielsweise auf externe Preissignale oder das Schalten eines Aggregators reagieren, entstehen neue Belastungssituationen im Netz. Diese zunehmenden Konfliktsituationen zwischen den Anforderungen der Netze und des Marktes erfordern eine Anpassung des Ordnungsrahmens.

GDEW als entscheidender Lösungsansatz

Mit dem Rollout der Smart Meter wird ein Instrument bereitgestellt, um die skizzierten Probleme lösen zu können. Um diese technologische Basis effizient zu nutzen, ist auch eine Weiterentwicklung der Marktrollen und Marktschnittstellen erforderlich und es müssen für die Akteure passende finanzielle Anreize gesetzt werden. Daraus ergibt sich für das Gutachten die Kernfragestellung: Wie kann die Netzregulierung auf Basis des GDEW die notwendige Flexibilisierung des Stromversorgungssystems und die Kopplung mit den Sektoren Wärme und Verkehr weiter unterstützen?

Fragestellungen des Gutachtens

Aus den beschriebenen Entwicklungen und Spannungsfeldern wird deutlich, dass die Beantwortung dieser Frage einer hohen Komplexität unterliegt. Aus der Kernfragestellung lassen sich die folgenden Teilfragen ableiten, die auf unterschiedliche Bereiche des Stromversorgungssystems fokussieren:

⁴ KBA: Bestand an Pkw am 1. Januar 2018 nach ausgewählten Kraftstoffarten, https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2018_b_umwelt_dusl.html?nn=663524, 2018. KBA: Monatliche Neuzulassungen, https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Neuzulassungen/MonatlicheNeuzulassungen/monatl_neuzulassungen_node.html, 2018.

⁵ BNetzA: Liste der gemeldeten Ladeeinrichtungen, https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/Ladesaeulenkarte/Ladesaeulenkarte_node.html, 2018.

- Gesamtsystem: Wie sieht das Smart Grid der Zukunft aus?
Hier erfolgt ein gesamthafter Blick auf die Wertschöpfungskette der elektrischen Energieversorgung und ihrer zukünftigen Ausgestaltung.
- Marktdesign: Wie kann das Zusammenspiel zwischen Verteilernetz (insbesondere in der Niederspannungsebene) und Markt organisiert werden?
Ziel muss es sein, ein volkswirtschaftliches Gesamtoptimum zwischen Markt und Netz zu ermöglichen. Dazu muss das Spannungsfeld zwischen Netzausbau für ein völlig freies Marktgeschehen, bei dem das Netz dem Markt alles ermöglicht, und der Begrenzung des Netzausbaus unter Inkaufnahme möglicher Eingriffe in das Marktverhalten, adressiert werden. In diesem Kontext sind Marktprozesse und Rollen der Marktakteure zu prüfen und ggf. Anpassungsvorschläge zu entwickeln.
- Digitale Infrastruktur: Welche Rolle kann dabei die Digitalisierung und speziell der SMGW-Rollout spielen?
Aus digitalen Anwendungen in der Energieversorgung ergeben sich neue Chancen für die Optimierung des Energiesystems aber auch veränderte Anforderungen an die IT- und TK-Infrastruktur und deren Regulierung.
- Rechtsrahmen: Wie kann die Netzregulierung (Bereiche Energie und Telekommunikation) bessere Rahmenbedingungen für die anstehende Flexibilisierung und Sektorkopplung setzen? Wie können Hemmnisse für eine effiziente Nutzung der flexiblen Verbraucher für Netz und Markt beseitigt werden? Wie kann sichergestellt werden, dass die erforderlichen Anpassungen rechtzeitig vor dem erwarteten Markthochlauf der Elektromobilität wirksam werden und die sonst zu erwartenden Probleme eines massiven Netzausbaubedarfs vermieden werden?

Das Gutachten soll konkrete Lösungsansätze für mehrere netzregulatorische Fragestellungen, insbesondere zu flexiblen Netztarifen, zur Umsetzung des § 14a EnWG und zur netzregulatorischen Behandlung von Eigenerzeugern, jeweils inklusive Übergangsregelungen, erarbeiten. Im Fokus steht dabei die Organisation des Zusammenspiels zwischen Netz und Markt mit dem Ziel, eine insgesamt volkswirtschaftlich optimale Ausgestaltung des Stromversorgungssystems unter Berücksichtigung der Sektorkopplung anzureizen.

Für diese Fragestellungen werden im vorliegenden Gutachten Lösungsvorschläge erarbeitet. Dazu gehören Ansätze für die Digitalisierung der Verteilnetze sowie die zukünftigen Kernaufgaben bzw. das Rollenverständnis von Verteilnetzbetreibern. Insbesondere für die Niederspannungsebene stehen Lösungsansätze zur Umsetzung der Verordnungsermächtigung des § 14a EnWG im Fokus dieses Gutachtens. Dies betrifft das Marktdesign für intelligente Netze, die Steuerbarkeit flexibler Verbraucher und die Schaffung von Anreizen für netzorientiertes Verhalten. Dies kann nicht losgelöst von der Netzentgeltsystematik betrachtet werden, die für ein intelligentes Netz der Zukunft angepasst werden muss. Um zielgerichtete Anreize zu setzen und Fehlwirkungen zu vermeiden, müssen die verschiedenen Elemente des Netzentgeltsystems insgesamt betrachtet und aufeinander abgestimmt werden.

Neben einem optimal ausgestalteten Zielmodell ist es auch von Bedeutung, dass der Transformationspfad vom alten zum neuen System nicht zu Systembrüchen führt. Daher werden Vorschläge erarbeitet, wie ein solcher Transformationspfad für die betroffenen Akteure möglichst praxistauglich und mit geringstmöglichen Eingriffen erfolgen kann.

Initialisierung eines Diskussionsprozesses

Die dargestellten Lösungsvorschläge sollen im Kontext des Gesamtprojektes und der vorgesehenen Aktualisierung des Gutachtens der Initialisierung einer Diskussion in der Branche und bei den politischen Entscheidungsträgern dienen. Dafür werden die wesentlichen Eckpunkte der Lösungen dargestellt und die grundsätzliche Machbarkeit, erforderlichen Voraussetzungen zur Umsetzung, denkbaren Detailausgestaltungen und die wesentlichen Rückwirkungen auf die beteiligten Akteure skizziert. Die für die Umsetzung relevanten Detailfragen sind Gegenstand der öffentlichen Diskussion um die hier vorgestellten Lösungsansätze, welche bereits durch die frühzeitige Einbindung betroffener Akteure in den Erarbeitungsprozess der Lösungen begonnen wurde. Die öffentliche Diskussion wird in den für 2019 und 2020 vorgesehenen Aktualisierungen des Gutachtens aufgegriffen und behandelt.

Einbindung des Topthemas 2 im Gesamtprojekt

Das Gesamtprojekt soll ein „Spiegel und Motor des laufenden Digitalisierungsprozesses“ sein. Das Gutachten zum Topthema 2 zielt dabei vor allem auf energiepolitische Fragen der Netzregulierung. Es ist damit deutlich anders gelagert als Topthema 1, in dem primär die Entwicklung von digitalen Geschäftsmodellen im Energiebereich untersucht werden soll. Die Fragestellungen zu variablen Stromliefertarifen und der Energieablesung aus einer Hand in Topthema 1 stehen allerdings im Zusammenhang mit den Untersuchungen zu einer Anpassung der Netzentgeltsystematik bzw. der verstärkten netzseitigen Nutzung von SMGW, die in Topthema 2 behandelt werden. Auch ergeben sich aus den Arbeiten zu Topthema 2 Anforderungen an die TK-Netzinfrastruktur, die Eingang finden in die Untersuchungen zu Topthema 3, in dem Fragen der Nutzung der Telekommunikationsinfrastruktur durch Stromnetzbetreiber behandelt werden.

Soweit im Rahmen des Topthemas 2 erarbeitete Vorschläge für die Anpassung des Regelungsrahmens während der Laufzeit des Vorhabens umgesetzt werden, können ihre Auswirkungen im Rahmen des Barometers beobachtet werden.

1.3 Aufbau und Vorgehensweise des Gutachtens Topthema 2

Um geeignete Zielmodelle für ein netzorientiertes Lastmanagement zur Integration flexibler Lasten abzuleiten, werden im Gutachten zunächst die Auswirkungen von flexiblen Lasten sowie der Einfluss der Digitalisierung auf die Verteilnetze skizziert (Kapitel 2). Anschließend wird aufgezeigt, warum der aktuelle Rechtsrahmen ein Hemmnis für die Systemintegration von Flexibilitäten darstellt, welche Vorschläge in der Branche zur Weiterentwicklung diskutiert wurden sowie welche Ansätze für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik existieren, um geeignete Anreize zu setzen (Kapitel 3).

Anschließend werden in Kapitel 4 energiewenderelevante Flexibilitäts-Use-Cases (Anwendungsfälle) abgeleitet, mit denen zukünftige Entwicklungen auf der Lastseite abgebildet werden. Die Auswirkungen dieser Use-Cases werden in verschiedenen Verteilnetzen simuliert (Kapitel 5), um die Wirkung von netzorientiertem Lastmanagement zu bewerten und entstehende Engpässe sowie die notwendige Intensität und Anzahl an Eingriffen quantifizieren zu können. Dabei wird auch betrachtet, wie die finanziellen Anreize aus den Netzentgelten das Nutzerverhalten beeinflussen können. Auf dieser Basis ist die Bewertung der erarbeiteten konsistenten Weiterentwicklungsoptionen möglich, um das Vorzugsmodell auszuwählen.

Kapitel 6 stellt das Modell der Spitzenglättung als Vorzugsvariante aus den Weiterentwicklungsoptionen vor. Die Auswirkungen auf verschiedene Kundentypen – klassische (unflexible), teilflexible und vollflexible Kunden – werden erläutert. Die Umsetzung der Spitzenglättung erfordert auch, dass die

Verteilnetze digitalisiert werden und dass die Zusammenarbeit zwischen den Energieakteuren modifiziert wird. Entsprechende Empfehlungen werden in diesem Kapitel herausgearbeitet und beschrieben. Das Zielmodell umfasst auch ein weiterentwickeltes Netzentgeltsystem mit aufeinander abgestimmten Einzelelementen. Abschließend werden Umverteilungseffekte des Zielmodells sowie Auswirkungen auf neue Geschäftsmodelle dargestellt.

Am Ende des Gutachtens geht Kapitel 7 auf den konkreten Anpassungs- und Umsetzungsbedarf im Rechtsrahmen für die Vorzugsvariante ein. Es wird aufgezeigt, welche Gesetze und Verordnungen betroffen sind und wie die Eckpunkte einer Anpassung aussehen. Abschließend wird ein Zeitplan vorgestellt, der eine erfolgreiche und zeitgerechte Umsetzung der Anpassungen vor dem erwarteten Markthochlauf der Elektromobilität beinhaltet.

2 Das Stromsystem verändert sich – wie schnell und wohin genau, ist ungewiss

Kapitel auf einen Blick:

Die konventionellen Kunden, die im Verteilnetz angeschlossen werden, agieren bisher weitgehend passiv. Aufgrund der hohen Durchmischung treten geringe Gleichzeitigkeiten und wenige Engpässe auf. Dies wird sich zukünftig ändern. Neuartige Verbrauchseinrichtungen wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Energiespeicher erhöhen den Leistungsbedarf. Der Kunde wandelt sich zum aktiven Flexumer, der eine aktive Rolle im Energiesystem übernimmt. Durch hohe, auch marktgetriebene Gleichzeitigkeiten und stark fluktuierende Leistungsflüsse können Engpässe, insbesondere im Niederspannungsnetz, entstehen. Mit der Digitalisierung der Verteilnetze, die durch den Rollout intelligenter Messsysteme vorangetrieben wird, kann diesen neuen Herausforderungen entgegengetreten werden. Netzbetreibereingriffe auf Basis einer Netzzustandsüberwachung, die ein Online-Monitoring der aktuellen Leistungsflüsse erfordert, ermöglichen eine effiziente Integration der neuen Flexibilität.

2.1 Flexible Lasten verändern die Versorgungsaufgabe grundlegend

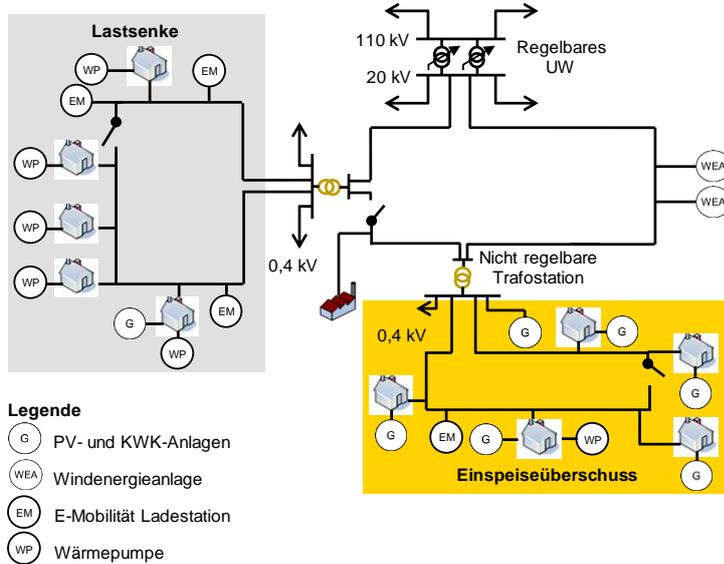
Das deutsche Elektrizitätsversorgungsnetz erstreckt sich vom Höchstspannungsnetz mit einer Nennspannung von 380 kV bis zum Niederspannungsnetz mit einer Nennspannung von 400 V. In das Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene (380 kV und 220 kV) speisen konventionelle Großkraftwerke ein. Außerdem werden die in Nord- und Ostsee errichteten Offshore-Windparks über Hochspannungsgleichstromübertragungsleitungen an die Höchstspannungsnetze angeschlossen. Über das Übertragungsnetz wird die ins Netz eingespeiste Energie überregional verteilt. Über Leistungstransformatoren wird das darunterliegende Hochspannungsnetz mit einer Spannung von zumeist 110 kV versorgt. Auf dieser Spannungsebene speisen größere, zumeist konventionelle Kraftwerke ein. Außerdem sind große Industriebetriebe im Hochspannungsnetz angeschlossen. Das darunterliegende Mittelspannungsnetz mit einer Spannung von meist 20 kV oder 10 kV verteilt die Energie regional. Neben mittelgroßen Industrie- und Gewerbekunden sind kleinere Wind- und Photovoltaikparks angeschlossen. Das Mittelspannungsnetz versorgt außerdem die etwa 500.000 Ortsnetzstationen, mit denen über Niederspannungsstränge einzelne private Haushalte oder kleinere gewerbliche Betriebe versorgt werden.

Das Nieder- und Mittelspannungsnetz war bisher durch unidirektionale Leistungsflüsse gekennzeichnet. Dadurch, dass fast ausschließlich Verbraucher in den niedrigeren Spannungsebenen angeschlossen waren, fand ein gerichteter Leistungsfluss von den konventionellen Großkraftwerken, die im Wesentlichen in der Hoch- und Höchstspannungsebene angeschlossen waren, zum Verbraucher in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen statt.

Ein Großteil der Netzkunden ist im Verteilnetz angeschlossen, das neben der hier im Fokus stehenden Mittel- und Niederspannungsebene auch die Hochspannungsebene umfasst.⁶ Ein typisierter Ausschnitt eines klassischen Verteilnetzes ist in Abbildung 1 dargestellt. Ausgehend von einem Umspannwerk, an dem ein regelbarer Transformator die Spannung von 110 kV auf 20 kV oder 10 kV transformiert, ist das Mittelspannungsnetz zumeist als offen betriebenes Strang- oder Ringnetz aufgebaut. Direkt am

⁶ Im Fokus dieses Gutachtens stehen die Nieder- und Mittelspannungsnetze. Wenn im Folgenden der Begriff Verteilnetze verwendet wird, sind im Wesentlichen die Mittel- und Niederspannungsebene gemeint.

Mittelspannungsnetz sind größere Einspeiser und Verbraucher angeschlossen. Außerdem werden über Ortsnetzstationen einzelne Niederspannungsnetze versorgt.



Früher

- ▶ Wenig flexible Lasten (Nachtspeicherheizungen, nicht netzorientiert)
- ▶ Passive Kunden
- ▶ Heterogener Verbrauch, Durchmischung
- ▶ Gleichmäßige Leistungsflüsse
- ▶ Geringe Anforderungen an Netzmanagement

Zukunft

- ▶ Viele flexible Lasten und Speicher (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, Batteriespeicher)
- ▶ Marktsignale können hohe Leistungsspitzen (Gleichzeitigkeit) verursachen
- ▶ Aktive Kunden
- ▶ Hochvolatile bidirektionale Leistungsflüsse
- ▶ Sehr hohe Anforderungen an Netzmanagement

Abbildung 1 Versorgungsaufgabe im Verteilnetz

In der Abbildung sind auch die angeschlossenen Kunden, die stark in ihrem Leistungsbezug, der nachgefragten Energiemenge sowie ihrem Verhalten variieren, dargestellt. Im Folgenden werden die wesentlichen heutigen und zukünftigen Kunden vorgestellt und ihre Anforderungen an das Netz skizziert.

Unflexible Verbraucher und dezentrale Erzeuger prägen die heutige Versorgungsaufgabe im Verteilnetz

Die wesentlichen heute im Verteilnetz angeschlossenen Kundentypen sind:

- **Haushaltskunden:** Diese sind in der Regel im Niederspannungsnetz angeschlossen und zeichnen sich durch einen sehr volatilen Energiebezug aus. In Deutschland verbraucht der durchschnittliche Drei-Personen-Haushalt 2.600 kWh im Jahr⁷, die maximal nachgefragte Leistung liegt bei Haushalten ohne Durchlauferhitzer bei etwa 5 kW. Haushaltskunden reagieren aufgrund der damit verbundenen Komforteinbußen und fehlender Tarifmodelle derzeit praktisch nicht auf Preissignale, d. h. zeitlich variable Preise, und sind insoweit unflexibel.
- **Gewerbe- und Industriekunden:** Abhängig von der notwendigen Leistung sind Gewerbe- bzw. Industriekunden entweder im Niederspannungsnetz (beispielsweise Gastronomie, Einzelhandel oder kleinere Dienstleistungsunternehmen), im Mittelspannungsnetz (größere Gewerbekunden, mittelgroße Industriekunden, Bürogebäude) oder im Hochspannungsnetz (große Industriekunden) angeschlossen. Die Anschlussleistung wird vertraglich vereinbart. Ihr Leistungsbezug ist durch eine geringere Volatilität geprägt als beim Haushaltskunden, der Jahresenergiebedarf deutlich größer. Auch diese Kunden reagieren heutzutage überwiegend nicht auf Preissignale.

⁷ BMU, BDEW, co2online u.v.m: Stromspiegel für Deutschland 2017, https://www.stromspiegel.de/fileadmin/ssi/stromspiegel/Broschuere/Stromspiegel_2017_web.pdf, 2017

- **Windenergieanlagen:** Windenergieanlagen wandeln kinetische Energie in elektrische Energie um, die Einspeisung ist dargebotsabhängig. Sie kommen zumeist in größeren Leistungsklassen ab 1 MW vor und erreichen je nach Standort eine Volllaststundenzahl zwischen 1.600 und 2.800 h/a.⁸ Da die Leistungsabgabe abhängig von der Wetterlage ist, ist die resultierende Einspeisung sehr volatil.
- **Photovoltaikanlagen:** Photovoltaikanlagen wandeln solare Strahlung in elektrische Energie um, die Einspeisung ist ebenfalls dargebotsabhängig. Während im Niederspannungsnetz zumeist Anlagen bis zu einer Größe von 30 kWp angeschlossen sind, speisen im Mittelspannungsnetz auch Anlagen mit einer Leistung von mehreren MWp ein. Die Einspeisung ist deutlich weniger volatil als bei Windenergieanlagen, kann aber aufgrund von Wolkenbrüchen oder Verschattungseffekten ebenfalls Leistungssprünge aufweisen.
- **Dezentrale KWK-Anlagen:** Zur Wärmeversorgung von einzelnen Gebäuden oder Nah- und Fernwärmenetzen sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in den verschiedenen Spannungsebenen der Verteilnetze angeschlossen. Für Wohngebäude werden in der Regel Leistungsgrößen zwischen wenigen kW und etwa 50 kW realisiert. Für Nah- und Fernwärmenetze oder einzelne Großgebäude bzw. Gewerbe- und Industrieanlagen werden Anlagen von 50 kW bis mehreren hundert MW eingesetzt. Als Brennstoffe werden konventionelles Erdgas, Biogas oder andere Biomasse und in Großanlagen z. T. noch Kohle eingesetzt. Die Einspeisung ist in der Regel steuerbar und orientiert sich dabei am Wärmebedarf, die Anlagen können vielfach aber auch stromorientiert gefahren werden.

Kein Problem der Gleichzeitigkeit bei klassischen Verbrauchern

Die momentan in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossenen Verbraucher haben die Gemeinsamkeit, dass der Einsatz wenig flexibel ausgestaltet ist. Ihr Energiebezug ist nutzungsgetrieben, d. h., ihr Abnahmeverhalten wird von den momentanen Nutzungsbedürfnissen dominiert. Eine Verschiebung von Verbrauch würde oftmals zu unmittelbar spürbaren Komforteinbußen bzw. einer Beeinträchtigung der gewerblich-industriellen Nutzung führen. Deshalb erfolgt dort keine Verschiebung von Last im Sinne eines netzorientierten Verhaltens (eine Ausnahme könnten Nachtspeicherheizungen bilden, deren Lastverschiebepotenzial jedoch derzeit nicht netzorientiert eingesetzt wird). Die Kunden agieren somit weitgehend passiv und reagieren nicht auf Preissignale. Dass kein Lastverschiebepotenzial existiert, hat auch zur Folge, dass die zugesicherte Kapazität zur Netznutzung stets garantiert werden muss, da der Kunde seinen Verbrauch nicht flexibel reduzieren kann.

Die heutigen Verbraucher sind durch eine hohe Durchmischung des Verbrauchsverhaltens, insbesondere in der Niederspannungsebene, gekennzeichnet. Durch den sehr heterogenen Leistungsbezug und den Anschluss eines großen Kundenkollektivs an einzelne Stränge oder Ortsnetzstationen entstehen niedrige Gleichzeitigkeiten, was sich positiv auf die Netzbelastung auswirkt, da die resultierenden Leistungsflüsse gleichmäßig und somit weniger volatil sind. Dies führt auch zu sehr geringen Anforderungen an das Netzmanagement, da das Netz statisch auf diese geringen Gleichzeitigkeiten und wenig volatilen Leistungsflüsse dimensioniert wird. Ein Eingriff ins Abnahmeverhalten der Kunden ist somit nicht notwendig. Die Auslegung des Netzes erfolgt auf Basis von wenigen (zumeist zwei) abgeschätzten kritischen Netzzuständen. Eine Online-Überwachung des

⁸ AEE: Entwicklung der Volllaststunden von Kraftwerken in Deutschland, http://www.forschungsradar.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Volllaststunden_juli13.pdf, 2013.

Netzzustands ist nicht erforderlich und auch nicht sinnvoll, da ein steuernder Eingriff im Niederspannungsnetz derzeit nicht möglich ist.

Die neuen Verbrauchseinrichtungen

Zukünftig werden sich die Anforderungen, die sich durch die Versorgungsaufgabe an die Verteilnetze ergeben, deutlich ändern. Zum einen wird der Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien weiterbestehen. Außerdem muss eine Vielzahl neuer Verbrauchseinrichtungen in die Netze integriert werden. Dies betrifft im Wesentlichen:

- **Elektrofahrzeuge:** Auch wenn das ursprüngliche Ziel der Bundesregierung, dass 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen unterwegs sind, sehr wahrscheinlich verfehlt wird, startet der Markthochlauf der Elektromobilität, was aktuelle Steigerungen in den Zulassungszahlen zeigen.⁹ Momentan sind über 11.000 Ladepunkte ausgebracht und die Anzahl wird in den kommenden Jahren deutlich steigen. Es existiert außerdem eine Vielzahl an Fördertöpfen für Ladeinfrastruktur, Kaufprämien oder Flottenumrüstung. Die jüngsten Diskussionen um den Dieselmotor beflügeln zudem den Ausbau neuer klimafreundlicher Mobilitätskonzepte wie das der Elektromobilität. Momentan diskutierte Ladeleistungen reichen von 11 bzw. 22 kW bis hin zu Schnellladesäulen mit über 150 kW. Es entsteht somit ein hoher Bedarf an Netzkapazität. Bei Batteriegrößen von über 40 kWh werden diese hohen Leistungsspitzen außerdem über einen längeren Zeitraum auftreten.
- **Wärmepumpen:** Neben der Energiewende auf Stromseite wird verstärkt auch die Wärmewende vorangetrieben. Unter dem Stichwort Sektorkopplung werden vermehrt Technologien wie Wärmepumpen für die Wärmeversorgung von Wohnhäusern und Gewerbe-/Industriebetrieben genutzt. Eine Wärmepumpe nimmt thermische Energie aus der Umgebung (beispielsweise der Luft oder dem Erdboden) und nutzt diese für die Raum- und Gebäudeheizung. Hierfür werden häufig elektrisch angetriebene Wärmepumpenheizungen verwendet, wodurch zusätzlicher Leistungsbedarf in den Verteilnetzen entsteht. Das Verbrauchsverhalten der Wärmepumpen wirkt sich somit auf die Netzbelastung aus.
- **Batteriespeicher:** Aufgrund der unterschiedlichen Förderprogramme für Energiespeicher wird inzwischen etwa jede zweite Photovoltaikanlage mit einem zusätzlichen Batteriespeicher genutzt.¹⁰ Die Eigenstromversorgung der Endverbraucher führt zu einem geänderten Abnahmeverhalten mit daraus resultierenden veränderten Netzbelastungen gegenüber konventionellen Haushaltskunden. Weiter fallende Speicherpreise werden diese Entwicklung verstärken.

Hohe Gleichzeitigkeit bei neuen flexiblen Verbrauchseinrichtungen

Durch diese Verbrauchseinrichtungen wird aufgrund der gestiegenen Nachfrage der Energiedurchsatz in den Stromnetzen deutlich ansteigen. Die beschriebenen neuen Verbrauchseinrichtungen stellen zudem geänderte Anforderungen an das Verteilnetz. Diese sind generell flexibel, was bedeutet, dass Energiebezug verschoben werden kann – beispielsweise die Verschiebung eines Ladevorgangs aufgrund eines niedrigeren Strompreises. Diese Verschiebung wird in der Regel automatisiert umgesetzt und basiert auf neuen Geschäftsmodellen und Dienstleistungen. Sie vermeidet dabei für den Verbraucher spürbare Komforteinbußen. Mit den flexiblen Verbrauchseinrichtungen wandelt sich der

⁹ Kraftfahrtbundesamt, Zulassungszahlen, 2018

¹⁰ Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen: Jahresbericht Speichermonitoring 2017

zuvor als passiv beschriebene Kunde zum aktiven Kunden. Die Netznutzung muss somit anders als beim passiven Kunden nicht stets in vollem Umfang gesichert zur Verfügung stehen, da der flexible Verbraucher auf eine zeitweilig geringere zur Verfügung stehenden Leistung mit einer (automatisierten) Verschiebung des Energiebezugs seiner flexiblen Verbrauchseinrichtungen reagieren kann.

Das Verhalten flexibler Verbraucher wirkt sich anders auf die Netzbelastung aus, als das der unflexiblen Verbraucher, welche die heutige Versorgungsaufgabe prägen. Schon durch eine geänderte Nutzungsroutine der Verbraucher, beispielsweise bei regelmäßiger abendlicher Ladung des Elektrofahrzeugs, stellt sich eine höhere Gleichzeitigkeit der Netznutzung ein. Weiterhin wandelt sich der heterogene Energiebezug, der von einer hohen Durchmischung geprägt war, auch durch eine mögliche, über Aggregatoren koordinierte Reaktion auf externe Preissignale und entsprechende Anpassung des Verhaltens zu einem gleichgerichteten Verbrauchs- und Einspeiseverhalten. Durch das Zusammenwirken der Leistungsspitzen von flexiblen, im Verteilnetz angeschlossenen Stromanwendungen mit vergleichsweise hohem Strombedarf können zudem hohe, nutzungsgetriebene Gleichzeitigkeiten entstehen, die Netzengpässe verursachen können. Weiterhin wird die Volatilität der Leistungsflüsse durch die Zunahme dezentraler volatiler Einspeisungen deutlich ansteigen, wodurch bidirektionale Leistungsflüsse im Verteilnetz zunehmen.

Erhöhte Anforderungen an den Netzbetrieb

Somit entstehen auch neue Anforderungen an das Netzsicherheitsmanagement. Während die passiven Kunden mit einer hohen Durchmischung im Verbrauchsverhalten und somit einer hohen Heterogenität zu geringen Gleichzeitigkeiten und wenig volatilen Leistungsflüssen führten, die selten Netzengpässe verursachten, führen die zukünftigen, potenziell aktiven Kunden mit einer geringeren Durchmischung im Verbrauchsverhalten und einem gleichgerichteten Leistungsbezug zu hohen Gleichzeitigkeiten und stark volatilen Leistungsflüssen. Dies kann zu einem verstärkten Auftreten von Netzengpässen führen. Netzengpässe aufgrund flexibler Lasten können vermieden werden, wenn der aktuelle Netzzustand erfasst wird und die flexiblen Lasten bei drohenden Netzengpässen netzorientiert gesteuert werden. Alternativ müsste das Netz für die auftretenden kurzzeitigen Leistungsspitzen, analog zum heutigen Vorgehen für die Integration von passiven Kunden, ausgebaut werden. Diese Auslegung auf kurzzeitige Leistungsspitzen würde, wie in Abschnitt 5.1 noch vertiefend erläutert wird, in einen unverhältnismäßig hohen Netzausbau münden.

2.2 Die Digitalisierung wird Treiber und Werkzeug zugleich

Die Digitalisierung der Verteilnetze gilt als Basis für die Flexibilisierung der Netzkunden. Hierunter ist zum einen die Digitalisierung auf Kundenseite durch den Smart-Meter-Rollout, zum anderen aber auch die Digitalisierung des Netzes mithilfe einer Netzzustandsüberwachung mit ggf. darauf aufsetzender Netzsteuerung zu verstehen. Im Folgenden werden Grundlagen des Smart-Meter-Rollouts sowie der Netzzustandsüberwachung vorgestellt.

2.2.1 Das intelligente Messsystem wird Basis der Datendrehscheibe

Durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) werden die Vorgaben der Europäischen Union (EU) umgesetzt, intelligente Messsysteme (iMSys) einzuführen, durch die Verbraucher am Stromversorgungsmarkt beteiligt werden können.¹¹ Die Ausbringung der intelligenten Messsysteme muss nach den EU-Vorgaben entweder für 80 % der Letztverbraucher bis 2020

¹¹ Deutscher Bundestag: Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, 2016

abgeschlossen sein oder die Einführung muss auf Basis einer Kosten-Nutzen-Analyse geprüft werden. Eine solche Analyse wurde 2013 vom BMWi vorgelegt¹² und die Ausgestaltung des Rollouts in Deutschland mit dem GDEW konkretisiert.

Die Ausbringung der intelligenten Messsysteme staffelt sich dabei für definierte Pflichteinbaufälle nach dem Jahresverbrauch bzw. der Erzeugungsleistung und muss innerhalb bestimmter Zeiträume abgeschlossen werden. Generell ist eine Ausstattung von Verbrauchern ab 6.000 kWh/a und von EEG-/KWKG-Einspeisern ab einer Leistung von 7 kW vorgesehen, sofern dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist. Diese im GDEW definierten Voraussetzungen sind zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Gutachtens noch nicht vollständig gegeben. Aus diesem Grund verzögert sich die Ausbringung der intelligenten Messsysteme noch, bis die Zertifizierung der SMGW umgesetzt ist, während moderne Messeinrichtungen bereits eingebaut werden müssen. Im Endausbau werden ca. 10 % aller Endkunden mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sein.

Die Tarifierungsfälle der technischen Richtlinie

In der technischen Richtlinie BSI TR-03109 sind grundsätzlich zwölf sogenannte Tarifierungsfälle (TAF) zur Messwertverarbeitung für Tarifierung, Bilanzierung und Netzzustandsdatenerhebung vorgesehen, die vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) definiert wurden:

- TAF 1: Datensparsame Tarife
- TAF 2: Zeitvariable Tarife
- TAF 3: Lastvariable Tarife
- TAF 4: Verbrauchsvariable Tarife
- TAF 5: Ereignisvariable Tarife
- TAF 6: Abruf von Messwerten im Bedarfsfall
- TAF 7: Zählerstandgangmessung
- TAF 8: Erfassung von Extremwerten für Leistung
- TAF 9: Abruf der IST-Einspeisung einer Erzeugungsanlage
- TAF 10: Abruf von Netzzustandsdaten
- TAF 11: Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen
- TAF 12: Prepaid Tarif

Diese TAF müssen vom Smart-Meter-Gateway, das Bestandteil des intelligenten Messsystems ist, umgesetzt werden. Zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung ist erkennbar, dass die erste Generation der SMGW voraussichtlich zunächst nur für TAF 1, 2, 6 und 7 zertifiziert werden wird. Seitens des BSI ist vorgesehen, dass auch nach Abschluss der Zertifizierung bereits ins Feld gebrachte SMGW über einen sicheren Firmware-Update-Prozess um weitere Funktionalitäten, insbesondere TAF 9 (Abruf der Einspeisung) und 10 (Netzzustandsdaten), erweitert werden können. Der sichere Firmware-Update-Prozess ist demgemäß fester Bestandteil einer Rezertifizierung durch das BSI. Software-Updates können dann vom Gateway-Administrator aus der Ferne durchgeführt werden. Die Abläufe für den späteren Rollout von Software-Updates befinden sich in Klärung.

Der Datenaustausch im Rahmen der Marktkommunikation

Die Bereitstellung der Daten aus dem intelligenten Messsystem erfolgt bisher (Interimsmodell für elektronische Marktkommunikation) ausschließlich über den örtlichen Verteilnetzbetreiber, der auch für die Plausibilisierung, ggf. die Ersatzwertbildung sowie die Übermittlung an die berechtigten

¹² Ernst & Young: Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, 2013

Marktteilnehmer zuständig ist. In einem Zwischenmodell sollen die Daten ab Ende 2019 vom Messstellenbetreiber plausibilisiert, ggf. Ersatzwerte gebildet und im Rahmen einer „zentralen sternförmigen Marktkommunikation“ über seine Backend-Systeme verteilt werden. Im eigentlichen nach MsbG beschriebenen Zielmodell ab 2020 werden die Daten direkt im SMGW plausibilisiert, ggf. Ersatzwerte gebildet und im Rahmen einer „dezentralen sternförmigen Marktkommunikation“ auch unmittelbar vom SMGW an alle berechtigten Marktteilnehmer versendet. Damit wird statt des Verteilnetzbetreibers der Messstellenbetreiber bzw. das SMGW zur zentralen Datendrehscheibe für die Übermittlung abrechnungsrelevanter und betrieblicher Messwerte aus intelligenten Messsystemen.

Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen

Zur Umsetzung der Steuerbarkeit von Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speicheranlagen beim Endkunden bedarf es allerdings einer zusätzlichen Steuerungseinheit als modulare Erweiterung des SMGW oder als separate mit dem SMGW zu verbindende Komponente. Es bedarf noch einer Klärung, ob und wie dies im Zusammenhang mit der BSI-Zertifizierung zu berücksichtigen ist – eine standardisierte Lösung steht zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung daher noch nicht zur Verfügung. Seitens der Branche wird die Nutzung des CLS-Kanals (Controllable Local System) des SMGW diskutiert und in Pilotprojekten praktiziert. Es wird dabei über den SMGW-Administrator eine transparente Verbindung zwischen einem Backend-System und einer proprietären Steuerungseinheit des berechtigten Marktteilnehmers aufgebaut. Zurzeit wird kontrovers diskutiert, inwieweit die zu steuernden Aggregate als Teil der kritischen Infrastruktur zu betrachten sind und ob eine BSI-Zertifizierung auch der Steuerungseinheit und der Kommunikationsstrecke zwischen SMGW und (externer) Steuerungseinheit erforderlich ist. Ebenso bedarf es der Klärung von Verantwortlichkeiten für die Funktionsfähigkeit der Steuerungseinheit und der übergeordneten Koordination von ggf. widersprüchlichen Steuerungsvorhaben.

2.2.2 Transparenz in den Verteilnetzen ist erforderlich

In Netzen mit ausschließlich unflexiblen Verbrauchern war es ausreichend, die Netze auf die maximal nachgefragte Leistung zu dimensionieren. Die wesentlichen in der Netzplanung verwendeten Freiheitsgrade waren die Auslegung von Leitungen und Transformatoren, die so ausgestaltet wurden, dass die maximale Last übertragen werden konnte. Es bestand keine Notwendigkeit dafür, Messtechnik im Niederspannungsnetz auszubringen, da aufgrund der fehlenden Steuer- und Regelfunktionalitäten ein Monitoring des Netzzustandes nicht erforderlich war. Insofern war es wirtschaftlich sinnvoll und technisch akzeptabel, keine Kenntnis über die aktuellen Leistungsflüsse zu besitzen. Gängige Praxis war es, über Schleppzeigerwerte in der Ortsnetzstation, mit deren Hilfe der maximale Stromfluss über den Transformator bestimmt werden kann, die maximal nachgefragte Leistung in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen zu bestimmen und als auslegungsrelevanten Fall in der Netzplanung zu verwenden. Laufende Messwerte wurden in aller Regel nur in den Hochspannungsnetzen, den Umspannwerken zur Mittelspannungsebene und zentralen Knotenpunkten in der Mittelspannungsebene erhoben.

In der zukünftigen Welt werden sich die Versorgungsaufgabe und damit die Anforderungen an die Netzplanung und den Netzbetrieb grundlegend ändern. Schon heute treten aufgrund der hohen Anzahl von installierten Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien in einer Vielzahl an Niederspannungsnetzen bidirektionale Leistungsflüsse auf. Zusätzlich werden zukünftig vermehrt neue und flexible Verbrauchseinrichtungen wie Elektromobile, Wärmepumpen oder Energiespeicher in die Netze integriert werden müssen. Diese neuen Verbrauchseinrichtungen besitzen zum einen hohe Leistungsgradienten, zum anderen besteht die Möglichkeit, dass diese auf Preis- und somit Steuersignale aus dem Markt reagieren. Die Leistungsflüsse werden somit deutlich volatiler.

Notwendigkeit zur Netzzustandsüberwachung in Verteilnetzen

Für den Netzbetreiber haben diese Entwicklungen zur Folge, dass die Netze verstärkt an den technischen Grenzen betrieben werden müssen. Ein durchgängiger Ausbau der Netze nach dem früheren Worst-Case-Prinzip ist nicht wirtschaftlich.^{13,14,15} Ob und in welchem Umfang ein Netzausbau zwingend erforderlich bzw. kostengünstiger ist oder ob ein netzorientiertes Flexibilitätsmanagement zu bevorzugen ist, ist von der konkreten Einzelfallkonstellation abhängig. In manchen Fällen kann konventioneller Netzausbau sinnvoll sein, weil z. B. die betroffenen Netzanlagen alt sind und ohnehin in wenigen Jahren zur Erneuerung anstehen oder die Installation der unten beschriebenen Netzzustandsüberwachung mit hohen IKT-Aufwendungen verbunden ist. Bei starkem Anstieg der Last ist auch mit einem netzorientierten Lastmanagement ein Netzausbau vielfach nicht mehr zu vermeiden. Ein netzorientiertes Flexibilitätsmanagement weist aber in vielen Fällen ein hohes Einsparpotenzial und bietet in aller Regel die Möglichkeit, den Zeitpunkt des erforderlichen Netzausbaus nach hinten zu schieben und so die Nutzungsdauer der vorhandenen Netzanlagen zu verlängern. Auch bestehen, wie in Abschnitt 6.2.1 näher ausgeführt wird, verschiedene Zwischenstufen für eine schrittweise Einführung des netzorientierten Flexibilitätsmanagements, die mit weniger Mess- und Steueraufwand umgesetzt und als Übergangslösungen genutzt werden können.

Wenn das volle Potenzial eines netzorientierten Flexibilitätsmanagements ausgeschöpft werden soll, ist ein Online-Monitoring des Netzzustands unerlässlich, um bei Grenzwertüberschreitungen bzw. präventiv Eingriffe in das Kundenverhalten vornehmen zu können. Da die Leistungsflüsse im Niederspannungsnetz höchstvolatil sind, können solche Eingriffe nicht mit ausreichender Verlässlichkeit auf Basis von Prognosen erfolgen. Um Kenntnis über den aktuellen Netzzustand zu erlangen, ist die Ausbringung von Messtechnik notwendig.

Diese Form des Monitorings mit hierauf aufsetzender automatisierter Steuerung und Regelung wird in der Hoch- und Höchstspannungsebene bereits seit einigen Jahrzehnten angewendet. Auf Basis von ausgebrachter Informations- und Kommunikationstechnik im Netz werden Messwerte an einen Netzzustandsschätzer in einem definierten Zeitraster übertragen und der wahrscheinlichste Netzzustand, beschrieben durch Zweigströme und Knotenspannungen, geschätzt. Mit der Ausbringung einer Netzzustandsüberwachung im Niederspannungsnetz haben sich in den letzten Jahren unterschiedliche Forschungsarbeiten und Pilotprojekte befasst.^{16,17} Unterschiedliche mathematische Verfahren zur Netzzustandsüberwachung (üblicherweise wird die Weighted-Least-Square-Methode verwendet) wurden erprobt. Der Aufbau einer Netzzustandsüberwachung im Niederspannungsnetz ist in Abbildung 2 dargestellt.

¹³ BMWi: Moderne Verteilernetze für Deutschland, 2014

¹⁴ EWE: Untersuchung des 5%-Ansatzes, 2014

¹⁵ dena: Netzflexstudie, 2017

¹⁶ David Echternacht: Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen, 2015

¹⁷ Nils Neusel-Lange: Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze, 2013

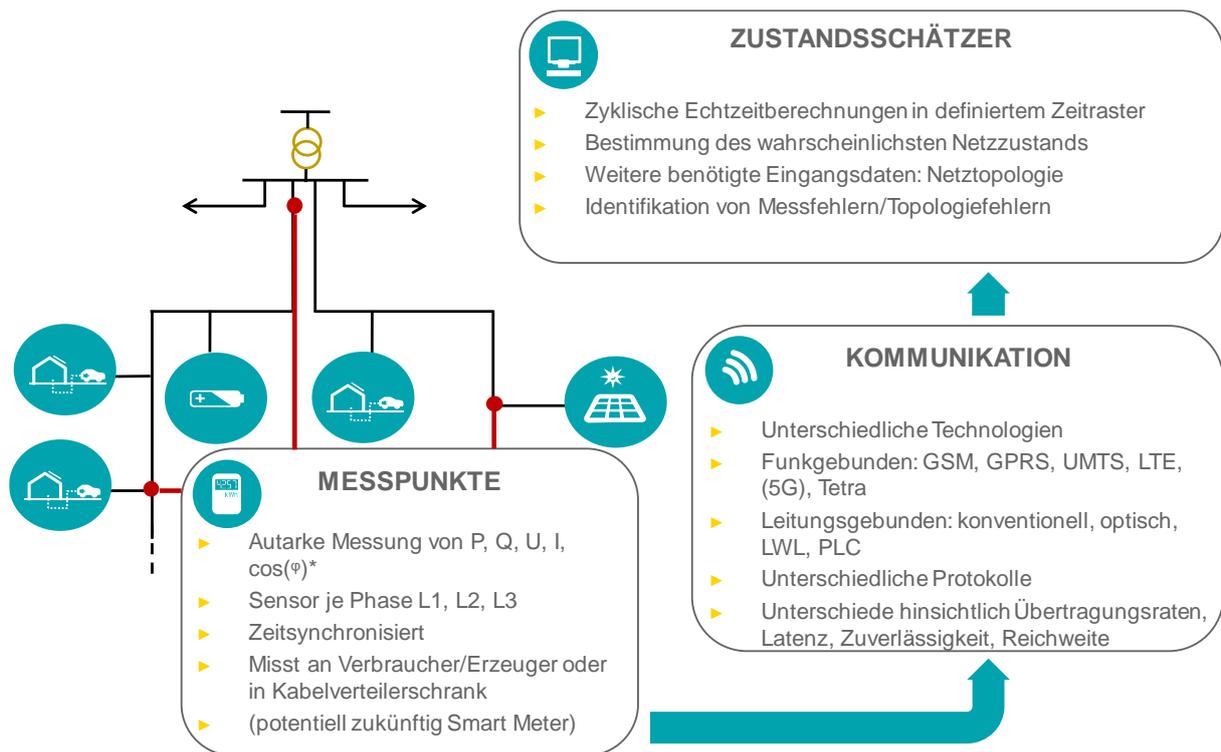


Abbildung 2: Aufbau der Netzzustandsüberwachung

Inhalte und Ausgestaltung einer Netzzustandsüberwachung in Verteilnetzen

Im Netz werden an Messpunkten Kenngrößen, die den Netzzustand beschreiben, wie die übertragene Wirk- oder Blindleistung, Zweigströme und Knotenspannungen oder Leistungsfaktoren erfasst. Diese Werte müssen im Niederspannungsnetz je Phase aufgenommen werden, da aufgrund einer Vielzahl an einphasig angeschlossenen Verbrauchseinrichtungen nicht von einem symmetrischen Betrieb des Netzes ausgegangen werden kann. Die aufgenommenen Messwerte müssen zeitsynchronisiert sein. Die Messungen können an Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen, an Abgängen oder in Kabelverteilerschränken durchgeführt werden. Die Einbindung von intelligenten Messsystemen zur Netzzustandsüberwachung ist vom MsbG grundsätzlich vorgesehen.

Die Messwerte werden unter Nutzung geeigneter Kommunikationsmedien an den Zustandsschätzer übertragen. Es eignen sich unterschiedliche Technologien – diese sind grundsätzlich in leitungsgebundene Technologien (beispielsweise konventionell, optisch, LWL, PLC) sowie Funktechnologien (beispielsweise GSM, GPRS, UMTS, LTE, 5G) einzuteilen. Zur Übertragung können außerdem unterschiedliche Protokolle verwendet werden. Da hinsichtlich der verwendeten Kommunikationstechnologien unterschiedliche Übertragungsraten, Latenzen, Zuverlässigkeiten und Reichweiten existieren, ist die Auswahl der geeigneten Technologie abhängig von den Anforderungen des Netzbetreibers und des Netzes.

Die übertragenen Messwerte werden abschließend im Netzzustandsschätzer verwendet, um den wahrscheinlichsten Netzzustand zu ermitteln. Hier finden zyklische Echtzeitberechnungen in einem definierten Zeitfenster statt. In der Praxis hat sich eine Wiederholungsrate der Berechnung in einem

Bereich von 30 s bis 60 s als praktikabel herausgestellt.¹⁸ Zur Bestimmung des Netzzustands wird außerdem die Netztopologie benötigt.

Das Ergebnis der Netzzustandsüberwachung ist der wahrscheinlichste Netzzustand zum jeweiligen Berechnungszeitpunkt. Auf dieser Basis können drohende Grenzwertverletzungen von technischen Randbedingungen für Knotenspannungen und Zweigströme identifiziert werden und anschließend Steuer- und Regelsignale übermittelt werden.

Bei der Ausbringung einer Netzzustandsüberwachung existieren neben den oben schon angesprochenen Freiheitsgraden weitere Ausgestaltungsparameter. Hierzu zählen die Anzahl der ausgebrachten Messpunkte (je nach Quelle reichen etwa 10 % der Knoten aus¹⁹), die aufgenommenen Zustandsgößen (Netzzustandsschätzung auf Basis von ausschließlich Wirkleistungswerten führt zu erhöhtem Schätzfehler, deswegen ist eine Messung von mindestens drei Kenngrößen vorteilhaft) sowie das Zeitraster, in dem die Schätzung des Netzzustands aktualisiert wird (eine höhere Auflösung ermöglicht eine präzisere Schätzung des Netzzustands).

¹⁸ Quelle: Expertengespräche im Rahmen des Gutachtens

¹⁹ David Echternacht: Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen, 2015

3 Das bestehende Konzept der Kupferplatte ist für ein dezentrales und hochflexibles Stromsystem ungeeignet

Kapitel auf einen Blick:

Aus dem aktuellen Rechtsrahmen ergeben sich diverse Hemmnisse für eine netzorientierte, effiziente Integration sowie marktliche Nutzung von Flexibilitäten. In einer Vielzahl an Studien sind unterschiedliche Ansätze zur Anpassung des Rechtsrahmens untersucht worden; diese Ansätze reichen von marktlicher Koordination und Abruf von Flexibilität bis hin zur Ausgestaltung von § 14a des EnWG. Zu letzterem wird im Rahmen dieses Gutachtens ein Ausgestaltungsvorschlag gemacht, marktliche Lösungen sind im Niederspannungsnetz nicht praxistauglich. Ein „Werkzeugkasten Netzentgeltssystematik“ wird vorgestellt, der neben konventionellen Instrumenten wie dem Leistungs-, Arbeits- sowie Grundpreis auch innovative Instrumente wie die Bestelleistung oder die bedingte Netznutzung beinhaltet. Auf Basis dieses Werkzeugkastens werden verschiedene Ausgestaltungsvarianten einer zukünftigen Netzentgeltssystematik abgeleitet. Abschließend werden relevante Bewertungskriterien wie beispielsweise die Anreizsetzung für eine effiziente Netznutzung, die Kostenverursachungsgerechtigkeit oder der regulatorische Aufwand definiert, um in den nachfolgenden Kapiteln eine Bewertung zu ermöglichen.

3.1 Der aktuelle Rechtsrahmen fördert netzorientierte Flexibilität nicht

Um die erforderlichen Anpassungen des Rechtsrahmens zu diskutieren, soll zunächst der gegenwärtige Rahmen mit Blick auf die Aufgabenstellung des Gutachtens umrissen werden. Dabei werden zunächst die Marktrollen und Marktprozesse, anschließend die Regelungen zum Netzzugang und zu den Netzentgelten sowie das Umlagensystem beschrieben.

3.1.1 Marktrollen und Marktprozesse

Im nachfolgenden Kapitel werden zum einen die Rollen der Marktakteure in der Energiewirtschaft (Strom) und zum anderen deren Beziehungen untereinander im Rahmen der Vertragsverhältnisse und Marktprozesse herausgestellt, die im Zusammenhang mit der Flexibilisierung und Sektorkopplung im Verteilnetz relevant sind.

Die Hauptakteure

Als die wesentlichen Marktakteure werden im engeren Sinne Endkunde (Anschlussnutzer und Anschlussnehmer), Lieferant, Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber und im weiteren Sinne Bilanzkoordinator (Übertragungsnetzbetreiber) und Bilanzkreisverantwortlicher differenziert. Weitere Marktakteure wie reine Erzeuger oder Aggregatoren sind ebenfalls im Markt tätig, werden aus Gründen der Übersichtlichkeit im Rahmen dieses Gutachtens aber unter den hier beschriebenen Hauptakteursgruppen subsumiert.²⁰

- Bei einem **Endkunden** ist zwischen Anschlussnutzer und Anschlussnehmer zu unterscheiden. Anschlussnehmer ist gem. § 18 Abs. 1 Satz 1 EnWG derjenige, der an das Niederspannungsnetz angeschlossen ist (in der Regel der Eigentümer des Gebäudes oder einer größeren Erzeugungsanlage). Als Anschlussnutzer wird ein Letztverbraucher bezeichnet, der den Netzanschluss zum Zwecke des Bezugs oder der Lieferung elektrischer Energie nutzt.

²⁰

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/MaStR/DefinitionenMarktakteuere.pdf?__blob=publicationFile&v=4

Ein Anschlussnehmer kann gleichzeitig ein Anschlussnutzer sein. Endkunden mit elektrischer Eigenerzeugung werden auch als „Prosumer“ bezeichnet.

- Ein **Lieferant** ist gemäß § 3 Nr. 18 EnWG eine juristische oder natürliche Person, die Endkunden mit elektrischer Energie beliefert. Die in diesem Gutachten getroffenen Aussagen für Lieferanten treffen i. d. R. auch für Aggregatoren oder sonstige Dienstleister zu, die für Endkunden im Bereich des Energiebezugs aktiv sind.
- Der **Verteilnetzbetreiber** ist im Sinne des § 3 Nr. 3 EnWG der Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen. Dies umfasst den Betrieb, die Wartung sowie den Ausbau des Verteilnetzes, um die regionale Stromversorgung auf den Netzebenen der Nieder-, Mittel- und ggf. Hochspannung zuverlässig sicherzustellen. Ein Verteilnetzbetreiber ist gesetzlich verpflichtet, das Netz allen angeschlossenen Verbrauchern und Erzeugern gegen ein Netznutzungsentgelt (NNE) diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen.
- Ein **Messstellenbetreiber** nimmt gemäß § 3 Nr. 26a EnWG bzw. § 3 MsbG die Aufgaben des Messstellenbetriebs wahr. Dies umfasst den Einbau, den Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen. Es wird zwischen dem grundzuständigen (gMSB) und dem wettbewerblichen Messstellenbetreiber (wMSB) unterschieden. Der gMSB ist in der Regel personenidentisch mit dem Verteilnetzbetreiber. Über die heute überwiegend noch eingesetzten analogen Messeinrichtungen hinaus regelt das Messstellenbetriebsgesetz (MsbG), dass der digitale Messstellenbetrieb auch die Smart-Meter-Gateway-Administration für intelligente Messsysteme umfasst.
- Der **Bilanzkreisverantwortliche** ist gemäß § 4 Abs. 2 StromNZV für die seinem Bilanzkreis zugeordneten Netznutzer gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Er ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in seinem Bilanzkreis in jeder Viertelstunde sowie für die Bewirtschaftung des Bilanzkreises verantwortlich.
- Ein **Übertragungsnetzbetreiber** übt gemäß BK6-07-002 die Rolle als Bilanzkoordinator für eine Regelzone aus.

Die Vertragsbeziehungen zwischen den Hauptakteuren

Die Beziehungen zwischen den verschiedenen Marktakteuren sind durch entsprechende Verträge geregelt, welche in Abbildung 3 abgebildet sind. Dabei sind Vertragsverhältnisse, die durch die Bundesnetzagentur reguliert sind, gelb dargestellt.

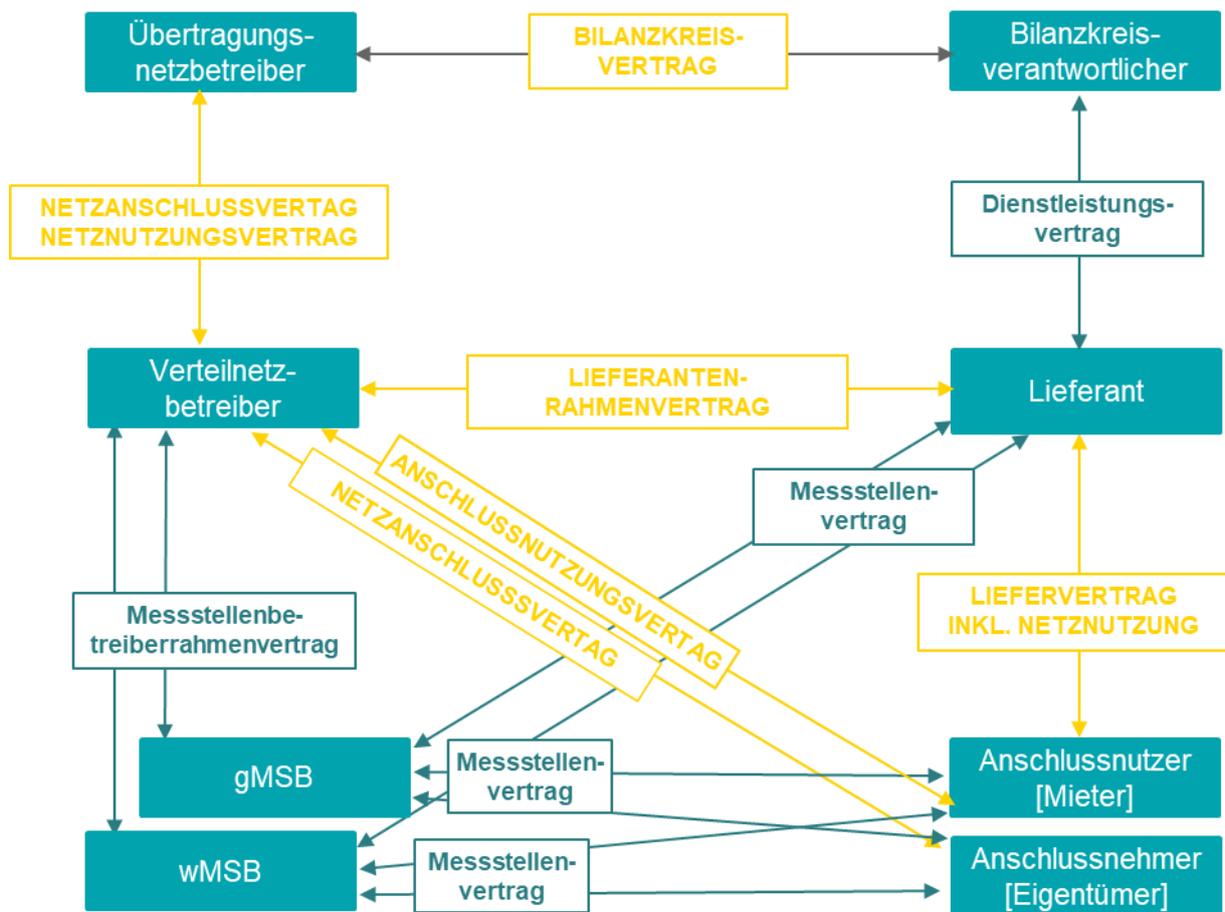


Abbildung 3: Beziehungen zwischen den Marktakteuren²¹

Der **Netzanschlussvertrag** im Sinne von § 2 Abs. 2 der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) wird zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer geschlossen. Dieser regelt den Anschluss des Anschlussnehmers an die Spannungsebene, hier an das Verteilnetz, die Netzanschlusskapazität, Eigentumsgrenzen, Zutrittsrechte und die Anschrift der Anschlussstelle. Für den Netzanschluss sind einmalig Hausanschlusskosten (HAK) und für Kunden mit über 30 kW Netzanschlusskapazität zusätzlich ein Baukostenzuschuss (BKZ) an den Netzbetreiber zu entrichten. Die installierte Netzanschlusskapazität ist die elektrische Leistung, die der Stromverteilnetzbetreiber dem Anschluss vorhält. Ein für den Normalbetrieb eines Netzes nutzbares Eingriffsrecht des Verteilnetzbetreibers zur Reduzierung der Momentanleistung ist heute nicht gegeben. Nur bei Ausnahmesituationen, d. h. netzplanerisch nicht vorgesehenen Situationen, kann der Verteilnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität in das Abnahme- und Einspeiseverhalten des Kunden eingreifen.

Der **Anschlussnutzungsvertrag** und damit das Anschlussnutzungsverhältnis hingegen besteht zwischen dem Netzbetreiber und dem jeweiligen Anschlussnutzer (§ 3 Abs. 2 NAV). „Die Anschlussnutzung ist das Recht zur Nutzung des Netzanschlusses zur Entnahme von Elektrizität“ (§ 3 Abs. 1 NAV).

Dem Endkunden ist es freigestellt, die Netznutzung in einem eigenständigen **Netznutzungsvertrag** direkt mit dem Netzbetreiber zu regeln. Hiervon machen vor allem größere Kunden in der Mittel- und

²¹ Erweiterung von BNetzA: Die Musterverträge der Bundesnetzagentur für den Energiemarkt, http://files.enreg.eu/2016/2016_11_21%202022/Lueck_Vertraege_Energiemarkt.pdf, 2016.

Hochspannung gebrauch. Bei der Masse der Kleinkunden wird die Netznutzung zwischen dem Lieferanten und dem Netzbetreiber geregelt.

Voraussetzung für die Belieferung eines Endkunden mit Strom ist der Abschluss des **Lieferantenrahmenvertrags** zwischen dem Netzbetreiber, an dessen Netz der Endkunde angeschlossen ist, und seinem Lieferanten. Der Lieferantenrahmenvertrag ist standardisiert.

Basis für die Belieferung des Anschlussnutzers bzw. -nehmers mit Elektrizität ist der Abschluss eines **Stromlieferungsvertrags**. Bei Kleinkunden ist dies in der Regel ein „kombinierter Vertrag“ bzw. ein „All-inclusive-Vertrag“, in dem neben den Energiekosten auch die Netznutzungsentgelte des Netzbetreibers eingeschlossen sind und der Netznutzungsvertrag durch den Lieferanten im Auftrag des Endkunden abgeschlossen, abgewickelt und gezahlt wird.

Der grundzuständige oder wettbewerbliche Messstellenbetreiber rechnet seine Messentgelte direkt mit dem Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer auf Basis eines abzuschließenden **Messstellenvertrags** ab. Letzterer regelt die Messstellennutzung, den Einbau, den Betrieb und die Wartung für die bestehenden analogen Messeinrichtungen, aber auch für moderne Messeinrichtungen (mME) bzw. intelligente Messsysteme (iMSys). Ein gMSB bzw. wMSB kann einen **Messstellenvertrag** auch mit einem Lieferanten abschließen, in dem u. a. die Abrechnung des Entgelts für den Messstellenbetrieb mit mME und iMSys über den Lieferanten vereinbart sind. Das Vertragswerk des Messstellenvertrags ist nicht standardisiert.

Ein weiteres Vertragsverhältnis besteht zwischen einem gMSB bzw. wMSB und dem Verteilnetzbetreiber. In dem standardisierten **Messstellenbetreiberrahmenvertrag** werden die Rechte und Pflichten der Vertragsparteien bei der Durchführung des Messstellenbetriebs geregelt.

Zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und dem Übertragungsnetzbetreiber ist ein **Bilanzkreisvertrag** abzuschließen. Darin wird insbesondere die 24/7-Erreichbarkeit im Zusammenhang mit den Datenaustauschprozessen sowie die Verpflichtung zum finanziellen Ausgleich von Bilanzkreisabweichungen vereinbart. Für Lieferanten, die nicht gleichzeitig Bilanzkreisverantwortliche sind, können Sub-Bilanzkreisverträge und Zuordnungsvereinbarungen zwischen BKV und Lieferant abgeschlossen werden.

Datenaustausch über standardisierte Marktprozesse (Marktkommunikation)

Aus den gesetzlichen Vorgaben und dem Marktmodell sind für den effizienten Datenaustausch zwischen den Marktakteuren standardisierte Marktprozesse inkl. zugehöriger Fristen und Datenformate definiert. Nachstehende Abbildung 4 zeigt die wesentlichen Zusammenhänge der **Marktkommunikation**.

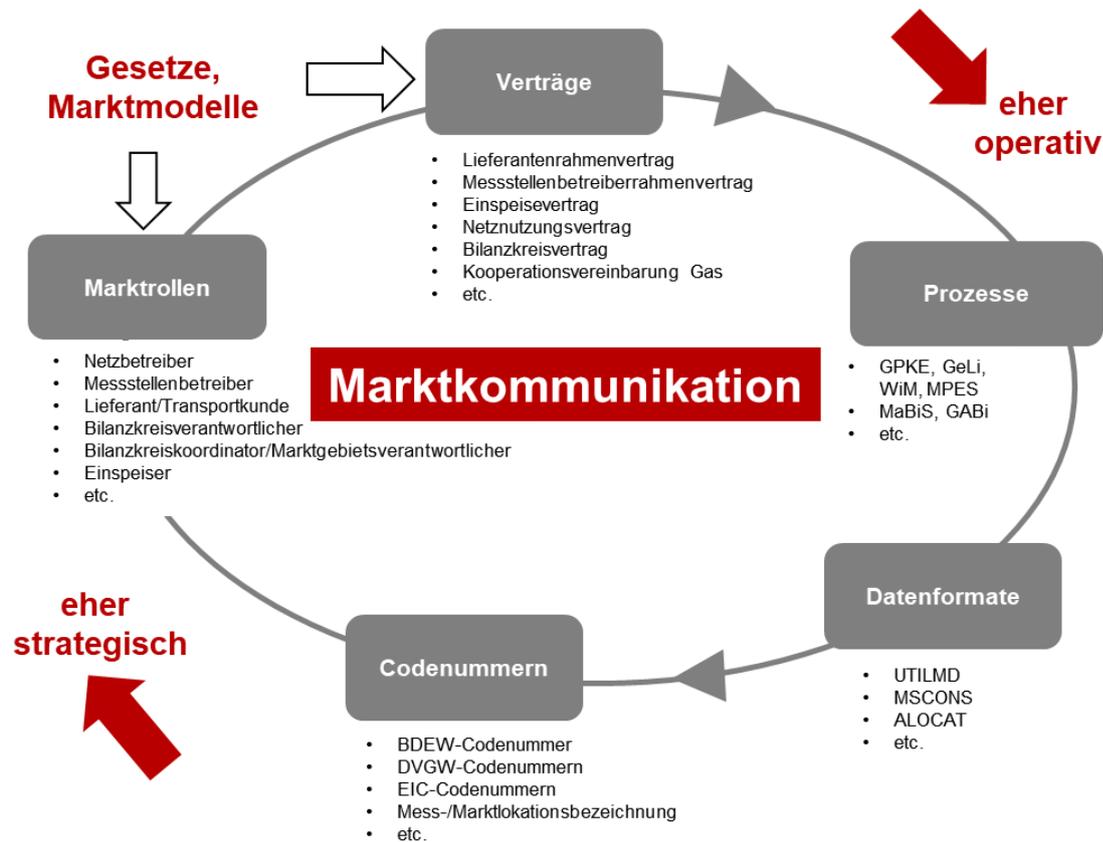


Abbildung 4: Übersicht Marktkommunikation²²

Die durch die Bundesnetzagentur standardisierten Marktprozesse sind verpflichtend anzuwenden und werden bei Erfordernis in einem Konsultationsprozesse mit der Branche angepasst. Sie können grundsätzlich unterschieden werden nach Wechselprozessen und Bilanzierungsprozessen.

Die **Wechselprozesse** umfassen die Wechselprozesse im Messwesen Strom (WiM), die Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) sowie die Marktprozesse für erzeugende Marktlokationen Strom (MPES). Hierbei handelt es sich um Prozesse zum Austausch von Stamm- und Bilanzierungsdaten im Vorfeld von Marktpartnerwechseln sowie zum Austausch von abrechnungsrelevanten Mengen und Rechnungen auf Verteilnetzebene.

Die **Bilanzierungsprozesse** umfassen die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS). Hierbei handelt es sich um Prozesse zur viertelstundenscharfen Zuordnung aller Einspeise- und Verbrauchsmengen in einem Verteilnetz auf die entsprechenden Bilanzkreise sowie zur Abrechnung der angefallenen Bilanzkreisabweichungen auf Regelzonenebene.

Bis zum Inkrafttreten des Messstellenbetriebsgesetzes war ausschließlich der Verteilnetzbetreiber für die Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Übermittlung der abrechnungsrelevanten Daten an die berechtigten Marktteilnehmer zuständig. In Ausnahmefällen lieferten dritte Messstellenbetreiber gemäß den WiM-Prozessen die erforderlichen Zählerstände oder Zeitreihen an den Netzbetreiber. Der

²² GeLi: Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas

GaBi: Grundmodell der Ausgleichs- und Bilanzierungsregeln im Gasmarkt

UTILMD: Utilities Master Data (Stammdaten)

MSCONS: Metered Services Consumption (Verbrauchsdaten)

ALOCAT: Allocation (Fahrplan-/Bilanzierungsdaten)

maximale Datenübermittlungszyklus beträgt in der Regel eine tägliche Ex-post-Bereitstellung von Einzelzeitreihen für die leistungsgemessenen Endkunden (RLM, REM) und eine monatliche Ex-post-Bereitstellung von Summenzeitreihen bzw. Zählerständen.

Anpassung der Marktkommunikation entsprechend GDEW

Mit dem Einbau intelligenter Messsysteme (iMSys), bestehend aus einer/mehreren modernen Messeinrichtung/en (= digitale/r Zähler) und einem Smart-Meter-Gateway (= BSI-zertifizierte Kommunikationseinheit) sowie ggf. einer Erweiterung um eine Steuerungseinheit, wird die Fernauslesung und -steuerung grundsätzlich bei allen betroffenen Endkunden möglich. Die vorstehend benannten Wechsel- und Bilanzierungsprozesse müssen dazu gemäß Messstellenbetriebsgesetz in zwei Stufen angepasst werden.

Im sogenannten **Interimsmodell** werden die Daten aus mME und iMSys zunächst weiter durch den Verteilnetzbetreiber erhoben. Er ist wie bisher für die Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Versendung an die Marktteilnehmer zuständig. In einem **Zwischenmodell** (geplant ca. ab Ende 2019) sollen die Messstellenbetreiber die Daten erheben, plausibilisieren, ggf. Ersatzwerte bilden und im Rahmen einer „zentralen sternförmigen Marktkommunikation“ über seine Backend-Systeme verteilen. Im **Zielmodell** wird sich der Datenstrom noch einmal dahingehend verändern, dass ab diesem Zeitpunkt bereits im iMSys die Daten plausibilisiert, ggf. Ersatzwerte gebildet und unmittelbar sternförmig an die berechtigten Marktteilnehmer versendet werden. Je nach Berechtigung und Erfordernis ist als maximaler Datenübermittlungszyklus die viertelstündliche Datenbereitstellung als Zählerstandsgang (ZSG) vorgesehen.

Gemäß MsbG sind EEG-/KWKG-Erzeugungsanlagen > 7 kW sowie Verbraucher > 6.000 kWh/a und ab 2021 auch Ladeeinrichtungen für Elektromobile Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme, so dass zukünftig für solche Endkunden Zeitreihen im Viertelstundenraster für Abrechnungs- und Bilanzierungszwecke zur Verfügung stehen. Damit wird sich zunehmend das bisher verwendete **Bilanzierungsverfahren** mit Standardlastprofilen zugunsten echter Messwerte verschieben, woraus sich wirtschaftliche Chancen, aber auch Risiken für die Marktpartner ergeben.

Direkte **Steuerungseingriffe** auf Verbrauchs- oder Erzeugungsaggregaten durch den Netzbetreiber sind bisher nicht möglich – einzige Ausnahme bildet die Tarifschaltung bzw. Ladezeitenfreigabe bei Nachtspeicherheizungen und das Einspeisemanagement bei PV-Anlagen durch Sollwertvorgabe an den Wechselrichtern. Im Gegensatz dazu steuern Lieferanten oder Aggregatoren über proprietäre Gateways PV-Anlagen und Stromspeicher mit Zustimmung des Endkunden bereits heute, aber in der Regel ohne Berücksichtigung der Netzauswirkungen. Mit Hilfe der iMSys und einer zusätzlichen Steuerungseinheit können zukünftig Flexibilitäten auf der Verbrauchsseite und/oder der Erzeugungsseite auch für den netzdienlichen Einsatz erschlossen werden, sofern entsprechende Vertragskonstrukte und Anreizsysteme für Netzbetreiber und Endkunden bestehen. Die Einbindung von Steuerungseingriffen in die Marktprozesse ist neu zu regeln und eröffnet neue Chancen, aber auch Risiken.

3.1.2 Netzzugang, Netzentgelte und staatlich induzierte Preisbestandteile

Netzzugang

Das heutige Netzentgeltsystem basiert grundsätzlich auf dem Prinzip des Netzpunkttarifes, d. h., dass der Netzkunde mit dem Anschluss an eine Spannungsebene und der Zahlung der Netznutzungsentgelte einen uneingeschränkten Zugang zum Energiemarkt erhält. Die Netze werden hierbei über alle Spannungsstufen hinweg als „Kupferplatte“ angesehen werden. Das Prinzip des Netzpunkttarifs und der vertikalen Kostenwälzung zwischen den Netzebenen führt zu einem vollständigen Netzzugang in

Abhängigkeit von der Spannungsstufe des physischen Netzanschlusses. Gemäß dieser Logik „benutzt“ ein Netznutzer die Netzebene, an die er unmittelbar angeschlossen ist, sowie immer alle überlagerten Netz- und Umspannebenen bis hin zum Höchstspannungsnetz. Das Netzentgeltsystem sieht kein Entgelt auf die Einspeisung vor.

Die Funktionsfähigkeit des Energiemarktes ist eng gekoppelt an die Infrastruktur für die Übertragung und Verteilung von Energie. Das Netz dient als Marktplatz für Energie. Grundlegende Maßgabe für das Funktionieren des Energiemarktes ist der freie Zugang zum Netz für Lieferanten, Letztverbraucher und dritte Rechtssubjekte. Dies wird durch § 20 EnWG ermöglicht, der besagt, dass „Betreiber von Energieversorgungsnetzen [...] jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren sowie die Bedingungen, einschließlich möglichst bundesweit einheitlicher Musterverträge, Konzessionsabgaben und [...] Entgelte für diesen Netzzugang im Internet zu veröffentlichen“ haben.

Nur in bestimmten Ausnahmefällen kann der Netzzugang verweigert werden, nämlich, wenn dafür betriebsbedingte oder sonstige Gründe unter Berücksichtigung des Zwecks des § 1 EnWG vorliegen. Der Netzbetreiber ist ansonsten zum Netzausbau verpflichtet, um jedem Kunden entsprechend seinem Bedarf den Netzzugang zu ermöglichen. Ein wesentlicher Grund für die Verweigerung oder Einschränkung des Netzzugangs kann ein Kapazitätsmangel sein. Kapazitätsmangel kann die Folge von erhöhter Einspeisung aus der Erzeugung von erneuerbaren Energien sein. Deren vorrangige Behandlung bei der Kapazitätszuteilung wird in der KraftNAV und dem EEG geregelt.

Dem Netzbetreiber stehen drei Instrumentarien im Rahmen des sogenannten Engpassmanagements zur Verfügung, um dem Kapazitätsmangel zu begegnen: (i) Vorbeugung, (ii) Engpassmanagement sowie (iii) die Bindung von Erlösen für beispielsweise den Netzausbau. Die genannten Instrumente sind in der KraftNAV und der StromNZV geregelt.

Die bisherigen Regelungen sehen keinen strukturierten Ansatz für netzorientiertes Management von flexiblen Verbrauchseinrichtungen vor. Mit der Neufassung des § 14a EnWG im Jahre 2016 wurde der Weg für die netzorientierte Steuerung von Verbrauchseinrichtungen bereitet. Wesentliche Änderungen sind:

- Die vormals benannte „Steuerung“ von Verbrauchseinrichtungen wurde präzisiert und die Eingriffe sollen dem Netz dienlich sein.
- Die vormals geforderte vollständige Unterbrechbarkeit der Verbrauchseinrichtung wurde so angepasst, dass auch ein teilweises Abregeln einer Verbrauchseinrichtung nun möglich ist.
- Des Weiteren ist der Eingriff durch den Netzbetreiber mit dem Betreiber der regelbaren Verbrauchseinrichtung explizit zu vereinbaren.

§ 14a EnWG sieht eine Konkretisierung durch eine Verordnung vor, die noch nicht erfolgt ist. In dieser Studie sollen Vorschläge hierzu erarbeitet werden.

Weitere Regelungen zum Netzzugang sind in der Niederspannungsnetzanschlussverordnung (NAV) und der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) geregelt. In der NAV sind hauptsächlich die Regeln für den Netzanschluss von Kleinkunden beschrieben. In der StromNZV sind, wie bereits dargelegt, Regelungen zum Kapazitätsmanagement und zudem der Zugang zum Netz und verschiedene Rollen dargelegt.

Netzentgeltsystem

Der Gesamtenergiepreis des Endverbrauchers besteht neben der Energielieferung aus Netzentgelten und staatlich induzierten Preisbestandteilen (SIP), d. h. Abgaben, Umlagen, Steuern u. ä. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur wurden im Jahr 2017 für einen Haushaltskunden mit Abnahmeband zwischen 2.500 kWh und 5.000 kWh pro Jahr ca. 54 % des Strompreises durch staatlich veranlasste (induzierte) Preisbestandteile (SIP) verursacht. Bei einem durchschnittlichen Preis von 29,86 ct/kWh summieren sich die Anteile zu 16,13 ct/kWh auf. Neben der ausführlicheren Darstellung des Netzentgeltsystems werden nachfolgend auch die SIPs beschrieben.

Die Netzentgelte setzen sich aus Einmalbeiträgen und laufenden Netzentgelten zusammen. Anschlusskostenbeiträge und Baukostenzuschüsse fallen nur einmalig bei Errichtung (Hausanschlusskostenbeitrag) oder Veränderungen der Vorhaltung der Kapazität (Baukostenzuschuss) des Anschlusses an. Der Baukostenzuschuss fällt ab einer Leistungsanforderung von mehr als 30 kW an. Die laufenden Netzentgelte setzen sich derzeit aus zeitlich fixen (statischen) Preisbestandteilen zusammen und unterstellen eine jederzeitige volle Verfügbarkeit der Anschlussleistung für den Kunden (unbedingte Netznutzung).

Die laufenden, periodischen Entgeltkomponenten beeinflussen das Entnahmeverhalten und die einmaligen Entgeltkomponenten setzen Anreize für die Dimensionierung des Netzanschlusses. Nachfolgende Grafik fasst die genannten Komponenten und deren Implikation auf das Verhalten der Verbraucher zusammen:

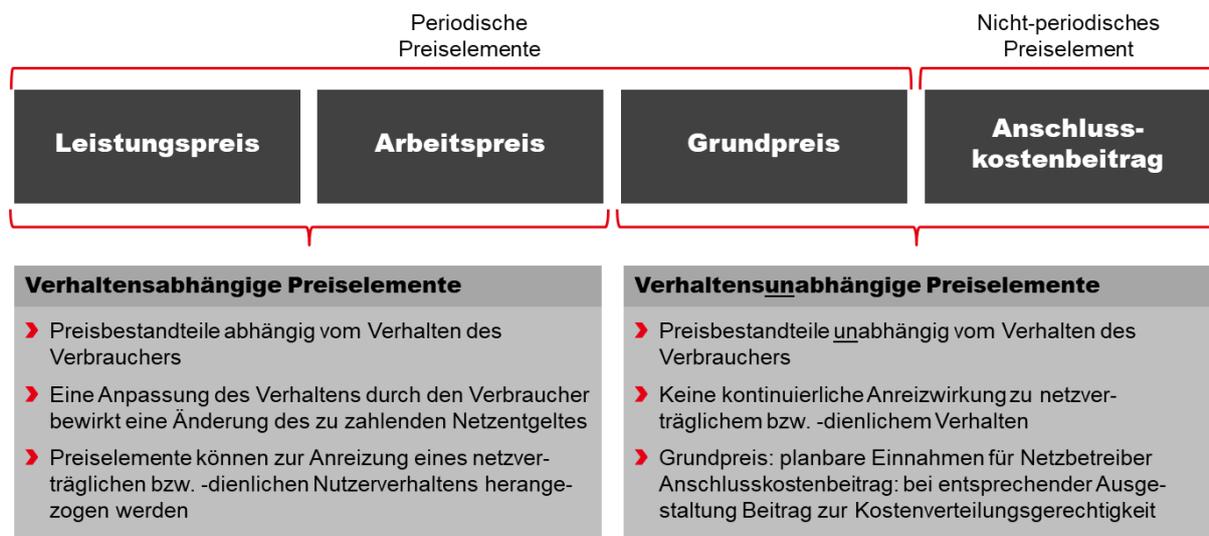


Abbildung 5: Elemente der heutigen Netzentgeltsystematik

Aufgrund der Anreizwirkung der einzelnen Komponenten ist es daher wichtig, wie diese Bestandteile gebildet werden. Grundlage sind zunächst die Kosten des Netzbetreibers, die darauf basierende Überführung in zulässige Erlöse und die Überleitung in das Preisblatt.

- Ermittlung der Netzkosten: Grundlage sind die Netzentgeltverordnung und Anreizregulierungsverordnung – es dürfen nur die Kosten in Ansatz gebracht werden, soweit sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen.
- Verteilung der Netzkosten und Kostenwälzung: Grundlage ist die Netzentgeltverordnung – die Netzkosten sind vollständig und verursachungsgerecht auf die direkt angeschlossenen

Endkunden und die nachgelagerten Netz- und Umspannebenen zu verteilen. Die Verteilung auf nachgelagerte Netzebenen wird als Kostenwälzung bezeichnet.

Die Kosten des bestehenden Netzes werden über die Netzentgelte ausschließlich von den entnehmenden Netznutzern auf Grundlage der tatsächlichen Entnahme (Leistung und Arbeit) getragen. Für die Kalkulation der Entgelte werden die relevanten Kosten für jede Netz- und Umspannebene ermittelt und dann im Rahmen der vertikalen Kostenwälzung, beginnend bei der höchsten Spannungsebene, jeweils von einer Netzebene auf dort entnehmende Netznutzer und nachgelagerte Netzebenen zugeordnet (gewälzt) (§ 14 StromNEV).

Die Entgeltermittlung basiert auf folgender grundsätzlicher Vorgehensweise:

- Ermittlung der „Briefmarke“ der jeweiligen Netz- und Umspannungsebene als Quotient aus den Jahreskosten der jeweiligen Ebene (einschließlich der gewälzten Kosten) und der jeweiligen zeitgleichen Jahreshöchstlast
- Ermittlung einer Gleichzeitigkeitsfunktion auf Basis der Entnahmeverhältnisse im Netz und damit von Arbeits- und Leistungspreisen für Werte bis bzw. über 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr
- In der Niederspannung wird für nicht-leistungsgemessene Kunden kein Leistungspreis erhoben. Es kann jedoch ein Grundpreis erhoben werden (Grundpreis-Arbeitspreis-Modell).
- Die leistungsgemessenen Großkunden zahlen einen Leistungs- und Arbeitspreis in Abhängigkeit von der Spannungsebene und den Jahresbenutzungsstunden.
- Neben den Netzentgelten im engeren Sinn werden gesonderte Entgelte für Messung und Abrechnung erhoben.
- Sonderfälle der Netzentgeltermittlung sind in § 19 StromNEV beschrieben; darüber hinaus sieht die StromNEV mit Ausnahme der Fälle des § 14 Abs. 2 Satz 3 StromNEV keine abweichende Entgeltbildung vor.

Diverse Sonderfälle der Netzentgeltermittlung regelt §19 StromNEV. Wesentlich sind die atypische Netznutzung und die intensive Netznutzung geregelt durch § 19 StromNEV. Die atypische Netznutzung nach § 19 Absatz 2 Satz 1 StromNEV zielt auf die Verlagerung der Höchstlast großer Verbraucher. Dies wird mit verringerten Netzentgelten belohnt. Der Netzbetreiber bestimmt ex ante das sogenannte Hochlastzeitfenster. Der Netznutzer kann ein reduziertes Netzentgelt zugestanden bekommen, wenn er außerhalb des jährlich bestimmten Hochlastzeitfensters seine maximale Last nachfragt. Ein gesondertes Netzentgelt für ein hohes und gleichmäßiges Verbrauchsverhalten (stromintensive Netznutzer) wird durch § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV geregelt. Voraussetzung für das Sonderentgelt ist, dass der Netznutzer eine Benutzungsstundenanzahl von mindestens 7.000 Stunden aufweist und einen Verbrauch von mindestens zehn Gigawattstunden erreicht.

Des Weiteren regelt § 19 Absatz 1 den Monatsleistungspreis. Dieser muss Kunden angeboten werden, bei denen „...einer zeitlich begrenzten hohen Leistungsaufnahme, [...] in der übrigen Zeit eine deutlich geringere oder keine Leistungsaufnahme gegenübersteht...“. In Absatz 3 wird ein gesondertes Entgelt für singular genutzte Betriebsmittel beschrieben. Dies trifft zu wenn „...ein Netznutzer sämtliche in einer Netz- oder Umspannebene von ihm genutzten Betriebsmittel ausschließlich selbst nutzt...“. Abschließend wird in Absatz 4 ein Sonderentgelt für Speicherbetreiber geregelt: „...Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, [ist] ein individuelles Netzentgelt anzubieten.“

Gemäß §16 Abs. 1 EEG (2017) müssen Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas die Kosten des Netzanschlusses an den vom Netzbetreiber ausgewiesenen Verknüpfungspunkt tragen. In Fällen, in denen der Netzbetreiber einen anderen Verknüpfungspunkt als dem gemäß § 8 Abs. 3 EEG (2017) ausweist, sind Mehrkosten durch den Netzbetreiber zu übernehmen. Darüber hinaus fallen für den Anlagenbetreiber keine weiteren Entgelte für die Nutzung der Netzinfrastruktur an. Im Falle einer zwangsweisen Abregelung nach § 13 EnWG stehen dem entsprechenden Anlagenbetreiber Redispatchkosten zu, soweit dies nicht im EEG anderweitig geregelt ist.

In Bezug auf dezentrale Erzeuger in unterlagerten Spannungsebenen versucht das heutige Entgeltsystem, Kostenentlastungen durch vermiedene Netzentgelte abzubilden. Dieses entspricht den gegenüber der vorgelagerten Ebene durch die jeweilige Einspeisung vermiedenen Netzentgelten. Maßgeblich ist dabei die Vermeidungsleistung und -arbeit. Die Sichtweise, dass lokal erzeugter Strom die vorgelagerten Netzebenen grundsätzlich entlastet und zu Kosteneinsparungen führt, ist aufgrund der deutlich gestiegenen und regional ungleich verteilten installierten Erzeugungsleistung in vielen Fällen nicht mehr gegeben. Es hängt sehr von den örtlichen Gegebenheiten ab, ob eine dezentrale Erzeugungsanlage die Netze entlastet oder gar belastet. Auch wird die Vergütung vermiedener Netzentgelte nicht davon abhängig gemacht, dass die Einspeisung verlässlich zu Zeiten starker Netzbelastung erfolgt. Eine entlastende Wirkung kann aber netzplanerisch und damit kostenseitig nur eintreten, wenn die Einspeisung verlässlich erfolgt. Das Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) aus dem Jahr 2018 regelt, dass das Privileg der vermiedenen Netzentgelte schrittweise abgeschmolzen wird bzw. für nicht steuerbare Anlagen vollständig abgeschafft wird. Auch ab 2023 errichtete steuerbare Neuanlagen werden keine vermiedenen Entgelte mehr erhalten.

Die Entgeltkomponenten der heutigen Netzentgeltsystematik sind nur rudimentär zur netzorientierten Steuerung des Entnahmeverhaltens entwickelt (z. B. Steuerung von Nachtspeichern). Anreize für die Veränderung der Einspeisung gibt es derzeit – vom Engpassmanagement abgesehen – nicht.

Umlagesystem (SIP)

Die vier wesentlichsten Bestandteile der SIP sind die EEG-Umlage, die KWKG-Umlage, die Konzessionsabgabe und die Stromsteuer. Die SIP werden in der Regel auf die aus dem Netz entnommene Arbeit erhoben. Sie erhöhen damit aus Sicht der Endkunden den Strombeschaffungspreis. Für die in dieser Studie betrachteten Use-Cases hat dies nicht unerhebliche Auswirkungen. Bei Eigenerzeugern führen die SIP zu einem systematischen Anreiz, den selbsterzeugten Strom möglichst selbst zu nutzen und nicht im Energiemarkt zu verkaufen. Auch wird Strom hierdurch im Vergleich zu anderen Energieträgern verteuert, was den Stromeinsatz in anderen Sektoren behindert. Ein Effekt der Eigenerzeugung ist wiederum, dass die Finanzierungsbasis für die mit den Umlagen verfolgten Zwecke geschmälert wird. Das System der SIP wird vor diesem Hintergrund öffentlich derzeit intensiv diskutiert.

Die EEG-Umlage muss jeder Stromverbraucher bezahlen, außer privilegierte Letztverbraucher. Grundlage für die Abrechnung der Umlage ist die Jahresarbeit in kWh. Sie deckt die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV) sowie § 6 der Erneuerbare-Energien-Ausführungsverordnung (EEAV). Aufgrund des Zubaus von Erzeugungsanlagen steigt die Umlage seit Einführung im Jahr 2003 jährlich an.

Der KWKG-Zuschlag wird Anlagebetreibern gezahlt, die Strom mit einer KWK-Anlage erzeugen und in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeisen. Unter bestimmten Voraussetzungen wird die

Förderung auch auf Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher gewährt. Die Abrechnung des Zuschlags erfolgt analog zur EEG-Umlage anhand der Jahresarbeit des Letztverbrauchers.

Weitere Umlagen in diesem Zusammenhang mit der gleichen Abrechnungsbasis sind die Offshore-Haftungsumlage, die § 19.2-StromNEV-Umlage und die Umlage aus der Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). Alle genannten Umlagen werden durch den Netzbetreiber vereinnahmt und an den Übertragungsnetzbetreiber weitergereicht. Die Höhe der jeweiligen Umlage wird für jedes Kalenderjahr neu festgelegt. Der Aufwand (z. B. Personal und IT) des Verteilnetzbetreibers wird innerhalb des Netzgebietes über die Netzentgelte sozialisiert.

Die Konzessionsabgabe ist eine Gegenleistung für die Benutzung der öffentlichen Straßen und Wege der Gemeinde zur Verlegung von Strom- und Gasleitungen. Die Höhe der Konzessionsabgabe richtet sich nach dem Wegenutzungsvertrag zwischen der Gemeinde und dem Netzbetreiber. Die Höchstgrenze ist in der Konzessionsabgabenverordnung (KAV) definiert und richtet sich nach der Anzahl der Einwohner einer Gemeinde. Aktuell liegen die Höchstgrenzen zwischen 1,32 ct/kWh und 2,39 ct/kWh. Die Konzessionsabgabe wird ebenso wie die oben genannten Umlagen auf Basis der Jahresarbeit der Entnahme vom Netzbetreiber vereinnahmt und an die Kommunen weitergeleitet.

Gemäß § 5 StromStG (Stromsteuergesetz) entsteht die Stromsteuer dadurch, dass vom im Steuergebiet ansässigen Versorger geleisteter Strom durch den Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Des Weiteren entsteht der Steuertatbestand dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt. Somit basiert die Abrechnung der Stromsteuer ebenfalls auf der aus dem Netz entnommenen Jahresarbeit. Bei Eigenerzeugern entsteht die Steuer vorbehaltlich Satz 1 mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet. Das StromStG definiert eine Reihe von Befreiungs- bzw. Ausnahmetatbeständen. Steuerfrei sind demnach grüner Strom in ausschließlich grünen Netzen, Strom zur Verwendung bei der Stromerzeugung (z. B. in Neben- und Hilfsanlagen), aus Anlagen bis 2 MW erzeugter und in räumlicher Nähe (selbst)verbraucher Strom (4,5 km um die Anlage) und „Notstrom“ aus Notstromanlagen. Stationäre Batteriespeicher können auf Antrag als Bestandteil des Versorgungsnetzes gelten und können somit von der Steuer befreit werden. Bei der Nutzung von Energie können auf Antrag Entlastungsmöglichkeiten genutzt werden.

Der Energiesteuertarif ist in Abhängigkeit des Brennstoffes festgesetzt und als Verbrauchsteuer sind die Energieträger zur Erzeugung von Strom in der allgemeinen Versorgung nicht betroffen. Der Bereich der Eigenerzeugung ist jedoch durchaus von dieser Steuer betroffen. Der Vollständigkeit halber sei an dieser Stelle noch die Umsatzsteuer genannt, was insbesondere im Bereich des Energiehandels eine relevante Größe darstellt.

Ermittlung der regulatorischen Netzkosten und Erlöse der Netzbetreiber

Wie oben bereits angerissen bilden die Netzentgeltverordnung und die Anreizregulierungsverordnung die Grundlage für die Ermittlung der Netzkosten, die wiederum das Ausgangsniveau für die Bestimmung der Erlösobergrenze der Netzbetreiber determinieren. Die Netzkosten bilden sich im Wesentlichen aus den aufwandsgleichen Kosten, den Anderskosten, den Zusatzkosten und der Gegenrechnung relevanter Erträge. Die Gesamtkosten unterliegen aufgrund der Erlöspfadvorgabe implizit den Effizianzforderungen und sind innerhalb einer Regulierungsperiode zu senken. Gelingt dies nicht, können letztlich sogar handelsrechtliche Verluste resultieren.

Die genannten Anderskosten stehen für die ersetzten handelsrechtlichen Abschreibungen auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und der Sachanlagen (vgl. HGB § 275 Abs. 2 Nr. 7a) sowie die Steuern vom Einkommen und Ertrag (vgl. HGB § 275 Abs. 2 Nr. 18). Für diese

beiden Größen erfolgt eine kalkulatorische Berechnung. Hierbei wird eine kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung angesetzt, die als Entsprechung des handelsrechtlichen Jahresüberschusses angesehen werden kann. Durch die Festlegung der Berechnung dieser Größe wird die Rendite auf das eingesetzte Kapital bestimmt. Der Ansatz von Anderskosten führt dazu, dass unternehmerische Freiräume durch Vorgaben harmonisiert werden und eine bessere Gleichbehandlung für die Letztverbraucher hergestellt wird.

Mit Änderung der Anreizregulierung wurde der Zeitversatz zwischen dem erstmaligen Anfallen von Kapitalkosten und der Berücksichtigung in der Erlösobergrenze reduziert. Die Kapitalkosten, zu denen die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Gewerbesteuer (Anderskosten) und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (Zusatzkosten) zählen, werden früher als bisher in den Erlösen abgebildet.

Mit der Änderung der Anreizregulierung wurde auch die Systematik des Kapitalkostenabgleichs eingeführt. Dieser ermöglicht es, dass aus den Investitionen resultierende Anderskosten, die über dem Niveau im Basisjahr liegen, zu einer Anpassung der zulässigen Erlöse führen. Im Grundsatz müssen die Netzbetreiber weiterhin die Kosten reduzieren, aber zusätzliche Investitionen werden adäquat berücksichtigt. Dies antizipiert in Ansätzen, dass sich die Versorgungsaufgabe des Netzes ändern kann und mögliche erforderliche Investitionen auch refinanziert werden können. In der Folge profitieren die Netzbetreiber dann am meisten, wenn ein klassischer Netzausbau umgesetzt wird, weil sich dadurch die Basis für das zu verzinsende Vermögen erhöht. Die Anreizregulierung setzt umgekehrt derzeit keine systematischen Anreize für die Netzbetreiber, durch ein umfassenderes netzorientiertes Lastmanagement Netzkosten einzusparen. Die Regelungen für die Ermittlung der kalkulatorischen Kapitalkosten bezogen auf die für ein Netzmanagement benötigten innovativen Betriebsmittel sind hierauf nicht angepasst. Problematisch ist darüber hinaus, dass ggf. durch diese innovativen Technologien ausgelöste höhere Betriebskosten sich regulatorisch nachteilig für die Netzbetreiber auswirken können.

3.2 Es bestehen massive Hemmnisse für die Integration von Flexibilität

3.2.1 Die Branche diskutiert verschiedene Ansätze zur Weiterentwicklung

In den letzten Jahren hat sich eine Vielzahl an Studien, Gutachten, Positionspapieren und Projekten von relevanten Verbänden, Marktakteuren und wissenschaftlichen Institutionen mit der Integration von Flexibilität ins Stromsystem beschäftigt. Hierbei standen insbesondere die Entwicklung von dezentralen Flexibilitätsmärkten, das netzorientierte Verhalten von Prosumern sowie die Umsetzung von §14 a EnWG im Fokus.

Studienübersicht

Im Folgenden wird ein chronologischer Überblick über die Ziele und Inhalte von unterschiedlichen Arbeiten gegeben. Ein Überblick über einen Teil der analysierten Vorarbeiten ist in Abbildung 6 dargestellt. Abschließend findet eine aggregierte Bewertung der Vorarbeiten statt.



Abbildung 6: Überblick über relevante Vorarbeiten zur Integration Einbindung von Flexibilitäten in die Verteilnetze

- Im Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ der Bundesnetzagentur (2011) wurden erstmalig Thesen vorgestellt, die zur Begriffsdefinition und Differenzierung der Diskussion rund um das Thema Flexibilitätsbereitstellung beitragen. Ein bedarfsgerechter Netzausbau bei gleichzeitiger zielgerichteter Beeinflussung von Erzeugung und Verbrauch auf Basis von Marktsignalen wird als volkswirtschaftlich sinnvoll beschrieben.
- In der Roadmap „Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland“ des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (2013) wurde skizziert, welche Maßnahmen bis 2022 erfolgen müssen, um intelligente Energieversorgung in Deutschland umsetzen zu können. Hierbei wurde das sogenannte Ampelkonzept entworfen, das regulatorisch berücksichtigt werden sollte. Außerdem wurde eine Novellierung und Überarbeitung von §14a EnWG und §19 StromNEV sowie eine stärkere Leistungsorientierung der Netzentgelte und die Anreizschaffung durch Ermöglichung variabler Tarife vorgeschlagen.
- In der Studie „Einführung von Smart Meter in Deutschland“ der dena (2014) war das Kernziel, die Auswirkungen eines flächendeckenden Rollouts von intelligenten Zählern und Messsystemen auf die unternehmensspezifischen Kosten, den Nutzen und die zukünftige Regulierungssituation nationaler Netzbetreiber zu quantifizieren. Es wurde die hohe Kostenintensität des Rollouts verdeutlicht und ein deutlicher Weiterentwicklungsbedarf des regulatorischen Rahmens, insbesondere der ARegV sowie des EEG, festgestellt.
- In der Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“ des ETG/VDE (2014) wurde die konzeptionelle Ausgestaltung eines Marktmechanismus zur Nutzung regionaler Flexibilitätsoptionen bei auftretenden kritischen Netzsituationen durch den Verteilnetzbetreiber untersucht. Es wurde festgestellt, dass neue Handlungsmöglichkeiten für den Verteilnetzbetreiber – nämlich die Nutzung von lokalen Flexibilitäten über einen regionalen Marktplatz – implementiert werden sollten. Hierfür wird eine angemessene IKT-Infrastruktur und insbesondere die Kenntnis des Netzzustands benötigt. Eine Weiterentwicklung des §14a EnWG sowie der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wird ebenfalls als notwendig erachtet.

- Im Auftrag der Agora Energiewende hat Regulatory Assistance Project (RAP) im Gutachten „Netzentgelte in Deutschland – Herausforderungen und Handlungsoptionen“ (2014) die aktuelle Netzentgeltsystematik auf die Energiewendetauglichkeit geprüft und Reformvorschläge bewertet. Es wurde herausgearbeitet, dass durch Netzentgelte Flexibilität angereizt werden sollte, jedoch höhere Grundpreise oder Leistungskomponenten bei Haushaltskunden nicht zielführend seien. Es wird festgestellt, dass eine Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten nicht zielführend sei.
- Der Bericht der Bundesnetzagentur zur Netzentgeltsystematik Elektrizität (2015) hat als Kernziel, das bestehende System sowie grundsätzliche Überlegungen zu Vor- und Nachteilen von denkbaren Entgeltsystemen zu analysieren. Es wurden folgende Änderungsmöglichkeiten bewertet: Einspeiseentgelte, Abschaffung vermiedener Netzentgelte, Stärkung der Leistungskomponente, Beteiligung der Eigenversorger, einheitliche Netzentgelte, variable Netzentgelte, Flexibilitätsmärkte, Überarbeitung §19 StromNEV und Verringerung von Netzentgelten für Speicheranlagen. In dem Bericht wurden jeweils Vor- und Nachteile der einzelnen Änderungen diskutiert.
- In dem Beitrag „Mehr Flexibilität in der Ausgestaltung der Stromnetzentgelte“ von E-Bridge und EWE (2016) wurde eine Analyse der Netzentgeltsystematik durchgeführt und neue Instrumente definiert, mit denen die Netzentgeltsystematik zukunftsfähig und langfristig robust gestaltet werden kann. Die identifizierten Instrumente umfassen die Einführung eines Baukostenzuschusses für Einspeiser, eine bidirektionale Kostenwälzung, eine Erhöhung/Einführung der anschlusspunktabhängigen Tarifkomponenten und die Einführung zeitvariabler Leistungspreise.
- Mit der „Flexibilitätsverordnung, Umsetzung eines dezentralen Flexibilitätsmechanismus als Konkretisierung des §14a EnWG“ hat der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (2016) einen konkreten Vorschlag zur Ausgestaltung des §14a EnWG vorgelegt. Der Netznutzer erhält bei Gewährung von Flexibilität einen Bonus. Die Abregelung darf eine definierte Grenze nicht überschreiten. Der Netzbetreiber ist zur Nutzung des Instrumentariums verpflichtet und gibt Beschränkungen für den Netznutzer ex-ante vor.
- Aus Sicht des Umweltbundesamtes, das 2016 die „Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung“ definiert hat, bestehen verschiedene Weiterentwicklungsmöglichkeiten. Basierend auf einer Analyse, wie das Netzentgelt- und Netznutzungssystem weiterentwickelt werden soll um Flexibilität anzureizen, werden verschiedene Ansätze wie die Reform der Ausnahmeregelungen für die Industrie, die Einführung einheitlicher Netzentgelte auf Übertragungsebene oder individuelle Netzentgelte für Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen vorgestellt.
- Eine detaillierte „Ausgestaltung des § 14a des EnWG“ wird auch vom BDEW (2017) vorgeschlagen. Die zukünftige Ausgestaltung sollte sowohl Erzeuger als auch Verbraucher und hybride Anlagen (Prosumer) berücksichtigen und § 14a EnWG ein transparentes und einfaches Anreizsystem für Kunden auf Basis der intelligenten Messsysteme bieten. Außerdem sind Methoden notwendig, mit denen die Bewertung von netzorientierter Flexibilitätsnutzung als Substitut zu konventionellem Netzausbau möglich ist. Auch die technischen Anforderungen an die intelligenten Messsysteme sind zu überarbeiten, eine ausschließliche Steuerung über diese wird begrüßt.

- Ebenfalls der BDEW konkretisiert mit dem Diskussionspapier „Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“ die Aufteilung des Netzzustands in die grüne, die gelbe und die rote Phase. In dem Diskussionspapier werden Schwellenwerte vorgeschlagen, die jedoch durch den Verteilnetzbetreiber festgelegt werden können. Verschiedene Instrumente zum Abruf von Flexibilität (Flexibilitätsliste, Quoten/Gleichzeitigkeitsfaktoren) werden vorgeschlagen. Auch die Vergütung der Flexibilität muss sichergestellt werden. Dies kann beispielsweise über Auktionen, bilaterale Verträge oder Prämien sichergestellt werden.
- Die Deutsche Energie-Agentur untersucht in der Studie „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“ (kurz NETZFLEX-Studie, 2017), die von der B E T, der Uni Wuppertal und Boos, Hummel & Wegerich durchgeführt wurde, die optimale Nutzung von Speichern für die Flexibilisierung des Stromnetzes. Es werden sogenannte Multi-Use-Ansätze (Kombination mehrerer Anwendungen) für Flexibilitäten analysiert. Es wird empfohlen, ein Eingriffsrecht des Netzbetreibers für flexible Lasten im Niederspannungsnetz einzuführen. Ergänzend kann eine Dynamisierung der Netzentgeltsystematik durch zeit-/lastvariable Preisbestandteile vorgenommen werden, bei der auch Flexibilitätsprodukte für das Netzengpassmanagement eingeführt werden. Der Netzbetreiber sollte investitionskosten- und betriebskostenintensive Lösungsansätze gleichwertig behandeln. Hierfür ist eine Harmonisierung und Vereinfachung der heterogenen Regelungslandschaft notwendig.
- Ecofys Germany und Fraunhofer IWES haben in der Studie „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“ für die Agora Energiewende (2017) Konzepte für sogenannte Smart Markets zur effektiven und effizienten Adressierung von Netzengpässen entwickelt und bewertet. Abhängig von den regionalen Herausforderungen eignen sich hierfür unterschiedliche Modelle wie beispielsweise Modelle mit Flexibilitätsbezug durch den Netzbetreiber oder sogenannte Quotenmodelle. Smart Markets werden als No-Regret-Option beschrieben. Ein Abbau von regulatorischen Hemmnissen ist notwendig, worunter auch eine Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen zu verstehen ist.
- In „Flexibilität im Stromversorgungssystem – Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“, einer Ausarbeitung der Bundesnetzagentur (2017), wird die aktuelle energiewirtschaftliche Debatte zum Thema Flexibilität aufgegriffen und strukturiert. Es werden verschiedene Hemmnisse zur Nutzung von Flexibilität wie beispielsweise stündliche Produkte, die aktuelle Netzentgeltsystematik oder die Anreizregulierung identifiziert und Ansätze zur Verbesserung vorgeschlagen. Hierzu zählen die Modifikation von Engpassmanagement im Verteilnetz, die Einschränkung des lastgetriebenen Netzausbaus durch die Weiterentwicklung von § 14a EnWG sowie die stärkere Anbindung von besonderen Netzentgelten an die Netzdienlichkeit.
- Die Agora Energiewende hat E-Bridge, ZWE und die TU Clausthal mit der Studie „Neue Preismodelle für Energie – Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger“ (2017) beauftragt. In dieser Studie wurden die derzeitigen Preisbestandteile beschrieben und bewertet sowie die zentralen Herausforderungen und unerwünschten Wirkungen des bestehenden Preisgefüges identifiziert. Verschiedene Instrumente zur Eliminierung von Fehlwirkungen wurden vorgestellt, wozu beispielsweise eine dynamische EEG-Umlage, eine Verteilung der EEG-Kosten auf weitere Sektoren oder eher kostenorientierte Tarife gehören.
- Im Ergebnispapier der Taskforce Netzentgelte „Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik“ der Deutschen Energie-Agentur (2018) wurden mit Stakeholdern aus

der Industrie und Netzbetreibern Möglichkeiten für eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik identifiziert und Vorschläge erarbeitet. Es wurden 12 Maßnahmen erarbeitet, die sich im Wesentlichen auf eine Überarbeitung von § 19 StromNEV beziehen. Beispielhaft ist eine Weiterentwicklung der stromintensiven Nutzung, die Berücksichtigung der Netzanschlusskapazität in den Netzentgelten oder weiterführende Ansätze zur Erschließung lastseitiger Flexibilität zu nennen.

Zusammenfassung: Unterschiedliche Ansätze und Positionen zur Anreizung einer stärkeren Flexibilitätsnutzung

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Vorarbeiten – naturgemäß – einen unterschiedlichen Fokus setzen. Neben Beiträgen, die der Strukturierung der Diskussion dienen, existiert auch eine Vielzahl an Vorschlägen zur Weiterentwicklung des Rechtsrahmens. Einigkeit besteht darüber, dass ein Bedarf zur Überarbeitung der aktuellen Systematik besteht, dass die Nutzung von Flexibilität sowohl beim Kunden als auch beim Netzbetreiber stärker angereizt werden muss und die sich aus dem aktuellen Rechtsrahmen ergebenden Anreize nicht ausreichen. Es wird auch übereinstimmend festgestellt, dass ein deutlicher Ausbau an Informations- und Kommunikationstechnik notwendig ist und diese einen unverzichtbaren Baustein für die Nutzung von Flexibilität darstellt.

Die Vorschläge zur konkreten Umsetzung variieren teilweise beträchtlich. In einem Großteil der Untersuchungen werden Preisanreize zur Förderung von Flexibilitätsbereitstellung diskutiert. Die Weiterentwicklung von §14a EnWG wird sehr häufig erwähnt; auch die Überarbeitung von §19 Absatz 2 Satz 1 und 2 StromNEV wird oft aufgegriffen. Es existieren jedoch teils gegensätzliche Positionen zur Einführung von regionalen Flexibilitätsmärkten. Auch die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sowie die Kostenwälzung (beispielsweise möglicher Einbezug von Einspeisern oder Speichern) wird unterschiedlich ausgestaltet.

Die wesentlichen Erkenntnisse aus der ausführlichen Analyse der Vorarbeiten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Für das Niederspannungsnetz wird insbesondere die Weiterentwicklung von §14a EnWG als Lösungsoption gesehen. Konkrete Ausgestaltungen finden sich jedoch nur vereinzelt.
- Marktliche Ansätze, wie sie für höhere Spannungsebenen diskutiert und ausgestaltet werden, eignen sich für das Niederspannungsnetz aufgrund der geringen Liquidität und der somit unsicheren Verfügbarkeit nicht.
- Die Auswirkungen der vorgeschlagenen Ansätze auf alle betroffenen Stakeholder (u. a. Kunde, Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber, Lieferant, Aggregator, Messstellenbetreiber) werden häufig nicht detailliert analysiert.
- Der erforderliche hohe Digitalisierungsgrad der Netze und die konkrete Nutzung von intelligenten Messsystemen für ein netzorientiertes Management und die hieraus folgenden Implikationen werden häufig nicht betrachtet.

Diese Erkenntnisse bilden die Basis für den Ansatz in diesem vorliegenden Gutachten.

3.2.2 Welche neuen Ansätze werden in diesem Gutachten verfolgt?

In diesem Gutachten wird untersucht, wie Anreize für eine netzorientierte Fahrweise gesetzt werden können, die einen marktorientierten Einsatz der Flexibilität aber trotzdem ermöglichen (sogenannter Multi-Use-Ansatz). Momentan existieren diverse Hemmnisse für einen marktorientierten Einsatz von Flexibilität. Durch eine Anknüpfung der Netzentgelte und staatlich induzierter Preisbestandteile an die

Entnahmemarbeit entsteht ein starker Anreiz für die Eigenbedarfsoptimierung. Unter diesen Rahmenbedingungen wird die Flexibilität nicht dem Markt zur Verfügung gestellt und zudem die Finanzierungsbasis für Netze und Umlagen erodiert.

Das Niederspannungsnetz ist am intensivsten von den dezentralen Flexibilitäten und deren Auswirkungen betroffen. Die Netzintegration von flexiblen Verbrauchern wird deswegen im Rahmen dieses Gutachtens auf Basis der Weiterentwicklung von § 14a EnWG geprüft und eine konkrete Ausgestaltung erarbeitet. Momentan existiert keine Differenzierung im Netzanschlussbereich nach Qualität des Netzzugangs. Durch eine Differenzierung können Verbraucher stark angereizt werden, Flexibilität netzorientiert zur Verfügung zu stellen. Somit ließe sich signifikanter Netzausbau einsparen, da in Engpasssituationen durch den Netzbetreiber steuernd eingegriffen werden kann. Eine Nutzung der Flexibilität für andere Anwendungen (Multi-Use-Ansatz), ohne im Netz Engpässe zu verursachen, muss dabei weiterhin ermöglicht werden.

Ein marktlicher Ansatz ist für die Lösung von Netzengpässen im Niederspannungsnetz nicht geeignet und wird im vorliegenden Gutachten aus diesem Grund nicht betrachtet. Ursache ist die unzureichende Liquidität eines Flexibilitätsmarkts in der Niederspannungsebene: Die Folge ist die für eine Berücksichtigung in der Netzauslegung unzureichend verlässliche Verfügbarkeit der Flexibilität und die Unmöglichkeit einer ausreichend zuverlässigen Prognose des Zeitpunkts möglicher Netzengpässe.²³ Es muss vielmehr eine ausreichende und längerfristige Verlässlichkeit des Flexibilitätseinsatzes bis ins Niederspannungsnetz sichergestellt sein, um diese netzplanerisch auch nutzen zu können. Im Mittel- und Hochspannungsnetz können marktliche Ansätze hingegen eine geeignete Option darstellen.

In diesem Gutachten werden außerdem die Auswirkungen eines netzorientierten Lastmanagements auf alle betroffenen Stakeholder analysiert und bewertet. Eine Abkehr von der Kupferplatte impliziert Handlungsbedarf vom Verteilnetzbetreiber bis zum Lieferanten. Für die Ableitung eines konsistenten Zielmodells ist es notwendig, alle wichtigen, auftretenden Auswirkungen zu identifizieren, zu analysieren, zu bewerten und zu strukturieren.

Eine Integration der flexiblen Kunden kann nicht ohne Digitalisierung der Verteilnetze gelingen. Um die volkswirtschaftlichen Kosten dieser Digitalisierung möglichst gering zu halten, sollte das intelligente Messsystem als Basis dieser Digitalisierung verstanden werden. Durch ein netzorientiertes Lastmanagement entstehen jedoch neue Anforderungen an diese Systeme, die im Gutachten benannt werden.

3.3 Der Lösungsraum: Elemente einer zukünftigen Netzentgeltsystematik

3.3.1 Der Werkzeugkasten: Viele neue Bausteine stehen zur Verfügung

Bei der Entwicklung einer neuen, zukunftsorientierten Netzentgeltsystematik steht zunächst die Frage im Raum, wie sich das Verhalten der Netznutzer in Zukunft ändern wird und welche Anforderungen damit an eine neue Entgeltsystematik verknüpft sind. Vereinfachend lassen sich die Netznutzer hierfür in zwei Gruppen einteilen: Unflexible und flexible Nutzer.

²³ Dynamisierte Netzentgelte als eine Variante von marktlichen Lösungen basieren auf kurzfristigen Preisanreizen für Netznutzer und stellen damit im Niederspannungsnetz wegen der geringen Akteuranzahl ebenfalls keine für die Berücksichtigung in der Netzauslegung ausreichende Verlässlichkeit her.

Die beiden Gruppen unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Durchmischung der Lastverläufe, ihrer Anforderungen an die Verfügbarkeit der Netznutzung und ihrer Fähigkeit bzw. Bereitschaft, auf Preissignale zu reagieren.

Der unflexible Nutzer

Klassische unflexible Netznutzer sind beispielsweise Kleinkunden (private Haushalte ohne moderne Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen oder E-Autos). Die Lastverläufe zeigen eine hohe Durchmischung auf, was eine geringe Zeitgleichheit und damit verhältnismäßig niedrige Gesamtlastspitzen im Netz zur Folge hat. Dadurch ist in dieser Gruppe ein stärker arbeitspreisbasiertes Entgelt durchaus kostenverursachungsgerecht. Gleichzeitig sind diese Kunden auf eine permanent vollständige Verfügbarkeit des Netzes angewiesen, da sie zum großen Teil nur über Verbrauchsanlagen verfügen, die Bedürfnisse des täglichen Lebens bedienen und deren eingeschränkte Nutzbarkeit eine große Einschränkung im Lebensstil bedeuten würden (z. B. Kühlschrank, Waschmaschine, Fernseher). Dies bedeutet auch, dass diese Nutzergruppe nicht oder nur kaum auf Preissignale reagiert, da davon grundlegende Bedürfnisse betroffen wären.

Der flexible Nutzer

Anders verhält sich das bei der zweiten Gruppe: den flexiblen Netznutzern. Da sie – beispielsweise für das Laden eines E-Autos – einen zeitlichen Spielraum haben, innerhalb dessen sie die benötigte Leistung abrufen können, sind sie nicht permanent auf die vollständige Verfügbarkeit des Netzes angewiesen. Zwar benötigen sie im Falle eines Haushaltes ebenfalls eine zugesicherte Basisversorgung für Geräte des täglichen Bedarfs, der weitaus größere Leistungsbedarf der flexiblen Verbrauchseinrichtung wird jedoch nicht jederzeit gebraucht. Dies ermöglicht dieser Nutzergruppe, mit einem großen Teil ihres Leistungsbedarfs flexibel auf Preissignale zu reagieren und beispielsweise dann zu laden, wenn Strom günstig ist. Als Folge daraus besteht innerhalb der Gruppe der flexiblen Netznutzer jedoch die Gefahr hoher Gleichzeitigkeiten – insbesondere wenn Aggregatoren die individuellen Lastverläufe auf einheitliche Marktsignale ausrichten. Dies und unbeabsichtigtes quasi-synchrones Nutzerverhalten wie das Laden eines E-Autos nach Feierabend kann zu relevanten Gesamtlastspitzen führen, die vorhandene Verteilnetze überlasten können.

	KLASSISCHE UNFLEXIBLE LAST	NEUE FLEXIBLE LAST
Verfügbarkeit Netznutzung	Jederzeitige volle Verfügbarkeit	Keine jederzeit gesicherte Netznutzung erforderlich
Durchmischung der Lastverläufe	Hohe Durchmischung / geringe Zeitgleichheit	Gefahr hoher Gleichzeitigkeiten durch Aggregatoren und Nutzerverhalten
Reaktion auf Preissignale	vernachlässigbar	möglich

Abbildung 7: Merkmale und Anforderungen unflexibler und flexibler Netznutzer

Diese unterschiedlichen Merkmale und Verhaltensweisen der beiden Nutzergruppen, die in Abbildung 7 zusammengefasst sind, müssen bei der Entwicklung eines neuen Netzentgeltmodells beachtet werden.

Der Werkzeugkasten für eine Netzentgeltsystematik

Die Entwicklung einer neuen Systematik bedient sich eines Baukastenprinzips, das von den einzelnen möglichen Komponenten eines Netzentgeltmodells ausgeht (vgl. Abbildung 8).

Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensabhängig)		Schwerpunkt der Preissystematik (Verhaltensunabhängig)					
Arbeitspreis	Leistungspreis (ex-post / bestellt)	Grundpreis	Anschlusskostenbeitrag				
Art / Absicherung der Netznutzung			Zahlung für netzdienliches Verhalten				
Unbedingt	Bedingt Abhängig von der Belastungs- situation	Bedingt Abhängig von Betriebsmittel- verfügbarkeit	Entschädigung (für unfreiwillige Anpassung)	Anreizzahlung (Lastflussangebot) Anreizzahlung (Lastflusszusage)			
Zeitliche Differenzierung			Bezugsgröße der Netznutzungsentgelte				
Preise statisch- konstant	Statische Zeitfenster	Preise dynamisch	Verbrauch (L)	Erzeugung (G)	Speicher	Ein- speisung	Entnahme

Abbildung 8: Mögliche Bestandteile einer Netzentgeltsystematik

Die verschiedenen Komponenten und Gestaltungsmerkmale haben jeweils eigene Wirkweisen sowie Vor- und Nachteile. Durch die unterschiedliche Kombination der Elemente lassen sich verschiedene Entgeltmodelle mit eigenen Wirkrichtungen zusammenstellen.

Der Schwerpunkt der Preissystematik kann in verhaltensabhängige (Arbeits- und Leistungspreis) und verhaltensunabhängige Elemente (Grundpreis und Anschlusskostenbeitrag) unterteilt werden. Die erstgenannten Entgeltkomponenten wirken sich also auf das Verhalten von Netznutzern aus, sofern diese eine gewisse Preissensibilität aufweisen. Ein hoher Leistungspreis führt tendenziell zu einem unelastischen (Band-)Bezug, da Spitzen überproportional bepreist werden. Die Frage, ob Leistung ex ante bestellt oder nur ex post abgerechnet wird, wirkt sich auf die Planungssicherheit für den Netzausbau aus. Der Arbeitspreis spiegelt die Verbrauchsmenge wider und reizt somit energieeffizientes Verhalten an. Grundpreise haben hingegen keine Auswirkungen auf das Verhalten. Ihr Mehrwert liegt darin, dass sie für Netzbetreiber eine verlässlich kalkulierbare Erlösquelle sind und geringe bürokratische und technische Kosten mit sich bringen. Anschlusskostenbeiträge beeinflussen die Höhe der bestellten Leistung während der Anschlusseinrichtung, danach üben sie keinen weiteren Einfluss aus.

Darüber hinaus stehen verschiedene Bausteine zur Verfügung, um Flexibilitätspotenzial für das Netz nutzbar zu machen. Im Sinne des netzorientierten Einsatzes können Netznutzer entweder entschädigt werden, wenn eine unfreiwillige Reduktion ihrer Einspeise- oder Entnahmekapazität stattgefunden hat, oder ihnen können Anreize gesetzt werden, die Kapazität dem Netzbetreiber freiwillig zur Verfügung zu stellen. Eine solche Lastflusszusage („Lieferung/Entnahme von min. x kW“) dient dem Netzbetreiber in der Netzplanung und muss daher über einen Mindestzeitraum (z. B. 5 Jahre) vorliegen. Ein Lastflussangebot ist marktdienlich getrieben und wird nur bei entsprechenden Preisen angeboten. Somit kann diese in der Netzplanung kaum angesetzt werden, aber im laufenden Netzbetrieb bei einem Netzengpass zur Reduktion anderweitiger Netzbetreibereingriffe wie der Abregelung von Erzeugungsanlagen genutzt werden.

Hinsichtlich der Absicherung der Netznutzung können ebenfalls verschiedene Bausteine herangezogen werden. Im derzeitigen System sind alle Anschlüsse (ggf. (n-1)-sicher) unbedingt ausgelegt, d. h. dem Nutzer steht stets die volle Kapazität zur Verfügung. Vor allem mit Blick auf die oben beschriebenen flexiblen Verbraucher, die nicht ständig 100 % ihrer Leistung benötigen, ist jedoch auch eine bedingte und damit vergünstigte Netznutzung denkbar. Diese steht im Regel aber nicht im Ausnahmefall zur

Verfügung. Der Netzbetreiber kann abhängig von der Netzauslastung bedingte Leistung abregeln (analog zur heutigen Vorgehensweise bei der Erneuerbare-Energien-Einspeisung). Darüber hinaus kann bedingte Leistung abhängig von der Betriebsmittelverfügbarkeit gewährt werden. Ein Beispiel hierfür sind offene Mittelspannungs-Ringe (Schutzbereiche), die heute im ungestörten Betrieb Leistungsreserven stellen und unter einer (n-0)-Prämisse für große flexible Verbraucher oder Einspeiser nutzbar gemacht werden.

Neben einheitlichen und statischen Preisen ist zudem die zeitliche Differenzierung von Netzentgelten möglich. Hierfür können statische Zeitfenster definiert werden, in denen regelmäßig dieselben Hoch- und Niedertarife gelten. Dies bildet unter der Annahme exakter Prognosen des Leistungsverlaufs im Netz die Netzauslastung besser ab als statisch-konstante Preise. Für eine noch exaktere Abbildung der Netzauslastung können dynamische Preise genutzt werden. Hier ist der Zeitraum zwischen Auslöser und Ergebnis, d. h. die Kurzfristigkeit der Dynamik relevant. Ein Beispiel ist die Festlegung der Preise am Vortag für den Folgetag.

Zu guter Letzt stellt sich die Frage, auf welche Bezugsgröße das Netzentgelt erhoben wird. Hier kann auf oberster Ebene zwischen Verbraucher und Einspeiser unterschieden werden. Insbesondere beim Verbraucher ist die Unterscheidung zwischen dem Gesamtverbrauch (inkl. Eigenerzeugung) und der Entnahme aus dem Netz wichtig (ohne Verbrauch aus Eigenversorgung). Beim Bezug auf den Gesamtverbrauch wird die Eigenerzeugung ebenfalls mit Netzentgelten belegt. Eine analoge Differenzierung kann zwischen der Erzeugung und der Einspeisung getätigt werden. Auch bei Speichern können auf ein- und/oder ausgespeicherten Strom Netzentgelte erhoben werden. Dies wirkt sich u. U. auf die Wirtschaftlichkeit des Speichers aus.

Komplexitätsreduktion zur Ableitung eines neuen, zielführenden Netzentgeltsystems

Rechnerisch ergeben sich aus diesem Baukasten zahlreiche mögliche Kombinationen, die jeweils eine eigene Netzentgeltsystematik abbilden würden. Um diese Komplexität etwas zu reduzieren, wurden einzelne Elemente des Baukastens zunächst isoliert (vgl. Abbildung 9).

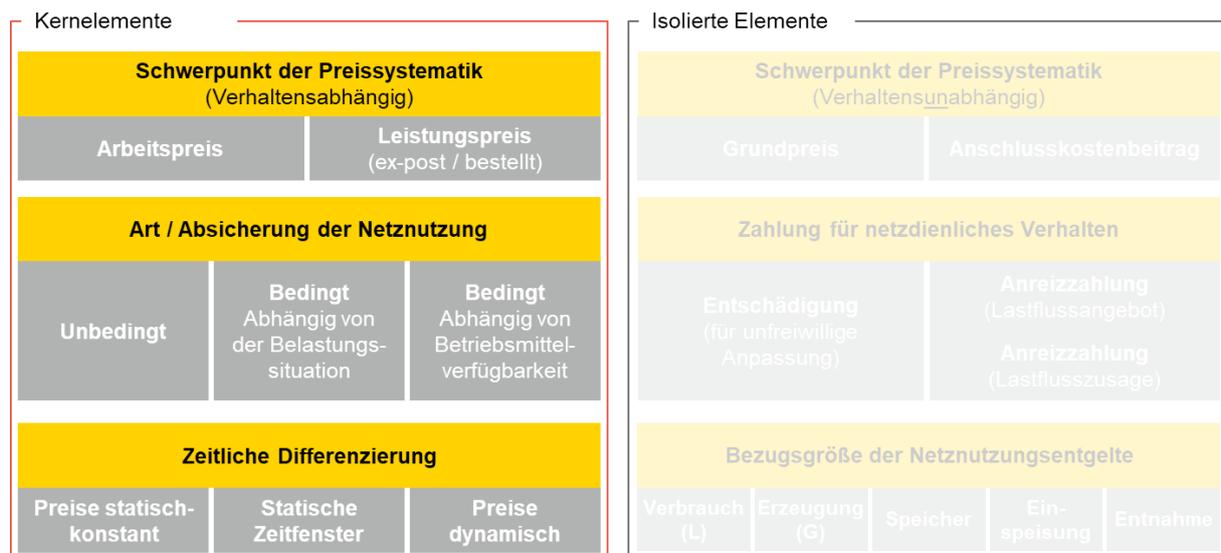


Abbildung 9: Isolierung von Elementen bei der Entwicklung einer neuen Netzentgeltsystematik

Für die Entwicklung einer neuen Netzentgeltsystematik wurden zunächst die verhaltensunabhängigen Preiselemente (Grundpreis und Anschlusskostenbeitrag) ausgeklammert. Hintergrund ist, dass das neue Entgeltmodell das Ziel hat, Nutzerverhalten zu beeinflussen, sodass eine höhere Netzauslastung

erreicht und der benötigte Netzausbau reduziert werden kann. Deshalb stehen jene Komponenten, deren Höhe direkt vom Nutzerverhalten abhängig ist (Arbeits- und Leistungspreis), zunächst im Vordergrund. Dies bedeutet jedoch nicht, dass eine neue Netzentgeltsystematik gänzlich ohne Grundpreis oder Anschlusskostenbeitrag auskommen muss. Vielmehr ist es bei jedem sich ergebenden Modell möglich, bei Bedarf diese verhaltensunabhängigen Preiselemente zu ergänzen, wenn sich dies als vorteilhaft erweist. Einzige Ausnahme für die Ausklammerung des Grundpreises ist ein Entgeltmodell, das lediglich aus einem Grundpreis besteht (Flatrate). Da ein solches Modell bereits öffentlich diskutiert wurde, soll es bei den weiteren Untersuchungen im Rahmen dieses Gutachtens ebenfalls betrachtet werden.

Als weitere Elemente werden Zahlungen für netzdienliches Verhalten isoliert. Die hierunter subsumierten Anreizzahlungen (Lastflusszusage/-angebot) adressieren ein Hinzuschalten von Lasten, was bei einer Überspeisung der Netze hilfreich sein kann. Mit Blick auf das primäre Problem der Überlastung der Niederspannungsnetze durch neue flexible Verbraucher soll diese Thematik nachgelagert behandelt werden. Sollte es sich als vorteilhaft erweisen, können Anreizzahlungen mit verschiedenen Netzentgeltsystematiken kombiniert werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass Lastflusszusagen und -angebote stets auf Prognosen zur Netzauslastung angewiesen sind und diese Prognosen immer auch Ungenauigkeiten mit sich bringen. Daneben wird auch das Instrument der Entschädigungszahlungen isoliert. Zentraler Grund ist hierbei, dass hinsichtlich dieses Elements kaum Rechtssicherheit besteht und die Diskriminierungsfreiheit nur schwer zu garantieren ist.

Auch die Frage der Bezugsgröße des neuen Netzentgeltmodells wird zunächst isoliert. Grundsätzlich kann jede Entgeltsystematik bei Bedarf auf die verschiedenen Bezugsgrößen ausgeweitet werden. Ob jedoch Eigenverbrauch, Erzeugungsanlagen und Speicher ebenfalls mit Netzentgelten belastet werden sollen, kann und muss unabhängig von der neuen Netzentgeltsystematik entschieden werden und geht über den Rahmen dieses Gutachtens hinaus.

Hinsichtlich der Belastung des Eigenverbrauchs ist zwischen Kostenverursachungsgerechtigkeit, Akzeptanzfragen und Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen abzuwägen. Bei einer möglichen Belastung von Erzeugern müssen einerseits die Kostenverursachungsgerechtigkeit und andererseits mögliche Auswirkungen auf die europäische Merit-Order sowie auf Endverbraucherpreise in Betracht gezogen werden. Speicher spielen dank ihrer vielseitigen Einsetzbarkeit eine zentrale Rolle für die Energiewende. Hier gilt es, die Auswirkungen einer neuen Netzentgeltsystematik auf die Wirtschaftlichkeit und Fahrweise von Speichern zu prüfen und bei Bedarf gesonderte Regelungen zu erarbeiten.

3.3.2 Die Bausteine müssen zusammenpassen: Mögliche konsistente Ausgestaltungsvarianten

Nach der Isolierung der oben genannten Elemente aus der Sammlung von möglichen Netzentgeltkomponenten bildeten die verbleibenden Bausteine die Grundlage für die Entwicklung denkbarer Netzentgeltmodelle. Durch die unterschiedliche Kombination dieser Elemente ergeben sich die in Abbildung 10 dargestellten Ausgestaltungsvarianten.

Netzentgeltmodelle	Erläuterungen
Aktuelles deutsches Modell	Heutiges Netzentgeltmodell in Deutschland mit fixen Grund- und Arbeitspreisen bei <100.000 kWh/a und fixen Arbeits- und Ex-post-Leistungspreisen bei >100.000 kWh/a.
Statisches Arbeits- und Bestelleistungsmodell	Netzentgeltmodell mit fixen Bestelleistungs- und Arbeitspreisen für alle Netznutzer (wahlweise nur für flexible Kunden).
Statisches Arbeits- und Bestelleistungsmodell und bedingte Netznutzung	Netzentgeltmodell mit fixen Bestelleistungs- und Arbeitspreisen für alle Netznutzer (wahlweise nur für flexible Kunden) und reduziertem Netzentgelt bei Gewährung von Eingriffsrechten für den Netzbetreiber.
Dynamisiertes Arbeits- und Bestelleistungsmodell und bedingte Netznutzung	Netzentgeltmodell mit zeitlich variablen Bestelleistungs- und Arbeitspreisen für alle Netznutzer (wahlweise nur für flexible Kunden) und reduziertem Netzentgelt bei Gewährung von Eingriffsrechten für den Netzbetreiber.
Netzentgelt-Flatrate mit bedingter Netznutzung	Netzentgeltmodell mit hohem (nahe 100%), leistungsunabhängigen Grundpreis, der bei Gewährung von Eingriffsrechten für den Netzbetreiber reduziert wird.

Abbildung 10: Untersuchte Netzentgeltmodelle

Die fünf Modelle ergeben sich aus unterschiedlichen Kombinationen von Arbeits-, Ex-ante- und Ex-post-Leistungspreis, bedingter und unbedingter Netznutzung sowie statisch-konstanten und dynamischen Preisen. Um eine handhabbare Anzahl an Modellen zu erreichen, wurden zunächst keine Entgeltsystematiken mit statischen Zeitfenstern konstruiert. Statische Zeitfenster sind eine Kompromisslösung zwischen statisch-konstanten und dynamischen Preisen. Sie erhöhen den Regulierungs- und Abrechnungsaufwand für Netzentgelte, sind aber dennoch nicht in der Lage, die Volatilität von Erneuerbare-Energie-Anlagen und modernen flexiblen Verbrauchseinrichtungen ausreichend exakt abzubilden. Aus diesem Grund werden in den Modellen einerseits statisch-konstante Preise (geringer Regulierungs- und Abrechnungsaufwand, jedoch keine Korrelation mit volatilen Lastverläufen) und andererseits dynamische Preise (Korrelation mit volatilen Lastverläufen, jedoch hoher Regulierungs- und Abrechnungsaufwand) herangezogen.

Das derzeitige Netzentgeltmodell

Neben vier neuartigen Modellen zählt zu den untersuchten Systematiken auch das *heutige deutsche Netzentgeltmodell*, das hinsichtlich der Effektivität und Effizienz bei der Erzielung intendierter Wirkungen als Vergleichsmodell zu den neuen Modellen dient. Das aktuelle Modell zeichnet sich durch fixe Grund- und Arbeitspreise (Kunden mit < 100.000 kWh/Jahr) bzw. fixe Arbeits- und Ex-post-Leistungspreise (Kunden mit > 100.000 kWh/Jahr) aus. Damit handelt es sich bei dieser Systematik hinsichtlich der im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Preiskomponenten um ein statisches Arbeits- und Ex-post-Leistungspreismodell.

Einführung eines Bereitstellungspreises

Die erste Weiterentwicklung des aktuellen Modells ergibt sich, wenn der Ex-post- in einen Bestelleistungspreis umgewandelt wird (*Statisches Arbeits- und Bestelleistungspreismodell*). Dies bringt v. a. den Mehrwert einer besseren Planbarkeit benötigter Netzkapazitäten mit sich. Wahlweise könnte ein solcher Bestelleistungspreis auch nur für flexible Kunden eingeführt werden, um zusätzlichen Umstellungsaufwand für ohnehin unflexible Kunden zu vermeiden.

Einführung einer bedingten Netznutzung

Während bei den ersten beiden Modellen nach wie vor das gewohnte Prinzip der unbedingten Netznutzung herrschte, wurde für ein drittes Modell eine Wahloption zwischen unbedingter und vergünstigter bedingter Netznutzung angenommen. Netznutzer können so ihrem Netzbetreiber direkte Steuerungsrechte ihrer Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlage einräumen, um im Gegenzug von einem reduzierten Netzentgelt zu profitieren. Auch im Modell der *statischen Arbeits- und Bestelleistungspreise und bedingter Netznutzung* ist eine Beschränkung auf flexible Netznutzer denkbar.

Erweiterung auf dynamisierte Netzentgelte

Eine andere Gestaltungsmöglichkeit für ein Netzentgeltmodell ergibt sich, wenn das im vorangegangenen Absatz beschriebene System von statischen auf dynamische Arbeits- und Leistungspreise umgestellt wird. Das sich daraus ergebende *dynamisierte Arbeits- und Bestelleistungspreismodell mit bedingter Netznutzung* zeichnet sich durch zeitlich variable Bestelleistungs- und Arbeitspreise für alle (oder wahlweise nur flexible) Netznutzer sowie ebenfalls durch eine Reduzierung der Netzentgelte bei Gewährung von Eingriffsrechten für den Netzbetreiber. Ein dynamisiertes System ohne bedingte Netznutzung löst das hier im Fokus stehende Problem in der Niederspannungsebene wegen der zu niedrigen Liquidität und damit einhergehender unzureichender Verlässlichkeit nicht. Es kann daher nur ergänzend zur bedingten Bestelleistung implementiert werden und wird hier nicht als separate Ausgestaltungsvariante betrachtet. Dynamisierte Netzentgelte und andere marktliche Ausgestaltungsoptionen können aber für die Mittel- und Hochspannungsebene eine sinnvolle Ergänzung der bedingten Bestelleistung darstellen.

Netzentgelt-Flatrate

Das fünfte und letzte Entgeltmodell kommt ohne Arbeits- und Leistungspreise aus. In seiner Reinform handelt es sich bei diesem Modell um eine *Netzentgelt-Flatrate*, die lediglich aus einem leistungsunabhängigen Grundpreis besteht. Einziges zusätzliches Gestaltungselement ist hier die Möglichkeit zur bedingten Netznutzung, bei der Nutzern eine Ermäßigung auf ihre Flatrate gewährt wird, wenn sie Netzbetreibern die Fernsteuerung von Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlagen erlauben.

Zusammenfassung

Die oben genannten Netzentgeltmodelle bilden das Grundgerüst für eine neue Netzentgeltssystematik. Innerhalb eines jeden Modells bleiben zahlreiche Ausgestaltungsmöglichkeiten (z. B. Anteile von Arbeits- und Leistungspreis, Ausgestaltung des Bestelleistungspreises, Preisverhältnis von bedingter und unbedingter Netznutzung, Zeitrahmen für die Ankündigung von Preisänderungen bei dynamisierten Tarifen). Diese Ausprägungsformen können unterschiedlich miteinander kombiniert werden, um die gewünschten Wirkungen erzielen und einen system- und nutzerfreundlichen Übergang in ein neues Netzentgeltmodell ermöglichen zu können.

3.4 Das Zielmodell muss für alle beteiligten Akteure passen: Die Bewertungskriterien

Aus den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Netzentgeltmodellen musste im nächsten Schritt eine Vorzugsvariante herausgearbeitet werden. Hierfür wurde ein Kriterienkatalog zusammengestellt, der zentrale Eigenschaften von Netzentgeltssystemen beschreibt und die verschiedenen Modelle vergleichbar macht. Zwei essenzielle Funktionen von Netzentgelten sind die Finanzierung der Netzinfrastruktur und die Abbildung des diskriminierungsfreien Zugangs aller Nutzer zum Netz sowie der diskriminierungsfreien Verteilung der Kosten. Die Finanzierungs- und Anti-Diskriminierungs-

Funktion werden bei der Bewertung möglicher Netzentgeltsysteme als übergeordnete Kriterien behandelt, da Modelle, die diese Funktionen nicht erfüllen, dies auch durch noch so gute Ergebnisse bei anderen Kriterien nicht wettmachen können. Entgeltssystematiken, die diese Bedingungen nicht erfüllen, werden nicht weiter betrachtet. Alle anderen Netzentgeltmodelle werden anhand folgender Bewertungskriterien miteinander verglichen.

Anreize für eine effiziente Flexibilitätsnutzung für Netz und Markt

Neben der Finanzierung der Netzinfrastruktur sollte eine der zentralen Aufgaben von Netzentgelten die Anreizung einer effizienten Netznutzung sein. Dies hat im Idealfall zur Folge, dass sich der Netzausbaubedarf reduziert, da mit der bestehenden Netzinfrastruktur eine größere Strommenge umgesetzt werden kann. Da die maximalen Lastspitzen und ihre Anforderungen an die Verlässlichkeit (unbedingt oder bedingt) der Netznutzung die erforderliche Netzkapazität vorgeben, untersucht das erste Kriterium die Auswirkungen der Netzentgeltmodelle auf die Wirtschaftlichkeit der zeitlichen Verlagerung von Verbrauch und ggf. Erzeugung zur Nutzung freier Netzkapazitäten. Ein entsprechendes Entgeltmodell reizt also Netznutzer an, eigenes Flexibilitätspotenzial einzusetzen, um Last in Zeiten mit geringer Netzauslastung zu verschieben und ihre Entgeltbelastung zu reduzieren. Eine Folge ist der Abbau wirtschaftlicher Hemmnisse, Flexibilitätspotenzial am Strommarkt anzubieten. Lastverschiebungen der Verbraucher und neue Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitätspotenzial führen zu einer Minimierung von Lastspitzen in den Verteil- und vorgelagerten Netzen und ermöglichen die Nutzung verfügbarer Netzkapazität für den kostensparenden und netzverträglichen Betrieb von Sektorenkopplungstechnologien (z. B. Wärmepumpe, E-Auto).

Regulatorischer Aufwand

Je nach Komplexität eines Netzentgeltmodells ist eine unterschiedliche Anzahl an regulatorischen Vorgaben (Gesetze, Richtlinien etc.) notwendig, um die intendierte Funktionsweise des Netzentgelts zu gewährleisten. Zudem benötigt jedes Entgelt einen gewissen regulatorischen Überwachungsaufwand zur Sicherstellung der ordnungsgemäßen Einhaltung des Netzentgeltmodells durch die Netznutzer. Diese Eigenschaften einer Netzentgeltssystematik werden deshalb mit dem Kriterium des regulatorischen Aufwandes bewertet.

Technischer Aufwand

Neben dem regulatorischen Aufwand wird für verschiedene Netzentgeltmodelle unter Umständen auch eine unterschiedliche technische Infrastruktur (z. B. zur Netzzustandsüberwachung und Steuerung von Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen) benötigt, um die intendierte Funktionsweise des Entgeltregimes erreichen zu können. Das Kriterium des technischen Aufwands beschreibt deswegen die notwendige technische Umrüstung der Netze und/oder bei den Nutzern zur Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des Netzentgeltmodells.

Transparenz & Einfachheit

Für eine hohe Akzeptanz und um zu gewährleisten, dass Netznutzer Anreize zum Einsatz eigenen Flexibilitätspotenzials in Anspruch nehmen, spielen die Transparenz und Einfachheit eines Netzentgeltsystems eine zentrale Rolle. Dies bezieht sich auf die Verständlichkeit der Funktionsweise der Netzentgeltssystematik für die Nutzer und die einfache Nachvollziehbarkeit des Zustandekommens des zu zahlenden Netzentgeltes.

Kostenverursachungsgerechtigkeit

Hinsichtlich der Funktion eines Netzentgeltes zur Finanzierung der Netzinfrastruktur ist nicht nur eine ausreichende Quantität, sondern auch die Verteilung der zu tragenden Kosten unter den Netznutzern entscheidend für die Akzeptanz eines Netzentgeltmodells. Das Kriterium der Kostenverursachungsgerechtigkeit beschäftigt sich deshalb mit dem Verhältnis der für eine solide Netzfinanzierung zu erhebenden Erlöse pro Netznutzer zu den tatsächlich durch den jeweiligen Nutzer verursachten Kosten für das Netz (insbesondere hinsichtlich zeitgleicher Leistungsspitzen).

Sozialverträglichkeit

Während sich die Kostenverursachungsgerechtigkeit v. a. damit beschäftigt, ob die Nutzer mit Blick auf die von ihnen tatsächlich hervorgerufenen Netzkosten einen angemessenen Preis bezahlen, hat die Sozialverträglichkeit einen anderen Fokus. Hier geht es um die Frage, ob die Verteilung der Netzkosten sozial akzeptabel ist. Im Mittelpunkt der Analyse steht hierbei das Verhältnis der von unterschiedlich großen und zahlungskräftigen Verbrauchern zu tragenden Kosten.

Anreize zur Energieeffizienz

Im Rahmen der Energiewende nimmt der effiziente Umgang mit Energie eine wichtige Position ein. Auch Netzentgelte können dazu beitragen, indem ihre preisliche Ausgestaltung einen reduzierten Stromverbrauch wirtschaftlich attraktiv macht. Diese Anreize zu energieeffizientem Verhalten der Verbraucher werden mit diesem Kriterium untersucht.

Zukunftsoffenheit

Mit Blick insbesondere auf die rapiden technischen Entwicklungen in der Energiewirtschaft besteht der Anspruch an eine gewisse Zukunftsoffenheit eines neuen Netzentgelts. Hiermit ist vor allem die Beständigkeit der intendierten Wirkweisen der Entgeltsystematik im Rahmen denkbarer, aber unsicherer zukünftiger Entwicklungen gemeint (z. B. zunehmende Anzahl neuartige Verbrauchseinrichtungen wie E-Autos und Wärmepumpen, verstärkte Sektorenkopplung, steigende Marktdurchdringung von Speichern, digital vernetzte Verbrauchseinrichtungen, intelligente Netzinfrastruktur). Hierzu trägt insbesondere die Erweiterbarkeit und Anpassbarkeit eines Netzentgeltmodells bei.

Gewichtung der Bewertungskriterien

Da nicht alle der oben genannten Kriterien dieselbe Bedeutsamkeit hinsichtlich der Funktionalität eines Netzentgeltregimes haben, werden die Kriterien für die Bewertung der Modelle gewichtet. Hierbei gibt es Standardkriterien, die den Wert 1 erhalten, besonders relevante Kriterien, die mit dem Faktor 2 gewichtet werden und weniger relevante Kriterien, die mit 0,5 in die Wertung eingehen.

Die „Anreize für eine effiziente Netznutzung“ sind vor allem im Rahmen der Energiewende die Kernaufgabe für eine Netzentgeltsystematik. Sie werden deshalb als besonders relevantes Kriterium gewertet und mit dem Faktor 2 versehen. Da regulatorischer und technischer Aufwand eng miteinander verwoben sind und teilweise einander bedingen, gehen sie gemeinsam als „Aufwand“ mit dem Faktor 1 in die Wertung ein. Regulatorischer und technischer Aufwand erhalten somit einzeln jeweils die Gewichtung 0,5.

Kriterium	Gewichtung
Anreize für eine effiziente Flexibilitätsnutzung für Netz und Markt (= Anreize zu Flexibilität der Netznutzer) (= Anreize für Sektorenkopplungstechnologien)	2
Regulatorischer Aufwand	0,5
Technischer Aufwand	0,5
Transparenz & Einfachheit	1
Kostenverursachungsgerechtigkeit	1
Sozialverträglichkeit	1
Anreize zu Energieeffizienz	1
Zukunftsoffenheit	1

Abbildung 11: Bewertungskriterien und ihre Gewichtung

4 Die zukünftigen Anforderungen werden über Use-Cases abgebildet

Kapitel auf einen Blick:

Zur Bewertung der verschiedenen Ausgestaltungsvarianten zukünftiger Netzentgeltmodelle werden in diesem Kapitel Use-Cases definiert, mit denen das zukünftige Verhalten flexibler Netznutzer abgebildet wird. Hierzu gehören beispielsweise der Prosumer mit Elektrofahrzeug und Energiespeicher, die Prosumer-Community sowie der Flottenbetreiber. Zur Operationalisierung dieser Kunden werden Parameter beschrieben, die das Kundenverhalten charakterisieren wie Jahresenergiebedarf, nachgefragte Leistung oder Wirkungsgrade der einzelnen Verbrauchseinrichtungen.

Für die definierten Kunden wird zunächst mithilfe eines mathematischen Optimierungsverfahrens das Verhalten simuliert, das sich unter Rahmenbedingungen wie Preissignalen einstellt.

Anschließend werden anhand von stochastischen Netzberechnungen in diversen Niederspannungsnetzen, mit denen die Heterogenität deutscher Verteilnetze abgebildet wird, die Auswirkung der Kunden auf Netzengpässe bewertet. Zeitreihensimulationen im 1-h-Raster werden genutzt, um Netzengpässe sowie Eingriffshäufigkeiten des Netzbetreibers quantifizieren zu können.

4.1 Neue flexible Lasten fordern das System heraus

Für die modellgestützte Untersuchung des Verhaltens flexibler Netznutzer werden exemplarische Verbraucher detailliert abgebildet. Use-Cases sind hierbei als Anwendungsfälle in Zusammenhang mit der Verbreitung der Digitalisierung zu verstehen und stehen jeweils prototypisch für eine große Zahl ähnlicher Fälle. Für jeden dieser Use-Cases werden typische relevante Netzkonstellationen festgelegt, an denen die Auswirkung einer netz- bzw. marktorientierten Fahrweise in prototypischen Netzsimulationsrechnungen analysiert werden können (vgl. Abschnitt 4.2). Dabei wird eine Auswahl an Use-Cases getroffen, welche alle wesentlichen neuen flexiblen Verbrauchsmuster repräsentiert und für die zukünftige Belastung der Verteilnetze relevant sind. An Hand dieser prototypischen Simulationsrechnungen lässt sich erkennen, wo die aktuellen Rahmenbedingungen die Nutzung von Flexibilitäten behindern und wo Netzengpässe auftreten können.

In gleicher Weise kann auch die Wirkung modifizierter rechtlicher Rahmenbedingungen analysiert werden, wobei auch hier erkennbar wird, inwieweit eine marktorientierte Einsatzweise im Konflikt mit den Anforderungen der Verteilnetze steht oder ob diese Konflikte aufgelöst werden. Diese Wirkungsanalyse, d. h. die Simulation der Wirkungen veränderter Rahmenbedingungen auf die Einsatzweise von repräsentativ nachgebildeten Flexibilitäten und die daraus resultierenden Auswirkungen auf die Verteilnetze, bildet die wesentliche Methodik für die abgeleiteten Anpassungserfordernisse in der Netzregulierung und die Entwicklung von Anregungen zur Änderung des Rechtsrahmens.

Relevante, netzkritische Use-Cases

Vorab werden die in Abbildung 12 aufgeführten Use-Cases als die aus Sicht der Flexibilität zukünftig relevantesten Netznutzer identifiziert. Diese werden unter dem Gesichtspunkt der jeweiligen Auswirkung des Nutzungsverhaltens auf das Netz untersucht und anschließend auf die für die quantitative Analyse relevanten Use-Cases reduziert.



Abbildung 12: Im Vorfeld als wesentlich identifizierte neue Netznutzer

In der Untersuchung werden vier Use-Cases untersucht und dabei detailliert modelliert. Dabei wurden einzelne der im Vorfeld identifizierten Use-Cases zusammengeführt: Ergebnis ist der Use-Case eines Prosumers mit Speicher, Elektrofahrzeug und Wärmepumpe. Aus Sicht des Netzes stellt diese Art von Prosumer eine komplexere Herausforderung als die „Summe seiner Teile“ dar. Alle regulatorischen Ausgestaltungsoptionen, welche die möglichen Probleme dieses komplexen Use-Cases beheben können, sind entsprechend geeignet, auch die Probleme bei weniger komplexen Netznutzern vermeiden zu können. Die vier schlussendlich gewählten Use-Cases zeichnen sich dadurch aus, dass sie von hoher Relevanz für das Versorgungsnetz sind und gleichzeitig Flexibilitätspotenzial in nicht unerheblichem Umfang besitzen. Sie erlauben es somit zu prüfen, in wie weit die grundsätzliche Flexibilität des Lastbezugs genutzt werden kann, um ein netzverträgliches Nutzungsverhalten sicherzustellen. Die vier Use-Cases werden im Folgenden detailliert vorgestellt.

Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug

Für den Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“ wird ein Netznutzer an der Niederspannung unterstellt, welcher sein Einfamilienhaus mit PV-Anlage und Batteriespeicher ausgerüstet hat. Zusätzlich nutzt er eine Luft-/Wasser-Wärmepumpe als ausschließliche Wärmequelle für sein sehr gut isoliertes Haus. Ebenfalls ist er im Besitz eines Elektrofahrzeugs der oberen Mittelklasse, welches (werk-)täglich zum Pendeln genutzt wird und über eine private Ladesäule geladen wird.

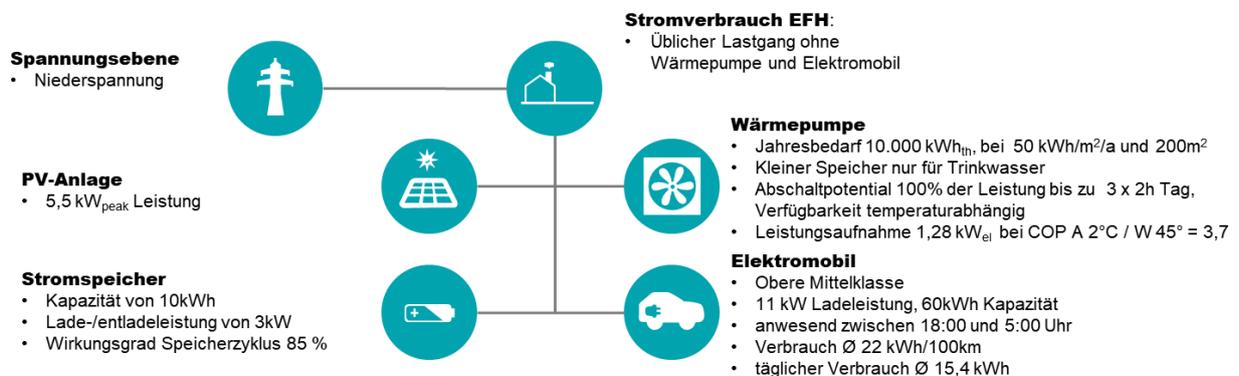


Abbildung 13: Schematische Darstellung des Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“

Für die PV-Anlage wird eine installierte Leistung von 5,5 kWp unterstellt, für den Stromspeicher eine Kapazität von 10 kWh sowie eine maximale Lade-/Entladeleistung von 3 kW. Für die Ausgestaltung der Wärmeversorgung dient ein Haus als Vorlage, in welchem die Flexibilität der Wärmepumpe durch die Wärmeisolation und die Speicherefähigkeit des Hauses unterstützt wird. Abhängig von der Außentemperatur kann die Wärmepumpe für täglich bis zu dreimal zwei Stunden abgeschaltet werden, ohne die Versorgungsaufgabe zu gefährden. Bei niedrigen Temperaturen steht diese Flexibilität jedoch nicht in vollem Umfang zur Verfügung. Die technische Ausgestaltung und Dimensionierung der Wärmepumpe orientiert sich an realen Vorbildern wie der Viessmann 221.C08. Für das Elektromobil wurde eine Batteriekapazität von 60 kWh unterstellt (bereits heute sind 40 kWh [Nissan Leaf ZE1] – 100 kWh [Tesla Model X] verbaut). Der Verbrauch von durchschnittlich 22 kWh/100km orientiert sich dabei eher an Verbrauchertests als an den Herstellerangaben. Für die Werktrage wurde eine tägliche Pendlerstrecke von 70 km unterstellt, am Wochenende wird das Fahrzeug nach unterschiedlichsten, zufälligen Fahrmustern eingesetzt. Für die Aufladung an der privaten Ladesäule wird eine maximale Ladeleistung von 11 kW unterstellt, unter der Woche ist das Fahrzeug in der Regel zwischen 18:00 und 5:00 Uhr an der Ladesäule angeschlossen. Die wesentliche Flexibilität des Prosumers ist somit durch die Flexibilität bei der Wahl zwischen Netzbezug und Nutzung der Eigenerzeugung mittels Batteriespeicher, die Variation des Ladevorgangs des Elektrofahrzeugs durch Anpassung von Ladeleistung und -zeitpunkt sowie die Abschaltung der Wärmepumpe für einzelne Zeitpunkte gegeben.

Spezialfall „Integrierter Prosumer mit Speicher“

Als Spezialfall dieses Use-Cases wird zusätzlich der „integrierte Prosumer mit Speicher“ betrachtet. Dieser Netznutzer tritt bereits heute vermehrt auf und ist wesentlicher Bestandteil der aktuellen Diskussion um die auftretenden Verschiebungen bei Umlagen und Abgaben und dem daher notwendigen regulatorischen Reformbedarf. Deswegen wird dieser Spezialfall in der Studie gesondert untersucht und modelliert.

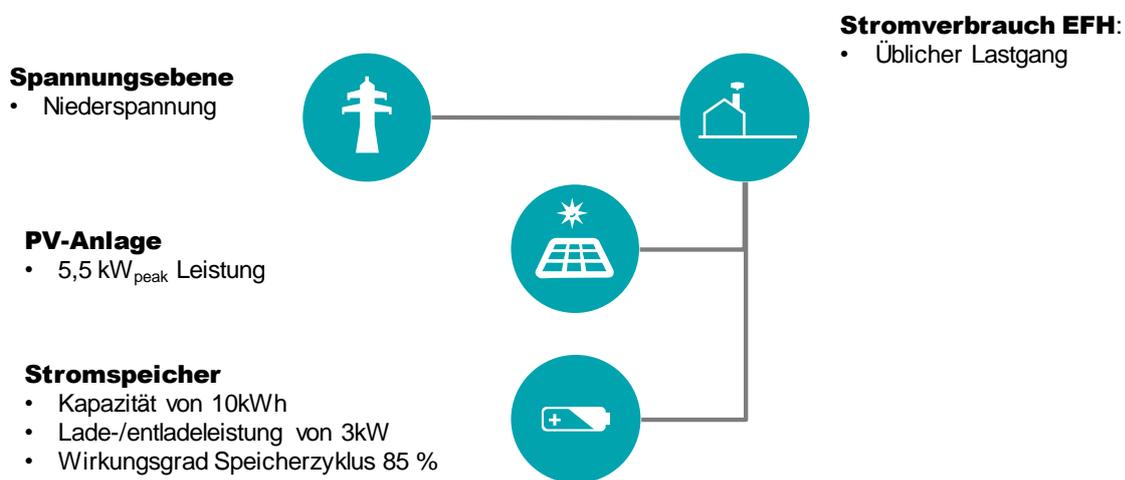


Abbildung 14: Schematische Darstellung des Use-Cases "Integrierter Prosumer mit Speicher"

Die technischen Kenngrößen entsprechen denjenigen des Use-Cases „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“; die Flexibilität ist in diesem Case daher nur durch den Einsatz des Stromspeichers gegeben.

Prosumer-Community

Der dritte Use-Case stellt eine sogenannte „Prosumer-Community“ oder „Smart Neighborhood“ dar. Hier schließen sich einzelne Netzkunden zu einer Gemeinschaft zusammen, welche untereinander Strom

austauscht. Dabei kann es sich um eine tatsächlich verbundene (im Sinne des Verteilnetzes) Nachbarschaft handeln aber auch um eine räumlich getrennte Community (z. B. die sogenannte sonnenCommunity²⁴). Wesentliche Gemeinsamkeit dieser Communities stellt die Optimierung gegenüber dem Fremdbezug (d. h. Strom, der außerhalb der Community erzeugt wurde) dar; dies geschieht durch softwaregestützte Umverteilung der Eigenerzeugung der Community. Da im Folgenden die netzseitigen Auswirkungen untersucht werden sollen, wird an dieser Stelle von einer räumlich verbundenen Gemeinschaft ausgegangen, deren optimiertes, gemeinsames Residuallastprofil in Bezug auf Netzprobleme analysiert wird.

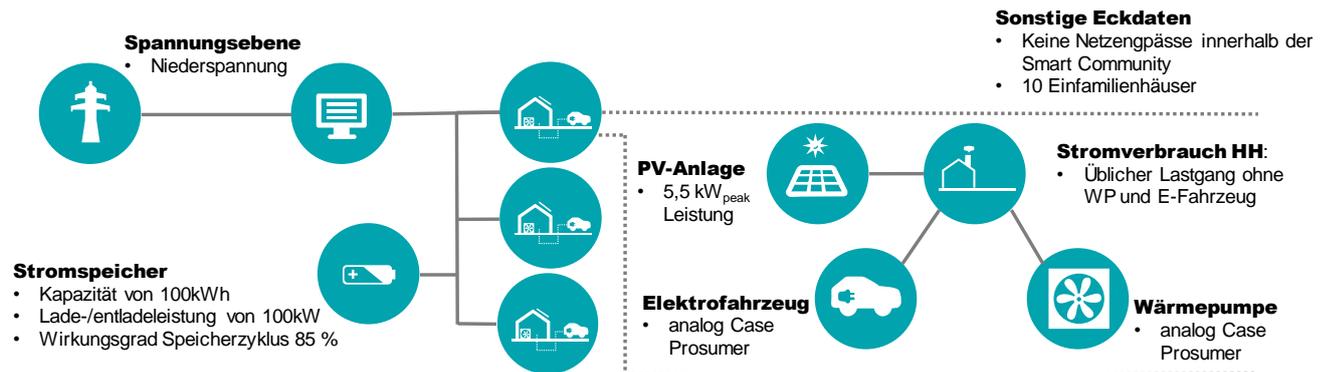


Abbildung 15: Schematische Darstellung des Use-Case "Prosumer-Community"

In der hier modellierten Community werden 10 Einfamilienhäuser betrachtet, die Ausgestaltung der Komponenten wurde dem Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“ entnommen – ohne Berücksichtigung des Batteriespeichers. Stattdessen wurde ein zentraler Quartiersspeicher mit einer Kapazität von 100 kWh und einer Lade-/Entladeleistung von 100 kW unterstellt. Für die Betrachtung der Netzverträglichkeit ist zusätzlich unterstellt, dass innerhalb der Community keine Netzengpässe auftreten können.

Dieser Use-Case enthält ähnliches Flexibilitätspotenzial wie der Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“, jedoch findet zusätzlich eine Durchmischung der unterschiedlichen Lastprofile (Haushaltlasten, Ladevorgänge, Wärmepumpen) und Einspeiseprofile (PV-Anlagen) auf der Community-Ebene Berücksichtigung. Somit weicht auch das Nutzungsverhalten der Gesamt-Community von der Summe der 10 einzelnen Prosumer ab.

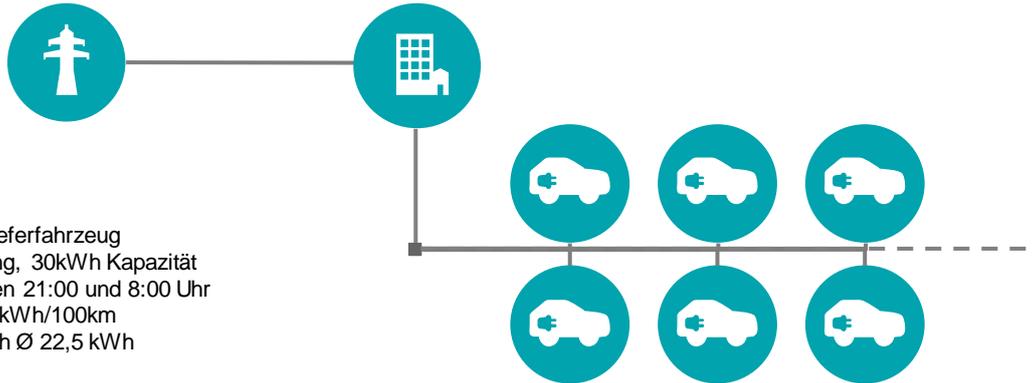
Flottenbetreiber

Der vierte Use-Case bildet das Netznutzungsverhalten eines Flottenbetreibers von Elektrofahrzeugen, welcher in der Mittelspannungsebene angeschlossen ist, ab. Im hier modellierten Fall wird eine Zustellbasis mit vollelektrischen Lieferfahrzeugen unterstellt, welche tagsüber im Einsatz sind und nachts zur Aufladung im Depot stehen.

²⁴ Sonnen: sonnenCommunity – die weltweit größte Plattform für Strom-Sharing, <https://sonnen.de/sonnencommunity/>, 2018.

Spannungsebene

- Mittelspannung



Elektromobil

- Vollelektrisches Lieferfahrzeug
- 3,7 kW Ladeleistung, 30kWh Kapazität
- anwesend zwischen 21:00 und 8:00 Uhr
- Verbrauch \varnothing 37,5 kWh/100km
- täglicher Verbrauch \varnothing 22,5 kWh

Abbildung 16: Schematische Darstellung des Use-Cases " Flottenbetreiber "

Im hier untersuchten Fall ist die Dimensionierung des Fuhrparks an Zustellbasen von DHL angelehnt, die Ausgestaltung der Lieferfahrzeuge orientiert sich am StreetScooter Work L. Die Flotte besteht aus 120 Fahrzeugen, welche mit einer Leistung von 3,7 kW zeitgleich geladen werden können. Die Batterien haben eine Kapazität von 30 kWh und verbrauchen 22,5 kWh am Tag. Somit werden etwas mehr als sechs Stunden für den Ladevorgang benötigt. Die Fahrzeuge erreichen das Depot gleichverteilt zwischen 18:00 und 21:00 Uhr und verlassen es zwischen 8:00 und 9:00 Uhr. Somit existiert durch geeignetes Management der Lagevorgänge ein hohes Lastverschiebepotenzial.

4.2 Die Verteilnetze sind heterogen

Die deutschen Verteilnetze sind in ihrer Versorgungsaufgabe sehr heterogen. Während im Norden Deutschlands Windenergieanlagen in die Mittelspannungsnetze einspeisen, sind die Verteilnetze im Süden durch eine hohe Zahl Photovoltaikanlagen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen geprägt. Neben der Erzeugungsseite variiert jedoch auch die Lastseite, die im Fokus dieses Gutachtens steht, sehr stark zwischen städtischen Gebieten mit sehr lastdichten Gebieten und einer hohen Anzahl angeschlossener Verbraucher und ländlichen Regionen mit einer sehr geringen Lastdichte und nur wenigen angeschlossenen Verbrauchern. Diese unterschiedlichen Versorgungsaufgaben wirken sich auch auf Netzstrukturen und Netzstrukturparameter wie beispielsweise die Anzahl der Abgänge je Ortsnetzstation, Abgangslängen, versorgte geographische Flächen oder Betriebsmitteltypen aus. Es ist deswegen notwendig, die Auswirkungen der potenziellen zukünftigen Netzentgeltmodelle in verschiedenen Verteilnetzen zu bewerten.

Fünf exemplarisch betrachtete Verteilnetze

Im Rahmen dieses Gutachtens werden deswegen fünf exemplarische Niederspannungsnetze simuliert, mit denen die heterogenen Strukturen sachgerecht abgebildet werden. Diese Netze sind bereits in diversen anderen Untersuchungen angewendet und ihre Repräsentativität sichergestellt worden.²⁵ Wesentliche Kennwerte sind in Lindner und Aigner (2016)²⁶ dargestellt.

²⁵ Beispielsweise in den Forschungsprojekten „Studie: Statische Spannungshaltung“ des FNN oder dem Forschungsprojekt „U-Control“

²⁶ Lindner, Aigner: Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung, 2016

Bewertungskriterien und daraus abgeleitete Untersuchungsansätze

Zur Bewertung, wie sich die zu untersuchenden Netzentgeltsystematiken auf Netzengpässe im Niederspannungsnetz auswirken, ist die Erfüllung unterschiedlicher Anforderungen notwendig:

- Im Niederspannungsnetz sind neben Stromgrenzwertverletzungen insbesondere Spannungsgrenzwerte zu betrachten; aus diesem Grund sind komplexe Leistungsflusssimulationen notwendig.
- Aufgrund des volatilen Verbrauchs- und Einspeiseverhaltens der Flexibilitäten ist eine stochastische Simulation notwendig, die über die klassische Worst-Case-Betrachtung hinausgeht. Nur durch eine Abbildung der Kunden über Zeitreihen kann die Eingriffshäufigkeit quantifiziert werden; es ist also notwendig, das Verhalten der Kunden im Zeitbereich (beispielsweise 8.760-h-Raster) zu modellieren. Unflexible Kunden wurden ebenfalls stochastisch modelliert.
- Das Auftreten von Grenzwertverletzungen ist stark abhängig von der Positionierung und/oder Konzentration der Kunden im Strang. Aus diesem Grund ist eine stochastische Simulation unter Variation der Kundenpositionierung notwendig.

Aufgrund dieser Anforderungen wurde im Rahmen des Gutachtens eine stochastische Simulation repräsentativer Musternetze auf Basis der Open-Source-Toolbox Matpower²⁷ durchgeführt. Ein Überblick über das Vorgehen ist in Abbildung 17 dargestellt.

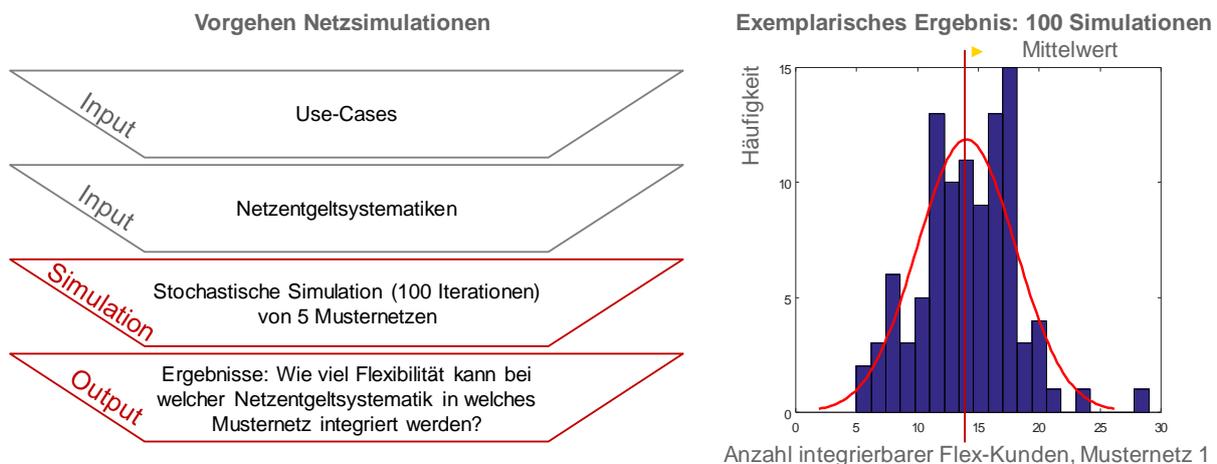


Abbildung 17: Vorgehen und Ergebnis bei der Netzsimulation

Zur Ermittlung, wie viel Flexibilität in die Netze integrierbar ist, werden ausgehend vom leerlaufenden Netz (in dem keine Netzkunden angeschlossen sind) schrittweise flexible Verbraucher, die den Use-Cases entsprechen, integriert. Das Verhalten der flexiblen Verbraucher in den jeweiligen Netzentgeltsystemen wird als Zeitreihe modelliert (Beschreibung siehe Abschnitt 4.3). Nach jedem neu integrierten Kunden wird eine Lastflusssimulation auf Basis der Kundenzeitreihen durchgeführt; um praktikable Rechenzeiten zu erreichen, wird eine Reduktion der Zeitreihen vorgenommen.²⁸ Die resultierenden Ströme und Spannungen werden anschließend mithilfe von relevanten Richtlinien sowie

²⁷ Ray D. Zimmerman: Matpower 6.0, 2018

²⁸ Für eine vergleichbare Vorgehensweise vgl. Sören Patzack: Ermittlung von planungsrelevanten Netznutzungsfällen für elektrische Verteilnetze, 2017

weiteren Grenzwerten bewertet.²⁹ Wenn Grenzwertverletzungen identifiziert werden, wird bei entsprechender Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik ein Eingriff ins Kundenverhalten simuliert. So kann quantifiziert werden, wie viele Eingriffe notwendig sind, um Grenzwertverletzungen zu verhindern. Es wird vereinfachend angenommen, dass bei Auftreten einer Grenzwertverletzung alle Kunden im auftretenden Strang zu einem identischen Anteil abgeregelt werden.³⁰

Diese Bestimmung der integrierbaren Netzkundenzahl sowie der notwendigen Eingriffe wird wiederholt durchgeführt, um eine Variation der Netzverknüpfungspunkte der einzelnen Kunden zu simulieren. Als Ergebnis kann somit eine Verteilung, wie viele Flexibilitätskunden integriert werden können, bis eine Grenzwertverletzung auftritt, ermittelt werden (siehe Abbildung 17 rechts). Die Ausprägung der Funktion ist abhängig von dem simulierten Netz sowie dem simulierten Use-Case.

4.3 Flexible und unflexible Netznutzer wirken zusammen

Die Ableitung des Einsatzverhaltens der Netznutzer erfolgt mittels eines mathematischen Optimierungsverfahrens. Dazu werden die Use-Cases in der B E T-eigenen Softwareumgebung „B E T-SysMod“ abgebildet. Diese bestimmt den optimalen, viertelstundenscharfen Einsatz von Assets unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen, regulatorischen und technischen Nebenbedingungen. Die Modellierung erfolgt dabei als gemischt-ganzzahliges lineares Programm unter Einsatz der kommerziellen Softwarelösungen *GAMS* und *Gurobi Optimizer*. Ziel der Optimierung ist es, in jedem Use-Case die anfallende Last mit minimalen Kosten zu decken, wobei die maximal beziehbare Leistung als einschränkende Randbedingung eingeht. Im Folgenden werden die in der Optimierung eingesetzten Methoden detaillierter beschrieben.

Der Use-Case des „integrierten Prosumers mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“ stellt den komplexesten Fall dar, der gleichzeitig die wesentliche Datengrundlage für die übrigen Use-Cases mit Haushaltskunden ist. Daher werden die Modelle an diesem Use-Case ausführlich erläutert. Im Anschluss erfolgt die Ausführung in wie weit die anderen Use-Cases in ihrer Modellierung davon abweichen.

Die Vorgehensweise im Detail

Für die Untersuchung der Prosumer-Use-Cases werden 20 unterschiedliche Lastprofile für die unflexiblen Verbrauchsbestandteile in viertelstündlicher Auflösung sowie 20 Einspeiseprofile für die zugehörigen PV-Anlagen generiert. Um der Stochastik gerecht zu werden, wurde an dieser Stelle auf gemessene Lastgänge und Einspeiseganglinien als Ausgangsbasis für die modellierten Zeitreihen zurückgegriffen. Somit ist sichergestellt, dass die unflexiblen Verbraucher und Erzeuger in Bezug auf ihre Gleichzeitigkeit ein realistisches Verhalten aufzeigen. Zur Ableitung einer Wärmelast wird die zu den Last- und Einspeiseprofilen zugehörige historische Temperatur ermittelt. Auf Basis der angenommenen Kenngrößen der Einfamilienhäuser erfolgt anschließend die Ermittlung einer viertelstündlichen Wärmenachfrage, unter Verwendung der Methodik des BGW-Leitfadens „Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden“. Die Temperaturkurve dient ebenfalls dazu, den Wirkungsgrad der Wärmepumpe in viertelstündlicher Auflösung zu bestimmen. Für die Elektrofahrzeuge wird zur Variation der Tagesabläufe eine Zeit- und

²⁹ hier verwendet: Technische Regel FNN-AR-4105, DIN-EN-50160, 4 % erlaubter Spannungsfall

³⁰ Bei komplexeren Ansätzen, beispielsweise ein ausschließliches Eingreifen bei Kunden im engpassbehafteten Strang, müssten weniger Eingriffe durchgeführt werden.

Streckenabweichung basierend auf einer Normalverteilung angenommen. Diese Zeitreihen dienen als die wesentlichen Randbedingungen für das Optimierungsmodell bei der Einsatzsimulation der Prosumer-Cases.

Ziele des Optimierungsmodells

Das eingesetzte Optimierungsmodell hat zum Ziel, den viertelstündlichen Einsatz aller flexiblen Assets derart zu bestimmen, dass die Versorgungsaufgabe erfüllt wird und die Kosten minimiert werden. Dabei besitzt das Modell den Vorteil der perfekten Voraussicht. Im Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“ muss das Modell daher für jede Viertelstunde entscheiden, wie der Speicher eingesetzt wird, ob und in welchem Umfang das Elektrofahrzeug geladen wird und wie groß die Last der Wärmepumpe ist. Der Netzbezug stellt sich somit als resultierende Größe nach Festlegung der Fahrweise der flexiblen Verbraucher ein. Im Falle einer Abschaltung der Wärmepumpe muss vor und nach dem Abschalten eine erhöhte Wärmeerzeugung stattfinden um sicherzustellen, dass die Abschaltung nicht zu Komforteinbußen führt. Diese Randbedingungen sind durch das Modell zu jedem Zeitpunkt einzuhalten, ansonsten wird die Versorgungsaufgabe als „nicht-erfüllbar“ gewertet. Ziel der Simulationen ist es sodann, das Nutzerverhalten und dessen Einfluss auf die Netzauslastung im Rahmen der in Kapitel 3 vorgestellten Netzentgeltmodelle zu vergleichen.

Wesentliche Randbedingungen bei der Optimierung

Wesentliche Randbedingungen für die kostenminimale Fahrweise werden durch den wirtschaftlichen Rahmen sowie die durch das Netz maximal zur Verfügung gestellte Leistung bestimmt. Im heutigen wirtschaftlichen Rahmen wird der Strombezug der Assets sehr unterschiedlich bewertet. Die Eigenerzeugung wird im Falle der Rückspeisung gemäß dem EEG vergütet, während der Strombezug mit Entgelten und Umlagen behaftet ist. Zusätzlich findet heute ein Durchreichen des Großhandelspreises an Haushaltskunden nicht statt, so dass der Strombezug zu jedem Zeitpunkt die gleichen Kosten verursacht. Sollten zukünftig zeitvariable Stromtarife eingeführt werden, kann dies zu einem höheren Flexibilitätseinsatz führen, da die Lastverschiebung dann zu Kosteneinsparungen führen kann. Im Weiteren ist davon auszugehen, dass die zukünftigen Veränderungen der europäischen Energiewirtschaft zu volatileren Strompreisen als heute führen. Grund dafür ist, dass einerseits die Anzahl der Stunden, in denen Erneuerbare Energien mit geringen oder sogar negativen Preisen preissetzend sind, zunehmen wird. Andererseits ist zu erwarten, dass die Anzahl der Stunden mit hochpreisigen Spitzenlastkraftwerken (z. B. gasbefeuert) ebenfalls ansteigt, was in Summe zu einer höheren Volatilität der Preise führen würde. Um diesen möglichen Entwicklungen Rechnung zu tragen, wird für zwei ökonomische Rahmenbedingungen die optimale Fahrweise bestimmt:

- Kein preissensibles Verhalten: Wesentlicher Preistreiber ist die in Summe über das Jahr durch das Netz bezogene Energie. Es gibt keinen (ausreichenden) Anreiz, die Fahrweise der Assets an Marktsignalen auszurichten. Die Fahrweise ist also rein nutzungsorientiert.
- Preissensibles Verhalten: Die Kosten und Erlöse für Strom orientieren sich an Großhandelspreisen. Auch die Erlöse für die Eigenerzeugung sind somit stündlich variabel. Um die zukünftige Volatilität der Strompreise abzubilden, wird die Zeitreihe für das Jahr 2030 aus dem B E T-Standardenergiemarktszenario Q4 2017 für die Großhandelspreise genutzt.

Berücksichtigung finanzieller Anreize für netzverträgliches Verhalten

Wesentlicher Kern der in dieser Studie vorgestellten Weiterentwicklungsoptionen stellt die Schaffung von finanziellen Anreizen für netzverträgliches Bezugsverhalten flexibler Verbraucher dar. Für den preissensiblen Netznutzer werden daher zusätzliche Einsatzfahrweisen bestimmt. Diese bilden das

Verhalten bei Einschränkung der maximal verfügbaren Entnahmeleistung aus dem Netz ab. Dabei muss sichergestellt sein, dass die Versorgungsaufgabe auch bei eingeschränkter Entnahmeleistung erfüllt werden kann. Die in den jeweiligen Use-Cases untersuchten Einschränkungen der maximal verfügbaren Entnahmeleistung wurden in Abhängigkeit von der jeweiligen Versorgungsaufgabe gewählt und bilden jeweils eine große Bandbreite zwischen uneingeschränktem Netzbezug und starker Leistungsreduktion ab.

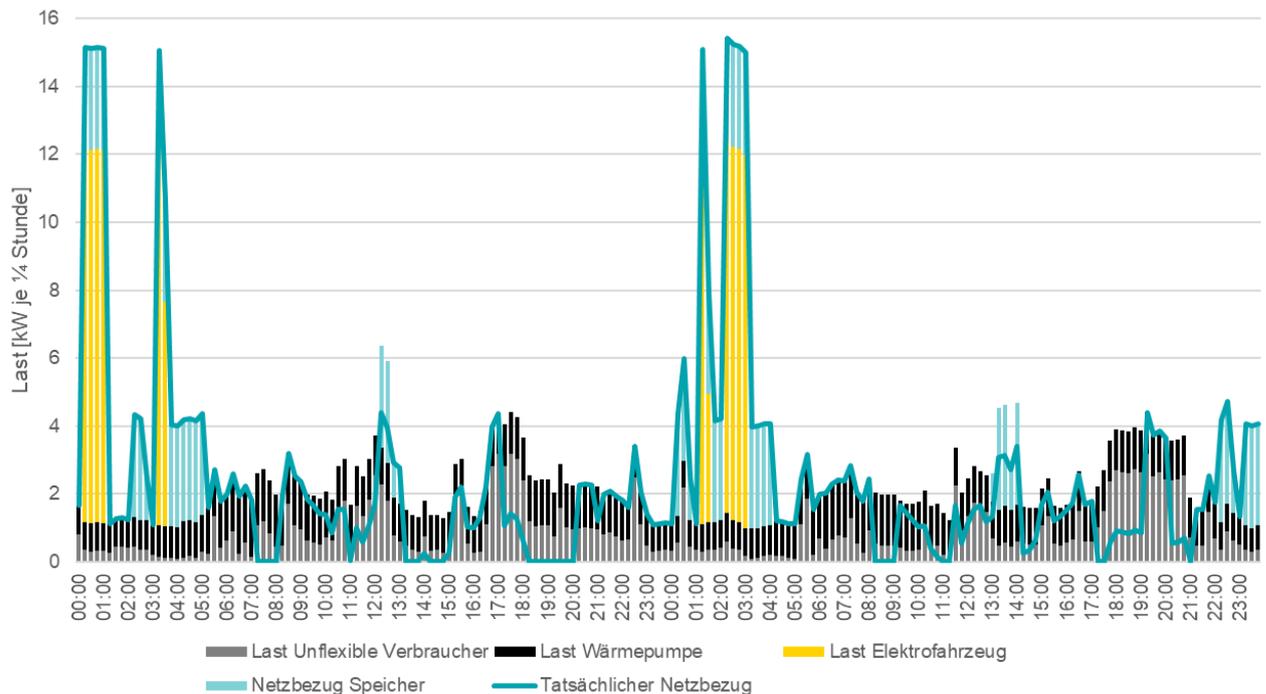


Abbildung 18: Optimale Fahrweisen bei uneingeschränkter Netzkapazität

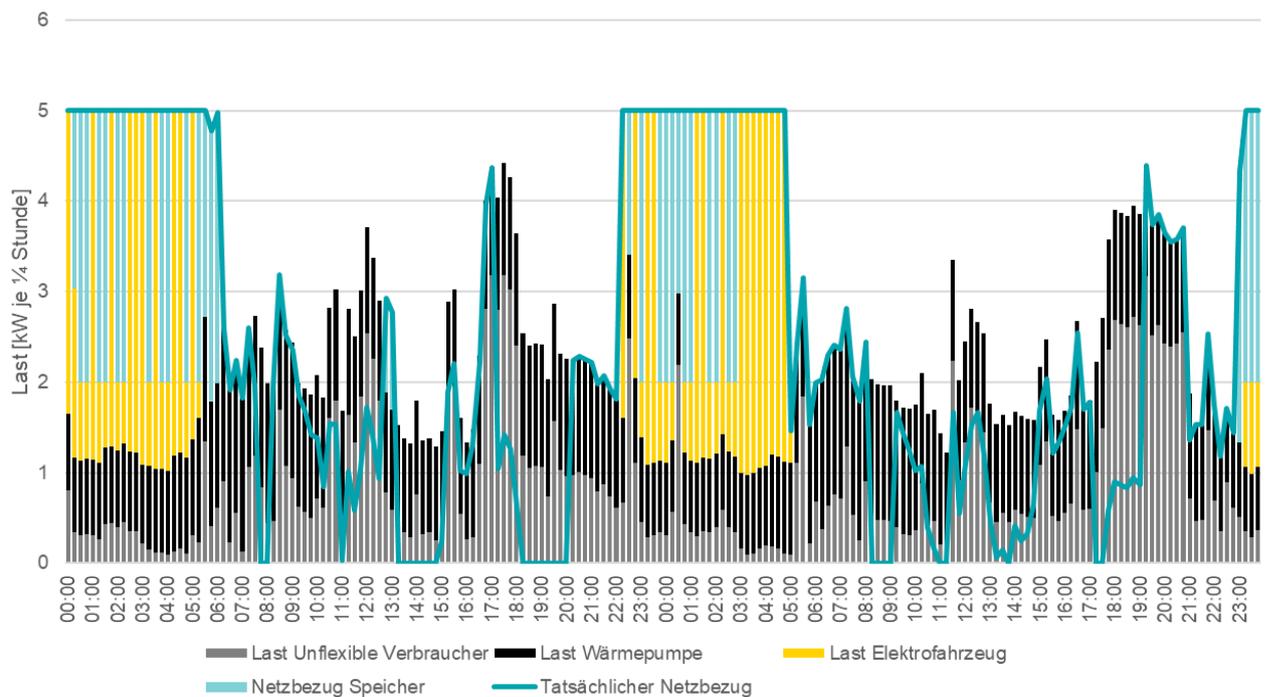


Abbildung 19: Optimale Fahrweisen bei Einschränkung der Netzentnahme auf 5 kW

Exemplarisch ist in Abbildung 18 und Abbildung 19 dargestellt, wie sich die optimalen Fahrweisen des preissensiblen Netznutzers bei uneingeschränkter Netzentnahmeleistung und bei maximaler Netzentnahmeleistung von 5 kW unterscheiden. Im zweiten Fall werden die Ladung des Elektrofahrzeuges und der Strombezug des Stromspeichers über einen breiten Zeitraum in der Nacht gestreckt. Durch entsprechenden Einsatz der Flexibilität bei der Ladung des Fahrzeuges sowie der Fahrweise des Speichers und der Wärmepumpe kann also sichergestellt werden, dass die Versorgungsaufgabe auch bei einer starken Reduktion der verfügbaren Netzkapazität erfüllt werden kann. Die Auswertung dieser Ergebnisse wird zu Beginn des folgenden Kapitels dargestellt.

5 Bewertung der Weiterentwicklungsoptionen

Kapitel auf einen Blick:

In diesem Kapitel werden exemplarische Ergebnisse der Kunden- und Netzsimulationen vorgestellt. Es zeigt sich, dass sich bei Einführung des Netzentgeltinstruments „Bedingte Netznutzung“ die Zahl integrierbarer flexibler Nutzer deutlich erhöhen lässt. Abhängig davon, wie viel unbedingte Leistung, also der Teil der Netzanschlussleistung, bei dem kein Netzbetreibereingriff möglich ist, vom Kunden bestellt wird, kann die Anzahl integrierbarer Kunden in unterschiedlich hohem Maße gesteigert werden. Der Netzbetreibereingriff ist in den untersuchten Modellen in etwa 1,5 h am Tag notwendig. Eine weitere, qualitative Bewertung der in Kapitel 3 vorgestellten Netzentgeltmodelle zeigt, dass mit dem Modell „Bestelleistung mit bedingter Netznutzung“ ein eindeutiges Vorzugsmodell ermittelt werden kann, das die gestellten Anforderungen insgesamt am besten erfüllt. Insbesondere löst es die Probleme, die durch die Integration flexibler Lasten entstehen und hält den Aufwand zur Anpassung der Marktprozesse gering.

5.1 Modellierungsergebnisse: In der vermeintlichen Kupferplatte klemmt es

Mit der in Kapitel 4 vorgestellten Methode wurden die verschiedenen Use-Cases simuliert und die Auswirkungen unterschiedlicher Netzentgeltsysteme auf die Netzbelastung und die integrierbaren Flexibilitäten bewertet. In diesem Abschnitt werden exemplarische Ergebnisse vorgestellt. In Abbildung 20 sind die Ergebnisse für den Use-Case „Integrierter Prosumer mit Speicher, Wärmepumpe und Elektrofahrzeug“ in einem exemplarischen Dorfnetz dargestellt.

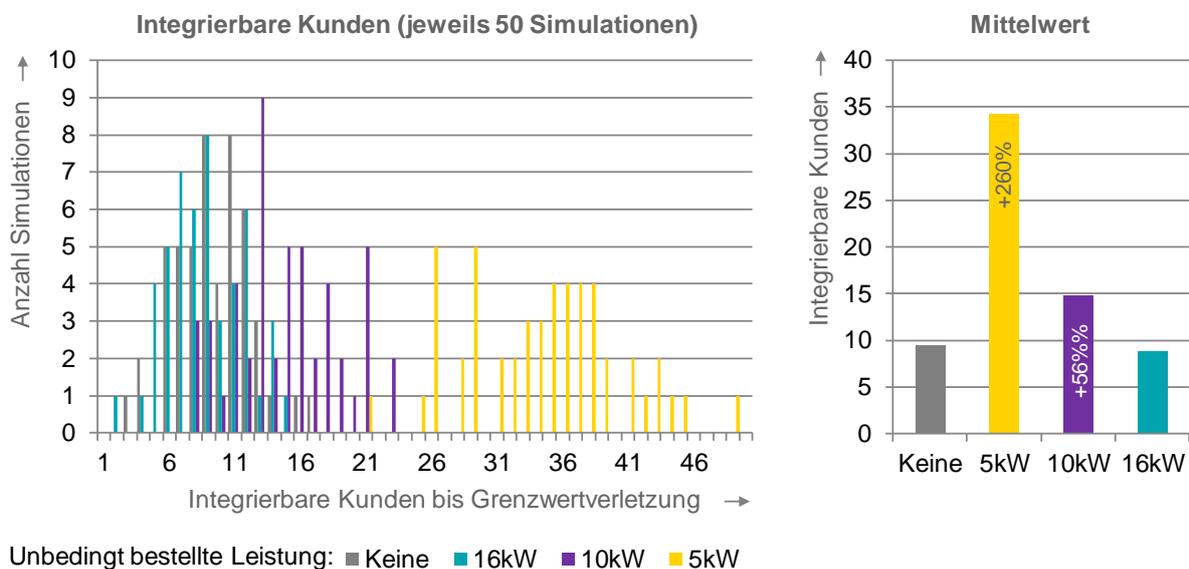


Abbildung 20: Integrierbare Kundenzahl bei verschiedenem Kundenverhalten

Zur Bewertung der Netzentgeltsysteme wurden verschiedene Kundenverhalten simuliert:

- Alle Kunden erfahren zu keinem Zeitpunkt eine Beschränkung der Leistung (entspricht heutigem System, dynamischen Netzentgelten sowie Flatrate ohne bedingte Netznutzung)
- Alle Kunden bestellen 5 kW ihrer Leistung unbedingt/gesichert (Rest bedingte Netznutzung)
- Alle Kunden bestellen 10 kW ihrer Leistung unbedingt/gesichert (Rest bedingte Netznutzung)

- Alle Kunden bestellen 16 kW ihrer Leistung unbedingt/gesichert (Rest bedingte Netznutzung)

Die linke Abbildung zeigt zunächst, dass die Anzahl integrierbarer Kunden, bis eine erste Grenzwertverletzung auftritt, bei dem betrachteten Kundenverhalten in Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen eines Simulationslaufes variiert. Dies ist damit zu erklären, dass in der gewählten stochastischen Simulationsmethode (siehe Abschnitt 4.2) die Kundenplatzierung im Strang zufällig durchgeführt wird. Wenn in einer simulierten Variante die Flexibilitätskunden bevorzugt am Strangende integriert werden, kommt es früher zu Spannungsbandproblemen, als wenn die Kunden in der Nähe der Ortsnetzstation integriert werden. Bei einer Häufung von Kunden in einem Strang treten Verletzungen der thermischen Belastung der Leitungen früher auf, als wenn die Kunden homogen über das Ortsnetz verteilt sind.

Bei einer Reduzierung der unbedingten Bestelleistung lassen sich mehr flexible Nutzer in das Verteilnetz integrieren

Der Abbildung kann ebenfalls entnommen werden, dass mehr Kunden integriert werden können, wenn wenig unbedingte Leistung bestellt wird. Dies ist ein Resultat aus dem Eingriffsrecht des Netzbetreibers, mit dem die dem Kunden zur Verfügung stehende Leistung reduziert werden kann, wodurch die Grenzwertverletzungen aufgehoben werden. In der rechten Abbildung ist der Mittelwert der integrierbaren Kunden bei unterschiedlichem Kundenverhalten dargestellt. Wenn der Kunde zu keinem Zeitpunkt eine Beschränkung der Leistung erfährt (er keine Möglichkeit besitzt, bedingte Leistung zu bestellen), lassen sich etwa 10 Kunden in das Netz integrieren. Sollten alle Kunden 10 kW ihrer Leistung unbedingt bestellen, lassen sich 55 % mehr flexible Kunden in das Netz integrieren. Bei einer Bestellung von nur 5 kW lässt sich die Anzahl um 260 % steigern. Zwischen der bestellten unbedingten Leistung und den integrierbaren Kunden besteht kein rein linearer Zusammenhang, da sich durch die Verschiebung des Energieverbrauchs die Gleichzeitigkeiten ändern. Aus diesem Grund geht eine Reduktion der unbedingten Leistung von 10 kW auf 5 kW nicht mit einer genauen Verdopplung der integrierbaren Kunden einher (~15 Kunden zu 32 Kunden).

Bewertung der Anzahl der integrierbaren Kunden

Mit den durchgeführten Simulationen lässt sich bewerten, wie viele Kunden in den verschiedenen Netzentgeltsystematiken in die Netze integriert werden können. Ein exemplarischer Auszug ist in Abbildung 21 dargestellt.

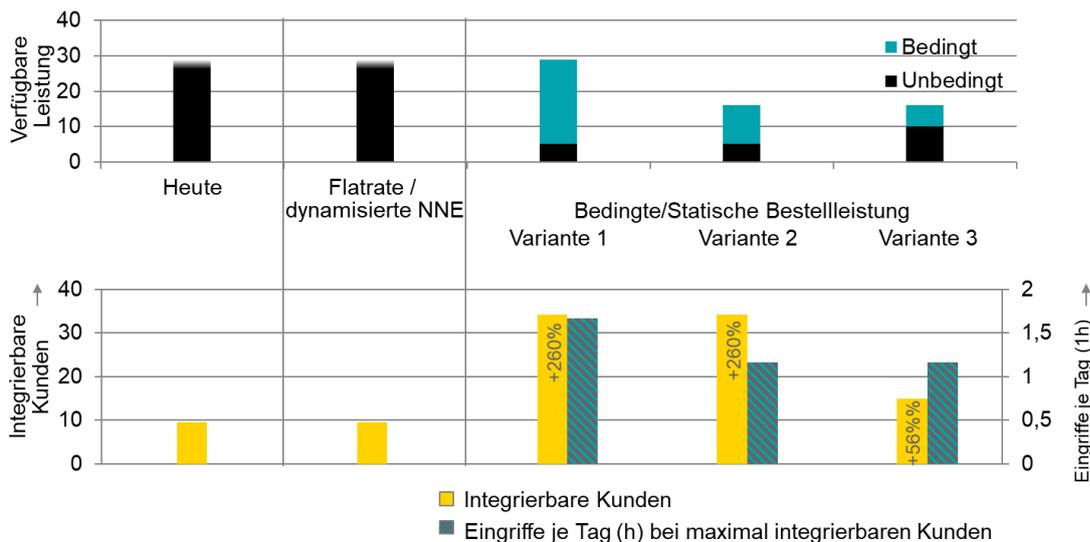


Abbildung 21: Auswirkungen unterschiedlicher Netzentgeltsysteme auf Netzengpässe

Aus der oberen Abbildung ist ersichtlich, welche Netzanschlussleistung dem Kunden zur Verfügung steht. Im heutigen System sowie im System „Flatrate“ bzw. dynamisierten Tarifen steht dem Kunden dabei die gesamte Leistung des Hausanschlusses uneingeschränkt zur Verfügung. Es sind außerdem drei Varianten der Netzentgeltsystematik „Statisches Arbeits- und Bestelleistungsmodell mit bedingter Netznutzung“ dargestellt. In Variante 1 bestellt der betrachtete Kunde 5 kW unbedingte Leistung, die für die Deckung seiner konventionellen Verbrauchseinrichtungen ausreichend ist, und bestellt für die restlichen flexiblen Verbrauchseinrichtungen (Elektrofahrzeug, Speicher, Wärmepumpe) insgesamt 19 kW bedingte Leistung mit einem Eingriffsrecht für den Netzbetreiber. In Variante 2 werden ebenfalls 5 kW unbedingte Leistung bestellt – der Kunde bestellt jedoch nur 11 kW bedingte Leistung und optimiert seine Verbrauchseinrichtungen mit einem intelligenten Energiemanagementsystem so, dass die insgesamt bestellte Leistung nicht überschritten wird. Variante 3 entspricht einer Ausgestaltung mit einem höheren Bedürfnis an unbedingt gesicherter Netzanschlussleistung – der Kunde bestellt 10 kW der Leistung unbedingt und die restlichen 6 kW bedingt.

Bei einem Netzentgeltmodell mit bedingter Bestelleistung lassen sich deutlich mehr flexible Nutzer in das bestehende Verteilnetz integrieren

Die untere Abbildung zeigt, wie viele Kunden sich bei Anwendung der verschiedenen Netzentgeltsysteme in das untersuchte exemplarische Dorfnetz integrieren lassen. Da beim heutigen System und bei der Flatrate keine bzw. bei dynamisierten Netzentgelten zu schwache Anreize für den Kunden bestehen, sich netzorientiert zu verhalten, treten hohe Leistungsspitzen auf, wodurch Engpässe entstehen. Aus diesem Grund lassen sich nur etwa 10 Kunden (aufgrund der stochastischen Simulation nicht ganzzahlig) in das Netz integrieren, bis Grenzwertverletzungen auftreten.

Bei den verschiedenen Varianten der bedingten Bestelleistung lässt sich die Anzahl der integrierbaren Kunden deutlich steigern (dargestellt in Gelb). Da in den untersuchten Varianten neben unbedingter Leistung, bei der ein Eingriffsrecht des Netzbetreibers entfällt, auch bedingte Leistung bestellt wird, kann der Netzbetreiber bei den selten auftretenden Leistungsspitzen die zur Verfügung stehende Leistung reduzieren. So ist es möglich, die integrierbare Kundenzahl um 260 % (bei Variante 1 und Variante 2) oder 55 % (Variante 3) zu erhöhen. Diese Steigerung ist natürlich mit dem Auftreten von Eingriffen verbunden (dargestellt in Türkis-Grau). Bei einer Erhöhung der integrierten Kunden von 10

auf 35 ist eine durchschnittliche Eingriffshäufigkeit von 1,7 h je Tag notwendig, wenn der Kunde 5 kW unbedingte und 19 kW bedingte Leistung bestellt. In dieser Zeit wird die bedingte Leistung reduziert, sodass Netzengpässe aufgelöst werden können. Eine geringere Steigerung der integrierbaren Kunden ist entsprechend mit einer geringeren Zahl Eingriffe des Netzbetreibers umsetzbar.

Wenn das Bestellverhalten der Kunden wie in Variante 2 ausgeprägt ist (anstelle von 19 kW bedingter Leistung wird nur 11 kW bedingte Leistung bestellt), kann die Eingriffshäufigkeit auf etwa eine Stunde je Tag reduziert werden. Dies ist damit zu begründen, dass die Kunden sich bereits durch ein intelligentes Managementsystem optimieren und die Leistungsspitzen reduzieren. Der monetäre Anreiz des Kunden, weniger Netzanschlussleistung zu bestellen, bewirkt somit eine Reduktion der Netzengpässe und daraus resultierend eine Verringerung der Eingriffshäufigkeit.

Durch den größeren Anteil der unbedingten Bestelleistung in Variante 3 fällt die Anzahl der Kunden, die im Vergleich zum heutigen Netzentgeltsystem integriert werden kann, geringer aus (+ 55 %), da die für jeden Kunden zur Verfügung stehende Leistung nach dem Eingriff des Netzbetreibers mit 10 kW höher ausfällt als in Variante 1 und Variante 2.

Fazit: In allen typischen Verteilnetzen deutlicher Zuwachs an integrierbaren Kunden durch bedingte Bestelleistung

Es lässt sich somit festhalten, dass sich durch Einführung von statischen Arbeits- und Bestelleistungspreisen mit bedingter Netznutzung die Anzahl der integrierbaren Kunden deutlich erhöht und die notwendigen Eingriffe auf einem angemessenen Niveau bleiben. Die erzielten Ergebnisse sind in allen untersuchten Niederspannungsnetzen sehr ähnlich (siehe Abbildung 22). Die absolute Anzahl integrierbarer Kunden unterscheidet sich zwar abhängig vom Netztyp (vom sehr ländlich geprägten Netz mit 22 integrierbaren flexiblen Kunden bis hin zum städtisch geprägten Netz mit 70 integrierbaren flexiblen Kunden). Der relative Zuwachs durch die Einführung einer bedingten Netznutzung bewegt sich jedoch in einem sehr engen Korridor (Zuwachs von 260 % bis 264 % bei Variante 1 und 2, 56 % bis 65 % bei Variante 3). Im Landnetz ist aufgrund der langen Abgänge vermehrt das Spannungskriterium relevant für die integrierbare Kundenzahl. Auch die Eingriffsdauer bewegt sich in allen untersuchten Netzen zwischen 1 und 1,5 h je Tag. Die Ergebnisse sind somit auf unterschiedliche Niederspannungsnetze übertragbar,

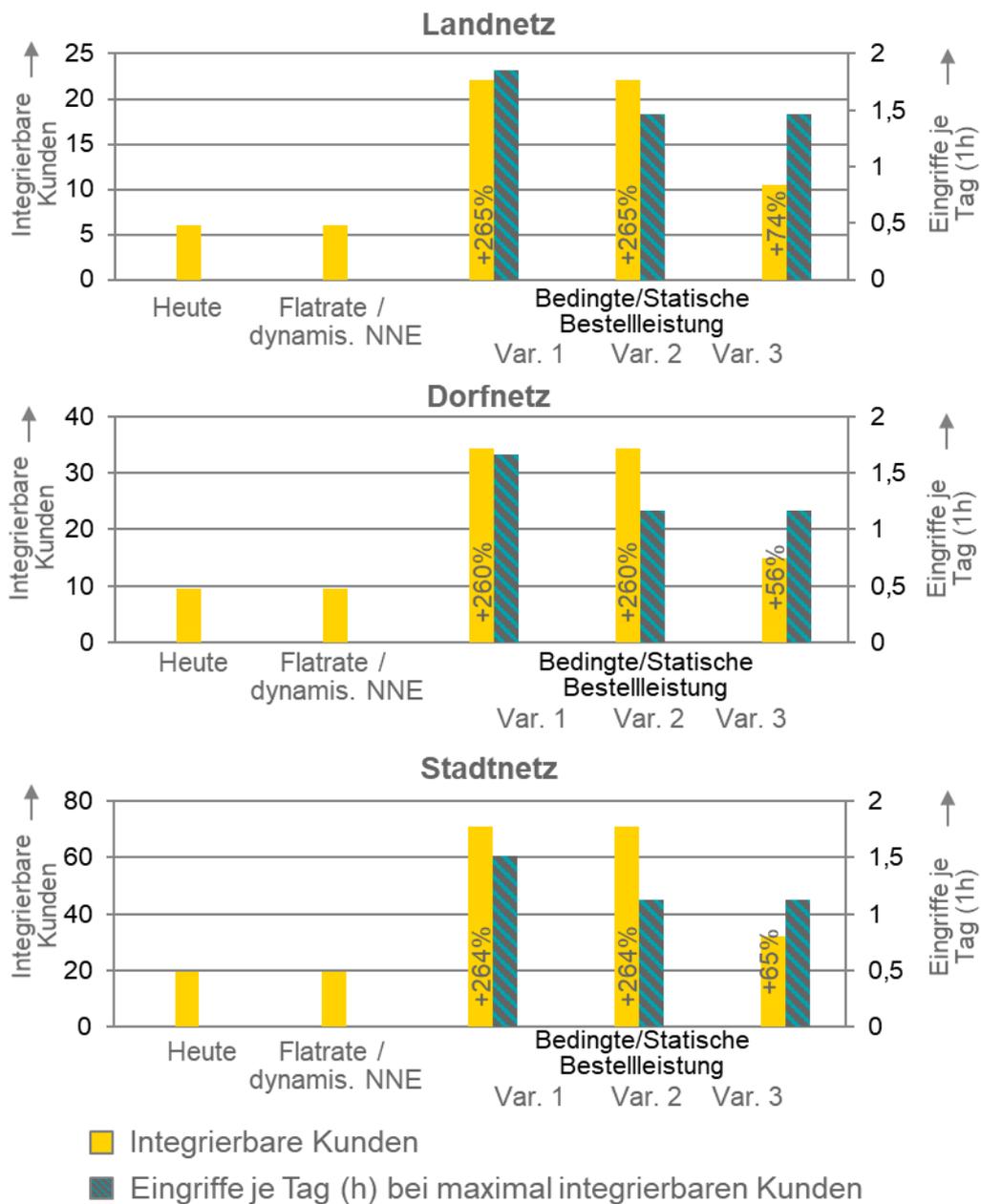


Abbildung 22: Auswirkungen unterschiedlicher Netzentgeltsystematiken in verschiedenen Netzen

5.2 Die sinnvollsten Lösungsoptionen: Bewertung der Ausgestaltungsvarianten

Auf Basis der Simulationsergebnisse und qualitativer Betrachtungen wurden die fünf verschiedenen Netzentgeltmodelle hinsichtlich der unter 3.4 aufgeführten Kriterien bewertet. Unter Beachtung der ebenfalls im genannten Kapitel beschriebenen Kriteriengewichtung wurden die Modelle miteinander verglichen und ein Vorzugsmodell ermittelt. Als vorteilhaftestes Netzentgeltregime stellte sich dabei die statische Bestelleistung mit bedingter Netznutzung heraus. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Bewertungen der Entgeltmodelle in den einzelnen Kategorien.

Kriterium	Heutiges Modell	Bestelleistung statisch	Bestelleistung statisch + bedingte NN	Bestelleistung dynamisch + bedingte NN	Flatrate + bedingte NN
Anreize für eine effiziente Netznutzung	↓	→	↑	↑	→
Regulatorischer Aufwand	↑ (niedrig)	→	↘	↓ (hoch)	→
Technischer Aufwand	↑ (niedrig)	→	↘	↓ (hoch)	→
Transparenz & Einfachheit	↑	↑	→	↓	↑
Kostenverursachungsgerechtigkeit	↓	→	↑	↑	↘
Sozialverträglichkeit	↘	↗	↗	↗	↓
Anreize zu Energieeffizienz	↑	→ (abhängig von AP-Anteil)	→ (abhängig von AP-Anteil)	→ (abhängig von AP-Anteil)	↓
Zukunftsoffenheit	↓	→	↑	↑	→
↑ 4 Punkte ↗ 3 Punkte → 2 Punkte ↘ 1 Punkt ↓ 0 Punkte					

Tabelle 1: Bewertung der Netzentgeltmodelle

Im Folgenden wird eine kurze Zusammenfassung der Gründe für die einzelnen Bewertungen gegeben.

Anreize für eine effiziente Netznutzung

Es sind Preissignale notwendig, um den Verbrauch in Zeiten einer niedrigen Netzbelastung anzureizen und dem Verbrauch in Zeiten mit einer hohen Netzbelastung eine geringere Attraktivität beizumessen.

Durch die statischen Preise und die Ex-post-Leistungsabrechnung bei Kunden mit > 100.000 kWh besteht im heutigen Netzentgeltmodell kein Anreiz zur zeitlichen Verlagerung von Lasten (0 Punkte).

Ebenso verhält es sich in einem statischen Bestelleistungssystem, das jedoch den Vorteil mit sich bringt, dass Lastspitzen durch die Bestelleistung limitiert und planbarer werden (2 Punkte). Da das Bestelleistungsprinzip beibehalten wird, besteht der gleiche Vorteil auch bei der statischen Bestelleistung mit bedingter Netznutzung und dem dynamischen Bestelleistungssystem mit bedingter Netznutzung.

Zusätzlich bringt die Möglichkeit der bedingten Netznutzung einen Anreiz zur Verlagerung von Lasten in Zeiten außerhalb kritischer Netzauslastungsphasen mit sich. Das dynamisierte System entwickelt eine

ähnliche Wirkweise auch über die dynamischen Hoch- und Niedertarifzeiten. Allerdings ist hier die Reaktion der Akteure auf das Preissignal weniger planbar als bei der Abschaltung durch den VNB im Rahmen der bedingten Netznutzung. Die Effektivität beider Modelle hinsichtlich der effizienten Netznutzung ist somit vergleichbar (beide 4 Punkte). Ein dynamisiertes System ohne bedingte Netznutzung würde in der Niederspannungsebene wegen der zu niedrigen Liquidität hingegen keine ausreichende Verlässlichkeit der Leistungsreduktion bewirken. Es löst daher das hier im Fokus stehende Problem in der Niederspannungsebene nicht und schneidet im Vergleich denkbarer Netznutzungsmodelle daher durchweg gleich oder schlechter ab als die Kombination von bedingter Bestelleistung und dynamisierten Netzentgelten. Es wurde vor diesem Hintergrund nicht in die Bewertung aufgenommen.

Die letzte Entgeltsystematik, die Flatrate, verfügt per Definition über keine inhärenten Preisdifferenzen und kann somit auch keine Preissignale für die effiziente Netznutzung liefern. Ein entsprechender Effekt geht in diesem System lediglich von der bedingten Netznutzung aus, über die Netzbetreiber Lastspitzen limitieren können (2 Punkte).

Regulatorischer & technischer Aufwand

Der regulatorische und technische Aufwand sind eng miteinander verbunden und sind vor allem abhängig von der Komplexität des jeweiligen Systems. So ist beispielsweise das heutige Netzentgelt vergleichsweise einfach strukturiert (lediglich Grundpreis und Arbeitspreis für alle Netznutzer < 100.000 kWh) und beinhaltet zumindest im Niederspannungsbereich wenige Ausnahmen. Der regulatorische Aufwand ist somit gering und die benötigte Technologie zur Messung und Abrechnung konventionell. Insgesamt ist der Aufwand im heutigen System somit niedrig (jeweils 4 Punkte für den geringen technischen und regulatorischen Aufwand).

Ein ähnlich einfaches Modell stellt die statische Bestelleistung dar, die lediglich ob der Neuartigkeit des Bestelleistungsprinzips einige regulatorische Neuerungen mit sich bringen würde. Technisch wäre für dieses Modell ein Smart-Meter-Rollout erforderlich. Wird die Bestelleistung beispielsweise nur auf flexible Netznutzer angewendet, ist ein partieller Rollout ausreichend (jeweils 2 Punkte).

Etwas mehr Komplexität kommt durch die bedingte Netznutzung ins System. Diese muss regulatorisch ausdifferenziert werden, um die gewünschten Effekte zu erzielen und ungewollte Umverteilungseffekte zu vermeiden. Technisch ist neben dem (partiellen) Smart-Meter-Rollout inkl. Steuerungseinheit zudem der Ausbau der VNB-seitigen Netzzustandsüberwachung notwendig, um bei kritischer Netzbelastung im Rahmen der bedingten Netznutzung steuernd eingreifen zu können (jeweils 1 Punkt).

Noch einmal deutlich komplexer ist das dynamisierte Bestelleistungssystem mit bedingter Netznutzung. Neben den beschriebenen Aufwänden für Bestelleistung und bedingte Netznutzung ist hier zusätzlich die gesetzlich detaillierte Regelung der dynamisierten Preisbestandteile erforderlich (Ankündigungszeiten, Kommunikationsstandards, Transparenzregeln etc.). Technisch benötigen die Netzbetreiber nicht nur den partiellen Smart-Meter-Rollout inkl. Steuerungseinheit und die Netzzustandsüberwachung, sondern auch präzise und damit technisch hoch entwickelte und komplexe Werkzeuge zur Netzzustandsprognose sowie neue Abrechnungssysteme, die die erforderlichen Nutzerparameter erfassen und verarbeiten können. Im Vergleich der fünf Netzentgeltmodelle ist das dynamisierte zweifellos das aufwändigste (jeweils 0 Punkte).

Ein regulatorisch simples System ist hingegen das Flatratemodell. Durch seine Schlichtheit müssen nur wenige Punkte gesetzlich festgelegt werden (z. B. erlaubte Preisdifferenzierung nach Nutzergruppen). Den verhältnismäßig größten regulatorischen und technischen Aufwand bringt hier die bedingte Netznutzung mit sich. So sind auch für dieses System ein Ausbau der Netzzustandsüberwachung und

der partielle Smart-Meter-Rollout inkl. Steuerungseinheit zumindest für jene Akteure, die das Netz auch bedingt nutzen wollen, erforderlich. Als relativ einfaches System erhält dieses Modell für den regulatorischen und technischen Aufwand jeweils 2 Punkte.

Transparenz & Einfachheit

Während die Kategorie „Aufwand“ die Auswirkungen der Komplexität der Entgeltmodelle auf Gesetzgeber und Netzbetreiber im Fokus hatte, betrachtet dieses Kriterium schwerpunktmäßig die Folgen für die Netznutzer. Sowohl das heutige Modell als auch die statische Bestelleistung können hier durch ihre geringe Komplexität und damit gute Verständlichkeit punkten (jeweils 4 Punkte).

Bei der statischen Bestelleistung mit bedingter Netznutzung erhöht die Option der Bedingtheit die Komplexität und erfordert eine bewusste Auseinandersetzung der Netznutzer mit dem Thema, um nicht nur die Höhe der Bestelleistung einschätzen zu können, sondern auch zu welchen Anteilen unbedingte und bedingte Leistung benötigt wird (2 Punkte).

Im dynamisierten Modell wird der Aufwand, der von Netznutzern betrieben werden muss, um das System soweit zu verstehen, damit sie es sinnvoll nutzen können, durch die Dynamisierung der Preise noch einmal deutlich erhöht. Die kurzen Anmeldezeiten für dynamische Preisänderungen verringern zudem die Transparenz und erschweren den Netznutzern eine verlässliche Kostenplanung (0 Punkte).

Aufgrund seiner Einfachheit ist das Flatratemodell mit bedingter Netznutzung im Gegensatz dazu sehr gut verständlich und erlaubt höchste Kostentransparenz (4 Punkte).

Kostenverursachungsgerechtigkeit

Sowohl aus Gründen der Verursachungsgerechtigkeit als auch hinsichtlich der korrekten Wirkrichtung von Preissignalen ist eine angemessene Verteilung der Netzkosten essentiell für ein funktionierendes und akzeptiertes Entgeltmodell. Die heutige Systematik erhält diesbezüglich 0 Punkte, da für Kunden < 100.000 kWh kein Leistungspreis existiert, der eine Verbindung zwischen dem Kapazitätsbedarf als Treiber der Netzkosten und dem Nutzerverhalten etablieren würde. Dies bedeutet auch, dass im heutigen Netzentgeltregime keine individuelle Lastgangmessung bei Kleinkunden durchgeführt wird, obwohl sich gerade bei Netznutzern mit modernen flexiblen Verbrauchseinrichtungen das tatsächliche Lastverhalten immer weiter vom Standardlastprofil z. B. eines Haushalts entfernt.

Im einfachen statischen Bestelleistungssystem verbessert sich die Kostenverursachungsgerechtigkeit durch die Einführung eines Leistungspreises und die Differenzierung des zu zahlenden Entgelts je nach bestelltem Leistungsbedarf. Gleichzeitig ist der zu zahlende Preis aber immer noch unabhängig von der Frage, ob Kunden das Netz häufig während zeitgleicher Lastspitzen nutzen oder nicht (2 Punkte).

Dieses Problem wird sowohl im statischen als auch im dynamischen Bestelleistungsmodell durch die Einführung der bedingten Netznutzung gelöst. Hier zahlen Netznutzer, die auch während zeitgleicher Lastspitzen eine unbedingte Netznutzung beanspruchen, deutlich mehr als Nutzer, die sich zu diesen Zeiten vorübergehend abregeln lassen.

Im dynamisierten Modell übernehmen die veränderbaren Preisniveaus eine präventive Funktion, da über hohe Preise zu Zeiten hoher Netzauslastung die Nutzer angereizt werden sollen, die Netznutzung in einen anderen Zeitraum zu verlagern. Klassische Marktfehler, wie ungenaue Prognosen und damit falsche Preissignale oder die nicht ausreichende Verlagerung von Leistung durch die Netznutzer, führen jedoch dazu, dass auch hier als Ultima Ratio auf das Prinzip der bedingten Netznutzung und die Steuerung durch den Netzbetreiber zurückgegriffen werden muss. Die beiden Bestelleistungssysteme mit bedingter Netznutzung erhalten deshalb jeweils 4 Punkte.

Die auf einem leistungsunabhängigen Grundpreis basierende Flatrate verteilt die Netzkosten pauschal statt individuell nach Leistungsbedarf und Netznutzung während zeitgleicher Lastspitzen. Somit wird das Kriterium der Kostenverursachungsgerechtigkeit nicht erfüllt. Lediglich durch die bedingte Netznutzung gibt es entsprechende Verteilungseffekte, die das Fehlen eines Leistungspreises jedoch nicht gänzlich kompensieren kann (1 Punkt).

Sozialverträglichkeit

Als sozialverträglich gelten Netzentgeltmodelle dann, wenn sie für ein angemessenes Verhältnis der gezahlten Netzentgelte von kleinen eher zahlungsschwachen und großen zahlungsstarken Netznutzern sorgen. Im heutigen Entgeltsystem ist dies gerade bei den Haushaltskunden – der zahlenmäßig größten Nutzergruppe – nicht gegeben. Grund- und Arbeitspreis sind für alle Netznutzer gleich hoch – unabhängig davon, ob es sich um einen Studenten mit einem Jahresverbrauch von 1.000 kWh oder einen wohlhabenderen Eigenheimbesitzer mit Elektroauto und Wärmepumpe handelt. Der verbrauchsunabhängige Grundpreis führt zudem dazu, dass kleine sparsame Verbraucher höhere spezifische Kosten haben als große Verbraucher. Unterschiede in der Größe und Zahlungsstärke existieren in der heutigen Tarifierung lediglich zwischen Verbrauchern mit weniger oder mehr als 100.000 kWh (1 Punkt).

Die folgenden drei Modelle mit Bestelleistung werden diesem Kriterium besser gerecht – wenn auch die finale Bewertung von der konkreten Parametrierung der jeweiligen Systeme abhängig ist. Durch das Bestelleistungsprinzip zahlen in diesen Modellen größere Netznutzer mit zusätzlichen flexiblen Verbrauchseinrichtungen ein höheres Netzentgelt, da sie gezwungen, sind mehr Leistung zu bestellen. Diese Systematiken wurden deshalb mit 3 Punkten bewertet.

Keinen Punkt bekommt in dieser Kategorie die Flatrate. Hier liegt es in der Natur eines reinen Flatrate-Tarifs, dass alle Nutzer einer Gruppe (also beispielsweise Haushaltskunden) unabhängig von ihrer Größe den gleichen Preis zahlen und die Sozialverträglichkeit somit nicht gewährleistet werden kann.

Anreize zur Energieeffizienz

Ein effizienter Verbrauch wird über einen Arbeitspreis angereizt, der das Netzentgelt mit jeder bezogenen Kilowattstunde in Summe erhöht. Das aktuelle deutsche Modell besteht für Kleinkunden ausschließlich aus einem Grund- und einem Arbeitspreis; durch letzteren wird der Anreiz zur Steigerung der Energieeffizienz gesetzt (4 Punkte).

In allen drei Bestelleistungsregimen ist diese Anreizwirkung abhängig vom Verhältnis von Arbeits- und Leistungspreis, das unabhängig vom Modell an sich ausgestaltet werden kann. Während ein hoher Arbeitspreisanteil den Anreiz zur Energieeffizienz erhöhen würde, ist bei diesen Netzentgeltmodellen jedoch ein höherer Leistungspreisanteil sinnvoll, da hier eben nicht die Energieeffizienz, sondern die Kostenverursachungsgerechtigkeit und die effiziente Netznutzung im Mittelpunkt stehen. Aus diesem Grund erhalten die drei Bestelleistungssysteme in dieser Kategorie lediglich 2 Punkte.

Keinen Punkt erhält die Flatrate, da hier gar kein Arbeitspreis existiert.

Zukunfts Offenheit

Im Fokus dieses letzten Kriteriums steht die Frage, ob die verschiedenen Netzentgeltmodelle in der Lage sind, auch zukünftig neuartige Verbrauchs-, Speicher- und Erzeugungsanlagen zu integrieren bzw. sie ohne großen Aufwand erweiterbar sind, um dieser Aufgabe gerecht zu werden. Dass dies im heutigen System nicht gegeben ist, ist ein Existenzgrund dieses Gutachtens. Anreize zur netzverträglichen Integration von neuartigen Anlagen existieren nicht (0 Punkte).

Die statische Bestelleistung allein erhöht lediglich die Planbarkeit für die Netzbetreiber, führt aber noch nicht dazu, dass mehr Anlagen mit unterschiedlichsten und neuartigen Lastprofilen in das Stromsystem integriert werden können. Prinzipiell ist die Stoßrichtung dieses Modells mit seiner Leistungspreislogik jedoch die richtige und das Modell ist bei Bedarf einfach um weitere Entgeltkomponenten zu erweitern (2 Punkte).

Die volle Punktzahl (4 Punkte) erhalten bei diesem Kriterium die statische und die dynamisierte Bestelleistung mit bedingter Netznutzung. Insbesondere die bedingte Netznutzung erlaubt eine deutlich bessere Integration neuartiger Anlagen in das Netz. Zudem sind beide Systeme bei Bedarf um weitere Entgeltkomponenten erweiterbar.

Anders gestaltet sich das bei einem Flatratemodell mit bedingter Netznutzung. Die bedingte Netznutzung verbessert zwar die Aufnahmefähigkeit neuartiger Anlagen in das Netz, die durch eine reine Flatrate kaum angereizt werden würde, die Systematik kann aber nur schwerlich um weitere Elemente ergänzt werden, ohne dabei den Flatrate-Charakter aufzulösen (2 Punkte).

Fazit: Vorzugsmodell „Statische Bestelleistungssystem mit bedingter Netznutzung“

Mittels der in der Bewertung vergebenen Punkte und der in Kapitel 3.4 aufgeführten Gewichtungen kann nun ein Vorzugsmodell ermittelt werden, das die gestellten Anforderungen insgesamt am besten erfüllt. Insbesondere löst es die Probleme, die durch die Integration flexibler Lasten entstehen und hält den Aufwand auf dem notwendigen Minimum. Es zeigt sich demgemäß, dass das statische Bestelleistungssystem mit bedingter Netznutzung sowohl mit als auch ohne Gewichtung der Kriterien mit klarem Abstand auf die höchste Punktzahl kommt und von daher die Vorzugsvariante im Rahmen dieses Gutachtens darstellt. Die folgende Tabelle zeigt die Punkteverteilung bei den untersuchten Netzentgeltmodellen.

Kriterien	VORZUGS-VARIANTE									
	Heutiges Modell		Bestelleistung statisch		Bestelleistung statisch + bedingte NN		Bestelleistung dynamisch + bedingte NN		Flatrate + bedingte NN	
	Punkte	Pkt. gewichtet	Punkte	Pkt. gewichtet	Punkte	Pkt. gewichtet	Punkte	Pkt. gewichtet	Punkte	Pkt. gewichtet
Anreize für effiziente Netznutzung	0	0	2	4	4	8	4	8	2	4
Regulatorischer Aufwand	4	2	2	1	1	0,5	0	0	2	1
Technischer Aufwand	4	2	2	1	1	0,5	0	0	2	1
Transparenz & Einfachheit	4	4	4	4	2	2	0	0	4	4
Kostenverursachungsgerechtigkeit	0	0	2	2	4	4	4	4	1	1
Sozialverträglichkeit	1	1	3	3	3	3	3	3	0	0
Anreize zu Energieeffizienz	4	4	2	2	2	2	2	2	0	0
Zukunftsoffenheit	0	0	2	2	4	4	4	4	2	2
Gesamt	17	13	19	19	21	24	17	21	13	13

Tabelle 2: Bewertung und Gewichtung zur Ermittlung der Vorzugsvariante

6 Das sanfte Ende der Kupferplatte: die Spitzenglättung

Kapitel auf einen Blick:

Im Zusammenhang mit dem ermittelten Vorzugsmodell der „Bestelleistung mit bedingter Netznutzung“ wird zu Beginn dieses Kapitels zunächst der Begriff der „Spitzenglättung“ eingeführt. Die Spitzenglättung ist ein Instrument, um ineffizienten Netzausbau zu vermeiden. Sie beinhaltet eine zeitlich eng begrenzte Einschränkung der Netzentnahmefähigkeit. Die Spitzenglättung bietet für jeden Akteur den passenden Netzzugang. Für den klassischen, unflexiblen Verbraucher, der sich problemlos in das neue Modell überführen lässt, entstehen kaum Auswirkungen. Die Spitzenglättung muss von einer kohärenten Anpassung der Netzentgeltsystematik flankiert werden. Durch Einbettung der Spitzenglättung in eine neugestaltete Netzentgeltsystematik können die Umverteilungseffekte begrenzt, eine verursachungsgerechte Beteiligung der Akteure an den Netzkosten erreicht und Fehlsteuerungseffekte vermieden werden.

Um das neue Instrument anwenden zu können, ist eine weitere Digitalisierung der Verteilnetze notwendig; insbesondere ist es erforderlich, mittel- und langfristig eine Netzzustandsüberwachung auf Basis der intelligenten Messsysteme auszurollen und auch die Steuerung der Flexibilität über die intelligenten Messsysteme durchzuführen. Diese Ausbringung ist jedoch nicht flächendeckend nötig. Durch die vorzunehmenden Anpassungen entstehen Auswirkungen auf alle beteiligten Stakeholder, vom Verteilnetzbetreiber bis zum Lieferanten, die in diesem Kapitel diskutiert werden.

6.1 Die Spitzenglättung: Für jeden Akteur der passende Netzzugang

Auf Basis der Simulationsergebnisse sowie der qualitativen Bewertung der in Abschnitt 3.3.2 vorgestellten Ausgestaltungsvarianten hat sich das Zielmodell „Bedingte Bestelleistung“ als Vorzugslösung herausgestellt. Da dieses Modell die Lastspitzen zuverlässig verschiebt und die Lastprofile somit glättet, wird es im Folgenden als „Spitzenglättung“ bezeichnet. In diesem Zielmodell wird die effizienteste Netznutzung aller untersuchten Netzentgeltsystematiken angereizt, sie besitzt das größte Potenzial zur engpassfreien Integration von Flexibilität und es werden Anreize für den Kunden gesetzt, sich flexibel und netzverträglich zu verhalten. Die Spitzenglättung bietet außerdem für jeden Akteur den passenden Netzzugang. Im Folgenden wird das Modell zunächst für die hier im Fokus stehenden Kleinkunden in der Niederspannungsebene dargestellt. Es kann jedoch in modifizierter Form auch auf die Mittel- und Hochspannungsebene sowie leistungsgemessene Niederspannungskunden ausgedehnt werden. Hierauf wird am Ende dieses Abschnitts eingegangen.

Kundenkategorien im Modell der Spitzenglättung

Bei den Kleinkunden werden im Rahmen der Spitzenglättung drei Arten von Kunden an Hand des Grades, in dem sie Flexibilität bereitstellen können, differenziert: Sie sind vollständig unflexibel (klassische Verbraucher), teilweise flexibel – d. h., sie besitzen einzelne flexible, steuerbare Verbrauchseinrichtungen und sind im Übrigen unflexibel – oder insgesamt flexibel, d. h., sie besitzen ein Energiemanagementsystem, das ihre Entnahme aus dem Netz insgesamt steuert und optimiert. Die Auswirkungen der Spitzenglättung sind wegen der unterschiedlichen Möglichkeiten, Flexibilität bereitzustellen, akteurspezifisch aber gleichzeitig verursachungsgerecht:

- **Der klassische Verbraucher:** Dieser Kunde hat keine flexiblen Verbrauchseinrichtungen, deswegen kann bei diesem Kunden auch kein netzorientiertes Management stattfinden. Der

Kunde überschreitet nie oder nur selten eine Leistung von 5 kW.³¹ Abhängig vom Jahresverbrauch erhält der Kunde für die Abrechnung der Netzentgelte eine gestaffelte Leistungszuweisung (je höher der Verbrauch, umso größer die zugewiesene Leistung). Diese Leistungszuweisung ist für Kleinkunden unter 6.000 kWh/a unabhängig von der tatsächlichen Leistungsanspruchnahme, d. h. kurzzeitige Überschreitungen der hier genannten 5-kW-Grenze, z. B. über Durchlauferhitzer, werden toleriert.³² Vielmehr dient die zugewiesene Leistung der Ermittlung des zu zahlenden Leistungspreises. Zusätzlich zahlt diese Art von Kunden einen Arbeitspreis. Bei der Leistungszuweisung sollte eine etwaige Eigenerzeugung des Kunden mitberücksichtigt werden, da der maximale Leistungsbedarf des Kunden entnahmeseitig durch die Eigenerzeugung im Regelfall nicht reduziert wird. Die Eigenerzeugung kann hierfür pauschal über einen Umrechnungsfaktor aus der Leistung der Anlage abgeleitet oder messtechnisch erfasst werden, was jedoch einen zusätzlichen Messaufwand zur Folge hätte.

- **Der Teilflexible:** Dieser Kunde betreibt sowohl klassische Verbrauchseinrichtungen ohne Flexibilität als auch einzelne flexible Verbrauchseinrichtungen (z. B. Ladesäule, Energiespeicher oder Wärmepumpe). Bei den klassischen unflexiblen Verbrauchseinrichtungen findet kein netzorientiertes Management statt, bei den flexiblen Verbrauchseinrichtungen kann ein zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management durchgeführt werden. Für die unflexiblen Verbrauchseinrichtungen findet wie beim klassischen Verbraucher eine gestaffelte Leistungszuweisung unter Berücksichtigung der Eigenerzeugung statt, kurzzeitige Überschreitungen der 5-kW-Grenze werden wie beim unflexiblen Kunden bis zu einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh toleriert. Für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen muss der Kunde bedingte Leistung bestellen, in diesem Bereich kann netzorientiertes Management durchgeführt werden. Es fällt ein Leistungspreis an, der niedriger als der Preis für die unbedingte Leistung ist, da die bedingte Leistung aufgrund des potenziellen Netzmanagements zwar fast immer, aber nicht permanent zur Verfügung steht.³³
- **Der Vollflexible:** Dieser Kunde besitzt ein Energiemanagementsystem und die klassischen und flexiblen Verbrauchsanlagen werden über dieses System koordiniert. Es findet keine getrennte Betrachtung von unflexiblen und flexiblen Verbrauchseinrichtungen statt. Der Kunde bestellt nach Bedarf unbedingte Leistung, bei der kein netzorientiertes Management möglich ist, sowie vergünstigte bedingte Leistung, bei der ein netzorientiertes Management zeitlich eng begrenzt durchgeführt werden kann. Eine gesonderte Berücksichtigung der Eigenerzeugung ist weder erforderlich noch geboten, da bei den vollflexiblen Kunden im Gegensatz zu den nicht- und teilflexiblen Kunden mit zugewiesener Leistung wiederholte Überschreitungen der bestellten Leistung nicht toleriert werden. Dies hat zur Folge, dass vollflexible Kunden Auswirkungen einer ggf. vorhandenen Erzeugungsanlage auf ihre tatsächliche Netzbelastung bei der Leistungsbestellung mitberücksichtigen müssen.

³¹ 5 kW als maximaler Viertelstundenmittelwert sind für einen Standard-Haushalt ohne leistungsstarke Verbraucher wie einen Durchlauferhitzer ausreichend. Dieser Wert kann in der weiteren Diskussion um die Umsetzung des Modells noch modifiziert werden.

³² Ab 6.000 kWh/a wird im Rahmen des Smart-Meter-Rollouts ein iMSys eingebaut, das eine Leistungsmessung und die Fernauslesung der Messwerte erlaubt. Für geringere Jahresverbräuche ist dies nicht vorgesehen.

³³ Falls der teilflexible Kunde hiervon abweichend auch für seine flexiblen Verbrauchseinrichtungen eine unbedingte Netznutzung realisieren will, muss er dafür ausreichend unbedingte Leistung im Netzanschlussvertrag vorsehen und entsprechend bedingte Leistung in der fortlaufenden Netznutzung bestellen.

Eine Übersicht über die unterschiedlichen Kleinkunden und die Folgen für die Netzentgeltsystematik sind in Abbildung 23 dargestellt.

	Der klassische Verbraucher	Der Teilflexible*		Der Vollflexible
Flexibilität des Kunden	Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen	Klassischer Verbrauch ohne Flexibilität	Einzelne flexible Verbrauchseinrichtungen	Kunde mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen und Energiemanagementsystem
Leistungsbestellung durch Kunde	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelte Leistungszuweisung	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelte Leistungszuweisung	Bestellung bedingte Bestelleistung	Bestellung unbedingter Bestelleistung Bestellung bedingter Bestelleistung
Netzorientiertes Management	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der zugewiesenen unbedingten Leistung begrenzt möglich	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der zugewiesenen unbedingten Leistung begrenzt möglich	Zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management	Unbedingte Bestelleistung: kein netzorientiertes Management Bedingte Bestelleistung: zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management
Netzentgelt	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelter unbedingter Leistungspreis + Arbeitspreis	Nach unflexiblen Verbrauch (inkl. Eigenerzeugung) gestaffelter unbedingter Leistungspreis + Arbeitspreis	(Niedriger) Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis	(Hoher) Leistungspreis für unbedingte Bestelleistung und Arbeitspreis (Niedriger) Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis

Klassische Verbrauchseinrichtungen (unflexibel)
 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen (flexibel)

*Das Modell „Der Teilflexible“ benötigt zwei Zähler, wenn verschiedene Arbeitspreise für flexiblen und unflexiblen Teil oder gestaffelte Grundpreise für unflexiblen Teil angeboten werden sollen

Abbildung 23: Auswirkungen der Spitzenglättung auf verschiedene Akteure

Das netzorientierte Management von Flexibilität beschränkt sich somit auf den teilflexiblen und den vollflexiblen Kunden. Der klassische Verbraucher, der heute über 99 % aller Verbraucher ausmacht, wird ins neue System überführt, ohne dass er hierdurch Nachteile erlangt. Teilflexible und vollflexible Netznutzer, die zukünftig häufiger anzufinden sein werden und die einen Großteil des zu erwartenden Anstiegs beim Leistungsbezug ausmachen werden, bekommen über die bedingte Leistungsbestellung einen Anreiz zur effizienten Netznutzung. Zudem bietet die Option, zwischen unbedingter und bedingter Leistung zu wählen und deren Höhe zu variieren, verbesserte Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle.

Nutzung der Netzanschlussleistung bei den verschiedenen Kundenkategorien

In Abbildung 24 ist dargestellt, wie der Netzanschluss bei den verschiedenen Kundenkategorien genutzt wird. Für den klassischen Verbraucher tritt im Vergleich zum heutigen System keine spürbare Änderung auf – er kann trotz formeller Beschränkung auf eine unbedingte Leistung von 5 kW mit den unflexiblen Verbrauchseinrichtungen weiterhin den Netzanschluss nutzen, ohne dass netzseitig in den Verbrauch eingegriffen wird.³⁴ Beim Teilflexiblen wird der Netzanschluss in einen unbedingten Teil für die unflexiblen Lasten und in einen bedingten Teil für die flexiblen Lasten eingeteilt. Diese werden getrennt betrachtet. Für den unflexiblen Teil gelten die gleichen Regelungen wie beim klassischen Kunden. Die Höhe der unbedingte oder bedingte zur Verfügung stehenden Leistung für den flexiblen Teil kann er selbst bestimmen – je geringer diese gewählt wird, desto geringer auch das zu zahlende Netzentgelt, desto geringer aber auch die Möglichkeiten der Leistungsentnahme für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen. Beim Vollflexiblen werden unflexible und flexible Verbrauchseinrichtungen gemeinsam betrachtet. Auch

³⁴ Für Kunden mit einem Verbrauch über 6.000 kWh/a ergeben sich ggf. Anpassungen. Hierauf wird in den Übergangsregelungen (Abschnitt 7.2) eingegangen.

er muss entscheiden, welchen Teil der Leistung er unbedingt (entspricht höheren spezifischen Netzentgelten) sowie bedingt (entspricht niedrigeren spezifischen Netzentgelten) bestellen möchte.

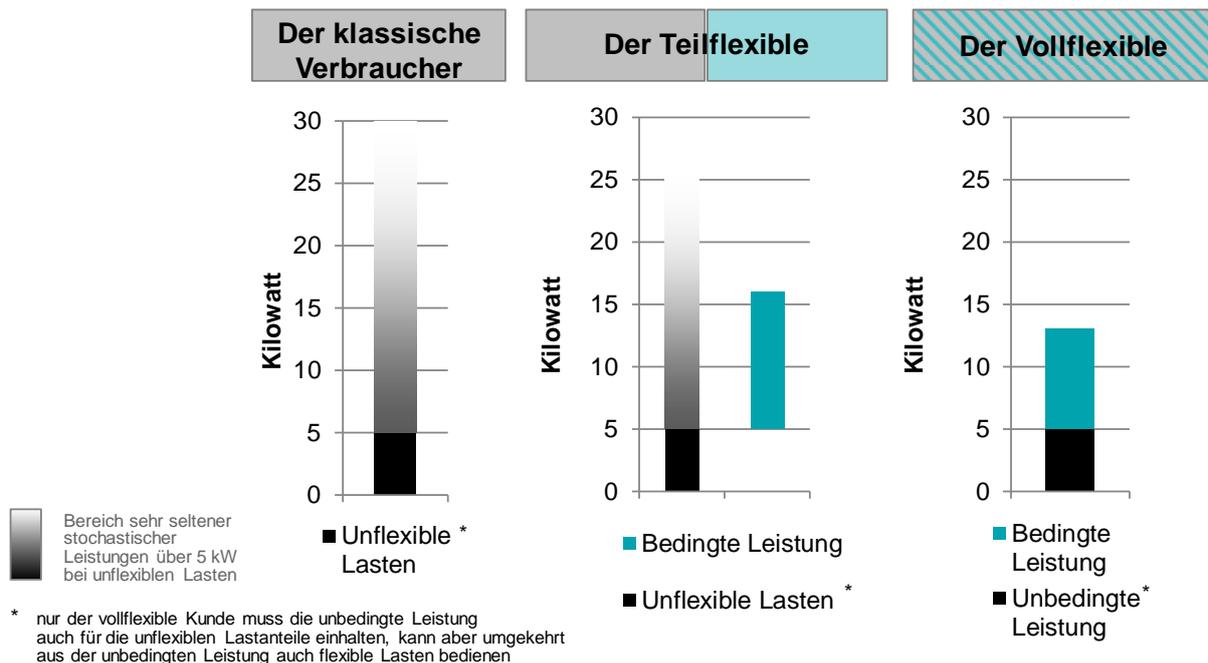


Abbildung 24: Aufteilung des Netzanschlusses für die drei Kundenkategorien

Ein kohärentes Preissystem für alle Niederspannungskunden

Durch die Einführung der Spitzenglättung wird das bisherige Netznutzungs- und Netzentgeltsystem um die neue Komponente der bedingten Leistung ergänzt. Damit sich keine Fehlsteuerungseffekte ergeben, müssen die verschiedenen Elemente dieses Systems sowohl in ihrer Qualität als auch in ihrer finanziellen Anreizwirkung aufeinander abgestimmt werden. Bei der konkreten Ausgestaltung sollten die im Folgenden dargestellten Aspekte berücksichtigt werden:

- Die unbedingte Leistung ist ein wichtiger Kostentreiber. Daher sollte die in Anspruch genommene unbedingte Leistung zukünftig grundsätzlich stärker gewichtet werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass bei unflexiblen Kleinverbrauchern eine hohe Durchmischung stattfindet. Die individuelle zeitgleiche Höchstlast ist bei einem niedrigen Jahresverbrauch nur eingeschränkt als Maßstab für die in Anspruch genommene Leistung sachgerecht. Im hier vorgeschlagenen Entgeltsystem wird daher für einen Verbrauch unter 6.000 kWh/a nicht die tatsächlich gemessene Leistung der Netzentgeltabrechnung zugrunde gelegt, sondern es wird eine fiktive Abrechnungsleistung in Abhängigkeit vom Jahresverbrauch verwendet. Diese kann gestaffelt erfolgen. So könnte in der untersten Entgeltzone bis zu einem Verbrauch von z. B. 2.500 kWh/a eine Abrechnungsleistung von 1,7 kW angesetzt werden, oberhalb von 2.500 kWh/a dann 5 kW. Oberhalb von 6.000 kWh/a erfolgt eine Abrechnung nach der tatsächlich gemessenen Leistung, mindestens jedoch 5 kW. Damit die Entgeltzonen ohne Sprünge ineinander übergehen, würde in der untersten Entgeltzone ein erhöhter Arbeitspreis angesetzt. Die hier genannten Schwellwerte können im weiteren Verlauf der Diskussion um das Modell der Spitzenglättung noch modifiziert werden.

- Die bedingte Leistung sollte deutlich billiger sein als die unbedingte. Denkbar wäre für die bedingte Leistung z. B. ein Preis in Höhe von 20 % der unbedingten Leistung.
- Durch die bloße Errichtung einer dezentralen Erzeugungsanlage (z. B. PV) wird das Netz nicht entlastet. Sachgerecht wäre es daher, die Eigenerzeugung in die abzurechnenden Netzentgelte einzubeziehen und die Netzentgelte nicht auf die aus dem Netz entnommene, sondern vom Kunden verbrauchte Energie zu beziehen (Berechnungsbasis wäre dann der Bruttoverbrauch statt die Nettoentnahme aus dem Netz). Dies würde aber eine separate Messung des eigenerzeugten Stroms erfordern. Um diesen Aufwand im Bereich der Kleinkunden zu vermeiden, könnte die Eigenerzeugung über eine Pauschale in Abhängigkeit von der Anlagenleistung berücksichtigt werden. Für PV-Anlagen ab 7 kW ist ohnehin eine separate Messung vorgesehen, so dass hier kein Mehraufwand entstünde.
- Vollflexible Kunden sind anders als teil- oder unflexible Kunden in der Lage, ihre Entnahmeleistung aus dem Netz zu steuern und wirksam zu begrenzen. Ihnen sollte daher ein Alternativtarif ermöglicht werden, der anstelle der Leitungszuweisung (< 6.000 kWh/a) bzw. Ex-Post-Leistungsmessung die Möglichkeit einräumt, auch niedrigere Leistungen zu bestellen. Eine gesonderte Berücksichtigung der Eigenerzeugung ist hier nicht erforderlich, da die bestellte Leistung die Netzbeanspruchung sachgerecht abbildet.
- Das System von fortlaufenden Netzentgelten in Form von Leistungs- und Arbeitspreisen sollte durch Einmalbeiträge ergänzt werden. Dies betrifft v. a. Baukostenzuschüsse bei der erstmaligen Errichtung oder Erweiterung von Netzanschlüssen. Die Baukostenzuschüsse können nach bedingter und unbedingter Leistung differenziert werden.

Durch eine Gestaltung nach den oben genannten Grundsätzen werden für unflexible Bestandskunden Umverteilungseffekte weitgehend vermieden. Die neuen flexiblen Verbraucher erhalten starke Anreize für eine effiziente Netznutzung. Da derzeit nur wenige Kleinkunden dieser Art vorhanden sind, sind Umverteilungseffekte nur von geringer Bedeutung. In einzelnen Bereichen wie Nachtspeicherheizungen sind allerdings Übergangsregelungen sinnvoll, auf die in Abschnitt 7.2 eingegangen wird.

Das neue Preissystem mit einem Ausgestaltungsbeispiel ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst:

	Ausgestaltungs- beispiel	Einheit
Alle Tarifgruppen		
Leistungspreis unbedingt	23,14	€/kW/a
Leistungspreis bedingt	4,63	€/kW/a
Baukostenzuschuss unbedingt	69,42	€/kW
Baukostenzuschuss bedingt	13,89	€/kW
Standardtarif		
Arbeitspreis < 2.500 kWh/a	7,8	ct/kWh
Arbeitspreis > 2.500 kWh/a	4,8	ct/kWh
Unbedingte Abrechnungsleistung < 2.500 kWh/a	1,7	kW
Unbedingte Abrechnungsleistung 2.500 kWh/a – 6.000 kWh/a	5	kW
Unbedingte Abrechnungsleistung > 6.000 kWh/a	Gemessene Leistung	kW
Bedingte Abrechnungsleistung	Bestellte Leistung	kW
Alternativtarif Bestelleistung		
Unbedingte Abrechnungsleistung	Bestellte Leistung	kW
Bedingte Abrechnungsleistung	Bestellte Leistung	kW
Arbeitspreis (analog Standard > 2.500 kWh/a)	4,8	ct/kWh

Tabelle 3: Übersicht Netzentgeltsystem mit Spitzenglättung

Leistungsgemessene Kunden in der Niederspannung

Im bestehenden Netzzugangsmodell wird für größere Niederspannungskunden über 100.000 kWh/a eine registrierende Leistungsmessung eingesetzt, die die Basis für die Abrechnung der Netzentgelte nach Leistungs- und Arbeitspreisen bildet. Das Modell für die Kleinkunden kann grundsätzlich auch bei leistungsgemessenen Kunden in der Niederspannung angewandt werden. Allerdings ist bei teilflexiblen Kunden anstelle der Leistungszuweisung in Abhängigkeit vom Verbrauch der gemessene Leistungswert für das abzurechnende Netzentgelt anzulegen. Beim teil- und vollflexiblen leistungsgemessenen Kunden muss wie beim vollflexiblen Kleinkunden eine Leistungsbestellung vorgenommen werden. In der weiteren Diskussion über die Umsetzung des Modells ist zu prüfen, inwieweit für unflexible und teilflexible Kunden der Schwellenwert für eine zwingende Abrechnung nach gemessener Leistung wie oben bereits vorgeschlagen auf niedrigere Verbrauchswerte, z. B. 6.000 kWh/a (Pflichteinbaufall für ein iMSys), abgesenkt wird.

Vor- und Nachteile des Modells aus Kundensicht

Mit dem Modell der Spitzenglättung wird es dem Kunden ermöglicht, für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen, die keine Notwendigkeit einer gesicherten Netznutzung besitzen, ein reduziertes Netzentgelt zu bezahlen und somit monetär an der Flexibilitätsbereitstellung zu partizipieren. Der flexible Kunde, der sich für die bedingte Bestelleistung mit Eingriffsrecht durch den Netzbetreiber entscheidet, wird entlastet. Durch die Einbindung von Energiespeichern können der Anteil unbedingte bestellter Leistung und somit die Kosten des Verbrauchers weiter reduziert werden. Der flexible Kunde, der ausschließlich unbedingte Leistung bestellt und somit kein netzorientiertes Management der Flexibilität zulässt, wird belastet. Es wird somit ein sehr hoher Anreiz geschaffen, die Flexibilität für das Gesamtsystem zur Verfügung zu stellen. Die Netzkosten werden

verursachungsgerecht verteilt. Das Modell bietet außerdem eine gute Prognostizierbarkeit der Kosten für den Kunden.

Für Verbraucher ohne Flexibilität ergeben sich kaum Änderungen in der Höhe der zu zahlenden Netzentgelte. Dies ist auch verursachungsgerecht, da diese Kunden keine hohen Gleichzeitigkeiten und Leistungsspitzen aufzeigen und somit nur unwesentlich Netzausbau verursachen.

Der Netzbetreiber bekommt durch das mit der Spitzenglättung einhergehende Eingriffsrecht die Möglichkeit, sein Netz im Wesentlichen auf die unbedingt bestellte Leistung ausulegen, wodurch der Netzausbau signifikant reduziert wird. Die dauerhafte Netzvorhaltung wird bepreist. Da das Modell nicht auf Preisanreizen beruht, sondern der Netzbetreiber die dem Kunden verfügbare Leistung reduzieren kann, ist die Verfügbarkeit der Flexibilität garantiert. Eine hohe Auslastung des bestehenden Netzes wird sichergestellt. Der Kunde (sowie ein ggf. ihn unterstützender Dienstleister) hat somit die Möglichkeit, sich innerhalb des Modells zu optimieren.

Als Nachteil könnte empfunden werden, dass dem Kunden nicht mehr die theoretisch technisch mögliche Leistung des Hausanschlusses zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung steht. Auf ein gleichzeitiges Ausnutzen dieser theoretischen Anschlussleistung ist das Netz historisch jedoch gar nicht ausgelegt gewesen. Insofern stand ihm diese maximal *virtuell* zur Verfügung – ein gleichzeitiger Abruf hätte zu massiven Netzengpässen und Auslösung der Abgangssicherung mit resultierendem Stromausfall geführt.

Die im Modell vorgesehene Leistungsbestellung ist für den Kunden außerdem aufwendiger als eine Ex-post-Abrechnung. Die Preisgestaltung muss möglichst transparent und einfach ausgeführt werden, um den Kunden – vom klassischen Verbraucher bis zum vollflexiblen – einen möglichst einfachen Umgang mit dem Modell der Spitzenglättung zu ermöglichen.

Varianten der Ausgestaltung

Bei der Ausgestaltung des Modells der Spitzenglättung existiert eine Vielzahl an Freiheitsgraden, die in Abbildung 25 dargestellt sind. Hierzu zählen unter anderem:

- In welcher Höhe sollten ein Baukostenzuschuss und ein Grundpreis als verhaltensunabhängige Preisbestandteile erhoben werden? Auf welcher Basis (Beispiel Haushalt: pauschal oder pro Kopf) sollte dieser erhoben werden?
- In welchem Verhältnis sollten Arbeits- und Leistungspreis zueinanderstehen? Wie wird die Staffelung der Leistungszuweisung und Arbeitspreise parametrisiert? Während mit einer Stärkung des Arbeitspreises energieeffizientes Verhalten angereizt wird und dieser bei konventionellen Kunden kostenverursachungsgerecht ist, erfordert eine effiziente Nutzung der Netzkapazität eine Stärkung des Leistungspreises.
- Wie stark wird der Preis für die bedingte Leistung im Vergleich zur unbedingten Leistung reduziert? (beispielsweise eine Reduktion auf 20 % des Netzentgelts)
- Welche Pönale muss bei Überschreitung der bestellten Leistung entrichtet werden?

Verhaltens <u>u</u> nabhängige Preisbestandteile		Verhaltensabhängige Preisbestandteile	
Baukostenzuschuss	Grundpreis	Leistungspreis	Arbeitspreis
Existenz bzw. Höhe?	Existenz bzw. Höhe?	Höhe im Verhältnis zum Arbeitspreis?	Höhe im Verhältnis zum Leistungspreis?
Erhebungsbasis? (Spannungsebene, Leistung, Länge...)	Erhebungsbasis? (pauschal, pro Kopf, kostenbasiert...)	Bedingte Netznutzung nur für flexible Verbrauchseinrichtungen (zwei Zähler) oder für die Summe aller Verbrauchseinrichtungen (ein Zähler)?	
		Höhe der Reduzierung bei bedingter Netznutzung?	
		Zusätzlich zum Jahrespreissystem Existenz eines Monatspreissystems?	
		LP- und/oder AP-basierte Pönale und deren Höhe	
		Mindestbestellmenge oder freie Bestellung?	

Abbildung 25: Freiheitsgrade bei der Ausgestaltung der Bedingten Bestellleistung

Wie zu erkennen ist, können mit unterschiedlichen Ausgestaltungen des Zielmodells verschiedene Anreize gesetzt werden. Hierbei muss zwischen verschiedenen, zum Teil in Konflikt stehenden Zielen und Anreizwirkungen abgewogen werden, beispielsweise zwischen Anreizen für Energieeffizienz (über den Arbeitspreis) und einer effizienten Netznutzung (über den Leistungspreis).

Bei der späteren detaillierten Ausgestaltung des Modells ist es deswegen notwendig, isoliert einzelne Parameter des Modells zu variieren und die Auswirkungen auf verschiedene Akteure intensiv zu diskutieren. Die wesentlichen Auswirkungen auf die Akteure werden in Abschnitt 6.2.2 beschrieben.

Anwendung in der Mittel- und Hochspannungsebene

Das derzeitige Netzzugangs- und Netzentgeltssystem für Großkunden bietet derzeit ausschließlich die Option einer unbedingten Netznutzung. Hiermit sind für Großkunden mit mehr als 2.500 Benutzungsstunden pro Jahr hohe Leistungspreise untrennbar verbunden. Diese hohen Leistungspreise bilden zwar die Kostenverursachung in der Mittel- und Hochspannungsebene für eine unbedingte Leistungsbereitstellung gut ab, behindern aber massiv die Nutzung der gewerblichen und industriellen flexiblen Lasten im Energiemarkt. Die flexiblen Lasten der Industrie- und Gewerbekunden könnten wie die zuvor betrachteten Kleinkunden im Niederspannungsnetz grundsätzlich ebenfalls netzorientiert gesteuert werden. Vor diesem Hintergrund besteht auch in der Mittel- und Hochspannungsebene der Bedarf, günstigere Netzentgelte für flexible, netzorientiert steuerbare Lasten zu realisieren. Dies betrifft sowohl laufende Netzentgelte als auch Einmalzahlungen in Form von Baukostenzuschüssen. Insofern sollte zukünftig auch hier die Option geboten werden, zwischen bedingter und unbedingter Netznutzung zu differenzieren.

Von der Grundstruktur her kann das oben dargestellte Modell der Spitzenglättung auch auf die Mittel- und Hochspannungsebene übertragen werden. Hierbei sollten jedoch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen gegenüber der Niederspannungsebene berücksichtigt werden. Ein wichtiger Unterschied zur Niederspannungsebene ist, dass Mittel- und Hochspannungsnetze grundsätzlich (n-1)-sicher ausgelegt werden, d. h., dass bei Ausfall oder sonstiger betriebsbedingter Nichtverfügbarkeit eines Betriebsmittels allen Kunden immer noch die volle unbedingte zugesicherte Leistung zur Verfügung steht. Kriterium für die verfügbare (unbedingte) Netzkapazität in Mittel- und Hochspannungsnetzen sind

daher nicht unmittelbar die Strom- und Spannungsverhältnisse im ungestörten Betrieb, sondern die sich ergebende Situation bei Eintritt einer Störung oder sonstiger Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln (sog. (n-1)-Fall). Im ungestörten Betrieb bestehen somit Leistungsreserven für Lasten, die nicht auf eine unbedingte Leistungsbereitstellung angewiesen sind. Diese (n-0)-sicheren Leistungsreserven werden im aktuellen Netzzugangs- und Netzentgeltregime nicht genutzt.

Ein weiterer Unterschied ist, dass die Belastungssituation in Mittel- und Hochspannungsnetzen grundsätzlich mit entsprechenden Instrumenten deutlich besser prognostiziert werden kann, als dies in der Niederspannung der Fall ist. Derzeit sind solche Prognosesysteme zwar noch nicht sehr verbreitet, aber für die Zukunft ist deren systematischer Einsatz durchaus denkbar. In der Mittel- und Hochspannungsebene können daher prinzipiell lastschwache Zeiten, an denen ansonsten unbedingte freie Netzkapazität zur Verfügung steht, prognostiziert werden. Diese freien Netzkapazitäten können durch marktbasierende Verfahren oder dynamisierte Netzentgelte zukünftig besser genutzt werden. Mögliche Ansätze werden in einer Reihe von Forschungs- und Pilotprojekten, u. a. im Rahmen des SINTEG-Programms, untersucht.

Durch diese zukünftig denkbaren prognosebasierten Netzzugangssysteme werden die freien (n-0)-sicheren Netzkapazitäten jedoch nicht für die Nutzung erschlossen. Eine bedingte Netznutzung, die als Kriterium für die netzorientierte temporäre Leistungseinschränkung in Mittel- und Hochspannungsnetzen die Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln verwendet, könnte diese (n-0)-sicheren Leistungsreserven im Netz erschließen. Es wird daher vorgeschlagen, die bedingte Netznutzung in Mittel- und Hochspannungsnetzen an der Betriebsmittelverfügbarkeit zu orientieren: Im ungestörten Betrieb kann die bedingte Leistung genutzt werden. Bei Eintritt einer Störung muss die Leistung ausreichend schnell bzw. bei planbaren, netzbetrieblich bedingten Nichtverfügbarkeiten nach entsprechender Ankündigung heruntergefahren werden.

Im Übrigen kann das Modell der bedingten Netznutzung analog zur Spitzenglättung in der Niederspannungsebene ausgestaltet werden. Da Großkunden bereits jetzt grundsätzlich der registrierenden Leistungsmessung unterworfen sind, stellt sich das Problem der Leistungsbemessung für den unflexiblen Teil des Verbrauchs nicht.

Bei der Ausgestaltung der bedingten Netznutzung für die Mittel- und Hochspannungsebene sind zwei Varianten denkbar:

- A. Die unflexiblen Großkunden zahlen weiterhin einen Ex-post-Leistungspreis auf Basis der gemessenen Leistung und müssen keine Leistungsbestellung vornehmen. Nur flexible Großkunden, die die bedingte Netznutzung wählen, müssen wie die oben dargestellten vollflexiblen Kunden eine Leistungsbestellung sowohl für den unflexiblen (unbedingte Bestelleistung) als auch den flexiblen Teil (bedingte Bestelleistung) vornehmen.³⁵
- B. Alle Großkunden werden auf ein Bestelleistungssystem umgestellt. Sie können dann je nach Bedarf unbedingte und bedingte Leistung bestellen.

³⁵ Ein teilflexibler Großkunde, der analog zur Kleinkundenregelung nur einzelne Verbrauchseinrichtungen dem netzorientierten Management unterwerfen möchte, würde seinen Netzanschluss in einen unflexiblen und einen flexiblen Teil auftrennen und könnte so im unflexiblen Teil weiter im System des Ex-post-Leistungspreises bleiben. Er dürfte dann aber die flexible Verbrauchseinrichtung nicht aus seinem unflexiblen Teil versorgen und müsste dies auch technisch sicherstellen.

Die Modelle A und B können auch parallel angewandt werden. Kunden hätten dann Wahlfreiheit zwischen Ex-post-Abrechnung und Bestellung von Leistung. Die unbedingte Bestelleistung muss dann preislich niedriger liegen als die Ex-post-abgerechnete Leistung.

	Der Ex-Post-gemessene Unflexible	Der unflexible Leistungsbesteller	Der Vollflexible
Flexibilität des Kunden	Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen	Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen	Kunde mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen und Energiemanagementsystem
Leistungsbestellung durch Kunde	Keine Leistungsbestellung, Entnahme bis zur vereinbarten Netzanschlusskapazität möglich	Leistungsbestellung bis zur vereinbarten Netzanschlusskapazität	Bestellung unbedingter Bestelleistung Bestellung bedingter Bestelleistung
Netzorientiertes Management	Kein netzorientiertes Management	Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der bestellten Leistung wird pönalisiert	Unbedingte Bestelleistung: kein netzorientiertes Management Bedingte Bestelleistung: zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management
Netzentgelt	Leistungspreis Ex-Post nach gemessener Leistung + Arbeitspreis	Leistungspreis* für bestellte Leistung + Arbeitspreis, Pönale für Leistungsüberschreitung	Leistungspreis* für unbedingte Bestelleistung und Arbeitspreis Pönale für Leistungsüberschreitung Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis

*Der Leistungspreis für bestellte Leistung sollte niedriger liegen als beim Ex-Post-Leistungspreis

Abbildung 26: Ausprägungen des Modells der bedingten Bestelleistung für die Mittel- und Hochspannung

Auch beim Modell der bedingten Bestelleistung für die Mittel- und Hochspannungsebene besteht eine Vielzahl von Ausgestaltungsfragen und Parametrierungsoptionen. Diese können Gegenstand der weiteren Diskussion über die Umsetzung des Modells sein.

6.2 Um die Zukunft zu meistern, sind Weiterentwicklungen erforderlich

6.2.1 Die Verteilnetze werden schrittweise und kostenoptimal digitalisiert

Das vorgeschlagene Modell erfordert eine zielgerichtete und umfassende Digitalisierung der Verteilnetze. Durch das Recht des Netzbetreibers, bei Netzengpässen die verfügbare Leistung von Kunden zu reduzieren, entstehen neue Anforderungen an den Netzbetrieb. Um das volle Potenzial der Spitzenglättung zur Vermeidung von Netzausbau zu erschließen, ist eine Überwachung des aktuellen Netzzustands notwendig. Die Netzzustandsüberwachung muss aber nicht unmittelbar mit Einführung des Instruments der Spitzenglättung flächendeckend ausgerollt werden. Vielmehr ist ein schrittweises Vorgehen möglich und unter Effizienzgesichtspunkten auch geboten. Wie in Abschnitt 2.2.2 bereits erläutert wurde, ersetzt ein netzorientiertes Flexibilitätsmanagement nicht jeglichen Netzausbau. Vielmehr ist im Einzelfall zu prüfen, in welchem Umfang Netzausbau erforderlich ist oder ob weniger kostenintensive Lösungen zumindest übergangsweise möglich und vorteilhaft sind.

Das Instrument der Spitzenglättung ist auch nutzbar und kann Netzausbau vermeiden, wenn (noch) keine umfassende Netzzustandsüberwachung installiert wurde. In Abbildung 27 sind mögliche Entwicklungsschritte zur Digitalisierung der Verteilnetzbetreiber dargestellt.

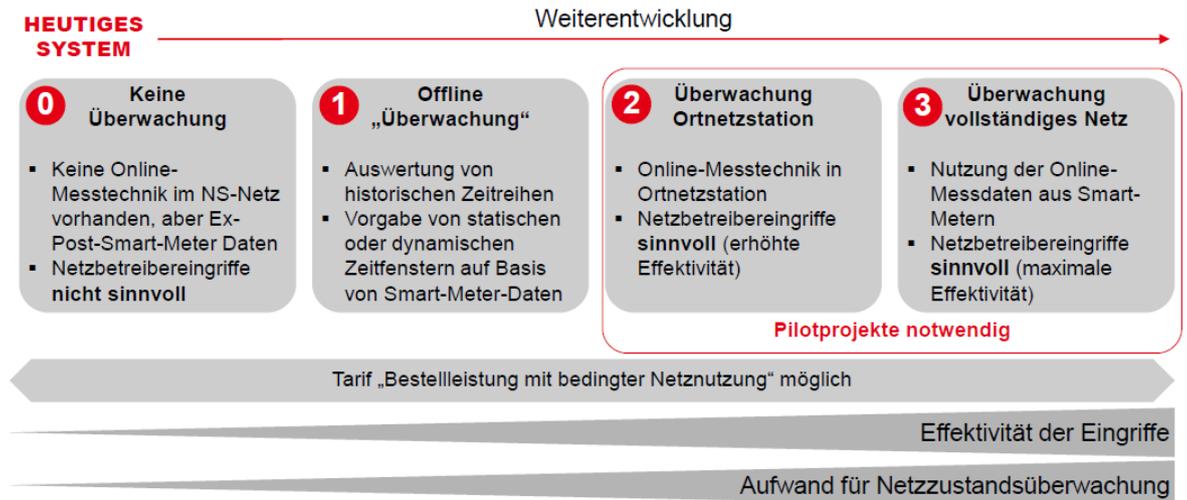


Abbildung 27: Teilschritte der Digitalisierung der Verteilnetze

- **Schritt 0:** Keine Überwachung (heute)

Im heutigen Niederspannungsnetz ist – absehend von einigen Pilotprojekten – keine Online-Messtechnik verbaut. Der Netzbetreiber befindet sich somit gewissermaßen im *Blindflug* und kennt aktuelle Spannungs- und Stromwerte nicht. Entsprechend kann er drohende Netzengpässe allenfalls planerisch, aber nicht betrieblich identifizieren. Nur bei der Überschreitung von Grenzwerten und der daraus resultierenden Nichtversorgung beim Kunden, beispielsweise aufgrund einer Sicherungsauslösung oder der Auslösung eines Spannungsschutzes, wird der Netzbetreiber über eine Grenzwertverletzung informiert. Beim Einbau von intelligenten Messsystemen hat er bereits die Möglichkeit, Kundenverbräuche/-einspeisungen auszuwerten. Netzbetreibereingriffe sind in diesem Schritt weder sinnvoll noch möglich, da keine Kenntnis von Grenzwertverletzungen besteht. Planerisch muss sichergestellt werden, dass in dieser Phase keine Grenzwertverletzungen auftreten.
- **Schritt 1:** Offline-„Überwachung“

In einem nächsten Schritt werden nachträglich auf Basis von aufgezeichneten historischen Zeitreihen Erkenntnisse über historische Netzzustände generiert. So lassen sich Starklast- sowie Schwachlast-Zeitfenster identifizieren, die für eine erste rudimentäre Prognose von zukünftigen Netzzuständen verwendet werden können. Auf dieser Basis ist es möglich, statische oder dynamische Zeitfenster vorzugeben, in denen das Instrument Spitzenglättung genutzt wird und dem Kunden nur eine reduzierte Netzkapazität zur Verfügung gestellt wird. Auf diese Weise lassen sich bereits erste Potenziale des Zielmodells heben. Allerdings ist ein – möglichst einfacher – zusätzlicher Marktprozess zur Übermittlung der Zeitfenster vom Netzbetreiber an die Endkunden zu etablieren, der in den weiteren Stufen nicht mehr erforderlich ist. Letzteres legt die Anwendung statischer anstelle dynamischer Zeitfenster nahe.
- **Schritt 2:** Überwachung von Ortsnetzstationen

In diesem Modell werden die Ortsnetzstationen, die klassischerweise nur mit Schleppeigern ausgestattet werden, mit Online-Messtechnik ausgestattet und die Netzzustände (Leistungsflüsse sowie Spannungen) genutzt, um Engpässe im Netz abzuschätzen. Dies ermöglicht es, das Instrument der Spitzenglättung zur Vorgabe von Leistungsreduktionen einzusetzen, mit denen die identifizierten kritischen Netzzustände abgemildert werden.

Netzbetreibereingriffe auf Basis dieser Online-Messungen haben eine erhöhte Effektivität im Vergleich zu Schritt 1.

- **Schritt 3: Überwachung des vollständigen Netzes**

In diesem finalen Schritt wird das Niederspannungsnetz mit ausreichend Messtechnik ausgestattet, um alle Leitungsauslastungen und Knotenspannungen zu bestimmen und somit eine vollständige Transparenz über den Netzzustand herzustellen. Hierzu ist es nicht notwendig, alle Knoten mit Messequipment auszustatten – vielmehr muss eine kosteneffiziente und technisch ausreichende Anzahl an Knoten und/oder Kunden (über intelligente Messsysteme) mit Netzzustandsmessungen ausgestattet werden. Durch dieses Monitoring erreichen die Netzbetreibereingriffe die maximale Effektivität, da zielgerichtet zeitlich und örtlich genau dann vom Instrument Spitzenglättung Gebrauch gemacht wird, wenn Netzengpässe auftreten.

Jeder Schritt bei der Digitalisierung der Verteilnetze bietet Potenzial zur Reduzierung des Netzausbaus

Das Instrument der Spitzenglättung bietet in allen hier dargestellten Stufen der Digitalisierung des Netzbetriebs erhebliches Potenzial zur Reduzierung des Netzausbaus. Aufgabe der Netzplanung ist es, für jeden konkreten Einzelfall abzuwägen, ob ein Netzausbau vorteilhaft ist oder die Nutzung der Spitzenglättung ausreicht. In Stufe 0 reicht bereits die Option, zu einem späteren Zeitpunkt ein netzorientiertes Flexibilitätsmanagement zu aktivieren, aus, um Netzausbau entbehrlich zu machen: Da die Umsetzung eines Netzausbaus einen Zeitvorlauf benötigt, müsste der Netzbetreiber ohne das Instrument der Spitzenglättung einen Netzausbau bereits dann anstoßen, wenn die unbedingten Kapazitätsreserven des Netzes durch Anschluss neuer Lasten nur noch gering sind. Mit der Spitzenglättung kann er darauf vertrauen, dass er über die schrittweise Aktivierung der netzorientierten Flexibilitätssteuerung weitere – bedingte – Netzkapazität bereitstellen kann.

In Stufe 1 vermeidet die Spitzenglättung Netzausbau, ohne dass eine Online-Netzzustandsüberwachung erforderlich ist. Allein über den ohnehin stattfindenden Einbau von iMSys erhält er zusätzliche Informationen über die Belastungssituation im Netz, so dass er bei weiterem Zubau neuer Lasten rechtzeitig entscheiden kann, ob er nun konventionellen Netzausbau vornimmt oder eine Netzzustandsüberwachung gemäß den oben beschriebenen Stufen 2 und 3 installiert. Welche Lösung vorteilhaft ist, muss für den konkreten Einzelfall geprüft werden. Da die Installation einer Netzzustandsüberwachung mit Investitionen verbunden ist, kann ein konventioneller Netzausbau kostengünstiger sein. Dies gilt z. B., wenn die vorhandenen Netzanlagen bereits alt sind und in wenigen Jahren ohnehin ein Ersatz ansteht oder mit schnellem weiterem Lastanstieg zu rechnen ist. Umgekehrt wird durch den Smart-Meter-Rollout schrittweise eine TK-Infrastruktur geschaffen, die grundsätzlich auch für die Netzzustandsüberwachung ohne wesentliche Zusatzkosten genutzt werden kann. Tendenziell verringert sich somit durch den Smart-Meter-Rollout die Kostenschwelle für den Einsatz einer Netzzustandsüberwachung. Da durch den Einsatz der Spitzenglättung die Strombeschaffungskosten der Netznutzer nur unwesentlich beeinflusst werden, ist die Netzzustandsüberwachung auch volkswirtschaftlich nahezu immer dann vorzugswürdig, wenn sie aus netzwirtschaftlicher Sicht kostengünstiger ist als konventioneller Netzausbau.

Das Einsparpotenzial ist erheblich, eine belastbare Abschätzung für die gesamte Bundesrepublik aber äußerst aufwändig und mit hohen Unsicherheiten behaftet

Die dargestellten Überlegungen machen deutlich, dass die schnelle Einführung des Instruments der Spitzenglättung in erheblichem Umfang Netzausbau einsparen kann. Eine genauere Quantifizierung des gesamten Einsparpotenzials würde erfordern, dass modellhaft zunächst für jede der vielen

denkbaren Fallkonstellationen das Einsparpotenzial ermittelt wird und dann eine Hochrechnung auf alle deutschen Niederspannungsnetze erfolgt. Dabei müssten nicht nur die Netztopologien betrachtet, sondern auch die Altersstrukturen und die Entwicklung der Lastsituation berücksichtigt werden. Gerade hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung der neuen Lasten besteht aber eine hohe Unsicherheit. Eine belastbare Abschätzung des Kosteneinsparpotenzials der Spitzenglättung würde den Rahmen dieser Studie bei Weitem sprengen.

Um dennoch eine grobe Einschätzung des denkbaren Kosteneinsparungspotenzials der Spitzenglättung zu erhalten, kann hilfsweise der Gesamtwert der aktuell in Deutschland vorhandenen Niederspannungsnetze herangezogen werden. Insgesamt sind in Deutschland rund 1,1 Mio. km Niederspannungsnetz (ohne Hausanschlussleitungen) und etwa 500.000 Ortsnetzstationen vorhanden. Bei unterstellten Errichtungskosten in einer Bandbreite von 50 bis 200 €/m entspricht dies einem gesamten Tagesneuwert von 55 bis 220 Mrd. €. Eine unterstellte Einsparung des Netzausbaus in der Niederspannung von 10 % der aktuellen Netzlänge oder 220 m je Ortsnetzstation entspräche dann vermiedenen Netzausbaukosten zwischen 5,5 und 22 Mrd. €. Bei einer Einsparung von 20 % der aktuellen Netzlänge ergäben sich Investitionskosteneinsparungen zwischen 11 und 44 Mrd. €, bei 2 % eine Bandbreite von etwa 1 bis 4 Mrd. €.

In den im Rahmen dieser Studie betrachteten Einzelfallkonstellationen konnten z. T. höhere prozentuale Einsparungen identifiziert werden, eine belastbare Hochrechnung auf die gesamte Bundesrepublik ist aber wie dargelegt daraus nicht ableitbar. Die hier plakativ dargestellte Bandbreite macht aber dennoch deutlich, dass es sich beim durch die neuen Lasten ausgelösten Netzausbau auch in seiner wirtschaftlichen Bedeutung nicht um ein Randproblem handelt. Kernziel der Einführung der Spitzenglättung ist im Übrigen, ein Instrument bereitzustellen, das eine flexible Reaktion auf die unsichere zukünftige Entwicklung der Versorgungsaufgabe ermöglicht, den zeit- und bedarfsgerechten Anschluss der neuen flexiblen Lasten sicherstellt und dabei volkswirtschaftlich ineffizienten, operativ kaum umsetzbaren Netzausbau vermeidet.

Auch beim heutigen Stand der Digitalisierung schon die Spitzenglättung nutzen

Wie dargestellt stehen mehrere Zwischenschritte auf dem Weg zur vollständigen Netzzustandsüberwachung zur Verfügung. Mit jedem Schritt nimmt auf der einen Seite der Aufwand für die Digitalisierung zu, auf der anderen Seite kann die Effektivität des Instruments Spitzenglättung jedoch stark erhöht werden. Die Einführung eines solchen Instruments ist jedoch bereits beim heutigen Stand der Digitalisierung (entspricht Schritt 0) dringend geboten, um Potenziale zur zukünftigen Nutzung nicht zu verschenken und zu verhindern, dass sich durch die aktuell hinzukommenden flexiblen Lasten eine nicht auflösbare Bestandsproblematik ergibt. Weiterhin ist es notwendig, insbesondere für die Schritte 2 und 3 weiterhin Pilotprojekte zu initiieren.³⁶

Interne Prozesse der Netzbetreiber müssen schrittweise digitalisiert werden

Neben den Änderungen im Netzbetrieb durch die Netzzustandsüberwachung ist auch eine Digitalisierung der Planungsprozesse notwendig. Um die Potenziale der Spitzenglättung nutzen zu können und zu entscheiden, ob konventioneller Netzausbau oder eine der oben erläuterten Digitalisierungsstufen im konkreten Einzelfall optimal sind, muss die Bewertung der Auswirkungen der Netzbetreibereingriffe – wie beispielsweise Häufigkeit oder der Zuwachs an Integrationspotenzial (siehe Abschnitt 5.1) – bewertet werden. Dies ist auf Basis der heutigen Planungsprozesse, in denen in der Regel nur eine statische Betrachtung von wenigen auslegungsrelevanten Worst Cases (Starklastfall und

³⁶ Wie beispielsweise im Forschungsprojekt PolyEnergyNet.

Schwachlastfall) stattfindet, nicht möglich. Vielmehr ist eine schrittweise Einführung von zeitreihenbasierten Planungsinstrumenten notwendig, um die quantitativen Auswirkungen des Instruments der Spitzenglättung bewerten zu können. Bei der zeitreihenbasierten Planung wird das Kundenverhalten über eine Vielzahl an Belastungsfällen modelliert. Somit ist es möglich, neben den größtmöglichen Netzbelastungen auch Häufigkeiten von Eingriffen bewerten zu können. Langfristig bietet eine Umstellung auf zeitreihenbasierte Planung somit die Möglichkeit, die Wirkung des Instruments der Spitzenglättung quantifizieren zu können.

6.2.2 Die Zusammenarbeit zwischen den Akteuren muss angepasst werden

Für die in Kapitel 3.1.1 beschriebenen Hauptakteursgruppen ergeben sich im Hinblick auf die Umsetzung des Konzeptes der bedingten Netznutzung unterschiedlich große Anpassungserfordernisse.

Mit der Zielstellung, den Endkunden als aktiven Teilnehmer an der Energiewende zu gewinnen, muss dieser zunächst die Vorteilhaftigkeit des neuen Netzentgeltmodells erkennen und die Chancen und Risiken beurteilen können. Da diese Zusammenhänge aber komplex sind, fällt insbesondere den Lieferanten oder entsprechenden Dienstleistern eine entscheidende Rolle zu, indem sie entsprechende neue Geschäftsmodelle entwickeln oder bestehende modifizieren und den Endkunden über die neuen Möglichkeiten informieren. Nachstehend wird insbesondere auf die Anpassungserfordernisse bei der Umsetzung des Modells für teilflexible oder vollflexible Endkunden abgestellt. Für die klassischen Endkunden ohne flexible Anlagen reduziert sich der Anpassungsauswand auf eher geringe netzseitige Vertragsanpassungen.

Anpassungsbedarf für die zentralen Marktakteure

Der **Endkunde** mit bereits vorhandenen oder in Planung befindlichen flexibel einsetzbaren Verbrauchs-/Erzeugungs-/Speicheranlagen muss eine Reihe von grundsätzlichen Entscheidungen treffen, bei denen ihn Dienstleister oder Lieferanten, aber auch Verteilnetzbetreiber unterstützen können.

- Überprüfung der technischen Voraussetzungen

Es ist zu klären, welche der Anlagen flexibel einsetzbar und fernsteuerbar sein sollen. Die entsprechenden Leistungsparameter einzeln und in Summe sind relevant für die Bestimmung der unbedingten und bedingten Teilleistungen und sind im Netzanschluss-/Netznutzungsvertrag abzubilden. Es ist dabei durch das Anlagenkonzept (Speicher u. ä.) und die Anlagensteuerung sicherzustellen, dass die mit der Spitzenglättung verbundene temporäre Einschränkung der Stromentnahme aus dem Netz nicht mit Komforteinbußen beim Kunden verbunden sind.

Weiterhin bedarf es der Bestandsaufnahme oder Entwicklung des Messkonzeptes (Anzahl an modernen Messeinrichtungen, Ausführung als Ein-/Zweirichtungszähler etc.) sowie der ggf. erforderlichen Trennung von Stromkreisen.

Als Pflichteinbaufall nach MsbG muss auch der Platzbedarf für das zu installierende iMSys (bestehend aus einer/mehreren mME und einem SMGW) sowie eine Steuerungseinheit im Zählerkasten mit dem zuständigen Messstellenbetreiber abgestimmt werden.

Es ist zu klären, ob die verschiedenen flexiblen Anlagen entweder über ein aktives Energiemanagementsystem (EMS, gemeint ist hier nicht ein Energiemanagementsystem nach ISO 50001) verbunden sind und automatisiert ferngesteuert werden können oder anderenfalls die einzelnen Anlagen direkt fernsteuerbar sein müssen. Das EMS bzw. die einzelne Anlage muss dazu über die gesicherte Kommunikationsplattform des SMGW und die Steuerungseinheit angebunden werden.

- Auswahl des Lieferanten bzw. Messstellenbetreibers

Je nach Geschäftsmodell und Vorhandensein eines EMS wird die Einsatzoptimierung der flexiblen Anlagen entweder durch den Lieferanten oder durch den Endkunden erfolgen. Dies hat Einfluss insbesondere auf das Belieferungsmodell (Reststromlieferung oder Vollversorgung) und die Preisstellung für den unbeeinflussten Verbrauch. Die Auswirkungen eines steuernden netzdienlichen Eingriffs zur Vermeidung von Netzengpässen sind zusätzlich im Liefervertrag hinsichtlich möglicher Risiken, tariflicher Auswirkungen etc. abzubilden.

Im Rahmen des gewählten Geschäftsmodells ist zu klären, ob der Lieferant oder der Endkunde gegenüber dem Verteilnetzbetreiber als Netznutzer gemäß dem Modell der Spitzenglättung auftritt und damit unmittelbar die Vorteile der Netzentgeltreduzierung vereinnahmt. Dies muss im Netznutzungsvertrag vereinbart und im Liefertarif berücksichtigt werden.

Weiterhin ist zu klären, ob der Lieferant auch die Rolle des wettbewerblichen Messstellenbetreibers gegenüber dem Verteilnetzbetreiber übernimmt oder ob der Endkunde einen entsprechenden Messvertrag mit dem grundzuständigen bzw. einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber abschließen muss. Dies muss im Messvertrag vereinbart und im Liefertarif berücksichtigt werden.

Es ist davon auszugehen, dass für erfolgversprechende Anwendungsfälle bzw. Kundensegmente zukünftig standardisierte Vorgaben existieren, um die Hürde für interessierte Endkunden möglichst gering zu halten und die Vor-/Nachteile unterschiedlicher Angebote vergleichen zu können.

Für **Lieferanten** erschließen sich mit dem Modell der bedingten Netznutzung neue Möglichkeiten für attraktive Endkundenprodukte. Dazu muss der Lieferant allerdings eine deutlich aktivere Rolle einnehmen – sowohl im Zuge der Kundengewinnung als auch bezogen auf die operative Abwicklung der bedingten Netznutzung.

- Umsetzungsberatung für Endkunden

Wie vorstehend beschrieben ist von einem erhöhten kundenseitigen Informationsbedürfnis und konkretem Beratungsbedarf bei der technischen Umsetzung auszugehen, der durch den Lieferanten selbst oder geeignete Dienstleister erbracht werden sollte.

- Operative Umsetzung der bedingten Netznutzung

Abhängig vom konkreten Geschäftsmodell und dem mit dem Endkunden vereinbarten Leistungsumfang ist bei Inanspruchnahme des Modells der bedingten Netznutzung sicherzustellen, dass bei entsprechender netzseitiger Anforderung die vertraglich vereinbarte Leistungsvorgabe automatisiert umgesetzt wird.

Bei Endkunden mit EMS und Optimierung durch den Lieferanten ist der Aufbau oder die Erweiterung eines entsprechenden Backend-Systems erforderlich, das über die Kommunikationsplattform des SMGW und die Steuerungseinheit diese Vorgabe technisch umsetzt.

Sofern das Angebot neben der Stromlieferung auch die Anlagen-/Bezugsoptimierung und die Netznutzung umfasst, müssen die Risiken aus netzseitigen Steuerungsanforderungen auf die Strombeschaffung bzw. die Bilanzkreisabweichungen analysiert und im Tarif berücksichtigt werden.

Sollten im Angebot auch die Leistungen des Messstellenbetriebs durch den Lieferanten selbst oder einen vertraglich gebundenen Dritten enthalten sein, sind zusätzliche Kosten für Leistungen, die über das Standardangebot gemäß MsbG (POG in Abhängigkeit vom Pflichteinbaufall) hinausgehen,

wie beispielsweise die zusätzliche Steuerungseinheit oder eine höher aufgelöste Datenbereitstellung, im Tarif zu berücksichtigen.

Im Rahmen der Belieferung von teil-/vollflexiblen Endkunden sind zusätzliche Informationen zu verarbeiten, die für das Vertragsmanagement (bedingte/unbedingte Bestelleistung), das Bilanzkreismanagement bzw. die Bedarfsprognose (Verbrauchs-/Einspeisezeitreihen) oder die Abrechnung (Energimengen, Leistungswerte, Abschaltzeitpunkte etc.) erforderlich sind und eine Erweiterung von IT-Systemen erfordern.

Je nach Angebotsumfang müssen neue Lieferantenrahmenverträge und ggf. in Vollmacht für den Endkunden neue Netznutzungs- und Netzanschlussverträge mit dem Verteilnetzbetreiber und ggf. Messstellenbetreiber abgeschlossen werden.

Gemäß MsbG sind Datenschutzvereinbarungen mit dem Endkunden abzuschließen, insbesondere, wenn bei Pflichteinbaufällen < 10.000 kWh/a oder optionalen Einbaufällen viertelstündliche Zeitreihen für die Abrechnung erforderlich sind.

Damit solche Geschäftsmodelle für den Endkunden attraktiv sind, muss zumindest ein signifikanter Teil der eingesparten Netzentgelte – trotz des erhöhten Abwicklungsaufwandes und zusätzlicher Risiken beim Lieferanten – zu Kosteneinsparungen beim Endkunden führen.

Für **Verteilnetzbetreiber** sind eine Reihe von vorbereitenden Maßnahmen zu treffen und in der operativen Umsetzung neue Anforderungen zu erfüllen.

- **Vorbereitende Maßnahmen**

In Bezug auf die Höhe und Struktur der Netznutzungsentgelte sind Annahmen über die Zuordnung und Höhe von bedingten und unbedingten Anschlussleistungen sowie Baukostenzuschüsse zu treffen und entsprechende Kalkulationen vorzunehmen und Lastflussrechnungen durchzuführen.

Zukünftig muss der Netzbetreiber entscheiden, ob er einen konventionellen Netzausbau vornimmt oder netzorientiertes Flexibilitätsmanagement einsetzt. Dabei muss er vorab einschätzen, wie häufig netzbedingte Einschränkungen der bedingten Entnahmeleistung auftreten. Eine Beschränkung auf die Betrachtung einzelner kritischer Netzsituationen reicht nicht mehr aus. Er muss daher zukünftig Netzplanungsinstrumente wie zeitreihenbasierte Lastflussrechnungen einsetzen, die die Wahrscheinlichkeit von Netzengpässen zuverlässig ermitteln. Diese Anforderungen erstrecken sich auf alle Spannungsebenen.

Der Aufbau einer Netzzustandsüberwachung erfordert die funktionale Erweiterung bestehender IT-Systeme, die Ergänzung von Messtechnik z. B. in Ortsnetzstationen sowie deren Anbindung über sichere Kommunikationswege. Hierzu sind Pilotprojekte und umfangreiche Tests auch im Zusammenspiel mit anderen Marktakteuren erforderlich.

Es sind zusätzliche Informationen zu verarbeiten, die für das Vertragsmanagement (bedingte/unbedingte Bestelleistung), die Lastflussrechnung (Verbrauchs-/Einspeisezeitreihen) oder die Abrechnung (Energimengen, Leistungswerte, Abschaltzeitpunkte etc.) erforderlich sind und eine Erweiterung von IT-Systemen erfordern.

Es ist eine transparente Darstellung des Spitzenglättungsverfahrens mit den erforderlichen Vorgaben, Restriktionen und ggf. Beispielen erforderlich, um dessen praktische Handhabung für Netzkunden und Lieferanten kalkulierbar zu machen.

Sofern keine standardisierten Muster für Lieferantenrahmenverträge, Netzanschluss- und Netznutzungsverträge etc. vorliegen, müssen diese vom Verteilnetzbetreiber erstellt und veröffentlicht werden.

- Operative Anforderungen

Aufgrund der zukünftig umfangreicheren Messtechnik und der etwa minütlich aufgelösten Messwertübermittlung ist eine bessere Einschätzung der aktuellen Netzbelastung möglich. Die IT-Systeme müssen dazu in der Lage sein, möglichst frühzeitig kritische Netzsituationen zu erkennen und Steuerungseingriffe z. B. bei Endkunden mit vertraglich vereinbarter bedingter Netznutzung vorzubereiten.

Die tatsächliche Steuerung bzw. die Sollwertvorgabe muss zeitkritisch und automatisiert über die Kommunikationsplattform SMGW und die Steuerungseinheit an das EMS bzw. die einzelne Anlage erfolgen.

Abhängig von einem noch branchenweit festzulegenden Konzept ist die Zwischenschaltung einer Koordinationsfunktion erforderlich, die bei widersprüchlichen Steuerungsanforderungen eine Priorisierung vornimmt.

Mit der Vorbereitung und Umsetzung der neuen Anforderungen entstehen beim Verteilnetzbetreiber Zusatzkosten, deren Anerkennungsfähigkeit im Rahmen der Anreizregulierung noch zu klären ist.

Für **Messstellenbetreiber** ergibt sich aus der Umsetzung der bedingten Netznutzung insbesondere die Notwendigkeit zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinheiten.

- Vorbereitende Maßnahmen

Über die Standardanforderungen nach MsbG hinaus sind die zusätzlichen Leistungen für den Einbau und Betrieb der Steuerungseinheit zu kalkulieren und als Zusatzleistungen außerhalb der POG zu veröffentlichen.

Gerade bei steuerbaren Endkunden ist eine gesicherte Anbindung des iMSys über geeignete Kommunikationswege erforderlich. Im Gegensatz zur Ex-post-Übermittlung von Energiemengen/-zeitreihen kommt es hierbei auf eine hohe Verfügbarkeit, geringe Latenzzeit und größere Bandbreite als im Standardfall an, wodurch die Auswahl der Technologie vor Ort im Vorfeld stärker berücksichtigt werden muss.

Die etwa minütliche Übertragung von Netzzustandsdaten hat erheblichen Einfluss auch auf die anfallenden Kommunikationskosten.

Sofern keine standardisierten Muster für Messstellenbetreiberrahmenverträge oder Messverträge vorliegen, müssen diese vom Messstellenbetreiber erstellt und veröffentlicht werden.

- Operative Anforderungen

Je nach Geschäftsmodell bzw. Vertragsverhältnis muss der Einbau der erforderlichen Mess- und Kommunikationstechnik in Form von modernen Messeinrichtungen, Smart Meter Gateway und Steuerungseinheit sowie Kommunikationsweg abgestimmt werden.

Im Zusammenspiel mit dem Gateway-Administrator sind zusätzliche Stammdaten (z. B. der bedingte Leistungswert) auszutauschen und die Inbetriebnahme der Steuerungseinheit durchzuführen.

Abhängig von einem zukünftigen Koordinationskonzept muss sichergestellt werden, dass nur der jeweils berechnigte Marktteilnehmer steuernd eingreifen darf.

Auch beim Messstellenbetreiber entstehen insbesondere für Einbau, Betrieb und Administration der Steuerungseinheit sowie neue Abwicklungsprozesse zusätzliche Kosten.

Auch Marktprozesse und Verträge müssen angepasst werden

Für den standardisierten Datenaustausch zwischen den Marktakteuren sind die heute definierten Marktprozesse anzupassen bzw. neue zu ergänzen. Dies betrifft den Austausch erweiterter Stammdaten (z. B. die bedingte Bestelleistung), aber auch die Übermittlung zusätzlicher Bewegungsdaten (z. B. den Zeitpunkt von netzseitigen Steuerungsanforderungen).

Dem vorgeschaltet ist eine Reihe von neuen Prozessen zu entwickeln, die beispielsweise die o. a. Koordinierungsfunktion betrifft. In diesem Zusammenhang sind auch Verantwortlichkeiten bezogen auf den Einbau und Betrieb von Steuerungseinheiten oder die Risikoübernahme für fehlerhafte oder nicht erfolgte netzseitig angeforderte Steuerungseingriffe festzulegen.

Weiterhin ist die Anpassung von Musterverträgen zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern erforderlich, die eine einheitliche und effiziente Abwicklung des Modells der bedingten Netznutzung erst ermöglichen.

6.2.3 Eine gerechte Beteiligung an den Systemkosten wird für alle Akteure sichergestellt

Die Umstellung der Netzentgeltsystematik bringt Umverteilungseffekte bei den von verschiedenen Nutzergruppen zu tragenden Kosten mit sich. Diese sind zu großen Teilen intendiert, um Verhaltensanreize zu geben oder die Kostenverursachungsgerechtigkeit zu verbessern. In jedem Fall müssen die Umverteilungseffekte jedoch daraufhin analysiert werden, dass Anreize in ausreichendem Maße gesetzt und gleichzeitig einzelne Nutzergruppen nicht übermäßig belastet werden.

Das hier zu untersuchende Vorzugsmodell besteht einerseits aus einem statischen Ex-ante-Leistungspreis (Bestelleistung) und dem Prinzip der wahlweisen bedingten Netznutzung. Allein die Umstellung von der Ex-post-Abrechnung von bezogener Leistung auf eine Ex-ante-Bestellung hat unmittelbar keine größeren monetären Umverteilungseffekte zur Folge, da die Höhe der zu zahlenden Netzentgelte allein von der Einführung eines Bestellsystems tendenziell unberührt bleibt. Netznutzer mit gut prognostizierbarer Lastspitze profitieren tendenziell von der Umstellung, da sie sehr genau nur die tatsächlich benötigte Leistung bestellen können: Hingegen werden schlecht prognostizierbare Netznutzer tendenziell mehr Leistung bestellen als sie benötigen. Dieser Effekt kann aber durch die Ausgestaltung der Preise für Bestelleistung und Überschreitungsleistung abgedämpft werden.

Die Einführung von Ex-ante-Bestellung bindet bei den Nutzern vor allem personelle und zeitliche Kapazitäten zur Auswertung zurückliegender Lastprofile und für den Bestellvorgang selbst. Bei der zusätzlichen Einführung bedingter Bestelleistung kommt noch der Aufwand zur Identifizierung von Flexibilitätspotenzial sowie zur Ableitung des unbedingten und bedingten Bedarfs hinzu. Dieser zeitliche und personelle Aufwand ist umso höher, desto mehr Verbrauchseinrichtungen, unterschiedliche Flexibilisierungsmöglichkeiten und ggf. Zähler ein Netznutzer hat. Tendenzuell steigt also der Aufwand v. a. bei größeren Abnehmern, wobei bei diesen Verbrauchern bei Einführung bedingter Bestelleistung auch die größten monetären Einsparmöglichkeiten bestehen.

Die Möglichkeit der Bestellung zusätzlicher bedingter Leistung zu einem niedrigeren Preis bevorteilt flexible Nutzer, die dem Netzbetreiber Eingriffsrechte einräumen. Im Vergleich zu unflexiblen Kunden

werden sie deutlich geringere Netzentgelte zahlen. Je nach preislicher Ausgestaltung der Entgeltsystematik können die Kosten für die flexiblen Nutzer höher oder niedriger als im heutigen Modell ausfallen. Insbesondere eine gleichzeitig höhere Gewichtung des Leistungspreises als heute wird bei diesen Nutzern zu einer Ersparnis im Verhältnis zum aktuellen System führen. Allgemein hat die Änderung des Verhältnisses von Arbeits- zu Leistungspreisanteil deutliche Umverteilungseffekte zur Folge, die jene Verbraucher begünstigen, die eine hohe Benutzungsstundenzahl vorweisen können (d. h. reservierte Leistung möglichst häufig voll ausnutzen).

Zu weiteren Umverteilungseffekten kann es insbesondere bei einem deutlich steigenden Anteil flexibler Nutzer mit bedingter Bestelleistung kommen. In Folge dessen könnten mehr Verbraucher die vergünstigte bedingte Netznutzung in Anspruch nehmen. Es ist sicherzustellen, dass die neuen, zusätzlichen flexiblen Verbraucher sich ausreichend an den Netzkosten beteiligen. Wäre dies nicht gegeben, stiegen in diesem Fall das durch kleinere unflexible Kunden ohne bedingte Netznutzung aufzubringende Netzentgelt.

Die Umverteilungseffekte können eng begrenzt werden

Um die Umverteilungseffekte bei der Einführung eines statischen Bestelleistungssystems mit bedingter Netznutzung nicht nur qualitativ, sondern auch quantitativ zu betrachten, wurden im Rahmen dieses Gutachtens erste Beispielrechnungen durchgeführt, die erste Tendenzen aufzeigen sollen. Hierfür wurden die heute zu zahlenden periodischen Netzentgelte von fünf typisierten Verbrauchern mit der im neuen Modell zu erwartenden jährlichen Entgeltbelastung verglichen.

In Anlehnung an die in Kapitel 6.1 beschriebenen Nutzertypen wurden drei unflexible Verbraucher (Kleinstverbraucher, Durchschnittshaushalt und Haushalte mit E-PKW) sowie ein teilflexibler und ein vollflexibler Haushalt mit E-Auto angenommen. Alle bis auf den vollflexiblen Haushalt bekommen jeweils eine Grundleistung zugewiesen, die sich an ihrem Jahresverbrauch orientiert. Diese Zuweisung dient primär der Netzentgeltberechnung. Da die meisten dieser Nutzer in naher Zukunft für ihren unflexiblen Verbrauchsanteil noch nicht über ein intelligentes Messsystem verfügen werden, wird die Einhaltung dieser zugewiesenen Leistungsgrenze nicht systematisch kontrolliert, sondern eventuelle gelegentliche Überschreitungen der zugewiesenen Grundleistung werden toleriert. Unflexible und teilflexible Netznutzer, denen Leistung zugewiesen wurde und die flexible Verbrauchseinrichtungen besitzen, dürfen ihre flexiblen Verbrauchseinrichtungen jedoch nicht im Rahmen der zugewiesenen Leistung nutzen, sondern müssen sich für die flexiblen Abnehmer zusätzliche unbedingte oder bedingte Leistung bestellen.

Im folgenden Beispiel verfügt Haushalt 3 über ein E-Auto und will stets ausreichend Leistung aus dem Netz beziehen können, um sein Fahrzeug mit 11 kW zu laden. Mit seinem Bedarf für Haushaltsgeräte und für das E-Fahrzeug kommt der Haushalt auf eine bezogene Jahresarbeit von 6.000 kWh und bekommt somit knapp 5 kW unbedingte Leistung zugewiesen. Da er das E-Auto jedoch nicht im Rahmen dieser 5 kW laden darf, bestellt der Nutzer sich weitere 11 kW unbedingte Leistung.

Haushalt 4 und 5 haben ebenfalls ein E-Auto als flexible Verbrauchseinrichtung und sind auch bereit, dem Netzbetreiber Steuerungsrechte zur netzorientierten Nutzung des Flexibilitätspotenzials einzuräumen. Haushalt 4 ist teilflexibel. Das heißt, er verfügt über kein Energiemanagementsystem und bekommt für seinen Haushaltsstrom ebenfalls Leistung zugewiesen. Im Unterschied zum unflexiblen Haushalt 3 bestellt dieser Kunde die zusätzlichen 11 kW jedoch als bedingte Leistung. Haushalt 5 nutzt ein Energiemanagementsystem, mit dem er sowohl die Leistung der Haushaltsgeräte als auch der Ladestation des E-Autos steuern kann. Dies ermöglicht es ihm, insgesamt mit weniger Leistung

auszukommen. Von der teureren unbedingten Leistung bestellt er sich nur 3 kW sowie zusätzlich 10 kW bedingte Leistung. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die beschriebenen Nutzertypen.

	Jahresverbrauch*	Unbedingte Leistung	Bedingte Leistung
Haushalt 1 <i>Kleinstverbraucher</i> <i>(unflexibel)</i>	1.000 kWh	1,7 kW (zugewiesen)	0 kW
Haushalt 2 <i>Durchschnittshaushalt</i> <i>(unflexibel)</i>	3.200 kWh	5 kW (zugewiesen)	0 kW
Haushalt 3 <i>E-Mobilist</i> <i>(unflexibel)</i>	6.000 kWh	5 kW (zugewiesen) und 11 kW (bestellt)	0 kW
Haushalt 4 <i>E-Mobilist</i> <i>(teilflexibel)</i>	6.000 kWh	5 kW (zugewiesen)	11 kW (bestellt)
Haushalt 5 <i>E-Mobilist</i> <i>(vollflexibel)</i>	6.000 kWh	3 kW (bestellt)	10 kW (bestellt)

* Verbrauchsdaten orientieren sich an durchschnittlichen Werten für Haushalte in Deutschland und sind der Übersichtlichkeit halber gerundet³⁷; beim Kundentyp „E-Mobilist“ wird ein Ladearbeitsbedarf von 2.800 kWh/Jahr angenommen.³⁸

Tabelle 4: Übersicht über typisierte Verbraucher

Für die Berechnung der unter dem neuen Netzentgeltregime für die einzelnen Verbrauchertypen entstehenden Kosten mussten die Preiskomponenten für die Bestelleistung und die bedingte Netznutzung parametrisiert werden. Die Grundannahme ist hierbei, dass die erzielten Gesamterlöse zur Netzfinanzierung mit der neuen Systematik auf einem ähnlichen Niveau bleiben wie heute. Um dem entsprechen zu können, wurden zunächst die heutigen Erlöse, die durch Grund- und Arbeitspreis für eine bestimmte Anzahl an Haushalten³⁹ erzielt werden, ermittelt. Anschließend wurden die Arbeits- und Leistungspreise für das neue Netzentgeltmodell berechnet, wobei die Gesamterlöse konstant gehalten wurden. Der Leistungspreis ist im neuen Modell unterteilt in Preise für die unbedingte Netznutzung und die bedingte Netznutzung. Es wurde angenommen, dass der Preis für bedingt verfügbare Leistung im Sinne eines ausreichend großen Anreizes für die Verbraucher bei 20 % des Preises für unbedingte Leistung liegt.⁴⁰ Für die Parametrierung ist außerdem die Frage zu klären, welchen Anteil an den Gesamterlösen jeweils die Teilerlöse aus Arbeits- und Leistungspreis ausmachen sollen. Unter den gegebenen Annahmen zu den aktuellen Grund- und Arbeitspreisen sowie der zugrunde gelegten

³⁷ Eurostat: „Complete energy balances - annual data 2016“, <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>, 2018 [Letzter Zugriff: 08.08.2018]

³⁸ Die durchschnittliche Jahresfahrleistung beträgt laut Kraftfahrtbundesamt rund 14.000 km. Bei einem Verbrauch von 20 kWh/100 km ergibt sich der Ladearbeitsbedarf von 2.800 kWh/a. Kraftfahrtbundesamt: „Verkehr in Kilometern der deutschen Kraftfahrzeuge im Jahr 2017“, https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/verkehr_in_kilometern_node.html, 2018 [Letzter Zugriff: 31.10.2018]

³⁹ Als Grundlage dienten hier Nutzerstrukturdaten von verschiedenen deutschen Verteilnetzbetreibern, die der B E T vorliegen.

⁴⁰ Theoretisch ist in der weiteren Ausgestaltung des Modells auch eine Preisdifferenzierung des Arbeitspreises (bedingt/unbedingt) denkbar. Dies könnte die preislichen Anreize zur Gewährung von Eingriffsrechten im Rahmen der bedingten Netznutzung weiter erhöhen, bringt aber zusätzlichen Abrechnungsaufwand mit sich.

Verbraucherstruktur beläuft sich der Anteil des Grundpreises heute auf 35 %. Dementsprechend wurde ein Szenario mit der Annahme eines 35%igen Leistungspreisanteils gerechnet. Um die Veränderungstendenzen bei einer Erhöhung des Leistungspreises abbilden zu können, wurde eine zweite Variante mit 50 % LP-Anteil ergänzt.

Für die Beispielrechnung wurde davon ausgegangen, dass Haushalte, die über kein Energiemanagementsystem verfügen und deren Jahresverbrauch unter 6.000 kWh liegt, unbedingte Leistung zugewiesen bekommen (bei Bedarf können auch diese Nutzer weitere unbedingte oder bedingte Leistung bestellen). Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt darin, dass diese aufgrund ihrer hohen Durchmischung für das Netz relativ unproblematischen Verbraucher im Vergleich zu heute keinen Mehraufwand mit der Bestellung von Leistung haben. Zudem ist für diese Haushalte so zunächst keine Umrüstung auf ein intelligentes Messsystem notwendig. Nutzer, die jährlich über der Grenze von 6.000 kWh liegen, müssen laut Messstellenbetriebsgesetz mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden und verfügen somit zukünftig über die für die Leistungsbestellung und -messung notwendige Technik. Über besagter Verbrauchsgrenze ändert sich das System der Leistungszuweisung mit optionaler Bestellung in ein reines Bestelleistungssystem bzw. Ex-post-Leistungsmessung.⁴¹

Als weitere Prämisse wurde für die indikative Berechnung von Umverteilungseffekten zudem angenommen, dass aus Transparenzgründen für alle Netznutzer in der Niederspannung jeweils ein einheitlicher Preis für unbedingte bzw. bedingte Leistung gelten soll. Der jährlich zu zahlende Leistungspreis ergibt sich aus der zugewiesenen bzw. bestellten Leistung und dem spezifischen Kilowattpreis. Um ungewollte Umverteilungseffekte zu vermeiden, wird somit ein gestaffelter Arbeitspreis notwendig. Für dieses Beispiel wurde für Nutzer mit einem Jahresverbrauch von unter 2.500 kWh ein höherer Arbeitspreis angenommen. Gleichzeitig wird diesen Haushalten jedoch eine geringere Leistung zugewiesen, sodass sie pro Jahr einen geringeren Leistungspreis zahlen als Nutzer mit einem höheren Verbrauch. Bei einem Verbrauch von unter 2.500 kWh werden in diesem Beispiel rund 1,7 kW und über dieser Grenze knapp 5 kW zugewiesen. Die Annahmen sind in Form eines Preisblatts in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Nutzertyp	Zugewiesene unbedingte Leistung <2.500 kWh	Zugewiesene unbedingte Leistung ≥2.500 kWh	Arbeitspreis <2.500 kWh	Arbeitspreis ≥2.500 kWh	Preis für unbedingte Leistung	Preis für bedingte Leistung
<i>Unflexibel</i>	1,7 kW	5 kW	7,8 ct/kWh	4,8 ct/kWh	23,14 €/kW/a	n. a.
<i>Teilflexibel</i>	1,7 kW	5 kW	7,8 ct/kWh	4,8 ct/kWh	23,14 €/kW/a	4,63 €/kW/a
<i>Vollflexibel</i>	n. a.	n. a.	7,8 ct/kWh	4,8 ct/kWh	23,14 €/kW/a	4,63 €/kW/a

Tabelle 5: Preisblatt für Niederspannungskunden entsprechend der getroffenen Annahmen

⁴¹ Die Regelung, ob eine Ex-post-Leistungsmessung oder Bestelleistung angewandt wird, sollte synchron zum Modell für Mittel- und Hochspannung ausgestaltet sein, wo grundsätzlich ebenfalls diese beiden Optionen bestehen (vgl. Abschnitt 6.1).

Passende Anreize bei geringen Umverteilungseffekten

Abbildung 28 zeigt die jährlichen Netzentgelte unflexibler Haushalte, die über keine flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z. B. ein E-Auto oder eine Wärmepumpe) verfügen und somit lediglich den Preis für die zugewiesene Leistung bezahlen. Der Vergleich zwischen den Netzentgelten aus dem bisherigen und dem neuen System zeigt, dass die sich ergebenden Preisniveaus eng beieinanderliegen.

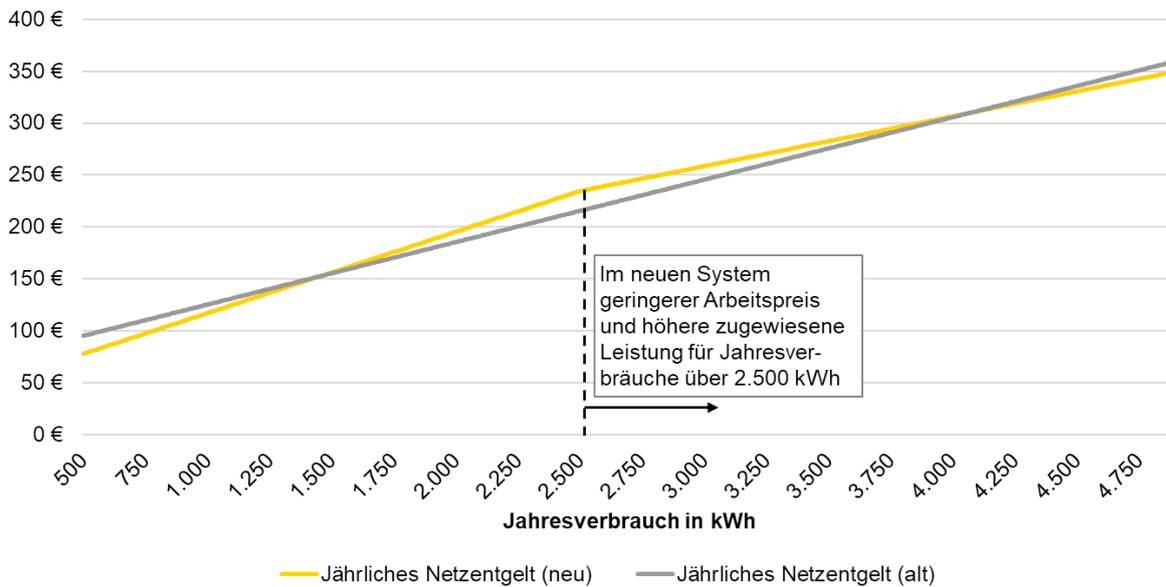


Abbildung 28: Jährliche Netzentgelte im bisherigen und neuen System für Haushalte ohne flexible Verbrauchseinrichtung

In unserem Beispiel nutzen Haushalt 1 und 2 lediglich zugewiesene Leistung, da sie keine flexiblen Verbrauchseinrichtungen haben. Ihr jährliches Netzentgelt ist somit direkt von dem gelben Graphen in Abbildung 28 ablesbar. Etwas anders gestaltet sich die Rechnung für die anderen Nutzertypen. Die Haushalte 3 und 4 müssen für ihre E-Fahrzeuge neben ihrer zugewiesenen Leistung zusätzliche Leistung in Höhe der Ladeleistung von 11 kW bestellen (Haushalt 3 bestellt unbedingte und Haushalt 4 bedingte Leistung). Haushalt 5 nutzt ein Energiemanagementsystem und kann deshalb frei sowohl seine unbedingte als auch bedingte Leistung wählen. Im hier aufgeführten Beispiel bestellt er eine unbedingte Leistung von 3 kW und eine bedingte von 10 kW, also bei gleichem Komfort deutlich weniger als der teilflexible Nutzer. Abbildung 29 zeigt für jeden der fünf Haushalte einerseits das heute zu zahlende Netzentgelt und andererseits die Veränderung im neuen System mit zugewiesener bzw. bestellter Leistung. Für das neue System sind die Änderungen bei einem 35%igen und 50%igen Leistungspreisanteil dargestellt.

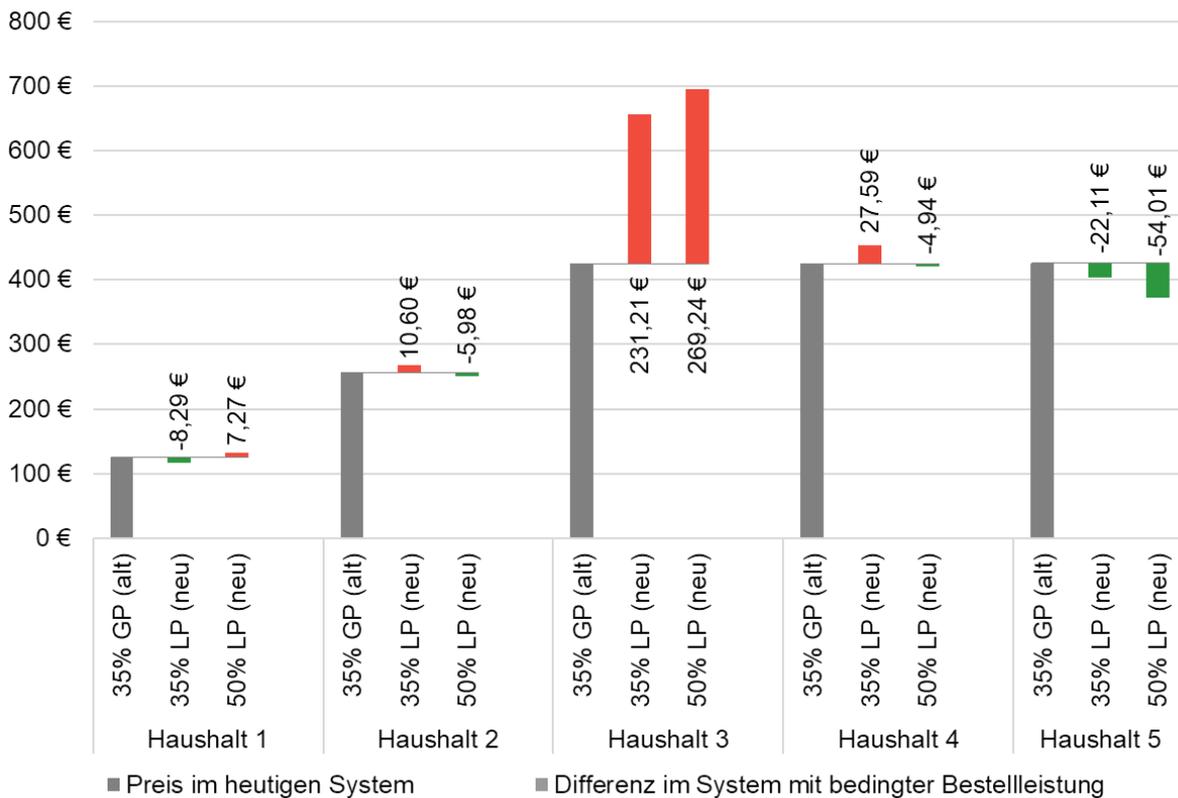


Abbildung 29: Exemplarische Umverteilungseffekte bei Einführung statischer Bestelleistung und bedingter Netznutzung

Während bei den unflexiblen Kleinst- und Standardverbrauchern (Haushalte 1 und 2) die Preisänderungen bei maximal + 11 Euro (+ 4 %) bzw. - 8 Euro (- 7 %) und damit unter 1 Euro pro Monat liegen, wird die Netznutzung für Kunden mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen, die diese jedoch nicht netzorientiert steuern lassen wollen, deutlich teurer: Haushalt 3 zahlt bis zu 270 Euro mehr pro Jahr (+ 63 %). Im Gegensatz zum aktuellen System führt dies zur erwünschten Kostenverursachungsgerechtigkeit, da diese Art von Netznutzung Lastspitzen im Netz erhöht und Kosten für den Netzausbau verursacht.

Haushalt 4, der ebenfalls Leistung zugewiesen bekommt und sich parallel weitere Leistung für den heimischen Ladepunkt bestellen muss, wählt die bedingte Leistung und zahlt im neuen System somit über 200 Euro weniger pro Jahr als Haushalt 3. Im Vergleich zu heute liegt die Preisänderung für Haushalt 4 je nach Leistungspreisanteil bei + 6 % bzw. - 1 %. Der vollflexible Haushalt 5 spart je nach preislicher Ausgestaltung 5 % bzw. 13 % seines heutigen Netzentgeltes ein. Das Bild zeigt, dass mit dem System der zugewiesenen bzw. bedingten und unbedingten Bestelleistung unerwünschte Umverteilungseffekte vermieden und die intendierten Preisanreize für ein netzverträgliches Nutzerverhalten gesetzt werden können.

6.3 Bessere Rahmenbedingungen für neue Geschäftsmodelle und die Sektorkopplung

Zentrale Elemente eines jeden Geschäftsmodells sind – neben den Kosten – die Erlösquelle, die Zielgruppe und der Mehrwert für den Kunden und die vom Anbieter auszuführenden Schlüsselaktivitäten. Bezogen auf das Modell der bedingten Bestelleistung ergeben sich daher rund um die Nutzung von Flexibilitäten neue Möglichkeiten für Anbieter und Endkunden.

Die primäre Erlösquelle, die über neue Geschäftsmodelle erschlossen werden kann, sind Ersparnisse bei den Netzentgelten, die im Jahr 2017 bei Haushaltskunden knapp 25 % und im Industriesektor bis zu 19 % des Strompreises ausmachten.⁴² Da für flexibel steuerbare Verbrauchseinrichtungen bzw. Erzeuger die bedingte und damit günstigere Netznutzung gewählt werden kann, sind im Vergleich zur vollständig unbedingten Netznutzung deutliche Einsparungen möglich. Dieses Einsparpotenzial kann entweder über die Netznutzer selbst oder mithilfe von Dritten (z. B. Lieferant, Aggregator) erschlossen werden.

Eine weitere Erlösquelle eröffnet sich, wenn auch das Arbeits-/Leistungspreis-Verhältnis zugunsten des Leistungspreises verschoben wird. Von einem höheren Leistungspreis bzw. der flexibel steuerbaren Leistungsverschiebung profitieren v. a. stromintensive Anwendungen (beispielsweise Power-to-Heat-Anlagen oder Ladeinfrastrukturen für Elektromobile).

Zielgruppen von neuen Geschäftsmodellen sind v. a. Eigentümer von steuerbaren und flexibel einsetzbaren Verbrauchs-/Erzeugungseinrichtungen. Neue Chancen ergeben sich somit besonders für:

- Gewerbe- und Industrieunternehmen, die ihre Produktion zeitlich und/oder leistungsmäßig verändern können
- Haushaltskunden, die als Prosumer über steuerbare Verbrauchs-, Erzeugungs- und/oder Speichereinrichtungen verfügen
- Mobilitätsanbieter, die die Be-/Entladungssteuerung von Flotten- oder Einzelfahrzeugen zeitlich und/oder leistungsmäßig anpassen können
- Gewerbe- und Industrieunternehmen, die Power-to-Heat-Anwendungen betreiben und diese zeitlich oder leistungsmäßig beeinflussen können.

Eine neue Netzentgeltsystematik mit bedingter Bestelleistung verbessert die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien und fördert die Sektorenkopplung.

Der Mehrwert, der für Kunden mittels dieser neuen Geschäftsmodelle geschaffen werden kann, bezieht sich hauptsächlich auf die zu erreichende Kostenersparnis. Ob dieser Effekt vollständig beim Endkunden ankommt oder ob der Lieferant einen Anteil davon zu Refinanzierung seiner Zusatzaufwände und zur Abfederung von Risiken in der Prognose/Beschaffung verwendet, hängt vom konkreten Geschäftsmodell ab. Als Nebeneffekt kann eine stärkere Sensibilisierung für den Energieverbrauch und die damit verbundenen Emissionen sowie eine Stärkung des „Autarkiegedanken“ erzielt werden.

Auch für Aggregatoren ergeben sich neue Möglichkeiten, mittels digitaler und damit leicht skalierbarer Geschäftsmodelle viele kleine Kunden in Communities zu bündeln, sodass auch kleine Einzeleinsparpotenziale in Summe attraktiv sein können. Für Dienstleister, die bereits heute im Regelenergiemarkt tätig sind, können Zusatzpotenziale über die bereits vorhandene zentrale Infrastruktur aber für andere Anwendungsfälle bzw. Kundengruppen über die neue Netzentgeltsystematik erschlossen werden.

Dienstleister, die entsprechende Geschäftsmodelle aufbauen wollen, müssen allerdings zunächst bei sich und bei ihren Kunden die notwendigen Voraussetzungen schaffen:

⁴² BDEW: Strompreisanalyse Mai 2018, https://www.bdew.de/media/documents/1805018_BDEW-Strompreisanalyse-Mai-2018.pdf, Zugriff am 03.10.2018.

- Unterstützung für Endkunden

Während sich heute v. a. im Haushaltsbereich Stromkunden kaum mit dem Netzentgelt auseinandersetzen brauchen, würde in Zukunft bei flexiblen Kunden, insbesondere den vollflexiblen Kunden, ein expliziter Bestellvorgang notwendig, für den Kenntnisse über das eigene Verbrauchsverhalten erforderlich sind. Diese energiewirtschaftliche Beratung kann der Dienstleister übernehmen.

Je nach Geschäftsmodell sind die Investitionen in PV-Anlage, Speicher, Wärmepumpe oder Ladesäule vom Endkunden zu tätigen oder werden vom Dienstleister übernommen – in beiden Fällen ist eine technisch-wirtschaftliche Beratung des Kunden erforderlich.

Unter Umständen kann es beim Endkunden zu steuernden Eingriffen kommen, die zwar vertraglich abgesichert sind, die aber unerwünschte vorübergehende Komforteinbußen für ihn darstellen. Hierfür bedarf es einer zielgerichteten Kundenbetreuung/-kommunikation ggf. über den heutigen Standard hinaus.

- Aufbau eigener Infrastruktur

Der Fernzugriff auf die Flexibilitätspotenziale erfordert im Zusammenspiel mit dem SMGW und einer Steuerungseinheit die Anpassung oder Erweiterung heutiger Leitsysteme im Hinblick auf standardisierte Prozesse und BSI-konforme Datenaustausche.

Abhängig vom Geschäftsmodell muss beim Kunden ein Energiemanagementsystem (EMS, nicht EMS nach ISO 50001) installiert werden oder dessen Aggregate in ein zentrales EMS eingebunden werden, dass beim Kunden entweder nur einzelne flexible Aggregate steuert oder die Gesamtlast des Kunden optimiert.

Über das EMS erfolgt die Erfassung vielfältiger Status- sowie Verbrauchs-/Erzeugungs-/Speicherdaten, mit deren Hilfe eine kontinuierliche Optimierung der Netznutzung erfolgen kann. Darauf aufbauend sind neue Prognosemechanismen zu entwickeln, die es erlauben, potenzielle Einschränkungen durch den Netzbetreiber besser einschätzen zu können und damit die Risiken für den Stromein-/verkauf und die Bilanzkreisabweichungen zu minimieren.

Die Entwicklung innovativer Produkte muss auch die Abrechenbarkeit dieser zunehmend komplexen Tarifmodelle sowie den Nachweis von Steuerungseingriffen und von ggf. dadurch entstandenen Vergütungen bzw. Pönalen berücksichtigen – dies erfordert neue oder erweiterte Funktionalitäten in IT-Systemen.

Es werden erhebliche Anpassungen an vertragliche Bedingungen zwischen den Beteiligten vonnöten sein (Netzanschluss, Anschlussnutzung, Belieferung etc.).

Eine neue Netzentgeltsystematik mit bedingter Bestelleistung wird sich darüber hinaus auch auf bestehende Geschäftsmodelle auswirken. Insbesondere im Rahmen der Präqualifikationsbedingungen bei der Erbringung von Netzdienstleistungen⁴³ wird dies eine Rolle spielen. Auch ist durch die Anbieter zu überprüfen, ob für bestimmte Anlagen die Bereitstellung von Regelleistung, die ja jederzeit

⁴³ Die Präqualifikationsbedingungen für die Erbringung von Regelleistung sollten bei Einführung der Spitzenglättung bzw. bedingten Bestelleistung angepasst werden, um auch dieser Nutzergruppe die Teilnahme am Regelenergiemarkt zu ermöglichen.

uneingeschränkt zur Verfügung stehen muss, oder eine Optimierung im Rahmen der bedingten Netznutzung vorteilhafter ist.

6.4 Es entstehen neue Anforderungen an das Smart-Meter-Gateway und die Steuerungseinheit

Die nachstehend genannten und im Dialog mit der Branche ggf. noch zu erweiternden Anforderungen sollen es ermöglichen, das SMGW als standardisierte Kommunikationsplattform für den gesicherten netz- und marktseitigen Einsatz von Flexibilitäten in den Stromverteilnetzen zu etablieren. Dabei geht es im Kern um die Konkretisierung des Einsatzbereichs des SMGW im Zusammenhang mit der Ausgestaltung des § 14a EnWG bzw. des vorgeschlagenen Netzentgeltmodells der Spitzenglättung und der dazu erforderlichen Netzzustandsüberwachung.

Es ist grundsätzlich zu unterscheiden, ob beim Endkunden ein Energiemanagementsystem (EMS, nicht EMS nach ISO 50001) installiert ist, mit dessen Hilfe eine externe Sollwertvorgabe durch die eigenständige und aktive Einsatzoptimierung der verschiedenen Erzeugungs-/Verbrauchs-/Speicheranlagen „hinter dem Hausanschluss“ verlässlich umgesetzt werden kann, oder ob anderenfalls einzelne Anlagen direkt extern beeinflusst werden müssen.

Im Fokus stehen daher Überwachungs- und Steuerungsanwendungen im Bereich Smart Grid inkl. der Integration von Ladesäulen. Anforderungen aus den Bereichen Smart Home, Smart Building oder Smart Service werden hier nicht betrachtet. Diese erweiterten Funktionalitäten sind nicht automatisch bei jedem Pflichteinbaufall für ein intelligentes Messsystem erforderlich, so dass zukünftig auch getrennte Geräteversionen für Standardanwendungen und erweiterte (Grid-)Anwendungen vorstellbar sind.

Weiterhin beziehen sich die Zusatzanforderungen nicht auf abrechnungsrelevante Anwendungen (diese sind in Form der Tarifierungsfälle bereits beschrieben), sondern auf die Erweiterung der Funktionalität für betriebliche und daher im Wesentlichen nicht abrechnungsrelevante Anwendungen. Allerdings ist bereits erkennbar, dass insbesondere für Anwendungsfälle im Bereich der Ladesäulen eine deutlich kürzere Registrierperiode für die Messwerterfassung erforderlich ist (bisheriger Standard ist der 15-minütliche Zählerstand). Eine Parametrierbarkeit der Registrierperiode für unterschiedliche Anwendungsfälle bzw. Marktteilnehmer würde die Anforderungen aus der Netzzustandsüberwachung an eine höhere zeitliche Auflösung der Messwerterfassung ebenfalls abdecken.

Im MsbG werden in Form von Tarifierungsfällen bereits grundsätzliche Anforderungen an die Datenübermittlung aus dem SMGW benannt. Diese beschränken sich aber im Wesentlichen auf die Erfassung von abrechnungsrelevanten Energiemengen/-leistungswerten sowie den spontanen Abruf von Messwerten. Im Hinblick auf die Umsetzung der Steuerungsanforderungen aus EEG/KWKG sowie § 14a EnWG ist insbesondere die gesicherte Anbindung und der bidirektionale Informationsaustausch von Steuerungseinheit und SMGW erforderlich, damit der berechnete Marktteilnehmer über das SMGW auf Verbrauchs-/Erzeugungsanlagen sowie Ladesäulen/Speicher zugreifen kann. Diese Steuerungseinheit kann als dedizierte Einheit am SMGW sicher angebunden oder als integrierte Einheit des SMGW ausgeführt sein und bedarf einer interoperablen Ausgestaltung und Zertifizierung.

Mit der Umsetzung einer solchen Steuerungsmöglichkeit ist aber auch verbunden, die Verantwortungsbereiche für die gesicherte Anbindung (z. B. der SMGW-Administrator), den Einbau und Betrieb der Steuerungseinheit (z. B. der Messstellenbetreiber) und die operative Ausübung des Steuerungsbefehls (z. B. der berechnete Netzbetreiber/Lieferant/Aggregator/Erzeuger) eindeutig zu

definieren. Die Übernahme entstehender Risiken z. B. aus nicht verfügbarer oder fehlerhafter Steuerung sowie resultierender Bilanzkreisabweichungen ist zu regeln.

Anforderungen im Bereich Messwerterfassung und Statusüberwachung

Der Einsatz von SMGWs ist nach MsbG insbesondere bei dezentralen Erzeugern (Pflichteinbaufall > 7 kW) und Verbrauchern (Pflichteinbaufall > 6.000 kWh/a) sowie generell bei Anwendungsfällen nach § 14a EnWG und ab 2021 auch bei Ladesäulen vorgesehen. Um speziell diese Endkunden zu aktiven Teilnehmern der Energiewende werden zu lassen, ist die Überwachung und Steuerung sowie die sichere Anbindung dieser Anlagen über das SMGW und die Steuerungseinheit zwingend.

Aus der Netzsicht ist dazu erforderlich, in hoher zeitlicher Auflösung aktuelle Messwerte und Messwertgradienten am Netzanschlusspunkt zu erfassen. Dies betrifft insbesondere folgende Informationen, die die moderne Messeinrichtung als Teil des intelligenten Messsystems über das SMGW bereitstellen sollte bzw. die im SMGW weiterverarbeitet (berechnet) werden sollten:

- Aktuelle Messwerte: Leistung, Strom, Spannung, cos phi über alle Phasen
- Aktuelle Messwertgradienten: wie vor, insbesondere Leistungsgradient
- Aktuelle Messwertabweichung: Abweichung IST-Wert/SOLL-Wert
- Registrierperiode: 60 Sekunden (ggf. 30 Sekunden)

Aus der Marktsicht ist es vorteilhaft, aktuelle Statusinformationen der relevanten steuerbaren Verbrauchs-/Erzeugungs-/Speicheranlagen „hinter dem Hausanschluss“ über die Kommunikationsplattform SMGW verfügbar zu machen, um heutige proprietäre Gateway-Lösungen durch einen sicheren Branchenstandard abzulösen. In Abgrenzung zu steuerbaren Anwendungen im Bereich Smart Home (Rollläden, Temperaturregler, Haushaltsgroßgeräte etc.) beziehen sich die über das SMGW bereitzustellenden Informationen nur auf die flexibel einsetzbaren Anlagen mit relevantem Einfluss auf die Netzbelastung (PV-/KWK-Anlage, Wärmepumpe, Nachtspeicherheizung, Speicher, Ladesäule etc.). Über einen entsprechenden Kommunikationsstandard sollten die folgenden Informationen aus den Anlagen über das SMGW bereitgestellt werden:

- Aktueller Status: ein/aus, Betriebsart, Speicherkapazität etc.
- Aktuelle Leistung: Betriebszähler (nicht mME)

Anforderungen im Bereich Sollwertvorgabe und Steuerbefehl

Aus der Netzsicht ist es erforderlich, in kritischen Netzsituationen den flexiblen Teil derjenigen Endkunden, die mit dem Netzbetreiber eine bedingte Netznutzung per gesetzlicher Rahmenvorgabe oder vertraglich vereinbart haben, über Sollwertvorgaben zeitlich begrenzt in ihrer Entnahmeleistung einschränken zu können. Dies kann im einfachsten Fall über eine Sollwertvorgabe an eine einzelne Verbrauchs-/Erzeugungs-/Speicheranlage erfolgen (z. B. Sollwertvorgabe für den Wechselrichter einer PV-Anlage). Sofern der Endkunde oder sein Dienstleister über ein Energiemanagementsystem (s. o.) für seinen flexiblen Leistungsteil verfügt, kann die SOLL-Wertvorgabe sich auch auf die gesamte bedingte Leistung des Endkunden beziehen, so dass das Energiemanagementsystem selbst die Steuerung einzelner Anlagen zur SOLL-Werterreichung übernimmt. Dies betrifft insbesondere folgende Informationen, die über das SMGW mit der Steuerungseinheit sicher und interoperabel ausgetauscht werden sollten:

- Vorgabe SOLL-Wert für bedingten Leistungsteil (bei vorhandenem Energiemanagementsystem)
- Vorgabe SOLL-Wert für einzelne Anlagen

Aus der Marktsicht können über die vorstehend beschriebenen Anforderungen hinaus weitere hinzukommen, die in Hinblick auf die effiziente und gesicherte Umsetzung von Geschäftsmodellen oder Ablösung proprietärer Gateway-Lösungen hilfreich sind:

- Vorgabe von Einsatzfahrplänen (z. B. viertelstündliche-Leistungsvorgabe für Beladungsvorgänge von E-Mobilen)
- Vorgabe von Freigabebefehlen (z. B. Steuerung von Tarifumschaltgeräten für Nachtspeicherheizungen)

Umsetzungsanforderungen

Im Hinblick auf die erforderliche Koordination von (ggf. auch gegenläufigen) Steuerungsanforderungen aus Markt- und Netzsicht werden in der Branche unterschiedliche Konzepte diskutiert (BDEW: Flex-Router-Konzept, FNN: Koordinierungsfunktion etc.) und praktisch erprobt (u. a. in SINTEG-Projekten). Die standardisierte, diskriminierungsfreie und gesicherte Bereitstellung der vorstehend genannten Informationen über das SMGW an alle berechtigten Marktteilnehmer wäre ein wichtiger Schritt im Hinblick auf die operative Umsetzung dieser Koordinierungsaufgaben und schafft die notwendige Transparenz.

Ebenso sollte geprüft werden, ob der bisher ungeschützte Zugriff von Herstellern über das Internet auf ihre proprietären Anlagensteuerungen (z. B. Heizkessel, Wärmepumpen, Wechselrichter) zur Anlagenüberwachung bzw. zur Einspielung von Software-Updates sicherer gemacht werden kann, indem der Zugriff nur noch über das SMGW bzw. über den transparenten Kanal als berechtigter Marktteilnehmer erfolgen darf.

Die vorstehenden Anforderungen zur funktionalen Erweiterung des SMGW in Verbindung mit einer Steuerungseinheit stellen keine abschließende Aufzählung dar, sondern sind im Austausch mit den relevanten Marktakteuren weiter zu präzisieren, um ein einheitliches Sicherheitsniveau und interoperable Komponenten zu etablieren. Befristete Übergangslösungen sind denkbar, um den steuernden Eingriff z. B. zunächst über den transparenten Kanal des SMGW zu realisieren.

Neben der Anforderungsdiskussion bedarf es weitergehender gesetzlicher, sicherheitstechnischer und prozessualer Regelungen, die zwischen den beteiligten Stakeholdern (Branche, BMWi, BSI, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), PTB etc.) abgestimmt und deren Umsetzungsplanung in einer Roadmap fixiert werden sollten, um verlässliche Rahmenbedingungen für alle Marktakteure zu schaffen.

7 Die neuen Regeln müssen im Gesetzesrahmen verankert werden: Umsetzung und Anpassungsbedarf im Rechtsrahmen

Kapitel auf einen Blick:

Das Instrument der Spitzenglättung hat erhebliche Auswirkungen auf den Rechtsrahmen. In diesem Kapitel wird der notwendige Anpassungsbedarf skizziert. Dies betrifft auf Kundenseite insbesondere die Anpassung des Netzanschlusses, die Vorgabe eines komfortwahrenden Umfangs des netzorientierten Flexibilitätsmanagements sowie die Definition von Meldepflichten. Weiterhin müssen das Netzentgeltsystem und damit auch die Netzentgeltkalkulation angepasst werden. Auch eine mögliche Erweiterung des § 14a EnWG auf die Mittelspannungsebene wird diskutiert. Weiterhin sind Übergangsregelungen zu definieren, damit bestehende Kunden sanft in das neue System überführt werden können. Diese Überlegungen sind abschließend in einen Umsetzungszeitplan eingeflossen, in dem die wichtigsten Aktivitäten akteursscharf dargestellt und mit geeigneten Fristen versehen worden sind. Es wird deutlich, dass die Zeit für eine rechtzeitige Implementierung der notwendigen Anpassungen des Rechtsrahmens vor dem Markthochlauf der Elektromobilität knapp wird und ein zügiges und zielgerichtetes Handeln des Gesetzgebers erforderlich ist.

Der in Abschnitt 6.1 vorgestellte Vorschlag der Spitzenglättung hat erheblichen Einfluss auf die Netzzugangsregeln und das Zusammenspiel der Marktakteure. In Abschnitt 7.1 wird beschrieben, an welchen Stellen Anpassungen des Rechtsrahmens zur Implementierung des Instruments der Spitzenglättung erforderlich sind. Die Einführung der Spitzenglättung hat auch Auswirkungen auf eine Reihe von Bestandskunden, die durch die in Abschnitt 7.2 dargestellten Übergangsregelungen abgedeckt werden können. Im abschließenden Abschnitt 7.3 wird der Fahrplan zur zügigen Einführung der neuen Regeln skizziert.

7.1 Der Marktplatz Netz wird neugestaltet: Anpassungsbedarf des aktuellen Rechtsrahmens

Im Kern sieht die Spitzenglättung vor, dass für flexible Lasten die Entnahme aus dem Netz kurzzeitig eingeschränkt werden kann. Die Bereitstellung von Flexibilität für den Markt bleibt im Übrigen möglich. Beim marktlichen Einsatz muss allerdings die geringfügige netzseitige Einschränkung berücksichtigt werden. Für alle flexiblen Verbraucher im Niederspannungsnetz wird dieser Mechanismus als Standard angewendet. Unflexible Verbraucher werden nicht eingeschränkt.

Die netzseitige Einschränkbarkeit muss in der Netzplanung berücksichtigt werden können. Daher hat dies Auswirkungen sowohl bei den Regelungen zum Netzanschluss als auch zur laufenden Netznutzung.

Im Niederspannungsnetz ist eine ausreichend genaue Prognose von netzbedingten Einschränkungen mit einem Zeitvorlauf von einem Tag oder zumindest wenigen Stunden nicht möglich. Daher erfolgt die netzseitige Einschränkung der Entnahmeleistung spontan ohne Vorankündigung. Im Marktprozess wird eine Ex-post-Information der betroffenen Akteure integriert. Hieraus erhalten die Akteure die notwendigen Informationen zum Umgang mit den netzseitigen Einschränkungen, insbesondere hinsichtlich der Energiebeschaffung. Es wird kein Marktprozess zur Online-Information aller Akteure etabliert. Den Akteuren wird aber freigestellt, auf anderen Wegen Online-Informationen über die netzseitige Einschränkung zu erhalten.

Betroffen von den Änderungen sind daher die Regelungen zum Netzanschluss, zur laufenden Netznutzung, den zu zahlenden Netzentgelten und zur Zusammenarbeit zwischen den verschiedenen Marktakteuren.

Der Rechtsrahmen meint hierbei nicht nur die Anpassungen von Gesetzen und Verordnungen, sondern auch von anderen Regelwerken wie beispielsweise Richtlinien und Beschlüssen der Bundesnetzagentur oder Anforderungen der PTB⁴⁴ sowie Verträge zwischen den Marktakteuren. Im Rahmen des Gutachtens wird primär der Rechtsrahmen hinsichtlich Gesetzen und Verordnungen für die Stromversorgung auf Basis der beschriebenen Vorzugsvariante zur Nutzung von Flexibilität betrachtet. Die erforderlichen Anpassungen der übrigen Regelungen sollten diskutiert werden, wenn sich konkreter abzeichnet, wann und in welcher Form die in dieser Studie entwickelten Vorschläge umgesetzt werden sollen. Zu den im Zuge der Umsetzung noch zu präzisierenden Regelungen gehören insbesondere die Datenaustauschprozesse zwischen den Marktakteuren und die technischen Richtlinien. Die Ableitung der notwendigen Anpassungen des Rechtsrahmens gliedert sich somit in folgende Einzelthemen:

1. Anpassung des Netzanschlussverhältnisses
 - Differenzierung des Netzanschlusses nach unbedingter und bedingter Leistung, Pflicht zur Teilnahme an der Spitzenglättung für flexible Verbrauchseinrichtungen
 - Meldepflicht für steuerbare, flexible Lasten
 - Intensität des netzorientierten Managements
2. Netzentgelte und Netzentgeltkalkulation
3. Notwendigkeit separater Zähler
4. Übertragbarkeit von § 14a EnWG auf Mittelspannung und Einspeiser

7.1.1 Sanfte Anpassung des Netzanschlusses für alle Standard-Kunden:

Differenzierung des Netzanschlusses nach unbedingter und bedingter Leistung

Flexible Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung müssen verpflichtend am Mechanismus der Spitzenglättung teilnehmen. Ein wesentlicher Bestandteil des Instruments der Spitzenglättung ist, dass zukünftig bereits auf der Ebene der Netzanschlussleistung zwischen bedingter und unbedingter Leistung unterschieden wird. Nur so ist gewährleistet, dass die Spitzenglättung auch in der Netzplanung berücksichtigt werden kann und somit der Netzausbau tatsächlich wirksam begrenzt wird. Der Standard-Netzanschluss im Niederspannungsnetz ist bislang mit einer Standard-Anschlussleistung von 30 kW ausgelegt worden.⁴⁵ Es ist von großer Wichtigkeit, dass die zukünftige Regelung des § 14a EnWG und dessen Ausgestaltung im Rahmen einer Rechtsverordnung nicht nur neu errichtete Netzanschlüsse erfasst, sondern auch den Bestand. Auch in der Kommunikation sollte aktiv auf das Anknüpfungsmerkmal hingewiesen werden, dass die Kunden generell als Inhaber eines 30-kW-

⁴⁴ Physikalisch-Technische Bundesanstalt

⁴⁵ Der Standard-Netzanschluss Strom hat eine Leistung von 30 kW. Ein Baukostenzuschuss für das vorgelagerte Netz darf bei Strom-Haushaltsanschlüssen nur bei einer Leistungsanforderung von über 30 Kilowatt erhoben werden. Somit ist der gewöhnliche Strom-Hausanschluss von Baukostenzuschüssen befreit, siehe Ausführungen der BNetzA zu „Netzanschluss und Messung“. Davon unbenommen sind vom Anschlussnehmer die unmittelbar der Herstellung des Netzanschlusses zuzuordnenden Kosten als sog. Hausanschlusskosten zu tragen.
(<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/NetzanschlussUndMessung-node.html>) und z. B. <https://www.ewe-netz.de/hilfe/netzanschluss>

Netzanschlusses und nicht erst einer geänderten Nutzung (z. B. Nutzung einer Ladeeinrichtung für ein Elektrofahrzeug, Nutzung einer Wärmepumpe und/oder Speicheranlage) adressiert werden. Ein alleiniges Adressieren derjenigen Kunden, die sich eine neue flexible, also steuerbare Verbrauchseinrichtung angeschafft haben, erscheint weder als ausreichend noch als zielführend.

Der Anspruch auf Einräumung eines Netzanschlusses nach § 17 Absatz 1 EnWG ist als gesetzliches Schuldverhältnis ausgestaltet. Es gilt für alle Letztverbraucher im Sinne des § 3 Nr. 25 EnWG und damit auch für die Betreiber von Ladeeinrichtungen für Letztverbraucher, die nach § 3 Nr. 25 EnWG im Geltungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes und der darauf beruhenden Rechtsverordnungen Letztverbrauchern gleichgestellt werden. Dass § 17 Absatz 1 EnWG auch für Ladeeinrichtungen gilt, ergibt sich schon durch die Ergänzung des Wortlauts („Ladepunkte für Elektromobile“), die im Rahmen des Strommarktgesetzes in den Gesetzestext aufgenommen wurde.

Mit dem zunehmenden Markthochlauf insbesondere von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (wie in Abschnitt 1.2 dargelegt, erwartet die Bundesregierung für das Jahr 2030 6 Mio. Elektrofahrzeuge, das entspricht einem Anteil an allen Kraftfahrzeugen von etwa 12 %), die im Falle von Eigenheimbesitzern teilweise von der Einrichtung einer Wärmepumpe und einer Speicheranlage begleitet werden, wird es – will man großflächigen Netzausbau verhindern bzw. in vertretbaren Grenzen halten – keine technische Gewährleistung mehr geben können, ständig (24/7) 30 kW an jedem Standard-Netzanschluss bundesweit bereitzuhalten. Ohne ein netzorientiertes Verhalten der hinter dem Standard-Netzanschluss befindlichen flexiblen Lasten würde es zu einem massiven Netzausbau kommen, der volkswirtschaftlich äußerst ineffizient und durch die damit verbundene Tiefbautätigkeit insbesondere in städtischen Gebieten operativ vielfach kaum umsetzbar wäre. Enorme Akzeptanzprobleme bei der jeweils betroffenen Bevölkerung wären zu befürchten. Es bleibt daher nur der Weg über ein netzorientiertes Steuern wie es § 14a EnWG schon in seiner bisherigen Fassung vorsieht. Adressiert sind dabei nicht nur Standard-Hausanschlüsse, sondern auch Netzanschlüsse von Unternehmen, die zukünftig ihren Mitarbeitern etwa das Laden von Elektrofahrzeugen (Firmen- oder Privatfahrzeuge) anbieten. Bislang adressiert § 14a EnWG nur die Niederspannungsebene, sodass nur kleinere Gewerbeeinheiten erfasst werden. Es spricht aber viel für ein Ausdehnen auf die Mittelspannungsebene (siehe dazu unten ausführlicher).

Für die Zukunft wird daher die unbedingte Zusicherung von 30 kW beim Standard-Hausanschluss auch für die neuen flexiblen Lasten nicht aufrechtzuerhalten sein. Für den unflexiblen Teil eines Standard-Haushalts (ohne Durchlauferhitzer oder andere Geräte mit hoher Leistung) kann, wie in Abschnitt 6.1 erläutert wurde, davon ausgegangen werden, dass eine Leistung von etwa 5 kW in der Regel ausreichend ist. Für Bestands-Haushaltskunden, die schon jetzt eine höhere unbedingte Leistung als 5 kW benötigen, werden in Abschnitt 7.2 Übergangsregelungen dargestellt. Das Modell einer Trennung der Anschlussleitung in unbedingte und bedingte Leistung könnte daher so ausgestaltet werden, dass die 30-kW-Netzanschlüsse in 5 kW unbedingte und 25 kW bedingte Leistung aufgeteilt werden. 5 kW würden also immer zu jeder Zeit dem Kunden als sichere Leistung zugesagt und garantiert. Die weiteren 25 kW können, müssen aber nicht zwingend zu jeder Zeit bereitgehalten werden; sie sind die steuerbare Masse, die netzorientiert eingesetzt werden kann.

Verdeutlicht werden kann dies am Beispiel des Ladens eines Elektrofahrzeugs. Der Kunde, der z. B. mit einer nahezu leeren Batterie zu Hause eintrifft, gibt den gewünschten Ladestand (z. B. 80 %) und einen geplanten Abfahrtszeitpunkt (z. B. 7:00 Uhr am nächsten Morgen) ein. Diese Vorgabe sollte soweit wie möglich automatisiert erfolgen, sodass ein größtmöglicher Kundenkomfort ermöglicht wird. Das Fahrzeug kann in der Regel mit der vollen Leistung der Ladesäule geladen werden, jedenfalls solange wie das Netz nicht überlastet wird. Für den Fall einer Netzüberlastung wird die Ladeleistung solange

und soweit reduziert, wie dies netzseitig erforderlich ist. Es bleibt aber sichergestellt, dass das Fahrzeug zum angegebenen Zeitpunkt den gewünschten Ladezustand erreicht und die Einschränkung nur von begrenzter Dauer ist. Beim vollflexiblen Kunden kann der unbedingte Teil der Netzanschlussleistung auch für die Ladesäule genutzt werden, d. h. er kann zusammen mit seinen unflexiblen und flexiblen Verbrauchseinrichtungen stets die unbedingte Netzanschlussleistung ausschöpfen. Hat sich der vollflexible Kunde beispielsweise 5 kW unbedingte bestellt und werden zu einem gegebenen Zeitpunkt im übrigen Haushalt nur 1 kW benötigt, stehen 4 kW für das Laden des Fahrzeugs zur Verfügung. Beim teilflexiblen Kunden kann die Ladeleistung netzseitig kurzzeitig auf null reduziert werden, aber auch hier ist sichergestellt, dass das Fahrzeug zum angegebenen Zeitpunkt den gewünschten Ladezustand erreicht und die Einschränkung insgesamt nur von begrenzter Dauer ist.

Für die Bestandsanlagen ist bei der Begründung für die Umgestaltung darauf abzustellen, dass die flexiblen Kunden die Voraussetzung für eine ausreichende Durchmischung der Lasten nicht mehr erfüllen, diese aber Voraussetzung dafür gewesen ist, dass bislang jedem Kunden die Mindestleistung von 30 kW ohne weitere explizite Einschränkungen zugebilligt werden konnten. Bei den neuartigen flexiblen Verbrauchseinrichtungen sind diese Durchmischungseffekte nicht mehr vorhanden. Daher ist, um dies auch zukünftig sicherzustellen, eine Neuregelung erforderlich. Davon unbenommen kann die Option eingeräumt werden, sich neu zusätzliche unbedingte Leistung einräumen zu lassen, sofern man mit den Standard-5-kW nicht auskommt bzw. nicht auskommen will. Hierbei kann auch auf die in Abschnitt 7.2 erläuterte Übergangsregelung für Kunden hingewiesen werden, die schon jetzt für ihre unflexiblen Verbrauchseinrichtungen eine höhere unbedingte Leistung benötigen.

Im Übrigen gilt es, dem Kunden den Gesamtzusammenhang der Energiewende zu verdeutlichen und ihm bewusst zu machen, dass ohne eine Neugestaltung der Netzanschlussleistung erhebliche Mehraufwendungen auf alle Kunden zukommen. Die Herausforderungen von Energiewende, Sektorkopplung und Digitalisierung können nur bestanden werden, wenn eine Neugestaltung der Art und Höhe der dem Kunden in der Vergangenheit zugewiesenen Netzanschlussleistung vorgenommen werden. Bei einer Fortführung der 30 kW für jeden Standard-Netzkunden als unbedingte Leistung und gleichzeitiger Nutzung entsteht die angesprochene Notwendigkeit für umfassenden Netzausbau, der ökonomisch und operativ nicht umzusetzen ist. Die notwendige Aufteilung der 30 kW in unbedingte und bedingte Leistung ist im Vergleich der Alternativen für den Kunden deswegen ein deutlicher Vorteil. Der sich aufdrängende zwingende Zusammenhang und das Aufzeigen der andernfalls sicher auftretenden, bereits geschilderten Nachteile sind offensichtlich. Damit einhergehend muss die Vorschrift des § 14a EnWG in Abkehr von der bisherigen Freiwilligkeit als Pflicht formuliert werden. Es wird daher angeregt, § 14a EnWG so auszugestalten, dass bei Nutzung flexibler Lasten im Niederspannungsnetz sich die Inhaber solcher Lasten werden steuern lassen müssen. Eine Leistung von 5 kW wird im Rahmen des Standard-Netzanschlusses fest zugesagt. Darüber hinaus können 25 kW im Rahmen der netzorientierten Steuerung des Netzes von dem Kunden genutzt werden, allerdings nicht als uneingeschränkt zugesagte Leistung zu jeder Zeit in voller Erschöpfung der maximalen Leistung, sondern als „bedingtes“ Leistungspolster.

Gleichzeitig wird durch die verpflichtende Teilnahme der Eindruck vermieden, dass der Kunde, der sich für neue, flexible Lasten (z. B. ein Elektrofahrzeug) entscheidet, die bei Einführung der üblichen 30-kW-Netzanschlussleistung nicht bekannt waren, durch eine Reduzierung der absolut gesicherten Maximalleistung „pönalisiert“ wird. Es wäre mit Sicherheit das falsche Signal, wenn der Erwerber eines Elektrofahrzeugs es so empfinden würde, dass dieser Erwerb zu einer Leistungsreduzierung seiner Standard-Netzanschlussleistung führe, wo doch aus Sicht eines Normalkunden – jedenfalls gefühlt – eher das Gegenteil naheläge – mit dem Elektrofahrzeug kann schließlich Flexibilität netzorientiert bereitgestellt werden.

Im Bereich der leistungsgemessenen Kunden über 30 kW Netzanschlussleistung besteht das Problem der Neuordnung der Netzanschlussleistung bei den Bestandskunden nicht. Hier wird bereits heute die Netzanschlussleistung über eine individuelle Vereinbarung festgelegt und in der Regel über BKZ und laufende Netzentgelte bezahlt. Allerdings besteht auch hier der Bedarf, günstigere Netzentgelte für flexible, netzorientiert steuerbare Lasten zu realisieren. Dies betrifft sowohl laufende Netzentgelte als auch Einmalzahlungen in Form von Baukostenzuschüssen. Insofern sollte zukünftig auch hier die Option geboten werden, beim Netzanschluss zwischen bedingter und unbedingter Netzanschlussleistung zu differenzieren. Eine verpflichtende Teilnahme am netzorientierten Flexibilitätsmanagement ist in diesem Leistungsbereich aus Gutachtersicht zumindest in der Mittel- und Hochspannungsebene entbehrlich.

Da zukünftig flexible Verbrauchseinrichtungen dem netzorientierten Management in Niederspannungsnetzen verpflichtend unterworfen werden sollen, muss in §14a EnWG definiert werden, welche Anlagen in diesem Sinne als flexible Verbrauchseinrichtung anzusehen sind. Folgende Anlagen weisen mit Sicht auf die Niederspannungsnetze in besonderem Maße ein lokales Steuerungspotenzial auf:

- Ladeeinrichtungen für Elektromobile
- PTH-Anlagen in Form von Speicherheizungen oder Wärmepumpen
- dezentrale Speicher

Durch die zu erwartende technische Entwicklung insbesondere im Bereich IoT können zukünftig auch weitere Anwendungen im Niederspannungsbereich erhebliche wirtschaftlich erschließbare Flexibilitätspotenziale aufweisen. Die gesetzliche Definition einer der Spitzenglättung zu unterwerfenden flexiblen Verbrauchseinrichtung (steuerbare Last) sollte daher offen und nicht abschließend für einzelne Anlagentypen begrenzt ausgestaltet werden.

Bei Großverbrauchern in der Mittel- und Hochspannungsebene sind zusätzlich

- thermisch träge oder speichergestützte Wärmeanwendungen,
- thermisch träge oder speichergestützte Kälteanwendungen und
- flexible gewerbliche und industrielle Prozesse

als steuerbare Lasten relevant. Hier ist jedoch eine gesetzlich zu verankernde verpflichtende Teilnahme an einem netzorientierten Flexibilitätsmanagement, wie oben erläutert, nicht erforderlich.

7.1.2 Einschränkung ohne Komforteinbuße; Umfang des netzorientierten Managements

Wie in Kapitel 5.1 ausgeführt wird, kann im Niederspannungsnetz eine deutliche Erhöhung der integrierbaren flexiblen Lasten mit einer durchschnittlichen Intensität des netzorientierten Managements von etwa 1 bis 2 Stunden pro Tag erzielt werden. In dieser Zeit wird die flexible Verbrauchseinrichtung in ihrer Entnahmeleistung begrenzt, sodass Netzengpässe aufgelöst werden können. Die Anzahl der zusätzlich integrierbaren flexiblen Lasten ist abhängig von der Intensität des netzorientierten Managements. Je häufiger und länger eine Begrenzung durch den Netzbetreiber vorgenommen werden kann, desto mehr zusätzliche flexible Lasten können integriert werden.

Aus Sicht der flexiblen Kunden und auch für ihre Lieferanten oder sonstigen Energiedienstleister ist es aber zwingend erforderlich, dass die netzseitige Entnahmebegrenzung für sie kalkulierbar ist. Da das

netzorientierte Management spontan ohne Vorankündigung erfolgt, muss seine Dauer und Intensität begrenzt sein, damit die Kundenanlage für diesen Fall ausgelegt und auch entsprechend ohne spürbare Komforteinbuße betrieben werden kann. Im Falle der Wärmepumpe muss z. B. eine Speicherfähigkeit auf der Wärmeseite gegeben sein, damit die gewünschte Wärmeanwendung nicht gefährdet wird. Hierzu kann die Speicherfähigkeit des Gebäudes genutzt werden oder ein dezidiertes Wärmespeicher z. B. für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser installiert werden. Bei der E-Mobilität muss sichergestellt sein, dass die rechtzeitige Ladung der Fahrzeugbatterie nicht gefährdet wird. Die kundenseitige Flexibilität hat in der Regel den Charakter von Tagesspeichern, d. h., der an einem Tag anfallende Energiebedarf muss insgesamt gedeckt, kann aber über den Tag verteilt werden. Insofern ist als Kriterium für die zulässige Intensität des netzorientierten Flexibilitätsmanagements im Niederspannungsnetz eine maximale kumulierte Leistungseinschränkung pro Tag sinnvoll: Pro Tag darf die bedingte Leistung z. B. maximal 2 h vollständig oder entsprechend länger teilweise durch den Netzbetreiber abgeregelt werden. Pro kW bestellte bedingte Leistung dürfte die Entnahmeleistung demgemäß 2 kWh/d eingeschränkt werden, 22 kWh/d kumulierte Entnahmemöglichkeit müssten gewährleistet werden. Das hier für die flexiblen Lasten formulierte Kriterium für die Begrenzung des netzorientierten Managements knüpft insofern an die entsprechende Regelung im EEG zur Spitzenkappung an. Die genaue Höhe der zulässigen kumulierten Entnahmeeinschränkung sollte im Zuge der Umsetzung des Vorschlags noch intensiv diskutiert werden.

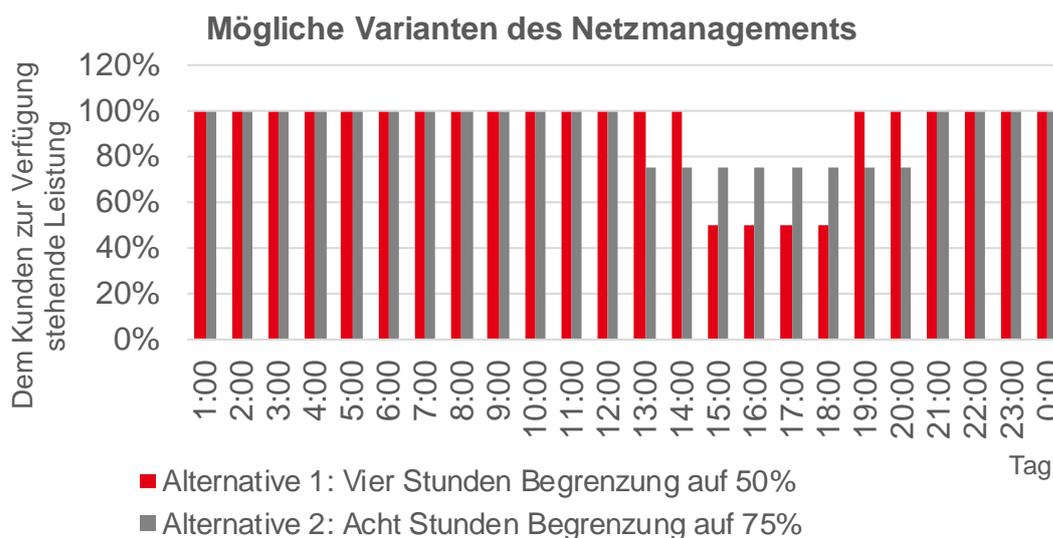


Abbildung 30: Mögliche Varianten der netzseitigen Einschränkung

Eine Begrenzung des netzorientierten Managements auf einen niedrigen Wert ist auch vor dem Hintergrund sinnvoll, dass ein netzorientiertes Management den marktorientierten Flexibilitätseinsatz einschränkt und tendenziell zu volkswirtschaftlich höheren Stromerzeugungs- bzw. Strombeschaffungskosten führt. Aus den bisherigen Diskussionen um Redispatch im Übertragungsnetz und die Spitzenkappung bei EE-Anlagen ist bekannt, dass ein insgesamt volkswirtschaftlich (näherungsweise) optimiertes Ergebnis von Netz- und Erzeugungskosten erzielt wird, wenn netzseitige Maßnahmen eng begrenzt sind und das Netz ausgebaut werden sollte, wenn zu häufige netzseitige Eingriffe in die Erzeugung erfolgen. Die in dieser Studie vorgenommenen Analysen der Auswirkungen eines netzorientierten Flexibilitätsmanagements auf die Beschaffungskosten zeigen ein ähnliches Bild.

In der Mittel- und Hochspannung eignet sich als Anknüpfungspunkt für die Einräumung einer bedingten Entnahmeleistung die Differenz zwischen der gesicherten und der ungesicherten Netzkapazität. Generell sind Mittel- und Hochspannungsnetze (n-1)-sicher ausgelegt, d. h., auch bei Nichtverfügbarkeit

eines Betriebsmittels steht die volle gesicherte Anschlussleistung zur Verfügung. Im (n-0)-Fall, d. h., bei Verfügbarkeit aller Netzbetriebsmittel steht eine höhere Leistung zur Verfügung. Diese Leistungsdifferenz kann als bedingte Leistung von Kunden genutzt werden, die bei störungs- oder betriebsbedingter Nichtverfügbarkeit von Netzbetriebsmitteln ihre Leistung reduzieren können. Als Kriterium für die netzorientierte Einschränkung der bedingten Netzanschlussleistung in Mittel- und Hochspannungsnetzen sollte daher nicht die aktuelle Netzbelastung, sondern die Verfügbarkeit der Netzbetriebsmittel verwendet werden. Auch hier ist es sinnvoll, Grenzwerte für die maximale Nichtverfügbarkeit der bedingten Netzanschlussleistung festzulegen.

Auf eine gesonderte Vergütung des Netzkunden pro Netzmanagementmaßnahme sollte abweichend von den Verhältnissen bei Redispatchmaßnahmen verzichtet werden. Den Netzkunden werden Vorteile bei den zu zahlenden Netzentgelten gewährt, eine dezidierte Vergütung pro einzelner Managementmaßnahme wäre zu komplex und ist auch nicht sachgerecht, da im Wesentlichen die Auslegung der Kundenanlage für die Bereitstellung von Flexibilität und die Kosten für den Netzanschluss maßgeblich sind, die den Charakter von Fixkosten tragen. Durch die Begrenzung des netzorientierten Managements wird im Übrigen sichergestellt, dass den betroffenen Kunden keine unangemessenen wirtschaftlichen Nachteile entstehen.

7.1.3 Keine Warteschlangen beim Netzanschluss: Frist für die Herstellung des Netzanschlusses steuerbarer Verbrauchseinrichtungen

Der Anspruch des Betreibers von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen gegenüber dem Verteilnetzbetreiber auf Herstellung des Netzanschlusses sollte wie ein Grundversorgungsanspruch auch in zeitlicher Hinsicht gesetzlich so geregelt werden, dass eine Realisierung nicht in weite Ferne rückt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Anschluss einer steuerbaren flexiblen Last in aller Regel an einem bestehenden Hausanschluss erfolgt, d. h., letzterer lediglich modifiziert werden muss. Aus Sicht des Netzbetreibers ist im Wesentlichen zu prüfen, ob das vorhandene Netz noch eine ausreichende Leistungsreserve unter Berücksichtigung des netzorientierten Flexibilitätsmanagements hat. Bisher findet sich dazu in der Netzanschlussverordnung keine konkrete Regelung einer bestimmten Frist, vielmehr wird es in die Hand des Netzbetreibers gelegt, welchen zeitlichen Rahmen er voraussichtlich benötigt. Dies wird jedoch dem gesetzlichen Schuldverhältnis des § 17 Absatz 1 EnWG und dem Interesse eines Kunden, der etwa ein Elektrofahrzeug erwirbt und die für die Ladevorgänge erforderliche Ladeeinrichtung auch zeitnah angeschlossen wünscht, nicht gerecht. Es erscheint unzumutbar, wenn die Mobilität und andere flexible Verbrauchseinrichtungen auf Monate aufgehalten wird, weil ein entsprechender Netzanschluss nicht implementiert wird. Die betroffene Regelung in der Netzanschlussverordnung ist aktuell wie folgt formuliert:

§ 6 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)

(1) Netzanschlüsse werden durch den Netzbetreiber hergestellt. Die Herstellung des Netzanschlusses soll vom Anschlussnehmer schriftlich in Auftrag gegeben werden; auf Verlangen des Netzbetreibers ist ein von diesem zur Verfügung gestellter Vordruck zu verwenden. Der Netzbetreiber hat dem Anschlussnehmer den voraussichtlichen Zeitbedarf für die Herstellung des Netzanschlusses mitzuteilen.

(2) Art, Zahl und Lage der Netzanschlüsse werden nach Beteiligung des Anschlussnehmers und unter Wahrung seiner berechtigten Interessen vom Netzbetreiber nach den anerkannten Regeln der Technik bestimmt. Das Interesse des Anschlussnehmers an einer kostengünstigen Errichtung der Netzanschlüsse ist dabei besonders zu berücksichtigen.

Das EEG kennt in § 8 eine Regelung zum Anschluss von Erneuerbaren-Energien-Anlagen, die besagt, dass diese „unverzüglich“ anzuschließen sind.

§ 8 EEG

(1) Netzbetreiber müssen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anschließen, die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht dieses oder ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist; bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(2) Anlagenbetreiber dürfen einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes wählen, es sei denn, die daraus resultierenden Mehrkosten des Netzbetreibers sind nicht unerheblich.

Unverzüglich heißt nach § 121 BGB „ohne schuldhaftes Zögern“. Diese Formulierung wird auch in der Vorschrift über den Lieferantenwechsel nach § 14 Absatz 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) verwandt. Eine bestimmte Frist lässt sich daraus nicht ableiten, sondern hängt von den Umständen des Einzelfalles ab (Netz- und Unternehmensstruktur des Netzbetreibers). Insbesondere hat der mit einem Anschlussbegehren adressierte Netzbetreiber unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens zu übermitteln, in dem er auch die voraussichtlichen Kosten nennt. Dieser Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses sowie ein detaillierter Kostenvoranschlag ist wohl nach der gelebten Praxis spätestens innerhalb von acht Wochen nach Eingang der erforderlichen Informationen beim Netzbetreiber dem Betreiber mitzuteilen. Dabei haben die Anlagenbetreiberinnen bzw. -betreiber mitzuwirken.

Da der Informations-Aufwand für den Anschluss einer EEG-Anlage höher liegt als der des Anschlusses etwa einer Wärmepumpe oder einer sogenannten Wallbox (Ladeeinrichtung für zu Hause mit bis zu 22 kW), erscheint es als angemessen, dass bereits die technische Herstellung des Netzanschlusses für neue steuerbare Verbrauchsanlagen innerhalb von längstens 8 Wochen ab Antragstellung realisiert wird. Jedenfalls sollte dies gewährleistet sein, solange lediglich ein bestehender Hausanschluss modifiziert werden muss und die neue flexible Last dem netzorientierten Management unterworfen werden kann. Eine solche Frist wäre bevorzugt gesetzlich zu regeln, damit die Umsetzung des Rechtsanspruchs auf Netzanschluss für die Nutzer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen in einem sinnvollen zeitlichen Rahmen gewährleistet ist. Damit einhergehend würde eine Anpassung von § 6 NAV oder die Einfügung eines neuen § 6a NAV erforderlich.

Die Regelung über das Zutrittsrecht in § 21 NAV kann nach heutigem Erkenntnisstand unberührt bleiben. Sie fände uneingeschränkte Anwendung auch auf die neuen, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Angepasst werden müsste aber § 12 NAV, wonach Anschlussnehmer, die Grundstückseigentümer sind, für Zwecke der örtlichen Versorgung (Niederspannungs- und Mittelspannungsnetz) das Anbringen und Verlegen von Leitungen zur Zu- und Fortleitung von Elektrizität über ihre im Gebiet des Elektrizitätsversorgungsnetzes der allgemeinen Versorgung liegenden Grundstücke, ferner das Anbringen von Leitungsträgern und sonstigen Einrichtungen sowie erforderliche Schutzmaßnahmen unentgeltlich zuzulassen haben (Absatz 1) sowie die Regelung über

die Mess- und Steuereinrichtungen in § 22 NAV. Geregelt ist bislang in § 12 NAV nur das „Anbringen und Verlegen von Leitungen zur Zu- und Fortleitung von Elektrizität“. § 22 NAV betrifft Zählerplätze sowie den Anbringungs-/Aufstellungsort von intelligenten Messsystemen. Diese Bestimmung müsste dahingehend ergänzt werden, dass auch das Einbringen der zum Management der Verbrauchsanlagen erforderlichen Hardware (Energiemanagementsystem, Steuereinheit) durch den Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer zu dulden ist. Eine Unzumutbarkeitsschwelle wie in § 12 Absatz 1, eine Informationspflicht gegenüber dem Anschlussnehmer (rechtzeitig, Art und Umfang) wie in § 12 Absatz 2 NAV und das Recht des Grundstückseigentümers auf Verlegung bei Unzumutbarkeit der bisherigen Anbringung (vgl. § 12 Absatz 3 NAV) sind entsprechend vorzusehen.

Soweit Anschlussnehmer und Anschlussnutzer nicht identisch sind, bleibt der Anschlussnehmer Normadressat für alle Fragen des Netzanschlusses. Anpassungen am Netzanschluss und Netzanschlussvertrag können nur zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer vereinbart werden. Will ein Anschlussnutzer hier Veränderungen erwirken, muss er dies zunächst im Innenverhältnis mit dem Anschlussnehmer klären und anschließend die entsprechende Anpassung im Verhältnis Anschlussnehmer und Netzbetreiber veranlassen. Betroffen von dieser Problematik sind vor allem Gebäude mit mehreren Wohnungen oder Gewerbeeinheiten und sonstige Wohn-/Gewerbeanlagen mit Gemeinschaftsanlagen. Zusätzlicher Regelungsbedarf entsteht, wenn das Gebäude oder die Wohn-/Gewerbeanlage nicht in einem einheitlichen Eigentum steht, sondern unterschiedliche Teileigentümer hat. Bei Gebäuden mit mehreren Nutzern kann das Problem auftauchen, dass die gesamte Netzanschlussleistung des Gebäudekomplexes eine geringere Netzanschlussleistung aufweist als die Summe der Einzelnutzer. Hier sind in der weiteren Diskussion um die Umsetzung noch Regelungen zu finden

Insbesondere im Bereich der Ladeeinrichtungen sind neben vertraglichen Anpassungen auch regelmäßig bauliche Veränderungen auf dem Grundstück bzw. im Gebäude sowie den dort vorhandenen elektrischen Anlagen erforderlich. Gleiches gilt auch für andere flexible Verbrauchseinrichtungen, insbesondere, wenn die für die Steuerung erforderlichen IKT-Leitungen nicht vorhanden sind. Auch kann es sein, dass die vorhandenen elektrischen Anlagen in Gebäudekomplexen, z. B. zentrale Zäblerschränke u. ä. veraltet sind und nur schwierig bzw. mit unverhältnismäßigem Aufwand um moderne Mess- und Steuereinrichtungen ergänzt werden können. Der Eigentümer des Gebäudes und damit auch der elektrischen Anlagen hat häufig eine andere Interessenlage als der Nutzer oder der Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber. Um eine reibungslose Umsetzung dieser Maßnahmen sicherzustellen, müssen die Rechte und Pflichten aller Beteiligten festgelegt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch eine Pflicht zur Erneuerung veralteter elektrischer Anlagen durch den Eigentümer erwogen werden, wenn diese nicht mehr mit vertretbarem Aufwand mit der modernen Technik ertüchtigt werden können. Inwieweit hier gesetzliche Vorgaben erforderlich sind und in welchem Rechtsbereich diese geregelt werden, z. B. Mietrecht oder Energierrecht, ist bei der Diskussion um die weitere Umsetzung der hier erarbeiteten Vorschläge zu klären.

7.1.4 Keine Mogeleyen: Meldepflicht von steuerbaren, flexiblen Lasten

Einhergehend mit der Pflicht zur Teilnahme am netzorientierten Management von flexiblen Lasten sollte auch die Pflicht zur Anmeldung solcher Anlagen rechtlich verankert werden. Diese Pflicht sollte als generelle Anmeldepflicht ohne gesetzlich festgelegte Leistungsmindstgrenze alle steuerbaren Anlagen erfassen und nicht nur, wie etwa der FNN dies bislang vorsieht, solche ab 4,6 kVA.⁴⁶ Eine generelle

⁴⁶ VDE: Volle Fahrt voraus: VDE|FNN regelt Anschluss und Betrieb von Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge im Niederspannungsnetz, <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/fnn-ladeeinrichtungen-elektrofahrzeuge>, 2017.

Meldepflicht gegenüber dem örtlichen Verteilnetzbetreiber verschafft dem Verteilnetzbetreiber den notwendigen Überblick über die sich in seinem Netzgebiet befindlichen, steuerbaren Letztverbraucher. Ohne diese Angabe würde ihm eine netzorientierte Steuerung bei der erwarteten künftigen Zunahme flexibler Lasten nicht möglich sein. Inwieweit eine Bagatellgrenze für die Anmeldung flexibler Lasten eingeführt wird, sollte im weiteren Verlauf der Umsetzung des Instruments der Spitzenglättung noch diskutiert werden. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass im Zuge der technologischen Entwicklung im Bereich des IoT, wie oben bereits erwähnt, zukünftig u. U. immer kleinere Lasten extern gesteuert werden können und so mit hoher Gleichzeitigkeit im Stromsystem wirken könnten.

Ob zusätzlich eine generelle Meldepflicht flexibler Lasten gegenüber der BNetzA als erforderlich angesehen wird, ist fraglich. Für öffentlich zugängliche Ladepunkte mit einer Leistung von über 3,7 kW existiert eine solche Pflicht bereits in § 5 der Ladesäulenverordnung (LSV). Nach § 2 Ziffer 9 LSV ist ein Ladepunkt öffentlich zugänglich, der sich „entweder im öffentlichen Straßenraum oder auf privatem Grund befindet, sofern der zum Ladepunkt gehörende Parkplatz von einem unbestimmten oder nur nach allgemeinen Merkmalen bestimmbar Personenkreis tatsächlich befahren werden kann“. Für gesteuertes Laden eignen sich – wie ausgeführt – nur solche öffentlich zugänglichen Ladepunkte, deren Nutzung mit längeren Standzeiten einhergeht (z. B. Bahnhof- und Flughafenparkplatz, „Laternen-Parkplatz“). Die intelligente Steuerung nach § 14a EnWG zielt jedoch vorwiegend auf solche Ladeeinrichtungen, die sich im privaten Bereich (Wohnung, Ein-/ Mehrfamilienhäuser, Unternehmen) mit längeren Standzeiten der Elektrofahrzeuge befinden. Diese werden von der bisherigen Meldepflicht nicht erfasst. Eine Notwendigkeit für eine über § 5 LSV hinausgehende Meldepflicht für alle rein privaten Ladepunkte (zu Hause, beim Arbeitgeber), um gesteuertes Laden möglich zu machen, wird letztlich nicht gesehen.

Bezüglich Wärmepumpen, Stromspeichern, Durchlauferhitzern und Nachtspeicheröfen gibt es eine vergleichbare Meldepflicht wie für Ladeeinrichtungen nicht.

Hinsichtlich der Ausgestaltung (Form, Fristen etc.) der Meldepflicht gegenüber dem Verteilnetzbetreiber ist es sinnvoll, die Regelungen für EEG-Anlagen analog für die steuerbaren Lasten vorzusehen (dazu sogleich).

Umfang der Meldepflicht

Aus den genannten Gründen wird geraten, eine generelle Anmeldepflicht aller steuerbaren Anlagen gegenüber den Verteilnetzbetreibern vorzusehen. Es müsste zugleich in einer auf § 14a EnWG beruhenden Rechtsverordnung definiert werden, welche Anlage als „steuerbar“ von dem Gesetzgeber angesehen werden (s. dazu die Ausführungen zu den Anregungen einer Definition der „flexiblen Verbrauchseinrichtung“). Entsprechend der Regelung in § 74a Absatz 1 EEG 2017 ließe sich eine Pflicht für Letztverbraucher, die steuerbare Anlagen betreiben, vorsehen, wonach sie dem zuständigen Verteilnetzbetreiber folgende Angaben zu übermitteln haben:

- dass eine/mehrere steuerbare/flexible Anlagen betrieben wird
- die Art der Anlage (Ladeeinrichtung, Wärmepumpe, Speicher etc. – zu überdenken ist hier noch, wie mit Nachtspeicheröfen verfahren werden soll)
- die installierte Leistung der jeweiligen Verbrauchsanlagen in kW (z. B. 3,7 oder 11 kW-Ladepunkt)

Meldefrist

Bezüglich der Meldung beim Verteilnetzbetreiber gibt es für EEG-Anlagen bislang keine einheitlichen Vorgaben zur Form, welche als äquivalent herangezogen werden könnten. Vielmehr ergeben sich diese jeweils aus den Anforderungen des örtlich zuständigen Verteilnetzbetreibers, die oft der Unternehmens-Homepage zu entnehmen sind. Anders als in § 74a EEG 2017, in denen die Meldungen beim Netzbetreiber und der Bundesnetzagentur einheitlich zu einem bestimmten Stichtag abzugeben sind (28. Februar des Folgejahres),⁴⁷ wird angeregt, eine entsprechende Regelung, wie sie in § 5 Absatz 1 LSV bzgl. der Meldung gegenüber der BNetzA vorgesehen ist, zu übernehmen. Danach ist der „Aufbau und die Außerbetriebnahme von Ladepunkten schriftlich oder elektronisch anzuzeigen. Die Anzeige soll erfolgen:

1. mindestens vier Wochen vor dem geplanten Beginn des Aufbaus von Ladepunkten oder
2. unverzüglich nach Außerbetriebnahme von Ladepunkten“.

Entsprechendes ließe sich auf Wärmepumpen und Stromspeicher übertragen. Eine solche einheitliche Frist würde Klarheit im Rechtsrahmen schaffen und verhindern, dass jeder Verteilnetzbetreiber örtlich seine eigenen Fristen setzt. Gerade für überregional tätige Unternehmen würde eine solche Einheitlichkeit der Fristen eine Erleichterung bringen.

Hinsichtlich des Bestandes von flexiblen Anlagen lässt sich an eine entsprechende Regelung hinsichtlich der Mitteilung gegenüber dem örtlichen Verteilnetzbetreiber denken, wie sie § 5 Absatz 3 LSV gegenüber der BNetzA vorsieht („Betreiber von Schnellladepunkten, welche vor Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen worden sind, haben der Regulierungsbehörde den Betrieb anzuzeigen“). Diese Mitteilungspflicht sollte generell für alle Ladepunkte – AC (Alternating Current (Wechselstrom)), DC (Direct Current (Gleichstrom)) – unabhängig von der Leistung und unabhängig davon, ob es sich um einen privaten oder öffentlich zugänglichen Ladepunkt handelt, gelten. Auch hier sollten wiederum entsprechende Regelungen für die anderen flexiblen Anlagen getroffen werden. Eine Sonderregelung nur für Ladepunkte wird nicht als sinnvoll erachtet.

Bekanntlich verringert sich der Anreiz zur Einhaltung von Pflichten, wenn nicht irgendeine Konsequenz mit ihrer Nichteinhaltung verbunden wird. Zu bedenken ist daher, welche Sanktionen Verbraucher zu befürchten haben, wenn sie ihrer Mitteilungspflicht nicht oder nicht rechtzeitig nachkommen. Im EEG gilt, dass bei Anlagenbetreibern, die die Mitteilungspflichten nicht rechtzeitig erfüllen, die ausgezahlte EEG-Vergütung um 20 % reduziert wird. Bei nachhaltig fehlender Anmeldung kann sogar die volle EEG-Vergütung gestrichen werden, wenn der Termin „28. Februar des Folgejahres“ nicht eingehalten wird. Da § 14a EnWG den „Hebel“ reduziertes Netzentgelt nennt, ließe sich als Sanktion bei Nichteinhaltung der Meldefrist (ggf. mit einem zeitlichen Puffer von z. B. vier Wochen) regeln, dass die eigentlich vorgesehene Reduktion geringer ausfällt oder ganz entfällt.

7.1.5 Die Kosten werden gerecht verteilt: Netzentgelte und Netzentgeltkalkulation

Das Instrument der Spitzenglättung ist neben den oben beschriebenen Anpassungen in den Rechten und Pflichten der Marktakteure auch mit einer Anpassung des Netzentgeltsystems verbunden. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen Anpassungen von Einmalzahlungen für Baukostenzuschüsse bzgl. der Netzanschlussleistung und den laufenden Netzentgelten. Anpassungsbedarf besteht auch hinsichtlich

⁴⁷ Wobei Meldungen mit der gesetzlichen Frist 28. Februar, die bis zum 31. März 2017 eingehen, nicht als verspätet angesehen und entsprechend bearbeitet werden.

der Kostenwälzung zwischen den Netzebenen und vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sowie der Ermittlung der kalkulatorischen Kosten und deren Behandlung in der Anreizregulierung.

Bei der Netzanschlussleistung wird im Modell der Spitzenglättung zwischen unbedingter und bedingter Netzkapazität unterschieden. Diese unterschiedlichen Qualitäten der Netzanschlussleistung sollten auch hinsichtlich der Höhe der zu zahlenden Baukostenzuschüsse differenziert werden. Während unbedingte Netzanschlusskapazität in ähnlicher Höhe wie bisher bepreist werden sollte, sollte bedingte Netzanschlusskapazität deutlich niedriger bepreist werden. Ein völliger Verzicht auf eine BKZ-Zahlung auch für bedingte Netzanschlusskapazität ist nicht empfehlenswert, da dann der Anreiz für einen sparsamen Umgang mit dieser Kapazität wegfiel. Da auch im Bereich der Standard-Hausanschlüsse nunmehr unterschiedliche Kapazitätsbedarfe auftreten dürften, sollten hier Baukostenzuschüsse wiedereingeführt werden. Die neuen Regelungen zur Erhebung und Berechnung von Baukostenzuschüssen erfordern eine Anpassung der StromNEV, der StromNZV und ggf. NAV.

Das Modell der Spitzenglättung sieht vor, dass zukünftig auch bei der laufenden Netznutzung zwischen unbedingter und bedingter Netznutzung unterschieden wird und dass zunehmend Elemente einer Leistungsbestellung anstelle einer reinen Ex-post-Leistungsmessung vorgesehen werden. Im Bereich der unflexiblen und teilflexiblen Kleinkunden ist für den unflexiblen Verbrauchsanteil der gestaffelte Leistungs- bzw. Grundpreis sowie Arbeitspreis in der StromNEV zu verankern. Hierbei ist auch zu regeln, dass eine kurzzeitige Überschreitung der unbedingten Netzanschlusskapazität aus dem Netzanschlussverhältnis für die unflexiblen Anteile des Verbrauchs von unflexiblen und teilflexiblen Kunden toleriert wird, solange sie einen Verbrauchswert von z. B. 6.000 kWh/a nicht überschreiten. Oberhalb von 6.000 kWh/a, d. h. bei den Pflichteinbaufällen für iMSys, könnte dann eine Abrechnung nach tatsächlicher gemessener Leistung erfolgen. Gegebenenfalls können auch andere Schwellwerte für einen Übergang zur Abrechnung nach gemessener Leistung festgelegt werden.

Um eine angemessene Beteiligung der Eigenerzeuger an den Netzkosten zu gewährleisten, ist bei den Kleinkunden neben der aus dem Netz entnommenen Arbeit auch die Eigenerzeugung bei der Bemessung des Leistungs- bzw. Grundpreises zu berücksichtigen. Dies kann durch eine Pauschale in Abhängigkeit von der installierten Leistung der Eigenerzeugung (bei Kleinkunden in der Regel PV) oder durch eine explizite Messung der Eigenerzeugung geschehen. Der Arbeitspreis kann entweder wie bisher ausschließlich auf die Entnahme aus dem Netz bezogen werden oder ebenfalls auch auf die Summe aus Netzentnahme und Eigenerzeugung angewandt werden. Für den flexiblen Anteil des Verbrauchs ist eine Bestellung bedingter Leistung erforderlich. Die Notwendigkeit einer Leistungsbestellung ist ggf. auch in der StromNZV zu verankern. Eine Überschreitung der bedingten Bestellleistung insbesondere in Zeiten einer netzbedingten Leistungseinschränkung sollte pönalisiert werden, sofern nicht ergänzend oder alternativ eine Zwangsabschaltung erfolgt.

Für die vollflexiblen Kunden ist die Bestellung der unbedingten und bedingten Bestellleistung in der StromNZV sowie die entsprechenden Arbeitspreise in der StromNEV zu verankern. Eine gesonderte Berücksichtigung der Eigenerzeugung ist bei der unbedingten Bestellleistung nicht erforderlich und auch nicht sachgerecht. Der Kunde ist beim Wahltarif der vollen Flexibilität in der Pflicht, eine für ihn ausreichende Leistungsbestellung vorzunehmen. Wenn der vollflexible Kunde die Bestellleistung überschreitet, sollte er analog zum teilflexiblen Kunden insbesondere in Zeiten einer netzbedingten Leistungseinschränkung pönalisiert werden, sofern nicht ergänzend oder alternativ eine Zwangsabschaltung erfolgt.

Die bedingte Netznutzung für leistungsgemessene Kunden muss ebenfalls in der StromNEV und StromNZV verankert werden. Die Regelungen können grundsätzlich analog zu den Regelungen für Kleinkunden ausgestaltet werden. Wie in Abschnitt 6.1 dargestellt sind hier zwei grundsätzliche

Ausgestaltungsmöglichkeiten für unflexible und teilflexible Kunden denkbar: Entweder wird für den unflexiblen Teil des Verbrauchs wie bisher auf die gemessene Leistung abgestellt und ex post abgerechnet oder es wird insgesamt auf ein Bestelleistungssystem umgestellt. Für den flexiblen Teil des Verbrauchs muss in jedem Fall eine Leistungsbestellung eingeführt werden. Für vollflexible Großkunden können die Regelungen aus dem Kleinkundenbereich weitgehend übernommen werden. Lediglich das Kriterium für die netzorientierte Begrenzung der bedingten Leistung sollte auf die Betriebsmittelverfügbarkeit und nicht die aktuelle Netzbelastung ausgerichtet sein.

Im Rahmen der StromNZV ist auch zu verankern, dass die notwendigen technischen Vorkehrungen für die Umsetzung der bedingten Netznutzung in den zugehörigen technischen Regelwerken festgelegt werden.

Die Einführung einer bedingten Netznutzung hat auch Auswirkungen auf die Kostenwälzung zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern sowie den verschiedenen Netzebenen innerhalb eines Netzbetreibers. Hintergrund ist der Umstand, dass die unbedingte und bedingte Leistungsbereitstellung gegenüber den Netzkunden auf die vorgelagerten Netze durchschlägt. Die Regelungen in der StromNEV sind dementsprechend anzupassen.

Die Einräumung von bedingten Netzkapazitäten insbesondere in der Mittel- und Hochspannungsebene kann im Übrigen auch Absprachen zwischen vor- und nachgelagerten Netzbetreibern erforderlich machen. Vor diesem Hintergrund sind die StromNZV und nachgelagert die individuellen Netzanschlussverträge ebenfalls entsprechend anzupassen.

Für die Implementierung einer Netzzustandsüberwachung sind in verstärktem Maße innovative IKT-Komponenten in die Netze einzubauen. Hiermit untrennbar verbunden sind Verschiebungen in der Betriebsmittelstruktur und voraussichtlich erhöhte Aufwendungen für Wartung/Instandhaltung und ggf. vorzeitigen Ersatz dieser Betriebsmittel. Auch sind höhere Betriebskosten für die Nutzung von IKT-Netzen Dritter zu erwarten. Hinzu kommt, dass die IKT-Komponenten und -Netze für die Netzzustandsüberwachung in nennenswertem Umfang gleichzeitig für den Messstellenbetrieb genutzt werden, was zwar Synergien bringt, aber auch die Notwendigkeit der Aufteilung dieser Kosten auf die verschiedenen Nutzungen beinhaltet. Im Rahmen der Umsetzung ist daher zu diskutieren, inwieweit eine Anpassung der Regelungen für die Netzkostenkalkulation erforderlich ist und inwieweit hierzu die StromNEV oder ARegV angepasst werden sollten oder es ausreichend ist, dies in Festlegungen der BNetzA zu regeln.

7.1.6 Transparente Abrechnung: Nicht immer sind separate Zähler nötig

In § 14a EnWG ist bislang vorgesehen, dass die steuerbare, flexible Verbrauchseinrichtung über einen separaten Zählpunkt verfügen muss.⁴⁸ Das Erfordernis eines separaten Zählpunkts dürfte i. d. R. bedeuten, dass dort ein eigenes metrologisches Gerät (Zähler) sowie ggf. eine dazu gehörige Kommunikationseinheit verbaut ist. Dass zwingend ein separater Zählpunkt vorzuhalten ist, ist zunächst einmal verständlich, denn es führt dazu, dass die fragliche steuerbare Verbrauchseinrichtung aus Sicht des elektrischen Gesamtsystems sichtbar ist bzw. gemessen werden kann. Dabei ist davon

⁴⁸ Zählpunkt ist in der Energiewirtschaft die Bezeichnung für den Punkt, an dem Versorgungsleistungen durch Energielieferanten an Verbraucher geleistet werden. Seit dem 01. Februar 2018 wurde zur Vereinfachung und Standardisierung der Marktkommunikation ein neues Bezeichnungssystem aus Marktlokations-ID (MaLo-ID) und Messlokation (MeLo) eingeführt. Die MaLo-ID bezeichnet den Punkt im Netz, an dem der Strom entnommen oder eingespeist wird. Die „Messlokation“ ist hingegen der Ort der tatsächlichen, physikalischen Strommessung und liefert die Messwerte zum innerhalb der Marktlokation erzeugten bzw. verbrauchten Strom. Der hier noch entsprechend der Formulierung des §14a EnWG verwendete Begriff „Zählpunkt“ entspricht inhaltlich dem neuen Begriff „Messlokation“.

auszugehen, dass mit der Formulierung „separat“ gemeint war, dass es sich um einen physischen Zählpunkt (ggf. auch Unterzähler) zu handeln habe. Für diese Interpretation spricht, dass bei Vorhandensein eines physischen Zählpunkts davon auszugehen ist, dass die Menge des Stroms, die durch die steuerbare Verbrauchseinrichtung allein verbraucht worden ist, eindeutig bestimmbar ist. Mit dem MsbG hat der Gesetzgeber mit der Messstelle, welche „die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs-, und Kommunikationseinrichtungen (...) zur sicheren Anbindung von (...) steuerbaren Lasten an Zählpunkten eines Anschlussnutzers“ umfasst⁴⁹, einen neuen Begriff eingeführt, der klarstellt, dass die Verbrauchsanlage nach § 14a EnWG in der Regel nur einen Teil einer größeren und ggf. auch komplexeren elektrischen Anlage ist, wobei sich deren einzelne Teilsysteme ggf. durch Zählpunkte differenzieren lassen. Mit auf die im MsbG angelegte Entwicklung hin zu „intelligenten Messsystemen“ ist diese Sichtweise grundsätzlich verständlich.

In einem zukünftigen Kundensystem werden smartere Instrumente als die heutige Rundsteuerung die Steuerungsfunktion der hinter dem Netzanschlusspunkt liegenden Verbrauchsanlagen (Ladepunkt für Elektromobile, Wärmepumpen, Speicher-Anlagen) übernehmen. Dass in diesem Falle neben den bis dahin voraussichtlich verbauten intelligenten Messsystemen zwingend jede einzelne Verbrauchsanlage über einen separaten Zähler verfügen muss (so war es möglicherweise seitens des Gesetzgebers nie gemeint) wird hier nicht gesehen.

Unterscheidet man – wie hier vertreten – zwischen

- Kunden mit unflexiblen Anlagen,
- Kunden, die überwiegend unflexibel sind, aber einzelne steuerbare Anlagen haben und
- Kunden, deren Anlagen insgesamt steuerbar sind,

wird man zumindest für die zweite Kundenfallgruppe zwei separate Zählpunkte als erforderlich ansehen müssen. Mit zu berücksichtigen dabei ist der Umstand, dass für Abrechnungszwecke ggf. der Verbrauch und die Leistung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen separat erfasst werden muss. Dies ist u. U. erforderlich, um bei den teilflexiblen Kunden die Zuweisung des gestaffelten Leistungs- bzw. Grundpreises nur auf den unflexiblen Teil des Verbrauchs zu beziehen. Insbesondere im Bereich der Abgaben und Umlagen besteht der Bedarf einer separaten Erfassung des flexiblen Verbrauchs, wenn z. B. die niedrigere Konzessionsabgabe für Schwachlasttarife oder Sonderkunden für den flexiblen Verbrauch in Anspruch genommen werden soll.

Es wird daher angeregt, die bisherige Formulierung in § 14a EnWG so anzupassen, dass nicht zwingend ein separater Zählpunkt je Verbrauchsanlage gefordert wird, sondern nur dort, wo dies technisch zur Durchführung der steuernden Managementhandlungen zum Zwecke der Spitzenglättung erforderlich ist. Werden sämtliche hinter dem Netzanschlusspunkt gelegenen Verbrauchsanlagen eines Kunden gemanagt, dürfte nach den jetzigen Erkenntnissen der Einsatz eines Zählpunktes für alle Verbrauchsanlagen genügen.

7.1.7 Spätere Erweiterung möglich: Ausweitung §14a EnWG auf Einspeisung und Zuschaltung von Lasten

Keine Beschränkung auf die Niederspannungsebene

In § 14a EnWG wird bislang der Anwendungsbereich explizit auf die Niederspannungsebene begrenzt. Wie oben bereits erläutert wurde, macht es Sinn, die Option einer bedingten Netznutzung auch auf die

⁴⁹ Vgl. § 3 Nr. 10 MsbG.

Mittel- und Hochspannungsebene auszudehnen. Hierdurch würde die Möglichkeiten der marktlichen Nutzung des großen Potenzials der gewerblichen und industriellen Flexibilität durch einen deutlich geringeren Leistungspreis für die bedingte Netzkapazität erheblich verbessert. Allerdings ist hier als Kriterium für die netzorientierte Leistungsbeschränkung von flexiblen Lasten auf die Betriebsmittelverfügbarkeit abzustellen: Im (n-0)-Fall, d. h. bei Verfügbarkeit aller Betriebsmittel kann die ungesicherte Netzkapazität von flexiblen Verbrauchern genutzt werden, ohne dass hierfür Netzausbau erforderlich ist. Hierfür müsste neben der StromNEV und StromNZV auch § 14a EnWG entsprechend angepasst werden.

Ausdehnung auf Überlastung durch Erzeugungsanlagen

Diese Studie befasst sich schwerpunktmäßig mit dem Management von Netzüberlastungen, die durch flexible Verbraucher verursacht werden. Hierzu wurde das oben erläuterte Instrument der Spitzenglättung entwickelt und dargestellt. Eine rein „lastbegrenzende“ Netzsteuerung kann allerdings dort zu kurz greifen, wo ein Elektrizitätssystem durch massive dezentrale Einspeisungen gekennzeichnet ist. Derartige erzeugungsbedingte Netzengpässe und der hierdurch ausgelöste Netzausbaubedarf sowohl im Übertragungs- als auch Verteilnetz stellen eine erhebliche Herausforderung dar und sind seit langem Bestandteil der öffentlichen Debatte. Mit der sog. Spitzenkappung bzw. 3-Prozent-Regel, welche im Rahmen des Strommarktgesetzes in § 11 Abs. 2 EnWG eingefügt worden ist und welche den VNB erlaubt, Erzeugungsanlagen nach dem EEG zu „kappen“, hat der Gesetzgeber diesem Umstand Rechnung gezollt.⁵⁰ Diese Regelungen haben sich grundsätzlich als tauglich gezeigt, insofern besteht hier unmittelbar kein dringender Handlungsbedarf. Zu prüfen wäre allerdings, inwieweit hier noch Optimierungspotenzial besteht.

Erzeugungsbedingte Netzengpässe im Verteilnetz können durch zwei Arten von netzorientierten Steuerungsmaßnahmen gemanagt werden: Entweder wird die Einspeisung reduziert oder es wird zusätzliche Last in örtlicher Nähe zur dezentralen Einspeisung aktiviert (sog. Zuschaltung).

Öffentlich diskutiert wird in diesem Zusammenhang die Beteiligung von EE-Anlagen an den Netzkosten über Baukostenzuschüsse, zumindest in Verteilnetzgebieten mit EE-bedingten Netzengpässen. Über regional differenzierte Einmalzahlungen wie Baukostenzuschüsse könnten Allokationssignale für neue EE-Anlagen gesetzt werden, sich verstärkt auch in Regionen anzusiedeln, die seitens des Energiedargebots zwar nicht optimal gelegen sind, aber netzseitig erheblich günstiger sind. Auch könnten über die BKZ der EE-Anlagen die Netzentgelte der Verbraucher in Gebieten mit hoher EE-Einspeisung entlastet werden. Laufende Netzentgelte für Einspeiser werden in der öffentlichen Diskussion generell sowohl in der Form von Arbeits- als auch Leistungspreisen abgelehnt, da hierdurch unmittelbar in die Einsatzreihenfolge der Anlagen eingegriffen wird und eine erhebliches Diskriminierungspotenzial besteht. Denkbar wäre es auch, in Anlehnung an den in dieser Studie entwickelten Ansatz der bedingten Netznutzung für Verbraucher, zukünftig differenzierte Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen in Abhängigkeit einer unbedingten oder einer bedingten Einspeisemöglichkeit zu erheben.

Die Aktivierung zusätzlicher Last zur Abmilderung von Netzengpässen könnte über die in Abbildung 8, Abschnitt 3.3.1 erwähnten Instrumente der Lastflusszusage oder des Lastflussangebotes organisiert werden. Hierbei erhält der zu aktivierende Verbraucher eine Anreizzahlung, wenn er in einer EE-bedingten Netzengpasssituation durch Lasterhöhung den Engpass verringert und so die alternativ

⁵⁰ Die in das EEG eingefügten Regelungen der §§ 20, 20a adressieren alle mehr oder weniger die hier geschilderte Problematik. Orientiert man den Netzausbau an der möglichen Spitzenlast einer PV-Anlage, auch wenn diese selten erreicht wird, so muss mehr ausgebaut werden, als wenn der Bedarf sich nur an einer häufig tatsächlich erreichten Last (etwa 80 % am Netzverknüpfungspunkt) orientiert.

notwendige Abregelung der Einspeiseanlage vermeidet. Bei einer Lastflusszusage würde sich der Verbraucher verpflichten, für einen vertraglich vereinbarten längeren Zeitraum, z. B. zwei Jahre auf Abruf zuverlässig zusätzliche Last zu aktivieren. Hierbei könnte der Netzengpass im Voraus kalkulierbar verlässlich verringert werden und dadurch eine Abregelung der Einspeisung planbar verringert werden. Bei einem Lastflussangebot wird die Lasterhöhung nur fallweise zugesichert, d. h., der Netzbetreiber muss weiterhin ergänzend jederzeit auf die Abregelung der Einspeiseanlage zurückgreifen können. Allerdings ließe sich auch durch ein Lastflussangebot der Umfang der Abregelung von Einspeiseanlagen verringern.

Inwieweit das in dieser Studie erarbeitete Instrument der Spitzenglättung um regional und nach unbedingter bzw. bedingter Netznutzung differenzierte Baukostenzuschüsse oder die Instrumente Lastflusszusage bzw. Lastflussangebot ergänzt werden sollte, wird im Rahmen der für die Folgejahre vorgesehenen Aktualisierungsgutachten nochmals untersucht.

7.2 Keine unzumutbaren Härten: Die Übergangsregelungen

Die Notwendigkeit von Übergangsregelungen ergibt sich aus mehreren Gesichtspunkten. Zum einen müssen bestehende Anlagen, die auf Basis der gesetzlichen Definition als flexible Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannungsebene gelten, zukünftig verpflichtend an der Spitzenglättung teilnehmen. Zum anderen ist nicht auszuschließen, dass Kunden mit Standard-Hausanschlüssen für ihre unflexiblen Verbrauchseinrichtungen schon jetzt eine höhere unbedingte Netzanschlussleistung benötigen, als ihnen durch die Standard-Regelung zugeordnet wird. Indirekt betroffen sind die Lieferanten oder sonstige Dienstleister von Endkunden, die zukünftig am netzorientierten Management teilnehmen werden. Für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und andere Akteure werden mit dem Instrument der Spitzenglättung vor allem zukünftig wirkende Veränderungen ausgelöst. Hier ist daher im Wesentlichen ausreichend Zeit für die Implementierung der neuen Regeln einzuräumen, bestehende Anlagen und Einrichtungen stellen kein nennenswertes Problem dar. Im Folgenden werden Vorschläge für Übergangsregelungen für die verschiedenen Gruppen von Betroffenen vorgestellt. Die Länge einer Übergangsfrist hängt von der einhergehenden Tiefe des Eingriffs ab und sollte wie die Implementierungsfristen Gegenstand der Diskussion über die Umsetzung werden.

Endkunden

Bei bestehenden Netzanschlüssen sind Übergangsregelungen für Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen und Speicher erforderlich. Diese sind von ihren physikalischen Eigenschaften her flexible Lasten und können grundsätzlich netzorientiert eingesetzt werden. Sie sollen zukünftig verpflichtend an der Spitzenglättung teilnehmen. Allerdings sind die Steuereinrichtungen und Regler dieser Anlagen bislang in der Mehrzahl der Fälle nicht für einen kurzfristig umzusetzenden Eingriff des Netzbetreibers konzipiert – eine Nach- bzw. Umrüstung ist erforderlich. Hierfür ist eine angemessene Übergangsfrist zu gewähren.

Bei den betroffenen Endkunden kann für die Dauer der Übergangsfrist der neue reduzierte Leistungspreis für bedingte Netznutzung angewandt werden, auch wenn die Bestandsanlagen noch nicht ertüchtigt wurden. Im Gegenzug müsste der Endkunde die bedingte Leistung für die flexiblen Verbrauchseinrichtungen sofort bestellen. Nach Ablauf der Übergangsphase müssen die Anlagen entsprechend ertüchtigt sein, sodass der Netzbetreiber steuernd eingreifen kann. Sollten die Anlagen zu einem früheren Zeitpunkt ertüchtigt sein, der Netzbetreiber aber von seinem Eingriffsrecht keinen Gebrauch machen, so wird dies entsprechend durch die Anwendung des neuen Leistungspreises nicht

zum Nachteil der Endkunden reichen. Sollte die Anlage nicht nach Ablauf der Übergangsphase umgerüstet sein, so muss der Endkunde schließlich die volle Leistung als unbedingte Leistung bezahlen. Es ist zudem zu prüfen, ob dieser Kunde auch einen Baukostenzuschuss zu entrichten hat, da schließlich für diesen Kunden und dessen Verbrauchseinrichtungen nun eine Veränderung der Vorhaltung der Kapazität erfolgen muss. Aus Sicht der Gutachter erscheint eine Übergangsfrist von fünf Jahren für die technische Nach- und Umrüstung von Bestandsanlagen angemessen.

Die wenigen Kunden, die mit ihren unflexiblen Verbrauchseinrichtungen mehr als 5 kW benötigen (beispielsweise ein Kunde mit Durchlauferhitzer), werden mit möglichst geringen Auswirkungen in das neue System überführt. Eine Orientierung des abrechnungsrelevanten unbedingten Leistungsanteils an der verbrauchten Jahresenergiemenge erscheint zweckdienlich, um eine unverhältnismäßige Belastung der Kunden aufgrund der hohen (jedoch kurzfristigen, durchmischten und somit für das Netz nicht kritischen) Leistungsspitzen zu verhindern. Hierin ist keine besondere Härte zu erkennen, solange nicht durch die Parametrierung des NNE-Systems zu hohe NNE-Sprünge auftreten. Gegebenenfalls kann man auch das System der Leistungszuweisung über die Jahresverbrauchsmenge des unflexiblen Teils auf 6.000 kWh/a (oder einen höheren Wert) begrenzen und darüber zwingend eine Abrechnung nach der tatsächlichen Leistungsanspruchnahme vorsehen (evtl. auch erst nach einer Übergangsfrist). Ein iMSys muss ja langfristig in diesen Fällen ohnehin eingebaut werden.

Auch bei Kunden, die bereits mit ihren unflexiblen Verbrauchseinrichtungen die Anschlusskapazität von 5 kW überschreiten, wird anstelle eines sofortigen BKZ eine Kulanzregelung eingeführt. Die Kulanzregelung könnte sich z. B. darauf beziehen, dass gezahlte laufende Entgelte nach definierten Regeln innerhalb von 5 Jahren nach Einführung des neuen Netzentgeltsystems auf den zu zahlenden BKZ angerechnet werden. Der Bestandskunde kann dann sozusagen über 5 Jahre mit seinen laufenden Netzentgeltzahlungen die BKZ ansparen, indem laufende Zahlungen für Leistungen über 5 kW über 5 Jahre kumuliert werden und dann auf den BKZ angerechnet werden. Will der Kunde dann nach 5 Jahren eine unbedingte Leistung über 5 kW nutzen, würde der BKZ grundsätzlich fällig, laufende Leistungsentgelte über 5 kW bis dahin würden aber den BKZ mindern. Die Bemessung des Baukostenzuschusses müsste auf Basis der tatsächlichen Leistung erfolgen. Weitere Entgeltmodelle für die Übergangsphase sind denkbar und können im Rahmen der Konsultation in der Branche diskutiert werden.

Neben den klassischen und teilflexiblen Endkunden sei der Vollständigkeit halber noch die Erforderlichkeit einer Übergangsregelung für bereits bestehende Sonderfälle, beschrieben durch den § 19 StromNEV, angerissen. Kunden mit atypischer Netznutzung nutzen bereits Flexibilitätsoptionen und verlagern die Höchstlast bereits. Die neuen vorgeschlagenen Regelungen sind für diese Kunden vorteilhafter. Ebenso sind keine weiteren Ertüchtigungen erforderlich und daher erscheint eine Übergangsphase nicht erforderlich.

Netznutzer, deren Verbrauchsverhalten durch § 19 Absatz 2 Satz 2 StromNEV beschrieben wird, konnten bislang keine Flexibilitäten nutzen. Wenn diese Kunden die Regelungen für bedingte Netznutzung – hier sind wohl lediglich Mittel- und Hochspannungsregelungen einschlägig – nutzen wollen, müssen sie die technischen Voraussetzungen erfüllen. Es ist kein Bedarf für eine besondere Übergangsregelung zu erkennen.

Bei den Betreibern von Speichern, die durch § 19 Absatz 4 StromNEV erfasst werden, kann möglicherweise eine kürzere Übergangsphase als bei Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen bestimmt werden. Es ist zu vermuten, dass diese Anlagen ohnehin auf den Fernzugriff ausgelegt sind und vergleichbare Umrüstungszeiträume somit nicht anfallen dürften.

Lieferanten

Wie in Abschnitt 6.2.2 ausgeführt, hat das vorgeschlagene Modell Einfluss auf das Belieferungsmodell (Reststromlieferung oder Vollversorgung) und die Preisstellung für den unbeeinflussten Verbrauch. Die Auswirkungen eines steuernden netzdienlichen Eingriffs zur Vermeidung von Netzengpässen sind zusätzlich im Liefervertrag hinsichtlich möglicher Risiken, tariflicher Auswirkungen etc. abzubilden. Dafür ist eine gewisse Vorlaufzeit, allerdings keine Übergangsphase mit mehreren parallelen Modellen erforderlich.

Es ist möglich, dass sich aufgrund der anzupassenden Marktprozesse gewisse Anlaufphasen in der Marktkommunikation ergeben. Hier ist v. a. die Implementierung der Ex-post-Information im normalen Zählerauslese- und Bilanzierungsprozess von Bedeutung. Implementierungsfristen sind im Rahmen des Konsultationsprozesses zu diskutieren.

Netzbetreiber

Die umfangreichsten Änderungen durch die Einführung des Instruments der Spitzenglättung betreffen die Verteilnetzbetreiber. Die Änderungen beinhalten aber im Wesentlichen in die Zukunft gerichtete Anforderungen und nicht bestehende Anlagen. Hier sind ausreichende Implementierungsfristen zu gewähren.

Zunächst muss der Netzbetreiber die zügige Umsetzung einer Netzanschlussanfrage sicherstellen. Netzplanerisch muss er in der Lage sein, die Häufigkeit von netzbedingten Einschränkungen abzuschätzen, um die Frage eines notwendigen Netzausbaus alternativ zum netzorientierten Flexibilitätsmanagement zu entscheiden. Ist er hierzu nicht oder nicht hinreichend in der Lage, erfolgt möglicherweise ein erhöhter Netzausbau, der wiederum Ineffizienzen und die oben bereits beschriebenen operativen Probleme bei einem umfangreichen Netzausbau zur Folge haben kann.

Grundlage für die Eingriffe des Netzbetreibers ist die Kenntnis über die Netzzustände an den verschiedenen Punkten im Netz. Hierzu ist langfristig die Implementierung einer Netzzustandsüberwachung erforderlich. Netzbetreiber müssen diese Technologie zukünftig beherrschen, aber nur dort ausrollen, wo dies erforderlich und vorteilhaft ist. In der Ausbauphase sind parallel die IT-Systeme funktional zu erweitern. Netzbetreiber, die proaktiv die Zustandsüberwachung ausbringen, können früher an kritischen Stellen im Netz steuernd eingreifen und ineffizienten Netzausbau vermeiden. Übergangsweise können auch mit den Kunden statische Zeitfenster für die Leistungsbeschränkung vereinbart werden, die eine Online-Überwachung zunächst entbehrlich machen. Da diese aber voraussichtlich mit intensiveren Leistungseinschränkungen verbunden ist als die auf einer Echtzeit-Netzzustandsüberwachung basierende minimierte Leistungsbeschränkung, ist in der weiteren Konsultationsphase zu diskutieren, wie lange und unter welchen Voraussetzungen derartige Übergangsregelungen genutzt werden können. Auch ist zu diskutieren, wer einen Übergang auf das Zielmodell mit einer Echtzeitüberwachung verlangen kann: nur der Netzbetreiber oder auch der Kunde.

Im Rahmen der Netzkostenermittlung und Umsetzung in Erlöse durch die Regulierungsbehörden müssen die Implementierungs- und Umsetzungsaufwendungen – soweit sie Effizienzkriterien genügen – anerkannt werden. Dies hat aber nicht in einer Übergangsregelung zu münden, sondern in einer veränderten Regelungslandschaft im Bereich der ARegV und StromNEV.

Bezüglich der Einführung eines neuen Tarifes sollte dieser im Rahmen der jährlichen Veröffentlichung der Preisblätter eingeführt werden. Einer Anpassung bestehender Regelungen und einer Übergangsphase bedarf es nicht.

Messstellenbetreiber

Aufgrund der Anpassung der Marktprozesse und der erhöhten Anforderung an die bereitzustellenden Daten ist vor allem die Implementierung der Ex-post-Information im normalen Zählerauslese- und Bilanzierungsprozess von Bedeutung. Hier sollte eine ausreichende Implementierungsfrist im Rahmen des Konsultationsprozesses bestimmt werden.

Übertragungsnetzbetreiber

Die Präqualifikationsbedingungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind durch den Übertragungsnetzbetreiber anzupassen. Eine ausreichende Implementierungsfrist ist im Rahmen des Konsultationsprozesses zu diskutieren.

7.3 Zügig die Voraussetzungen für die neuen Regeln schaffen: Der Umsetzungsfahrplan

Zur Umsetzung des in diesem Gutachten beschriebenen Zielmodells müssen diverse, teilweise eng miteinander verzahnte Handlungsfelder bearbeitet werden. Hierzu gehören beispielsweise die Umsetzung des Zielmodells in bundesweites Recht, die Information der Netzkunden, die Durchführung von Pilotprojekten oder die Anpassung von Prozessen bei Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und Lieferanten.

Im Folgenden werden diese verschiedenen Schritte in einen konsistenten Umsetzungsfahrplan überführt, der in Abbildung 31 dargestellt ist. Zusammen mit dem Umsetzungsfahrplan dürfen auch eng mit den Ergebnissen des Gutachtens verzahnte Themen, die das Zielmodell zwar nicht direkt, aber indirekt betreffen, nicht vernachlässigt werden. Hierzu gehört die Notwendigkeit der Koordination der Zugriffe auf Flexibilität, die Sicherheit der Zugriffe gegenüber Cyber-Attacken und die sich aus dem Gutachten ergebenden Anforderungen an TK-Infrastruktur. Diesen Themen muss im weiteren Prozess unbedingt vom Gesetzgeber nachgegangen werden.

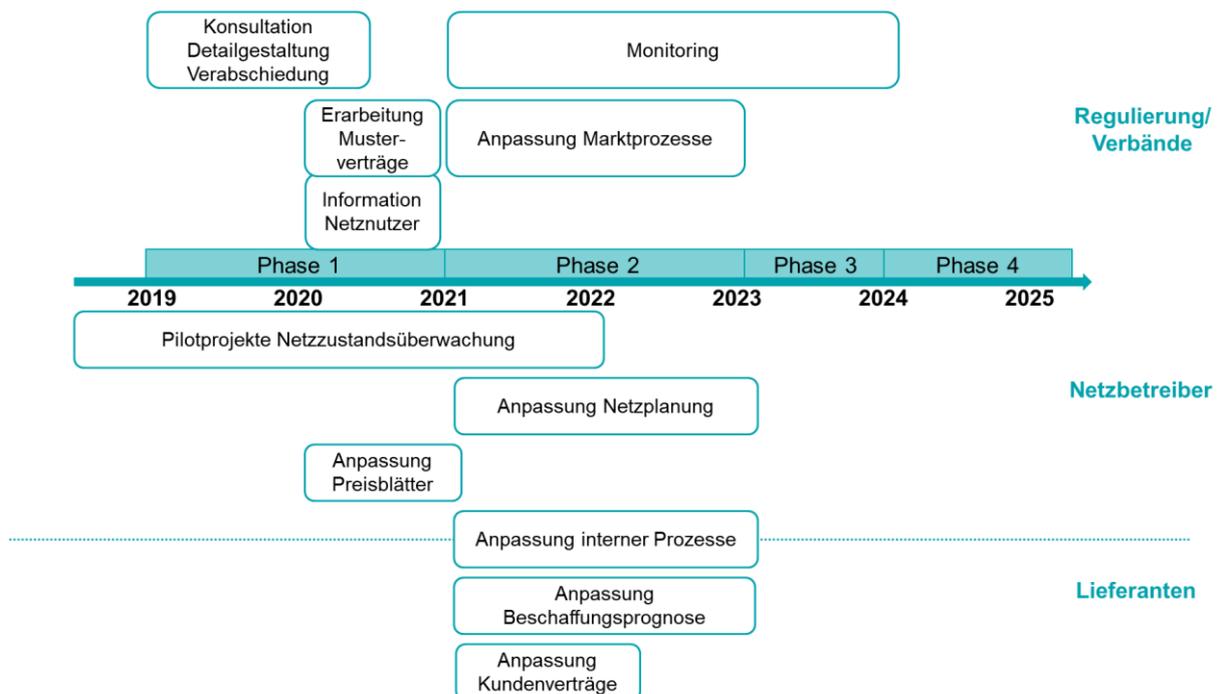


Abbildung 31: Umsetzungsfahrplan

Phase 1: Rechtliche Implementierung und In-Kraft-Setzung (bis 06/2020)

In einer ersten Phase sind die rechtliche Implementierung und In-Kraft-Setzung vorgesehen. Hierzu sind zunächst Entwürfe der gesetzlichen Regelungen, Gesetze und Verordnungen zu erarbeiten, mit denen die Vorschläge dieses Gutachtens in Rechtsform umgesetzt werden können. Diese Entwürfe müssen eine detaillierte Ausgestaltung des Zielmodells und somit der Netznutzungsprodukte inkl. der damit verbundenen Netzentgeltssystematik beinhalten. Zu dieser Ausgestaltung gehören insbesondere die Parameter, die in Abschnitt 6.1 genannt sind, wie beispielsweise die Vorgaben zur neuen Netzentgeltssystematik inkl. Höhe der Netzentgeltreduktion bei bedingter Netznutzung oder die Anzahl und Dauer der erlaubten Eingriffe. Außerdem müssen die in Abschnitt 7.2 skizzierten Übergangslösungen ausgestaltet werden.

Weiterhin müssen Musterverträge zwischen Marktakteuren, soweit diese der Regulierung unterliegen, inkl. der technischen Vorgabe entworfen werden. Hierbei müssen auch die Rollen der Marktakteure genauer ausgestaltet werden. Die Entwürfe sind im Jahr 2019 zu konsultieren, sodass eine Verabschiedung und In-Kraft-Setzung bis Mitte 2020 erfolgen kann. Anschließend hat außerdem eine Information der Netzkunden über die Umstellung zu erfolgen. Die erstmalige Anwendung der neuen Regelungen würde dann nach einer Vorlaufzeit von 6 Monaten zum 01.01.2021 erfolgen. Für die klassischen Standardkunden bietet es sich an, dass der Netzanschluss automatisch in einen unbedingten und einen bedingten Teil aufgeteilt wird.

Innerhalb dieser Phase der rechtlichen Implementierung können unter Nutzung bestehender technischer Konzepte zur Netzzustandsüberwachung bereits Pilotprojekte zum Test des neuen Systems durchgeführt werden. Hierbei können die netzbetreiberseitigen Eingriffe und die damit verbundenen Prozesse sowie die Auswirkungen auf den Kunden im Sinne einer Einübungsphase geprüft werden, ohne dass dies bereits unmittelbar Auswirkungen auf die Netzentgelte oder Kundenverträge hat.

Phase 2: Erstmalige physische Umsetzung in einzelnen Fällen (bis 12/2021)

In der zweiten Phase werden die Pilotprojekte zur Implementierung und zum ausgiebigen Test des neuen Systems ausgeweitet und mit den im Rechtsrahmen nunmehr festgelegten Parametern betrieben. Bevor erste Kunden über das neue Modell abgerechnet werden können, müssen außerdem Standardverträge, Einzelverträge und Preisblätter angepasst werden. In diesen ersten Anwendungen werden Übergangslösungen wie statische Zeitfenster für Leistungsbeschränkungen zum Einsatz kommen. Die Abwicklung erfolgt jedoch in noch nicht standardisierter Kommunikation mit dem Endkunden, also noch ohne eine Anpassung der Marktprozesse, insbesondere ohne Implementierung der Ex-post-Information der Akteure über eine Leistungseinschränkung im Rahmen der Bilanzierungsprozesse. Hierbei werden Best Practices erarbeitet, die beim flächendeckenderen Rollout (siehe Phase 3) hilfreich sind, und Prototypen der SMGW der zweiten Generation versuchsweise eingesetzt. Bereits im Zuge des SMGW-Rollouts verbaute iMSys der ersten Generation sollten über Software-Updates zumindest soweit nachgerüstet werden können, dass sie für die Anforderungen des Zielmodells verwendet werden können. In der Netzplanung muss die zeitreihenbasierte Netzberechnung weiter erprobt werden.

In dieser Phase werden für die notwendige IKT-Infrastruktur unterschiedliche Einzellösungen angewendet. Es ist jedoch notwendig, das SMGW 2.0 als Standardlösung weiterzuentwickeln, das die Anforderungen, die sich aus diesem Gutachten ergeben (aufgrund der Netzzustandsüberwachung und Steuerung von Flexibilität), umsetzt. Es ist von großer Wichtigkeit, dass alle Steuerungsvorgänge nur über die gesicherte Kommunikation des intelligenten Messsystems erfolgen. Da auch Ladesysteme ab

2021 mit dem intelligenten Messsystem ausgestattet werden müssen, sollten die Funktionalitäten spätestens dann auch in technischen Vorgaben verankert sein. Nur so kann die Entwicklung von proprietären „Parallel-Lösungen“ verhindert werden.

Phase 3: Umsetzung bei einer marktrelevanten Anzahl von Fällen (bis 12/2022)

Auf Basis der Erfahrungen in den Pilotprojekten werden die Voraussetzungen geschaffen, das System bis Ende 2022 auf eine markrelevante Anzahl von Fällen auszuweiten. Hierzu sind auch die technischen Regelwerke (beispielsweise des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) zu erweitern und entsprechend anzupassen. Weiterhin müssen die Marktprozesse überarbeitet werden. Eine Modifikation der Abrechnungsprozesse, d. h. eine Implementierung der Information über die Leistungseinschränkung im Bilanzierungsprozess muss erfolgen, sodass die Strombeschaffung mit expliziter Berücksichtigung des Instruments Spitzenglättung erfolgen kann.

Bei den einzelnen Marktakteuren sind außerdem interne Prozesse anzupassen. Der Netzbetreiber muss das neue Instrument in der Planung berücksichtigen sowie die Netzzustandsüberwachung in den Netzen, in denen ein Eingriff potenziell möglich ist, ausrollen. Der Lieferant muss die Lastprognose für die Beschaffung anpassen. Bei einigen Kundenanlagen sind außerdem Anpassungen notwendig.

Phase 4: Vollständige Umsetzung auch für Altfälle (bis 12/2025)

In Phase 4 sind die Übergangsfristen abgelaufen. Eine technische Anpassung der Altanlagen und eine Anpassung der Verträge haben stattgefunden. In der Planung sind die Netzbetreiber in der Lage, zeitreihenbasierte Netzberechnungen durchzuführen und die Wirkung der Spitzenglättung ex ante zu simulieren. Ein Rollout der Netzzustandsüberwachung in allen Netzen, in denen die Nutzung des Instruments sinnvoll ist, wird durchgeführt.