

BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE



E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft
FÖRDERPROGRAMM DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE (BMWi)
IKT für das Internet der Energie [Bm07]:



Projekt Titel

Modellstadt Mannheim

Vollständige Projektbezeichnung

Modellstadt Mannheim in der**Metropolregion Rhein-Neckar, Mannheim**

Förderkennzeichen: 0325089C beim Projektträgers Jülich (PtJ) für das
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
Referat KI III 5 - Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbare Energien

Arbeitspaket 5, Arbeitsschritt AS 5.07

Auswirkungen auf das politische Instrumentarium

Status: Endbericht

Version: Final

Dissemination Level: Public

Date: 15.11.2012

Organisationsname der Arbeitspaketverantwortung: IBM

Organisationsname der Arbeitsschrittverantwortung: IZES

■ Status und Beschreibung

Geplantes Fertigstellungsdatum:	31.07.2012 (IZES-Teil) 30.09.2012 (IWES/Netrion GmbH)	Tatsächliches Fertigstellungsdatum:	15.10.2012
Kurze Dokumentenbeschreibung:			
Autoren:	IZES: Martin Luxenburger, Alexander Zipp, Uwe Klann IWES: Patrick Selzam, Stephan Engel Netrion GmbH (ein Unternehmen der MVV Energie Gruppe): Mathias Häfner		
<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Partner ↓ ↓ Peer reviews Contributions	<input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> MVV <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> PPC <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> IBM <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> UDE <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> PSE <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> IWES <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> ifeu <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> IZES <input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> DREWAG	Art der Veröffentlichung: <input type="checkbox"/> Sonstige Veröffentlichung <input checked="" type="checkbox"/> Projektbericht	
Peer review approval :	<input type="checkbox"/> Approved <input type="checkbox"/> Rejected (improve as specified hereunder)	Date:	
Suggested improvements:			

■ Inhaltsverzeichnis

■	STATUS UND BESCHREIBUNG	2
■	INHALTSVERZEICHNIS	3
■	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	5
■	TABELLENVERZEICHNIS	6
■	DISSEMINATION LEVEL	6
■	ABKÜRZUNGEN UND EINHEITEN	7
1.	ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	10
	<i>Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen zu variablen Netzentgelten</i>	12
2.	EINLEITUNG	13
3.	WEITERENTWICKLUNG DES STANDARDLASTPROFILVERFAHRENS	14
3.1.	EINFÜHRUNG	14
3.1.1.	<i>Motivation zur Lastbeeinflussung</i>	14
3.1.2.	<i>Übersicht variabler Tarife - Umsetzungsschwierigkeiten</i>	16
3.1.3.	<i>Grundlagen der Bilanzierung</i>	17
3.2.	RECHTLICHE SITUATION UND ANFORDERUNGEN	20
3.3.	MÖGLICHE OPTIMIERUNGEN	21
3.3.1.	<i>Optimierung Lastprofilverfahren</i>	22
3.3.2.	<i>Zählerstandgangmessung und -bilanzierung</i>	25
3.3.3.	<i>Iterativer Lösungsansatz zur Konfliktbeseitigung LF - VNB</i>	27
3.4.	RESÜMEE	28
3.5.	LITERATURVERZEICHNIS	31
4.	ORGANISATION DER SMART-GRID-INFRASTRUKTUR (IZES)	32
4.1.	ERLÄUTERUNG „SMART GRID“	32
4.1.1.	<i>Notwendigkeit neuer Netzstrukturen</i>	32
4.1.1.1.	Umbau des Energiesystems	32
4.1.1.2.	Lösungen durch smarte Netze	33
4.1.1.3.	Einsatz von Smart Meter	33
4.1.2.	<i>Rolle des Smart Market</i>	36
4.1.2.1.	Definition	36
4.1.2.2.	Relevanz des Innovationspotenzials und Akzeptanzniveaus	37
4.1.3.	<i>Aufbau der Smart-Grid-Infrastruktur in MOMA</i>	38
4.2.	DISKUSSION „NATÜRLICHES MONOPOL“	40
4.2.1.	<i>Systemzelle</i>	41
4.2.2.	<i>Verteilnetzzelle</i>	42
4.2.3.	<i>Objektnetzzelle</i>	44
4.2.4.	<i>Unterobjektnetzzelle</i>	45
4.3.	RESÜMEE UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	46
4.4.	LITERATURVERZEICHNIS	49
5.	EINFÜHRUNG VON VARIABLEN NETZENTGELTEN UND UNTERNEHMERISCHEM NETZGESCHÄFT (IWES, NETRION)	50
5.1.	EINFÜHRUNG	50
5.2.	INTELLIGENTE NETZE UND UNTERNEHMERISCHES NETZGESCHÄFT (NETRION)	51
5.2.1.	<i>Anreizorientiertes Geschäftsmodell</i>	51
5.2.1.1.	Strukturwandel	52
5.2.1.2.	Von der Wertschöpfungskette zum Wertschöpfungsnetzwerk	52
5.2.1.3.	Optimierung der Gesamtprofitabilität durch Lastmanagement	53
5.2.1.4.	Optimierung der Gesamtprofitabilität durch Kooperationen	54

5.2.2.	<i>Wirksame und unabhängige Steuerung</i>	54
5.2.3.	<i>Ausreichende Finanzierung</i>	55
5.2.4.	<i>Fazit</i>	56
5.3.	VARIABLE NETZENTGELTE (IWES).....	57
5.3.1.	<i>Variable Tarife</i>	57
5.3.1.1.	Direkte und indirekte Steuerungsinstrumente	58
5.3.1.2.	Zuständigkeiten für variable Tarife	59
5.3.2.	<i>Strompreiskomponente vaNE</i>	59
5.3.2.1.	Definition vaNE	60
5.3.2.2.	Anreizsystem vaNE	60
5.3.2.3.	Stufenweise Einführung von vaNE	62
5.3.2.4.	Einbindung von vaNE in die energiewirtschaftlichen Prozesse	63
5.3.2.5.	Weiterentwicklung des § 19 StromNEV zur ersten Einführung von vaNE.....	67
5.3.3.	<i>Fazit vaNE</i>	67
5.4.	LITERATUR	69

■ Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Partner-Logos	6
Abbildung 2: Bilanzausgleich VNB und Lieferant	17
Abbildung 3: Prinzip analytisches und synthetisches Lastprofilverfahren.....	18
Abbildung 4: Optimierungen Lastprofilverfahren	22
Abbildung 5: Übergang zur Zählerstandgang- oder Lastgangmessung	25
Abbildung 6: Aufbau des intelligente Energiesystems (E-Energy, 2011, S. 48).....	36
Abbildung 7: Milieupriorisierung für Smart-Grid-Angebote (acatech, 2012, S. 285).....	37
Abbildung 8: Zellulare Systemtopologie im Projekt "Modellstadt Mannheim" (E-Energy, 2011, S. 74).....	39
Abbildung 9: Beispiel für Spotmarktpreise der EPEX (EPEX, 2010).....	58
Abbildung 10: Gewinner und Verlierer der Kundengruppen nach variablen Netzentgelten (Selzam/Nestle/Strauß/Engel, 2011)	62
Abbildung 11: Berechnung der Kundenpreisprofile im Projekt Modellstadt Mannheim	64
Abbildung 12: Möglicher Ansatz zur Berechnung der Kundenpreisprofile in der Praxis	66

■ Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Dissemination Level6
 Tabelle 2: Portfolio dynamischer Tarife 16
 Tabelle 3: Schritte des analytischen Lastprofilverfahrens 19
 Tabelle 4: Möglichkeiten verschiedener Messeinrichtungen 21
 Tabelle 5: Ziele und Anreize von Netzbetreibern und Lieferanten 23
 Tabelle 6: Infrastrukturanforderungen verschiedener Tarifmodelle (Ecofys/EnCT/BBH, 2009, S. 118)..... 34
 Tabelle 7: Kostenstruktur der Systemzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten... 41
 Tabelle 8: Kostenstruktur der Verteilnetzzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten 42
 Tabelle 9: Kostenstruktur der Objektnetzzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten 44
 Tabelle 10: Kostenstruktur der Unterobjektnetzzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten 46
 Tabelle 11: Beispiel Netzentgelte nach heutiger Systematik 60
 Tabelle 12: Beispiel Tagesentgeltprofil Variable Netzentgelte (ct/kWh) 61
 Tabelle 13: Stufenweise Einführung von variablen Netzentgelten 62

■ Dissemination Level

PUBLIC	Public
PP	Restricted to other programme participants (including the Commission Services)
RE	Restricted to a group specified by the consortium (including the Commission)
CONFIDENTIAL	Confidential, only for members of the consortium (including the Commission Services)

Tabelle 1: Dissemination Level



Abbildung 1: Partner-Logos

■ Abkürzungen und Einheiten

a	Jahr
Abs.	Absatz
ACSI	Abstract communication service interface
ADG	Active Distribution Grid
AMI	Advanced Meter Infrastructure
AMM	Automated Meter Management
AMR	Automated Meter Reading
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AS	Arbeitsschritt (in MOMA)
BC	Business Case
BEMI	bidirektionales Energiemanagement Interface
BK	Bilanzkreis
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	Beziehungsweise
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
d.h.	das heißt
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EPEX	European Power Exchange
evtl.	Eventuell
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GHM	Großhandelsmarkt
GPKE	Geschäftsprozesse zur Belieferung von Kunden mit Elektrizität
h	Stunde
i. Allg.	im Allgemeinen
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
IP	Internetprotokoll
KAV	Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung)
KS3	Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation
kW	Kilowatt
KWK	Kraftwärmekopplung
LAN	local area network
LF	Lieferant
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MessZV	Verordnung über die Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgelassenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung)
mod. SLP	Modifiziertes Standardlastprofil
MOMA	Projekt „Modellstadt Mannheim“

NLM	Netzlastmanagement
o.ä.	oder ähnliches
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardisiertes Lastprofil
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
u.U.	unter Umständen
vaNE	Variable Netzentgelte
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
z.B.	zum Beispiel
ZSG	Zählerstandgangmessung

1. Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen zu Standardlastprofilen

Untersucht wurde die Frage, wie man die gegenwärtigen Bilanzierungsverfahren für Kleinverbraucher ändern könnte, um gute Rahmenbedingungen für wesentliche Smart-Market-Geschäftsmodellen zu schaffen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen dem Verfahren für die Abrechnung und dem für die Bilanzierung.

Dem jeweiligen Tarifmodell entsprechend könnte die individuelle Abrechnung des Letztverbrauchers auf einem erfassten IST-Zählerstandgang bzw. einem umfangreichen Tarifregister basieren. Der Ablesezyklus der Smart Meter könnte monatlich bis jährlich gestaltet werden (demnach in deutlich größeren Intervallen, als es für die Bilanzierung notwendig wäre).

Getrennt von der individuellen Abrechnung kann auch die Energiemengenbilanzierung den Anforderungen variabler Tarife zunehmend gerecht werden, ohne zumindest in einer Übergangsphase zwingend auf eine flächendeckende Zählerstandgangmessung angewiesen zu sein. Trotz der in Aussicht stehenden Vorteile einer Zählerstandgangbilanzierung, würde eine Umstellung ohne Übergangsphase die Akteure vor erhebliche Schwierigkeiten, insbesondere bei Bewältigung der Umstellungskosten und des Abwicklungsaufwandes, stellen. Darum bietet es sich an, einen Zwischenschritt in die Übergangsphase hin zu einer auf Zählerstandgängen basierenden Bilanzierungsmethodik einzuziehen und hierzu Optimierungen der bewährten Bilanzierungsverfahren zu verwenden. Da ein optimiertes analytisches Lastprofilverfahren bereits einige wesentliche Komponenten einer Zählerstandgangbilanzierung beinhaltet, ist insbesondere eine Zwischenlösung im Sinne einer zunächst vollständigen Umstellung auf dieses Verfahren vorstellbar. Sofern die messtechnische Ausstattung sowie der routinierte Umgang mit den Messdaten weiter fortschreitet und auch für kleine Netzbetreiber zum Standard wird, ist der generelle Übergang zu einer Zählerstandgangbilanzierung sinnvoll.

Fragen nach der konkreten Ausgestaltung der Übergangsphase, nach möglichen ungewünschten Kosten-/ Nutzenverteilungen sowie Unsicherheiten aufgrund aufwendiger Übergangsprozesse sind dabei ausführlich zu berücksichtigen und wissenschaftlich zu begleiten.

Konkret ist darüber hinaus zu untersuchen,

- wie das Verhältnis von Lieferanten und Netzbetreiber ausgestaltet werden soll, wobei auch die Zuordnung des Bezugs von Ausgleichsenergie auf die beiden Akteure zu behandeln ist,
- welche Anpassungen von energiewirtschaftlichen Vorschriften erforderlich sind, um eine Zählerstandgangmessung/-bilanzierung einzuführen. Zu nennen sind hier insbesondere die Messzugangsverordnung (MessZV), die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) und die GPKE.

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen zu marktlicher vs. regulierter Einführung einer Smart-Grid-Infrastruktur

Untersucht wurde, ob eine Smart-Grid-Infrastruktur nach Maßgabe der MOMA-Architektur über marktliche Prozesse eingeführt werden kann oder ob eine Regulierung erforderlich ist. Die Smart-Grid-Infrastruktur besteht demgemäß aus Systemzelle, Verteilnetzzelle, Objektnetzzelle und Unterobjektzelle. Für diese Teile des Gesamtsystems wurde jeweils eigens untersucht, ob eine marktliche oder regulierte Markteinführung erfolgversprechend ist. Die Ergebnisse sind:

- Die Systemzelle ist eine zentrale und unabdingbare Infrastruktureinrichtung und übernimmt hinsichtlich der Systemstabilität und Datensicherheit eine kritische Funktion. Die Bereitstellung der Systemzelle ist durch hohe Fixkosten geprägt, mit steigender Nutzeranzahl sind durch die sachliche Bündelung von Leistungen positive Netzwerkeffekte zu erwarten. Zudem wirkt der hohe Fixkostenanteil als wettbewerbsmindernde Markteintrittsbarriere. Aus den genannten Gründen wird die regulierte Bereitstellung einer Systemzelle durch einen einzigen Anbieter empfohlen. Wie eine solche Regulierung konkret aussehen könnte, ist künftig zu untersuchen.

- Die an einer Verteilnetzzelle angeschlossenen Nutzer des Smart-Grids unterscheiden sich bezüglich ihres Lastverschiebe- und Einsparpotenzials sehr stark. Demzufolge wäre daher eine schrittweise, marktgetriebene Organisation der Verteilnetzzellen mit Vorteilen verbunden. Allerdings ist zu beachten, dass ein Teil der Verteilnetzzellen-Komponenten systemkritische Aufgaben der Netzführung übernehmen und demnach in den Verantwortungsbereich des VNB fällt. Eine mögliche Organisationsform der Verteilnetzzelle, die in einen Mischbereich zwischen Markt und Regulierung fällt, stellt das Franchise-Modell dar, bei dem die Installation der Verteilnetzzelle für ein bestimmtes Gebiet von einem Regulierer ausgeschrieben wird, und dem erfolgreichen Franchise-Nehmer die Verantwortung übertragen wird. Zur Ausgestaltung eines derartigen Modells besteht noch weiterer Forschungsbedarf.
- Die Ausstattung mit Objektnetzzellen kann aufgrund der sehr heterogenen Kundenlandschaft und dem damit verbundenen, unterschiedlichen Lastverschiebe- und Energieeinsparpotenziale sowie der relativ geringen Kosten pro Stück marktwirtschaftlich organisiert werden. Dies trifft in noch stärkerem Maß auf die potentiellen Kunden der Unterobjektnetzzelle zu. Hier sind die Kosten pro Einheit noch geringer, das Verbrauchs- und Reaktionsverhalten auf Anreize zur Lastverschiebung noch individueller. Daher empfiehlt sich hier ebenfalls eine wettbewerbliche Organisation. Dabei ist jedoch auf eine Normierung der Schnittstellen zu achten, um eine Interoperabilität zwischen Diensteschnittstellen und Gateways zu gewährleisten. Ob es sinnvoll oder erforderlich ist, die Installation von Objektnetzzellen bestimmten Akteuren zuzuschreiben (z.B. Gebäudeeigentümern), um technisch unnötige Parallelinstallationen zu vermeiden, ist zu prüfen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass eine potentielle Parallelinstallation einen wettbewerblichen Effekt hat, da sie einen Druck auf die Preise ausübt, die Betreiber von Objektnetzzellen von Nutzern verlangen können.

Der momentan in §§ 21c-21e EnWG verankerte Rollout von Smart-Metern sieht die Installation der Geräte unter bestimmten Bedingungen vor. Der dort verfolgte Ansatz ist konträr zu den hier erarbeiteten Vorschlägen, diesen Teil der Smart-Grid-Infrastruktur wettbewerblich zu organisieren. Ob via EnWG ein kompletter Roll-out der Smart Meter erfolgen soll, hängt u.a. von einer noch ausstehenden Kosten-Nutzen-Analyse zu Smart Metern und zu den gegenwärtigen EnWG-Regelungen ab. Diese Ergebnisse wären dann gegebenenfalls eine Grundlage, um die Frage erneut anzugehen, ob die Bereitstellung von Smart Meter, die als Teil einer Smart-Grid-Infrastruktur dienen könnten, wettbewerblich erfolgen sollte. Hierbei wäre zu untersuchen, ob der zusätzliche Nutzen eines Smart Grids zusätzliche gesetzliche Anforderungen an Smart Meter rechtfertigt.

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen zu intelligenten Netzen und unternehmerisches Netzgeschäft

Die Netzwirtschaft ist einem strukturellen und technologischen Wandel unterworfen. Ein Grüne-Wiese-Ansatz würde heute ein deutlich anderes Netzzugangssystem als zu Beginn der Liberalisierung ergeben. Durch die wachsende Zahl von dezentralen Einspeisern wird das Kostenwälzungssystem einer angemessenen Anreizsetzung und Risikoverteilung nicht mehr gerecht.

Das Netzgeschäft lässt sich als Wertschöpfungsnetzwerk charakterisieren. Schlüsselgröße ist die Gesamtprofitabilität des Netzwerks im Interesse aller Netznutzer. Diese kann durch Lastmanagement verbessert werden. Dafür ist zunächst erforderlich, dass der Netzbetreiber, der für die Systemstabilität verantwortlich ist, auch die Möglichkeit hat, auf das Verhalten der Entnehmer und Einspeiser in seinem Netz Einfluss zu nehmen. Neben technischen Innovationen sind Anreize für Einspeiser und Entnehmer erforderlich, ihr Verhalten so auszurichten, dass es der Gesamtprofitabilität des Wertschöpfungsnetzwerkes dient.

Die Einflussnahme auf die Einspeiser und Entnehmer kann durch eine Bepreisung nach dem Wert der Netzinanspruchnahme für das Netzwerk erfolgen. Hier bieten sich variable Netzentgelte, leistungs- oder ortsbezogene Netzentgelte, aber auch Flatrates an. Dadurch eröffnet sich erstmalig eine unternehmerische erlösseitige Gestaltung des Netzgeschäfts. Das Lastmanagement durch den Netzbetreiber tritt neben und nicht an Stelle der Aktivitäten des Wettbewerbs. Es verhält sich im Hinblick auf den Wettbewerb, die Energieeffizienz und die Form der Energieerzeugung grundsätzlich neutral.

Smart Grids tragen die Züge disruptiver Innovationen. Es ist nicht möglich, Anlagen, Prozesse und Organisationen nahtlos von konventionellen auf intelligente Netze umzustellen. Hier ist es häufig erforderlich, dass für eine Übergangszeit gleichzeitig in alten und neuen Technologien bzw. Geschäftsmodellen gehandelt wird. Dies gilt erst recht, wenn es sich um langlebige Infrastruktur-Anlagegüter handelt und mit Technologiesprüngen zu rechnen ist.

Wer also die Auffassung vertritt, dass eine Finanzierung intelligenter Netze aus dem laufenden (konventionellen) Netzgeschäft erfolgen kann, muss akzeptieren, dass ein weitgehender oder gar flächendeckender Aufbau intelligenter Netze nicht möglich ist. Möglicherweise werden damit vielversprechende innovative Ansätze verbaut. Entscheidend in technologischer Hinsicht ist somit die Frage, ob und in wie weit intelligente Netze politisch gewollt sind oder nicht.

Deshalb bleiben aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers im Wesentlichen zwei Handlungsoptionen: Entweder ist die technologisch innovative Ertüchtigung der Netze in Deutschland gewollt. Dann ist es erforderlich, dass die Kosten der Netzbetreiber für den Ausbau in der Anreizregulierung berücksichtigt werden, soweit die Maßnahmen gesetzlich gefordert werden. Oder man vertritt die Auffassung, dass der Ausbau der Netze rein unternehmerisch getrieben und finanziert wird - mit dem Risiko, dass dann keine flächendeckende technologische Ertüchtigung erfolgen wird.

Zumindest im Fall des unternehmerischen Ansatzes ist der Rechtsrahmen so zu gestalten, dass er den tatsächlichen Leistungsbeziehungen des Netzgeschäftes mit ihren spezifischen Chancen und Risiken gerecht wird. Es sind Anreize für den Netzbetreiber sowie Einspeiser und Entnehmer zu setzen, ihr Verhalten auf eine Optimierung des Wertschöpfungsnetzwerks auszurichten. Hierzu ist eine Weiterentwicklung der Preisbildungsregeln notwendig.

Es ist also ein Rahmen zu schaffen, der den Netzbetreibern vor Ort die Wahl der passenden unternehmerischen Mittel überlässt. So kann der Rahmen für eine evolutionäre Verbreitung intelligenter Netzinnovationen geschaffen werden, die marktnah ist und die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Subsidiarität besonders berücksichtigt.

Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen zu variablen Netzentgelten

Variable Netzentgelte werden im Zuge der Einführung variabler Stromtarife den Netzbetreibern, insbesondere den Verteilnetzbetreibern, die Möglichkeit geben, die Netzkunden durch preisliche Anreize zu motivieren, ihren Stromverbrauch soweit möglich in netztechnisch günstige Zeiten zu verlegen. So werden die fluktuierenden erneuerbaren Erzeuger netztechnisch besser integriert, Netzverluste reduziert und langfristig Netzausbaukosten vermieden.

Der Vergleich mit der heutigen Netzentgeltsystematik und dem existierenden Anreizsystem der Leistungspreise (siehe auch Kapitel 5.3.2.2) zeigt auf, dass die dringend für die Energiewende benötigten Flexibilitäten (Speicher, steuerbare Verbraucher, steuerbare Erzeuger, etc.) von variablen Netzentgelten profitieren und der Leistungspreis bei gleichmäßigen Verbrauchern wie z.B. Kühlhäusern zu Fehlanreizen führt. Unabhängig davon, wie die Netznutzer auf die Preissignale reagieren, sind variable Netzentgelte „verursachungsgerechter“ als die heutige Systematik.

Da die Änderung der Netzentgeltsystematik einen Paradigmenwechsel bedeutet, wird empfohlen, diesen stufenweise zu vollziehen. In Kapitel 5.3.2.5 wird ein konkreter Vorschlag vorgestellt, wie die Einführung von variablen Netzentgelten beginnen könnte. Netzkunden größer 10 GWh und mit mehr als 7.000 Benutzungsstunden sollten ein an die Netzlastprognose (oder alternativ an die Spotmarktpreise der EPEX) gekoppeltes dreistufiges variables Netzentgelt erhalten, anstatt die gesamten Netzentgelte (wie in § 19 StromNEV festgelegt) erlassen zu bekommen. So werden bei einer relativ kleinen Kundengruppe erste Erfahrungen zur Wirkung eines solchen Anreizsystems, zur Kundenakzeptanz und zur Umstellung der Abrechnungssysteme bei Verteilnetzbetreibern und Energielieferanten gesammelt. Sollten die Erfahrungen positiv verlaufen, kann die Kundengruppe nach und nach erweitert werden (geringere Verbrauchsmengen und kleinere Benutzungsstundenzahlen).

Derzeit scheitert die Einführung von progressiv variablen Tarifen (siehe Definition Kapitel 5.3.2.1) nach Einschätzung befragter Experten in den Energieunternehmen noch maßgeblich an der

Abrechnung komplexer Bepreisungssysteme. Wenn aber die Abrechnungssysteme flexibilisiert sind, können intelligentere Strompreisprodukte entwickelt werden, die interessantere Geschäftsmodelle für Energielieferanten, Verteilnetzbetreiber und Technologieanbieter ermöglichen.

2. Einleitung

In diesem Arbeitsschritt wurden Anfang 2012 Themen ausgewählt, die entweder aufgrund der aktuellen politischen Diskussion als dringlich oder aufgrund ihrer Bedeutung für ein Smart Grid als besonders wichtig angesehen wurden. Änderungen wichtiger energiepolitischer Gesetze traten Anfang des Jahres in Kraft, z.B. das EEG und EnWG, und deren Überarbeitungen wurde im Vergleich zu der früheren Planung vorgezogen (z.B. beim EEG). Insofern wurde das Zusammenspiel dieser Gesetze mit einer Entwicklung hin zu einem Smart Grid nicht als dringliches Thema aufgefasst. Dringlich hingegen wurde die Frage gesehen, wie das Standardlastprofilverfahren in nächster Zeit weiterentwickelt werden kann, damit es im Rahmen eines Smart Grids mögliche Geschäftsmodelle nicht behindert. Ebenso dringlich und wichtig wurde - auch aufgrund der aktuellen Diskussion zu dem Smart-Grid-Paper der BNetzA¹ - die Frage gesehen, ob und inwieweit es möglich und sinnvoll erscheint, den Aufbau einer Smart-Grid-Infrastruktur marktlich zu organisieren oder regulatorisch zu gestalten, da je nach Antwort auf diese Frage höchst unterschiedliche Grundlagen für die weitere Gestaltung des Rechtsrahmens für ein Smart Grid vorliegen. Schließlich wurde die Änderung der Situation von VNB aufgenommen und untersucht, wie und unter welchen Bedingungen sie ein Smart Grid für eine Netzlastmanagement nutzen können. Dabei wurde insbesondere das Thema variable Netzentgelte vertieft.

Mit der Untersuchung dieser Themen soll der Bericht einen Beitrag zur aktuellen Diskussion über energierechtliche Optionen im Kontext von Smart Grid leisten.

¹ BNetzA (Dezember 2011): „Smart Grid“ und „Smart Markets“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.

3. Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens

3.1. Einführung

3.1.1. Motivation zur Lastbeeinflussung

Im Zeichen einer Erzeugungsstruktur, die zunehmend durch die Eigenschaften ‚dezentral‘, ‚fluktuierend‘ und ‚erneuerbar‘ gekennzeichnet ist, wird insbesondere die Informations- und Kommunikationstechnologie als wichtige Stütze zur Transformation des Stromsystems angesehen. Eine neue Herausforderung besteht darin, sowohl die schwankende Verbrauchernachfrage als auch die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zu deckungsgleichen Angeboten und Nachfragen zusammenzuführen. Der heute praktizierte Lastfolgebetrieb (die Kraftwerke passen sich der Nachfrage an) soll dabei zunehmend durch eine ‚Flexibilisierung des Verbrauch‘ ergänzt werden müssen.²

Angesichts der anspruchsvollen Anforderungen der Datenbereitstellung bzw. Datenkommunikation, die mit der Einführung von Smart Metering, Smart Grids und Smart Markets diskutiert werden, bietet die gegenwärtige Messung und Bilanzierung von Strom-Kleinverbraucher jedoch nur sehr beschränkte Möglichkeiten. Während im gewerblichen und industriellen Großkundenbereich (Jahresverbrauch > 100.000 kWh) eine permanente Last- und Verbrauchserfassung samt Fernauslesung sowie eine kostenoptimierte Steuerung und Begrenzung der Last (angereizt durch die Tarifierung des Lieferanten und/oder Netzbetreibers oder die eigene Teilnahme an den Strommärkten) häufig anzutreffen sind, ist die technische Ausstattung sowie die darauf aufbauende Tarifierung im Kleinkundenbereich deutlich einfacher gestaltet.

Die Energiemengenbilanzierung sowie der Stromeinkauf auf Basis standardisierter Prognosen (in Gestalt von Lastprofilen und Jahresverbrauchsabschätzungen und -ablesungen) waren bedeutsame Stützen der vollzogenen Strommarktliberalisierung. Es existieren heute klar definierte Kunden-Wechselprozesse sowie Vorgaben zur Messwertbehandlung und zum Datenaustausch zwischen den Markttrollen. Der Anspruch, basierend auf gesetzlichen Vorgaben (z.B. §40 EnWG) oder Akteursinteressen, auch im Bereich der Kleinverbraucher nach deutlich **flexibler gestaltbaren Tarifmodellen** sowie einer direkten oder indirekten **Beeinflussung der Last** erfordert jedoch weitreichende Modifikationen bzw. Neuerungen.

Bisher werden lediglich sogenannte Schwachlasttarife eingesetzt. Je nach dem Entnahmezeitpunkt in einer Hochtarifzeit (HT) oder Niedertarifzeit (NT), meist 22 – 6 Uhr, ist ein entsprechendes Entgelt vorgesehen. Ein Zähler mit zwei verschiedenen Zählwerken ermöglicht die entsprechende Zuordnung der Energiemengen. Dieser Schwachlasttarif („zeitvariabler Tarif“) basiert u.a. auf einer vergünstigten Konzessionsabgabe zu gewissen Zeiten (Vgl. § 2 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 KAV). Die einstigen Beweggründe zur Einführung des günstigen „Nachtstroms“ lagen in einer gleichmäßigen und hohen Auslastung der Netze bzw. des unflexiblen, konventionellen fossil-nuklearen Kraftwerkparks. Hiermit verbunden sind Einsparungen der Erzeuger hinsichtlich An- und Abfahrkosten sowie dem damit verbundenen Verschleiß. Lastseitig fanden zur kontinuierlichen Stromabnahme elektrische Speicherheizungen Verbreitung, deren ‚Energieverschwendung‘ aus heutiger Sicht ökologisch nicht mehr akzeptabel ist.

Die Motivation zur Beeinflussung der Verbraucherlast sollte aus der Perspektive des Klimaschutzes daher heute in erster Linie dem Ausbau der Erneuerbaren Energien sowie der Beseitigung netztechnischer Schwierigkeiten (insbesondere im Zusammenhang mit der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien und zunehmend bidirektionalen Lastflüssen) gelten. Daneben können Kostensenkungsargumente im Bereich der Lieferantenbeschaffung sowie der Differenzbewirtschaftung des Verteilnetzbetreibers im Bezug auf den Einsatz von variablen Stromtarifen angeführt werden.

² Vgl. acatech 2012, S. 12; 49

Mögliche konkrete Anwendungsfelder lauten demnach:

- Vermeidung von Netzengpässen und „Aufschieben“ des Ausbaus der Netze, von Stromspeichern und von Kraftwerken;
- Verhinderung der Abregelung von EEG-Anlagen (durch negative Leistung) unter § 12 EEG (Härtefallregelung)
- Minderung der Spitzenlast vorgelagerter Netzebenen,
- Vermeidung von Ausgleichsenergie durch VNB und Lieferanten,
- Beschaffungsoptimierung der Lieferanten (Verlagerung der Endkundennachfrage in Stunden niedriger Börsenpreise)

In diesen Anwendungsfeldern finden sich auch die in AS 1.4³ erarbeiteten ‚Business Cases‘ wieder. Hierzu zählen: Der BC Netzlastmanagement, welcher insbesondere eine Vermeidung von Lastspitzen im Verteilnetz sowie eine Vergleichmäßigung der Netzlast vorsieht. (Adressat VNB)

Der Business Case „Großhandelsmarkt-Bilanzkreisverantwortlicher“, nachdem Bilanzkreisverantwortliche ihre Ausgleichsenergiekosten senken und zusätzliche Handelsmargen durch Verbraucherbeeinflussungen und Handelsaktivitäten am Intradaymarkt erreichen könnten. Da aber nicht nur die Lieferanten Bilanzkreisverantwortung tragen, sondern auch VNB ihre Netzbetreiberbilanzkreise bewirtschaften, kann dieser BC hier sowohl Lieferanten als Netzbetreiber adressieren.

Der BC „Großhandelsmarkt Lieferant“ zielt schließlich auf eine Verbrauchsverlagerung der Endkunden, welche einen günstigeren Stromeinkauf möglich macht.

An dieser Stelle kann keine Bewertung erfolgen, ob die Marktrollen VNB und Lieferant die aufgezeigten Anwendungsfelder nicht auch durch andere Maßnahmen als die Verbraucherbeeinflussung einfacher und kostengünstiger bewältigen können. Demnach werden im Folgenden lediglich die beiden grundsätzlichen Möglichkeiten:

- **Last/Verbrauchsbeeinflussung durch den Lieferanten und**
- **Last/Verbrauchsbeeinflussung durch den Netzbetreiber**

diskutiert, ohne auf einzelne Anwendungsmöglichkeiten einzugehen. Auch kann in diesem Rahmen nicht beurteilt werden, ob der angestrebte Vorteil bzw. die Kostenersparnis der Maßnahme ausreicht, um den Kunden einen ausreichenden Anreiz für die Teilnahme zu bieten. Hingegen soll untersucht werden, inwiefern der Verbraucher zur Last- bzw. Verbrauchsveränderung motiviert werden kann, unter der Prämisse, dass ein ausreichender Anreiz vorhanden ist.

Eine Prozess- und Systemänderung bei der Prognose, Beschaffung und Bilanzierung zur Beeinflussung der Verbraucherlast kann daher sowohl durch den Lieferanten als auch den Netzbetreiber angeregt werden. Aus diesem Grund begleitet die Frage, an welcher Stelle Fehlanreize und Konflikte zwischen den Marktrollen entstehen können, die weitere Betrachtung. Bevor Fragen zum rechtlichen Rahmen, der Weiterentwicklung der Bilanzierungsform und der dafür notwendige technischen Ausstattung sowie eine Anpassung der Endkunden-Abrechnungsmethodik betrachtet werden, soll der folgende Abschnitt zunächst die verschiedenen Arten variabler Tarife sowie die Hemmnisse der gegenwärtigen Bilanzierungsmethodik aufzeigen.

³ Vgl. E-Energy 2009

3.1.2. Übersicht variabler Tarife - Umsetzungsschwierigkeiten

Im Zuge der Implementierung variabler Tarife oder Verbrauchersteuerungen stellt sich die Frage nach den technischen Voraussetzungen für die jeweilige Ausgestaltung. Dies umfasst die Art und den Ort der Datenspeicherung, die notwendige Datenkommunikation sowie auch Auswirkungen auf die Energiemengenbilanzierung. Folgende Tabelle 2 verdeutlicht die große Vielfalt potenzieller Tarife.

Zeitvariable Tarife sehen etwa verschiedene Arbeitspreise zu unterschiedlichen Tageszeiten vor. Diese Zeit-Preis-Zuordnung kann fix für einen längeren Zeitraum geschehen oder kürzerfristig bis täglich angepasst werden.

Verbrauchsvariable Monats- und Jahrestarife sind recht einfach abzubilden und fußen prinzipiell auf der stufenweisen Verteuerung jeder zusätzlichen Kilowattstunde im Abrechnungszeitraum.

Lastbegrenzende Tarife sollen den Verbraucher daran hindern, eine vorgegebene Lastspitze zu übersteigen. Es wird ein Bonus in Aussicht gestellt, sofern der Verbraucher seine Last begrenzt oder einer Fernabschaltung zustimmt.

Die Anwendung eines Lastvariablen Tarif ermöglicht es sogar, kurzfristig verschiedene Arbeitspreise nach Abstufung der Lasthöhe je Viertelstunde vorzugeben. Hierdurch kann sehr direkt eine Lastanpassung angereizt werden. Zur Ausnutzung der preislichen Vorteile aus Kundensicht, kann auch eine automatisierte Steuerung der entsprechenden Verbrauchsgeräte verwendet werden. Ein manueller Eingriff des Kunden ist jedoch jederzeit möglich.

Ebenso kurzfristig aber vermutlich zuverlässiger im Vergleich zur preislichen Anreizsetzung ist eine direkte Steuerung von Lasten durch eine Marktrolle (z.B. Lieferant oder Netzbetreiber). Der Eingriff in die Autonomie des Verbrauchers muss dabei klar definiert sein und auf einer vertraglichen Vereinbarung zwischen Kunden und Marktakteur basieren.

Sofern in den verschiedenen Modellen nicht nur eine Datenübermittlung des Verbrauchs vorgesehen ist (1-Weg Kommunikation) sondern auch permanent für den Tarif benötigte Informationen oder Steuersignale den Zähler erreichen müssen, sollte eine bidirektionale Kommunikationstechnik stets erforderlich sein. Die in MOMA vorgesehene Infrastruktur sieht eine bidirektionale Kommunikationsmöglichkeit vor.

Tarifmodell		Infrastruktur			Prozess
		Datenspeicher		Weitverkehrs-kommunikation KS3	Bilanzierung
Name		Mindestanforderung	Maximalanforderung		
Zeitvariable Tarife	Zeitvariabler Tarif (Time of Use, ToU)	2 Tarifregister	ZSG	1-Weg	mod. SLP
	zeitvariabler Tarif mit Events (Critical Peak Pricing, CPP)	3-6 Tarifregister	ZSG	2-Wege	Lastgang
	Dynamischer Tarif (Real Time Pricing, RTP)	ZSG	ZSG	2-Wege	Lastgang
Last-/ verbrauchsvariabel	Lastbegrenzter Tarif	1 Tarifregister	ZSG	1-Weg	mod. SLP
	Lastvariabler Tarif	2 Tarifregister	ZSG	2-Wege	Lastgang
	Verbrauchsvariabler Monatstarif	1 Tarifregister	ZSG	1-Weg	SLP
	Verbrauchsvariabler Jahrestarif	1 Tarifregister	ZSG	keine	SLP
	Direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC)	ZSG	ZSG	2-Wege	Lastgang

Tabelle 2: Portfolio dynamischer Tarife⁴

Ohne an dieser Stelle die verschiedenen Optionen ausführlich zu erläutern, zeigt ein erster Blick in die Spalten „Bilanzierung“ und „Mindestanforderung“, dass die Wahl eines Tarifmodells mit

⁴ Ecofys/EnCT/BBH 2009, S. 118

weitreichenden Auswirkungen verbunden sein kann, die auch mit der gegenwärtigen gesetzlichen Regelung (siehe 3.2) nicht zwingend bereits konform sein müssen, bzw. deren Umsetzung derzeit aufgrund der Rahmenbedingungen vermeidbare Mehrkosten für den Lieferanten oder Netzbetreiber erzeugen.

Hierzu ein **Fallbeispiel**:

Die Verbrauchsverlagerung des Kunden, etwa angereizt durch einen zeitvariablen Tarif, bietet im bestehenden System einer synthetischen Profibilanzierung dem Lieferanten keine Beschaffungsvorteile. Er ist unverändert dazu angehalten, die Energie nach dem festgelegten Standardlastprofil zu beschaffen. Da also der Lieferant trotz der Lastveränderung keine Kostenvorteile erzielt, wird er auch seinen Kunden keine Anreize setzen.

Sollte ein zeitvariabler Tarif in das bisherige synthetische SLP-Verfahren (unveränderte Lastprofile) integriert werden, hätte dies folgende Auswirkungen:

Um den Vorteil variabler Tarife auszuschöpfen, optimiert der Lieferant sein Beschaffungsprofil und versucht insbesondere Energiemengen in Hochpreisphasen zu meiden. Durch seine Abweichung vom vorgegebenen Lastprofil entsteht ein Differenzlastgang im Lieferanten-Bilanzkreis, der letztlich mit Ausgleichsenergie abgedeckt wird.

Der Verteilnetzbetreiber hingegen unterstellt weiterhin eine Belieferung der Kunden ohne Lastgangmessung nach den von ihm vorgegebenen standardisierten Profilen. Ändert sich nun das Kundenverbrauchsverhalten aufgrund der Anreize, entsteht ebenso ein Differenzlastgang (Differenzbilanzkreis). Erfolgt keine aktive Bewirtschaftung dieser Energiemengen, werden sie entsprechend mit Ausgleichsenergie abgedeckt.

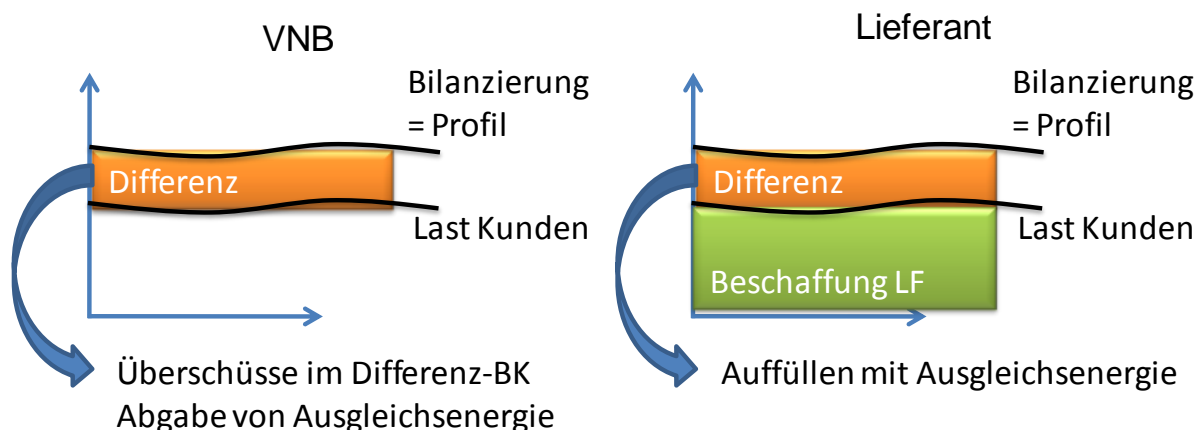


Abbildung 2: Bilanzausgleich VNB und Lieferant

Insgesamt ergeben sich gegenläufige Effekte (Ausgleichsenergiemengen mit entgegengesetzten Vorzeichen) beim Lieferanten und Verteilnetzbetreiber. Mit der Beanspruchung von Ausgleichsenergie ist ein erhebliches Preisrisiko verbunden, da die Erlöse und Kosten für Bilanzkreisüber- und -unterdeckungen ex ante nur sehr schwierig einzuschätzen sind. Zusätzlich würden noch Transaktionskosten beim Lieferanten und Netzbetreiber entstehen.

3.1.3. Grundlagen der Bilanzierung

Die Belieferung und Bilanzierung von Kleinkunden lässt sich grundsätzlich mit zwei unterschiedlichen Vorgehensweisen abwickeln. Während das bereits angesprochene synthetische Lastprofilverfahren

den Leistungsverlauf der Kundengruppen von „unten nach oben“ aufbaut (bottom up), verfolgt das analytische Lastprofilverfahren den umgekehrten Weg von „oben nach unten“ (top down)⁵.

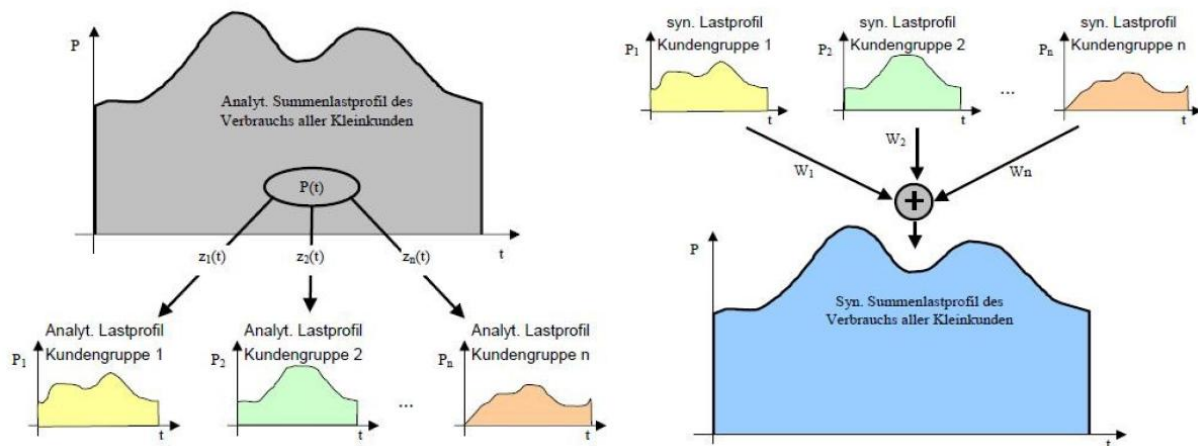


Abbildung 3: Prinzip analytisches und synthetisches Lastprofilverfahren

Die Auswahl der Bilanzierungsverfahren obliegt dem jeweiligen Netzbetreiber; die gegenwärtige Verbreitung der Verfahren kann schlecht abgeschätzt werden. Nach Einschätzungen von Marktteilnehmern überwiegt dabei leicht die synthetische Bilanzierungsform⁶.

Ein Lieferant sollte in der Tendenz das synthetische Lastprofilverfahren bevorzugen⁷, da er mit dem Energieeinkauf entsprechend des vorgegebenen Profils keine bilanzielle Abweichungen zu erwarten hat. (Lediglich Jahresmengenabweichungen werden im Zuge der Mehr- und Mindermengenabrechnung finanziell ausgeglichen). Anfallende Profilabweichungen laufen im synthetischen Lastprofilverfahren beim jeweiligen Netzbetreiber auf, der die Kosten für den Ausgleich der Energiemengen in die Netzentgelte einfließen lässt.

Anstelle einer Differenzbilanzierung durch den VNB werden beim analytischen Verfahren die Abweichungen an die Lieferanten weitergereicht. Analytische Lastprofile werden erst nach der Energielieferung an den Kunden ermittelt. Sie basieren auf den Messdaten des tatsächlichen Verbrauchs aller Kleinkunden. Dabei werden von der Netzgesamtlast erstens die Netzverluste und zweitens die Lastgänge der Kunden mit registrierender Leistungsmessung subtrahiert. Anschließend erfolgt eine Aufteilung der verbliebenen Restganglinie auf die Lieferanten und Kundengruppen mit Hilfe von Gewichtungsfaktoren bzw. Zerlegungsfaktoren. Das Risiko des von der Prognose abweichenden Verbrauchsverhaltens der nicht lastganggemessenen Kunden liegt vollständig beim Lieferanten und wird in dessen Bilanzkreis ausgeglichen.

⁵ Vgl. VDEW 2000, S. 9

⁶ Dabei bleibt auch noch die Frage offen, ob das synthetische Verfahren sowohl nach der Anzahl der VNB, die dieses anwenden, als auch nach betroffenen Endkunden oder nach der Menge der Stromverkäufe überwiegt.

⁷ Wenngleich er keinen Einfluss auf die Wahl des Bilanzierungsverfahrens hat.

Erweitertes analytisches Lastprofilverfahren

Schritt 0:	Mitteilungen des Netzbetreibers an den Händler
Schritt 1:	Einteilung der Kunden in Kundengruppen
Schritt 2:	Berechnung des Skalierungsfaktors
Schritt 3:	Berechnung der Zerlegungsfaktoren
Schritt 4:	Bestimmung der Händlerfaktoren
Schritt 5:	Bestimmung der Einspeiseganglinie
Schritt 6:	Ermittlung der Verluste
Schritt 7:	Ermittlung der Ganglinie der Großkunden
Schritt 8:	Bestimmung der Ganglinie der Kleinkunden
Schritt 9:	Aufteilung der Restkurve auf die Kundengruppen
Schritt 10:	Bestimmung der Lastprofile der einzelnen Händler
Schritt 11:	Bilanzierung



Bemerkungen

Lastprofile, Methodik Händlerprofile
VDEW Profile - aber auch eigene Profile
Jahresverbrauch Kundengruppe / 1000kWh (Profilgröße)
Viertelstündig, aus: Profil-Kundengruppe*Skalierungsfaktor
Jahresverbrauch nach Kundengruppen eines Händlers
ohne Berücksichtigung Profileinspeisung

Tabelle 3: Schritte des analytischen Lastprofilverfahrens

Vorstehende Abbildung verdeutlicht das Rechenschema des erweiterten analytischen Lastprofilverfahrens. Im Gegensatz zur stark vereinfachten Berechnung des „einfachen analytischen Lastprofilverfahrens“⁸ erfolgt hier eine Einteilung der Stromverbraucher in Kundengruppen. Die anteilmäßige Zuordnung der jeweiligen Kundengruppen auf die Lieferanten erlaubt eine exaktere Lastaufteilung.

Letztlich basiert aber auch das analytische Verfahren u.a. auf historischen Jahresverbräuchen und standardisierten Lastprofilen verschiedener Kundengruppen (wie die voranstehende tabellarische Prozessbeschreibung zeigt), wenngleich die dem Lieferanten bilanziell zugewiesene Energiemenge besser das tatsächliche Verbrauchsverhalten seiner Kunden widerspiegelt (ermittelt aus IST-Lastgang). Da jedoch nicht nur ein Lieferant im Bilanzierungsgebiet des Verteilnetzbetreibers angesiedelt ist, dürfte es nicht ohne Weiteres möglich sein, die durch kurzfristige Tarifänderungen (des Lieferanten) verursachten Verbrauchsänderungen ausschließlich dem richtigen Lieferanten zuzuordnen. Bei der Zerlegung der Restlastkurve würde sich die Verbrauchsveränderungen der Kunden eines Lieferanten prozentual in der Zuordnung aller Lieferanten im Netzgebiet wiederfinden.

Die Anwendung standardisierter Lastprofilverfahren in der Bilanzierung ist allgemein motiviert durch die Aspekte ‚Vereinfachung‘ und ‚Kosteneinsparung‘ im Kleinkundenbereich. Daher muss zum ersten stets bedacht werden, dass ein „trade-off“ zwischen Einfachheit und geringen Kosten auf der einen Seite und Genauigkeit auf der anderen Seite existiert. Zum zweiten führen Vereinfachungen, z.B. in der Form aggregierter Kundengruppen, zu einem Verlust an Einzelverbrauchsdaten. Das verursacht Anreizprobleme, da sich das tatsächliche Verhalten einzelner Kunden nicht unmittelbar in deren Rechnung widerspiegeln kann (betroffen ist die Endkundenabrechnung).

Unabhängig von der Wahl der synthetischen oder analytischen Lastprofilverfahren existiert somit ein allgemeines Hindernis: die fehlende Lastgangaufzeichnung beim Endkunden. Hiermit verbunden sind folgende Fragen:

- > Wie kann der Lieferant nachvollziehen, ob seine Kunden den preislichen Anreizen tatsächlich gefolgt sind?
- > Wie wird die Verbrauchsanpassung des Letztverbrauchers erfasst und abgerechnet?
- > Muss nicht auch die Energiemengenbilanzierung der Kleinverbraucher zwangsläufig auf der Basis eines viertelstündlich gemessenen Verbrauchs erfolgen?
- > Sind Optimierungen der SLP-Verfahren möglich, die eine weitere Nutzung unter neuen Anforderungen erlauben?

⁸ Die Lastzerlegung basiert in diesem Verfahren lediglich auf Basis des Händlerfaktors als Ergebnis der Division von: Jahresverbrauch Kleinkunden eines Händlers [kWh] zum Jahresverbrauch aller Kunden [kWh].

-> Basiert die Einkaufsprognose des Lieferanten auf Lastprofilwerten oder den zuletzt erfassten IST-Werten?

3.2. Rechtliche Situation und Anforderungen

Die StromNZV sieht in §12 Abs. 1 für die Energiemengenbilanzierung im Normalfall den Einsatz von standardisierten Lastprofilverfahren bei Jahresverbräuchen bis 100.000 kWh vor. Beide gültigen Verfahren wurden im voranstehenden Kapitel erläutert. Die Messung des Verbrauchs erfolgt gem. § 10 Abs. 1 MessZV durch Erfassung der elektrischen Arbeit sowie „gegebenenfalls durch Registrierung der Lastgänge am Zählpunkt oder durch Feststellung der maximalen Leistungsaufnahme“.

Letztverbraucher, die die Verbrauchsgrenze von 100.000 kWh/a überschreiten und demnach keine Verbraucher im Sinne des § 12 StromNZV darstellen, werden mit einer viertelstündigen registrierenden Leistungsmessung ausgestattet (§10 Abs. 2 MessZV).

Bei § 12 Abs. 1 sowie § 10 Abs. 1 handelt es sich in erster Linie um Schutzvorschriften zugunsten der Kleinverbraucher (Vermeidung unnötig hoher Messkosten). Gem. § 10 Abs. 3 MessZV können aber auch Kleinverbraucher im Einvernehmen mit ihrem Lieferanten eine registrierende Lastgangmessung anfordern, wirtschaftlich ist dies für jene Kunde jedoch uninteressant. Sofern eine derartige Messeinrichtung bei Kleinverbrauchern installiert ist, besteht über § 12 Abs. 2 Satz 3 StromNZV auf Einzelfälle begrenzt, auch die Möglichkeit bei diesen Kunden die Bilanzierung über ein Lastgangverfahren abzuwickeln.⁹

Mit der Novellierung des EnWG wurden die Messstellenbetreiber gemäß §21c EnWG verpflichtet bei Marktverfügbarkeit Strom-Messsysteme einzubauen, die den Anforderungen des § 21d genügen. Dieser Paragraph sieht neben der Darstellung des tatsächlichen Energieverbrauchs und der tatsächlichen Nutzungszeit auch eine Einbindung der Messeinrichtung in ein Kommunikationsnetz vor. Bzgl. der näheren Ausgestaltung wird auf eine – noch ausstehende - Rechtsverordnung verwiesen. Überdies sind zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität die Anforderungen des § 21e zu erfüllen.

Zur relevanten Zielgruppe hierbei zählen Neubauten und Großrenovierungen, Letztverbraucher mit einem Verbrauch größer 6.000 kWh/a sowie EEG-/KWK-Neuanlagen mit einer installierten Leistung größer 7 kW. Ein verpflichtender Einbau bei Endkunden geringeren Verbrauchs ist lediglich vorgesehen bei einer ermittelten positiven Kosten-/Nutzen-Differenz, bei nicht mehr vorhandenen Mehrkosten sowie im Zuge einer Rechtsverordnung.

Sofern ein Messsystem entsprechend § 21d Abs. 1 eingesetzt wird, „ist [überdies] eine monatliche Verbrauchsinformation, die auch die Kosten widerspiegelt, kostenfrei bereitzustellen“. Eine monatliche Auslesung des Zählers, ob manuell oder via informationstechnischer Fernauslesung, stellt somit die Mindestanforderung für diese Letztverbraucher dar.

§ 40 Abs. 3 des EnWG verpflichtet Lieferanten dazu, ihren Kunden eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten.

In Ergänzung zur optional kurzfristigeren Abrechnung fordert § 40 Abs. 5 den Lieferanten dazu auf einen Tarif anzubieten, „der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt.“ Dies umfasst im Besonderen „lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife“. Die Einsparung von Energie kann z.B. durch verbrauchsabhängige Tarife erzielt werden; für die Steuerung des Verbrauchs sind z.B. die Optionen: Spitzenlastdeckelung, Lastanhebung und -senkung sowie Lastverlagerung denkbar. Dabei kann auch eine Lastverlagerung eine Verbrauchsreduzierung nach sich ziehen.

Die Entscheidung des Letztverbraucher für einen variablen Tarif seines Lieferanten (gem. § 40 Abs. 5 EnWG) ist unter der bestehenden Regelung rein optional. So spricht insbesondere die zwingende Forderung nach einem Tarif „für den die Datenaufzeichnung und -übermittlung auf die Mitteilung der innerhalb eines bestimmten Zeitraums verbrauchten Gesamtstrommenge begrenzt bleibt.“ gegen eine verpflichtende Anwendung variabler Tarife auf sämtliche Letztverbraucher.

⁹ Vgl. hierzu auch Ecofys/EnCT/BBH 2009, S. 38

Zur Mindest Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben aus § 40 Abs. 5 dürfte gegenwärtig eine intelligente Messeinrichtung mit Fernauslesung im Kleinkundenbereich oftmals nicht zwingend erforderlich sein, da gängige Zweitarifzähler mit Zeitschaltuhr bereits heute einen einfachen zeitvariablen Tarif ermöglichen, sowie eine kürzerfristige Ablesung des Zählers auch per Sichterfassung vor Ort oder durch den Letztverbraucher per Selbstmeldung erfolgen kann (z.B. für einen monatlichen verbrauchsvariablen Tarif). Diese sich aus technischer Sicht darstellbare Mindest Erfüllung muss jedoch keineswegs auch die geringsten Kosten verursachen. So führte etwa in Schweden die gesetzliche Verpflichtung zur monatlichen Ablesung der Zähler zu einem Roll-Out von fernablesbaren Zählern, da sich dies als die kostengünstigste Variante für die Messstellenbetreiber heraus stellte.

3.3. Mögliche Optimierungen

Entsprechend den zuvor in 3.1.3 aufgestellten Fragen wird deutlich, dass mehrere Perspektiven, im Sinne von Messung, Abrechnung und Bilanzierung (hiermit verbunden auch die Prognose und Beschaffung), berücksichtigt werden müssen. Zunächst unabhängig vom Bilanzierungsverfahren kann der Letztverbraucher entweder mit einem einfachen Jahresarbeitszähler, einer registrierenden Lastgangmessung oder einer sogenannten ‚Zählerstandgangmessung‘ ausgestattet sein.¹⁰ Je nach installierter Messtechnik ergeben sich dann unterschiedliche Optionen hinsichtlich der Bilanzierungs- und Abrechnungsform.

	Jahresarbeitszähler	RLM	Smart Meter + Modem
Aufzeichnung Intervallmessung	keine	¼ h	¼ h
Messwert- übermittlung	jährlich	täglich	wöchentlich? IST Referenzmessung
Bilanzierung	Lastprofile	IST-Werte	IST-Werte o. Lastprofile
Energieeinkauf	Lastprofile	Prognose	Prognose o. Lastprofile

Tabelle 4: Möglichkeiten verschiedener Messeinrichtungen

Ein Jahresarbeitszähler¹¹ gibt lediglich permanent die kumulierte Verbrauchsmenge an und wird gewöhnlich einmal im Jahr manuell abgelesen. Aufgrund der fehlenden viertelstundenscharfen Verbrauchswerte erfolgt die Bilanzierung seitens des VNB sowie des Lieferanten auf Basis historischer Jahresverbräuche sowie standardisierter Lastverlaufskurven. Entsprechend orientiert sich auch der Stromeinkauf zur Deckung der Kundenlast an diesen Profilen. Wie bereits in Kapitel 3.1.2 angedeutet, sind gegebenenfalls in Verbindung mit einer häufigeren Ablesung auch kurzfristigere Abrechnung (bis monatlich) denkbar.

Die registrierende Lastgangmessung ist hingegen dadurch gekennzeichnet, dass der individuelle Verbrauch je Viertelstunde erfasst und abgespeichert wird. Die auf diese Weise angefallenen

¹⁰ Ein analoger Zwei-Tarif-Zähler soll hier keine Berücksichtigung mehr finden.

¹¹ Sofern die Funktionen der viertelstündlichen Lasterfassung und der Datenübermittlung eines digitalen Zählers nicht genutzt werden, wird dieser hier funktional einem analogen Jahresarbeitszähler gleichgestellt werden.

Viertelstundenverbräuche werden gesammelt und täglich an den Netzbetreiber sowie den Lieferanten übermittelt. Der Lieferant ist hier in der Lage neben verschiedenen Größen wie z.B. Wetterprognosen auch die gerade zurückliegenden IST-Werte in die Lastprognose des Folgetages einfließen zu lassen. Je nach Verbrauchsgröße des jeweiligen Kunden erfolgt die Prognose individuell oder aggregiert für eine gewisse Kundengruppe. Für jeden Kunden kann ex post der Verbrauch je Viertelstunde nachvollzogen werden. Aufgrund des erheblichen finanziellen und organisatorischen Aufwandes der Datenkommunikation und den hiermit verbunden Mehrkosten für den Letztverbraucher, findet diese Messung lediglich bei Großverbrauchern Anwendung.

Soll auch im Kleinkundenbereich der zeitliche Verbrauch des Kunden jederzeit nachvollziehbar sein, etwa um den Verbrauch in verschiedenen Tarifzeiten¹² belegen zu können, erscheint der Einsatz von Smart Metern als angebracht. Auf den hier bezogenen Fall muss ein ‚Smart Meter‘ folgende Merkmale aufweisen: eine viertelstündige Verbrauchserfassung bzw. oder alternativ mindestens eine Vielzahl an Tarifregistern, eine (zumindest optionale, nachrüstbare) Fähigkeit zur Fernauslesung.

Wie es sich bereits abzeichnet, sind insbesondere Last- und Zeitvariable Tarife, die das Ziel einer Lastverhaltensänderung des Letztverbrauchers verfolgen, nicht problemlos mit den bestehenden Prozessen der Messung, Beschaffung und Bilanzierung zu bewältigen. Daher soll im Folgenden untersucht werden, welcher geringstmögliche Umstellungsaufwand für die Verwendung zeit- und lastvariabler Tarife erforderlich erscheint (Minimalziel) und welche Möglichkeiten die komplexeste Lösung bietet. So orientiert sich die erste Optimierungslösung an der derzeit gängigen Bilanzierungs- und Beschaffungsform mit Hilfe standardisierter Lastprofilverfahren. Den nächsten Schritt stellt dem gegenüber die Bilanzierung des IST-Lastgangs dar. Eine eigene Betrachtung benötigt die Abrechnungsmethodik zwischen lastbeeinflussender Marktrolle (VNB oder Lieferant) und dem Endkunden. Die hierfür notwendige technische Ausstattung sowie der Abwicklungsprozess können grundsätzlich getrennt von der Form der Energiemengenbilanzierung untersucht werden.

3.3.1. Optimierung Lastprofilverfahren

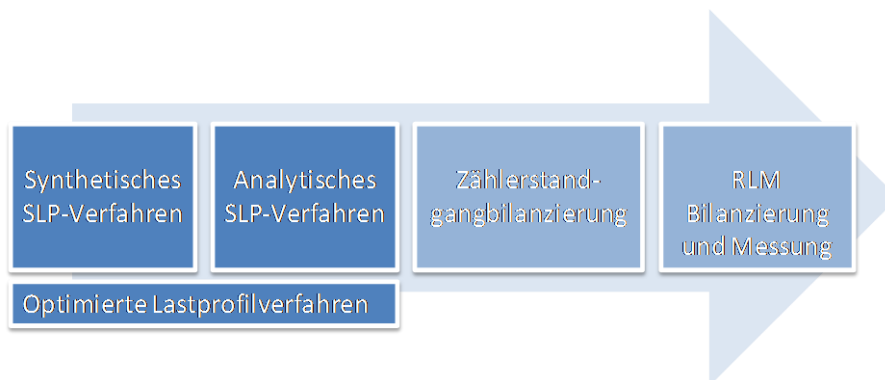


Abbildung 4: Optimierungen Lastprofilverfahren

Es stellt sich die Frage, ob die heute angewendeten SLP-Verfahren (analytisch oder synthetisch) derart optimiert werden können, dass sie eine erfolgsversprechende Grundlage für die Einführung variabler Tarife und einer entsprechenden Lastbeeinflussung bieten.

Ein Netzbetreiber könnte etwa im **synthetischen Bilanzierungsverfahren** die standardisierten Lastprofile (und damit indirekt auch die daran gekoppelte Lieferantenbeschaffung und den Endkundenverbrauch) an seine, bzw. die netztechnisch notwendigen Bedürfnisse anpassen. Der Profilverlauf darf jedoch nicht beliebig durch den Netzbetreiber kreiert werden, sondern muss sich am typischen Abnahmeprofil der Verbrauchergruppen gem. § 12 Abs. 2 StromNZV orientieren. Ebenso

¹² Im Sinne einer deutlich flexibleren Gestaltung gegenüber gegenwärtigen Schwachlasttarifen mit Zweitarifzählern.

könnten theoretisch auch Lieferanten modifizierte Profile entwickeln, die einen Anreiz zur Steuerung des Energieverbrauchs (entsprechend § 40 Abs. 5 EnWG) setzen.

Jedoch obliegt ausschließlich dem Netzbetreiber die Festlegung von Lastprofilen (siehe § 12 Abs. 1 Satz 2 StromNZV). Meist finden die repräsentativen VDEW-Lastprofile Anwendung. Der Netzbetreiber entscheidet, welche Profile er welchen Kundengruppen zuordnet. Empfehlungen finden sich in der VDEW Materialie M24-2000. Der Lieferant selbst hat gegenwärtig weder aus § 12 Abs. 1, 2 StromNZV noch aus § 40 Abs. 3 EnWG einen Anspruch darauf, dem Netzbetreiber ein eigenes Lastprofil vorzugeben.

Neue Lastprofile, die in Übereinstimmung von Netzbetreibern und Lieferanten entstünden, müssten das veränderte Abnahmeverhalten der Kunden, das sich aus den Anreizen variabler Tarife ergibt, berücksichtigen und widerspiegeln. Generell dürfte eine Profilvielfalt erhöhten Abstimmungsaufwand zwischen Lieferanten und Netzbetreibern verursachen.

Das Erstellen und Festlegen von SLP für variable Tarife beinhaltet zudem im synthetischen Lastprofilverfahren einen Interessenkonflikt zwischen Lieferanten und Netzbetreibern. Lieferanten könnten ein Profil vorgeben, das (zu) hohe Off-Peak-Anteile der Strommengen beinhaltet und demnach eine günstige Beschaffung ermöglicht. Dies müsste im Einzelfall der VNB über seinen Differenzbilanzkreis wieder kompensieren. Folgende Tabelle stellt die Ziele der Marktrollen (angelehnt an die Business Cases aus AS 1.4) Lieferant und Netzbetreiber gegenüber und zeigt mögliche Konfliktpotenziale auf.

Ziele	Last/Verbrauchsbeeinflussung durch den Netzbetreiber	Last/Verbrauchsbeeinflussung durch den Lieferanten
Business Cases	BC Netzlastmanagement, BC Großhandelsmarkt BKV	BC Großhandelsmarkt Lieferant BC Großhandelsmarkt BKV
Konflikte	Kurzfristige Änderungen der synthetischen Profile sowie der Rechengrundlage bei den analytischen Profilen durch den VNB beeinflussen die (oftmals langfristige) Beschaffung der Lieferanten	Synthetisches Verfahren: Sofern vorgeschlagene Profile des Lieferanten von der Ist-Last abweichen -> Abweichungen/Kosten ausschließlich bei VNB

Tabelle 5: Ziele und Anreize von Netzbetreibern und Lieferanten

Tarifmodelle, die nach kurzfristiger Ankündigung temporär die regulären Tarife ersetzen, sind mit dem gegenwärtigen synthetischen Lastprofilverfahren voraussichtlich schwierig abbildbar. Allerdings könnte als Zwischenlösung erwogen werden, eine bestimmte Anzahl von Tarifen zu definieren, für die dann je nach Kundengruppe veränderte Lastprofile geschätzt und festgelegt werden müssen. Dies hätte den Vorteil einer relativ einfachen Implementierung, da auf bestehende Prozesse aufgebaut werden kann und dem ersten Anschein nach eine einfache Umsetzung möglich ist. Der Vorteil verliert sich aber, sobald die Anzahl der möglichen Tarife erhöht wird, denn dann müsste eine große Anzahl an Lastprofilen für verschiedene Kundengruppen zur Verfügung gestellt werden. Zudem sind bei Lieferanten- oder Tarifwechseln jeweils zügig neue Zuordnungen von Lastprofilen erforderlich. Gerade die erforderliche Vorauswahl von Tarifen ist problematisch, da sie die Suche nach geeigneten und kundenorientierten Tarifen einengt.

Zur Optimierung des synthetischen SLP-Verfahrens wäre es daher weiter vorstellbar, neben der Vorgabe von fixen Lastprofilen eine Rechenregel beim Netzbetreiber zu hinterlegen, die für jeden beliebigen, auch kurzfristig mitgeteilten, Tarif das Lastprofil des Kunden bestimmt. Der Lieferant orientiert seine Beschaffung exakt, wenn auch evtl. kurzfristiger, am neuen Tarifverlauf und hat auch weiterhin keine Abweichungen in seinem Bilanzkreis zu befürchten. Sofern die Kunden jedoch nur unzureichend den Anreizen folgen oder die Rechenregel unrealistische Vorgaben aufweist, adressieren sich etwaige Abweichungen und Ausgleichskosten nach wie vor an den Netzbetreiber. Dies ist auch insofern problematisch, als dem Netzbetreiber damit letztendlich die Kosten aus einer

mangelnden Prognosegüte zugerechnet werden, der diese dann auch noch über die Netzentgelte an die Netznutzer weiterreichen kann. Zwar hat der Netzbetreiber die Aufgabe den Differenzbilanzkreis bestmöglich zu bewirtschaften. Inwieweit diese schwierig zu überprüfende Anforderung allerdings ohne entsprechende Anreize ausreicht, den Verbrauch besser zu prognostizieren, ist fraglich.

Der wesentliche Vorteil dieser Lösung ist eine weitestgehend automatisierbare Abwicklung durch den Netzbetreiber. Über eine Justierung der Anreizsetzung könnte der Lieferant die entstehenden Soll-Ist Abweichungen möglicherweise reduzieren. Allerdings leidet dieses Verfahren an Anreiz- und Informationsproblemen: Die Berechnung der Lastprofile auf Basis von Tarifen müssen sowohl bei einer Festlegung von Standardlastprofilen als auch bei einer Rechenregel als unsicher eingeschätzt werden¹³,

Umgekehrt könnte auch der Netzbetreiber die preislichen Anreize setzen und über eine Rechenregel dem Lieferanten deutlich kurzfristiger die für die Beschaffung relevanten Profile zukommen lassen. Die evtl. negativen Auswirkungen auf die Beschaffung des Lieferanten wurden bereits benannt.

Ergänzend zu den derartigen Änderungen des synthetischen Lastprofilverfahrens, ist auch eine Änderung des analytischen Lastprofilverfahrens erforderlich, sofern man nicht die VNB, die gegenwärtig das analytische Verfahren verwenden, in ein überarbeitetes synthetisches Verfahren hineinzwingen will.

Eine Optimierung des **analytischen Lastprofilverfahrens** könnte durch eine auf Messwerten basierende Zerlegung der Restlastkurve erreicht werden. Referenzmessungen in der jeweiligen Kunden- und Tarifgruppe sowie bei den Kunden verschiedener im Netzgebiet tätigen Lieferanten könnten eine recht exakte Lastzuordnung ermöglichen, was im Gegensatz zum synthetischen Verfahren besser sichert, dass den Lieferanten tatsächlich der Verbrauch zugerechnet wird. Da Bilanzabweichungen im analytischen Verfahren den Lieferanten zugerechnet werden, haben diese auch einen Anreiz ihre Prognose des Verbrauchs zu verbessern und gleichzeitig ihren Einkauf anzupassen. Insofern ist die Anreizstruktur im analytischen Verfahren derjenigen im synthetischen überlegen.

Durch die erforderlichen Messungen und Hochrechnungen weicht dieser Ansatz schon deutlich von der Grundidee einer vereinfachten Abwicklung von Kleinkunden in der Bilanzierung ab. Der Gedanke findet sich zudem in der Optimierungsalternative des folgenden Abschnitts wieder.

Abrechnung und Motivation des Endkunden

Darüber hinaus ist es fraglich, ob für einen Endkunden tatsächlich hinreichend Anreize geschaffen werden, da die Abrechnung nicht auf seinem tatsächlichen Verbrauchsprofil beruht. Wie bereits angedeutet fußt ein ‚optimiertes Lastprofilverfahren‘ auf einer Verbrauchsveränderung, die, sofern keine permanente, individuelle Messwernerfassung erfolgt, auf die freiwillige Teilnahme und Reaktionen der Endverbraucher vertraut; sowohl im synthetischen als auch im analytischen Verfahren.

Während die bisherigen Bemühungen eine verbrauchsorientierte Profilloptimierung vorsahen, erfordert das neue Soll-Profil eine Anpassung der Verbraucher entsprechend den Bedürfnissen des Netzbetreibers oder des Lieferanten. Dies dürfte jedoch voraussichtlich nur gelingen, wenn trotz bilanzierter Lastprofile, sich die Abrechnung der Letztverbraucher an deren tatsächlichem (und individuellen) Verhalten orientiert, da nur so entsprechende Anreize bestehen. Zur Auslesung der zeitlichen Verbrauchshistorie in mehreren Tarifstufen wären analoge Zähler unbrauchbar. Denkbar wäre eine monatliche oder jährliche Auslesung der digitalen Messeinrichtung vor Ort oder per Fernabruf.

Stromkunden mit Jahresverbrauchszählern können kurz- und mittelfristig eher keine Zeit- und Lastvariablen Tarife in Anspruch nehmen, jedoch erscheinen verbrauchsabhängige Tarife umsetzbar.

¹³ Das trifft prinzipiell auch auf alle anderen möglichen Verfahren zu. Allerdings kann in anderen Verfahren ein besserer Anreiz für eine Prognoseverbesserung gesetzt werden, was dann automatisch zu einer stetigen Verbesserung der Prognose führen dürfte.

Für etwaige verbrauchvariable Tarife ist die Nachvollziehbarkeit des Lastgangs entbehrlich, je nach Frequenz der Verbrauchsablesung kann aber eine Fernablesung die Kosten reduzieren.

Generell kann die Änderung der Verbrauchshöhe als Resultat eines verbrauchsvariablen Tarifes ebenso Einfluss auf die Prognose, Beschaffung und Bilanzierung von Lieferanten und Netzbetreiber nehmen. Ohne Benachrichtigung durch den Lieferanten könnte der VNB von unpassenden Jahresverbrauchsprognosen ausgehen und im synthetischen Lastprofilverfahren Differenzmengen in seinem Bilanzkreis anhäufen. Bleibt die angereizte Verbrauchsreduzierung im analytischen Bilanzierungsverfahren unberücksichtigt, könnte sich dies negativ auf die Genauigkeit der Residuallastzerlegung auswirken. Neben der Verpflichtung des Netzbetreibers zur Information des Lieferanten über die entsprechenden Jahresverbräuche müsste beim Einsatz verbrauchsvariabler Tarife auch mit vertretbarem Aufwand ein Informationsfluss in die andere Richtung möglich sein. Die StromNZV sieht hierzu in §13 vor: „Dieser [der Lieferant oder Netznutzer] kann unplausiblen Prognosen widersprechen und dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes eine eigene Prognose unterbreiten. Kommt keine Einigung zustande, legt der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Prognose über den Jahresverbrauch fest. In begründeten Ausnahmefällen kann die Jahresverbrauchsprognose vom Lieferanten und dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen gemeinsam auch unterjährig angepasst werden.“ Eine unterjährige Anpassung ist insbesondere bei monatlichen verbrauchsvariablen Tarifen von Bedeutung. Bei Bedarf derartiger Tarife ist daher die Eingrenzung auf Ausnahmefälle zu hinterfragen.

Zusammenfassung der Eckpunkte:

Bilanzierungsgrundlage = Optimiertes Lastprofilverfahren (ggf. Referenzmessung)

Abrechnungsgrundlage = IST-Werte oder entsprechend den Profilen

Beschaffungsgrundlage = optimierte Profile/Rechenregel / Verbrauchsprognose

3.3.2. Zählerstandgangmessung und -bilanzierung



Abbildung 5: Übergang zur Zählerstandgang- oder Lastgangmessung

Da für die bestehenden RLM-Kunden der Einsatz variabler Tarife problemlos möglich ist, konzentriert sich diese Ausführung lediglich auf Kleinverbraucher (< 100.000 kWh/a).

Der Optimierungsansatz verfolgt die Idee, auch die Bilanzierung im Massenkundengeschäft dem Bilanzierungssystem für RLM-Kunden anzugleichen. Die Möglichkeiten aus der MessZV sowie der StromNZV wurden hierzu bereits erläutert.

Im Konzept eines allgemeinen Lastgangverfahrens, würde die Prognosezuständigkeit vollständig vom VNB auf den Lieferanten übergehen. Der Lieferant beschafft bestmöglich die Lastprognose und trägt die wirtschaftliche Verantwortung der Soll-Ist Abweichungen, was ihm einen Anreiz zur Prognoseverbesserung gibt. Somit würde auch die Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises durch

den VNB sowie die jährliche Mehr- und Mindermengenabrechnung entfallen (analog zum analytischen Lastprofilverfahren).

Hinsichtlich der hohen Anzahl an Zählern im SLP-Bereich erscheint jedoch eine vollständige Anpassung an das derzeitige RLM-Verfahren mit einem erheblichen personellen und finanziellen Aufwand verbunden. Zur Datenübermittlung werden in den GPKE-Prozessen strikte Vorgaben aufgeführt: Eine ausnahmslose RLM-Messung mit Fernablesung verursacht demnach große Datenmengen. Sollte der VNB die Messeinrichtung nicht ablesen können oder erscheinen Messwerte unplausibel, so ist der VNB verpflichtet, zeitnah plausible Ersatzwerte bereitzustellen.

Es erscheint daher angebracht, eine Anlehnung an das RLM-Verfahren zu verfolgen, jedoch Vereinfachungen durchzuführen. Beispielsweise könnte die Frequenz der Zählerauslesungen reduziert werden oder eine Aggregation von Lastgängen mit den gleichen Tarifmodellen bereits beim VNB erfolgen. Der Lieferant könnte Tarifgruppen bilden und deren Abnahme gemeinsam prognostizieren und intern abrechnen.

Aggregations- und Vereinfachungsmöglichkeiten sollen helfen, die hohen Kosten einer registrierenden Lastgangmessung zu vermeiden, dennoch dürfen hierdurch keine Ungenauigkeiten bei der Bilanzierung oder Endkundenabrechnung in Kauf genommen werden. Eine zeitliche Ausdehnung der Ausleseintervalle könnte möglicherweise die Prognosequalität des Lieferanten etwas verschlechtern, die Bilanzierungsqualität bliebe unberührt. Eine Verringerung des ausgetauschten Datenvolumens bereits auf dem ‚Weg‘ zum VNB bzw. Messdienstleister wäre mit einer Aggregation von Messwerten, z.B. in einem Straßenzug, und dem anschließenden Versand als Summenlastkurve möglich. Die hierfür notwendige ‚Intelligenz‘ der Aggregationsstelle, um die Messwerte den u. U. unterschiedlichen Lieferanten zuzuordnen, könnte jedoch die Kostenersparnis teilweise wieder aufzehren.

Mit dieser ‚Zählerstandgangmessung‘ wäre es nun theoretisch auch möglich, die Energiemengenbilanzierung mit IST-Werten durchzuführen sowie die aktuellen Verbrauchswerte in eine Einkaufsprognose des Lieferanten einfließen zu lassen. Zur Verbesserung der Datenaktualität könnte eine täglich ausgelesene Referenzmessung, noch zu definierender Kundengruppen, beitragen. Der Mangel an täglichen Auslesedaten könnte so wieder kompensiert werden.

In diesem Konzept könnten sämtliche Last- und Zeitvariablen Tarifmodelle, auch mit sehr kurzfristig wechselnden Anreizen, abgebildet und abgerechnet werden. Somit könnte auch der größte Nutzen durch die Anwendung variabler Tarife generiert werden. Durch die ‚nachträgliche‘ Bilanzierung der IST-Last wird die Verhaltensänderung des Letztverbrauchers exakt dem jeweiligen Lieferanten zugeordnet. Bilanzkreisabweichungen im Lieferantenbilanzkreis wären ausschließlich dem Prognosefehler des Lieferanten geschuldet. In einem Lernprozess kann dieser jedoch das Verbraucherverhalten, in Reaktion auf die Tarifierregung, analysieren und Anpassung hinsichtlich der Anreizsetzung bzw. der Beschaffungsprognose vornehmen.

Neben der laufenden Bearbeitung großer Datenvolumina würden zudem einmalige Umstellungskosten der Ablesung, Bilanzierung und Abrechnung entstehen. Insbesondere für kleinere Netzbetreiber (bzw. Messstellenbetreiber und Messdienstleister) könnte der zusätzliche Aufwand zur Auslesung und Messwertverarbeitung eine größere Herausforderung darstellen. Das bereits heute schon oftmals an spezielle Dienstleister ausgegliederte Energiedatenmanagement würde daher zusätzlich an Bedeutung gewinnen. Es bliebe zu prüfen, ob und gegebenenfalls welche Kosten hier durch die regulierenden Behörden im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt würden oder werden sollen. Dies steht sicherlich auch in engem Zusammenhang mit dem jeweiligen Anwendungsfall und erfordert eine klare Kosten-Nutzen-Analyse (wie skizziert in 3.4).

Eine Lastbeeinflussung durch den Netzbetreiber, z.B. aus netztechnischen Gründen, hätte im System einer Zählerstandgangmessung direkte Auswirkungen auf den Lieferanten. Da hier keine fixe Bilanzierung von Lastprofilen stattfindet, führen unerwartete Verhaltensänderungen der Kunden zu Bilanzkreisabweichungen beim Lieferanten. Analog zum aufgezeigten Beispiel ‚Belastung des Differenzbilanzkreises durch die Anreizsetzung des Lieferanten‘ im synthetischen SLP-Verfahren, kann eine Anreizsetzung durch den VNB in einer Lastgangbilanzierung nur in Abstimmung von VNB und Lieferant geschehen. Im konkreten Fall könnte also der Nutzen durch eine Lastveränderung im Auftrag des Netzbetreibers der Prognose zur Lieferantenbeschaffung nachträglich die Grundlage entziehen und zu Ausgleichskosten beim Lieferanten führen. Um dies zu kompensieren, wäre es vorstellbar, dass der Netzbetreiber den Lieferanten rechtzeitig vor der Lieferzeit über die

Lastbeeinflussung informiert, diese mit vorab mit dem Lieferanten abstimmt oder dass der Netzbetreiber die entstehende Prognose-Ist-Abweichung des Lieferanten finanziell ausgleicht.

Abrechnung und Motivation des Endkunden

Die Anforderungen an die Abrechnungsmethodik unterscheiden sich auch bei Verwendung variabler Tarife unter einer Lastgangbilanzierung nicht von dem Ansatz des vorangegangenen Abschnitts. Eine individuelle Abrechnung des Kunden auf Grundlage des jeweilig gemessenen Einzellastgang (bzw. einem aufwendigen Tarifregister) dürfte unabdingbar sein, um dem Endkunden die gewünschten Anreize zu geben. Dies ist weitestgehend unabhängig von der Bilanzierungsmethodik, wenngleich im Gegensatz zu den optimierten Lastprofilverfahren bei der Zählerstandgangbilanzierung die Messwerte direkt sowohl zur Abrechnung als auch zur Bilanzierung verwendet werden.

Zusammenfassung der Eckpunkte:

Bilanzierungsgrundlage = Zählerstandgangerfassung

Abrechnungsgrundlage = IST-Werte

Beschaffungsgrundlage = Vortagesprognose (Berücksichtigung Anreizeauswirkungen)

3.3.3. Iterativer Lösungsansatz zur Konfliktbeseitigung LF - VNB

Die Frage nach negativen Effekten durch das Handeln einer Marktrolle (Lieferant oder Netzbetreiber) auf die jeweils andere ist Gegenstand aller vorgestellten Lösungsansätze. Im Rahmen der Netzsimulation wurde diesbezüglich ein iterativer Lösungsansatz erarbeitet, der im Folgenden skizziert wird: Ein Tarif aus Netz- und Lieferantensicht wird 1 Tag vor der Lieferung festgelegt. Die Festlegung läuft wie folgt: Der Lieferant gibt vorab seinen variablen Tarif inkl. bestimmter Netzentgelte an den Netzbetreiber; der Netzbetreiber prognostiziert aus diesen Tarifen die erwartete Netzsituation für den nächsten Tag und verändert, falls Netzprobleme zu erwarten sind, die Netzentgelte (mit variablen Netzentgelte). Den daraus entstehenden neuen Tarif gibt er zurück an die Lieferanten. Der Lieferant überarbeitet daraufhin den variablen Tarif aus seiner Sicht und gibt ihn wieder an den Netzbetreiber, der ihn, wie oben ausgeführt wiederum, überarbeitet und an den Lieferanten schickt. Dieser iterative Prozess wird einige Male durchlaufen. Das Endresultat gibt der Lieferant dann an seine Kunden weiter; dies ist dann der für den nächsten Tag geltende Tarif¹⁴.

Dieses Verfahren begegnet dem möglichen Konfliktpotenzial zwischen VNB und Lieferant. Jedoch handelt es sich hierbei um ein äußerst komplexes Vorgehen. Insbesondere im Hinblick auf Netzgebiete, in denen die Letztverbraucher durch eine Vielzahl von unterschiedlichen Lieferanten versorgt werden.¹⁵

¹⁴ An dieser Stelle soll keine energiepolitische Bewertung der Notwendigkeit variabler Netzentgelte erfolgen. Sie stellen ein mögliches Werkzeug des VNB dar, um ein netzkonformes Verhalten der Netzkunden anzureizen.

¹⁵ Als einfacherer Ablauf im Vergleich zum beschriebenen iterativen Vorgehen wurde auch eine Umsetzung erwogen, bei der der VNB nach der Veröffentlichung der EEX-Preise variable Netzentgelte veröffentlicht und der Lieferant danach den Variablen Tarif dem Kunden mitteilt. Dabei sind aber das Zusammenspiel der Ziele des VNB und Lieferanten unklar sowie der Zusammenhang von EEX-Preisen und Tarifen. Um das Problem zu verdeutlichen, seien zwei alternative Sequenzen betrachtet: 1. EEX-Preise -> VNB bestimmt variable Netzentgelte und übermittelt sie dem Lieferanten -> Lieferant setzt variablen Tarif und übermittelt den resultierenden Gesamttarif an die Kunden. 2. EEX-Preise -> Lieferant setzt variablen Tarif und übermittelt ihn dem Netzbetreiber -> Netzbetreiber bestimmt variable Netzentgelte und übermittelt den resultierenden Gesamttarif dem Lieferanten -> der Lieferant übermittelt den vom Netzbetreiber erhaltenen Gesamttarif den Kunden. Die zwei Sequenzen führen i.Allg. nicht zum gleichen Ergebnis, da die Optimierung des ersten Akteurs jeweils durch die Optimierung des zweiten Akteurs unter der Nebenbedingungen der Tarife des ersten korrigiert wird. Gerade um dieses Problem zu beseitigen, wurde das iterative Verfahren entwickelt. Darüberhinaus ist noch darauf hinzuweisen, dass besonders beim „einfachen“ aber auch beim iterativen Verfahren noch zu prüfen wäre, inwieweit die entsprechende Sequenz strategisches Verhalten der Akteure anregen könnte und welche Konsequenzen dies hätte. Bei dem „einfachen Verfahren“ erhält, spieltheoretisch gesprochen, der Akteur, der als erstes entscheidet, einen First Mover Advantage im eigentlichen Sinn – er ist Stackelbergführer -, während der zweite zum Stackelbergfolger wird. D.h. der erste optimiert seine Zielfunktion durch einen variablen Tarif oder Netzentgelt unter Berücksichtigung der optimalen Reaktion des zweiten Akteurs. Je nach Sequenz resultieren auch in diesem Spiel i. Allg. verschiedene Netzentgelte und variable Tarife. Auch für das iterative Verfahren wäre gegebenenfalls die Möglichkeit strategischen Verhaltens zu prüfen, zumal das Verfahren durch eine Aneinanderreihung des „einfachen Verfahrens“ beschrieben werden kann. Eine Regelung des Ablaufs und insbesondere der Berechnungen des Netzbetreibers kann die Möglichkeiten einer strategischen Interaktion erheblich verringern (s. Vorschlag in Kapitel 5.3.2.4)

3.4. Resümee

- Last- und Zeitvariable Tarife können im bestehenden System der Prognose, Beschaffung und Bilanzierung je nach Ausgestaltung und vorantreibendem Akteur, oftmals gleichzeitig Vor- und Nachteile, bzw. auch Fehlanreize für die Akteure Lieferant, Netzbetreiber und Letztverbraucher mit sich bringen.

- Ein geringer Umstellungsaufwand wäre mit der Optimierung des synthetischen Lastprofilverfahrens verbunden. Da der Netzbetreiber entsprechende standardisierte Profile vorgibt, könnte er eine Modifikation an die Bedürfnisse seines Netzgebietes vornehmen. Dem Lieferanten könnte hierdurch eine Verlagerung der Kundenlast in teurere Beschaffungszeiten drohen, und er könnte bei kurzfristiger Anpassung der Profile auch die Beschaffung kurzfristiger anpassen müssen.

Da die StromNZV ausschließlich dem Netzbetreiber die Festlegung von Profilen erlaubt, ist eine Vorgabe durch den Lieferanten derzeit zunächst ausgeschlossen. Um dennoch eine Umsetzung, etwa zur Beschaffungsoptimierung, zu erreichen, könnte jedoch der Lieferant den Netzbetreiber an den Einsparungen teilhaben lassen, und sie könnten die Einführung optimierter Profile gemeinsam vorantreiben. Da jegliche spätere Profilabweichungen durch den Netzbetreiber abzudecken sind, könnte ein Fehlanreiz entstehen Profile zu entwickeln, die eine günstige Beschaffung ermöglichen, jedoch das tatsächliche Verhalten der Verbraucher nicht berücksichtigen. Die Kosten der Abweichung würden dann letztlich über die Netzentgelte sozialisiert.

Zur Realisierbarkeit kurzfristiger Profilanpassungen könnten zudem tarifabhängige Rechenregeln angewendet werden, die das standardisierte Profil aus einer kurzfristig unterbreiteten Tarifvorgabe ableiten und als Grundlage zur Bilanzierung verwendbar machen. Die hiermit einhergehenden Anreize und Konfliktpotenziale decken sich mit dem Ansatz optimierter ‚fixer‘ Profile. Allgemein leidet ein optimiertes synthetisches Lastprofilverfahren an Anreiz- und Informationsproblemen, insbesondere bei der Verbraucherbeeinflussung durch den Lieferanten.

Bei der Weiterentwicklung des analytischen Verfahrens zur Nutzung Zeit- und Lastvariabler Tarife entsteht das Problem, dass die vereinfachte Restlastzerlegung keine exakte Lieferantenzuordnung bei der Verwendung variabler Tarife erlaubt. Referenzmessungen aus den Smart Metern könnten jedoch ein Beitrag dazu leisten, die Restlastkurve verursachergerecht auf die Lieferanten und deren Verbrauchergruppen aufzuteilen.

Problematisch ist in einem analytischen Bilanzierungsverfahren eine Lastbeeinflussung durch den Netzbetreiber, da jegliche Soll-Ist Differenzen den Bilanzkreisen der Lieferanten zugeordnet werden.

Sämtliche Optimierungen der SLP-Verfahren versuchen die Bilanzierungsprozesse so einfach wie nötig zu gestalten. Dessen ungeachtet dürfte jedoch die Anreizsetzung für den Letztverbraucher nur dann funktionieren, wenn auch sein Verhalten ex-post exakt individuell nachvollzogen werden kann. Dies bedeutet, dass eine evtl. viertelstündige Lasterfassung zwar der Letztverbraucherabrechnung dient, aber nicht zwingend Gegenstand der Energiemengenbilanzierung sein muss.

- Als eine langfristige Alternative kann eine Zählerstandsgangmessung/-bilanzierung als eine vereinfachte RLM-Messung begründet werden: Eine viertelstündige registrierende Leistungsmessung aller Letztverbraucher, bzw. zumindest der Teilnehmer variabler Tarife,

könnte sich an den bestehenden Prozessen der RLM-Kunden orientieren, führt jedoch letztlich zu massiv höheren Messkosten der Kleinverbraucher. Die rechtliche Möglichkeit über die MessZV eine RLM-Messung auch bei Kleinverbrauchern zu installieren sowie nach der StromNZV zudem die Bilanzierung -im Einzelfall- per Lastgang durchzuführen, besteht jedoch. Die höheren Kosten entstehen u.A. aufgrund der umfangreichen Messwertübermittlung, die in den GPKE¹⁶ für RLM-Kunden gefordert werden.

Demnach bietet sich zwar eine Orientierung am RLM-Verfahren an, dieses wäre jedoch erheblich zu vereinfachen. Ein solches Verfahren – die sogenannten **Zählerstandgangmessung-/bilanzierung** – müsste so geregelt werden, dass wesentlich niedrigere Kosten entstehen. Interessant erscheinen hierzu Optionen wie die Ausdehnung des Messwert-Ausleseintervalls oder eine Reduzierung des Datenverkehrs durch die Bildung von Summenzeitreihen. Analog zum analytischen Verfahren können in diesem System Lastbeeinflussungen des Netzbetreibers Abweichungen in den Lieferanten-Bilanzkreisen erzeugen.

Eine Umsetzung dieses Ansatzes erfordert die Anpassung oder Änderung einer Vielzahl an Einzelregelungen in energierechtlichen Vorschriften, z.B. der Messzugangsverordnung (MessZV), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) oder den GPKE. Eine Lastgangbilanzierung in Form einer Zählerstandgangbilanzierung dürfte nicht mehr nur auf ‚Einzelfälle‘ beschränkt bleiben, zudem müssten die Anforderungen an die Datenkommunikation für eine ‚Zählerstandgangmessung-/bilanzierung‘ in den GPKE ergänzt werden.

- Über verbrauchsvariable Tarife können die Letztverbraucher Anreize für Einsparungen erhalten, womit eines der Ziele variabler Tarife gefördert werden könnte. Zu einer Lastverschiebung aus Netzgründen oder Kostengründen können sie jedoch nicht beitragen. Solche verbrauchsvariable Tarife sollten mit allen aufgezeigten Bilanzierungsverfahren grundsätzlich möglich sein. Als Beschaffungs- und Bilanzierungsgrundlage im synthetischen Verfahren sowie als Berechnungselement in der analytischen Bilanzierung fließt der geschätzte Jahresverbrauch des Endkunden ein. Ein geringeres Verbrauchsniveau kann daher im synthetischen Verfahren beispielsweise zu Prognose-Ist Abweichungen im Bilanzkreis des Netzbetreibers führen, sofern dieser nicht rechtzeitig von der anstehenden Verbrauchsreduzierung Kenntnis erlangt. Hier sieht die StromNZV jedoch eine Informationsmöglichkeit des Lieferanten gegenüber dem Netzbetreiber vor. Hinsichtlich der Ablesung und Abrechnung sind keine umfangreicheren Änderungen zur heute installierten Messtechnik notwendig. Es bedarf lediglich einer Abschätzung, ob bei einer häufigeren Zählerstandserfassung die Fernablesung geringere Kosten als die Sichtablesung verursacht.
- In der vorliegenden Studie wurden die beiden Fälle: lastbeeinflussender Lieferant sowie lastbeeinflussender VNB weitestgehend getrennt betrachtet. Dies lässt die Frage offen, ob und wie die Marktrollen gleichzeitig ihre Zielsetzungen erreichen können¹⁷. Genauer zu betrachten ist dabei der „gelbe Bereich“. Wie kann oder soll insbesondere der BC-NLM mit dem BC-GHM-L in Einstimmung gebracht werden? Ein iterativer Lösungsansatz zur gleichzeitigen Zusammenführung der Lieferanten- und Netzbetreiberinteressen wurde in 3.3.3 dargestellt, in diesem Zusammenhang wurde aber bereits auf die Komplexität einer möglichen Umsetzung

¹⁶ Vgl. BNetzA 2011, S. 43 ff

¹⁷ Unstrittig ist, dass Maßnahmen des Netzbetreibers, die eine akute Gefährdung der Systemsicherheit abwenden, Vorrang haben.

verwiesen. Daher besteht insbesondere Forschungsbedarf in welcher Reihenfolge verschiedene Maßnahmen durchgeführt werden können, und welche Rahmenbedingungen der Regulierer setzt.

- Dem jeweiligen Tarifmodell entsprechend könnte die individuelle Abrechnung des Letztverbrauchers auf einem erfassten IST-Zählerstandgang bzw. einem umfangreichen Tarifregister basieren. Der Ablesezyklus der Smart Meter könnte monatlich bis jährlich gestaltet werden (demnach in deutlich größeren Intervallen, als es für die Bilanzierung notwendig wäre).

Getrennt von der individuellen Abrechnung kann auch die Energiemengenbilanzierung den Anforderungen variabler Tarife zunehmend gerecht werden, ohne zumindest in einer Übergangsphase zwingend auf eine flächendeckende Zählerstandgangmessung angewiesen zu sein. Trotz der in Aussicht stehenden Vereinfachungen und Vorteile einer Zählerstandgangbilanzierung, würde eine Umstellung ohne Übergangsphase die Akteure vor erhebliche Schwierigkeiten, insbesondere bei Bewältigung der Umstellungskosten und des Abwicklungsaufwandes, stellen. Zudem muss berücksichtigt werden, dass die Anforderungen an die Datenkommunikation zwischen den Marktrollen, zuletzt nochmals verschärft durch die Marktregeln für die Bilanzkreisabrechnung MaBiS, ohnehin bereits eine Herausforderung für kleinere Akteure darstellen. Darum bietet es sich an, einen Zwischenschritt in die Übergangsphase hin zu einer auf Zählerstandgängen basierenden Bilanzierungsmethodik einzuziehen und hierzu Optimierungen der bewährten Bilanzierungsverfahren zu verwenden. Da ein optimiertes analytisches Lastprofilverfahren bereits einige wesentliche Komponenten einer Zählerstandgangbilanzierung beinhaltet, ist insbesondere eine Zwischenlösung im Sinne einer zunächst vollständigen Umstellung auf dieses Verfahren vorstellbar. Sofern die messtechnische Ausstattung sowie der routinierte Umgang mit den Messdaten weiter fortschreitet und auch für kleine Netzbetreiber zum Standard wird, ist der generelle Übergang zu einer Zählerstandgangbilanzierung sinnvoll.

Fragen nach der konkreten Ausgestaltung der Übergangsphase, nach möglichen ungewünschten Kosten-/ Nutzenverteilungen sowie Unsicherheiten aufgrund aufwendiger Übergangsprozesse sind dabei ausführlich zu berücksichtigen und wissenschaftlich zu begleiten.

- Bei Beseitigung der gegenwärtigen rechtlichen Hemmnisse und Beachtung möglicher Fehlanreize und Konflikte zwischen den Marktrollen erscheint auch grundsätzlich die Umsetzung der drei aufgezeigten Business Cases als möglich. Da insbesondere die BC Netzlastmanagement und Großhandelsmarkt-Bilanzkreisverantwortlicher sehr kurzfristige Reaktionen erfordern, stellt hier eine Lastgangbilanzierung die präferierte Lösung dar. Eine Beschaffungsoptimierung des Lieferanten kann hingegen auch mit etwas Vorlauf und z.B. angepassten Lastprofilen erfolgen.
- Generell kann der Lieferant durch Systemoptimierungen nur Beschaffungsvorteile erzielen und an den Letztverbraucher weiterreichen, wenn er eine kurzfristige Beschaffung durchführt. Da derzeit eine intensive Inanspruchnahme von Termingeschäften die Regel ist, bleibt zu hinterfragen, inwieweit die Vorteile des Smart Metering überhaupt genutzt würden. Des Weiteren besteht Forschungsbedarf, ob zukünftig überhaupt genügend Variabilität herrscht, um Nutzungen von Flexibilitäten attraktiv zu machen¹⁸. Dies hängt auch von der Art der EE-Vermarktung ab und - allgemeiner - von dem künftigen Design der Strommärkte.

¹⁸ Hinweise hierzu wird der Arbeitsschritt 3.16 – Evaluation des dritten Praxistests – liefern.

3.5. Literaturverzeichnis

acatech. (2012). *Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie*. Oldenbourg, Berlin.

BNetzA. (2011). *Anlage zum Beschluss BK6-06-009*, in der Fassung gültig ab 01.04.2012, Bonn.

Ecofys/EnCT/BBH. (2009). *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur.

E-Energy. (2009). *Modellstadt Mannheim, Arbeitspaket 1, Arbeitsschritt AS 1.04 Studie zu Geschäftsmodellen und -prozessen*. Mannheim.

VDEW. (2000). *M-23/2000 Umsetzung der Analytischen Lastprofilverfahren - Step-by-step*, Frankfurt.

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 16. Januar 2012 (BGBl. I S. 74) geändert worden ist

Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die durch Artikel 3 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002) geändert worden ist

Messzugangsverordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006), die durch Artikel 5 der Verordnung vom 30. April 2012 (BGBl. I S. 1002) geändert worden ist

4. Organisation der Smart-Grid-Infrastruktur (IZES)

4.1. Erläuterung „Smart Grid“

4.1.1. Notwendigkeit neuer Netzstrukturen

Die durch die deutsche Bundesregierung beschlossene Energiewende beinhaltet nicht nur den reinen Umbau der Erzeugungsstruktur, also den beschleunigten Ausstieg aus der Kernkraft und den Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), sondern auch eine umfassende Veränderung des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems. Dies umfasst den Ausbau des Übertragungs- und Verteilungsnetzes, als auch dessen Ausstattung mit Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) zur besseren Information über Lastflüsse und zum stärkeren Einbezug der Verbraucher in den Ausgleich zwischen Stromerzeugung und -nachfrage. Für die Übertragungsnetze sind dabei gegenwärtig bereits die entsprechenden Informationen verfügbar.

4.1.1.1. Umbau des Energiesystems

Das historisch gewachsene Stromsystem zeichnet sich noch größtenteils durch große, zentrale Kraftwerke und einen unidirektionalen Lastfluss aus, der von der Höchstspannungsebene abwärts gerichtet zu den Hochspannungsnetzen, weiter zu den Mittelspannungs- und Niederspannungsebenen und letztendlich zu den Endverbrauchern gerichtet ist. Die Systemstabilität, das heißt die Haltung der Frequenz und Spannung, wird überwiegend durch eine Anpassung der Erzeugungsleistung an die Stromnachfrage, also an die Nachfragelast, geleistet. Es besteht also ein lastgeführtes Elektrizitätssystem.

Der staatlich forcierte Zubau an dezentralen erneuerbaren Energien wird dieses Paradigma auflösen. Bidirektionale Flüsse werden aufgrund der zunehmenden Einspeisung ins Verteilnetz vermehrt auftreten, da der lokal erzeugte Strom die lokale Nachfrage häufiger überschreiten wird und eine Einspeisung in vorgelagerte Netze notwendig wird. Können diese Lastflüsse vom Netz nicht aufgenommen werden, hilft in der gegenwärtigen Situation kurzfristig nur die Abschaltung der dezentralen Stromerzeugungsanlagen. Besonders bei den dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (Photovoltaik und Windenergie) ist dies aus ökologischer und gesamtwirtschaftlicher Sicht ein zu vermeidender Schritt, da die Energie ohne Emissionen und zu Grenzkosten von null erzeugt wird und die Einspeisung nicht gesteuert werden kann. Langfristig ist der massive Ausbau der Nieder- und Mittelspannungsnetze, also der Verteilungsnetzebene, eine mögliche, aber auch sehr kostenintensive Option (BET/E-Bridge/IAEW, 2011). Ebenso ist ein Ausbau des Übertragungsnetzes nötig, um den im Norden Deutschlands erzeugten Strom aus großen Windparks zu den im Süden gelegenen Verbrauchszentren zu transportieren (dena, 2010).

Neben dem Ausbau der Kapazitäten in den Übertragungs- und Verteilnetzen erfordert das auf zunehmend dezentralen fluktuierenden erneuerbaren Energien basierenden Stromsystem einen stärker erzeugungsgeführten Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage. Dazu müssen die Verbraucher stärker in diesen Prozess eingebunden sein. Heute ist dies größtenteils auf industrielle Groß-Verbraucher (Verbrauch > 100 000 kWh/Jahr) mit einer Lastgangmessung beschränkt. Diese Sondervertragskunden können durch variable Tarife angereizt werden, Lasten in Zeiten von niedrigen Strompreisen (und somit von einem niedrigen Gesamt-Strombedarf bzw. hohen Erzeugungsleistungen von EE) zu verschieben. Darüber hinaus können diese Unternehmen Energiemengen an der Strombörse EPEX handeln oder am Regelenergiemarkt teilnehmen. Dies ist möglich, da ein Teil der Infrastruktur bereits über eine Ausstattung mit IKT verfügt und somit die nötigen Informationen zur Lastverschiebung bereitgestellt werden. Damit werden u.a. Leitungsabschnitte der Übertragungsnetze heute schon aktiv gesteuert.

Dagegen existiert in der Niederspannungsebene gegenwärtig keine Möglichkeit für ein umfassendes Monitoring und eine aktive Netzsteuerung durch den Netzbetreiber. Die Einspeisung der in diesen

Ebenen angeschlossenen dezentralen und dargebotsabhängigen EE-Anlagen kann unter Umständen aufgrund der schlechten Informationslage und Steuerbarkeit der Lasten den stabilen Netzbetrieb gefährden. Unter diesen Umständen würde ein besserer Informationsfluss über die verschiedenen Parameter des Netzzustandes einen effizienteren Netzbetrieb ermöglichen.

4.1.1.2. Lösungen durch smarte Netze

Der Aufbau einer IKT-Infrastruktur in den Netzebenen der Mittel- und Niederspannung wird in Deutschland unter dem Stichworten ‚Smart Grid‘ diskutiert‘ (BDI, 2011; acatech, 2012).

Ziel dieses Leitbildes sind zunächst eine verbesserte Lastgangmessung und Steuerungsmöglichkeiten durch die umfangreiche Ausstattung des Verteilungsnetzes mit IKT. Das dort bisher existierende passive Energieversorgungssystem soll demnach mit einem Kommunikationssystem gekoppelt werden. Dadurch soll der aufgrund der steigenden Anzahl von dezentralen Stromerzeugern ebenfalls erforderliche Ausbau der Netzprimärtechnik kosteneffizient gestaltet werden können. Vor diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) das Leuchtturmprojekt „E-Energy“ in 2007 gestartet und im Februar 2011 die Plattform "Zukunftsfähige Energienetze" gegründet. Unter Smart Grid wird nach MOMA (28.05.2011; S.242) ein intelligentes Energienetzwerk und Regelsystem aus intelligenten Erzeugern, Speichereinrichtungen, Verbrauchern und Transporteinrichtungen mit der Unterstützung von Informations- und Kommunikationstechnologie als auch Automatisierungstechnologien verstanden.

4.1.1.3. Einsatz von Smart Meter

Eine Komponente zur Erweiterung des Smart Grid sind elektronische Mess- und Steuergeräte, sogenannte „Smart Meter“. Der Funktionsumfang eines Smart Meter kann je nach Definition stark variieren. Im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) ist dieser als „in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt“ (§ 21d Absatz 1 EnWG) sehr ungenau definiert. Aus diesem Grund veröffentlichte die BNetzA ein Positionspapier zu den Anforderungen der im EnWG genannten Messeinrichtung (BNetzA, 2010).¹⁹ Nach diesem Positionspapier sollte die Funktion des Gerätes hauptsächlich die Information des Endkunden über sein aktuelles Verbrauchsverhalten leisten und eine Übermittlungsfähigkeit der Daten an den Messdienstleister gewährleisten. Die nach heutiger Regelung geforderte „Einbindung in ein Kommunikationsnetz“ ist stark interpretierbar, da genauere Spezifikationen nicht beschrieben werden. Nach § 21i Absatz 1 Nr. 3 ist die Bundesregierung ermächtigt, die Anforderungen an Messsysteme näher auszugestalten.

Weitaus umfangreichere Funktionalitäten als die reine Information des Endkunden und gegebenenfalls des Netzbetreibers wäre die lokale Steuerung von einzelnen Geräten, Leistungsbegrenzungen oder Fernabspernung. Die verschiedenen Leistungsumfänge der Messsysteme können wie folgt zusammengefasst werden (KEMA, 2009, S. 25 f.):

Automated Meter Reading (AMR):

- Automatische Erfassung und Übermittlung von Verbrauchsdaten.
- Ermöglicht zeitnahe und genaue Abrechnung des Verbrauchs.
- Ausschließlich unidirektionale Kommunikation.

Advanced Metering Infrastructure (AMI):

- Zusätzlich zu AMR eine bidirektionale Kommunikation als wesentliches Merkmal.

Automated Meter Management (AMM):

¹⁹ Das im Juni 2010 veröffentlichte Positionspapier bezog sich noch auf die nicht mehr aktuelle Version des EnWG, daher haben sich die Inhalte nach Paragraphennummer verschoben (Stand April 2012: § 21c und § 21d EnWG).

- Zusätzlich zu AMI die Implementierung von Diensten, die auf der Datenkommunikation hin zum Verbraucher aufbauen.

Der Funktionsumfang des Smart Meter beeinflusst entscheidend die auf der Datenkommunikation aufbauenden nachfolgenden Prozesse. Eine unidirektionale Kommunikation schränkt den möglichen Nutzen ein. Erst die bidirektionale Datenkommunikation erlaubt die Einbindung der angeschlossenen Endverbraucher in die dynamische Optimierung des Gesamtsystems. Während die reine Information über den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs gegebenenfalls zu Energieeinsparungen und Lastverlagerungen aufgrund zeitvariabler Tarife führen kann, werden erst durch die zeitnahe bidirektionale Kommunikation gesteuerte Lastverschiebungen möglich, um einen effektiveren Umgang mit knappen Erzeugungs- oder Leitungskapazitäten zu erreichen.

Die technischen Grundanforderungen an Smart-Metering-Systeme für last- und zeitvariable Tarife sind in (Ecofys/EnCT/BBH, 2009, S. 118 f.) zusammengefasst.

Tarifmodell		Infrastruktur			Prozess
		Datenspeicher		Weitverkehrs-kommunikation KS3	Bilanzierung
Name		Mindestanforderung	Maximal-anforderung		
Zeitvariable Tarife	Zeitvariabler Tarif (Time of Use, ToU)	2 Tarifregister	ZSG	1-Weg	mod. SLP
	zeitvariabler Tarif mit Events (Critical Peak Pricing, CPP)	3-6 Tarifregister	ZSG	2-Wege	Lastgang
	Dynamischer Tarif (Real Time Pricing, RTP)	ZSG	ZSG	2-Wege	Lastgang
Last-/ verbrauchsvariabel	Lastbegrenzter Tarif	1 Tarifregister	ZSG	1-Weg	mod. SLP
	Lastvariabler Tarif	2 Tarifregister	ZSG	2-Wege	Lastgang
	Verbrauchsvariabler Monatstarif	1 Tarifregister	ZSG	1-Weg	SLP
	Verbrauchsvariabler Jahrestarif	1 Tarifregister	ZSG	keine	SLP
	Direkte Laststeuerung (Direct Load Control, DLC)	ZSG	ZSG	2-Wege	Lastgang

ZSG: Zählerstandsgang

mod. SLP: modifiziertes Standardlastprofil

KS3: Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation

Tabelle 6: Infrastrukturanforderungen verschiedener Tarifmodelle (Ecofys/EnCT/BBH, 2009, S. 118)

Aus Tabelle 6 wird ersichtlich, dass eine fehlende Kommunikationsschnittstelle zur laufenden Datenübermittlung ausschließlich einen verbrauchsvariablen Tarif zulässt, da nur der Jahresverbrauchswert bewertet wird. Eine Ein-Wege-Kommunikation ermöglicht einen zeitvariablen Tarif, sowie einen einfachen lastbegrenzten Tarif und verbrauchsvariablen Monatstarif. Komplexere Spitzenlast- und dynamische Tarife sowie eine direkte Laststeuerung erforderte eine Zwei-Wege Kommunikation. An die zusätzlichen Anforderungen des Bilanzierungsprozesses wird an dieser Stelle nicht näher eingegangen.

Variable Tarife können eine anreizbasierte Möglichkeit zur Lastverschiebung von Unternehmen und privaten Endkunden darstellen. Damit diese möglichst an die fluktuierende Erzeugung und aktuelle Lastsituation angepasst ist, muss der Smart Meter mit einer umfangreichen Technik ausgestattet sein. Noch einen Schritt weiter als die manuelle anreizbasierte Laststeuerung geht die direkte Laststeuerung. Hierzu muss der Smart Meter technisch die Möglichkeit einer Zwei-Wege-Kommunikation bieten, um entsprechende Signale durch den Netzbetreiber oder eines anderen Dritten zu empfangen. Darüber hinaus müssen ebenfalls mit IKT-ausgestattete und damit steuerbare

Verbrauchsgeräte, Smart Appliances genannt, und eine sichere und schnelle Kommunikationsverbindung zur Verfügung stehen.

Um zeitvariable Tarife einführen zu können fallen demnach Investitionskosten in die steuerbare Hardware, die notwendige Zählerinfrastruktur und die zusätzlichen Kosten für deren Betrieb sowie weitere Kosten für das Bilanzierungsverfahren, des Beschaffungsprozesses und der Kommunikation an (Ecofys/EnCT/BBH, 2009, S. 141 ff.). Für Tarife mit direkter Laststeuerung fallen noch weitere Kosten für die steuerbaren Verbraucher (Smart Appliances) und die technisch aufwendig ausgestatteten Smart Meter an. Der gesamtwirtschaftliche Nutzen folgt aus einer preis-elastischeren Nachfrage durch variable Tarife, welche wiederum zu einer Senkung der Netzinvestitionen durch vermiedene Neu- oder Ersatzinvestitionen²⁰ und einer Optimierung der Investitionen in den Kraftwerkspark sowie dessen Betriebskosten führen kann. Vor dem Hintergrund des Ausbaus von fluktuierenden Erneuerbaren Energien ermöglicht dies eine effizientere Integration der dargebotsabhängigen Stromspeisung und damit die Erhaltung der Versorgungszuverlässigkeit. Ebenfalls möglich sind zusätzliche Endenergieeinsparungen aufgrund der intelligenten Messtechnik und der Visualisierung des aktuellen Verbrauchs.

Laut Richtlinie 2009/72/EG soll jeder Mitgliedsstaat der Europäischen Union bis zum 3. September 2012 eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse zur Einführung intelligenter Messsysteme durchführen lassen. Damit soll bewertet werden, welche Art des intelligenten Messens wirtschaftlich vertretbar und in welchem Zeitrahmen dessen Einführung praktisch möglich ist. Anhand der Ergebnisse soll ein Zeitplan mit einem Planungsziel von 10 Jahren erstellt werden. Diese Regelung dient zum Schutz der Kunden und bietet die Gelegenheit, die nach europäischem Recht geforderte Ausstattung von mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemem nach länderspezifischem Ermessen zu gestalten.

Die Kosten für den derzeitigen Roll-Out von Smart Metern nach § 21b EnWG sowie die Bereitstellung der Verbrauchsinformation nach § 40 EnWG fallen überwiegend beim Verteilnetzbetreiber (VNB) an. Für Energielieferanten können sich einerseits durch Energieeinsparungen auf Seiten ihrer Kunden Nachteile ergeben, andererseits, bei entsprechender Anpassung des Bilanzkreiswesens, die Möglichkeit einer Produkt- und Tariferweiterung und kostengünstigerer Beschaffung. Smart Meter sind als Teil der Ausbaustufe des Smart Grid zu sehen, um bestimmte Verbrauchergruppen in die aktive Teilnahme am Energiemanagement mit einzubeziehen. Zuerst müssen jedoch die Grundvoraussetzung in den Verteilnetzen geschaffen werden, um nachgelagerte Verbraucher mittels Smart-Metering einzubinden (acatech, 2012, S. 246 ff.). Daher ist auch ein Smart-Grid ohne eine vollständige Ausstattung aller Netznutzer mit Smart-Meter vorstellbar, der Nutzen des Smart-Grids steigt jedoch mit zunehmender aktiver Teilnehmerzahl.

Das folgende Kapitel erläutert das Konzept, Nutzer eines Smart-Grids auf der virtuellen Ebene des intelligenten Energiesystems zu Händlern von Energie- und Energiedienstleistungen zu machen und welche Rolle das Akzeptanz- und Innovationspotenzial dabei spielt.

²⁰ Entscheidend ist dabei der Gleichzeitigkeitsfaktor der verschobenen Last aufgrund eines zeitvariablen Tarifs bzw. durch direkte Steuerung.

4.1.2. Rolle des Smart Market

4.1.2.1. Definition

Der Begriff „Smart Market“ steht für Marktdienste, die auf der virtuellen Ebene eines intelligenten Energiesystems stattfinden. Erforderlich dafür ist eine Handelsplattform für neue Energiedienstleistungen, Produkten und Tarifstrukturen, welche aufgrund des Informationsflusses von und zwischen den Netzelementen ermöglicht werden. Damit findet eine Abgrenzung zur physikalischen Ebene des Smart Grids, aufbauend auf den passiven Netzelementen und der Hardware zur intelligenten Messung und Steuerung, statt. Beide Ebenen, physikalische und virtuelle, sind über eine vermittelnde Infrastruktur miteinander verbunden. Dies ist erforderlich, um die Prozesse, welche auf dem Smart Market stattfinden, mit den physikalischen Energieflüssen zur Übereinstimmung zu bringen. In Verbindung ergibt sich das intelligente Energiesystem (siehe Abbildung 6). Ebenfalls auf der virtuellen Ebene finden intelligente Netzdienste zur Gewährleistung und Erhöhung der Qualität der Energieversorgung statt.

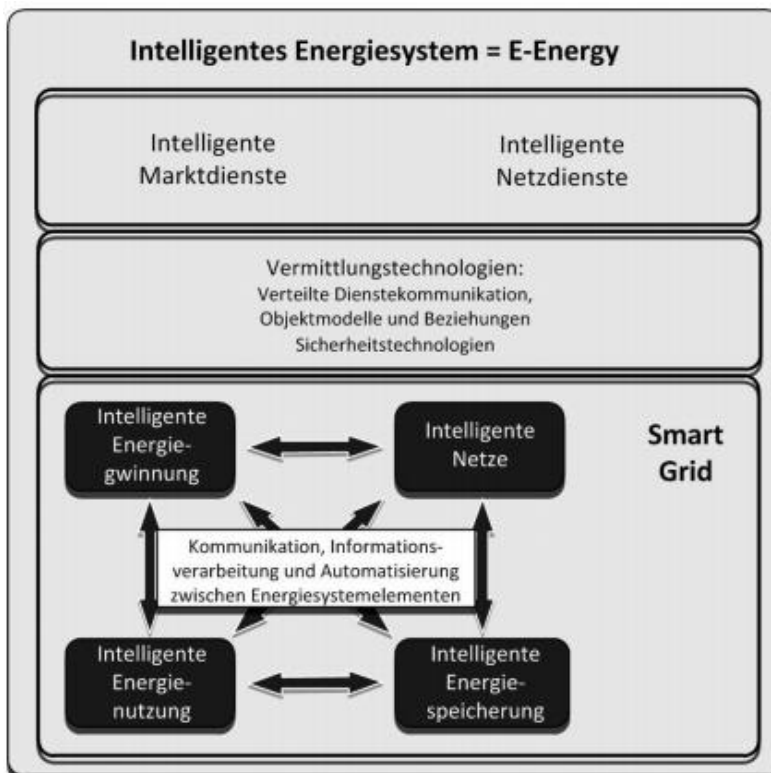


Abbildung 6: Aufbau des intelligente Energiesystems (E-Energy, 2011, S. 48)

Als Handelsplatz greift der Smart-Market auf folgende Leistungen der Smart-Grid-Infrastruktur zu:

- bidirektionale Kommunikation,
- Echtzeitkommunikation
- und die Möglichkeit zur Verbraucher-/Laststeuerung.

4.1.2.2. Relevanz des Innovationspotenzials und Akzeptanzniveaus

Die Ausstattung mit der nötigen Infrastruktur (IKT auf Verteilernetzebene und Kommunikationsgateways, Energiemangementsystem und Zählerinrichtung bei den Endverbrauchern) ist eine notwendige Bedingung für eine Flexibilisierung des Verbrauchs für die Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Nachfragereduktion, Energiespeicherung und Lastverschiebung. Zusätzlich müssen jedoch sowohl auf Seiten der Nachfrager, als auch auf Seite der potenziellen Anbieter weitere wesentliche Faktoren für eine erfolgreiche Umsetzung eines intelligenten Energiesystems beachtet werden, die unabhängig von der technischen Realisierung bestehen.

Die aus der Smart-Market-Infrastruktur resultierenden technischen Möglichkeiten müssen mit Anreizen für Verhaltensanpassungen der Akteure kombiniert werden. Dies wäre z.B. durch neue, angepasste Tarife, Produkte und Zusatzdienste möglich, die dem Nutzer einen von ihm wahrgenommenen Vorteil verschaffen, der etwaige Einschränkungen seines Verbrauchsverhaltens und Komforts und gegebenenfalls von Zusatzkosten überkompensieren. In diesem Zusammenhang müssen auch Vorbehalte von Nutzern gegenüber der Übermittlung sensibler Verbrauchsdaten und neuen, innovativen Techniken im Allgemeinen berücksichtigt werden.

Dementsprechend gibt es aus Sicht der Anbieter von intelligenten Marktdiensten unterschiedlich attraktive Kundengruppen. Beeinflussende Faktoren für die Akzeptanz von Smart-Grid-Angeboten sind das Wohneigentum, Größe der Wohnfläche, die Anzahl der Personen im Haushalt, das Umweltbewusstsein, die Ausgabebereitschaft für Ökostrom, die Kompetenz im Umgang mit Technik und IT, die Intensität der Internetnutzung, die Innovationsbereitschaft und das allgemeine Interesse an mit IT ausgestatteten Serviceangeboten (acatech, 2012, S. 284). Daher bestehen auf der individuellen, persönlichen Ebene große Unterschiede an dem Interesse von Smart-Grid-Angeboten. Abbildung 7 stellt diese anhand der Einteilung in Sinus-Milieus²¹ mit der jeweiligen Priorität als Zielgruppe von Smart-Grid-Angeboten dar. Liberal-Intellektuelle und Performer als prioritäre Zielgruppe stellen eine Gesamtheit von 14 % in Deutschland.

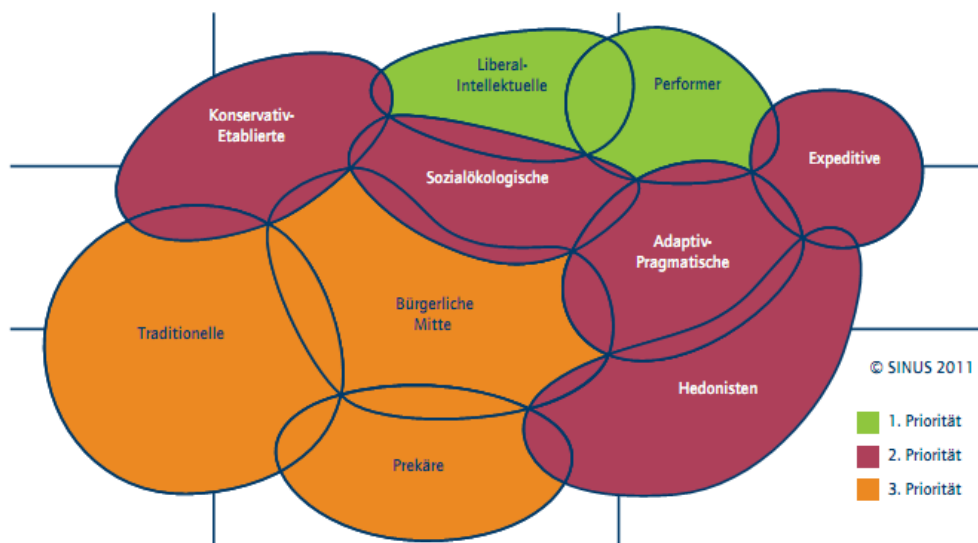


Abbildung 7: Milieupriorisierung für Smart-Grid-Angebote (acatech, 2012, S. 285)

Die Einteilung in verschiedene Mileus ist einem ständigen Wandel unterzogen, so sind Veränderungen oder Verschiebungen der Zielgruppen denkbar und wahrscheinlich. Dennoch ist bei der Organisation der Smart-Grid-Infrastruktur die aktuelle Größe und Zusammensetzung der Zielgruppe mit dem höchsten Innovationspotenzial und Akzeptanzniveau zu beachten, da sich dies unter anderem auch erheblich auf die individuelle Zahlungsbereitschaft auswirkt.

²¹ Die Sinus-Milieus wurden auf wissenschaftlicher Grundlage der Sozialen Mileus erstellt und gruppieren Menschen, die sich in ihrer Lebensweise ähnlich sind. Die Einteilung in Sinus-Milieus wird häufig im Marketing für die zielgerichtete Platzierung von Produkten verwendet.

4.1.3. Aufbau der Smart-Grid-Infrastruktur in MOMA

Die nötige Infrastruktur für die Ermöglichung eines Smart-Grids umfasst sowohl die Hardware auf der physischen Ebene, als auch die Software zur Kommunikation und Verbindung zwischen physischer und virtueller Ebene (vgl. Abbildung 8). Außerdem lässt sich die Infrastruktur auf verschiedene Wirkungsdomänen aufteilen. Nach dem im Projekt „Modellstadt Mannheim“ verwendeten zellularen Basiskonzept bilden miteinander verbundene Zellen einen Bereich des Energieversorgungssystems der Region. Der Begriff der Zelle lässt sich auf die Wirkungsdomänen

- der Übertragungsnetze
- der Systemzelle
- der Verteilernetze
- und der netznutzerseitigen Objekte (Objektnetz- und Unterobjektnetzzellen)

anwenden.

Das Übertragungsnetz als übergeordnete Ebene ist größtenteils schon mit umfangreicher Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik ausgerüstet (siehe Kapitel 4.1.1.1). Um den Anforderungen eines umfassenden intelligenten Energieversorgungssystems gerecht zu werden, muss hauptsächlich noch eine Kommunikation über sichere Schnittstellen mit den untergeordneten Ebenen ermöglicht werden.

Die Systemzelle stellt über die CORE-Plattform als Integrationsplattform eine Verbindung der unterlagerten Netzzellen (siehe Beschreibungen in den folgenden Absätzen der Verteilungsnetzzelle, Objektnetzzelle und Unterobjektnetzzelle) zur gesamten Netzführung mit der Netzleitwarte sowie dem überlagerten Übertragungsnetz her. Bei der CORE-Plattform handelt es sich um eine echtzeitfähige Dienstumgebung, also um eine komplexe IKT-Plattform, die im Rahmen des Projektes aufgebaut wurde und durch eine technologieunabhängige Modellierung von Anwendungsfällen auch bei hohen Innovationszyklen weiter verwendet und entwickelt werden kann. Zusätzlich verbindet die Integrationsplattform CORE die lokalen Marktmechanismen mit den Marktpartnern auf den Energiemärkten. Demnach ist die Systemzelle wesentlicher Bestandteil der Smart-Grid-Infrastruktur als Ganzes.

Mehrere **Verteilungsnetzzellen** sind gebündelt an die übergeordnete Systemzelle angeschlossen und beinhalten jeweils Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Netzbetriebsmittel und damit das Potenzial als selbstoptimierende Zelle zu funktionieren. Darüber hinaus kann die Verteilungsnetzzelle als Quelle für Stromeinspeisungen wie als Senke für den Energiebezug für Kundenobjekte, anderen Verteilungsnetzzellen und für das vorgelagerte Übertragungsnetz dienen. Als Voraussetzung für eine intelligente Steuerung der beschriebenen Lastflüsse muss die bisher überwiegend analogen und passiven Systemelemente der Verteilungsnetzzelle mit Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IKT auf- und ausgerüstet werden (siehe Kapitel 4.1.1.2). Damit übernimmt die Verteilungsnetzzelle einen Part als Netz- und Marktmoderator innerhalb der Smart-Grid-Infrastruktur auf technischer Grundlage folgender Dienste (E-Energy, 2011, S. 38):

- gesichertes Kommunikationsnetz innerhalb des Verteilungsnetzes, sowie in andere Verteilungsnetzzellen und nachgelagerten Objektnetzzellen
- Automatisierungsinfrastruktur für dezentrales Energiemanagement
- zentrale Lösung zur Verbindung mit Markt- und Netzführungspartnern.

Die kleinste elektrotechnisch selbstständige Einheit, bezogen auf die Abschalt- und Startfähigkeit, ist die **Objektnetzzelle**. Demnach besitzt sie ebenfalls alle Elemente eines Energieversorgungssystems (Stromerzeuger, Verbraucher, Energiespeicher, Netzbetriebsmittel), kann aber dennoch unter Beachtung der Versorgungssicherheit mit anderen Objektnetzzellen gebündelt und an eine Verteilungsnetzzelle angebunden werden. Weiterhin kann die Objektnetzzelle noch in **Unterobjektnetzzellen** gegliedert werden, da ein Objekt mehrere Kunden mit verschiedenen Interessen und Anforderungen enthalten kann. Die Unterobjektnetzzellen müssen nicht zwingend elektrotechnisch selbstständig sein und können durch Wohnungen, Büros etc. abgebildet sein. Objektnetzzellen sind mit der Möglichkeit einer bidirektionalen Kommunikation mit der Außenwelt ausgestattet, d.h. sie verfügen insbesondere über:

- Mess- und Steuerschnittstellen an den Verbrauchs- und Erzeugungskomponenten,
- eine Visualisierungs- und Bedieneinheit,
- eine Zugangseinrichtung (Gateway) zur Kommunikation mit den Messeinrichtungen,
- eine zentrale Zugangseinrichtung (Gateway) für Kommunikation nach außen,
- eine geschützte, breitbandige IP-basierte Kommunikation nach außen.

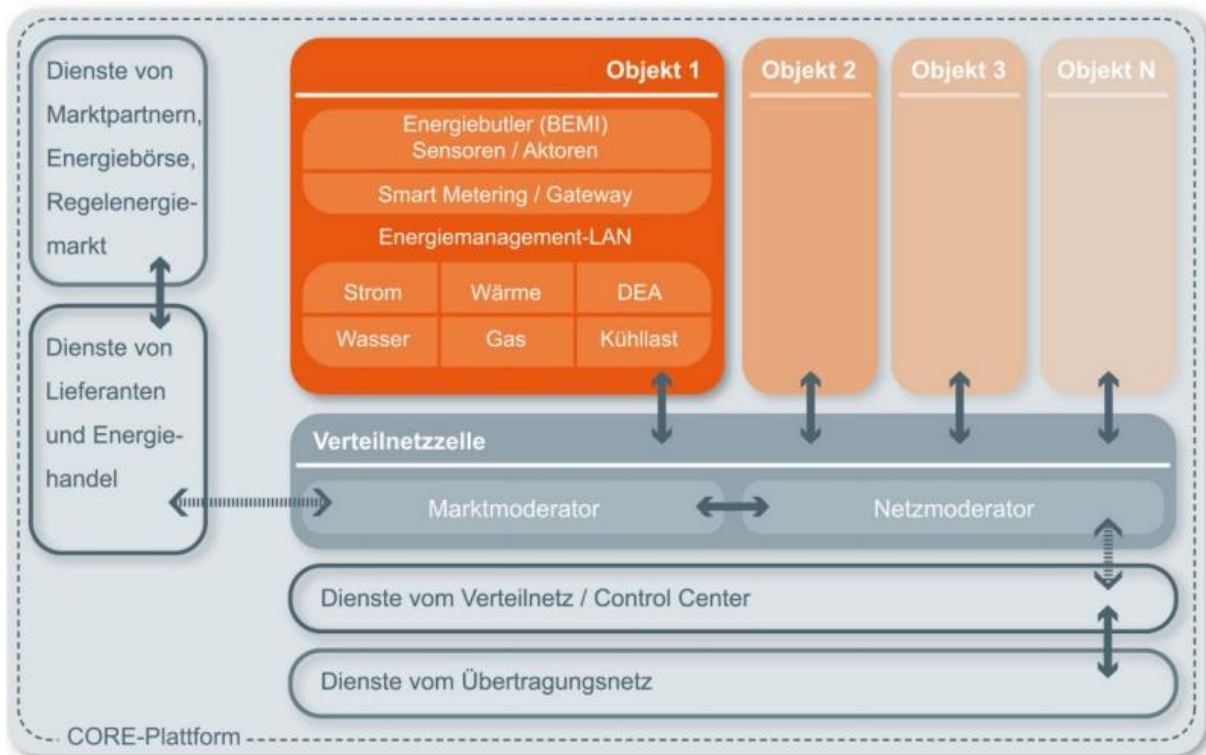


Abbildung 8: Zellulare Systemtopologie im Projekt "Modellstadt Mannheim" (E-Energy, 2011, S. 74)

In Abbildung 8 ist die im Projekt „Modellstadt Mannheim“ (MOMA) verwendete zellulare Systemtopologie dargestellt. Die einzelnen Objektzellen sind gebündelt mit der Verteilungszelle gekoppelt. Als Zugangseinrichtung dient ein Smart Meter mit der Möglichkeit zur Automatische Erfassung und Übermittlung von Verbrauchsdaten sowie zur bidirektionalen Kommunikation (entspricht einem AMR bzw. AMM, siehe Kapitel 4.1.1.3). Die Verteilungszelle übernimmt die Aufgabe des Netz- und des Marktmoderators, was den Ansatz verdeutlicht, Netzengpässe und andere –knappheiten über die Einbindung der angeschlossenen Netznutzer und ökonomischen Anreize (teilweise) zu lösen. Die Verteilungszellen sind wiederum Bestandteil einer Systemzelle und nehmen, koordiniert über die Integrationsplattform CORE, Dienste von Teilnehmern und Handelsplätze des Strommarktes und von der überlagerten Übertragungsnetzebene an. Wie die Abbildung verdeutlicht, ist zum Aufbau eines umfassend intelligenten Energiesystems der zentrale Koordinationsort, hier die Integrationsplattform CORE, notwendig, um die einzelnen Zellen (Objektzellennetzen, Verteilungszellen) mit den Marktakteuren und der Übertragungsinfrastruktur zu verbinden.

Neben der technischen Bewerksstellung der Smart-Grid-Infrastruktur ist die Organisation des Einführungs- und Umsetzungsprozesses zu klären. Hier stellt sich die zentrale Frage, ob der Umbau durch staatliche Regulierung oder durch reine Marktprozesse vorangetrieben werden sollte. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, bestimmte Bereiche in regulierte und nicht-regulierte zu trennen, wobei zu klären ist, wo diese Trennung zweckmäßig zu vollziehen wäre. Der staatliche Eingriff in das Wirtschaftsgeschehen wird dann erforderlich, wenn das Marktergebnis ohne Regulierung nicht

zufriedenstellend ist, also ein Marktversagen eintritt. Im Folgenden sind die allgemeinen Gründe für Regulierung kurz aufgeführt und dargestellt (Nguyen, 2009, S. 9 ff.).

Externe Effekte

Man unterscheidet zwischen positiven und negativen Externen Effekten: Negative treten auf, wenn die sozialen Kosten (gesamtwirtschaftliche Kosten) höher sind als die privaten Kosten, andere Individuen werden also durch die Tätigkeit eines anderen negativ beeinflusst, ohne dass diese über Marktprozesse einen Einfluss darauf nehmen können. Positive externe Effekte treten auf, wenn die sozialen Erträge einer Leistung höher sind als die privaten, d.h. das Individuum berücksichtigt bei seiner Produktionsentscheidung nicht den Nutzen anderer und bietet das Gut im Vergleich zum gesellschaftlichen Optimum in einem zu geringen Umfang an.

Öffentliche Güter

Bei einem öffentlichen Gut gilt per Definition, dass man niemanden von dessen Konsum ausschließen kann (Nicht-Ausschließbarkeit) und dass der Konsum eines Individuums den Konsum eines anderen nicht einschränkt (Nicht-Rivalität). Da ein Ausschluss von der Nutzung eines öffentlichen Gutes daher nicht möglich ist, ist die individuelle Zahlungsbereitschaft gering und das Gut wird in einem zu geringen, ineffizienten Ausmaß bereitgestellt. In die gleiche Richtung wirkt die Nicht-Rivalität im Konsum, da ein Konsument bei einem Kauf nicht berücksichtigt, dass auch einem anderen Konsument die Bereitstellung des Gutes nützt.

Asymmetrische Informationsverteilung

Asymmetrische Informationsverteilung liegt vor, wenn miteinander agierende Wirtschaftssubjekte unterschiedlich gut informiert sind, d.h. nicht den gleichen Zugang zu wichtigen Informationen haben oder die Informationsbeschaffung mit hohen Kosten verbunden ist.

Natürliches Monopol

Im Wirtschaftsbereich liegt ein natürliches Monopol vor, falls ein einziger Anbieter eine Leistung oder Gut günstiger anbieten kann, als dies durch mehrere der Fall ist. Aggregiert betrachtet bedeutet dies, dass die Gesamtnachfrage durch einen einzelnen Anbieter am kostengünstigsten befriedigt werden kann und somit das Kriterium der Subadditivität erfüllt ist. Das klassische Beispiel für ein natürliches Monopol sind Netzinfrastrukturkosten (Schienennetz, Stromnetz): Die Kostensituation ist durch einen extrem hohen Anteil an Fixkosten und großen Skaleneffekten geprägt, die Bereitstellung von mehreren, parallelen Netzen ist nicht kosteneffizient. In diesem Fall kann durch einen staatlichen Eingriff die gesellschaftliche Wohlfahrt maximiert werden, indem der Staat das Monopol selbst ausübt oder als Regulator auftritt und verhindert, dass der Monopolist die Preis-Mengen-Kombination im Cournot-Punkt²² wählt und eine zu geringe Menge des Gutes bereitstellt.

Nach der Übersicht der verschiedenen Gründe für einen regulatorischen Eingriff des Staates in das Marktgeschehen ist für den beschriebenen Auf- und Ausbau der Netzinfrastruktur zu einem intelligenten Energieversorgungssystem ein natürliches Monopol aufgrund der Kostenstruktur (hohe Fixkosten, große Skaleneffekte) zu vermuten. Daher wird die Diskussion über ein natürliches Monopol in diesem Bereich auf die verschiedenen Ebenen differenziert geführt und über das technische Kriterium der Subadditivität hinaus erweitert.

4.2. Diskussion „Natürliches Monopol“

Im vorherigen Kapitel wurde kurz erläutert, warum im Fall eines natürlichen Monopols aus Gründen von Kostenvorteilen eine Regulierung von einem Anbieter einer wettbewerblichen Organisation mit mehreren Wettbewerbern vorzuziehen ist. Dabei wurde festgestellt, dass ein natürliches Monopol vorliegt, falls das Kriterium der Subadditivität erfüllt ist, d.h. falls die Gesamtnachfrage durch einen einzelnen Anbieter am kostengünstigsten befriedigt wird (Leprich, 2006, S. 9 ff.):

$C(\sum q_i) < \sum C(q_i)$ Subadditivität der Kostenfunktion $C(q)$ für $q = \sum q_i$ (q : Menge des Gutes)

²² Durch seine besondere Stellung (ohne vollkommene Konkurrenz) besitzt der Monopolist Marktmacht, d.h. er kann den Preis beeinflussen. Der Cournot-Punkt stellt für ihn die gewinnmaximale Preis-Mengen-Kombination dar (die Grenzkosten entsprechen dem Grenzerlös), welcher aber nicht dem gesellschaftlichen Optimum entspricht, da ein Monopolist die Menge des Gutes reduziert, um hierdurch einen Preisanstieg zu induzieren, der seinen Gewinn erhöht.

Dies ist eindeutig der Fall, falls die Durchschnittskosten mit zunehmender Menge stetig abnehmen und somit steigende Skalenerträge vorliegen. Bei mehreren Produkten müssen Verbundeffekte vorliegen, also die gemeinsame Produktion muss günstiger sein, als die getrennte. Dies kann auch durch die Kosteneinsparung aufgrund einer horizontalen Bündelung der Produkt- oder Dienstleistungssegmente gegeben sein (sachlicher Bündelungseffekt).

Diese rein technische Definition zeigt zunächst nur Größen- bzw. Verbundvorteile auf, die aber keine normative Aussage über den Umgang mit einem natürlichen Monopol zulassen und den damit verbundenen, möglicherweise negativen, Konsequenzen. Die folgenden Kapitel betrachten die verschiedenen Ebenen des zellularen Systemmodells des Projektes „Modellstadt Mannheim“ (MOMA) hinsichtlich der Existenz eines natürlichen Monopols zur Bereitstellung der Smart-Grid-Infrastruktur.

4.2.1. Systemzelle

Innerhalb der Architektur von MOMA ist ausschließlich der Aufbau einer Systemzelle notwendig (siehe Tabelle 7), die als Verbindungs- und Integrationsplattform für die lokalen untergeordneten Zellen zur gesamten Netzführung sowie für lokale Marktmechanismen mit den Marktpartnern auf den Energiemärkten dient. Damit stellt die Systemzelle eine zentrale und unabdingbare Infrastruktureinrichtung für das Smart-Grid nach der in MOMA verwendeten Referenzarchitektur dar. Da nur eine Systemzelle benötigt wird, ist selbst der Anteil der Einzelkomponenten an den Gesamtkosten der MOMA-Architektur mit etwas über sechs Prozent nicht unerheblich. Die Bereitstellung von mehr als einer Systemzelle durch mehrere Anbieter hätte somit eine überflüssige Infrastruktur zur Folge, da jede der einzelnen Zellen die kompletten Teilkomponenten für ihre Funktionsfähigkeit besitzen müsste und somit ein Überangebot herrscht. Zudem liegt aufgrund der hohen Fixkosten eine nicht zu vernachlässigbare Markteintrittsbarriere vor, die die Intensität des Wettbewerbs ohnehin mindern.

Die Aufteilung der moma-Komponenten entlang der Systemkomponenten:	Kosten der Einzelkomponenten 2020	Zellen-Anzahl	Gesamtkosten 2020
Systemzelle	2.610.000	1	2.610.000
Integrationplattform	1.500.000		1.500.000
Fachsystem regionaler Marktplatz	60.000		60.000
Zentrales Demand-Response Management	50.000		50.000
AMM System	1.000.000		1.000.000
Verbrauchsvisualisierung			
Anteil an gesamten MoMa-Architekturkosten	6,25%		6,25%

Tabelle 7: Kostenstruktur der Systemzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten

Die Systemzelle übernimmt hinsichtlich der Systemstabilität und Datensicherheit eine kritische Funktion innerhalb des Energieversorgungssystems. Als Integrationsplattform mit einem überwiegenden Anteil an Fixkosten und geringen variablen Kosten sind positive Skaleneffekte zu erwarten. Ein Grund dafür ist die sachliche Bündelung der Aufgabe als Netzführungseinrichtung und als Kommunikationsplattform für lokale Marktmechanismen mit dem Energiemarkt. Beide Funktionen sind durch eine gegenseitige Abhängigkeit und Beeinflussung geprägt, die Abwicklung über eine Stelle erscheint hinsichtlich der System- und Datensicherheit sowie der entstehenden Kosten durch Software- und Kommunikationskomponente vorteilhaft. Des Weiteren besitzt die Systemzelle als elektronischer Handelsplatz Eigenschaften eines Netzwerkutes (Peters, 2010, S. 35 ff.): Der Synchronisationswert²³ der Systemzelle wird mit zunehmender Anzahl an Teilnehmer größer, da die über die Plattform gehandelten Energiemengen oder Leistungen deren Attraktivität und Bedeutung

²³ Der Synchronisationswert eines Gutes oder einer Dienstleistung entsteht aus der Interaktion mit anderen Anwendern. Der Autarkiewert hingegen ist unabhängig von der Anzahl der Nutzer (Peters, 2010, S. 35)

erhöhen und die Systemrelevanz steigt. Damit liegen positive Netzwerkeffekte vor. Zu beachten ist jedoch, dass aufgrund einer möglichen Überlastung der Systemzelle ebenso negative Netzwerkeffekte auftreten können. Die Argumentation, dass es sich bei der Systemzelle um ein Netzwerkgut handelt, wird dadurch bekräftigt, dass deren Autarkiewert gegen Null tendiert.

Die obige Analyse kommt zu dem Ergebnis, dass aufgrund der Kostenstruktur der Systemzellen-Komponenten (Hard- und Software), der sachlichen Bündelung von Dienstleistungen und der mit zunehmenden Teilnehmern steigende Synchronisationswert positive Netzwerkeffekte zu erwarten sind und die Bereitstellungen von mehreren Integrationsplattformen für eine Region mit bestimmter Größe, angelehnt an die Referenzstruktur von MOMA, mit höheren Kosten verbunden wäre, als dies bei einer einzigen der Fall wäre. Der hohe Fixkostenanteil und die damit verbundenen Risiken wirken zudem als Markteintrittsbarriere, welche die Attraktivität für einen Einstieg mindern und die wettbewerbliche Bereitstellung unsicher erscheinen lässt.

Aus Gründen der gesamtwirtschaftlichen Kosten und der politischen Zielsetzung wäre somit die Regulierung der Systemzellen-Infrastruktur und Bereitstellung durch einen Anbieter gerechtfertigt. Zusätzlich werden durch die Integrationsplattform als Schnittstelle zur gesamten Netzfürung mit der Netzleitwarte und zu den Akteuren auf dem Energiemarkt kritische Funktionen übernommen, welche die Versorgungszuverlässigkeit mit Energie, insbesondere Strom, betreffen. Daher könnte über eine Regulierung gleichzeitig die nötigen Sicherheitsmerkmale für die Datenkommunikation festgelegt werden, um die Stabilität des Stromnetzes nicht zu gefährden²⁴. Als Plattform für verschiedene Handelspartner ist es zudem wichtig, dass die Datenkommunikation zwischen den Schnittstellen über einen normierten Sicherheitsstandard abläuft, der Interoperabilität gewährleistet, um die oben erwähnten positiven Netzwerkeffekte in vollem Umfang realisieren zu können und somit die Innovationsdynamik von Smart-Market-Anwendungen zu entfalten.

4.2.2. Verteilnetzzelle

Die Planung der MOMA-Architektur sieht die Installation von insgesamt 300 Verteilnetzzellen vor, die jeweils das Potenzial besitzen, als selbstoptimierende Zelle zu funktionieren. Die Kosten einer einzelnen Zelle sind vergleichsweise gering (ca. 13.000 Euro), die kumulierten Kosten aller Verteilnetzzellen betragen ungefähr zehn Prozent der gesamten Architekturkosten (siehe folgende Tabelle 8).

Die Aufteilung der moma-Komponenten entlang der Systemkomponenten:	Kosten der Einzelkomponenten 2020	Zellen-Anzahl	Gesamtkosten 2020
Verteilnetzzelle	13.280	300	3.984.000
Kommunikationsgateway	20		6.000
Dezentrale Dienstplattform	2.400		720.000
Sensorik und Aktorik im Netz	850		255.000
Datendienste	10		3.000
Messwertverwaltung	5.000		1.500.000
Dezentraler Marktautomat	5.000		1.500.000
Verteilnetzzellenautomat			
Anteil an gesamten MoMa-Architekturkosten	0,03%		9,54%

Tabelle 8: Kostenstruktur der Verteilnetzzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten

²⁴ Das Niveau der Sicherheit über einen Marktprozess zu bestimmen, führt zu einer zu geringen Sicherheit, da die Zahlung jedes Einzelnen auch zu einer Erhöhung der Sicherheit z.B. des Nachbarn führt („Nichtrivalität im Konsum“) und da es nur sehr eingeschränkt möglich, einem Einzelnen eine höhere Sicherheit und Versorgungszuverlässigkeit vorzuenthalten („Nicht-Ausschließbarkeit“). Demnach liegt hier ebenfalls ein Marktversagen vor, das nach einer anderweitigen gesellschaftlichen Lösung zur Festlegung eines Sicherheitsniveaus verlangt (siehe „öffentliches Gut“ in Kapitel 4.2).

Dabei ist zu beachten, dass die an das jeweilige Verteilnetz angeschlossenen Erzeuger und Verbraucher als Gruppe sehr heterogen ausfallen. So existieren bspw. Verteilnetzzellen mit überwiegend angeschlossenen Unternehmen der Industrie oder aus Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie andere Zellen mit ausschließlich privaten Netzkunden. Hier gibt es wiederum mehrere zu differenzierende Strukturen, wie Wohnsiedlungen mit einerseits vorwiegend Einfamilienhäusern, andererseits Siedlungen mit Mehrparteien-Wohnhäusern. Daher unterscheiden sich die Verteilnetzzellen bezüglich ihres technischen Lastverschiebe- oder Energieeinsparungspotenzials sehr deutlich. Zusätzlich spielt das Akzeptanz- und Innovationspotenzial der angeschlossenen Netznutzer eine Rolle für die tatsächliche Nutzung von Smart-Market-Dienstleistungen.

Unter diesem Gesichtspunkt ist zu prüfen, ob ein marktgetriebener Installationsprozess der Verteilnetzzellen zu einem effizienten Ergebnis führen kann. Das bedeutet, dass die Verteilnetzzellen zunächst dort installiert werden, wo sie auf die höchste Zahlungsbereitschaft der angeschlossenen Netzkunden aufgrund der größten Nutzenpotenziale treffen würde. Die beispielhaft beschriebene heterogene Struktur der wiederum in sich tendenziell homogenen Gruppe der in einem Verteilnetz angeschlossenen Kunden sprechen für sehr große Unterschiede in den Nutzenpotenzialen. Im Fall von privaten Nutzern wird dieses Argument durch die Untersuchungen anhand von Milieupriorisierung und der sich daraus ergebenden Nachfragepotenzials für Smart-Market-Angebote gestärkt (siehe Abbildung 7). Bei GHD- und Industrieunternehmen bestimmen vor allem die sehr unterschiedlichen Anwendungen und Prozesse das technische und letztendlich das wirtschaftliche Potenzial für Lastverschiebungen, die über den Smart-Market angeboten werden können (EWI, 2012, S. 98 ff.).

Kosten einer einzelnen Verteilnetzzelle sind im Vergleich zu den Investitionen in die untrennbare Systemzelle gering, daher liegen niedrigere Markteintrittsbarrieren vor und das Investitionsrisiko ist deutlich kleiner. Bei einer über den Wettbewerb gesteuerten Organisation der Verteilnetzzellen würden im optimalen Fall dort Zellen installiert, wo die höchste Zahlungsbereitschaft der angeschlossenen Kunden herrscht und die Kosten der Zelle entsprechend von den Profiteuren übernommen werden²⁵. Die Finanzierung der Verlegung neuer Internet-Breitband-Anschlüsse in bisher unerschlossene Gebiete und Gemeinde ist hier ein vergleichbares, erfolgreiches Beispiel: Der zukünftige Netzbetreiber schließt Vorverträge mit privaten oder gewerblichen/industriellen Kunden. Falls die für den profitablen Betrieb kritische Anzahl der Verträge erreicht oder überschritten wurde, wird der Breitband-Anschluss verlegt. Dies stellt eine Möglichkeit dar, Netzinfrastruktur privatwirtschaftlich anzubieten und dort zu verlegen, wo potenzielle Kunden vorhanden sind. Über die Vorverträge sichert sich das Unternehmen gegen das Risiko von Fehlinvestitionen (englisch: stranded investments) ab.

Allerdings muss beachtet werden, dass ein Teil der Verteilnetzzellen-Systemkomponenten Funktionen übernimmt, die der Netzführung dienen. Die dezentrale Dienstplattform hat als physikalische Ausführungsumgebung, ebenso wie die Sensorik und Aktorik im Netz, Aufgaben, die laut der BNetzA (2011, S. 11 ff.) in den Bereich des „Smart Grids“ zur besseren Nutzung von konventioneller Leitungskapazität fallen. Dem zu Folge wären die entsprechenden Teilkomponenten dem Verteilnetzbetreiber zuzuordnen, der sich die Kosten nach der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) unter Umständen anerkennen lassen kann.

Die Verteilnetzzelle fällt somit in einen Mischbereich zwischen reguliertem Netzbetrieb und einer marktbasierter Lösung der Bereitstellung. Aufgrund der Kostenstruktur und des sehr stark vom Kunden abhängenden Nutzens bzw. Zahlungsbereitschaft ist die wettbewerbliche Organisation möglich und effizient. Das bedeutet insbesondere auch, dass der Betreiber der Systemzelle und der Verteilnetzzelle nicht zwingend der gleiche sein muss. Gleichzeitig übernimmt ein Teil der Systemkomponenten Aufgaben der Netzführung und wären somit Teil der Kosten für die Netzinfrastruktur, welche nach der ARegV anerkannt werden können.

Eine Möglichkeit für eine Mischform zwischen regulierter und marktgetriebener Organisation des Ausbaus der Verteilnetzzelle wäre ein Franchise Modell wie in Pollit et al. (2009, S. 36) beschrieben. Dieses sieht vor, dass über eine Ausschreibung für eine bestimmte Region ein Franchise-Nehmer bestimmt wird, der anschließend für Smart-Market-Dienstleistung in vollem Umfang verantwortlich ist. Dieses Modell umgeht ebenfalls das Problem, dass ein potenzieller Regulator mit sehr komplexen Fragestellungen konfrontiert würde, die er möglicherweise nur unzureichend lösen könnte.

²⁵ Auch ist der Auktartwert - gegeben eine Systemzelle – nicht null, da bereits die erste Verteilnetzzelle in dem Gebiet einen Handel auf überregionaler Ebene ermöglicht.

4.2.3. Objektnetzelle

Die Objektnetzelle ist eine elektrotechnisch und informationstechnisch eigenständige Netzzelle im Kundenobjekt, die gegenüber anderen Netzzellen sowohl als Energiesenke wie auch teilweise als Energiequelle auftritt. Daher besitzt sie eine vollständige Ausstattung an intelligenten Systemkomponenten. Die Organisation der MOMA-Architektur sieht für eine flächendeckende Einrichtung den Bedarf von etwas über 38.000 Objektnetzellen vor, wobei die Kosten pro Zelle mit geschätzten 360 Euro vergleichsweise gering ausfallen, die kumulierten Kosten betragen jedoch fast 33 % der gesamten MOMA-Architekturkosten (siehe Tabelle 9). Allein von der Kostenstruktur her ist eine wettbewerbliche Bereitstellung durch eine Vielzahl von Anbietern eine nicht auszuschließende Möglichkeit.

Die Aufteilung der moma-Komponenten entlang der Systemkomponenten:	Kosten der Einzelkomponenten 2020	Zellen-Anzahl	Gesamtkosten 2020
Objektnetzelle	360	38.235	13.764.706
Kommunikationsgateway	50		1.911.765
Breitbandiger Kommunikationsanschluss	0		0
Objektdienstplattform	10		382.353
Verbrauchsmesseinrichtung	200		7.647.059
Energiemanagementsystem	100		3.823.529
Sensorik und Aktorik im Objekt	0		0
Anteil an gesamten MoMa-Architekturkosten	0,00%		32,95%

Tabelle 9: Kostenstruktur der Objektnetzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten

Die Objektnetzelle verfügt über eine bidirektionale Echtzeit-Verbindung mit der restlichen Smart-Grid-Infrastruktur, somit besteht die Möglichkeit zur Verbrauchersteuerung. Objektnetzellen sind direkt im Kundenobjekt installiert, d.h. in Wohnobjekten, kommerziellen Objekten, Industrieobjekten und auch in mobilen Objekten. Daraus ergibt sich, ähnlich wie im Fall der Verteilnetzzelle, eine sehr heterogene Kundenlandschaft. Die Potenziale der verschiebbaren Lasten, der Energieeinsparungen aufgrund der Verbrauchsvisualisierung und der daraus abgeleitete mögliche Nutzen variieren daher stark. Letztendlich spielen auch die Anreize für eine Veränderung des Verbraucherverhaltens, z. B. die Einführung und Gestaltung von variablen Tarifen, eine entscheidende Rolle. Diese Faktoren sprechen gegen einen zentral organisierten flächendeckenden Roll-Out von Objektnetzellen, da Nutzer sehr unterschiedlich auf Anreize reagieren und bei bestimmten Gruppen Vorbehalte gegenüber der neuen Technologie, der Echtzeitübermittlung von möglicherweise sensiblen Verbraucherdaten und dem damit verbundenen Datenschutz herrschen (acatech, 2012, S. 247 f.). Die Integration aller Objektnetzellen in den Smart-Market ist als schrittweiser Prozess zu organisieren. Daher ist die wettbewerbliche Bereitstellung der Objektnetzellen-Infrastruktur empfehlenswert.

Die marktbasierende Organisation hätte zur Folge, dass herstellerspezifische Geräte angeboten werden, die teilweise über eine unterschiedliche Funktionsvielfalt und diverse technische Ausstattungen verfügen. Für eine volle Interoperabilität mit der zentral zur Verfügung gestellten Systemnetzzelle und die von ihr verwendeten Kommunikationsschnittstelle ist eine Normierung der Datenkommunikation zwischen den Schnittstellen der Zellen notwendig. Ebenso muss ein bestimmter Funktionsumfang der in der Objektnetzelle installierten Hardware für die Umsetzung von gehandelten Dienstleistungen garantiert werden. Erfahrungen im europäischen Ausland haben die unterschiedlichen Folgen einer staatlich getriebenen Standardisierung von Funktionsumfang und zu erfüllende Voraussetzungen bezüglich der elektronischen Zählereinrichtung gezeigt (Ecofys/EnCT/BBH, 2009, S. 94 ff.).

Hinsichtlich eines flächendeckenden Roll-Outs von elektronischen Messeinrichtungen für den Verbrauch von elektrischer Energie ist Italien eines der führenden Länder Europas. Eine Besonderheit hier ist, dass der Verteilnetzbetreiber ENEL ungefähr 85 % der Haushalts- und Gewerbekunden

abdeckt und damit eine monopolartige Stellung einnimmt. Die italienische Regulierungsbehörde formulierte bereits 2006 minimale Voraussetzungen bezüglich des Funktionsumfangs der Zähler. Die VNB können die Kosten für die tatsächlich installierten Zähler über Entgelte finanzieren. Der staatliche Eingriff hat vielfältige Nutzungsmöglichkeiten eröffnet, die schrittweise Nachjustierung der Regulierung hat allerdings auch zu zusätzlichen Investitionskosten geführt.

Ein Gegenbeispiel ist die Regelung in Schweden: hier hat der Gesetzgeber die Pflicht zur monatlichen Ablesung der Zähler eingeführt, was zur Folge hatte, dass der Roll-Out von fernablesbaren Zählern die kostengünstigste Variante für die Messstellenbetreiber, in Schweden die VNB, war. Dabei hatte der Gesetzgeber keine Mindestvorgaben für die technische Ausstattung festgelegt. Dies hatte einerseits eine sehr hohe Heterogenität der Funktionsumfänge der installierten Geräte zur Folge. Unter Berücksichtigung einer zentralen Smart-Grid-Komponente wie der Systemzelle ist dies negativ zu bewerten, falls es nicht gewährleistet ist, dass jeder Kunde mit einer elektronischen Messeinrichtung aufgrund mangelnder Funktionalität des Gateways ein vollständiger Teilnehmer innerhalb des Smart-Grids ist und somit nicht auf die volle Angebotsvielfalt zugreifen kann. Andererseits hatte die nicht vorgenommene Regulierung der Messeinrichtungen zur Folge, dass betriebswirtschaftliche Vorteile neuer Funktionen die technologische Weiterentwicklung der Geräte beschleunigt und innovationsfördernd wirkt.

Die beiden europäischen Beispiele zeigen, dass die Vorgabe einer technischen Mindestausstattung sinnvoll sein kann, um die ausgestatteten Kunden zu vollwertigen Teilnehmern des Smart-Markets zu machen. Allerdings ist dafür eine hohe regulatorische Weitsicht nötig, um Nachrüstungen und Fehlinvestitionen zu verhindern. Zu empfehlen wäre eine entsprechende Normierung bzw. Standardisierung der Schnittstellen und Datenkommunikation der Geräte, um sie im Bedarfsfall kostengünstig und nach Kundenwünschen zu erweitern. Eine fehlende Normierung kann auch ein Hemmnis für Unternehmen sein, in die neue Technologie aufgrund des Risikos von „stranded investments“ zu investieren (Pollit, Haney, & Jamasb, 2009). Bei der Finanzierung hat eine Untersuchung der Strategien europäischer Länder gezeigt, dass die Kostenübernahme durch die beteiligten Unternehmen einen Wettbewerbsimpuls ausgelöst hat, der Innovationen in Technik und Dienstleistungen sowie Kostensenkungen fördert (Ecofys/EnCT/BBH, 2009, S. 116). Infolgedessen entstehen entsprechend angepasste Angebote für die sehr unterschiedlichen Kundengruppen.

Entscheiden sich mehrere Kunden innerhalb einer Objektzelle für Angebote von verschiedenen Anbietern, wäre eine redundante Mehrfachinstallation von Gateways in der Zelle zu vermeiden, da diese technisch keinen Mehrnutzen bringt, aber Kosten verursacht. Momentan bestünde keine Anreize für den zuständigen Meßstellenbetreiber diese zu verhindern. Daher wäre es sinnvoll, die Verantwortlichkeit für die Ausstattung der Objektzelle mit einem passenden, interoperablen Gateway einem anderen Akteur zu übertragen. Dabei wäre der Besitzer der Immobilie (respektive der Objektzelle als Gebäude) eine sinnvolle Option, da dieser ohnehin die allgemeine Verantwortlichkeit über das Gebäude besitzt und einen engen Kontakt zu den Mietern/Besitzern der einzelnen Unterobjektzellen (siehe folgenden Abschnitt) besitzt. Ein einmal in der Objektzelle installiertes Gateways sollte jedoch beliebig nach Wunsch des Verantwortlichen bzw. nach dem Wunsch seiner Mieter (o.ä.) ausgetauscht werden können, damit eine Monopolstellung der ersten Gateway-Anbieter vermieden wird. Andererseits kann ein Offenhalten der Option ein technisch eigentlich überflüssiges zweites Gateway bereitzustellen dazu dienen, Anbieter von Gateways zu disziplinieren, da die Kosten eines zusätzlichen Gateways den Preis für die Integration eines weiteren Endverbrauchers in ein vorhandenes Gateway begrenzen. Die Möglichkeit unnötiger paralleler Gateways kann also wettbewerblich erwünschte Folgen haben.

Um den bereits angesprochenen, berechtigten Bedenken gegenüber der Echtzeitübermittlung von Verbrauchsdaten entgegenzuwirken, sollte für den Datenschutz ebenfalls eine Norm vorgegeben sein. Für die Gewährleistung der Datensicherheit ist in Erwägung zu ziehen, ob die Verantwortung nur an einen einzelnen vertrauenswürdigen Träger delegiert wird, der für die Überprüfung und Zertifizierung zuständig ist. Stets zu beachten ist, dass der Zugang zur Verbrauchsanzeige in einer Objektzelle mit mehreren Kunden nur den Berechtigten zu gewähren ist.

4.2.4. Unterobjektzelle

Einzelne Objektzellen können mehrere Stromkunden mit jeweils eigenen Präferenzen und Ansprüchen enthalten. Aus diesem Grund erfolgt in der MOMA-Referenz-Architektur eine weitere

Untergliederung der Objektnetz- in Unterobjektnetzzellen. Im Gegensatz zur Objektnetzzelle ist die Unterobjektnetzzelle keine elektrotechnisch selbstständige Einheit im Kundenobjekt mehr. Dennoch verfügt sie über eine Ausstattung mit Sensorik/Aktorik und einem Energiemanagementsystem. Unterobjektnetzzellen können Wohnungen, Büros etc. sein, die wiederum an eine Objektnetzzelle, z. B. einem Mehrparteienhaus oder einem Bürogebäude, angeschlossen sind. Mit über 150.000 Unterobjektnetzzellen ist diese die häufigste Einrichtung innerhalb der MOMA-Architektur. Gleichzeitig sind die Einzelkosten mit 140 Euro die geringsten und die kumulierten mit etwas über 50 % der größte Teil der Gesamtkosten (siehe Tabelle 10).

Die Aufteilung der moma-Komponenten entlang der Systemkomponenten:	Kosten der Einzelkomponenten 2020	Zellen-Anzahl	Gesamtkosten 2020
Unterobjektzelle	140	152.941	21.411.765
Kommunikationsgateway	5		764.706
Breitbandiger Kommunikationsanschluss	0		0
Unterobjektdienstplattform	10		1.529.412
Energiemanagementsystem	100		15.294.118
Sensorik und Aktorik in der Unterobjektzelle	25		3.823.529
Anteil an gesamten MoMa-Architekturkosten	0,00%		51,26%

Tabelle 10: Kostenstruktur der Unterobjektnetzzelle und Anteil an den gesamten Architekturkosten

Die Argumentation für eine wettbewerbliche Organisation der Installation bei Objektnetzzellen lässt sich aufgrund der noch höheren Zellenanzahl und kumulierten Kosten sowie der noch stärkeren Heterogenität der Nutzer analog auf die Ebene der Unterobjektnetzzelle übertragen. Dieser zu Folge sind die direkten Kosten des individuellen Zugangs der Unterobjektnetzzelle zum Smart-Market marktbasierend koordinierbar. Ebenfalls ist die Festlegung auf eine normierte Datenkommunikation und interoperablen Schnittstellen zu empfehlen, um so eine simple technische Aufrüstung zu ermöglichen. Die restliche Ausstattung sowie das optische Erscheinungsbild der Geräte und der Verbrauchsanzeige wäre somit der freie Gestaltungsraum für Anbieter der Technologie. Darin besteht eine Möglichkeit zur Schaffung von Alleinstellungsmerkmalen auf dem Wettbewerbsmarkt. Dies ist vor allem in der im Kundenobjekt sichtbar installierten Hardware ein nicht zu vernachlässigender Faktor für Markenpräsenz und Kundenbindung. Der Organisationsweg über den Markt ist somit auch durch eine höhere Technologiedifferenzierung geprägt, als dies bei einer stärkeren staatlichen Regulierung der Fall wäre.

4.3. Resümee und Handlungsempfehlungen

Der Zubau an dezentralen erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, besonders der dargebotsabhängigen Windenergie und Photovoltaik, macht den konventionellen Ausbau der Übertragungs- und Verteilungsnetze alternativlos. Gleichzeitig wird das Paradigma des lastgeführten Elektrizitätssystems zunehmend aufgelöst und durch bidirektionale Flüsse zwischen den Netzebenen ersetzt. Durch die kommunikative Verbindung der physischen Komponenten des bestehenden Elektrizitätsversorgungsnetzes mittels IKT, spricht der Umbau zu einem Smart Grid, soll die Einspeisung erneuerbarer Energien und der dadurch erforderliche Ausbau der Netzprimärtechnik kosteneffizient gestaltet werden. Der entstehende Informationsfluss sowie die Steuerungsmöglichkeiten sollen gleichzeitig für neue Energiedienstleistungen, Produkten und Tarifstrukturen genutzt werden und insbesondere durch Informationsvermittlung bzw. -visualisierung zu Energieeinsparungen führen. Im Projekt „Modellstadt Mannheim“ wurde eine Referenzarchitektur auf Grundlage eines zellularen Basiskonzepts für den Aufbau einer Smart-Grid-Infrastruktur entwickelt. In der vorliegenden Arbeit wurde untersucht, welche Organisationsform für die Verbreitung

der Infrastruktur-Komponenten in der jeweiligen Zelle aus einer ganzheitlichen Perspektive, die Kosten, Technologiedifferenzierung und die Herausforderung einer Regulierung berücksichtigt, vorzuziehen ist.

Die Systemzelle ist eine zentrale und unabdingbare Infrastruktureinrichtung und übernimmt hinsichtlich der Systemstabilität und Datensicherheit eine kritische Funktion innerhalb des in MOMA entwickelten Energieversorgungssystems ein. Die Bereitstellung der Systemzelle ist durch hohe Fixkosten geprägt, mit steigender Nutzeranzahl sind durch die sachliche Bündelung von Leistungen positive Netzwerkeffekte zu erwarten. Daher wäre die Installation von Systemzellen durch mehrere Anbieter für eine Region in der Größe der MOMA- Modellregion mit höheren Kosten verbunden, als dies bei einer einzigen der Fall wäre. Zudem wirkt der hohe Fixkostenanteil als wettbewerbsmindernde Markteintrittsbarriere. Aus den genannten Gründen wird die regulierte Bereitstellung einer Systemzelle durch einen einzigen Anbieter empfohlen.

Die an einer Verteilnetzzelle angeschlossenen Nutzer des Smart-Grids unterscheiden sich bezüglich ihres Lastverschiebe- und Einsparpotenzials sehr stark. Demzufolge wäre daher eine schrittweise, marktgetriebene Organisation der Verteilnetzzellen, bei der zuerst die größten Nutzenpotenziale erhoben werden, mit Vorteilen verbunden. Allerdings ist zu beachten, dass ein Teil der Verteilnetzzellen-Komponenten systemkritische Aufgaben der Netzführung übernehmen und demnach in den Verantwortungsbereich des VNB fällt, der sich diese Kosten gegebenenfalls nach der ARegV anerkennen lassen könnte. Eine mögliche Organisationsform der Verteilnetzzelle, die in einen Mischbereich zwischen Markt und Regulierung fällt, stellt das Franchise-Modell dar, bei dem die Installation der Verteilnetzzelle für eine bestimmte Region von einem Regulierer bestimmt und ausgeschrieben wird, und anschließend dem erfolgreichen Franchise-Nehmer die Verantwortung dafür übertragen wird. Für die genaue Ausgestaltung eines derartigen Modells besteht noch weiterer Forschungsbedarf.

Die komplette Ausstattung der Modellregion mit Objektnetzzellen innerhalb der MOMA-Architektur erfordert über 38.000 Installationen, wobei die Kosten pro Zelle bei ungefähr 360 Euro liegen. Die Kundenlandschaft ist wiederum sehr heterogen, was die marktgetriebene, schrittweise Organisation empfehlenswert macht. Diese Form der Organisation hätte herstellerspezifische Geräte mit unterschiedlicher Funktionsvielfalt, angepasst an die jeweiligen Kundenwünsche, zur Folge. Dabei ist jedoch auf eine Normierung der Schnittstellen zu achten, um die Interoperabilität zwischen Diensteschnittstellen und Gateways zu gewährleisten. Um die Kosten einer technisch nicht notwendigen Mehrfachinstallation von Gateways innerhalb einer Objektnetzzelle zu vermeiden, ist zu erwägen, die Verantwortung für die Installation einem Akteur zuzusprechen, der einen Anreiz hat, diese zu vermeiden. Hier würde sich der Gebäudebesitzer eignen, da er ohnehin eine Verantwortung über das Gebäude/die Objektnetzzelle trägt und in der Regel in Kontakt zu den Vermietern/Nutzern der potenziellen Unterobjektnetzzellen steht.

Da eine einzelne Objektnetzzelle mehrere Stromkunden mit unterschiedlichen Präferenzen enthalten kann, sieht die MOMA Architektur die weitere Unterteilung in Unterobjektnetzzellen vor. Die Gesamtzahl an Installationen sind dem zu Folge höher (ca. 152.000) als die der Objektnetzzellen, wobei die Kosten Pro Zelle deutlich geringer sind (ca. 140 Euro), in der Summe aber mit knapp über 50 % den größten Teil der Gesamtsumme bilden. Aufgrund der höheren Anzahl und der genannten Kostenstruktur ist eine wettbewerbliche Organisation der Installation der Unterobjektnetzzellen möglich und wird empfohlen. Besonders die freie Gestaltungsfläche für im Nutzerobjekt sichtbare Komponenten sowie besondere technische Spezifikationen stellen einen Spielraum für die Schaffung von Alleinstellungsmerkmalen und dadurch Möglichkeiten zur Kundenbindung dar. Generell ist bei einer marktbasierter Organisation von einer höheren Technologiedifferenzierung und -innovation auszugehen, als bei einer staatlichen Regulierung.

Die aufgeführten Vorschläge zur Organisation der Smart-Grid-Infrastruktur (orientiert an der MOMA-Architektur) kommen zu dem Schluss, dass die Bereitstellung einer zentralen Systemzelle einer Regulierung bedarf, die Verteilnetzzellen in einen Mischbereich fallen und die Objektnetz- sowie Unterobjektnetzzellen wettbewerblich verbreitet werden können. Nach diesen Empfehlungen zu Folge ist ein Großteil der Infrastrukturkosten des Smart-Grid über den Wettbewerbsmarkt zu organisieren.

Der momentan in §§ 21c-21e EnWG verankerte Rollout von Smart-Metern sieht die Installation der Geräte in Gebäuden vor, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden (bzw. nach einer größeren Renovierung nach Richtlinie 2002/91/EG) sowie bei Letztverbrauchern mit einem Stromverbrauch über 6.000 kWh/a. Der dort verfolgte Ansatz ist konträr zu den hier erarbeiteten

Vorschlägen, diesen Teil der Smart-Grid-Infrastruktur wettbewerblich zu organisieren und nur die übergeordnete Infrastrukturkomponente, die Systemzelle, über eine Regulierung bereitzustellen.

Begründet wird dies mit den sehr unterschiedlichen Lastverschiebe- und Energieeinsparpotenzialen sowie des Innovations- und Akzeptanzniveaus der verschiedenen Nutzergruppen. Insofern als besonders Energieeinsparpotenziale hervorgehoben werden, basieren diese Regelungen auf einem anderen Ziel, nämlich einer Reduktion des Stromverbrauchs. Inwieweit eine Reduktion des Stromverbrauchs erfolgt, hängt auch nach den Ergebnissen des zweiten Praxistests in MOMA von dem ursprünglichen Stromverbrauch des Haushaltskunden ab und ist auch prozentual bei einem höheren Verbrauch höher. In dem Kontext ist darauf zu verweisen, dass die Aktorik/Sensorik über den Verbrauch des Smart Meters hinaus zusätzlich Strom verbraucht, was dazu beitragen könnte, dass sich der Verbrauch von Haushalten mit einem geringen Verbrauch erhöht²⁶. Zudem wäre in einem Smart-Grid-Kontext zu untersuchen, wie hoch der Verbrauch auf Ebene der Objektzelle, Verteilnetzzone und Systemzelle ist, da deren Betrieb die eingesparte Strommenge reduziert. Für das Ziel einer Einsparung ist deshalb zu untersuchen,

- wie die Einsparung von Eigenschaften von Kundengruppen abhängt (z.B. Stromverbrauch),
- ob die Einsparungen, die bei einer freiwilligen Wahl eines Smart Meters festgestellt werden, auch bei einem zwangsweisen Einbau realisiert werden.
- Wie hoch der Verbrauch einer Smart-Grid-Infrastruktur sein könnte.

Ob ein kompletter Roll-out der Smart Meter erfolgen soll, hängt u.a. von einer noch ausstehenden Kosten-Nutzen-Analyse ab, aus der auch Kosten und Nutzen der gegenwärtigen Regelungen hervorgehen dürften und Vorschläge für eine Änderung der gegenwärtigen Abgrenzung von Verbrauchergruppen oder der gesetzlich definierten Eigenschaften von Smart Meter resultieren sollten. Dabei ist besonders darauf zu achten, ob und wie ein gesetzlicher Roll-out begründet wird und argumentiert wird, warum ein wettbewerblicher Roll-out nicht zu angemessenen Resultaten führt.

Diese Ergebnisse wären dann gegebenenfalls eine Grundlage, um die Frage erneut anzugehen, ob die Bereitstellung von Smart Meter, die als Teil einer Unterobjektzelle dienen könnten, wettbewerblich erfolgen sollte. Hierbei wäre zu untersuchen, ob der zusätzliche Nutzen eines Smart Grids zusätzliche Anforderungen an Smart Meter rechtfertigt.

²⁶ MOMA (16.03.2012, S.58)

4.4. Literaturverzeichnis

- acatech. (2012). *Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie*. Oldenbourg, Berlin..
- BDI. (2011). *Auf dem Weg zum Internet der Energie. Der Wettbewerb allein wird es nicht richten*. Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.
- BET/E-Bridge/IAEW. (2011). *Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020*. Gutachten im Auftrag des BDEW e.V., Aachen/Bonn.
- BNetzA. (2011). *"Smart Grid" und "Smart Market". Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*. Bonn.
- BNetzA. (2010). *Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG*. Bonn.
- dena. (2010). *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025*. Berlin.
- Ecofys/EnCT/BBH. (2009). *Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen*. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Ecofys/EnCT/BBH. (2009). *Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler*. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- E-Energy. (2011). *Modellstadt Mannheim, Arbeitspaket 5, Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens*. Mannheim.
- ESMA. (2008). *Definition of Smart Metering and Applications and Identification of Benefits*. Bericht der European Smart Metering Alliance.
- EWI. (2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Köln.
- KEMA. (2009). *Endenergieeinsparung durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering)*. Studie im Auftrag des BMWi, Bonn.
- Leprih, U. u.a. (2006). *Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestition*. Berlin/Saarbrücken: Forschungsvorhaben gefördert durch die Hans-Böckler-Stiftung.
- MOMA (28.05.2011): *Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens. Endbericht zu Arbeitsschritt 5.7*.
- MOMA (16.03.2012): *Ergebnisbericht des Praxistest „flexibler Strompreis“ (Praxistest 2). Endbericht des Arbeitsschritts 3.7*.
- Nguyen, T. u. (2009). *Versicherungsaufsicht in Deutschland – Zur Notwendigkeit der Versicherungsregulierung in der Marktwirtschaft*. Schriften der Wissenschaftlichen Hochschule Lahr Nr. 9.
- Peters, R. (2010). *Internet-Ökonomie*. Springer.
- Pollit, M., Haney, A. B., & Jamasb, T. (2009). *Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience*. University of Cambridge, Electricity Policy Research Group.

5. Einführung von variablen Netzentgelten und unternehmerischem Netzgeschäft (IWES, Netrion)

5.1. Einführung

Die wachsende Zahl fluktuierender Energieerzeuger stellt für das Stromnetz der Verteilnetzbetreiber (VNB) zunehmend eine große Herausforderung dar. Elektrische Energie lässt sich unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur sehr schwer speichern und zu einem späteren Zeitpunkt wieder abrufen. Daher muss diese den Verbrauchern dann zur Verfügung stehen, wenn sie benötigt wird. Bei fluktuierenden erneuerbaren Energien hängt die gerade erzeugte Leistung von äußeren, nicht zu beeinflussenden Faktoren wie Windstärke bei Windenergie oder Sonneneinstrahlung bei Solarenergie ab. Das kann dazu führen, dass es bei starkem Wind oder hoher Sonneneinstrahlung auf Grund fehlender Nachfrage durch die Verbraucher zu Rückspeisungen in das Mittelspannungsnetz oder sogar zu Netzengpässen kommt. Es sollte möglichst vermieden werden, das Problem dadurch zu lösen, dass erneuerbare Erzeuger abgeregelt werden, weil diese kostenlose und emissionsfreie Energie liefern. Ein intelligenterer Lösungsansatz ist es, Netzkunden durch Preisanreize zu motivieren, Strom dann zu verbrauchen, wenn er lokal und insbesondere aus den regenerativen Quellen Wind und Sonne erzeugt wird.

Variable Netzentgelte (vaNE) können das Verbrauchsverhalten der Netzkunden indirekt steuern und so Beiträge liefern, dass Netzspitzenlasten und dadurch verursachte Netzengpässe vermieden, Investitionen in den Ausbau der Netze hinausgezögert und fluktuierend einspeisende Erzeuger netztechnisch besser integriert werden können. Darüber hinaus führt die Vermeidung hoher Netzlasten zu einer Reduzierung der Netzverluste. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Einführung variabler Netzentgelte sind bereits ansatzweise gegeben. Mit § 19, Abs. 2 der Netzentgeltverordnung Strom hat der Gesetzgeber bereits 2005 den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen die Möglichkeit gegeben, Kunden ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Im Jahre 2009 wurde dann vom Gesetzgeber im EnWG § 40 Abs. 3 (heute Abs. 5) festgelegt, dass Energieversorgungsunternehmen ab dem 30. Dezember 2010 Privat- und Industriekunden einen zeit- oder lastvariablen Tarif anzubieten haben.

In diesem Kapitel werden das indirekte Anreizsystem „Variable Tarife“ und insbesondere auch die darin enthaltene Preiskomponente der variablen Netzentgelte ausführlich erläutert. Außerdem werden mögliche Wege aufgezeigt, vaNE in die bestehenden energiewirtschaftlichen Prozesse einzubinden und einen Paradigmenwechsel in der Netzentgeltsystematik von einer fixen hin zu einer variablen Netzbepreisung durch eine stufenweise Vorgehensweise zu erreichen.

Zuvor werden nun in Kapitel 5.2 notwendige Änderungen des regulatorischen Rahmens aus der Perspektive eines mittelgroßen VNB beschrieben, um den notwendigen Umbau des Verteilnetzes im Sinne einer nachhaltigen Stromversorgung volkswirtschaftlich kostenoptimal durch ein zukunftsgewandtes Netzgeschäft herzustellen. Untersucht werden u.a. die Rolle des VNBs im Smart Grid, die ausreichende Finanzierung der Netzinvestitionen und die Einbindung von Einspeisern in die Netzbepreisung. Insbesondere wird auch die Gewährung von Freiräumen bei der Preisbildung (Optionalität für den VNB) diskutiert. Denn variable Netzentgelte werden in Kapitel 5.2 nur als eine von mehreren möglichen Optionen zur Netzbepreisung gesehen, die der Netzbetreiber nach eigenem Ermessen den Netzkunden anbieten dürfen sollte. Die Optionalität ist ein wichtiges Kriterium, um eine ausreichende Akzeptanz bei den VNBs zur erfolgreichen Einführung von variablen Netzentgelten zu gewährleisten.

Erfahrungen aus dem liberalisierten Bereich bei der Einführung von variablen Tarifen zeigen allerdings, dass der Paradigmenwechsel in der Preisgestaltung trotz des § 40 Abs. 5 EnWG nur sehr verhalten anläuft. Deshalb wird am Ende von Kapitel 5.3 ein Vorschlag zur Weiterentwicklung des § 19 Abs. 2 StromNEV vorgestellt, der für die Kunden eine Option als Alternative zu den etablierten fixen Netzentgelten darstellt, aber die VNB zum Angebot von vaNE verpflichtet. So soll garantiert werden, dass für eine kleine Gruppe von Netzkunden erste Erfahrungen mit vaNE gesammelt werden.

Sollten sich die variablen Netzentgelte als ökologisch und ökonomisch wirkungsvolles Instrument zur Netzbepreisung erweisen, könnte die Optionalität dann zukünftig gänzlich entfallen.

5.2. Intelligente Netze und unternehmerisches Netzgeschäft (Netrion)

Das heutige System der Energiewirtschaft beruht im Wesentlichen auf den Annahmen zu Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte. Diese Annahmen treffen jedoch heute aufgrund tiefgreifender struktureller und technologischer Änderungen so nicht mehr zu. Mit ihrem Eckpunktepapier zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems vom Dezember 2011 (BNetzA, 2011b) zeigt die Bundesnetzagentur, dass sie diese Einsicht im Wesentlichen teilt.

Ausgangspunkt für die Betrachtung des Netzgeschäfts in den kommenden Jahren ist zum einen die Überlegung, welche Erwartungen mit Smart Grids verbunden werden, zum anderen ein unternehmerisches Verständnis der Wertschöpfung durch Netze.

Die Bundesregierung hat ihre Erwartungen in dem Dokument „Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich“ am 06.06.2011 wie folgt formuliert: „[...] 37. Wir brauchen intelligente Verteilnetze für den Ausbau und die Systemintegration erneuerbarer Energien. Wir schaffen nach und nach die Voraussetzungen für den marktgetriebenen Aufbau dieser Netze, die Datenschutz und Datensicherheit gewährleisten, ein dezentrales Erzeugungs- und Lastmanagement sicherstellen, die erneuerbaren Energien bestmöglich integrieren, eine optimale Netzauslastung ermöglichen sowie Energieeffizienzpotenziale beim Verbraucher heben können. Wir brauchen die Entwicklung und Anwendung neuer Speichertechnologien, um die fluktuierende Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien zu verstetigen sowie weitere Fortschritte beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa und ihr effizientes Zusammenwirken. [...]“ (BMU, 2012)

Am Ende steht also das Ziel, das Netz wirksam steuern zu können. Für die Netzbetreiber ist es dabei wichtig, bei der Laststeuerung nicht nur auf Zwangsmaßnahmen angewiesen zu sein. Vielmehr sind verhandelte und marktnahe Lösungen im Interesse der Netznutzer sinnvoll. Hierzu sind Marktrollen und wirtschaftlich attraktive Geschäftsmodelle zu schaffen. Dabei führt - wie später zu erläutern sein wird - die Umkehr der Lastflüsse dazu, dass Einspeiser und Entnehmer für das Netz von gleicher Bedeutung sind. Der Ansatz, den Einspeiser von den Kosten des Netzes freizustellen, ist deshalb zumindest fragwürdig.

Bei der Überarbeitung des Regulierungsrahmens sollten die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Subsidiarität beachtet werden. Pauschallösungen verbieten sich. Zum einen bestehen nämlich große strukturelle Unterschiede im Netzgeschäft - Stadt vs. Land, große vs. kleine Netzbetreiber, Verteilnetze vs. Übertragungsnetze. Zum anderen bringen es diese Unterschiede mit sich, dass Konzepte, die im einen Netz große Vorteile für die Netzkunden bringen, im anderen Netz nur zu weiteren Prozesskosten führen, von denen niemand profitiert. Letzter Einwand kann im Übrigen schnell dazu führen, dass ein an sich überzeugendes Konzept den Widerstand überforderter Netzbetreiber auf sich zieht. Die schrittweise Weiterentwicklung nach oben genannten Grundsätzen dient damit der Herabsetzung der Annahmehürden.

Welche Gestaltung im jeweiligen Netzgebiet am besten für die Kunden (Einspeiser und Entnehmer) und den Netzbetreiber ist, kann in der Regel nur vor Ort bestimmt werden. Dies kann im Einzelfall dazu führen, dass ein Netzbetreiber flächendeckend variable Netzentgelte bildet (siehe hierzu Kapitel 5.3) oder sich beispielsweise für eine Flatrate entscheidet. Einzelne Netzbetreiber werden sich möglicherweise für eine Kundensegmentierung entscheiden, die mehrere Konzepte kombiniert.

Ein zukunftsgerichtetes Netzgeschäft erfordert ein anreizorientiertes Geschäftsmodell (Kap. 5.2.1), eine wirksame und unabhängige Steuerung (Kap. 5.2.2) sowie eine wirksame Finanzierung (Kap. 5.2.3).

5.2.1. Anreizorientiertes Geschäftsmodell

Will man die oben genannten Erwartungen an die Energie- bzw. Netzwirtschaft erfüllen und zugleich eine preisgünstige Energieversorgung erreichen, müssen Anreize für die Einspeiser und Entnehmer geschaffen werden, an einer Steuerung teilzunehmen. Die Netzwirtschaft befindet sich in einem Strukturwandel (5.2.1.1), der eine Transformation der Wertschöpfungskette zum Wertschöpfungsnetzwerk mit sich bringt (5.2.1.2). Die Gesamtprofitabilität des Wertschöpfungsnetzwerks kann durch Lastmanagement (5.2.1.3) sowie Kooperationen (5.2.1.4) optimiert werden.

5.2.1.1. Strukturwandel

Früher stellte sich die Energielieferung wie folgt dar: Das Stadtwerk produzierte Strom oder kaufte Gas und lieferte dieses Produkt an seine Kunden. In dieser Betrachtung ist das Netz nichts anderes als ein Vehikel, mit dem die Energie wie eine Gasflasche oder eine Batterie beim Kunden an die Haustür geliefert wird. Dies stellt einen Musterfall der sogenannten Wertschöpfungskette dar.

Im derzeitigen System bestehen keine Anreize für die Teilnehmer, sich an einer Steuerung zu beteiligen. Dies gilt zum einen für SLP-Kunden, bei denen die elektrische Arbeit in Rechnung gestellt wird. Hierbei wird schon von vorneherein kein unmittelbarer Preis dafür erhoben, dass der Netzbetreiber eine Infrastruktur im 24/7-Betrieb zuverlässig zur Verfügung stellt und vorhält. Diese Vorhalteleistung wird - abgesehen von Baukostenzuschüssen u. dgl. - nicht direkt vergütet. Auch Leistungspreise geben keinen Anreiz zur Verlagerung in netzlastschwache Zeiten (vgl. hierzu ausführlich Kapitel 5.3). Einspeiser werden nach § 15 Absatz 1 Satz 3 StromNEV nicht an den Netzkosten beteiligt.

Außerdem erfolgt im bestehenden System immer noch eine alleinige Erhebung der Kosten beim Entnehmer. Dies war zu Beginn der Liberalisierung auch sinnvoll: Der Energiemarkt war klar unterteilt in Konsumenten und Produzenten von Energie. Wie bei einem Wasserversorger wurde das Produkt immer auf der einen Seite in das System gegeben und durch immer feinere Leitungen verteilt, bis es am Ende vom Kunden entnommen wurde. Wurden durch dezentrale Einspeisung ausnahmsweise keine vorgelagerten Netzebenen in Anspruch genommen, ersann man die (damals) effiziente und konsequente Lösung einer sogenannten dezentralen Gutschrift für vermiedene Netznutzung.

Die Situation hat sich somit in der Zwischenzeit deutlich verändert. So heißt es im Monitoringbericht 2011 der Bundesnetzagentur: „Aufgrund des starken Wandels der Erzeugungsstruktur sind durch den Zuwachs bei den erneuerbaren Energieträgern an den Verteilernetzen (82,9 GW) jetzt mehr Erzeugungskapazitäten als an den Übertragungsnetzen (77,6 GW) angeschlossen.“ (BNetzA, 2011a, S. 10; gleichwohl sieht die Situation bei der elektrischen Arbeit wegen geringerer Auslastung noch anders aus).

5.2.1.2. Von der Wertschöpfungskette zum Wertschöpfungsnetzwerk

Heute ist das Netz durch seine Entflechtung von den Wettbewerbsbereichen und die zunehmende Umkehr der Lastflüsse mehr als ein bloßes Vehikel: Das Netz ist die Plattform, auf dem sich Energieerzeuger und Energieabnehmer treffen, um ihre Leistungen auszutauschen. Damit liegt keine Wertschöpfungskette im eigentlichen Sinne mehr vor. Vielmehr handelt es sich um ein Wertschöpfungsnetzwerk. Im Wertschöpfungsnetzwerk werden Kunden, bzw. besser Teilnehmer durch Infrastruktur und Verträge miteinander verbunden. Das Wertschöpfungsnetzwerk ist zuständig für das Vorhalten der Infrastruktur sowie die Organisation der möglichen Verbindungen. (Fjeldstad/Andersen, 2003, S. 49)

Entscheidend für Entnehmer und Einspeiser ist der Zugang zum Netzwerk, weil sonst kein Austausch von Leistungen möglich ist. So kann zwar einerseits keine Energie aus dem Netz entnommen werden, wenn kein Zugang zum Netz besteht. Andererseits gäbe es ohne den Zugang zum Netz durch den Einspeiser keine Möglichkeit, die eigene Energie abzusetzen (und damit Geld zu verdienen). Zur Verdeutlichung soll folgendes Gedankenspiel dienen: Das aktuelle System führt dazu, dass sämtliche Netzkosten den Entnehmern in Rechnung gestellt werden. Einspeiser werden daran nicht beteiligt. Angenommen, es gäbe nur einen einzigen Entnehmer in einem Netzgebiet, müsste dieser sämtliche Kosten der Netzinfrastruktur allein tragen. Gäbe es in diesem Netzgebiet nur einen einzigen Einspeiser, so müsste dieser keine Kosten tragen. Angenommen zu dem Netz mit dem einen Entnehmer käme ein reiner Einspeiser hinzu und das Netz müsste ertüchtigt werden, so würde der Einspeiser wiederum keine Kosten tragen, obwohl er das Netz benötigt, um seine Energie zu vermarkten. Der Entnehmer müsste die Gesamtkosten des Netzes und der Ertüchtigung tragen. Es ist deshalb festzustellen, dass der Einspeiser heute ebenso von den Netzen profitiert wie der Entnehmer. Der Wert des Produktes Energie steigt dadurch, dass der Zugang zum Verteilnetz die Möglichkeit gibt, es an Dritte zu vermarkten (vgl. zu Netzwerkeffekten allgemein Katz/Shapiro, 1994, S. 93 ff.).

Alle wesentlichen Prozesse (Akquise von Teilnehmern, Bereitstellung der Infrastruktur sowie Vertragsmanagement) erfolgen in Wertschöpfungsnetzwerken parallel und es besteht ein großer Anteil nicht zuordenbarer Fixkosten. Anders als bei vielen produzierenden Industrien steht damit die Gesamtprofitabilität des Netzwerks im Vordergrund (im Gegensatz zur Profitabilität einzelner Produkte).

5.2.1.3. Optimierung der Gesamtprofitabilität durch Lastmanagement

Auf die Gesamtprofitabilität wirken sich Größe und Zusammensetzung des Netzwerks aus. Typische Trade-Off-Beziehungen sind Leistungsreichweite und -tiefe (Fjeldstad/Andersen, 2003, S. 49 ff.). Dies ist der Anknüpfungspunkt für Lastmanagement sowie eine Kundensegmentierung, z.B. in Abhängigkeit vom Kundenverhalten oder Leistungsqualität bei der Netznutzung (etwa aufgrund einer Abschaltvereinbarung).

Das Lastmanagement kann zunächst durch technische Maßnahmen erfolgen. Hier bieten sich auch neue Möglichkeiten im Zusammenhang mit intelligenten Netzen an (siehe hierzu auch Kapitel 3). Erfolgsversprechend erscheint es jedoch auch, die Teilnehmer des Wertschöpfungsnetzwerkes mit ihrem Entnahme- und Einspeiseverhalten in das Lastmanagement einzubeziehen. Grundlage hierfür ist ihr individueller Nutzen. In der Konsequenz kann das Netz z.B. nach dem Wert der Verbindung für das Gesamtnetzwerk (d. h. seine Profitabilität) bepreist und das Wertschöpfungsnetzwerk optimiert werden. Dies bedeutet, dass ein Einspeise- oder Entnahmeverhalten, das der Lastoptimierung oder Kosten-Effizienz des Netzes dient, bei der Bepreisung belohnt und solches, das diesen Zielen entgegenwirkt, schlechter gestellt wird. Der Gesetzgeber hat Elemente dieses Gedankens in § 19 StromNEV aufgegriffen.

Generell lässt sich durch eine Preissegmentierung ein besseres Kosten-Nutzen-Verhältnis erzielen, als dies bei individueller Bepreisung oder Kundengleichbehandlung möglich wäre. Preise können kundenindividuell, für alle Kunden gleich oder im Wege der Preissegmentierung gebildet werden. Jede Form der Preisbildung bringt unterschiedliche Kosten und Nutzen mit sich.

Die Art der Kundensegmentierung könnte sich nach den konkreten Bedingungen vor Ort richten. Hier bietet sich zum einen die Unterscheidung der Kunden danach an, ob sie nur entnehmen (Consumer) bzw. einspeisen (Producer), oder ob sie beide Aktivitäten betreiben (Prosumer). Weiteres Merkmal könnte der Grad der Steuerbarkeit durch den Netzbetreiber sein. Je nach Bedingungen und Anforderungen vor Ort bieten sich unterschiedliche Preisgruppen, variable Netzentgelte, regionale Netzentgelte, qualitätsabhängige Preise oder Flatrates an. Auch kostenlose Aktivitäten kommen in Betracht. Die konkrete Ausgestaltung sollte zum Kernbereich unternehmerischen Handelns gehören.

Dieses Kosten-Nutzenverhältnis trägt letztlich zur Effizienz des Netzbetreibers bei. Zudem bietet eine Kundengleichbehandlung keine Anreize für eine Steuerbarkeit. In Betracht kommt sie jedoch für Kundengruppen, deren Bedeutung z.B. aufgrund geringer Hebelwirkung für das Netzwerk ohnehin gering ausfällt (z.B. Kleinst-Kunden). In diesem Fall erlaubt beispielsweise eine Flatrate, wenigstens die Prozesskosten (z. B. für Abrechnungsprozesse) für diese Kunden zu senken.

In den §§ 20 ff. EnWG wird ein diskriminierungsfreier Netzzugang gefordert. Eine Diskriminierung im eigentlichen Sinn besteht nicht, wenn Teilnehmer, die zur Optimierung des Netzwerks beitragen, günstigere Preise erhalten als unflexible Kunden. Dann wird nämlich nicht mehr Gleiches, sondern Ungleiches ungleich behandelt bzw. es ist ein sachlicher Grund vorhanden. Es erscheint grundsätzlich akzeptabel, einzelnen Kundengruppen günstigere Preise zuzuordnen, wenn sie der Effizienz des Netzes und damit der Mehrzahl der Netznutzer dienen und umgekehrt, insbesondere wenn die erhöhte Effizienz insgesamt zu niedrigeren Preisen führt. Dies gilt umso mehr, als Gesetzgeber und Bundesnetzagentur den Grundsatz der Diskriminierungsfreiheit mehrfach durchbrochen haben (vgl. § 15 Absatz 1 Satz 3 StromNEV, § 19 StromNEV, § 20 GasNEV, § 24 ARegV). Der Gesetzgeber hat dies teilweise erkannt und in § 24 Satz 2 Ziffer 4 EnWG eine entsprechende Verordnungsermächtigung geschaffen, damit „Anreize zu netzentlastender Energieeinspeisung und netzentlastendem Energieverbrauch gesetzt werden“ können. Da es sich bei den Netzen weiterhin in der Regel um natürliche Monopole handeln wird, erscheint es freilich sinnvoll, dass der Netzbetreiber die Kriterien anzuzeigen hätte und sich hieran festhalten lassen müsste. Zudem bleibt die Erlösbergrenze selbstverständlich in ihrer Höhe unangetastet.

Der hier vertretenen unternehmerischen Sichtweise liegt die Vision eines Netzbetreibers zu Grunde, der im Interesse der Netzstabilität und -effizienz mit einzelnen Kunden Qualität bzw. Versorgungskomfort und Entgelte verhandelt. Grundlage wäre eine dem Wert für das Netzwerk entsprechende Preissegmentierung, die auch variable Netzentgelte oder Flatrates ermöglichen sollte. Netzkunden haben dabei die Möglichkeit, durch ihr individuelles Verhalten - und das über den bloßen Verbrauch hinausgehend - ihre Bepreisung zu beeinflussen und Netzbetreiber haben die Möglichkeit, das Netzwerk durch die Bepreisung so zu steuern, dass es im Interesse aller möglichst effizient wird.

Nun ließe sich einwenden, dass am Ende des Tages ohnehin der Entnehmer für den Verbrauch der Energie bezahlt. Er könne also auch gleich für den Transport bezahlen. Dieser Einwand lässt Anreizwirkungen außer Acht und überzeugt in der Welt der dezentralen Erzeugung nicht: Das aktuelle Netzzugangssystem treibt durch die damit verbundenen Vertragskonstrukte, Geschäftsprozesse und Mitteilungspflichten nicht nur die Transaktions-, Prozess- und IT-Kosten in die Höhe, es verlagert auch Risiken und Anreize einseitig zu Lasten der Entnehmer. Korrekturen wie die Dezentrale Vergütung für vermiedene Netznutzung sind bisher erforderlich, um den systemimmanenten Fehler auszugleichen. Auch der Einwand, ein solches System könnte die Förderung Erneuerbarer Energien unterlaufen greift zu kurz. Vielmehr böte es Anreize für Anlagenbetreiber, die Art, den Standort und den Einsatz der Anlage sorgfältig und ebenfalls nach unternehmerischen Grundsätzen zu wählen. Dabei werden für Einspeiser wie Entnehmer auch Anreize geboten, in Technologien zur Speicherung oder Umwandlung von Energie zu investieren, da diese erst Preisunterschiede zwischen den Einsatzzeitpunkten verwertbar machen.

Somit ist der Grundsatz des diskriminierungsfreien Netzzugangs im Sinne der Optimierung von Netzlast und -kosten weiterzuentwickeln. Für eine Steuerung der Netze ist eine Beteiligung der Einspeiser an den Netzkosten erforderlich (hierfür ist § 15 Absatz 1 Satz 3 StromNEV zu streichen). Den Netzbetreibern sind insgesamt größere Freiräume bei der Preisbildung einzuräumen.

5.2.1.4. Optimierung der Gesamtprofitabilität durch Kooperationen

Die hier vertretene Sichtweise des Wertschöpfungsnetzwerkes erlaubt zudem wettbewerbsnahe Lösungen hinsichtlich der von der Bundesnetzagentur geäußerten Erwartung einer stärkeren Kooperationsbereitschaft unter den Netzbetreibern (vgl. z. B. den früheren Präsidenten der BNetzA, Matthias Kurth am 02.01.2012 zum Eckpunktepapier, der Netzzusammenschlüsse oder -kooperationen als „das Gebot der Stunde“ bezeichnete. BNetzA, 2012).

Hierfür ist erforderlich, dass strukturelle Nachteile im Rahmen der Kostenanerkennung sowie der Qualitätsregulierung gerade nicht ausgeglichen werden, um einen Anreiz für Kooperationen zu schaffen. Warum sollte ein „strukturell benachteiligter“ Netzbetreiber eine Kooperation mit dem Ergebnis kostensenkender Skaleneffekte eingehen, wenn das Regulierungssystem seine Lage zu Lasten der Netzkunden kompensiert?

Netzbetreiber sollten bei der Kostenanerkennung unabhängig von Größe, Belegenheit und Organisationsform gleich behandelt werden. Dasselbe gilt für die Qualitätsregulierung, denn die Anforderungen an Netzbetreiber sind überall gleich und die Kunden haben die gleichen Ansprüche an Qualität und Preisgünstigkeit.

In einem solchen Regulierungssystem könnte ein Netzbetreiber, der z. B. aufgrund einer ländlichen Struktur Nachteile bei Ausbau und Qualität befürchtet, die Zusammensetzung seines Netzes und damit die Gesamtprofitabilität im Interesse aller Netznutzer durch eine Kooperation mit einem städtischen Netz verbessern. Für den städtischen Netzbetreiber wäre möglicherweise die Durchmischung und Vergrößerung seines Kundenportfolios interessant.

Freilich ist bei alledem zu berücksichtigen, dass sich Kosten aus Unternehmenszusammenschlüssen häufig erst über einen längeren Zeitraum hinweg amortisieren. Dementsprechend ist es erforderlich, dass im Rahmen des Anreizregulierungssystems Vorteile über einen längeren Zeitraum hinweg behalten werden dürfen. In der bisherigen Praxis werden solche Effizienzgewinne jedoch tendenziell bereits in der nächsten Regulierungsperiode abgeschöpft, sofern derartige Effizienzgewinne verbreitet auftreten.

5.2.2. Wirksame und unabhängige Steuerung

Der Netzbetreiber ist für die Systemstabilität in seinem Netz verantwortlich. Außerdem haben er und die Teilnehmer am Wertschöpfungsnetzwerk Verteilnetz ein Interesse am möglichst effizienten Betrieb. Schwerpunkt des Netzgeschäftes ist weiterhin die Bereitstellung einer sicheren Energieverteilung. Die Voraussetzungen für diese ureigenste Aufgabe der Netzbetreiber sind in § 4 EnWG niedergelegt.

Gleichzeitig hat die Steuerung Auswirkungen auf die Teilnehmer des Netzwerks: Die Entscheidung kann Auswirkungen auf die vertrieblichen Interessen von Unternehmen haben. Aus diesem Grund sollte diejenige Stelle, die steuernd in das Netzgeschehen eingreift, von Vertriebsinteressen unabhängig sein. Dies gewährleistet niemand besser als wirksam rechtlich entflochtene Netzbetreiber. Diese Netzbetreiber sind damit natürliche Betreiber intelligenter Netze. Es ist darauf zu achten, dass nicht weniger wirksam kontrollierte neue Monopole Dritter geschaffen werden.

Die teilweise vorgeschlagene Ampelsystematik (BNetzA, 2011b, S. 13 f. zur roten Ampel (Netz) und zur grünen (Markt)) ist zwar grundsätzlich sinnvoll, ihre Mechanismen sind jedoch mit Blick auf die Erfordernisse des Netzgeschäftes flexibler für die jeweiligen Kategorien auszugestalten. Die Frage, welcher Zustand (grün, gelb oder rot) vorliegt, kann verantwortungsvoll nur vom Netzbetreiber geklärt werden, denn er steuert das Netz. Wenn der Netzbetreiber die klare Verantwortung hat, den kritischen roten Bereich eigenständig zu regeln, sollte er erst recht die Möglichkeit haben, durch vorab vereinbarte Vertrags- und Entgeltkonstruktionen als mildere Mittel das Netz in der Gelbphase zu optimieren. Im Ergebnis werden die Rotphase unmittelbar und mittelbar auch die Grünphase reduziert. Davon profitieren direkt diejenigen Kunden, die dadurch Zwangsmaßnahmen abwenden können, sowie diejenige, die ihre Versorgungssicherheit gegen günstigere Preise eingetauscht haben sowie indirekt alle anderen Netzkunden. Der Netzbetreiber benötigt für die Aufgabe, die Netzlast und die Netzkosten zu optimieren, neben dem Wettbewerb eine eigenständige Regelungskompetenz über die Beseitigung von konkreten Gefahren für die Netzstabilität hinaus. Um Missverständnissen vorzubeugen, ist zu betonen, dass die Einschaltung der Wettbewerbsbereiche bei der Verhandlung dieser Bedingungen und Bündelung zu Produkten möglich und erwünscht ist, soweit die Anreize bezüglich der Lastverschiebung durch den hierfür verantwortlichen Netzbetreiber gesetzt werden.

5.2.3. Ausreichende Finanzierung

Nachdem dargelegt wurde, wie das Geschäftsmodell der Zukunft für die Netzbetreiber aussehen kann, stellt sich nun die Frage, wie der Übergang erfolgen soll.

Noch mehr als in der Vergangenheit ist es erforderlich, dass Netzbetreiber in ihre Netze investieren und Innovationen vorantreiben. Dies gilt gleichermaßen für neue Aufgaben, wie auch für die Erneuerung bestehender Anlagen. Dabei wird für den Investor immer nur eine zukunftsgerichtete Investitionsrechnung ausschlaggebend sein. Eine Finanzierung der Einführung intelligenter Messsysteme und intelligenter Netze aus dem Stand heraus kann so nicht erfolgen, da die Technologie noch unreif ist und mit baldigen Technologiesprüngen zu rechnen ist. Bei disruptiven Innovationen sind erfolgreiche Unternehmen zudem in der Regel gezwungen, ihre Organisation auf den neuen Geschäftsbereich auszurichten, ohne sich völlig aus dem bisherigen Geschäft zurückzuziehen (vgl. Christensen/Raynor, 2003, S. 189). Die Herausforderung ist umso größer, wenn - wie in der Netzwirtschaft - langlebige Anlagegüter im Spiel sind.

Beim Idealbild der im freien Wettbewerb stehenden Unternehmen werden neue Investitionen im Produktlebenszyklus durch Übergewinne reiferer Produkte – sogenannte Cash Cows – vorfinanziert (vgl. zum Ganzen z. B. Perlitz, 2004, S. 43 ff.).

Im aktuellen Regulierungssystem ist dies nicht möglich, denn Übergewinne sollen gerade nicht bei den Netzbetreibern über die Regulierungsperiode hinaus verbleiben. Dieser Effekt ist unter anderem wegen der bestehenden Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und Netzbetreibern nicht unbekannt (vgl. zum Überblick Rodgarkia-Dara, 2007). Die Regulierungsbehörden haben sich teilweise gut begründet für die jeweiligen Ausgestaltungen entschieden. Es kann jedoch kaum bestritten werden, dass vor allem vor dem Hintergrund des Wandels der Energieversorgung von zentral zu dezentral und von konventionellen zu intelligenten Netzen eine Neubewertung und Abwägung der Instrumente geboten ist.

Im Ergebnis muss den Netzbetreibern, die wirtschaftliche Risiken eingehen, zugestanden werden, auch die damit verbundenen Chancen realisieren zu dürfen. Dies dient nicht zuletzt auch der Teilhabe der Kunden am technologischen Fortschritt. Die Kosten für gesetzlich vorgeschriebene Investitionen im Zusammenhang mit Smart Grids und dem Einbau von Smart Metern sind im Rahmen der Anreizregulierung zu gleichen Bedingungen für alle Netzbetreiber anzuerkennen. Die Problematik lässt sich nicht nur durch eine bloße

Erhöhung der Verzinsung beheben. Diese begünstigt undifferenziert alle Netzbetreiber, egal, ob diese ihr Netz verbessern oder nicht. Dies entspräche nicht dem hier geforderten unternehmerischen Verständnis.

5.2.4. Fazit

Die Netzwirtschaft ist einem strukturellen und technologischen Wandel unterworfen. Ein Grüne-Wiese-Ansatz würde heute ein deutlich anderes Netzzugangssystem als zu Beginn der Liberalisierung ergeben. Durch die wachsende Zahl von dezentralen Einspeisern wird das Kostenwälzungssystem einer angemessenen Anreizsetzung und Risikoverteilung nicht mehr gerecht.

Das Netzgeschäft lässt sich als Wertschöpfungsnetzwerk charakterisieren. Schlüsselgröße ist die Gesamtprofitabilität des Netzwerks im Interesse aller Netznutzer. Diese kann durch Lastmanagement verbessert werden. Dafür ist zunächst erforderlich, dass der Netzbetreiber, der für die Systemstabilität verantwortlich ist, auch die Möglichkeit hat, auf das Verhalten der Entnehmer und Einspeiser in seinem Netz Einfluss zu nehmen. Neben technischen Innovationen sind Anreize für Einspeiser und Entnehmer erforderlich, ihr Verhalten so auszurichten, dass es der Gesamtprofitabilität des Wertschöpfungsnetzwerkes dient.

Die Einflussnahme auf die Einspeiser und Entnehmer kann durch eine Bepreisung nach dem Wert der Netzinanspruchnahme für das Netzwerk erfolgen. Hier bieten sich variable Netzentgelte, leistungs- oder ortsbezogene Netzentgelte, aber auch Flatrates an. Dadurch eröffnet sich erstmalig eine Möglichkeit zur unternehmerischen erlösseitigen Gestaltung des Netzgeschäfts. Das Lastmanagement durch den Netzbetreiber tritt neben und nicht an Stelle der Aktivitäten des Wettbewerbs. Es verhält sich im Hinblick auf den Wettbewerb, die Energieeffizienz und die Form der Energieerzeugung grundsätzlich neutral.

Smart Grids tragen die Züge disruptiver Innovationen. Es ist nicht möglich, Anlagen, Prozesse und Organisationen nahtlos von konventionellen auf intelligente Netze umzustellen. Hier ist es häufig erforderlich, dass für eine Übergangszeit gleichzeitig in alten und neuen Technologien bzw. Geschäftsmodellen gehandelt wird. Dies gilt erst recht, wenn es sich um langlebige Infrastruktur-Anlagegüter handelt und mit Technologiesprüngen zu rechnen ist.

Wer also die Auffassung vertritt, dass eine Finanzierung intelligenter Netze aus dem laufenden (konventionellen) Netzgeschäft erfolgen kann, muss akzeptieren, dass so ein weitgehender oder gar flächendeckender Aufbau intelligenter Netze nicht möglich ist. Möglicherweise werden damit vielversprechende innovative Ansätze verbaut. Entscheidend in technologischer Hinsicht ist somit die Frage, ob und inwieweit intelligente Netze politisch gewollt sind oder nicht.

Deshalb bleiben aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers im Wesentlichen zwei Handlungsoptionen: Entweder ist die technologisch innovative Ertüchtigung der Netze in Deutschland gewollt. Dann ist es erforderlich, dass die Kosten der Netzbetreiber für den Ausbau in der Anreizregulierung berücksichtigt werden, soweit die Maßnahmen gesetzlich gefordert werden. Oder man vertritt die Auffassung, dass der Ausbau der Netze rein unternehmerisch getrieben und finanziert wird - mit dem Risiko, dass dann keine flächendeckende technologische Ertüchtigung erfolgen wird.

Zumindest im Fall des unternehmerischen Ansatzes ist der Rechtsrahmen so zu gestalten, dass er den tatsächlichen Leistungsbeziehungen des Netzgeschäftes mit ihren spezifischen Chancen und Risiken gerecht wird. Es sind Anreize für den Netzbetreiber sowie Einspeiser und Entnehmer zu setzen, ihr Verhalten auf eine Optimierung des Wertschöpfungsnetzwerkes auszurichten. Hierzu ist eine Weiterentwicklung der Preisbildungsregeln notwendig.

Es ist also ein Rahmen zu schaffen, der den Netzbetreibern vor Ort die Wahl der passenden unternehmerischen Mittel überlässt. So kann der Rahmen für eine evolutionäre Verbreitung intelligenter Netzinnovationen geschaffen werden, die marktnah ist und die Grundsätze der Verhältnismäßigkeit und Subsidiarität besonders berücksichtigt.

5.3. Variable Netzentgelte (IWES)

Variable Tarife sollen den Stromkunden motivieren, ihren Verbrauch in Zeiten zu verlagern, wenn Strom günstig angeboten werden kann. Energieversorger sind nach § 40 Abs. 5 EnWG verpflichtet, Privat- und Industriekunden einen „last- oder zeitvariablen Tarif“ anzubieten. Dadurch sollen folgende zum Teil aufeinander aufbauende Ziele besser erreicht werden:

- Integration fluktuierender erneuerbarer Energien verbessern und deren Abschaltung vermeiden
- Lokale Nutzung von lokal erzeugter Energie
- Investitionen in Netzausbau verzögern oder vermeiden
- Verursachungsgerechtere Bepreisung
- Reduzierung von Lastspitzen und Netzverlusten

Es muss allerdings berücksichtigt werden, dass der Strommarkt liberalisiert wurde und mehrere Akteure an der Stromversorgung beteiligt sind. Der Strompreis besteht aus mehreren Komponenten, die von unterschiedlichen Akteuren verantwortet werden:

- Energielieferpreis (Energielieferant)
- Netznutzungsentgelte (Netzbetreiber)
- Steuern / Abgaben (Staat / Kommune)

In Kapitel 5.3 werden nun die variablen Tarife (Kap. 5.3.1) und danach die darin enthaltene Preiskomponente der variablen Netzentgelte (Kap. 5.3.2) ausführlich erläutert. Es werden auch mögliche Wege aufgezeigt, vaNE in die bestehenden energiewirtschaftlichen Prozesse einzubinden und den Paradigmenwechsel in der Netzentgeltsystematik durch eine stufenweise Vorgehensweise anzugehen.

5.3.1. Variable Tarife

Um das Thema „Variable Netzentgelte“ umfassend einordnen und analysieren zu können, ist es notwendig, vorher die Gegebenheiten von variablen Tarifen für den Energielieferpreis zu erläutern.

Der Preis eines Gutes ergibt sich aus dem Verhältnis von Angebot zu Nachfrage. Für den Energielieferpreis spiegelt sich dies u.a. in den stündlichen Spotmarktpreisen der Strombörse EPEX wieder. In Zeiten hohen Stromverbrauchs müssen gut regelbare, aber relativ teure Gas-Spitzenlastkraftwerke zugeschaltet werden, um die Lastspitzen abdecken zu können. An der Strombörse bestimmt das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, den Strompreis (Market Clearing Price). Der Preis für Strom wird also durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt, das noch benötigt wird, um die Stromnachfrage zu decken (Merit-Order-Effekt). Die stündlich variierenden Preise können von der Website der EPEX für jedermann frei zugänglich eingesehen werden und bieten somit eine gute Transparenz.

An der EPEX oder zumindest auf Basis der EPEX-Preise kaufen die Energielieferanten ihren jeweiligen Strombedarf ein, den sie an die Endkunden weiterverkaufen.

Da die Energielieferpreise der Endkunden aber heute in aller Regel fixe durchschnittliche Arbeitspreise (ct/kWh) pro Jahr sind, können die Preise nicht als ausgleichendes Instrument zwischen Erzeugung und Verbrauch genutzt werden.

Der politisch gewollte Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien (Wind- und Sonnenstrom) führt dazu, dass die Volatilität an den Spotmärkten sukzessive zunimmt. Das macht die Nutzung von variablen Tarifen zur Steuerung des Energieverbrauchs zunehmend interessant. Dies wurde von der Politik erkannt und findet Ausdruck im Energiewirtschaftsgesetz EnWG § 40 Abs. 5:

„Energieversorgungsunternehmen haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Tarife im Sinne von Satz 1 sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife.“

Für den Energielieferpreis des Energielieferanten werden derzeit verschiedene Tarifvarianten angedacht, von altbekannten statischen HT/NT-Tarifen bis zu an die EPEX-Spotmarktpreise gekoppelte Stromprodukte (progressiv variable Tarife, siehe Definition Kapitel 5.3.2.1).

Stundenkontrakte | 06.01.2010 | Preise und Handelsvolumen | EPEX Spot

Tabelle | Chart | Gebietspreise

Einstellungen
 PHELIX --
 Marktgebiet Durchschnitt

Skala: Intraday Woche Monat Quartal Jahr Gesamt

2010-01-06

 [Marktdaten als RSS-Feed](#)

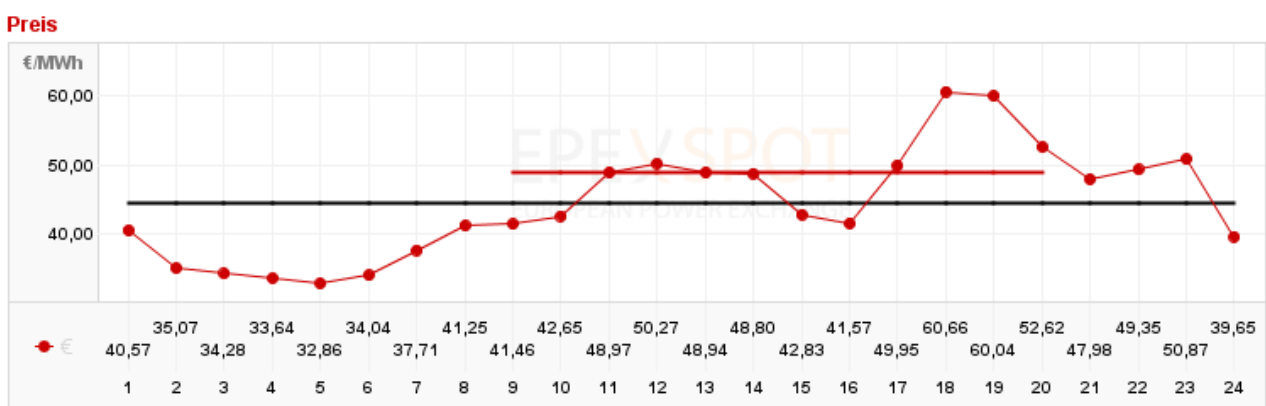


Abbildung 9: Beispiel für Spotmarktpreise der EPEX (EPEX, 2010)

Der Strompreis besteht neben dem Energielieferpreis aus den Preiskomponenten Netzentgelte und Steuern/Abgaben. Auch diese Komponenten können dynamisch gestaltet werden. In Kapitel 5.3.2 werden Vorschläge zur Variabilisierung der Netzentgelte vorgestellt.

Folgend werden die variablen Tarife aber noch einheitlich (ohne Aufteilung in die einzelnen Preiskomponenten) betrachtet und unter dieser Prämisse die Unterschiede zwischen direkten und indirekten Steuerungsinstrumenten erläutert (Kap. 5.3.1.1) und die Zuständigkeiten für variable Tarife geklärt (Kap.5.3.1.2).

5.3.1.1. Direkte und indirekte Steuerungsinstrumente

Variable Tarife sollen den Stromkunden dazu motivieren, den Stromverbrauch von Zeiten, in denen der Strom teuer ist, in Zeiten, in denen der Strom günstig ist, zu verlagern. Der Kunde entscheidet, ob er zu einem teureren oder einem günstigeren Zeitpunkt seine elektrischen Verbraucher betreibt. Ein indirektes Steuerungsinstrument ist also kein Regelkreis, der über ein Stellglied Preise so lange anpasst, bis die Kunden die gewünschte Menge Strom abnehmen. Die Steuerungswirkung ergibt sich u.a. entsprechend der Präferenzen des Kunden und eventuell nimmt ein Kunde sogar höhere Stromkosten in Kauf, um seine Geräte wie gewohnt zu betreiben. Variable Tarife bewirken so aber Verursachungsgerechtigkeit. Kunden, die ihren Verbrauch entsprechend der Tarife verschieben, zahlen weniger als Kunden, die die Preissignale ignorieren.

Direkte Steuerungssysteme besitzen gegenüber variablen Tarifen den klaren Vorteil, dass durch zentrale Abschaltungen oder Drosselung der Verbraucher die beabsichtigten Grenzwerte und Ziele viel besser erreicht werden können. Allerdings ist die Allokation von Kapazitäten (bilaterale Verträge mit Nutzern von abschaltbaren Verbrauchern) sehr zeitaufwendig. Deshalb werden derzeit nur Anlagen ab einer bestimmten Leistung unter Vertrag genommen. Eventuell gibt es in Zukunft „lokale Leistungsmärkte“, die weitgehend automatisiert die Allokation entsprechender Kapazitäten ermöglichen. Allerdings entstünden für Entwicklung und Betrieb einer solchen Plattform ebenfalls Aufwände. Außerdem gibt es auch viele Verbrauchsgeräte, die durch direkten Schaltbefehl nicht sinnvoll steuerbar sind (z. B. Waschmaschine). Variable Tarife vergrößern also die Menge der am Energiemanagement teilnehmenden Verbrauchsgeräte.

Zusätzlich gibt es auch noch die Möglichkeit, Verbrauchsgeräte direkt zu steuern, aber nach variablen Tarifen abzurechnen. Dies könnte für Kunden und Anbieter interessant sein, weil Risikoaufschläge bei der Preisgestaltung verringert werden können. Wenn ein Stromlieferant sich beispielsweise überlegt, was ihm die Steuerbarkeit einer Verbrauchsanlage für ein Jahr wert ist, muss er Erwartungen darüber bilden, wie sich die Märkte in dem betreffenden Jahr entwickeln werden. Bei einem pauschalen Anreizsystem müssen somit zwangsläufig höhere Risikoaufschläge eingerechnet werden, die viele Angebote für Kunden unattraktiv werden lassen. Werden variable Tarife angeboten, können die Risikoaufschläge reduziert werden, weil sich die Tarife an den für den Lieferanten relevanten kurzfristigen Marktpreisen orientieren.

Beide Steuerungsinstrumente haben ihre Berechtigung. Wenn möglich sollten steuerbare Verbraucher direkt gesteuert werden, die nach Wunsch der Vertragspartner aber trotzdem durch variable Tarife abgerechnet werden können. Insbesondere wenn die direkte Steuerung zu aufwendig ist, sollten Verbrauchsgeräte möglichst indirekt gesteuert werden können.

5.3.1.2. Zuständigkeiten für variable Tarife

Die Gestaltung der Preisprofile richtet sich nach den jeweiligen Zielen der Akteure. Dabei sollten Energielieferung und Netzinanspruchnahme voneinander unterschieden werden. Die Energielieferanten wollen in erster Linie günstig einkaufen und dürften deshalb aus stündlichen EPEX-Spotpreisen abgeleitete variable Energielieferpreise an die Kunden senden. Weitere Ziele sind die Vermeidung bzw. das Herauszögern von Netzausbau, die Minimierung von Netzverlusten und die verbesserte Integration von fluktuierender Erzeugung. Die Vermeidung von Netzausbau und Minimierung von Netzverlusten kann mit Sicherheit am besten von den Netzbetreibern beurteilt werden, da Lieferanten nicht über entsprechende Informationen verfügen und Deutschland als „Kupferplatte“ betrachten, solange ein einheitlicher Börsenpreis gilt. Ein besonders interessantes Ziel von Netzbetreibern könnte die Reduzierung von Netzentgeltkosten gegenüber vorgelagerten Netzbetreibern sein, zu dem vaNE einen wertvollen Beitrag liefern könnten, wenn das System der Anreizregulierung entsprechend angepasst werden würde. Damit könnten langfristig auch Ausbaurkosten vorgelagerter Netzebenen eingespart werden.

Die verbesserte Integration fluktuierender Erzeugung dagegen kann nicht eindeutig einem Akteur zugeordnet werden. Derzeit besteht eine Abnahmepflicht der Netzbetreiber für erneuerbare Energien, die diese Mengen am EPEX-Spotmarkt verkaufen. Langfristig soll diese Aufgabe den liberalisierten Akteuren (Lieferanten und Händlern) zugeordnet werden. Kurz- bis mittelfristig sollte aber darauf verzichtet werden, fluktuierende Erzeugungsmengen wettbewerbsfähig zu vermarkten, weil sonst bei negativen Preisen an den Spotmärkten ein Fehlanreiz für Windkraftanlagen entsteht, diese abzuschalten und nicht die grundlastbetriebenen Kohle- und Kernkraftwerke. Negative Strompreise sind also kein Indiz für Marktversagen, sondern verweisen auf Inflexibilitäten des Kraftwerkparks und können z.B. als ein Instrument zur Finanzierung von Speichertechnologien (z. B. Elektromobilität) durch Grundlastkraftwerke interpretiert werden. Unter diesem Aspekt ist die Einführung der Marktprämie im aktuellen EEG für fluktuierende Erzeuger kritisch zu bewerten.

Außerdem sind Netzbetreiber, insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber, auch heute schon zuständig für die Prognostizierung der fluktuierenden Erzeugungsmengen, um die Stabilität ihrer Netze gewährleisten und den Regelenergiebedarf für den nächsten Tag (Auktion Minutenreserve) einschätzen zu können. Dies alles spricht dafür, dass Netzbetreiber mehr Verantwortung für die Integration fluktuierender Erzeugung übernehmen sollten.

Dies zeigt, dass viele Aufgaben zur Ausgestaltung der Energiewende am besten von den Netzbetreibern gemeistert werden können. Natürlich müssen auch Energielieferanten ihren Beitrag zur Energiewende leisten, allerdings wäre eine aktivere Rolle der Verteilnetzbetreiber wünschenswert und notwendig, um den Paradigmenwechsel in der Energieversorgung zu erreichen. Dies sollte sich nicht nur auf die Bereitstellung von Netzkapazitäten beziehen, sondern auch aktives Energiemanagement einbeziehen. Für die Erreichung der genannten Ziele kommt auch das indirekte Steuerungsinstrument der variablen Netzentgelte in Frage.

5.3.2. Strompreiskomponente vaNE

Der Strompreis besteht neben dem Energielieferpreis noch aus den Preiskomponenten Netzentgelte und Steuern/Abgaben. Die Netzentgelte werden von den Netzbetreibern festgelegt und müssen von der Bundesnetzagentur (BNetzA) genehmigt werden. Sie werden abgerechnet über den Stromverbrauch mit einem fixen durchschnittlichen Arbeitspreis (ct/kWh). Lastganggemessene Netzkunden zahlen zusätzlich einen Leistungspreis (€/kW), der aufgrund des höchsten Viertelstundenleistungswerts pro Jahr berechnet wird. Der Leistungspreis ist ein Anreizsystem der Netzbetreiber, die Netzkunden zu einem gleichmäßigen

und damit netzkonformen Stromverbrauch zu animieren. In Anlehnung an EnWG § 40 Abs. 5 (vormals Abs. 3) werden derzeit als alternatives Anreizsystem die variablen Netzentgelte diskutiert. In einer Studie (Ecofys/EnCT/BBH, 2009), die auf der Website der BNetzA veröffentlicht wurde, heißt es dazu:

„Eine weitere Möglichkeit zur Forcierung von Tarifmodellen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG besteht darin, die Idee der Vorschrift auf die Gestaltung der Netzentgelte zu übertragen, die der Netzbetreiber gegenüber den Netznutzern in Ansatz bringt. Denkbar wäre es, dass der Netzbetreiber seine Netznutzungstarife ebenfalls zeitlich variabel gestaltet, in einfacher Form z. B. ein HT/NT-Tarifsystem mit festen Zeitabschnitten. Für den Lieferanten ergäbe sich zum Vorteil der Letztverbraucher hieraus ein zusätzlicher finanzieller Spielraum für die preisliche Gestaltung von Tarifen im Sinne von § 40 Abs. 3 EnWG.“

Haushaltskunden erhalten statt eines Leistungspreises einen erhöhten fixen Arbeitspreis (ct/kWh) pro Jahr. Auch diese Kunden könnten ein variables Netzentgelt erhalten, wenn sie mit einem speziellen Stromzähler ausgestattet würden. Dieser sogenannte „Smart Meter“ kann allerdings erst dann für progressive variable Tarife und variable Netzentgelte eingesetzt werden, wenn auf Wunsch des Kunden der tatsächliche Lastgang statt eines durch den Verteilnetzbetreiber vorgegebenen Standardlastprofils abgerechnet werden darf. Hier besteht noch gesetzlicher Anpassungsbedarf (siehe Kapitel 3).

Folgend wird der Begriff vaNE definiert (Kap. 5.3.2.1), das Anreizsystem vaNE im Vergleich zur heutigen Netzentgeltsystematik erläutert (Kap. 5.3.2.2) und schließlich werden Vorschläge zu unterschiedlichen Aspekten für eine erfolgreiche Einführung von variablen Netzentgelten vorgestellt (Kap. 5.3.2.3 – 5.3.2.5).

5.3.2.1. Definition vaNE

Die Bundesnetzagentur unterscheidet in ihrem Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ (BNetzA, 2011b) die Begriffe „variable“ und „gesonderte“ Netzentgelte: *„Unter variablen Netzentgelten wird im Gegensatz zu gesonderten Netzentgelten ein Regime verstanden bei dem die Preise für die Netznutzung in Abhängigkeit der Auslastung des Netzes schwanken. [...] Unter gesonderten Netzentgelten wird ein fixer Netztarif verstanden, der durch den Netzbetreiber im Falle netzfreundlicher Abnahmestrukturen gewährt werden kann und der von allgemeinen Netztarifen abweicht, allerdings nicht schwankt.“*

Diese begriffliche Unterscheidung ist zu begrüßen, allerdings ist diese noch nicht hinreichend. Variable Netzentgelte zeichnen sich maßgeblich dadurch aus, dass sie die fluktuierende Stromeinspeisung berücksichtigen. Da Stromerzeugung aus Wind und Sonne aber nur kurzfristig prognostizierbar ist, sollte zusätzlich unterschieden werden zwischen progressiv und statisch variablen Netzentgelten. „Progressiv vaNE“ werden frühestens einen Tag vor der Lieferung für den nächsten Tag veröffentlicht, um den Netzauswirkungen fluktuierender Erzeuger gerecht zu werden. „Statisch vaNE“ dagegen werden für einen längerfristigen Zeitraum vorgegeben, z. B. vor Beginn des Lieferjahres veröffentlicht. Statisch vaNE sind zum Beispiel die schon seit langer Zeit genutzten HT/NT-Tarife bei Nachtspeicheröfen oder Wärmepumpen. Eventuell sind statisch vaNE auch gesonderten Netzentgelten zuzuordnen, wenn man diese als sprungfixe Netztarife versteht. Folgend werden „progressiv vaNE“ nur noch variable Netzentgelte genannt und die „statisch vaNE“ den gesonderten Netzentgelten zugeordnet.

5.3.2.2. Anreizsystem vaNE

In der moma-Studie „Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens bei der Einführung von Smart-Grids“ (Kießling et al., 2011) wurde beispielhaft ein Vergleich zwischen dem heutigen Anreizsystem der Leistungspreise und den variablen Netzentgelten durchgeführt. Dazu wurden sieben unterschiedliche Kundengruppen gebildet. Die Entgelte wurden so gewählt, dass die Summe aller sieben Lastgänge (diese werden in Abbildung 10 graphisch dargestellt) in beiden Systematiken zu den gleichen Erträgen führen.

Jahresbenutzungsdauer			
< 2.500 h/a		≥ 2.500 h/a	
Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh	Leistungspreis €/kWh	Arbeitspreis ct/kWh
7,53	4,36	62,91	2,15

Tabelle 11: Beispiel Netzentgelte nach heutiger Systematik

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	8	8	8	3	3	3	3	8	8	8	3	3	3	2

Tabelle 12: Beispiel Tagesentgeltprofil Variable Netzentgelte (ct/kWh)

Die Tageslastgänge und das Tagesentgeltprofil gelten für alle 365 Tage, um die Berechnung der Netzentgelte in beiden Systematiken zu vereinheitlichen.

Die Berechnung der variablen Netzentgelte erfolgt nach folgender Formel:

$$\varnothing \text{ vaNE} = \frac{\sum_{i=1}^{24} LG_i \cdot EP_i}{\sum_{i=1}^{24} LG_i}$$

Legende:

- ∅ vaNE Durchschnittliches variables Netzentgelt
- LG Lastgang
- EP Entgeltprofil
- i Indexangabe Stundenwert

Die Berechnung der Entgelte für die jeweiligen Lastgänge ergibt folgende Ergebnisse:

Gewinner und Verlierer vaNE

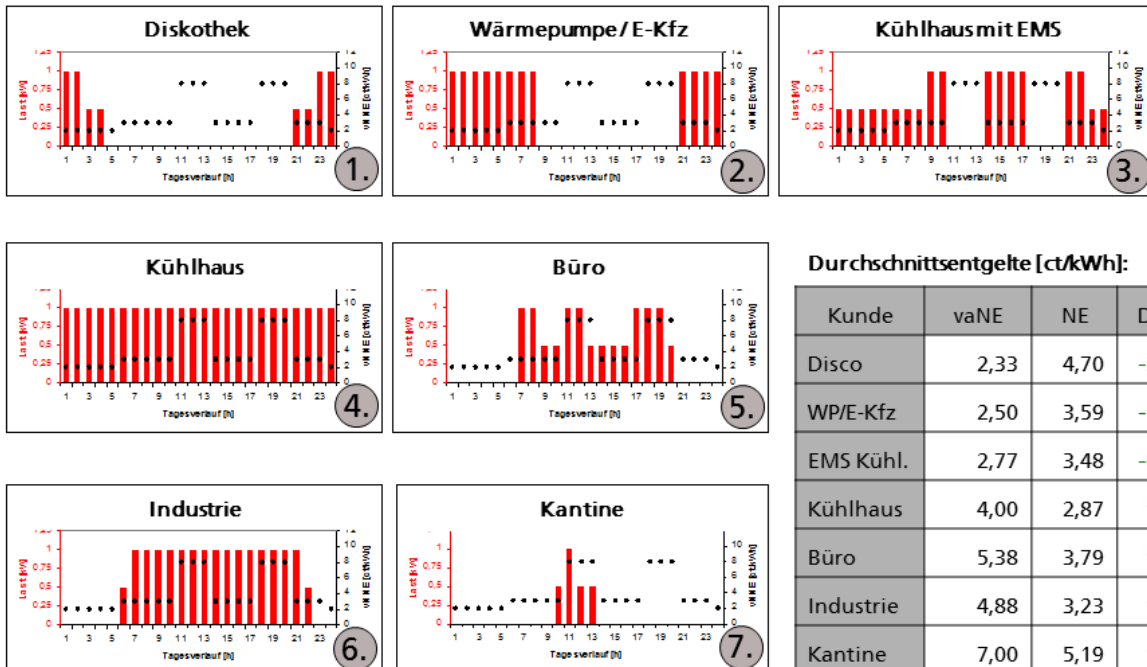


Abbildung 10: Gewinner und Verlierer der Kundengruppen nach variablen Netzentgelten (Selzam/Nestle/Strauß/Engel, 2011)

Erwartungsgemäß profitieren bei den vaNE besonders die Kundengruppen, die Ihren Verbrauch den Bedürfnissen des Netzbetreibers anpassen können. Bezeichnend für die verfehlte Anreizwirkung der heutigen Netzentgeltsystematik ist die Kundengruppe „Kühlhaus mit EMS“, die sich den Bedürfnissen des Netzbetreibers anpasst und nach heutiger Berechnung dafür durchschnittliche Netzentgeltkosten von 3,48 ct/kWh zahlt (siehe Abbildung 10, Tabelle unten rechts). Wenn das Kühlhaus über den ganzen Tag die gleich bleibende Menge Strom abnimmt, zahlt es lediglich durchschnittliche Netzentgeltkosten von 2,87 ct/kWh. Wenn Betreiber von Kühlhäusern also Netzbetreiber unterstützen und bei hohen Netzlasten ihre Kühlhäuser abschalten, werden sie bei der heutigen Systematik mit höheren Netzentgeltkosten „bestraft“. Die Ergebnisse zeigen, dass variable Netzentgelte zu verursachungsgerechteren Netzentgelten führen und gegebenenfalls den Netznutzer zu einem netzkonformen Nutzungsverhalten motivieren. Ob die vaNE eine Steuerungswirkung auf das Verbrauchsverhalten des Netznutzers tatsächlich entwickeln, hängt davon ab, inwiefern die preislichen Anreize der vaNE wirken. Wichtig ist aber festzustellen, dass Kunden ihre Netznutzungskosten senken können, wenn sie sich netzkonform verhalten und höhere Netznutzungskosten zahlen müssen, wenn sie die Bedürfnisse der Netzbetreiber ignorieren. Variable Netzentgelte sind somit verursachungsgerechter als die heutige Netzentgeltsystematik. (Hinweis: Detaillierte Informationen zu dem Vergleich sind nachzulesen in der o.g. moma-Studie (Kießling et al., 2011).)

5.3.2.3. Stufenweise Einführung von vaNE

Mit der Einführung variabler Netzentgelte sind tiefgreifende Änderungen in der Netzentgeltverordnung Strom verbunden. Um diese Änderungen transparent und für alle Beteiligten – Netzbetreiber und Netznutzer – nachvollziehbar vornehmen zu können, erscheint es notwendig diesen Paradigmenwechsel in mehreren Stufen vorzunehmen.

Das Fraunhofer IWES hat in dem ETG-Beitrag „Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber“ (Selzam/Nestle/Strauß/Engel, 2011) einen mehrstufigen Prozess zur Einführung von variablen Netzentgelten vorgeschlagen (siehe Tabelle 13). Die Stufe 1 wird bereits teilweise umgesetzt und ist gemäß der Definition aus Kapitel 5.3.2.1 den gesonderten Netzentgelten zuzuordnen.

	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Nutzer	Ausgewählte Verbrauchsgereäte	Interessierte Netznutzer	Alle Netznutzer
Veröffentlichungszeitpunkt	Vor dem Nutzerjahr	Vor dem Nutzertag (dayahead)	12 Stunden vor der Nutzung (intraday)
Entgeltstufen	Hochtarif- / Niedrigtarif (HT/NT)	HT / MT / NT	Frei variabel (z.B. EPEX-Preise)
Entgelthöhe	Fixe Entgeltvorgaben	Obere Entgeltgrenzen (Price Cap)	Transparenter Berechnungsalgorithmus

Tabelle 13: Stufenweise Einführung von variablen Netzentgelten

Da der Netzbetreiber über ein natürliches Monopol verfügt, können Netzpreise nicht wettbewerblich ermittelt werden. Deshalb wird für die vollständige Umgestaltung der Netzentgeltsystematik die Entwicklung eines transparenten Berechnungsalgorithmus (siehe Tabelle 13, Entgelthöhe der Stufe 3) zur Bestimmung der Netzpreise vorgeschlagen. Dieser Algorithmus sollte die Prognosen der Netzlast und der fluktuierenden Erzeuger im Netzgebiet beinhalten. Die Prognosen sollten, wie auch die variablen Netzentgelte selbst, auf der Website des Netzbetreibers veröffentlicht werden. Deutliche Abweichungen der Prognosen von den Istwerten sollten durch die BNetzA geprüft und gegebenenfalls sanktioniert werden. In einem zukünftigen Energiemarktplatz könnten Prognosen eventuell auch von neutralen Dienstleistern angeboten werden.

Die Genehmigung der variablen Netzentgelte inklusive der Parameter für den Berechnungsalgorithmus sollte durch die BNetzA erfolgen. Die Systematik für den transparenten Algorithmus sollte von den Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit Forschungsinstituten entwickelt werden.

5.3.2.4. Einbindung von vaNE in die energiewirtschaftlichen Prozesse

Natürgemäß führt Variabilität zu mehr Komplexität und somit ist die variable Netzbepreisung auch komplexer als die derzeitige Netzentgeltsystematik. Dies gilt insbesondere auch für die Einbindung von variablen Netzentgelten in die bestehenden energiewirtschaftlichen Prozesse. Abbildung 11 veranschaulicht anhand eines Sequenzdiagramms die Berechnung der Kundenpreisprofile im Projekt „Modellstadt Mannheim“. Dazu werden sowohl die zur Berechnung der Kundenpreisprofile herangezogenen Daten als auch die einzelnen zur Berechnung notwendigen Schritte dargestellt.

Berechnung der Kundenpreisprofile im Projekt Modellstadt Mannheim:

- Um 9:00 Uhr berechnet das *Zentral-BEMl* auf Basis historischer EEX-Preise die EEX-Preisprognose und sendet diese an den *Marktmoderator*. (Hinweis: EEX-Preise wurden im Projekt die EPEX-Spotmarktpreise der Strombörse EEX genannt).
- Um 9:30 Uhr berechnet der *Marktmoderator* aus der EEX-Preisprognose und den Tarifinformationen pro Kunde ein vorläufiges Kundenpreisprofil und eine Verbrauchsprognose seiner Kunden.
- Der *Netzmoderator* erhält die Verbrauchsprognose des *Marktmoderators* und berechnet daraus um 10:30 Uhr ein vorläufiges variables Netzentgelt, das er an den *Marktmoderator* übermittelt.
- Um 11:00 Uhr berechnet der *Marktmoderator* aus den vorläufigen variablen Netzentgelten, den prognostizierten EEX-Preisen und den Tarifinformationen der Kunden ein erweitertes vorläufiges Kundenpreisprofil. Anschließend erstellt der *Marktmoderator* den Fahrplan für die Verteilnetzzelle (VNZ) und sendet diesen an den *Netzmoderator* und das *Zentral-BEMl* (welches die VNZ-Fahrpläne aggregiert und den aggregierten Fahrplan dem Handel schickt).
- Wenn um ca. 12:30 Uhr die tatsächlichen EEX-Preise für den nächsten Tag veröffentlicht worden sind, berechnet der *Netzmoderator* die endgültigen variablen Netzentgelte, die er wiederum an den *Marktmoderator* sendet.
- Schließlich berechnet der *Marktmoderator* auf Basis der aktuellen EEX-Preise und der endgültigen variablen Netzentgelte die endgültigen Kundenpreisprofile und sendet diese um 15:00 Uhr an den *Energiebutler*.

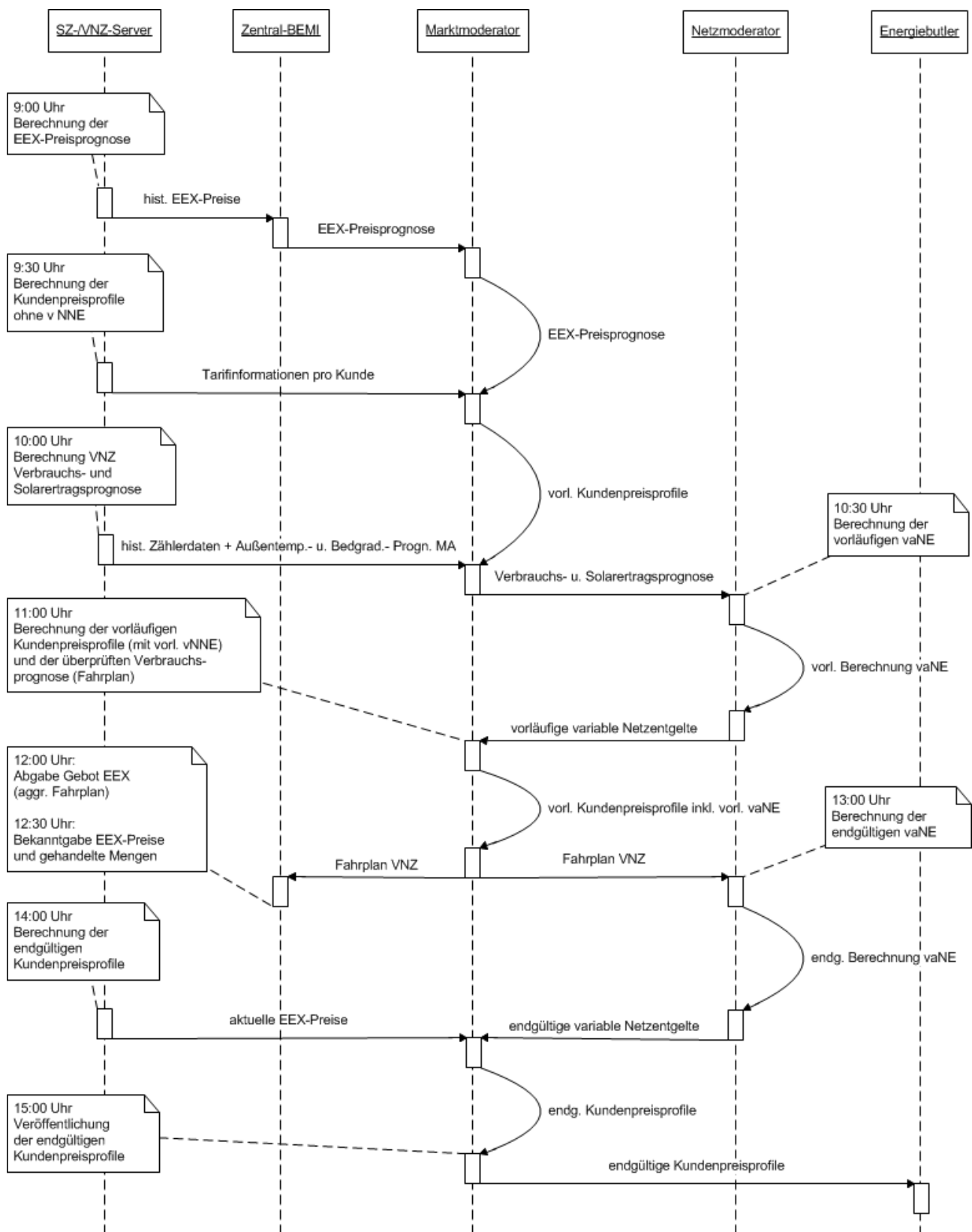


Abbildung 11: Berechnung der Kundenpreisprofile im Projekt Modellstadt Mannheim

Die Vorgehensweise im Projekt ist relativ komplex und basiert maßgeblich auf der eingesetzten Automationstechnik. In der Praxis wird diese Automatisierungstechnik, zumindest anfangs, nicht in dem Maße vorhanden sein und die Verteilnetzbetreiber werden voraussichtlich unabhängig von den Daten der Lieferanten die variablen Netzentgelte basierend auf kurzfristigen Prognosedaten für Börsenpreise, Netzlastdaten, etc. mit transparenten Algorithmen berechnen. Die vaNE werden wohl auch nicht an alle Lieferanten gesendet, sondern auf den Webseiten der VNBs nach Bekanntgabe der Dayahead-Spotmarktpreise veröffentlicht. Eventuell werden von den VNBs vorab vorläufige variable Netzentgelte veröffentlicht, um den Lieferanten die bestmöglichen Informationen zum Stromeinkauf vor der Auktion am Spotmarkt zu liefern. Abbildung 12 veranschaulicht die praktische Umsetzung der Berechnung der Kundenpreisprofile in Analogie zum Vorgehen im Projekt Modellstadt Mannheim.

Es wird nochmals explizit darauf hingewiesen, dass variable Tarife und insbesondere auch variable Netzentgelte nur indirekte Steuerungsinstrumente sind und die Steuerungswirkung ungenauer ist als bei direkten Steuerungsinstrumenten. Die Einführung von iterativen Schleifen bezüglich der Preisbekanntgaben zwischen Lieferanten und Netzbetreibern (wie im Projekt Modellstadt Mannheim modelliert) führt vermutlich nur zu Scheingenauigkeiten, da die Ungenauigkeiten der benötigten Prognosen maßgeblich das Ergebnis beeinflussen. Dies könnte sich ändern, wenn die Bepreisung untertäglich (Intraday) erfolgt.

Im Projekt wurde der Dayahead-Ansatz (Preisprofile für den folgenden Tag) gewählt, um den Kunden die Möglichkeit zu geben, sich auf die variablen Preise einzustellen. Intraday werden die Prognosen logischerweise immer genauer, je kürzer der zeitliche Abstand zum tatsächlichen Verbrauch ist. Mit Zunahme der Automatisierungstechnik wird langfristig vermutlich auch der Intraday-Ansatz für Kunden interessant werden. Die Lieferanten können aber bereits heute am Intraday-Markt Strom handeln und sollten deshalb in der jetzigen Phase den Kunden die Prognoserisiken abnehmen.

Kritiker von variablen Netzentgelten stellen häufig die Lenkungswirkung in Abhängigkeit der variablen Energielieferpreise bzw. die Zielkongruenz zwischen Lieferant und Netzbetreiber in Frage. Erste Untersuchungen in Modellstadt Mannheim (siehe auch Engel, 2011) haben aber ergeben, dass der Verlauf der Spotmarktpreise an der EPEX mit dem Verlauf der Netzlasten in Übertragungs- und Verteilungsnetzen bereits heute schon gut korreliert.

In dem Zusammenhang wird auch darüber nachgedacht, für einzelne Teilnetzgebiete eines Verteilnetzes (im Projekt Verteilnetzzellen genannt) unterschiedliche vaNE festzulegen. Falls beispielsweise in einem Wohngebiet viel PV-Strom erzeugt wird, aber viele Bewohner bei der Arbeit sind, könnten Netznutzungsentgelte gesenkt werden. Die vaNE könnten dann in der Mittagszeit auf eine Senkung der Kundenpreise hinwirken, obwohl an der EPEX der Strompreis teuer ist. Es entsteht ein mittlerer Strompreis, der aber auch gerechtfertigt ist, weil der Lieferant den Verbrauch zu dem oben genannten Zeitpunkt reduzieren möchte und der Verteilnetzbetreiber den Verbrauch zur Kompensation der gestiegenen Erzeugung erhöhen möchte. Wenn der VNB kein variables Netzentgelt anbieten dürfte, würden die variablen Energielieferpreise ansonsten die Probleme in dem betreffenden Netzgebiet noch verstärken.

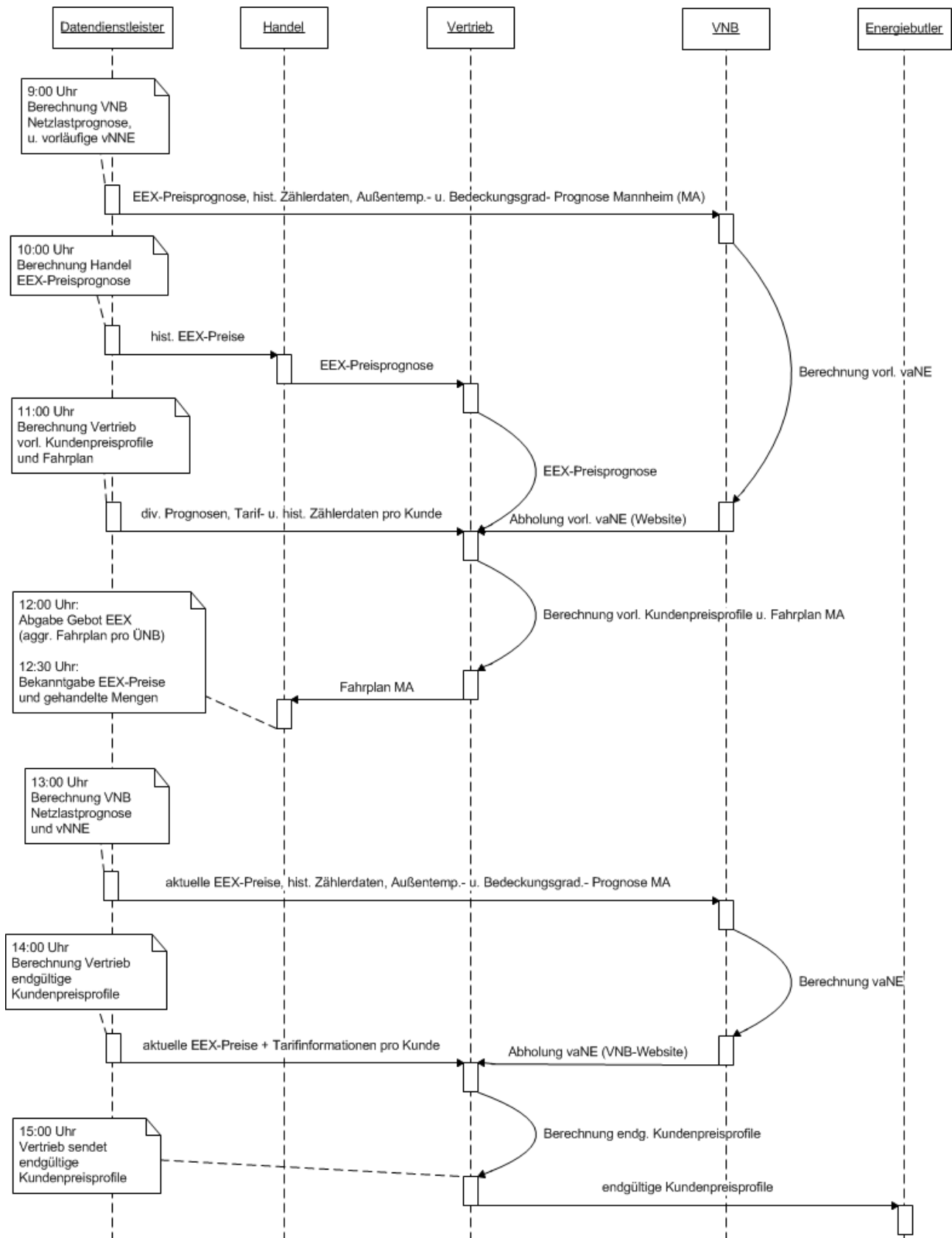


Abbildung 12: Möglicher Ansatz zur Berechnung der Kundenpreisprofile in der Praxis

5.3.2.5. Weiterentwicklung des § 19 StromNEV zur ersten Einführung von vaNE

Gesonderte Netzentgelte gemäß der Definition in Kapitel 5.3.2.1 sind so einfach gestaltet (HT/NT-Netztarif), dass sie mit einfacher Messtechnik (Doppeltarifzählern) abgerechnet werden können. Für variable Netzentgelte bei Privatkunden werden Smart Meter benötigt, deren flächendeckender Einsatz allerdings sehr kapitalintensiv wäre. Deshalb sollte man als nächsten Schritt zunächst einer kleinen Gruppe von leistungsgemessenen Kunden variable Netzentgelte optional anbieten. Folgend wird ein Vorschlag zur Einführung von vaNE vorgestellt.

Im § 19 StromNEV steht derzeit: *„Erreicht die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden und übersteigt der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle 10 Gigawattstunden, soll der Letztverbraucher insoweit grundsätzlich von den Netzentgelten befreit werden.“*

Das Fraunhofer IWES hat in dem bereits o.g. ETG-Beitrag (Selzam/Nestle/Strauß/Engel, 2011) beispielhaft berechnet, dass leistungsgemessene Kunden mit einer sehr hohen Benutzungsstundenzahl pro entnommener kWh Strom die niedrigsten Netzentgelte zahlen. Kühllhäuser beispielsweise verfügen klassisch über einen sehr gleichmäßigen Stromverbrauch. Wenn Kühllhäuser zu Zeiten von Netzlastspitzen Ihren Stromverbrauch reduzieren und in andere Zeiten verlagern, müssen sie aufgrund der Leistungspreis-Systematik höhere Netzentgelte zahlen. Deswegen wird die Abschaffung des Leistungspreises für Kunden größer 10 GWh und mit mehr als 7.000 Benutzungsstunden begrüßt. Dass diese Kunden aber nun auch keinen Arbeitspreis mehr zahlen sollen und so nicht mehr zur Finanzierung des Netzes beitragen, ist mit Sicherheit nicht „verursachungsgerecht“. Die entstandenen Einnahmeausfälle sollen durch die Einführung einer sogenannten Sonderkunden-Umlage von den anderen Letztverbrauchern kompensiert werden. Entsprechend dem darin zum Ausdruck kommenden gesetzgeberischen Gedanken, „nützliche“ Teilnehmer bei den Netzentgelten zu entlasten, sollte der § 19 StromNEV allgemein zur Einführung von variablen Netzentgelten genutzt werden. Anstatt die o.g. Kundengruppe auch von den Arbeitspreisen zu befreien, könnten diese variabilisiert werden.

Beispielsweise könnte pro Tag 12 Stunden der normale Arbeitspreis, 6 Stunden der doppelte Arbeitspreis und 6 Stunden der halbe Arbeitspreis in Rechnung gestellt werden. In welcher Stunde welcher Arbeitspreis gilt, ermittelt sich entsprechend der Netzbezugslastprognose des Verteilnetzbetreibers für den nächsten Tag. In Stunden hoher Netzlast sind die doppelten Arbeitspreise zu zahlen und in Zeiten niedriger Netzlast die halben Arbeitspreise. Die Prognose der Netzbezugslast für den nächsten Tag sollte spätestens um 15 Uhr Vortags auf der Internetseite des Netzbetreibers veröffentlicht werden. Sollte dies dem Verteilnetzbetreiber zu aufwendig erscheinen, könnten alternativ die Dayahead-Spotmarktpreise der EPEX anstelle der Netzbezugslastprognose verwendet werden.

Primäre Ziele dieses Vorschlags sind das Sammeln von Erfahrungen mit vaNE und die Flexibilisierung der Abrechnungssysteme der Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten, um zukünftig komplexere und intelligentere Strompreisprodukte anbieten zu können.

5.3.3. Fazit vaNE

Variable Netzentgelte geben im Zuge der Einführung variabler Stromtarife dem Netzbetreiber, insbesondere dem VNB die Möglichkeit, den Netzkunden dahin zu lenken, dass dieser seinen Stromverbrauch in netztechnisch günstige Zeiten verlagert und damit langfristig zu einer Reduzierung der Netzausbaukosten beiträgt.

Der Vergleich mit der heutigen Netzentgeltsystematik in Kapitel 5.3.2 hat gezeigt, dass diejenigen Netznutzer von vaNE profitieren werden, die in netzgünstigen Zeiten (derzeit insbesondere in der Nacht) Strom verbrauchen bzw. dort hin verlagern können. Wahrscheinlich werden viele Netznutzer anfangs ein wenig mehr für die Netznutzung zahlen müssen, allerdings kann jeder Netznutzer auch aktiv die Netznutzungskosten durch netzkonformes Nutzungsverhalten senken. Langfristig dürften aber alle Netznutzer von intelligentem Nutzungsverhalten, also der Investition in Intelligenz statt in Kupfer (Netzausbau), in Form von niedrigeren Netzentgelten gegenüber Netzentgelten nach heutiger Systematik profitieren.

Unabhängig davon, wie die Netznutzer auf die Preissignale reagieren, sind vaNE aber auf jeden Fall „verursachungsgerechter“ als die heutige Netzentgeltsystematik.

Auch mit der Einführung von variablen Netzentgelten sind die Netzkosten vom Netzbetreiber weiterhin nach den existierenden Grundsätzen (StromNEV §§ 3 – 14) zu ermitteln. Die Erträge aus der heutigen Netzentgeltsystematik (Leistungspreis- und Arbeitspreis gemäß StromNEV §§ 15 – 17) sollen, zumindest in der Anfangszeit bis zur Vermeidung erster Netzausbaukosten aufgrund der intelligenteren Netzbepreisung, auch mit vaNE erzielt werden.

Die neue Systematik der Preisbildung wird bei den Netzbetreibern eine Gewöhnungszeit erfordern, da nicht vorhersehbar ist, inwieweit sich die Netznutzer nach den preislichen Anreizen der Netzbetreiber richten und wie sich somit die Ertragssituation der Netzbetreiber entwickelt. Deshalb ist zu empfehlen, den Paradigmenwechsel in der Netzentgeltsystematik stufenweise vorzunehmen. So wird den Netzbetreibern und auch den Netznutzern die Möglichkeit gegeben, sich langsam mit vaNE vertraut zu machen und Erfahrungen zu sammeln.

Es wird ein konkreter Vorschlag zur Weiterentwicklung des § 19 StromNEV vorgestellt, der die Einführung von variablen Netzentgelten beginnen soll. So werden bei einer relativ kleinen Kundengruppe erste Erfahrungen zur Wirkung eines solchen Anreizsystems, zur Kundenakzeptanz und zur Umstellung der Abrechnungssysteme bei Verteilnetzbetreibern und Energielieferanten gesammelt. Sollten die Erfahrungen positiv verlaufen, kann die Kundengruppe nach und nach erweitert werden (geringere Verbrauchsmengen und kleinere Benutzungstundenzahlen).

Derzeit scheidet die Einführung von progressiv variablen Tarifen nach Einschätzung befragter Experten in den Energieunternehmen noch maßgeblich an der Abrechnung komplexer Bepreisungssysteme. Wenn aber die Abrechnungssysteme flexibilisiert sind, können intelligentere Strompreisprodukte entwickelt werden, die interessantere Geschäftsmodelle für Energielieferanten, Verteilnetzbetreiber und Technologieanbieter ermöglichen.

5.4. Literatur

- BMU (2012). Der Weg zur Energie der Zukunft - sicher, bezahlbar und umweltfreundlich. Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende. Berlin. http://www.bmu.de/energiewende/beschluesse_und_massnahmen/doc/47465.php, abgerufen 11.10.2012.
- BNetzA (2011a). Monitoringbericht 2011. Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/MonitoringBericht2011.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen 30.07.2012.
- BNetzA (2011b). „Smart Grid“ und „Smart Market“. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems. Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 02.08.12.
- BNetzA (2012). Pressemitteilung. Bundesnetzagentur will mit einem Eckpunktepapier zu intelligenten Netzen und Märkten die Veränderungen im Zuge der Energiewende beschleunigen. Bonn. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2012/120102_EckpunkteSmartGrid.pdf?__blob=publicationFile, abgerufen am 02.08.12.
- Christensen, C. M.; Raynor, M. E. (2003). The innovators solution: creating and sustaining successful growth, Boston, Massachusetts.
- Ecofys; EnCT; BBH. (2009). Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen. Studie im Auftrag der Bundesnetzagentur.
- Engel, S. (2011). Variable Netzentgelte für den Energiemarkt der Zukunft zur verbesserten Netzintegration fluktuierender Energien. Entwicklung einer Heuristik für die Gestaltung Variabler Netzentgelte. Kassel, Göttingen.
- EPEX (2010). EPEX Spot. <http://www.epexspot.com/de/>, abgerufen am 06.01.2010.
- Fjeldstad, Ø.; Andersen, E. (2003). Casting off the chains, EBF Nr. 14.
- Katz, M. L., Shapiro, C. (1994). Systems Competition and Network Effects, Journal of Economic Perspectives.
- Kießling, A. (MVV); Malina, A.; Schumann, D. (IBM); Hauser, E.; Klann, U.; Leprich, U.; Luxenburger, M. (IZES); Rindchen, M.; Schwendicke, L. (PPC); Giebel, C.; Duscha, M.; Bödeker, J. (ifeu); Selzam, P.; Engel, S. (IWES) (2011). E-Energy-Projekt Modellstadt Mannheim (moma). Arbeitsschritt 5.5 – Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens.Mannheim.
- Perlitz, M. (2004). Internationales Management, 5. Auflage. Stuttgart.
- Rodgarkia-Dara, A. (2007). E-Control Working Paper „Ratchet Effect: Theorie, Lösungsansätze und internationale Erfahrungen“. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/WP18_200701.pdf, abgerufen am 02.08.2012.
- Selzam, P.; Nestle, D.; Strauß, Ph., Engel, S. (2011). Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber. Erschienen in ETG-Fachbericht 130; Internationaler ETG-Kongress 2011; Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch. VDE Verlag. Berlin, Offenbach.