



Bundesnetzagentur

„Smart Grid“ und „Smart Market“

Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems

Bonn, im Dezember 2011

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	4
2	Leitgedanken	6
3	Definitionen.....	11
3.1	konventionelles Netz („Grid“).....	11
3.2	Smart Grid	11
3.3	Smart Market	12
3.4	Smart Grid und Smart Market im Kontext des Netzkapazitätsmanagements.....	15
4	Stromnetze: Auf dem Weg zu Smart Grids	16
4.1	Übertragungsnetze ausbauen.....	16
4.2	Verteilernetze ausbauen und intelligent machen	17
5	Netzkapazitätsmanagement: durch das Netz für den Markt	19
5.1	variable und gesonderte Netzentgelte	19
5.2	effizienter Netzausbau als Ziel.....	21
5.3	marktbezogene und vertraglich vereinbarte Maßnahmen vermeiden ineffizienten Netzausbau.....	22
6	Regulierter Netzbetrieb und Smart Grid: Möglichkeiten nutzen	24
6.1	Finanzbedarf für den Ausbau der Verteilernetze	24
6.2	regulatorische Rahmenbedingungen für Investitionen in Smart Grids	25
6.3	Auswirkungen der Energiezukunft auf die Netzentgelte.....	26
7	TK-Infrastruktur im Smart Grid: Mittel zum Zweck.....	29
7.1	Anforderungen an die TK-Infrastruktur	29
7.2	die Bereitstellung netzbetriebsrelevanter Daten	30
8	Speicher: weniger für ein Smart Grid als für den Smart Market von Relevanz	31
8.1	Stromspeicher als Netz- und Marktspeicher	31
8.2	Gasnetz als Stromsenke	33
9	Die dezentrale Sicht: Zellen statt Verbund.....	34
10	Smart Market: von der verbrauchsorientierten Erzeugung zum erzeugungsorientierten Verbrauch	36

10.1	„Marktplätze“ entstehen lassen	36
10.2	der „regionale Marktplatz“ im bestehenden System betrachtet	36
10.3	technologische Plattformen und darauf aufbauende Geschäftsmodelle.....	37
11	Der Verbraucher im Smart Market: mitnehmen und einbinden	39
12	Die Hybridität der Daten: von und für Akteure im Smart Grid und Smart Market.....	42
12.1	Erhebung und Übertragung von Messwerten	42
12.2	Datendrehscheibe als Dienstleister für Netz und Markt	43
12.3	Energieinformationsnetz als Teil der Datendrehscheibe.....	44
13	Elektromobilität: Auswirkungen auf Netz und Markt	46
14	Zusammenfassung.....	47

1 Einleitung

Bei der Beschäftigung mit dem Thema „Smart Grid“ und der Beobachtung der Diskussionen in Deutschland und auch in Europa wird schnell klar, dass – obwohl sprachlich ein Netzfokus enthalten ist – unter diesem Schlagwort weit über die Netze hinausreichende Lösungsansätze verstanden werden, die im Prinzip auf ein Ziel gerichtet sind: Die Lösung der Klimaprobleme mittels verstärkten Einsatzes von Erneuerbarer Energie und der dadurch notwendigen Lösung von mannigfaltigen Integrationsproblemen dieser kaum nachfrageabhängig bereitstellbaren fluktuierenden Erzeugungsform.

Allerdings sind auch die Integrationsprobleme an sich heterogen. Erneuerbare Energien müssen sowohl ins Netz als auch in den Markt integriert werden. Oftmals hängen die Lösungsstrategien zur Integration voneinander ab, stehen möglicherweise alternativ zueinander, ergänzen sich komplementär oder schließen einander aus. So lassen sich Netzprobleme rein technisch lösen oder sind primär wirtschaftlich getrieben. Und andere Integrationsfragen, die der Markt lösen könnte, benötigen hierfür Unterstützung auf Netzseite, und sei es nur dadurch, dass die Netze entsprechende Marktinteraktionen nicht ausschließen. Kurz: Die Diskussion geht munter durcheinander, vermischt Netz- und Marktthemen, ohne dies klar zu kennzeichnen, und führt dazu, dass oft sogar auf Fachebene aneinander vorbei geredet wird.

Smart Grid wird in vielen, insbesondere Fachdiskussionen als eine Art Universalmetapher für Strategien verwendet, von denen angenommen wird, dass diese zur Erreichung des oben skizzierten Ziels erforderlich sein könnten. Um die Smart Grid - Diskussion in strukturierte Bahnen zu führen, stellt die Bundesnetzagentur in diesem Papier Thesen vor, die zu Begriffsdefinitionen sowie einer Differenzierung der Diskussion beitragen sollen. Der bisherige Verlauf der Diskussion zeigt, dass diesen Tendenzen einer allzu ausufernden Verwendung des Begriffs Smart Grid sprachlich Einhalt geboten werden muss. So hat die Bundesnetzagentur schon frühzeitig den Begriff des Smart Markets neben den des Smart Grids gestellt, um bereits mit der Verwendung der jeweiligen Begrifflichkeiten zu kennzeichnen, ob die Diskussion primär mit Netz- oder mit Marktfokus geführt wird, denn hinter den Begrifflichkeiten verbergen sich oft unausgesprochene Zuweisungen von Verantwortlichkeiten, Kostentragungspräferenzen und Implementierungsstrategien. Die klare Differenzierung zwischen Smart Grid und Smart Market ermöglicht eine transparente und konzentrierte Diskussion.

Die Frage, die dabei auftritt, ist: Welches sind die Kriterien dafür, ein Thema unter dem Begriff des Smart Grids oder dem des Smart Markets zu behandeln? Der Ansatz lautet: Netzkapazitätsfragen werden im Grid und Fragen im Zusammenhang mit Energiemengen im Markt behandelt. Und für Themen, die „dazwischen“¹ liegen, müssen hybride Lösungsansätze gesucht werden.

Auch wenn im Zuge der Betrachtungen zu Smart Grids vermehrt die Frage aufgeworfen wird, ob nicht gerade die Liberalisierung und das Unbundling von Netz und Markt problematisch vor dem Hintergrund der Integration Erneuerbarer Energie sind, ist die Bundesnetzagentur davon überzeugt, dass der Weg der Liberalisierung und der Regulierung des Monopolbereiches „Netz“ richtig war und konsequent weiter fortgesetzt werden muss. Die enormen Her-

¹ Z. B. vertragliche (Marktkomponente) Interaktion im Netzbereich (Grid-Aspekt).

ausforderungen beim Umbau der Stromversorgung lassen sich nur zusammen mit innovativen Märkten begegnen und nicht durch Dominanz des monopolbasierten Umfelds des Netzbetriebs.

Die Energiezukunft braucht primär das koordinierte Handeln der im Wettbewerb stehenden Akteure – Produzenten, Lieferanten, Kunden, Prosumer, Energiedienstleister. Daher kann der Weg in die Energiezukunft nur lauten: Mehr Raum für Innovation. Mehr Raum für intelligente Strommärkte. Mehr Raum für Smart Markets!

Netzaspekte sollen aus Sicht der Bundesnetzagentur immer dann in den Hintergrund treten (können), wenn sich Lösungen finden lassen, mit denen Netzprobleme durch Handeln im Markt vermieden oder auf ein Minimum begrenzt werden können, ohne dass es dazu regulatorischer Eingriffe bedarf. Im Ergebnis sieht die Bundesnetzagentur einen Großteil der Lösungsansätze außerhalb des Netzes und weist dem Netz eher eine dienende Rolle zu.

Das Netz selbst muss zwar auch intelligenter werden (Smart Grid), aber auch ein intelligentes Netz stellt nur die Basis dar und ist somit weder Selbstzweck noch Mittelpunkt der Betrachtungen der Energiezukunft.

Um die diesem Thesenpapier zugrundeliegenden Annahmen, die Motivation bei der Ausarbeitung, die enthaltenen Kerngedanken sowie den Aufbau des Papiers besser nachvollziehen zu können, wurden vorab Leitgedanken formuliert, die sowohl als Prämissen als auch als Kernergebnisse der Überlegungen verstanden werden sollen.

Die Bundesnetzagentur hofft, mit der Vorlage dieses Eckpunktepapiers einen Beitrag zu den aktuellen Entwicklungen leisten zu können, und freut sich auf eine – gerne auch kontrovers geführte – Diskussion.

2 Leitgedanken

Leitgedanke 1: Netzkapazität und Energiemengen als Unterscheidungskriterium für Netz und Markt

Ein wesentliches Differenzierungskriterium für die Fragen im Zusammenhang mit der Energiezukunft und Grundlage für die Begriffsunterscheidung „Smart Grid“ und „Smart Market“ stellt die Zuordnung der Themen zum Netz als einem natürlichen Monopol, das der geeignete Anknüpfungspunkt für Aufgaben, die sinnvollerweise nur einem einzigen Verantwortlichen zugewiesen werden sollten, oder zum Markt, dem alle Aufgaben zugewiesen werden sollten, bei denen die Aussicht besteht, dass Konkurrenz, Heterogenität und Differenzierung die besseren Lösungen liefern, dar. Die Abgrenzung entlang dieser Trennlinie verläuft analog zu den gesetzlichen Vorgaben für die Branche, den Netzbetrieb von der Erzeugung und der Belieferung mit Energie zu trennen (*Entflechtung*).

Kerngedanke der Abgrenzung von Netzsphäre und Marktsphäre ist die Unterscheidung, ob es im Kern um „Netzkapazitäten“ („kW“) oder um „Energiemengen“ („kWh“) geht. Hintergrund für diese vereinfachte Betrachtung, die aber fast immer geeignet ist, den Sachverhalt „richtig“ vorzusortieren, ist die Tatsache, dass sich das Kerngeschäft von Netzbetreibern für gewöhnlich auf die Bereitstellung von (nutzbaren) „Leitungsquerschnitten“, also Netzkapazität beschränkt. Der Betrieb von Erzeugungsanlagen und der damit verbundenen Energiewandlung und des Energievertriebs ist hingegen Kerngeschäft anderer Marktrollen.

Obwohl die Netzkapazität die notwendige Voraussetzung für die Belieferung mit el. Energie darstellt und elektrische Energie den Betrieb von Netzen erst ermöglicht, ist es dennoch hilfreich, beides auch gedanklich voneinander zu trennen. Außerhalb des Netzkapazitätsgeschäfts des Netzbetreibers finden sich zwar Bereiche, in denen sich beide Themen überlappen (z.B. Bezug von Regelenergie, Vermarktung von Erneuerbarer Energie, Ausgleich von Netzverlusten etc.), dennoch führt die Frage, ob primär Netzkapazitäten oder Energiemengen betroffen sind, in aller Regel zu einer ersten Abschätzung darüber, ob es sich um ein Smart Market- oder ein Smart Grid-Thema handeln könnte und hilft somit bei der Einschätzung, ob primär der Netzbetreiber oder eine Marktrolle für die Lösung in Betracht kommt.

Wie schon erwähnt wird es Überschneidungsthemen geben, bei denen entschieden werden muss, ob diese „eher netzorientiert“ oder „eher marktorientiert“ realisiert werden sollten. Die Rahmenbedingungen müssen an dieser Stelle so gestaltet werden, dass sich für möglichst viele Aspekte der Energiezukunft ein Markt entwickeln kann, der jenseits einer Netzbetrachtung und der damit zusammenhängenden regulatorischen Eingriffe selbst für eine effiziente Lösung sorgt.

Leitgedanke 2: Abschichtung der Diskussion um die Energiezukunft durch „Smart Grid“ und „Smart Market“

Anhand der Abgrenzung in Kapazität und Energie werden die Begriffe „Smart Grid“ für Netzthemen und „Smart Market“ für Energie(mengen)themen benutzt.

Der Bedarf für Netzkapazität wird durch die Produzenten und die Verbraucher von Strom bestimmt. Erneuerbare Energie erhöht die Fluktuation der Verfügbarkeit auf der Angebotsseite, variable Tarife und weitere Dienstleistungen erhöhen die Variabilität auf der Abnahmeseite. Sog. Prosumer kehren temporär ihre Netznutzung um, mal produzieren, mal konsumieren sie. Eine unstetigere Netznutzung führt zu Netzausbaubedarf, bei der die durchschnittliche Netzauslastung sinkt.

Da es zudem wahrscheinlich ist, dass der Energieträger Strom – wenn er regenerativ und damit CO₂-frei erzeugt sein wird – aus Klimaschutzgründen in etlichen Bereichen andere Energieträger verdrängen wird,² ist es auch absehbar, dass der Stromverbrauch selbst bei sinkendem Gesamtenergieverbrauch zumindest relativ zunimmt.

Der Bedarf an Netzkapazität steigt sogar noch aus einem weiteren Grund: Ein europäischer Binnenmarkt für Strom mit unterschiedlichen Produktionsschwerpunkten Erneuerbarer Energie erhöhen den Stromaustausch über die Netze, mehr Speicherkapazität bedingt, dass die gleiche Energiemenge ggf. mehrfach durch das Netz transportiert werden muss. Dies alles hat Auswirkungen auf die benötigte Netzkapazität: Flexibilität (auf der Marktseite) braucht Kapazität (auf der Netzseite)!

Als reguliertem Bereich werden zumindest Stromnetzkapazitäten bis auf Ausnahmen gegenwärtig nicht dem freien Mechanismus von Angebot und Nachfrage überlassen, sondern sind einem u. a. auf Effizienz zielenden Regulierungsregime unterworfen. Der gegenwärtige Rechtsrahmen sieht eine Stromnetzausbauverpflichtung vor, die auf die Beseitigung von Netzkapazitätsknappheiten gerichtet ist, was in der Praxis natürlich einige Zeit einnimmt. Im Netz sollten daher allenfalls kurz- bis mittelfristige Engpässe auftreten, die gegenwärtig mittels netz- sowie marktbezogener Maßnahmen beseitigt werden.

Das Prinzip, das Netz bedarfsgerecht auszubauen, muss im Grundsatz auch in der Energiezukunft beibehalten werden. Gleichzeitig muss aber der Entwicklung hin zu stärker schwankender Erzeugung und Last Rechnung getragen werden, ohne dass der Netzausbaubedarf exorbitant anwächst und das Ziel, den Netzausbaubedarf auf ein effizientes Maß zu begrenzen, gefährdet wird.

Die Netze auch in der Energiezukunft mit größerer Fluktuation von Erzeugung und Verbrauch stabil zu führen, erfordert neben netzbezogenen Maßnahmen im Hintergrund (smarte Betriebsführung der Netze, Smart Grid) dann auch, dass Erzeugung und Verbrauch durch Marktsignale zielgerichtet beeinflusst werden. Dieses preissensible Verhalten der Netznutzer in einem Smart Market führt dann auch perspektivisch zu einer besseren und marktgerechteren Integration Erneuerbarer Energie in das Gesamtsystem.

Dies bedeutet nicht, dass für die Energiezukunft nicht in erheblichem Umfang konventioneller Netzausbau erforderlich wäre. Das Smart Grid löst nicht alle Probleme. Allerdings wäre dieser Zubaubedarf ohne Smart Grid- / Smart Market-Maßnahmen noch deutlich größer.

Ein Mix von Netzausbau und klugem Kapazitätsmanagement muss also das Ziel in der Energiezukunft sein.

² Z. B. Benzin durch Elektromobilität, Öl oder Gas als Heizenergie durch Wärmepumpenstrom etc.

Leitgedanke 3: Die Energiezukunft erfordert mehr Verantwortung im Markt und den Zuwachs von verhandelten Lösungen. Das Netz sollte eine eher dienende Rolle einnehmen und ist von im Wettbewerb stehenden Aktivitäten so weit als möglich zu trennen.

Die Technologieentwicklungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologie in den letzten beiden Jahrzehnten können auch für den Energiesektor nutzbar gemacht werden. Der Einsatz von Computer- und Internettechnologie wirkt sich transaktionskostensenkend aus, wodurch u. a. kleinteiligere Interaktionen automatisiert oder kostenminimal möglich werden. Diese Technologie könnte auch Letztverbrauchern die Möglichkeit bieten, stärker an Energiemärkten teilzunehmen. Es ist daher damit zu rechnen, dass sich im Bereich der Energiemärkte von morgen vor allem neue Dienstleistungen entwickeln werden.

In einigen E-Energy-Modellregionen sind beispielsweise Marktplätze im Entstehen, über die sowohl Energiemengen als auch Dienstleistungen gehandelt und im Falle drohender Netzüberlastung sogar potenziell Verbrauchsreduktionen zur Netzstabilisierung verhandelt werden können. Dies zeigt, wie tradierte Rollenzuordnungen potenziell erschüttert werden.

„Demand Side Management“ und „Demand Response“ zeigen einen Übergang auf: vom eher netz(betreiber)orientierten Thema des Lastmanagements hin zum eher marktorientierten Thema der Steuerung des Verbrauchs durch Preissignale. Themen lassen sich also durchaus aus der Netzsphäre in die Marktsphäre verlagern - dies muss das Ziel bleiben.

Innovation in der Energiezukunft wird in dem Maße gesteigert werden können, in dem Netzrestriktionen zunehmend zurückgenommen werden und marktorientiertem Handeln über den traditionellen Energiehandel hinaus bis in die Netz(kapazitäten) hinein Platz eingeräumt wird, jedenfalls solange, wie dies für einen sicheren Netzbetrieb unschädlich ist.

Deshalb muss stets eine Ultima-Ratio-Handlungsoption im Sinne von Zwangsmaßnahmen wie z.B. der Abschaltung von Erzeugern oder Verbrauchern für die betroffenen Netzbetreiber verbleiben. Ziel muss es aber sein, diese Optionen so wenig wie nötig zu nutzen.

Die Zuordnung wettbewerblicher Funktionen zum Netzbetreiber ist aus Gründen der Entflechtung nicht möglich. Die Entflechtung der Netze von wettbewerblichen Funktionen ist europarechtlich geboten und daher auf nationaler Ebene nicht disponibel. Die Zuordnung von wettbewerblichen Funktionen zum Netzbetreiber ist aber auch ökonomisch nicht wünschenswert. Integrierte Netzbetreiber haben naturgemäß Interesse, wettbewerbliche Funktionen auf Kosten regulierter Bereiche zu subventionieren. Dies führt zu Wettbewerbsverzerrungen und Marktverschluss und ist regulatorisch nur mit erheblichem Aufwand zu verhindern. Kreative Kräfte des Marktes werden sich dann nicht entfalten.

Leitgedanke 4: Smart Meter sind ein Teil der Energiezukunft, nicht jedoch ihre Grundvoraussetzung

Neben der Vermischung von Netz- und Marktthemen wird eine offene Diskussion über die Energiezukunft häufig darauf verkürzt, Smart Meter zu ihrem zentralen Baustein zu erheben.

Daten, die für den sicheren Netzbetrieb benötigt werden, lassen sich jedoch auch ohne im Haushaltskundenbereich installierte Smart Meter erheben, z.B. indem auf Daten an Orts-

netzstationen zurückgegriffen wird und an „neuralgischen“ oder „potenziell neuralgischen“ Punkten im Netz Messgeräte für die Erfassung netzspezifischer Daten installiert werden. Die hierzu erforderliche Anzahl an Messpunkten ist relativ gering.

Ein Smart Meter, der entsprechende Netzzustandsdaten mit erfassen kann, könnte ein solcher Messpunkt im Netz sein: Aus der Annahme, dass Smart Meter auch für die Erfassung von Netzzustandsdaten herangezogen werden könnten, leitet sich allerdings noch keine Notwendigkeit für eine flächendeckende Ausbringung von Smart Metern (Rollout) aus den Notwendigkeiten eines Smart Grids heraus ab.

Die mittels Smart Meter erhobenen Daten sind gegenwärtig vor allem Grundlage für Belieferung und Abrechnung. Sie sind und werden zukünftig Grundlage für variable Tarife, für weitere Angebote, die zum energieeffizienten und energieeinsparenden Verhalten anregen, sowie für Verbrauchsvisualisierungen sein. Zusätzlich werden sie einmal die Basis für weitergehende Energiedienstleistungen darstellen. Die durch Smart Meter erfassten Daten sind damit in der Hauptsache marktdienlich und nicht primär netzdienlich. Somit sind Smart Meter durchaus wichtig für den Aufbau eines Smart Markets.

Leitgedanke 5: Das Smart Grid entwickelt sich evolutionär, nicht revolutionär

Deutschland mit seinen ca.850 Elektrizitätsnetzbetreibern wird nicht von heute auf morgen über intelligente Netze verfügen. Abgesehen davon, dass Übertragungsnetze heute schon „smart“ geführt werden, gibt es auch in einigen Verteilernetzen bereits jetzt einen großen Umbaudruck, während in anderen Netzen überhaupt noch keine Notwendigkeiten für Veränderungen gesehen werden. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass es neben einem größeren konventionellen Ausbaubedarf für die Energiezukunft, z. B. im Rahmen der Anbindung von Offshore-Windparks, viele kleine Schritte sind, mit denen vor allem Verteilernetze Stück für Stück für die Energiezukunft ertüchtigt, umgebaut und modernisiert werden.

Die jeweilige Vorgehensweise kann dabei je Netzbetreiber unterschiedlich sein. Ein einheitlicher „Intelligenzstandard“ im Netz ist aufgrund der besonders in Deutschland sehr heterogenen Netze und heterogenen Versorgungsaufgaben nicht effizient, so dass jeder (Verteiler)netzbetreiber eine eigene Strategie hin zu effizientem Netzbetrieb in der Energiezukunft beschreiten muss.

Hierbei ist es hilfreich, dass viele Netze sowieso modernisiert werden müssen. Der Umbau auf dem Weg zu Smart Grids kann daher häufig kapitalschonend aus Rückflüssen der bestehenden Anlagen erfolgen (intelligente Restrukturierung). Immer wenn neue Versorgungsaufgaben anstehen, etwa weil in einem Netzteil neue PV-Anlagen installiert werden, greift zudem eine Finanzierungsmöglichkeit über den Erweiterungsfaktor sowie die Kostenanerkennung im auf das Ereignis folgenden Fotojahr im Rahmen der Anreizregulierung, so dass den Netzbetreibern für diese neuen Aufgaben auch zusätzliche Gelder zur Verfügung gestellt werden.

Leitgedanke 6: Will man die Ausbauziele im Bereich regenerativer Energie erreichen, ist es unbedingt erforderlich, dass auch diese Erzeuger auf Marktsignale und Netznotwendigkeiten reagieren

In den ersten Jahren des langsam anwachsenden Potenzials Erneuerbarer Energie war es nicht weiter problematisch, wenn diese Anlagen ohne Netzabstimmung einspeisten. Ihre Produktionsmenge ging schlicht im „Rauschen“ unter.

So kann man es durchaus als großen Erfolg werten, wenn sich Stimmen mehren, die von einer Reifeprüfung Erneuerbarer Energie sprechen, und zwar dergestalt, dass sich diese sowohl perspektivisch den Marktgegebenheiten einordnen als auch zunehmend in die Lage versetzt werden müssen, ihren Beitrag für die Netzstützung zu leisten. Andernfalls wäre der erste Schritt zu einer Vollversorgung mit Erneuerbaren Energien, der darin besteht, dass diese in Zeiten hohen Dargebots bei gleichzeitiger Niedriglast die Versorgung praktisch vollständig übernehmen können, niemals möglich.

Neben einer aktiven Reaktion von Verbrauchern auf Marktsignale z. B. durch variable Stromtarife muss auch die Erzeugungsseite künftig zunehmend auf Marktsignale und Netzerfordernisse reagieren. Geschieht dies nicht, wird der weiter zurückgehende konventionelle Erzeugungsanteil einer weiter zunehmenden Preisvolatilität ausgesetzt bzw. müssen Anlagen zur Erzeugung regenerativen Stroms immer häufiger auf Anordnung netzbedingt herunterge-regelt werden. Die Alternative zu einer stärkeren Marktorientierung wäre noch größerer Netzausbau, der dafür ausgelegt werden müsste, praktisch jede kWh netzunschädlich aufzunehmen sowie ein „zu großer“ Mindestbestand an konventionellen Reservekraftwerken. Letztlich wären zu unflexible und zu wenig regelbare Anlagen Erneuerbarer Energie nicht geeignet, konventionelle Kraftwerke auch aus netzdienlichen Bereichen zu verdrängen, wozu sie andernfalls – eine entsprechende technische Ausrüstung vorausgesetzt – prinzipiell geeignet wären. Die Folge wäre ein zu hoher netztechnisch erforderlicher Mindestbestand konventioneller Energieerzeugungsanlagen, netztechnisches Minimum genannt.

Die Marktintegration Erneuerbarer Energien ist daher perspektivisch notwendig für das Gelingen der Energiewende. Dies schließt ihre temporäre Förderung überhaupt nicht aus, diese darf ihre Marktteilnahme allerdings nicht behindern. Dies kann auch bedeuten, dass der politisch erwünschte und ökonomisch (noch) erforderliche Einspeisevorrang Erneuerbarer Energie intelligenter ausgestaltet werden muss, um das gewünschte Ergebnis auch unter stärkerer Marktteilnahme sicherstellen zu können.

Mit Rücksicht auf Netzbelange müssen die Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie in die Lage versetzt werden, netzdienlich arbeiten zu können. Dies gilt vor allem für die Bereiche Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung, frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion, Ermöglichung von Primärregelung sowie die Möglichkeit zur Abschaltung oder stärkeren Leistungsreduktion im Falle von temporärem Überangebot.

3 Definitionen

Es wird zwischen konventionellem Netz(ausbau), intelligenter Netzaufrüstung zu einem Smart Grid sowie der Etablierung technischer Voraussetzungen für intelligente Energiemärkte (SmartMarkets) zu differenzieren sein. Da Smart Grid außerhalb dieses Papiers allumfassend im Sinne sowohl intelligenter Netztechnik als auch als Mittel zur Etablierung von intelligenten Strommärkten verstanden wird, ist es erforderlich diese Unterscheidung ausführlich und unter Hinweis auf Abgrenzungsprobleme bzw. Schnittstellen zwischen Smart Grids und Smart Markets zu erläutern.

3.1 *konventionelles Netz („Grid“)*

These: Der Begriff „Netz“ steht für das konventionelle Netz und schließt das bereits bestehende Netz ein.

Das bestehende Netz sowie jeder konventionelle Netzausbau fallen unter den Begriff des „Grid“. Strenggenommen werden alle elektrotechnischen Komponenten, die erforderlich sind, um eine elektrische Verbindung zwischen Produzenten und Verbrauchern herzustellen, unter den Begriff „konventionelles Netz“ gefasst. Eine derart trennscharfe Betrachtung dient allerdings vornehmlich der Erläuterung des Begriffs, denn kein Netz wird heute ausschließlich aus diesen passiven Komponenten aufgebaut oder betrieben.

Wird im Folgenden von konventionellem Netzausbau gesprochen (z. B. im Bereich des Übertragungsnetzes), so bedeutet dies, dass der Schwerpunkt der Betrachtung auf dem Aufbau eines physischen Netzes liegt, und zwar dort, wo vorher kein Netz existierte oder wo eine Kapazitätserweiterung mittels neuer Kabel oder Freileitungen nebst leistungsfähigen Transformatoren, zusätzlichen Schaltfeldern, ggf. Umrichterstationen etc. erfolgt.

3.2 *Smart Grid*

These: Die konventionellen Elektrizitätsnetze werden durch informations- und regeltechnische Erweiterungen zu Smart Grids.

Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann.

Ein Smart Grid führt zu einer besseren Ausnutzung der konventionellen Netzinfrastruktur, was deren Ausbaubedarf dämpft oder die Netzstabilität bei gleicher Auslastung verbessert. In Bezug auf Verteilernetze wird unter diesem Begriff die zunehmend bessere Möglichkeit verstanden, Systemzustände im Netz nachzuvollziehen und lokal einzugreifen. Damit wird neben der Sicherstellung der Versorgung von Verbrauchern aus sowohl lokalen als auch überregionalen Quellen eine verstärkte Möglichkeit zur Aufnahme von regional erzeugtem

Strom und seiner Weitergabe an übergeordnete Spannungsebenen ohne Verlust der Netzsicherheit verstanden.

Dies heißt auch, dass verschiedene Parameter, die in einem konventionellen Netz fixiert waren, veränderbar werden. So lassen sich in smarten Netzen z. B. Kapazitäten (in Abhängigkeit von der Seiltemperatur) erhöhen oder Flussrichtungen (in Abhängigkeit von der Einspeisesituation) über einzelne Leitungsabschnitte verändern.

Smart Grid-Strukturen sollten ebenfalls dazu dienen, die Grundlage dafür zu schaffen, dass zukünftig verstärkt Möglichkeiten marktlichen Handelns auch für kleine Netznutzer entstehen (Smart Market) – ohne dass die Netzsicherheit darunter leidet.

Es zeigt sich, dass auch der Begriff Smart Grids im engen Netzbezug (also in Abgrenzung zu Smart Markets) unscharf verwendet werden kann. Wer sämtlichen Netzzubau, der für die Energiezukunft erforderlich ist, also auch den konventionellen Netzausbau, unter ein Smart Grid subsumiert, für den erfordert die Energiezukunft tatsächlich einen massiven Einsatz von Smart Grids. Wer diesen Begriff enger eingrenzt, für den entwickelt sich ein Smart Grid eher evolutionär weiter, indem je nach Bedarf zeitlich gestaffelt neue „intelligente“ Komponenten dem konventionellen Netz hinzugefügt werden. In diesem Verständnis ist ein konventionelles Netz zunächst nicht smart. Erst eine technische Weiterentwicklung und Aufrüstung verleiht einem konventionellen Netz nach und nach mehr Fähigkeiten, die es steuerbar und reaktiver machen.

3.3 Smart Market

These: Smart Market ist der Bereich außerhalb des Netzes, in welchem Energiemengen oder daraus abgeleitete Dienstleistungen auf Grundlage der zur Verfügung stehenden Netzkapazität unter verschiedenen Marktpartnern gehandelt werden. Neben Produzenten und Verbrauchern sowie Prosumern könnten künftig sehr viele unterschiedliche Dienstleister in diesen Märkten aktiv sein (z. B. Energieeffizienzdienstleister, Aggregatoren etc.).

These: Nicht netzdienliche Komponenten (Smart Market-Komponenten) werden nicht durch das Netz finanziert.

Die Abgrenzung Smart Grid / Smart Market beruht hauptsächlich auf der Frage, ob es sich um Energiemengen oder -flüsse (Marktsphäre) oder Kapazitäten (Netzsphäre) handelt. Nicht die zu integrierenden Strommengen, die zukünftig zunehmend regenerativ produziert werden sollen, sind der primäre Gegenstand von Smart Grid-Betrachtungen, vielmehr behandelt das Smart Grid die aus diesen Mengen und deren zeitlichem Anfall resultierenden Kapazitätsansprüche, da das Kerngeschäft der Netzbetreiber auf die Bereitstellung, Maximierung und Optimierung von Netzkapazitäten gerichtet ist.

Alle Akteure, die Energiemengen bereitstellen oder abnehmen, sind ebenso Teilnehmer im Smart Market wie Dienstleister, die Energiemengen und Energieflüsse zu weitergehenden Dienstleistungen veredeln. Effizienzdienstleistungen beruhen z. B. auf einer Reduktion des Energieflusses, und das Prinzip variabler Stromtarife bewirkt eine Verlagerung der Energieflüsse je nach Verfügbarkeit von Energiemengen, also sowohl eine temporäre Reduktion wie

auch eine temporäre Ausweitung des Energieflusses zu einem Verbraucher in Abhängigkeit von Preissignalen.

Grundlage des Smart Markets ist immer das Netz, sei es das bisherige oder ein intelligent aufgerüstetes Netz und damit die verfügbare Netzkapazität, um Energiemengen aufzunehmen und abzugeben. So gesehen begrenzt die verfügbare Netzkapazität indirekt das Angebot im Smart Market. Vereinfacht kann man sich eine „Kapazitätsampel“ vor Augen führen, die drei Zustände umfasst:

- „grün“, alle Marktteilnehmer können ihre Pläne verwirklichen, einem Netzkapazitätsmanagement ist keine erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen („es gibt genügend Platz im Netz“). Dieser Zustand ermöglicht allen Marktteilnehmern, ihre Pläne zu verwirklichen.
- „rot“, der Netzbetreiber muss (durch Abschaltungen oder durch entsprechende Anweisungen) koordinierend eingreifen, weil die angebotenen Netzkapazitäten nicht ausreichen, um die Nachfrage zu befriedigen. Um das Netz stabil zu halten, könnten Maßnahmen wie die zwangsweise Abschaltung von Erzeugungsanlagen, von Transiten oder auch eine zwangsweise Leistungsreduktion bei Verbrauchern angewendet werden (§13 Abs. 2 EnWG).
- „gelb“, ein Übergangsbereich, in dem der zur Verfügung stehenden Netzkapazität erhöhte Aufmerksamkeit zu schenken ist und Marktteilnehmer ggf. darauf hingewiesen werden, dass es eventuell zu steuernden Eingriffen des Netzbetreibers kommen muss, damit das Netz stabil gehalten werden kann. Durch den Netzbetreiber sind ansonsten sämtliche netz- und marktbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 EnWG auszuschöpfen.

Schon eine temporäre Verlagerung von Energieflüssen (Verlagerung der el. Arbeit pro Zeit = Leistungsänderung) hat dabei direkte Auswirkungen auf die Netzkapazitätsnachfrage der Smart Market-Akteure. Solange und soweit Energiemengenflüsse aufgrund von Netzkapazitätsrestriktionen verlagert werden müssen (gelber bis roter Bereich), wirken sich Netzerfordernisse auf die Marktsphäre aus. Solange keine Netzkapazitätsrestriktionen auftreten (gelber bis grüner Bereich), besteht keine Notwendigkeit eines besonderen Netzkapazitätsmanagements.

Die Energiezukunft erfordert aber neben Netzausbau in Zukunft gerade auch in diesem Bereich verstärkte Maßnahmen – soll nicht der Netzausbau volkswirtschaftlich ineffizient erfolgen. Smart Grids sowie Smart Markets sollen dazu beitragen, konventionelle Stromleitungen durch intelligente Lösungen einerseits in der nutzbaren Kapazität zu erhöhen (Smart Grid-Aspekt) aber auch durch Erzeugungs- und Lastverlagerung (Smart Market-Aspekt) das vorhandene Kapazitätsangebot der Netze auszunutzen, seine Durchschnittsauslastung zu verbessern und durch beide Effekte letztlich Netzausbau wirtschaftlich optimal gestalten zu können.

Eine der zentralen Fragen der Energiezukunft und für die weitere rechtlich-regulatorische Ausgestaltung der gesamten Branche ist es, ob der Mechanismus des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage (oder zumindest ein Mechanismus der Koordinierung der kurzfristigen Nachfrage nach Netzkapazitäten) entsprechend der zur Verfügung stehenden *Netzkapazitäten* eher marktgetrieben, d.h. durch Marktakteure verhandelt oder durch die Netzbetreiber optimiert werden sollte.

Aus einer derartigen Vorentscheidung leiten sich dann Entscheidungen ab, wer entsprechende Marktplätze, Steuerungseingriffe, Tariffindung, – kurz: einen nicht unerheblichen Teil zukünftiger Strukturen – in der Hauptsache organisatorisch verantwortet.

Die Bundesnetzagentur lehnt es ab, diesen Bereich pauschal und unreflektiert von vornherein den Netzbetreibern zuzuweisen, sondern schlägt vor, dass Netzbetreiber sich zumindest immer solange mit steuernden Eingriffen zurückhalten, solange Marktakteure in Verhandlungen eigene Lösungen finden können, ihre Netzkapazitätsnachfrage kurzfristig untereinander auf das vorhandene Netzkapazitätsangebot abzustimmen (grüner bis gelber Bereich der Kapazitätsampel). Dabei ist es wünschenswert, wenn sich Netzbetreiber neben dem erforderlichen Netzausbau auch aktiv darum bemühen, Abschaltungen zu vermeiden und diesbezüglich mit absprachewilligen Kapazitätsnachfragern kooperieren. Das Netz sollte die Rolle des Ermöglichers einnehmen, auch wenn die hierzu geeigneten Strategien den Netzbetreibern aus heutiger Sicht unkonventionell oder wesensfremd erscheinen mögen.

In der Öffentlichkeit wird teilweise befürwortet, Verteilernetzen und Verteilernetzbetreibern in der Energiezukunft die Aufgabe zuzuweisen Smart Market-Funktionalitäten für alle Marktpartner bereitzustellen.³ Im Sinne einer Henne-Ei-Problematik wird argumentiert, dass sich ohne flächendeckend und zentral durch die Netzbetreiber verbaute Komponenten, namentlich Smart Meter, kein oder nicht genügender Nutzwert aus einem Smart Market ergäbe bzw. dieser nicht entstünde.

Dagegen ist die Bundesnetzagentur der Ansicht, dass die Komponenten, die für den Smart Market erforderlich sind, aber kaum netzdienliche Funktionen erfüllen, mit denen sich Nachfrager und Anbieter untereinander abstimmen können (Marktplätze etc.) nicht vom Netz zur Verfügung gestellt oder zumindest nicht durch das Netz finanziert werden sollten. Eine Lösung, die durch einen Akteur für Dritte initiiert wird, ist weder in Bezug auf Innovation noch in Bezug auf Kundenvorstellung treffgenau. Die Gefahr von breiten Fehlinvestments ist dabei zu groß. Überdies stellt sich die Frage, wie man Kunden zur Nutzung einer Infrastruktur begeistert, ohne dass sich diese eine entsprechende Möglichkeit gewünscht und somit ansonsten nachgefragt hätten. Die Einführung des iPhones und die dadurch ausgelöste Markttransformation mit breitem Aufwuchs des Angebots an Smartphones verschiedenster Hersteller haben gezeigt, dass es – gute Angebote und Dienstleistungen vorausgesetzt – durchaus Möglichkeiten jenseits staatlich verordneter Hardware gibt. Für die Anreize, entsprechende Produkte nachzufragen, sollten diejenigen Markttrollen sorgen, zu deren Kerngeschäft die Überzeugung von Verbrauchern gehört. Können bei der Nutzung von Hardware, Marktplätzen oder Dienstleistungen Synergieeffekte mit dem Netz genutzt werden, sollten Verhandlungen über eine gemeinsame Finanzierung sowie Nutzung der Infrastruktur geführt werden.

³ BDI: Smart Grid. Paradigmenwechsel in Deutschland. Auf dem Weg zum Internet der Energie. Der Wettbewerb allein wird es nicht richten. BDI-Drucksache Nr. 450.

3.4 Smart Grid und Smart Market im Kontext des Netzkapazitätsmanagements

These: Unilaterale Zwangsmaßnahmen des Netzbetreibers im Bereich Netzkapazitätsmanagement gem. § 13 Abs. 2 EnWG (ggf. i.V. mit § 14 EnWG für Verteilernetze) sollten als Ultima Ratio möglichst selten eingesetzt werden, das Einsatzfeld für marktbasiertere Lösungen zur Änderung des Nutzerverhaltens sollte erweitert werden.

Die Steigerung der Menge Erneuerbarer Energie stellt das Netz vor große Herausforderungen. Um den erforderlichen Netzausbau auf ein sinnvolles Maß zu begrenzen, wird Netzkapazitätsmanagement⁴ in der Energiezukunft an Bedeutung gewinnen.

Es wird darauf ankommen, dieses marktbasiertere Instrumentarium zur Netzstabilisierung sowohl in der Anwendungsbreite (Anzahl der Anlagen oder Maßnahmen), als auch in der Anwendungstiefe (Nutzungsintensität in den verschiedenen Netzebenen) durch Ausdehnung der Nutzerkreise und über neue Interaktionsplattformen (z. B. spezialisierte Angebote auf lokalen Marktplätzen) zu erweitern. Je größer dieses Potenzial ist, umso seltener müssen Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG genutzt werden.

Eine verstärkte Nutzung dieser Potenziale bewirkt, dass sich Netzausbau dämpfen lässt, da zunehmend zeitunkritische Anwendungen in Netzschwachlastzeiten verschoben werden können. Als Ultima-Ratio-Lösung der Netzbetreiber für die Fälle, in denen sich eine kritische Netzsituation zuspitzt, muss das Instrumentarium gem. § 13 Abs. 2 EnWG weiter aufrecht erhalten werden.

Die Bundesnetzagentur spricht in diesem Zusammenhang in Abgrenzung von Zwangsmaßnahmen von marktbasiertere Maßnahmen. Diese betreffen sowohl Netz- als auch Marktaspekte und lassen sich somit nicht trennscharf unter Smart Grid oder Smart Market fassen.

⁴ Es wird bei den folgenden Betrachtungen unterstellt, dass der Netzbetreiber die netzbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG bereits ausgeschöpft hat und zu marktbezogenen Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 2 übergeht.

4 Stromnetze: Auf dem Weg zu Smart Grids

Smart Grid-Aspekte umfassen sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilernetz. Jedoch unterscheiden sich die Themenschwerpunkte in beiden Netzebenen deutlich voneinander, so dass sie nachfolgend getrennt behandelt werden.

4.1 Übertragungsnetze ausbauen

These: Im Bereich der Übertragungsnetze ist überwiegend konventioneller Netzausbau im Sinne zusätzlicher Leitungskilometer bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen notwendig.

These: Die intelligente Aufrüstung bestehender Übertragungsnetze zu einem Smart Grid ist nur begrenzt notwendig, da diese Netze schon heute intelligent gesteuert werden. Die weitere Smart Grid-Aufrüstung im Bereich der bestehenden Übertragungsnetze liegt im Bereich der Kapazitätserweiterung bestehender Leitungsabschnitte, z.B. durch Leiterseilmonitoring, Hochtemperaturleiterseile und andere Maßnahmen.

Die Energiezukunft wird die Dominanz zentraler Erzeugung beenden. Allerdings entstehen auch im Bereich der Erneuerbaren Energien neue zentrale Erzeugungsstrukturen (vor allem Offshore- und größere Onshore-Windparks), die einen weiträumigen Abtransport der so erzeugten Energie durch erweiterte Übertragungsnetze erforderlich machen.

Der Ausbau der Übertragungsnetze, der zum ganz überwiegenden Teil allein durch konventionellen Netzausbau im Sinne zusätzlicher Leitungskilometer wird erfolgen müssen, wird im Wesentlichen durch folgende Gründe verursacht:

- die Anbindungsleitungen für Offshore-Windparks (OWP),
- zusätzlich erforderliche Trassen durch die Verschiebung der Erzeugungsschwerpunkte weg von den Lastzentren und zur Ableitung des vor allem im Norden anfallenden Windstroms in Richtung Süden

Mit Blick auf die erforderlichen Kapazitäten ist allgemein unbestritten, dass der Ausbaubedarf auf einigen Streckenabschnitten so groß ist, dass Maßnahmen zur Kapazitätssteigerung bestehender Leitungen (z. B. Leiterseilmonitoring) bei weitem nicht ausreichen. Hinzu kommt, dass die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen die Verlegung etlicher neuer Leitungen in Nord- und Ostsee bedingt. Bei den Anbindungsleitungen für OWP handelt es sich allerdings faktisch um Kraftwerksanbindungsleitungen, die im Wege der gesetzlichen Fiktion im Unterschied zum Anschluss von Onshore-Windparks zum Teil des Netzes definiert werden und somit vom Netzbetreiber und nicht vom Windanlagenbetreiber errichtet und finanziert werden müssen.

Neben einem massiven Ausbau der Offshore-Anbindungsinfrastruktur ist im Zuge der nun weiter forcierten Energiewende auch ein deutlicher Ausbau des inländischen Übertragungsnetzes notwendig, auch wenn die absolut benötigten Trassenlängen und -verläufe noch nicht abschließend ermittelt sind.

Es ist klar, dass die Errichtung von neuen Leitungen, z. B. als HGÜ-Leitungen, sich nicht ausschließlich im rein konventionellen Netzausbau erschöpfen, weil smarte Komponenten in

diesen Projekten ebenfalls enthalten sind. Jedoch liegt der Schwerpunkt der Investition auf dem Kabel, der Gleichrichtung, der anschließenden Umspannung etc. und nicht so sehr auf seinen intelligenten Komponenten. Daher spricht die Bundesnetzagentur auch bei derartigen Projekten – verkürzt – von konventionellem Netzausbau.

Im Bereich bestehender Übertragungsnetze liegt der Fokus beim Einsatz von Smart Grid-Komponenten nicht auf einer Smart Grid-Erstausrüstung, sondern maximal in einer Verbesserung / Erweiterung bestehender Strukturen und der Integration neuer technischer Möglichkeiten in das bestehende Übertragungsnetz. In der Regel dient diese technische Aufrüstung der Kapazitätserweiterung bestehender Leitungsabschnitte. Durch diese Maßnahmen lassen sich die Netze weiter an die reale Kapazitätsgrenze heranführen, was eine dämpfende Wirkung auf den konventionellen Netzausbau bewirkt. Da der zusätzlich benötigte Bedarf an Übertragungskapazität jedoch sehr groß ist, reichen derartige Maßnahmen nicht aus, um konventionellen Ausbau in größerem Umfang zu vermeiden.

4.2 Verteilernetze ausbauen und intelligent machen

These: Der Wandel hin zu intelligenten Verteilernetzen folgt keinem Masterplan im Sinne eines Mindestintelligenzstandards, sondern wird durch den Veränderungsdruck in den einzelnen Netzen bestimmt. Diese sind besonders in Deutschland sehr heterogen in Bezug auf Größe, Versorgungsaufgabe und Effizienzniveau. Daher müssen jeweils maßgeschneiderte Lösungen gefunden werden.

These: Der Wandel lässt sich evolutionär realisieren. Bei einer solchen Strategie werden konventionelle Betriebsmittel im Sinne eines konventionellen Netzausbaus nachgerüstet, ertüchtigt oder durch intelligente Komponenten ersetzt oder aufgerüstet, wenn diese erforderlich werden. Der Entwicklungsprozess berücksichtigt neue technologische Entwicklungen und folgt dem effizientesten Pfad.

In ihrer „alten“ Funktion „verteilten“ Netze der unteren und mittleren Spannungsebene Energiemengen von den oberen Spannungsebenen an die Letztverbraucher. Heute übernehmen zunehmend mehr Verteilernetze die zusätzliche Aufgabe, die auf Nieder- und Mittelspannungsebene von dezentralen Anlagen erzeugten Strommengen aufzunehmen, zu verteilen und ggf. auch an die jeweils darüber gelegene Spannungsebene abzuführen. Energiemengen folgen nun sich häufig ändernden Spannungsgradienten. Dies hat veränderte Betriebsbedingungen des Netzes zur Folge, so dass u. a. die Spannungshaltung und der Blindleistungshaushalt bei manchen Verteilernetzbetreibern stärker in den Blick geraten. So entstehen im bislang in Bezug auf seine Systemzustände wenig überwachten Verteilernetz aufgrund neuer Erzeuger und Verbraucher lokale Spannungsquellen und -senken. Diese bewirken, dass die Eingangsspannung eines Stranges aus Gründen lokal angeschlossener Erzeuger, dessen aktuelle Einspeiseleistung und -situation dem Netzbetreiber nicht oder nur selten bekannt sind, nicht mehr in dem Maß und Umfang mit der Spannung an seinem Endpunkt korreliert wie bislang, was in einigen und zunehmend mehr Verteilernetzen Maßnahmen des Netzbetreibers erforderlich macht.

In der Energiezukunft wird es besonders wichtig werden, die Netze bezüglich ihrer nominalen Leitungskapazität optimal auszunutzen, so dass sie z.B. nicht alleine aus Gründen einer ineffizienten Spannungsführung viel „zu früh“ an ihre Grenzen stoßen, ohne vom möglichen Stromfluss her betrachtet tatsächlich ausgelastet zu sein.

Aus diesem Grund steigen die Anforderungen, Zustandsinformationen über das Netz und daran angeschlossene atypische Verbraucher sowie Erzeuger zur Verfügung zu haben. Liegen diese Daten vor, kann vermieden werden, das Netz grundsätzlich (aus Systemsicherheitsgründen) stärker auslegen oder ausbauen zu müssen als eigentlich erforderlich.

Netzzustandsdaten lassen sich an verschiedenen Stellen im Netz, z. B. an einer Ortsnetzstation in aggregierter Form erheben oder in nichtaggregierter Form an einzelnen Punkten im „Strang“ erfassen, z. B. mittels Smart Metern hausanschlusseitig oder verbraucherunabhängig durch Messfühler am Strang.

Der flächendeckende Einsatz von Smart Metern ist aus Netzsicht für ein Smart Grid daher nicht erforderlich. Vielmehr ist es ausreichend, die erforderlichen Netzzustandsdaten an einigen besonders kritischen Punkten zu erfassen und diese ggf. auch um weitere Daten zu ergänzen, z. B. Einspeiseleistung dezentraler Erzeuger. Sollten diese kritischen Messpunkte sinnvollerweise überhaupt durch Smart Meter realisiert werden, wäre ein weitergehender Rollout intelligenter Zähler zur Aufrechterhaltung eines stabilen Netzbetriebs nicht erforderlich.

Um die Kapazität der Verteilernetze in Bezug auf die Wirkleistung besser nutzen zu können und hierdurch konventionellen Ausbau zu vermeiden oder zeitlich zu strecken, könnte es zudem in einigen Verteilernetzen hilfreich sein, ein aktives Regime zur Regelung von Blindleistung einzuführen und zu nutzen. An einer aktiveren Blindleistungskompensation könnten sich zukünftig sowohl verstärkt einzelne Verbraucher- als auch Erzeugergruppen beteiligen.

Der Prozess der Ertüchtigung der Verteilernetze für die Energiezukunft, seien diese konventionell oder „smart“, ist sowohl in Bezug auf die Dringlichkeit beim jeweiligen Netzbetreiber als auch bezüglich der durchzuführenden Maßnahmen ein evolutionärer Prozess, der in Abhängigkeit von der Situation vor Ort und der damit verbundenen Entscheidung, welcher Mittelmix das gewünschte Ergebnis zu minimalen Kosten erzielt, individuelle und zeitlich gestaffelte Maßnahmen notwendig macht. Bei manchen Netzbetreibern besteht zurzeit überhaupt kein oder allenfalls geringer Handlungsbedarf, bei anderen ein dringlicher.

Verteilernetzbetreiber ließen sich beispielsweise in Stadt-, Land- und stadtnahe Landnetze clustern. Innerhalb dieser drei Cluster bestehen ganz erhebliche Unterschiede in den Anforderungen an die Energiezukunft. Während Landnetze dadurch gekennzeichnet sind, dass sie in Zukunft meist Erzeugungsüberschüsse wegen der dort errichteten EEG-Anlagen aufweisen, trifft dies für Städtetze nicht zu. Außerdem besteht hinsichtlich der Erzeugungsart ein geographisches Gefälle: So wurde der überwiegende Anteil der PV-Anlagen bislang im Süden, der überwiegende Anteil der Windenergieanlagen im Norden und Osten installiert. Zusammen mit weiteren Bestimmungsgrößen wie der demographischen Entwicklung oder Investitionszyklen, z.B. als Folge der Deutschen Einheit ergibt sich ein sehr heterogener Handlungsbedarf in den einzelnen Netzen (der auch andere als die vorgeschlagene Clustierung erforderlich machen könnte).

Solange annähernd 850 Elektrizitätsverteilernetzbetreiber in Deutschland existieren, wird sich – in Abhängigkeit von der Situation vor Ort – eine große Zahl an Netzbetreibern ähnliche Fragen stellen müssen, die mit dem Umbau der Netze für die Energiezukunft einhergehen. Um die Effizienz auch dieser Planungsprozesse zu erhöhen, würde die Bundesnetzagentur weitere Netzkooperationen oder auch Netzzusammenschlüsse begrüßen.

5 Netzkapazitätsmanagement: durch das Netz für den Markt

Prinzipien des Netzkapazitätsmanagements wirken dämpfend auf den Netzausbaubedarf. Dennoch wird sich auch ein umfänglicher Netzausbau für die Energiezukunft nicht vermeiden lassen. Die Akzeptanz hierfür wird allerdings in dem Maße steigen, in dem dargelegt werden kann, dass dieses Maß an Zubau tatsächlich unvermeidbar ist.

Netzkapazitätsmanagement kann grundsätzlich auf unterschiedlichen Wegen erreicht werden:

- variable Netzentgelte zur Bewirtschaftung knapper Netzkapazitäten
- vertraglich vereinbarte Abschaltungen von Verbrauchern bzw. Leistungsreduktionen spezieller Geräte oder Anschlüsse i. V. m. individuell vereinbarten, gesonderten Netzentgelten
- durch den Netzbetreiber angeordnete Maßnahmen zur Abschaltung oder Lastreduzierung von Erzeugern und Verbrauchern

Im Rahmen der Smart Grid-Diskussion stellt sich insbesondere die Frage, ob Netzressourcen (Netzkapazitäten) ähnlich wie Energiemengen variabel bepreist werden sollten oder welche Alternativen zur Verfügung stehen, um Netze effizient und effektiv zu bewirtschaften.

5.1 *variable und gesonderte Netzentgelte*

These: Variable Netzentgelte sind zu aufwändig, als dass sie zur Bewirtschaftung knapper Netzkapazitäten in Zukunft herangezogen werden sollten.

These: Für ein Smart Grid-Szenario könnte es in den Verteilernetzen im Falle bestimmter Kundengruppen aus Effizienzgründen zunehmend wichtig werden, gesonderte Netzentgelte einzuführen, um im Gegenzug Lastverlagerungspotenzial zu kontrahieren (unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen).

Im gegenwärtigen Rechtsrahmen werden Netzentgelte nur bei Verbrauchern erhoben. Es soll zumindest darauf hingewiesen werden, dass es für die Energiezukunft mittelfristig durchaus überlegenswert sein könnte, aus Gründen von Steuerungssignalen über eine Beteiligung der Erzeugungsseite an den Netzkosten nachzudenken.

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: je näher die Netze an der Kapazitätsgrenze geführt werden, umso stärker wird ihre Nutzung bepreist, d. h. der Transport einer zusätzlich über das Netz transportierten kWh verteuert sich für den Netznutzer.⁵

⁵ Da sich der Preis für eine kWh aus mehreren Preisbestandteilen zusammensetzt, ist der Gesamteffekt unbestimmt. Es ist natürlich weiterhin möglich, dass auch andere Preisbestandteile flexibel ausge-

Unter gesonderten Netzentgelten wird ein fixer Netztarif verstanden, der durch den Netzbetreiber im Falle netzfreundlicher Abnahmestrukturen gewährt werden kann und der von den allgemeinen Netztarifen abweicht, allerdings nicht schwankt.

Variable Netzentgelte können ein Mittel sein, um Netzengpässe zu bewirtschaften, die vor allem infolge des Zubaus Erneuerbarer Energien bei starker Verfügbarkeit im Zusammenhang mit Schwachlastzeiten vermehrt auftreten werden.

Die Bundesnetzagentur befürwortet dieses Instrument aus folgenden Gründen jedoch nicht: Zum einen ist der hierfür erforderliche administrative Aufwand im Zusammenhang mit der Bildung, Übermittlung und Abrechnung von weiteren Preisinformationen beträchtlich. Zum anderen stellt sich die Frage, ob derartige Tarife auf Kundenakzeptanz stoßen werden. Schon bei variablen Stromtarifen tragen Verbraucher vor, dass sie die Vorteile (geringere Kosten) zwar gerne nutzen würden, den Aufwand, sich ständig anzupassen, aber als Ärger empfinden. Mehrere variable Preisanteile mit möglicherweise auch gegenläufigen Effekten erhöhen die Komplexität weiter.

Gesonderte Netzentgelte, die vereinbart werden können, könnten ein erster Schritt zur Lösung der Komplexität sein: die Netzentgelte werden nicht dem aufwändigen Regime variabler Netzentgelte unterworfen, im Gegenzug für netzfreundliches Verhalten oder die Abschaltbarkeit zu Spitzenlastereignissen räumt der Netzbetreiber geringere Netzentgelte ein.

Solche Regelungen könnten den Netzbetreiber als weiteres Handwerkszeug dienen, um zeitlich flexible Stromanwendungen wie Wärmepumpen oder perspektivisch Elektromobile aus den lokalen Netzkapazitätsspitzen herauszunehmen und so zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung beizutragen. Es ist darauf hinzuweisen, dass eine Entgeltensenkung für eine Kundengruppe grundsätzlich Netzentgelterhöhungen für die anderen Kundengruppen bedeutet. Andererseits besteht aber die berechtigte Hoffnung, dass ein derartiges Regime sowohl Netzausbau vermeiden hilft und damit die Wirtschaftlichkeit des Netzbetriebs insgesamt erhöhen könnte. Und würde durch ein derartiges Regime die Wirtschaftlichkeit unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen insgesamt verbessert und käme es aus diesem Grund zu einer Verteilung einer höheren Strommenge in Bezug auf das bestehende Netz, so würde das Gesamtaufkommen an Netzentgelten insgesamt positiv beeinflusst werden. Am Ende könnten alle Verbrauchergruppen von einem derartigen Regime und der dadurch ggf. sogar bewirkten Senkung der Netzentgelte profitieren.

Da allerdings jede zusätzliche Entgeltregelung mit administrativem Aufwand verbunden ist, ist in jedem Fall darauf zu achten, dass bei der Umsetzung einfache, einheitliche, massengeschäftstaugliche und diskriminierungsfreie Regelungen gefunden werden, um komplexen administrativen Aufwand zu vermeiden und zu verhindern, dass wettbewerbsverzerrende Effekte auftreten.

legt werden, etwa die Konzessionsabgabe oder der eigentliche Energiepreis in einem Regime variabler Tarife.

5.2 effizienter Netzausbau als Ziel

These: Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effizient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Aufnahme von jeder beliebig angebotenen Strommenge ausgebaut werden sollten.

These: Der Netzausbau muss sowohl volkswirtschaftlich als auch betriebswirtschaftlich effizient sein. Dies bedeutet, dass die Netze in der Energiezukunft nicht zur Abgabe von jeder beliebig nachgefragten Strommenge ausgebaut werden sollten.

These: Ein gesamtwirtschaftlich sinnvolles Verhältnis zwischen Netzausbau und Abschaltmaßnahmen muss ermittelt werden und im Zusammenhang mit Förderregimen sowie dem prinzipiell zu erhaltenden Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien diskutiert werden.

Gegenwärtig besteht eine gesetzliche Ausbaupflichtung der Netze im Falle von dauerhaften Netzengpässen. Die Energiezukunft mit stark fluktuierendem Angebot Erneuerbarer Energie wird aber aus Gründen der Netzeffizienz dazu führen, nicht zu jedem Zeitpunkt sämtliche Mengen aufnehmen zu können. Ansonsten müssten die Netze viel zu stark ausgebaut werden, was bedeuten würde, dass ihre durchschnittliche Auslastung zu stark zurückgehen und die Netzentgelte dadurch zu stark ansteigen würden.

Bei einer Netzdimensionierung, die geeignet ist, „jede verfügbare“ kWh aus schwankenden Erneuerbaren Energien aufnehmen und weiträumig abführen zu können, liegt ein Teil der entsprechend benötigten Netzkapazität theoretisch solange brach, bis eine entsprechend hohe Einspeiseleistung für einige Stunden wieder erreicht wird. Entsprechende Probleme und damit verbundene Entscheidungen werden insbesondere ab einer Situation auftreten, ab der Erneuerbare Energien mehr Energie erzeugen als dauerhaft Last vorhanden ist und Export- bzw. Speicherkapazitäten bestehen.⁶ Derartige Überlegungen werden angestellt, damit rechtzeitig alternative Mechanismen politisch diskutiert und umgesetzt werden können, um den Netzausbau im Sinne eines effizienten Mitteleinsatzes zu begrenzen.

Entsprechende Untersuchungen müssen dabei sowohl auf Übertragungsnetzebene als auch auf Verteilernetzebene geführt werden. Dabei muss der Ausbaubedarf der Netze in Fragen nach dem optimalen Verhältnis von Netzausbau und Abschaltung (oder alternativer Maßnahmen wie z.B. Speicherung) sowie eines Förderregimes für Erneuerbare Energien, das eine Marktintegration dieser Energien unterstützt ohne an ihrem Einspeisevorrang zu rütteln, eingebettet werden.

Bei derartigen Überlegungen ist auch der Zeitpfad des Zubaus Erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund der politischen Zielsetzung sowie der Zeitpfad der Netzfortentwicklung zu beachten. Dabei liegt es nahe, zunächst die tatsächlich nutzbare Netzkapazität zu erhöhen, sei es durch konventionellen Netzausbau oder durch andere Maßnahmen wie z.B. eine intelligente Spannungshaltung oder verstärktes Blindleistungsmanagement. Erst wenn derartige Maßnahmen an eine wirtschaftlich unvertretbare Grenze stoßen, sollte in einem weiteren Schritt das Potenzial von – kurzzeitigen – Abschaltungen oder Leistungsreduzierungen genutzt werden, immer vorausgesetzt, dass keine wirtschaftlicheren Alternativen wie z.B. ge-

⁶ wie viel Last vorhanden ist, wird dabei eben gerade vom Netzausbau bestimmt- je weiträumiger die Netze ausgebaut werden, desto größer ist die (erreichbare) Last, die sich aus dem Einzugsgebiet der angeschlossenen und kapazitätsmäßig erreichbaren Kunden aufsummieren.

nügend günstige Speichermöglichkeiten zur Verfügung stehen. Dabei wird davon ausgegangen, dass eine Leistungsreduktion in der Spitze den absoluten Anteil nicht genutzter el. Arbeit kaum nennenswert beeinflusst, gleichzeitig aber hohe Kosten für ineffiziente Netzausbaumaßnahmen erspart. Nur so lässt sich dem Verbraucher gegenüber begründen, warum es richtig sein kann, ihm Ausgleichszahlungen für die Nichtproduktion von Energie abzuverlangen.

Bei Netzen, die für die Energiezukunft (langfristig) lediglich derart ausgebaut werden, dass sie nur einen Großteil (aber eben nicht alles) der produzierbaren Energiemengen aufzunehmen oder abzugeben in der Lage sind, müssen im Falle von Kapazitätsengpässen daher zusätzliche Maßnahmen gefunden werden, um die Netze trotz der neuen Herausforderungen sicher zu betreiben. In diesem Kontext sind auch Fragen nach effizienten Haftungs- und Entschädigungsregeln zu diskutieren, wenn dargebotene Energie nicht eingespeist werden kann.

5.3 marktbezogene und vertraglich vereinbarte Maßnahmen vermeiden ineffizienten Netzausbau

These: Um ineffizienten Netzausbau zu vermeiden, ist es erforderlich, dass auch z. B. dezentrale Erzeuger sowie Anlagen nach dem EEG am Netzsicherheitsmanagement im Rahmen der Abschalttrangfolge beteiligt werden.

These: Verbrauchsseitig sollten problemlos kurzzeitig abschaltbare Lasten (z. B. geeignete Industrieanlagen, el. Wärmepumpen, perspektivisch Elektromobile) ebenfalls zur Vermeidung ineffizienten Netzausbaus nutzbar gemacht werden. Hierzu sind Anreize auch netzentgeltseitig denkbar.

Schon heute gibt es eine gesetzlich festgelegte Abschalttrangfolge von Erzeugern (§§ 13 Abs. 1, Abs. 2, Abs. 2a EnWG, §§ 11 und 8 Abs. 3 EEG), die im Bedarfsfall vom Netzbetreiber genutzt werden kann (siehe dazu auch: Leitfaden der Bundesnetzagentur zum EEG-Einspeisemanagement vom 29. März 2011). Da die Versorgung in Zukunft dezentraler und kleinteiliger werden wird, müssen auch kleinere Anlagen für diesen Mechanismus herangezogen werden. Eine sinnvolle Untergrenze sollte jedoch nicht unterschritten werden, um die Transaktionskosten zu begrenzen. Bis zu einer sachgerechten Untergrenze müssen daher zukünftig alle Erzeugungsanlagen am Netzsicherheitsmanagement der Netzbetreiber teilnehmen.

Wie im vorangegangenen Kapitel bereits ausgeführt wurde, müssen die Mechanismen zur Abschaltung auch von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie vor allem im Hinblick auf zwei Ziele weiterentwickelt werden:

- mittelfristig als Überbrückungsmaßnahme, bis ein volkswirtschaftlich optimaler Netzausbau verwirklicht ist
- langfristig, um volkswirtschaftlich nicht mehr zu vertretenden „Restausbaubedarf“ bis zur „letzten kWh“ zu vermeiden

Um nicht nur das Potenzial der Erzeugungs-, sondern auch der Verbrauchsseite nutzbar zu machen, ist es denkbar, auch elektrische Lasten abzuschalten, wenn das Netz abnahmesei-

tig eine kritische Auslastung erreicht. Hierfür eignen sich besonders solche Stromanwendungen, die keiner Zeit- oder Prozesskritikalität unterworfen sind. Dies sind insbesondere unkritische Produktionsprozesse in der Industrie, Kühlhäuser oder Stromwärmeanwendungen mit angeschlossenem Wärmespeicher oder andere Anwendungen mit Speichereffekten (z. B. Wärmepumpen, Elektromobile). Gleichzeitig sind derartige Lasten auch prädestinierte Teilnehmer eines Smart Markets, indem sie vertraglich mit Stromproduzenten und Stromhändlern für eine gleichmäßigere Nutzung von Kraftwerken und / oder einen dargebotsabhängigen Verbrauch mittels volatiler Stromprodukte sorgen.

Netzkapazitätsmanagement kann sowohl unilateral von Netzbetreibern (Zwangshandlung) betrieben oder im Vorfeld kontrahiert werden. Ein Beispiel für eine Kontrahierung im Vorfeld der eigentlichen Maßnahme wäre z. B. für den Fall gegeben, dass der Netzbetreiber z. B. die temporäre Abschaltbarkeit einer Wärmepumpe gegen gesondertes Netzentgelt kontrahiert. Es muss dabei sichergestellt werden, dass der Netznutzer von der Netzentgeltreduktion profitiert, auch wenn die reduzierten Netzentgelte vom Netzbetreiber üblicherweise an dritte Vertragsparteien berechnet werden (meist Vertriebe, perspektivisch Aggregatoren). Auf diese Weise entsteht ein mit mehreren Parteien verhandeltes Abschaltkontingent, das der Netzbetreiber zur Entlastung seiner Netze einsetzen kann, ohne dass er zu Zwangsmaßnahmen greifen muss.

6 Regulierter Netzbetrieb und Smart Grid: Möglichkeiten nutzen

6.1 Finanzbedarf für den Ausbau der Verteilernetze

These: Der erforderliche Finanzierungsbedarf zum intelligenten Ausbau der Verteilernetze für die Energiezukunft kann zunächst aus den Kapitalrückflüssen der bestehenden Netzen refinanziert werden (intelligente Restrukturierung der Verteilernetze).

These: Bei der Bestimmung, ob darüber hinaus zusätzlicher Investitionsbedarf besteht, der nicht durch das bestehende System der Anreizregulierung (Kostenanerkennung im Basisjahr, Erweiterungsfaktor) abgedeckt werden kann, ist eine genaue gutachterliche Untersuchung erforderlich, die insbesondere berücksichtigen muss, inwieweit Smart Grid und Smart Market-Aspekte dämpfend auf den erforderlichen Netzausbau wirken.

Im Zuge der Energiewende wird von den Verteilnetzbetreibern und ihren Verbänden ein erheblicher Investitionsbedarf geltend gemacht. Ein Großteil der bis 2020 auf zwischen 10 und 27 Mrd. € veranschlagten Investitionsmittel ist dabei für konventionellen Netzausbau vorgesehen. Ein geringerer Teil umfasst Smart Grid-Investitionen.

Mittel für Investitionen in die Verteilernetze fließen den Netzbetreibern in substantiellem Umfang aus den Netzentgelten kontinuierlich zu. Es handelt sich um Investitionen, die aus den Abschreibungen der in Betrieb befindlichen Netze finanziert werden können. Selbstverständlich können und sollen diese Kapitalrückflüsse auch für den Aufbau von Smart Grids verwendet werden. Die Nutzung der freiwerdenden Gelder für den Aufbau von modernen, intelligenten Netzstrukturen muss als intelligente Restrukturierung der Verteilernetze von den Netzbetreibern erwartet werden.

Dieser Position wird entgegengehalten, dass es sich bei den in den Studien vorgetragenen Investitionsbedarfen um Maßnahmen handelt, die sich nicht aus den Rückflüssen der bestehenden Erlösobergrenze finanzieren ließen. Diese Behauptung hält näherer Überprüfung nicht stand: So berücksichtigt der ermittelte Investitionsbedarf der Verbände nicht hinreichend, dass durch den Ausbau ein Teil der ohnehin anfallenden Ersatzinvestitionen entbehrlich werden dürfte.⁷ Weiterhin wurden technische Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit bestehender Netze nicht berücksichtigt, die z. B. in Maßnahmen zur Spannungsoptimierung durch Blindleistungsregelung der Einspeiser oder am Ortsnetztransformator bestehen könnten. Ebenso wurden kurzfristige Grenzwertverletzungen bei den Untersuchungen nicht zugelassen, soweit sie für die Betriebsmittel unschädlich sind. Neben der Verwendung eines „ausbauüberschätzend“ angelegten Erweiterungsfaktors⁸ in den vorgelegten Studien lassen sich im Übrigen in den vorgelegten Studien Ergebnisse, die aus einer Verwendung von Modellnetzen resultieren würden, nicht adäquat abbilden. Andere Studien halten dage-

⁷ Dies wurde bereits durch den BDEW in seiner eigenen Studie festgestellt.

⁸ Der Effekt der Überschätzung des Ausbaubedarfs resultiert aus der Verwendung eines Modells eines Erweiterungsfaktors, der die Mittelbedarfe aufgrund fehlender sprungfixer Effekte deutlich überschätzt.

gen eine Verstärkung der Verteilernetze lediglich in einigen ländlichen Gebieten für erforderlich.⁹

Aus diesen Gründen ist es dringend geboten, den erforderlichen Investitionsbedarf, der sich für die Energiewende in den Verteilernetzen ergibt und der nicht aus Kapitalrückflüssen der bestehenden Netze abgebildet werden kann, detailliert gutachterlich zu untersuchen. Wenn der durch die Bundesregierung in ihrem Energiekonzept prognostizierte Stromverbrauch bis 2050 rückläufig ist, spricht dies eher für eine Umstrukturierung denn einen allzu massiven Netzausbaubedarf in den Verteilernetzen.

Im Übrigen könnten, wie bereits in diesem Papier vorgetragen, Smart Grid und Smart Market-Aspekte auch dämpfend auf den Netzausbau wirken. Diese Aspekte müssen ebenfalls angemessene Berücksichtigung finden.

6.2 regulatorische Rahmenbedingungen für Investitionen in Smart Grids

These: Inwieweit konventioneller Netzausbau erforderlich ist oder eher der Einsatz intelligenter Komponenten oder Strategien erfolgen sollte, entscheidet der jeweilige Netzbetreiber vor dem Hintergrund der geltenden Gesetzeslage autonom. Die Umlagefähigkeit der aus diesen Investitionen entstehenden Kosten richtet sich nach der Maßgabe eines effizienten Netzbetriebes.

These: Die Bundesnetzagentur sieht keine Investitionshemmnisse für Netzausbau und Smart Grid-Funktionalitäten. Es hat sich gezeigt, dass das Instrument des Erweiterungsfaktors geeignet ist, zusätzliche Investitionen in die Netze bis zur nächsten regulären Ermittlung der Erlösobergrenze abzubilden.

These: Es müssen intelligente Finanzierungslösungen erarbeitet und diskutiert werden, um Investitionen, die sowohl dem Netz als auch dem Markt dienlich sind, abzubilden und entsprechend unter den Akteuren aufzuteilen.

Die gegenwärtigen Regeln zur Anreizregulierung gewähren dem Netzbetreiber den notwendigen Entscheidungsspielraum bei der Frage, wie er sein Netz für die Anforderungen der Energiezukunft ertüchtigen will. Ob ein konventioneller Ausbau sinnvoller ist oder eine Ertüchtigung durch intelligente Aufrüstung, muss der Netzbetreiber für seine Anforderungen selbst entscheiden. Er ist dazu besser in der Lage als alle anderen Akteure, denn die Anforderungen sind für verschiedene Netze durchaus unterschiedlich. Aus diesem Grunde ist es auch bedenklich, immer mehr Einzelinvestitionen dem Instrument des Investitionsbudgets und damit einer staatlichen Genehmigung zu unterwerfen. Dies führt langfristig zu einer staatlichen Netzplanung, die die Berechtigung der Netzbetreiber als privatwirtschaftliche Unternehmen in Frage stellt.

Netzausbaupflichtungen, die beispielsweise zwischen den Regulierungsperioden durch zusätzliche Anlagen zur Erzeugung Erneuerbarer Energie hinzukommen, werden mit dem Erweiterungsfaktor bis zur endgültigen Anerkennung im Fotojahr berücksichtigt.

⁹ Roland Berger und Prognos: „Wegweiser Solarwirtschaft“, PV-Roadmap 2020 (2010).

Der Bundesnetzagentur wird häufig vorgetragen, dass dringender Handlungsbedarf bei der Kostenanerkennung für Smart Grid-Komponenten bestünde. Auch in Bezug auf Smart Grid-Funktionalitäten besteht kein Investitionshindernis, da es zunächst unerheblich ist, wofür die Netzbetreiber die Kapitalrückflüsse ihres bestehenden Netzes einsetzen. Regulatorisch stellt es kein Problem dar, wenn hiermit Smart Grid-Investitionen getätigt werden.

Des Weiteren werden im Basisjahr einer Regulierungsperiode getätigte Investitionen bei der Ermittlung der neuen Erlösobergrenze ohnehin berücksichtigt. Und für die Zeit zwischen den Regulierungsperioden wird durch den Erweiterungsfaktor sichergestellt, dass die Berücksichtigung aller Investitionen, die mit einer Ausweitung der Versorgungsaufgabe einhergehen, pauschaliert bis zum nächsten Fotojahr Berücksichtigung finden. Durch dieses komplexe Modell im Rahmen der bestehenden Anreizregulierung wird stets sichergestellt, dass Verteilernetzbetreibern ein ausreichender Spielraum für Investitionen möglich ist.

Allerdings wird nicht in allen Fällen eine klare Trennung zwischen Smart Grid- und Smart Market-Investitionen möglich sein (z. B. Messsysteme, Datendrehscheibe(n), Steuerungstechnik zur marktbezogenen Abschaltung etc.). Für diese Fälle, die beiden Aspekten zugute kommen, müssen Lösungsvorschläge diskutiert und erarbeitet werden, bei denen berücksichtigt wird, welche Kostenanteile dem Netz und welche dem Markt zugerechnet werden können und sollen.

Inwieweit sich die in Vorbereitung befindliche Qualitätsregulierung über den Parameter der Netzleistungsfähigkeit Ansatzpunkte für zusätzliche Finanzierungsbeiträge des Smart Grid liefern wird, steht noch nicht fest. Klar ist aber, dass es sich hier um ein System handelt, welches Anreize liefert, die Versorgungsqualität zu optimieren. Inwieweit es sinnvoll und möglich ist, über ein derartiges an der Versorgungsqualität orientiertes System Smart Grids gezielt zu fördern, bedarf noch einer genaueren Prüfung.

6.3 Auswirkungen der Energiezukunft auf die Netzentgelte

These: Der durch die Energiewende hauptsächlich erforderliche konventionelle Netzausbau vor allem in den Übertragungsnetzen wird zu spürbaren Steigerungen der Netzentgelte führen.

These: Der Aus- und Umbaubedarf auf dem Weg zu Smart Grids kann speziell in den Verteilernetzen zu einem nennenswerten Anteil aus Kapitalrückflüssen der bestehenden Netze refinanziert werden. Durch Berücksichtigung geänderter Versorgungsaufgaben der Verteilernetzbetreiber wird es aber auch in diesen Netzebenen zu Netzentgeltsteigerungen kommen.

These: Der Finanzbedarf für die intelligente Aufrüstung bislang noch nicht intelligent geführter Netze ist voraussichtlich deutlich niedriger als der Netzausbau „an sich“. Die wahrscheinlich steigenden Netzentgelte aller Netzebenen werden also hauptsächlich durch den erforderlichen zusätzlichen konventionellen Netzausbau getrieben, nicht durch deren Aufrüstung zu Smart Grids. Der Nettoeffekt von Smart Grids auf die Netzentgelte ist derzeit noch unbestimmt, da ihr Einsatz sowohl Effizienzgewinne verspricht als auch den konventionellen Netzausbau potenziell zu dämpfen vermag.

Es wurde bereits ausgeführt, dass die Integration Erneuerbarer Energien zu einem ganz erheblichen Investitionsbedarf führt, der sich deutlich spürbar in den Netzentgelten widerspiegeln und auch als verstärkte Bautätigkeit wahrgenommen werden wird. Eine Energiewende ohne Ausbau der Netze wird es nicht geben.

Nach Abschätzungen der Bundesnetzagentur ergeben sich durch den Ausbau der Übertragungsnetzebene Netzentgeltsteigerungen für die Endkunden im Durchschnitt für alle Abnahmegruppen je nach Szenario bis 2020 zwischen 17,5 % und 30 %. Aufgeschlüsselt bedeutet dies für Haushaltskunden eine Steigerung ihrer Netzentgelte¹⁰ i.H.v. 12 % bis 20 %, für Industriekunden von 31 % bis 52 %.

Im Bereich der Verteilernetze ist die Datenlage noch nicht aussagekräftig genug und die Szenarienbildung noch nicht abgeschlossen, so dass der erforderliche Mittelzusatzbedarf nicht abschließend ermittelt werden kann. Als Anhaltspunkt für ein Entgeltsteigerungsszenario können die von der Bundesnetzagentur bereits geprüften Erweiterungsfaktor-Anpassungsbeträge herangezogen (Daten liegen für 3,5 Jahre vor) und bis 2020 hochgerechnet werden. Daraus ergäbe sich eine zusätzliche Steigerung der Netzentgelte auf heutiger Basis i.H.v. durchschnittlich 6,4 % über alle Abnahmegruppen. Bei diesen Abschätzungen wurde berücksichtigt, dass die bereits bestehenden Netzstrukturen speziell der Verteilernetze seit Jahren hohe Kapitalrückflüsse generieren, mit denen sich ein Großteil der neuen Projekte finanzieren lässt, ohne dass die Erlösobergrenze und damit die Netzentgelte für diese Netzebenen noch weiter ansteigen müssen. Insofern ist im Hinblick auf die Entwicklung der Netzentgelte zu unterscheiden, ob die Investitionen aus dem Cashflow bereits abgeschriebener Assets erfolgen oder ob es sich um Investitionen handelt, die den Netzkapitalstock tatsächlich erhöhen.

Bei der Übertragungsnetzebene kommen vor allem durch den Anschluss der Offshore-Windparks komplett neue Aufgaben und Infrastrukturen hinzu, die für das Verteilernetz so nicht ersichtlich sind, da z. B. der Anschluss von Onshore-Windparks schon allein aus topologischen Gründen und der weitaus geringeren Entfernung der Anlagen vom nächsten Netzverknüpfungspunkt um Größenordnungen günstiger erfolgen kann. Außerdem müssen die Onshore-Windparkbetreiber beträchtliche Eigenleistungen in Gestalt der Finanzierung der Anschlussleitungen selbst erbringen.

Die zusätzliche Herausforderung in den Verteilernetzen besteht darin, das konventionelle Netz smarter zu machen. Der hierzu erforderliche Finanzbedarf für Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie IKT-Komponenten im Vergleich zum konventionellen Ausbau wird derzeit von der Bundesnetzagentur jedoch deutlich geringer eingeschätzt als der konventionelle Netzzubau. Zusätzlich verspricht eine derartige Ertüchtigung der Netze zusätzliche Effizienzgewinne, da intelligente Netze und die Einbeziehung von Akteuren in Smart Markets (Erzeuger, Verbraucher, Dienstleister etc.) konventionellen Netzzubaubedarf in Teilen vermeiden können.

Neben der Sicherstellung der Finanzierung über die Netzentgelte ist es besonders wichtig, auch zu hinreichend schnellen und breit akzeptierten Planungsverfahren zu kommen, um die Energiewende netzseitig überhaupt in der avisierten Zeit möglich machen zu können. Kraft

¹⁰ Es ist bei der Interpretation dieser Zahlen darauf zu achten, dass eine Steigerung der Netzentgelte nicht in gleichem Umfang mit einer Steigerung des Strompreises gleichzusetzen ist, da die Netzentgelte nur einen Teil des Strompreises ausmachen.

neuer diesbezüglicher Zuständigkeiten wird die Bundesnetzagentur schon bald ihren Beitrag hierzu leisten können.

7 TK-Infrastruktur im Smart Grid: Mittel zum Zweck

7.1 Anforderungen an die TK-Infrastruktur

These: Glasfaserstrecken, die zusammen mit Energienetzen verlegt werden, oder Glasfaseranschlüsse bei Endkunden stellen kein grundsätzliches Erfordernis von Smart Grids dar, sondern sind Maßnahmen zur Kostenminimierung bei Infrastrukturausbaumaßnahmen (geteilte Kosten der Verlegung). Die Frage, wie eine effiziente kommunikative Anbindung der Betriebsmittel vorgenommen wird, muss jeder Akteur nach Angeboten des Marktes für Kommunikationsinfrastruktur entscheiden.

These: Smart Grid und Smart Market führen nicht zu einem singulär besonders hohen Ausbaubedarf der Kommunikationsinfrastrukturen, da sie Anwendungen unter vielen anderen darstellen. Es ist daher weder sinnvoll noch notwendig, TK-Netze im Hinblick auf Smart Grids zu optimieren und zu planen, sondern nur im Hinblick auf das gesamte Kommunikationsbedürfnis der Gesellschaft.

These: Die kommunikative Anbindung von Messsystemen erfordert keine extrem hohen Bandbreiten. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass zum Anschluss von Messsystemen (Smart Meter) ein niedrig dimensionierter Breitbandanschluss allen Anforderungen auf längere Zeit genügt. In Bezug auf Echtzeitanforderungen stellen einige denkbare Anwendungen (Energieinformationsnetz, ggf. andere Marktdienstleistungen) allerdings erhöhte Qualitätsanforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur in Bezug auf Verfügbarkeit und Latenz, die nicht mit allen am Markt erhältlichen Technologien zu verwirklichen sein werden.

Die neue Qualität im Bereich Smart Grid liegt in der Mitnutzung von Dienstleistungen der IKT-Branche. Die Bundesnetzagentur geht davon aus, dass die TK-Branche den zukünftigen Kommunikationsbedarf für den Bereich des Smart Grids und des Smart Markets der Energiewirtschaft im Rahmen ihrer Dienstleistungen anbieten kann und dies keinen exorbitanten Ausbaubedarf ihrer TK-Netze alleine aus diesem Grunde nach sich zieht.

Fragen stellen sich aber in Bezug auf die Erfüllung von Sicherheitsanforderungen, die Smart Grid-Anwendungen erfüllen müssen sowie die Verfügbarkeit der TK-Netze. Hierzu sind differenzierte Betrachtungen anzustellen:

So ist eine 100%-Verfügbarkeit für die Übertragung von Messdaten aus Messsystemen bei Endkunden nicht erforderlich, wohl aber für die Datenkommunikation im Bereich der Netzbetriebsführung. Inwieweit deshalb Datenwege getrennt werden sollten oder verschiedene Infrastrukturen und Dienstleistungen genutzt werden sollten, muss noch geklärt werden (siehe auch Kapitel 12.3 „Energieinformationsnetz“). Die Anforderungen an getrennte Kommunikationsstrukturen oder verschiedene Qualitäten bei der Übermittlung sind allerdings ebenfalls als TK-Standardprodukte verfügbar.

7.2 die Bereitstellung netzbetriebsrelevanter Daten

These: Der Netzbetreiber kann Mess- und Kommunikationsinfrastruktur, die er für netzbetriebsrelevante Daten benötigt und die nicht die Verbrauchsmessung beim Endkunden bedeuten muss, selbst aufbauen und nutzen oder als Leistung bei einem Dienstleister beziehen.

Der regulierte Netzbetreiber hat die Möglichkeit, zwischen Eigenbetrieb und Einkauf von Dienstleistungen zur Ermittlung und Übertragung von netzbetriebsrelevanten Messwerten zu wählen. Hierdurch lassen sich eine effiziente Leistungserbringung erzielen oder Netzsicherheitsaspekte besonders betonen, je nach Schwerpunkt der Betrachtung des Netzbetreibers. Im Idealfall lassen sich beide Aspekte kombinieren.

Der Netzbetreiber kann parallel zu den Messsystemen und Kommunikationsstrecken der im Wettbewerb stehenden Messstellenbetreiber individuell Messpunkte und Kommunikationsstrecken auswählen, installieren und betreiben. Eine Entscheidung für diese Herangehensweise könnte darin begründet liegen, dass der Netzbetreiber zum einen nur ausgewählte Punkte im Netz zur Messung von netzbetriebsrelevanten Werten benötigt und zum anderen höhere Anforderungen an die Qualität der zu erhebenden Daten, an die Datenübertragungsqualität (z. B. Latenz) und an die Sicherheit stellt, denen die Systeme der Messstellenbetreiber des Marktes nicht genügen.

Alternativ zu der Variante „Doppelinfrastruktur“ könnte der Netzbetreiber die Messsysteme und Kommunikationsstrecken der wettbewerblichen Messstellenbetreiber mitnutzen, um netzbetriebsrelevante Daten, die er an einem Verbrauchspunkt benötigt, zu erhalten. Bei dieser Variante sollte für den Netzbetreiber ein Rechtsanspruch gegen den Messstellenbetreiber auf die Erhebung und den rechtzeitigen Erhalt von Daten, die er für die Netzführung und die Bilanzierung benötigt, eingeführt werden. Der Vorteil dieser Herangehensweise liegt darin, dass beim Endkunden nur ein Messsystem/ein Messgerät verbaut wird. Konfliktpotential ergibt sich zwischen Netzbetreiber und Dritten hinsichtlich der rechtzeitigen und umfangsgenauen Übermittlung bzw. Bereitstellung von Messwerten, aber auch zwischen Messstellenbetreiber und Endkunde hinsichtlich der Rechteverwaltung und des Datenschutzes.

8 Speicher: weniger für ein Smart Grid als für den Smart Market von Relevanz

8.1 Stromspeicher als Netz- und Marktspeicher

These: Auf der Netzebene stehen „Netzspeicher“ mit Netzausbau und anderen Ausgleichsstrategien wie z. B. Einspeisemanagement oder Lastmanagement in Konkurrenz und müssten in einer konsistenten Betrachtung gemeinsam optimiert werden. Der Speicherhorizont ist in dieser Betrachtung eher kurzfristig.

These: Die Bundesnetzagentur geht allerdings davon aus, dass Speicher in der Regel nur als „Marktspeicher“ sinnvoll betrieben werden können.

These: Der Betrieb eines Speichers als „Marktspeicher“ ist als normale Netznutzung zu qualifizieren. Seine Betriebsführung ist marktorientiert und damit i. d. R. nicht netzdienlich. Daher sollten derart betriebene Speicher als normale Netznutzer netzentgeltspflichtig gestellt werden.

These: Speicher werden darüber hinaus in ihrer Bedeutung für die Energiezukunft tendenziell überschätzt. Der Verweis auf ihre Nutzungsoption darf nicht dazu führen, viele andere Aspekte der Energiezukunft nicht oder nicht ausreichend zu diskutieren, da ihr technisch und wirtschaftlich nutzbares Potenzial noch um Größenordnungen zu klein ist.

Speicher haben künftig völlig unterschiedliche Funktionen. Diese reichen vom Ausgleich kurzfristiger Bilanzungleichgewichte mittels der Lieferung von Regelenergie über Verstetigungsaufgaben im Rahmen virtueller Kraftwerke bis hin zur Verbesserung der Versorgungssicherheit bei Wetterlagen, bei denen über mehr oder weniger lange Zeiträume zu viel oder zu wenig erneuerbare Energie zur Verfügung steht.

Speicher können in Abhängigkeit von ihrem Anschlusspunkt an das Netz und ihrer „Fahrweise“ grundsätzlich verschiedene Funktionen erfüllen: So lassen sich Netze mit Hilfe von Speichern stabiler betreiben, indem bei drohenden Netzkapazitätsengpässen, z. B. infolge eines „zu großen“ Dargebotes Erneuerbarer Energie, Mengen eingespeichert und bei drohender Unterspeisung Mengen ausgespeichert werden. Auch wären netzgeografisch ideal positionierte Speicher in der Lage, das fluktuierende Dargebot Erneuerbarer Energie zu verstetigen und als Bandlieferung zur Übertragung „vorzuveredeln“, was eine höhere Durchschnittsauslastung der Netze zur Folge hätte. Derartige Speicher müssten an sorgfältig geplanten Standorten (z. B. nahe an zentralen Erzeugungsschwerpunkten fluktuierender Energie wie z. B. Offshore-Windparks) errichtet werden und stünden in Konkurrenz zu alternativen Strategien wie Netzausbau oder Ausgleichsstrategien wie z. B. Einspeisemanagement oder Lastmanagement.

Ebenso lassen sich Speicher allein aus Marktgesichtspunkten betreiben, indem günstige, (auch negative) Preise für Elektrizität zur Einspeicherung genutzt und bei hohen Preisen Strom abgegeben wird. Eine derartige Netznutzung kann netzdienlich, kann aber auch netzbelastend sein, je nach Standort des Speichers und der aktuellen Situation im Netz. Im Prinzip unterscheiden sich derartige Speicher in ihren Netzanforderungen nicht grundsätzlich von anderen Netznutzern.

Für einen effektiven Betrieb von Speichern wird bei beiden Ansätzen ein engpassfreies Netz vorausgesetzt. Strukturell sind Speicher daher zum Ausgleich von Volatilität geeignet und notwendig; ein Instrument zur Vermeidung von Netzausbau sind sie nicht.

Auch wenn Speicher ausschließlich netzfreundlich betrieben werden, handeln sie stets mit Energiemengen. Netzbetreiber als Speicherbetreiber würden zu Energiehändlern „durch die Hintertür“ mit allen unerwünschten Auswirkungen auf das Unbundling-Regime, der Trennung zwischen Netz und alternativen Marktrollen. Auch lassen sich Speicher nicht wirtschaftlich nur nach Netzgesichtspunkten betreiben: Liegt kein Netzengpass vor, wäre es nicht sinnvoll, Speicher nicht für den Markt zu nutzen, um die Investitionen zu refinanzieren.

Der Zusammenhang zwischen Stromspeichern und Stromnetz ist überdies komplex. Ein großflächiger Verbund Erneuerbarer Energien, z. B. über ein europäisches SuperGrid und den damit möglichen großflächigen Austausch von Energie, verringert die Menge an benötigten Stromspeichersystemen oder Reservekraftwerken. Die wirtschaftlich sinnvolle Nutzung lokal fluktuierender Erneuerbarer Energie verbessert sich, je großflächiger das Einzugsgebiet ist und je mehr Kapazität für die Übertragung von den momentanen Erzeugungsschwerpunkten in die Lastzentren zur Verfügung steht. Aus diesem Grunde würden Netzspeicher stets in Konkurrenz zu vielfältigen (auch europäischen) alternativen Netzoptimierungsstrategien stehen, was den Bedarf an reinen Netzspeichern unsicher machen würde. Auch aus diesen Gründen hält die Bundesnetzagentur den aus Netzaspekten optimierten und auf den Einsatz im Smart Grid beschränkten Speicherbetrieb für potenziell unwirtschaftlich. Der sinnvollere Einsatz von Speichern besteht für die Marktsphäre.

Dies bedeutet allerdings auch, dass Speicher keinen primären Netzfokus, sondern einen Erlösfokus haben (müssen). Auch wenn die Erbringung von (netzdienlicher) Regelenergieleistung eine mögliche Erlös Komponente darstellt, so wird in einem Smart Market-Szenario die Überbrückungsfunktion für dargebotsbedingte Produktionsausfälle Erneuerbarer Energie dominant werden. Dies bedeutet, dass sich Speicher nach den Unterschieden in den Energiepreisen optimieren und nicht unbedingt nach Netzgesichtspunkten. Sie sind somit im Smart Market (Energiemengen) zu verorten und setzen auf eine Verfügbarkeit von Netzkapazität zur Erbringung ihrer Dienstleistung. Aus diesem Grund erscheint es gerade in der Zukunft fraglich, ob die Netzentgeltbefreiung von Speichern die richtige Fördermaßnahme darstellt.

Im Übrigen führen Abschätzungen zu notwendigem Überbrückungspotenzial für Zeiträume mit geringem Dargebot Erneuerbarer Energie im Vergleich zum installierten und in absehbarer Zeit leistbaren Speicherausbau zu der Erkenntnis, dass Speicher zwar einen wichtigen, aber nur einen kleinen Teil zur Energiewende beitragen können. So beträgt die in Deutschland verfügbare Speicherkapazität derzeit etwa 40 GWh.¹¹ Zum Vergleich: Im Mai 2011 betrug der Stromverbrauch im Schnitt an einem Tag rund 1.440 GWh. Daher wäre es nicht seriös, wenn die Lösung der Probleme der Energiezukunft alleine unter Speichergesichtspunkten diskutiert werden würde.

¹¹ Im NEP-Szenario wird bis zum Jahr 2022 von einem Ausbau der Kapazitäten in Bezug auf die Leistung von derzeit 6,7 auf dann 9,5 GW ausgegangen. Die Speicherkapazität in Bezug auf die el. Arbeit steigt dann auf zw. 55-60 GWh. Das strukturelle Problem der Nichtverfügbarkeit von Speichern zur Überbrückung eines längeren Zeitraums ohne Erneuerbare Energie bleibt somit qualitativ unverändert bestehen.

8.2 Gasnetz als Stromsenke

These: Die Umwandlung von (überschüssigem) regenerativem Strom in Gas (Wasserstoff, Methan) unter Nutzung freier Gasnetzkapazitäten bietet möglicherweise eine Verwertungsmöglichkeit für überschüssige Energiemengen. Es bedarf weiterer gutachterlicher Untersuchungen, die sich insbesondere mit der Kostensituation und der Integration in ein energiewirtschaftliches Gesamtkonzept befassen sollten.

Indem überschüssiger Strom per Elektrolyse in Wasserstoff verwandelt und ggf. in einem weiteren Prozessschritt unter Zugabe von CO₂ zu Methan umgewandelt wird, könnten Gasnetze dazu dienen, überschüssigen Strom aufzunehmen, bevor dieser ansonsten aus Gründen von Netzüberlastung oder wegen fehlendem Verbrauch nicht abgenommen werden kann und Erzeuger ansonsten abgeschaltet werden müssten. Das Gasnetz würde somit um die Funktion einer Art Strompuffer erweitert. Dies setzt die Lösung diverser ökonomischer und technischer Fragen voraus. Insbesondere muss die Technologie flexibel werden und darf nicht oder nur geringe „must run“-Anforderungen stellen. Sowohl im Umgang mit dem End- oder Zwischenprodukt Wasserstoff als auch mit dem Vorprodukt CO₂ sind viele Fragen technischer, organisatorischer und ökonomischer Art noch offen.

Der Zusammenhang zwischen Stromspeichern und Stromnetz ist komplex (siehe Kapitel Stromspeicher). Diese Überlegungen müssen auch bei der Diskussion der Option der Nutzung von Gasnetzen für überschüssigen regenerativen Strom beachtet werden. Je mehr europäische Austauschkapazität in den Stromnetzen, umso geringer wird der Bedarf nach Speicherungsvarianten.

Auf der Ebene der Übertragungs- / Gasfernleitungsnetze ist zeitlich prioritär wohl die energetisch als auch kostengünstigere Einspeisung von Wasserstoff zu untersuchen. Für Gasverteilernetze als Aufnahmemedium kommt aus technischen Gründen eher die Methanisierungsvariante in Betracht, da es ansonsten zu unzulässig hohen lokalen Wasserstoffkonzentrationen kommen könnte.

Technische Aspekte wie auch Kostenfragen sollten weiter ausführlich gutachterlich untersucht werden. In jedem Fall wäre wohl eine Förderkomponente erforderlich, um derartige Systeme zu etablieren. Hierzu müssten diese Fragen in eine gesamtenergiewirtschaftliche Strategie eingebunden werden.

9 Die dezentrale Sicht: Zellen statt Verbund

These: Der zelluläre Ansatz wird eine der Antworten auf die sich ändernde Energieversorgung sein.

These: Der Trend zur Dezentralität in Smart Grids / Smart Markets führt zu einer verringerten Nutzung des Verbundsystems. Diese Entwicklung muss sich im Entgeltsystem spiegeln.

These: Der bundesweite Lieferantenwechsel darf nicht eingeschränkt werden.

Die bisher übliche zentrale Netzführung und -steuerung könnte- bei zunehmender Dezentralität aufgrund der steigenden Anzahl zu berücksichtigender Einflussfaktoren so komplex werden, dass sie an ihre Grenzen gerät. Die Komplexität wird durch eine zunehmende Vielfalt an zu steuernden Verbraucher- und vor allem Erzeugungseinheiten in der Niederspannung erreicht, deren Verhalten sich gegenseitig beeinflusst. Um zu verhindern, dass das Netz nicht mehr beherrschbar ist, gibt es Ansätze, die so entstehende Komplexität wieder zu reduzieren.

Als zellulärer Ansatz oder auch als Micro-Grid bezeichnet, sehen diese Ansätze die Bildung von sich selbst regelnden Strukturen vor (Zellen), die sowohl nebeneinander als auch übereinander angeordnet sein können. Der Ausgleich geschieht automatisiert pro Zelle durch das Vorhandensein entsprechender Regelkreise, diese sind jedoch weiterhin über eine zentrale Netzführungsinstanz verbunden. Der physische Energieaustausch zwischen den Zellen ist aufgrund des Ansatzes, dass sich die Zelle zuvorderst autark verhalten soll, reduziert.¹² Der regional oder lokal optimierte Ausgleich von Angebot und Nachfrage könnte somit netztechnisch auch zu Betriebszuständen führen, bei denen nur noch punktuell Energie aus dem übergelagerten Netz gezogen wird oder eine permanente Rückspeisung stattfindet.

Der zelluläre Ansatz birgt den Vorteil, dass davon ausgegangen werden kann, dass weniger Transportverluste in den übergeordneten Netzebenen auftreten, weil dort ein gewisser Anteil an Transport nicht mehr stattfinden muss, da Erzeugung und Verbrauch räumlich nah (innerhalb einer regelbaren Zelle) stattfinden. Damit einher geht die Annahme, dass dadurch Netzausbau eingespart werden könne.

Darüber hinaus wird im zellulären Ansatz ein Beitrag zur Versorgungssicherheit gesehen, weil der Ausfall einer Zelle nicht den Ausfall des Gesamtsystems zur Folge haben muss. Dem Vorteil, dass bei Ausfall einer Zelle nicht das gesamte System schwarz fällt, steht der nachteilige Effekt gegenüber, dass zum einen sowohl die Zelle mehr Versorgungsunterbrechungen aufweisen könnte als im Verbund bisher gewohnt und zum anderen die verbleibenden Verbundangehörigen gefährdeter sind, da der ausgleichende Effekt, der durch eine Vielzahl von Teilnehmern gegeben ist, bei sinkender Anzahl abnimmt.¹³

Wenn Zellen, in denen verbrauchsnahe Erzeugung und erzeugungsnahe Verbrauch stattfindet, in Zukunft also einen Großteil ihres benötigten Stroms nicht mehr über das (Übertragungs)netz beziehen, gleichzeitig aber von übergeordneten Netzstrukturen als Reservesys-

¹² VDE-Positionspapier (ITG) „Energieinformationsnetze und -systeme – Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen“, Dezember 2010.

¹³ η[ergie] 0110, Seite 10; Wolter (Uni Hannover): „Smart Grids“.

tem und von Netzdienstleistungen (z. B. Systemdienstleistungen wie Frequenzstabilität etc.) profitieren, bedarf das auf Wälzung von oben nach unten angelegte Entgeltsystem mittelfristig der Überprüfung. Ähnliche Fragen stellen sich auch bei der Betrachtung der derzeit geltenden Eigenverbrauchsregelung, bei der letztlich das Verteilnetz ebenfalls nur noch als Reservesystem genutzt wird.

Derzeit erfolgt die Finanzierung bei normalen Haushaltskunden über die Netzentgeltanteile der verbrauchten Kilowattstunden, einem System, das in einem skizzierten Szenario künftig immer geringere Entgeltsummen zur Netzfinanzierung erzeugen würde. Folglich stellt sich die Frage, ob und wie auf ein alternatives Finanzierungssystem umgestellt werden sollte, um eine Finanzierungsgerechtigkeit auch in Zukunft aufrechtzuerhalten. Andernfalls drohen den verbliebenen „normal“ verbrauchenden Kunden deutliche Netzentgeltsteigerungen, die sie eigentlich nicht zu vertreten haben.

Aus diesen Gründen wäre zu überlegen, ob bei entsprechend ausgerüsteten Haushaltskunden, die aus den o.g. Gründen nachweislich nur geringe Mengen aus dem Netz der allgemeinen Versorgung oder ihren Strom zu einem Großteil aus einer lokalen Netzzelle beziehen, künftig ein schlichtes Kapazitätsentgelt erhoben wird und bei anderen, insbesondere leistungsgemessenen Kunden die Leistungskomponente und deren Abweichung von der Jahres- oder Tageshöchstlast deutlich höhere Bedeutung erhält.

10 Smart Market: von der verbrauchsorientierten Erzeugung zum erzeugungsorientierten Verbrauch

10.1 „Marktplätze“ entstehen lassen

These: Weitgehende Engpassfreiheit in den Energienetzen ist grundlegende Voraussetzung für funktionierende Energiemarktplätze der Zukunft.

Das Marktgeschehen in der zukünftigen Energiewelt wird auf einer volatileren Versorgungssituation aufbauen, bei der alle Akteure flexibler reagieren müssen. Die Verhaltenssteuerung der Akteure sollte zuvorderst über Marktmechanismen, z. B. Preissignale erfolgen.

Die Notwendigkeit, von einer verbrauchsorientierten Erzeugung zu einem stärker erzeugungsorientierten Verbrauch zu gelangen, gebietet es, möglichst viele Energieverbraucher an diesem Ziel mitwirken zu lassen. Der erstrebenswerte Zustand ist weiterhin, dass jeder Zählpunkt jederzeit erreicht werden kann, und es darf nicht das Risiko bestehen, durch strukturelle Engpässe vom Netz getrennt zu werden.

Lokale Engpässe, die dazu führen, dass Energieverbraucher nicht am Energiemarktplatz (z. B. für last- oder zeitvariable Tarife) teilnehmen können, behindern ein funktionierendes Energiesystem. Ein nicht bedarfsgerechter Ausbau birgt die Gefahr der Zersplitterung Deutschlands in Preiszonen. Dies verhindert auch die effiziente Integration der Windenergie. Daher bleibt der bedarfsgerechte Netzausbau die zentrale Aufgabe der Netzbetreiber.

Dennoch müssen auch Netzkapazitätsfragen mit in die Verhandlungen auf den Marktplätzen aufgenommen werden. Ziel muss es sein, freiwillige Abschaltungen zu fördern (etwa, weil Marktteilnehmer bei etlichen Anwendungen nur innerhalb eines gewissen Zeitraumes genügend Strom brauchen, nicht hingegen zu jedem Zeitpunkt) und Zwangsmaßnahmen (Abschaltungen durch den Netzbetreiber) möglichst auf ein Minimum zu reduzieren. Genügend Netzkapazitäten für viele Anwendungen und Abschaltbarkeit von unkritischen Anwendungen wird der Mix sein, mit dem die Energiezukunft trotz hoher Zubauraten an Erneuerbarer Energie netzwirtschaftlich effizient geschultert werden kann.

10.2 der „regionale Marktplatz“ im bestehenden System betrachtet

These: Regionale Marktplätze dürfen dem Recht, sich seinen Lieferanten frei zu wählen, nicht entgegen wirken.

These: Die räumliche Grenze des Verteilernetzes stellt nicht zugleich die räumliche Grenze des Marktplatzes dar.

Die Schaffung regionaler Märkte zum Ausgleich von regional erzeugtem Strom und regionalem Verbrauch ist eine Variante, wie sich die zukünftige Marktentwicklung ausprägen könnte (siehe auch Kapitel 9 „Die dezentrale Sicht: Zellen statt Verbund“). Um einen marktgerechten Anreiz dafür zu setzen, dass die lokal vorhandenen Verbraucher dem lokalen Erzeugungsangebot möglichst folgen, gibt es u.a. die Überlegung, den Abgleich der Ein- und Ausspeisemengen über lokale bzw. virtuelle Bilanzkreise zu organisieren. Diese bilden dann einen sogenannten „lokalen Marktplatz“ ab. Diese Herangehensweise ist dabei nicht nur Grundlage

eines lokal physikalisch ausgeglichenen Energiemanagements zum Zwecke einer optimierten Netzführung. Die Bindung des Kunden an die Erzeuger vor Ort über einen regionalen Marktplatz für Energie wird dabei auch zugleich gern als Label für Lebensqualität, Standortqualität und Technologiefortschritt einer Region deklariert¹⁴ – solange der Kunde seinen Lieferanten wechseln darf und solange das Unbundling-Regime beachtet wird, ist gegen solche Konzepte nichts einzuwenden.

Märkte brauchen jedoch auch Liquidität. Schon aufgrund der Tatsache, dass die deutsche Netzstruktur von ca. 850 zum Teil sehr kleinen, eher lokalen als regionalen Netzbetreibern geprägt ist, ist es unrealistisch anzunehmen, es gelte die Gleichung, dass jedes Verteilernetz die räumliche und organisatorische Struktur für einen Markt für neue Energiedienstleistungen darstellt. Zumal entsprechende Überlegungen schon aus Unbundling – Erwägungen heraus als potenziell unzulässig betrachtet werden müssten.

10.3 technologische Plattformen und darauf aufbauende Geschäftsmodelle

These: Bei der Entwicklung von Geschäftsmodellen und bei der Nutzung von Plattformen muss der Grundsatz der Entflechtung weiterhin berücksichtigt werden.

These: Der Netzbetreiber muss nicht zwingend als zentraler Plattformbetreiber agieren.

Vor allem in den Branchen Telekommunikation und Informationstechnik hat sich der Ansatz bewährt, eine technische Komponente als Plattform¹⁵ bereitzustellen – die zunächst einmal Kostentreiber ist – und darauf dann sogenannte use cases (Anwendungen, Geschäftsmodelle),¹⁶ also Nutzen bringende und damit Ertrag einbringende Funktionen für Einzelkunden oder Kundengruppen anzubieten. Kostenreduzierend wirkt es sich aus, wenn viele Anwendungen und viele Kunden auf die Plattform zugreifen. Erträge werden gesteigert, indem die Plattform Angebote liefert, die viel Zahlungsbereitschaft auslösen.¹⁷

Bei der Übertragung dieses Ansatzes in die Energiebranche besteht die Gefahr, dass bei mangelhafter Ausgestaltung dieses Ansatzes die in der Energiewirtschaft praktizierte und gesetzlich vorgeschriebene Entflechtung von Vertriebs- und Erzeugungstätigkeiten vom Betrieb des Netzes (unbundling) verletzt würde. Da das Prinzip des Unbundling jedoch eine Grundannahme in der Energiewirtschaft ist, ist eine schlichte Adaption der IKT-Welt auf die Energiewelt nicht ohne Weiteres möglich (siehe auch Kapitel 13.2 „Datendrehscheibe als Dienstleister für Netz und Markt“).

¹⁴ et 59.Jg. (2009) Heft 4, Seite 12 – 17; Bonow/George/Klement: „Regionale Energieversorgung mit dezentralen und erneuerbaren Energien“.

¹⁵ Technische Komponente (enabling technology, also Basistechnologie), die Funktionen (Geschäftsmodelle, use cases) ermöglicht, dafür aber Kosten verursacht.

¹⁶ Neuartige Ertragsmodelle, innovative Nutzenversprechen, besonders effiziente Wertschöpfungsprozesse; auch: „use cases“ – Anwendungsfälle, Funktionen, die Nutzen generieren und für die es eine Zahlungsbereitschaft gibt.

¹⁷ Et 61. Jg. (2011) Heft 5, Seite 9; Knab/Konnertz (EICT, TU Berlin): „Smart Energy – branchenübergreifende Exploration eines entstehenden Marktes“.

Im energiewirtschaftlichen Rahmen vorstellbar ist es z.B., dass mehrere Marktakteure je eine Plattform nutzen (z. B. eine Plattform für Schwarmkraftwerke mit einem Liefer- und Erzeugungsportfolio), um Produkte anzubieten. Dies könnte räumlich „bundesweit“ oder räumlich „lokal oder regional“ funktionieren, ausreichend Angebot und Nachfrage vorausgesetzt.

Die Etablierung fairer und diskriminierungsfreier Rahmenbedingungen ist die Voraussetzung für die Bereitschaft der Marktteilnehmer, neue Energieanwendungen und -produkte zu entwickeln und anzubieten.

Bei Überlegungen, dem Netzbetreiber die Rolle des Plattformbetreibers oder der Datendrehscheibe zuzuschreiben, sollte der Netzbetreiber vollständig unabhängig sein, um eben diese Rahmenbedingungen gewähren zu können. Er darf daher nicht vertikal mit eigenen Vertriebs- oder Erzeugungsinteressen integriert sein, wenn er in der Rolle der Datendrehscheibe oder eines Plattformbetreibers in einem Smart Market agiert, denn in dieser Rolle weiß er alles (und viel mehr als heute z. B. inklusive der Preise) und gibt direkt oder indirekt Signale, die sich auf Verdienstmöglichkeiten der Marktpartner auswirken.

Nehmen andere Akteure die Rolle des Plattformbetreibers bzw. der Datendrehscheibe wahr, so besitzt der Netzbetreiber im Smart Market nur noch ein sehr geringes Diskriminierungspotenzial, so dass die vorhandenen Entflechtungsmaßnahmen ausreichen, um diese geringen Potenziale auszuschalten.

11 Der Verbraucher im Smart Market: mitnehmen und einbinden

These: Die zunehmende Dezentralität der Erzeugung, die zunehmende Volatilität der Erzeugung und die zunehmende Heranführung von regenerativen Erzeugern an den Markt werden zu Angeboten führen, die den Verbraucher dazu anregen werden, sein Abnahmeverhalten – auch in Kombination mit seinem Einspeiseverhalten – möglichst zu flexibilisieren und damit auch dem Markt „anzubieten“.

These: Die steigende Erwartungshaltung des Marktes an die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit des Verbrauchers kann nur in Zusammenhang mit ehrlich gemeinter Transparenz und dem Bemühen um Klarheit und Übersichtlichkeit zu Erfolgen führen. Die Komplexität der Abläufe und Zuständigkeiten muss für den Endkunden verständlich gemacht werden.

These: Die Einbindung des Letztverbrauchers als aktiven Energiemarktteilnehmer erfordert dessen Willen und die technische und zeitliche Möglichkeit zur Teilnahme. Den größten Anreiz für eine Änderung des Abnahmeverhaltens bilden Kosteneinsparungen für den Verbraucher und/oder Komfortsteigerung. Dies bedeutet auch, dass sich nicht jeder Kunde als flexibler Marktteilnehmer eignen und erweisen wird.

Die Herausforderungen, die mit der Umgestaltung des Energiemarktes und des Netzes einhergehen, sind nicht jedem Verbraucher, besonders im Haushaltskundenbereich, bewusst. Dem Verbraucher wird zukünftig eine viel stärkere Beteiligung am Energiemarkt zuerkannt, die über die aktive Nutzung der Möglichkeit zum Lieferantenwechsel hinausgeht. Jeder einzelne Verbraucher ist Teilnehmer des Marktes. Sein Verhalten (sowohl beim Verbrauch als auch beim Einspeisen) in zeitlicher und mengenmäßiger Ausprägung hat Einfluss auf Angebot und Nachfrage. Vorausgesetzt, das Netz stellt genügend Kapazität bereit, werden in dem Maße, in dem Erneuerbare ihre zeitlich und mengenmäßig volatil anfallenden Erzeugungsmengen am Markt anbieten, die Verbraucher angereizt werden, diesem Angebot möglichst zu folgen. Unter eingeschränkter Netzkapazität besteht dagegen ein anderer Bedarf an flexiblem Abnahmeverhalten, um ein Abschalten der Erzeugungs- aber auch der Verbrauchsseite möglichst zu vermeiden. Ob dieser höher oder niedriger ist und ob er zeitlich kongruent ist, ist offen.

Um den Verbraucher jedoch „mitzunehmen“ in eine „Welt des erzeugungsgeführten Verbrauchs“, muss über die Verbrauchs- und Erzeugungsinformationen hinaus sichergestellt werden, dass der Anschlussnutzer die Zusammenhänge versteht. Nur dann wird er bereit sein, sich zu beteiligen. So gilt es, die Vielfalt an bestehenden und zukünftigen Akteuren und deren Aufgabenwahrnehmung transparent und verständlich darzustellen. So ist das Wissen um die Trennung von Netz und Vertrieb bis heute bei den Endkunden im Haushaltskundenbereich wenig bekannt, müsste jedoch vorausgesetzt werden, um Dienstleistungen des Marktes von Maßnahmen des Netzes dem Kunden gegenüber verständlich zu machen und ihn gegenüber den Marktakteuren auch wirklich „mündig“ werden zu lassen.

Jedoch sollte die Forderung nach einer besseren „Eduktion“ des Verbrauchers, also der Erweiterung seines Wissens um die Vielfältigkeit an Akteuren, deren Zuständigkeiten sowie der eigenen Möglichkeiten in der Nutzung der Angebote dieser Akteure nicht zwangsweise damit verknüpft werden, dass er dann auch mit all diesen Akteuren kommunizieren muss. Die beim „einfachen“ Endkunden ankommenden Strukturen sollten möglichst einfach bleiben – z. B. indem sichergestellt wird, dass der Anschlussnutzer einen „führenden“ Ansprechpart-

ner im Energiemarkt hat (Single Customer Interface), wie dies etwa bisher durch den Lieferanten gewährleistet wird und sich gegebenenfalls in der Zukunft auf Dienstleister verlagert.

Dennoch ist davon auszugehen, dass der Verbraucher sich zukünftig stärker interessieren, beteiligen sowie anpassen muss und wird. Insbesondere Verbraucher, die heute auch schon als Erzeuger auftreten, sind daran gewöhnt, mit mehreren Ansprechpartnern zu kommunizieren. Die Energiebranche befindet sich in einem Umbruch und im Zuge der Entwicklungen werden sich Strukturen herausbilden, die zur Vereinfachung der derzeit noch zu spürenden Komplexität beitragen werden. So ist es vorstellbar, dass sich gerade aus den betroffenen Verbrauchern / Prosumern heraus Initiativen bilden werden oder aber auch Energiedienstleistungsunternehmen entstehen werden, die sich als ein Ansprechpartner für die Vermittlung von Produkten und Dienstleistungen etablieren, die speziell auf die Bedürfnisse des einzelnen Verbrauchers / Prosumers ausgerichtet sind bzw. als Anlaufpunkt für alle Interessierte (Verbraucher, Handwerker, Hersteller) dienen.

Eine aktive Beteiligung des Verbrauchers am Markt hat Auswirkungen auf dessen Verhalten, dass sich derzeit im Haushaltskundenbereich auf das manuelle Ein- und Ausschalten von Geräten ganz nach Belieben beschränkt. Genau hier liegt dann auch die Einschränkung, überhaupt „marktwürdige“ Verhaltensänderungen vornehmen zu können: der Verbraucher muss zeitlich anwesend sein, überhaupt mit elektrischen Geräten ausgerüstet sein und Anwendungen auf den Geräten nutzen, die verschiebbar sind. Die manuelle Umsetzung kann dabei eher als Komfortverlust denn als bereichernde aktive Teilnahme am Markt empfunden werden.

Daher gibt es zunehmend Ansätze dazu, Maßnahmen, die dem Energiemanagement im Gewerbe- und Industriekundenbereich entlehnt sind, auch im Endkundenbereich zur Anwendung kommen zu lassen. Unter dem Stichwort „Smart Home“ können solche Energiemanagement-Maßnahmen „im Kleinen“ für den Haushaltskundenbereich zusammengefasst werden. Automatisierte Hausinstallationssysteme sorgen dafür, dass die Geräte z. B. selbstständig auf Preissignale reagieren. Hierzu gibt es in Deutschland schon einige Projekte.¹⁸

Diese Projekte laufen jedoch teils völlig losgelöst von dem Gedanken, den Endkunden aktiv in den Markt einzubinden oder das Netz zu entlasten. Sie sind „lediglich“ eine Dienstleistung am Kunden, um diesen zu binden oder haben Effizienzsteigerungen im Wärmeverbrauch im Fokus. Der Markt für Energiedienstleistungen für Haushaltskunden befindet sich also erst am Anfang seiner Entwicklung. „First Mover“ verfolgen mit ihren Projekten zuerst einmal die Ziele, Kundengruppen zu selektieren und Kunden zu binden und ihre eigenen Prozesse zu straffen. Die Erreichung von Energieeffizienzzielen, Lastverschiebung oder Einbindung in den Markt stehen dabei noch nicht im Vordergrund.

Hinzu kommt der oft unterschätzte Tatbestand, dass die Hausinstallationen dem Stand der Gerätetechnik oft Jahrzehnte hinterher hinken. Selbst wenn das Verteilernetz hoch intelligent und ausreichend dimensioniert ist, kann dieser Fortschritt „an der Haustür“ schlagartig wert-

¹⁸ Z.B.: energate vom 04.03.2011: „Smart-Home-Angebot im Allgäu“ (30 Haushalte im Projekt „Joonior“); energate vom 18.03.2011: „RWE steigt in Smart-Home-Markt für Haushalte ein“ (Angebot eines Starterpakets mit Elektrozubehör für private Smart-Home-Anwendungen).

los sein, weil die Hausinstallation nicht für moderne Anwendungen ausgelegt ist. Dem (Haus-)Kunden müssen daher attraktive Produkte oder genügend große finanzielle Anreize zur Verfügung stehen, damit dieser sein Verhalten und ggf. seine technischen Möglichkeiten so anpasst, dass er zur Gesamteffizienz des Energieversorgungssystems überhaupt beitragen kann.¹⁹

¹⁹ C't 2010, Heft 2, Seite 72; Ellerbrock/Loviscach: „Das Strom-Netz“, Auszug: „Die Effizienzgewinne durch Smart Meter und automatisch startende Waschmaschinen scheinen dagegen im Verhältnis zum Komfortverzicht und den auch für die Verbraucher entstehenden Kosten mager bis nicht existent“

12 Die Hybridität der Daten: von und für Akteure im Smart Grid und Smart Market

12.1 Erhebung und Übertragung von Messwerten

These: Der Prozess, der der Ermittlung, Übertragung und Auswertung von Messwerten und Daten dient, ist sowohl netz- als auch marktrelevant. Messwerte sind Grundlage für das Funktionieren beider Bereiche.

These: Smart Metering im Sinne der Erfassung von verbrauchten und eingespeisten Mengen zu Abrechnungszwecken zwischen Lieferant und Letztverbraucher und zum preisangereizten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beim Endkunden ist dem Markt zuzuordnen.

Bei der Ermittlung von Messwerten werden sowohl Energiemengen (Arbeit) als auch Kapazität (Leistung) gemessen. Im Bereich der Gewerbe- und Industriekunden erfolgt häufig eine Messung beider Größen. Im Bereich der Haushaltskunden wird nur Arbeit gemessen. Erzeugungsanlagen werden – je nach Größe – leistungs- oder arbeitsgemessen. Netzbetreiber interessieren sich darüber hinaus an gewissen Knoten im Netz z. B. für die Spannung oder für die Blindleistung.

Messwerte und -daten sind netzseitig wichtig für die Netzlastprognose des Netzbetreibers, für die Netznutzungsabrechnung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer und für die Bilanzierung des Netzbetreibers; marktseitig sind sie wichtig für die Prognose und Beschaffungsplanung der Lieferanten, für die Netznutzungsabrechnung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer, für die Bilanzierung des Netzbetreibers, für die Endkundenabrechnung durch den Lieferanten gegenüber dem Letztverbraucher und für zukünftige Energiedienstleistungen, die z. B. Energieeffizienzpotenziale im Haushaltskundenbereich wirtschaftlich nutzen möchten.

So vielschichtig die Verwendung der Messwerte und -daten ist, so gestreut sind auch die Verantwortlichkeiten für den Prozess der Messwert- und Datenerfassung sowie der Übermittlung. Netzzustandsdaten und Werte, die eine Auslastung von Netzbetriebsmitteln wiedergeben, erhebt der Netzbetreiber in der Regel selbst. Messwerte, die den Stromverbrauch des Letztverbrauchers widerspiegeln, erhebt der Messstellenbetreiber (und leitet sie dann an Lieferant und Netzbetreiber weiter). Diese Marktrolle kann nach derzeitiger Gesetzeslage sowohl vom Netzbetreiber als auch von einem Dritten ausgefüllt werden (EnWG). Messwerte über die von einer Erzeugungsanlage eingespeisten Mengen kann der Erzeugungsanlagenbetreiber selbst, der Netzbetreiber, aber auch der Lieferant oder ein Messstellenbetreiber als „Dritter“ erheben (EEG, KWKG).

Mit Blick auf die Zukunft der Energieversorgung, in der von einer aktiveren Beteiligung aller Akteure ausgegangen wird, wird die Messwerterfassung, -bereitstellung und -verarbeitung eine noch zentralere Rolle einnehmen, da fast jedes (denkbare) Geschäftsmodell auf diesen Werten beruht. Die hybride Stellung des „Messens“ zwischen Netz und Markt führt zu dem Phänomen, dass sich der Nutzen – also die Werte und Daten – auf alle Beteiligten (sowohl Marktakteure als auch Netzbetreiber) verteilt, es jedoch sinnvoll erscheint, dass die Mess-

und Kommunikationsinfrastruktur zu jedem Zeitpunkt immer nur von einem Verantwortlichen betrieben werden sollte. Aber nicht jeder Betreiber und nicht jeder Nutzer wird zwingend einen Mehrwert generieren. Dadurch wird eine klare Zuteilung erschwert. Auf diesen Aspekt wird im folgenden Kapitel Datendrehscheibe näher eingegangen.

Der Markt mit seinen Akteuren Lieferant, Erzeuger, Verbraucher, Messstellenbetreiber und Dienstleister soll für den Ausgleich der produzierten und abgenommenen Mengen sorgen – hierfür benötigen die Akteure Messwerte, um Prognosen zu treffen, Angebote zu erstellen und um abzurechnen. Die Prognosen, Angebote und Abrechnungen des Verbrauchs und der Einspeisung können dabei durch automatisierte Prozesse, wie es Smart Metering zukünftig ermöglichen wird, erfolgen. Die dafür notwendige „Hardware“ – der Smart Meter und eine hierfür erforderliche Kommunikationsinfrastruktur – sind damit zuerst einmal für den Aufbau eines Smart Markets wichtig. Für den Nutzen und den Mehrwert, den die Marktakteure erzielen können, sollten diese auch die Kosten und das Investitionsrisiko tragen.

12.2 Datendrehscheibe als Dienstleister für Netz und Markt

These: Die Datendrehscheibe ist eine Metaebene im Gefüge Netz-Markt.

These: Die Definition des Begriffes Datendrehscheibe ist abhängig von der Definition der zuständigen Marktrolle und der technischen Umsetzung durch diese Marktrolle.

These: Eine Datendrehscheibe sollte sowohl hinsichtlich der örtlich-gerätetechnischen Ansiedelung als auch im Hinblick auf die Betreiberrolle aus Datenschutz-, Verbraucherschutz- und Sicherheitsgründen nicht zentral angesiedelt sein.

These: Über Zugriffsregeln oder/und Empfangsberechtigungen muss für alle Akteure gewährleistet werden, dass sie durch die Datendrehscheibe diskriminierungsfrei, datensicher, angriffssicher und datenschutzgerecht mit den Daten und Werten versorgt werden, die ihnen gesetzlich und vertraglich zustehen.

Mit dem Begriff Datendrehscheibe können sowohl technische Lösungen als auch Betreiberrollenmodelle umschrieben werden. Im Fokus der öffentlichen Diskussion steht die Überlegung, einem bestehenden Akteur die Verantwortung für das Verteilen von Daten zuzuschreiben oder dafür eine neue Rolle zu definieren. Dahinter verbirgt sich der Gedanke, eine IT-technische Infrastruktur aufzubauen – eine sogenannte Plattform –, für deren Betrieb ein Akteur die Verantwortung zugewiesen bekommt.

Die Datendrehscheibe/Plattform erbringt sowohl für die Marktakteure als auch für den Netzbetreiber die Dienstleistung der Datenbereitstellung. Dies könnte bedeuten, dass durch eine Datendrehscheibe/Plattform nicht nur Messwerte bereitgestellt werden, sondern deren Nutzung erst dann interessant wird, wenn in einem solchem System auch Stammdaten, historische Daten, Profile, Wetterdaten, Prognosen und sonstige Werten bereit gestellt werden. Eine in dieser Weise definierte „Datendrehscheibe“ stellt eine Metaebene dar, die sowohl Netz und Markt dient und dieselbe Hybridität aufweist wie der Vorgang des Messens bzw. der Datenerhebung selbst. Die Nähe dieser beiden Themen führt letztlich auch dazu, dass sie oft in einem Atemzug genannt werden und zwischen technischer Umsetzung und einer Konstruktion eines Rollenmodells nicht stark genug unterschieden wird.

Eine Datendrehscheibe in Form einer Plattform kann theoretisch drei Ausprägungen annehmen: sie kann hinsichtlich ihrer örtlichen Ansiedelung, ihrer technischen Umsetzung als auch hinsichtlich des verantwortlichen Betreibers a) zentralisiert, b) dezentralisiert-verteilt als auch c) als eine Mischung aus beiden etabliert werden.

Die zentrale Variante (ein einzelner Betreiber einer zentralen technischen Einrichtung) ist aus Datenschutzgründen als auch aus Sicherheitsgründen sehr kritisch zu sehen. Der Betreiber einer solchen zentralen Plattform übernimmt eine derart hohe Verantwortung hinsichtlich des Datenschutzes und der Datensicherheit, dass bei diesem Ansatz auch zu entscheiden wäre, ob dies nicht eher eine Aufgabe für einen öffentlichen als für einen privaten Betreiber wäre. So oder so ist die Gefahr z. B. eines gezielten Angriffs als hoch einzuschätzen, sei es um Daten auszuspähen, diese gezielt zu manipulieren oder zu verkaufen.

Die zweite Variante der dezentralisiert-verteilten technisch-örtlichen Ansiedelung bei gleichzeitiger verteilter Rollenzuständigkeit ist grob gesehen der Status Quo beim Messstellenbetrieb. Mehrere Akteure (Netzbetreiber, Lieferanten, „Dritte“ Messstellenbetreiber) teilen sich die Rolle für das Verteilen von Daten. Der Messstellenbetreiber nimmt für die Messwerte zum Zeitraum ihrer Erfassung und Erstversendung die verteilende Funktion einer „Datendrehscheibe“ wahr. Der Messstellenbetreiber verteilt – technisch umgesetzt entweder direkt von der Messeinrichtung aus oder von seinem Server aus – die Messwerte erstmalig. Daran anschließend greifen die Geschäftsprozesse für die Messstellenbetreiber und Lieferanten (WiM und GPKE). Danach ist derzeit auch der Netzbetreiber in gewisser Weise eine „Datendrehscheibe“, da er für die in den Geschäftsprozessen der Marktkommunikation vorgeschriebenen Daten die verantwortliche Verteilung an Marktpartner vornimmt.

In der dritten Variante findet eine Mischung der beiden ersten Varianten statt: eine (zuvor klar definierte) Marktrolle übernimmt die Verantwortung für die Aufgabe einer Datendrehscheibe, setzt dies jedoch technisch und örtlich dezentral um. Die schon bestehende Rolle des Messstellenbetreibers bzw. des Messdienstleisters bietet sich hierfür sicherlich an, muss aber nicht zwingend in dieser Art und Weise umgesetzt werden.

Es ist an der Zeit, für alle Beteiligten ein Regelwerk zu erarbeiten werden, das über Zugriffsregeln und/oder über Empfangsberechtigungen gewährleistet, dass jeder an der Datendrehscheibe „angeschlossene“ Benutzer durch die Datendrehscheibe diskriminierungsfrei, datensicher, angriffssicher und datenschutzgerecht mit den Daten und Werten versorgt wird, die ihm gesetzlich oder vertraglich zustehen. Solch ein Gerüst existiert für einige Bereiche durch gesetzliche Vorgaben und durch Festlegungen der Bundesnetzagentur (z.B. Geschäftsprozesse, GPKE) in Grundzügen. Die weitere Ausgestaltung einer Datendrehscheibe könnte daher in einem ersten Schritt in diesem Rahmen gelöst werden.

12.3 Energieinformationsnetz als Teil der Datendrehscheibe

These: Mittels des Energieinformationsnetzes können Messwerte, Prognosen und Stammdaten sowohl von Marktteilnehmern als auch von Netzbetreibern gesammelt und zur Verfügung gestellt werden. Diese werden den Übertragungsnetzbetreibern als eine Grundlage zur Wahrnehmung ihrer Systemverantwortung zur Verfügung gestellt.

These: Das Verfahren der Datensammlung- und -verarbeitung muss transparent und diskriminierungsfrei und soweit als möglich anonymisiert und zumindest pseudonymisiert durchgeführt werden.

These: Das Energieinformationsnetz kann als Teil der Datendrehscheibe ausgelegt sein, der Zugang sollte über Zugriffsregeln und Berechtigungen geregelt werden.

Die mit Unsicherheiten behaftete Prognose von Einspeisemengen von Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien sowie Veränderungen im Abnahmeverhalten der Verbraucher stellen neue Anforderungen an die Betriebsführung von Übertragungsnetzen. Informationen über die neuen Erzeugungsstrukturen finden sich noch nicht ausreichend genug in den Datenbanken der ÜNB wieder, die diese als Grundlage ihrer Netzbetriebsführung benötigen. Dieser Mangel beruht auf fehlenden Angaben oder verspäteter Übermittlung und unscharfen Prognosen. Insbesondere hinsichtlich der Werte der Erzeugung und Last in den untergeordneten Spannungsebenen offenbart sich eine zunehmende Informationslücke.

Für die Erstellung von Prognosemodellen durch den ÜNB selbst fehlt es an realitätsnahen Einspeise- und Lastprognosen bzw. an aktuellen Ist-Werten.

Die Bundesnetzagentur hat hierzu schon im Herbst 2010 die Verteilernetzbetreiber aufgefordert, für nicht-leistungsgemessene Erzeugungsanlagen Referenzmessverfahren zur Anwendung zu bringen, um Viertelstunden-Einspeise-Ist-Werte zu ermitteln. Hierzu werden an ausgewählten Standorten und Anlagen Messungen vorgenommen und daraus Hochrechnungen für die Einspeisung aller Anlagen in einem Netzgebiet erstellt. Für den Übergang bis zur Einführung solch eines Referenzmessverfahrens sollen die Einspeiseprofile angepasst werden, damit auch diese stärker realitätsbezogen ausgestaltet sind, etwa indem PV-Anlagen bilanziell nur tagsüber einspeisen. Auch wurden die Verteilernetzbetreiber von der Bundesnetzagentur dazu aufgefordert, wenigstens einmal monatlich den aktuellen Status über Standort und installierte Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen an den Übertragungsnetzbetreiber zu melden.

Zusätzlich zu diesen kurzfristigen Maßnahmen ist der Aufbau eines Energieinformationsnetzes notwendig, besagte Kenntnislücken des Übertragungsnetzbetreibers zu schließen. Hierbei ist noch zu klären, ob der Übertragungsnetzbetreiber ausschließlich auf die Mitarbeit von unterlagerten Verteilernetzbetreibern zurückgreift oder ob er Erzeuger und Lieferanten zur direkten Übermittlung von Daten anweisen darf. Die dritte Möglichkeit besteht darin, sowohl Netzbetreiber als auch die relevanten Marktpartner zur direkten Datenlieferung zu nutzen.

Das Energieinformationsnetz berührt somit sowohl Netz als auch Markt. Es könnte somit durchaus als Teil der Datendrehscheibe angesehen werden und sich dieser Strukturen bedienen. Da diese Daten aber den Übertragungsnetzbetreiber in seiner gesetzlich definierten Systemverantwortung unterstützen, ist es geboten, dass Sicherheitsanforderungen z.B. in Form von Zugriffsregeln verankert werden, so dass gewährleistet ist, dass die Daten nicht manipuliert werden können, authentisch und integer sind, so dass dadurch stets sichergestellt ist, dass die Netzbetriebsführung nicht gefährdet wird.

13 Elektromobilität: Auswirkungen auf Netz und Markt

These: Elektromobilität ist Teil des Smart Markets. Der Ladevorgang wird hauptsächlich durch Preissignale und Verfügbarkeitswünsche der Kunden gesteuert (Marktsphäre).

These: Bis 2020 wird bis auf sehr begrenzte Ausnahmen kein konventioneller Netzausbau wegen Elektromobilität erforderlich sein. Allerdings ist der Ausbau der Verteilernetze zu Smart Grids hilfreich, um neue Marktmechanismen für Elektrofahrzeuge zu ermöglichen.

These: Die Batterie von Elektrofahrzeugen könnte neben der Nutzung zu Mobilitätszwecken als unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen und perspektivischer als rückspeisefähige lokale Stromspeicher im Smart Market eingesetzt werden.

Der Ladevorgang von Elektromobilen sollte in aller Regel steuerbar sein, sei dies nach Vorgaben des Kunden, des Netzbetreibers, des Lieferanten oder einer Kombination mehrerer Akteure.

Elektromobilität stellt überwiegend eine Smart Market-Anwendung dar, bei der der Lieferant oder ein weiterer Akteur den Ladevorgang preis- und verfügbarkeitsgetrieben nach Kundenwunsch steuert. Der Ladevorgang wird zum einen durch günstige Marktpreise (z. B. aufgrund eines hohen Angebots Erneuerbarer Energie), zum anderen aufgrund der Mobilitätsbedürfnisse der Kunden optimiert werden. Das Netz sollte diese Anforderungen grundsätzlich ermöglichen.

Der Netzbetreiber sollte nur eingreifen, wenn die Netzstabilität gefährdet ist oder ihm eine Abschalt- oder Reduktionsoption der Nutzern von Elektromobilen gewährt wird. Viele Nutzer werden bereit sein, im Gegenzug für geringere Netzentgelte temporäre Abschaltvorgänge zu tolerieren, wenn gleichzeitig sichergestellt werden kann, dass das Fahrzeug bis zum nächsten Morgen aufgeladen ist.

Bis zum Jahr 2020 wird bis auf wenige Ausnahmen kein konventioneller Netzausbau für Elektromobilität erforderlich sein.²⁰ Die betroffenen Verteilernetze sind nach der Untersuchung im Rahmen der Nationalen Plattform Elektromobilität in der Lage, die Kapazitäten für die dann angestrebten 1 Mio. Elektrofahrzeuge bereitzustellen.

Neben den bereits besprochenen Aspekten kann die in den Elektrofahrzeugen installierte Batterie sowohl als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung dienen, indem Strom immer nur dann „gezogen“ wird, wenn dieser besonders günstig ist oder sich die Stromaufnahme zum Zwecke der Netzentlastung unterbrechen lässt. Perspektivisch kann das System Autobatterie / Netzanschluss zu einem Stromspeichersystem weiterentwickelt werden, dass auch rückspeisefähig ist, sei es sowohl zur Eigennutzung (z. B. im Rahmen von Eigenverbrauchsregimen) als auch zur Vermarktung über Aggregatoren.

²⁰ Siehe dazu auch 2. Bericht der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE), S. 33/34.

14 Zusammenfassung

Der derzeit stattfindende Wandel in der Energieversorgung ist durch eine Abkehr von der konventionellen Erzeugung und eine Neuausrichtung auf regenerative Erzeugung gekennzeichnet. Darüber hinaus wird die Versorgung stärker europäisch organisiert. Der hierfür notwendige Umbau des Versorgungssystems erfolgt dabei am „offenen Herzen“, nämlich im Vollbetrieb und aus Netzperspektive zunehmend an seiner Grenze.

Genauso wenig, wie in den nächsten drei Jahren flächendeckende „Smart Grids“ zur Verfügung stehen werden, wird die Energieversorgung dann schon komplett regenerativ sein. Der Weg in die Energiezukunft wird ein stetiger, lernender, die jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten nutzender sein, um Mitte dieses Jahrhunderts eine annähernd auf regenerativer Basis fundierte Elektrizitätsversorgungsstruktur wirtschaftlich möglichst effizient realisieren zu können. Die Überwachung und Steuerung des gesamten Energieversorgungssystems wird dabei komplexer und feingliedriger. Dafür sind neue Denk- und Lösungsansätze für die technische, organisatorische bzw. prozessuale Umsetzung notwendig und werden derzeit getestet und diskutiert.

Entgegen der bisherigen öffentlichen Diskussion sollte dies alles nicht (ausschließlich) unter dem Begriff „Smart Grid“ zusammengefasst werden. Denn durch die Nutzung dieses Begriffes erfolgt sprachlich eine Fokussierung der Möglichkeiten zur Gestaltung der Energiezukunft auf das Netz. Zur besseren Abgrenzung und Differenzierung der verschiedenen Handlungsfelder sollte daher der „Smart Market“ als begrifflicher Überbau zum „Smart Grid“ benutzt werden. Diesem begrifflichen Verständnisansatz folgend umschreibt Smart Grid „netzinterne“ Fragen, während Smart Market Inhalte betrifft, die auf das Verhalten der Marktakteure (Erzeuger, Prosumer, Verbraucher und zukünftig ggf. weitere) gerichtet sind.

Die Liberalisierung der Energiemärkte mit einhergehender Trennung des Netzes von Erzeugung und Vertrieb und seiner Regulierung ist nicht die Ursache der Probleme: Die Entflechtung des Netzes von Vertrieb und Erzeugung muss und kann auch unter geänderten Anforderungen der Energiezukunft beibehalten und muss in Teilbereichen sogar noch weiter verstärkt werden.

Die Frage, wie viel Netzzubau die Energiewende erfordert und ob Netzausbau durch „Smart Grids“ vermieden werden kann, gilt es differenziert zu betrachten. Die Energiewende erfordert zunächst einmal große Anstrengungen im Bereich des konventionellen Netzausbaus und hier gerade im Bereich der Übertragungsnetze und beim Anschluss von Offshore-Windparks. Vom Netzausbau abgesehen sind die Übertragungsnetze schon heute weitgehend als Smart Grids zu bezeichnen.

Qualitativ wird Handlungsbedarf zur intelligenten Ertüchtigung eher in den Netzen der Verteilerebene gesehen. In diesen Netzen besteht heute eine „Intelligenzlücke“. Diese zu schließen wird eine zunehmende Herausforderung für die Verteilernetzbetreiber sein. Aber auch in den Verteilernetzen wird Netzausbau erforderlich sein. Dieser wird jedoch von Netz zu Netz höchst unterschiedlich ausfallen. Auch im Verteilernetz wird quantitativ der Ausbau primär in der konventionellen Erweiterung bestehen.

Das Netz leistet seinen größtmöglichen Beitrag zur Energiewende, indem es durch seine Betreiber in effizienter Weise bedarfsgerecht ausgebaut wird, um ausreichend Netzkapazität für marktgetriebene Energiemengenverschiebungen bereitzustellen. Der Netzbetreiber entscheidet letztlich als Unternehmer selbst, ob der Einsatz von intelligenten Komponenten im

Netz effizienter ist als Leitungsbau bzw. Kabelverlegung – am Ende wird eine (für jeden Netzbetreiber andere) Mixtur aus beiden das Netz dafür fit machen, so viel Mengen Erneuerbarer Energien wie möglich aufzunehmen.

Die zu erwartenden Veränderungen in den Verteilernetzen aufgrund neuer Versorgungsaufgaben lassen sich im bestehenden System der Anreizregulierung z.B. über den sog. Erweiterungsfaktor sicherstellen. Zur Finanzierung des verbleibenden Umbaubedarfs wird davon ausgegangen, dass auch die Kapitalrückflüsse aus den bestehenden Netzen hierzu im Sinne einer intelligenten Restrukturierung verwendet werden können.

In den Netzen der Verteilerebene wird es zunehmend erforderlich werden, mehr Informationen als bisher über die Netzzustände zu erhalten, die sich in Abhängigkeit von der Einspeisesituation verändern und sich zunehmend auf die übergeordneten Netzebenen auswirken. Die Schließung dieser „Intelligenzlücke“ stellt eine Herausforderung für die Verteilernetzbetreiber dar.

Smart Meter spielen bei der Intelligenzsteigerung der Verteilernetze eine untergeordnete Rolle. Sie sind weniger aus Netzerfordernissen, sondern eher für die verstärkte Marktteilnahme einzelner Kundengruppen erforderlich. Smart Meter dienen dazu, Reaktionen von Erzeugern (intelligente Einspeisezähler), Verbrauchern (intelligente Verbrauchszähler) und Dienstleistern auf Marktsignale in einem Smart Market zu ermöglichen. Die Einführung von Smart Metern aus diesen Gründen sollte daher nach Notwendigkeiten und Anforderungen des Marktes unter Finanzierungsbeteiligung von an der Infrastruktur interessierten Parteien erfolgen.

Eine ausschließliche Netzentgeltfinanzierung von Smart Metern hält die Bundesnetzagentur aus diesen Gründen für nicht sachgerecht, wie sie es im Übrigen stets für nicht sachgerecht hält, Investitionen, die primär der Marktsphäre (Smart Market) zugute kommen, über die Netzentgelte zu finanzieren. Intelligente Komponenten des Netzes bzw. unterstützende IT-Technik für das Smart Grid werden zurzeit nicht deshalb beschafft und betrieben, um das Marktverhalten zu beeinflussen oder Verbraucher bzw. Erzeuger einzubinden. Für solche Zwecke wird geeignete Informations- und Kommunikationsinfrastruktur wettbewerblich getrieben bereitgestellt oder im Falle für beide Sphären nutzbarer Infrastruktur (z. B. im Bereich Smart Meter) zumindest eine Kostenteilung zwischen Netz und Markt vereinbart, um Synergiepotenziale erschließen zu können.

Langfristig sollte der Grundsatz gelten, dass das Netz sollte nicht in eine Position gebracht wird, in der sich die Netznutzer den Restriktionen des Netzes unterzuordnen haben, etwa indem permanent Anreize für eine möglichst gleichmäßige Netznutzung gesetzt werden. Der Markt agiert nicht für das Netz, vielmehr unterstützt das Netz den Markt. Durch ein starkes Engpassmanagement, bei dem der Preis für die Netznutzung in Abhängigkeit von der Auslastung der Netze flexibel variieren würde (variable Netzentgelte) würde tendenziell eher der Status quo verwaltet, anstatt zusätzliche Kapazitäten für die Energiezukunft bereitzustellen. Variable Netzentgelte als Mittel der Kapazitätsbewirtschaftung des Netzes sind daher nicht zu befürworten.

Ziel muss es sein, Netze volkswirtschaftlich optimal auszubauen. Die Nutzbarkeit des jeweiligen Status quo des Netzkapazitätsangebotes ist soweit wie möglich über Eingriffsmöglichkeiten wie z. B. das im Vorfeld vertraglich vereinbarte Abschalten von Lasten oder die – auch auf kleinere Anlagen auszuweitende – Teilnahme von Erzeugern am Netzsicherheitsmana-

gument zu optimieren. Intelligente Lösungen könnten in Rahmenvereinbarungen über potenzielle Abschaltungen bestehen oder in der Vermittlung von Kapazitätsnutzungsverzicht über Plattformen und Marktplätze. Da jedoch ein zu jeder Zeit stabiler Netzbetrieb für moderne Volkswirtschaften von elementarer Bedeutung ist, wird bei allen Bemühungen, marktbasierete Methoden zu stärken, eine Zwangssteuerungsoption einzelner Netznutzer immer notwendig bleiben.

Speicher stellen ungeachtet ihrer vielfältigen Einsatzmöglichkeiten grundsätzlich eine normale Netznutzung dar, die wie alle Anwendungen positive Auswirkungen auf das Netz haben kann, das Netz jedoch als Grundlage für ihr Geschäftsmodell betrachtet und somit die Betriebsführung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten und nicht nach Netzerfordernissen optimiert. Fraglich ist daher, ob eine Befreiung von den Netzentgelten vor diesem Hintergrund in Zukunft sachlich gerechtfertigt werden kann. Im Übrigen führen Abschätzungen zu notwendigem Überbrückungspotenzial für Zeiträume mit geringem Dargebot Erneuerbarer Energie im Vergleich zum installierten und in absehbarer Zeit leistbaren Speicheraufbau zu der Erkenntnis, dass Speicher zwar einen wichtigen, aber nur einen kleinen Teil zur Energiegewinnung beitragen können. Insofern sollte in der Speicherfrage nicht die alleinige Patentlösung für die Energiezukunft gesehen werden.

Es liegt auf der Hand, dass bei einer engen Zusammenarbeit aller Beteiligten der Wandel des Energieversorgungssystems am besten gelingen kann. Die Überlegungen zur Etablierung dezentraler Versorgungsstrukturen tragen dieser Herangehensweise Rechnung, denn sie funktionieren unter Einbindung von Netzbetreibern und Marktakteuren. Ansätze, möglichst viel Energie am Entstehungsort zu verbrauchen, sind zu begrüßen. Letztlich ist dies seit jeher das Prinzip in der Energieversorgung, weil dadurch Leitungsverluste auf einem Minimum beschränkt werden können. Neu ist lediglich, dass die Erzeugungsseite in Teilen zunehmend dezentraler wird und somit eine Nutzung des Verbundsystems zur Übertragung von zentral erzeugten Energiemengen – lokal und temporär – weniger relevant werden kann. Dies ist als effizient anzusehen, wenn damit die Übertragung über lange Strecken reduziert werden und somit Engpässen im Übertragungsnetz vorgebeugt werden kann und wenn dadurch eine Entlastung einer ansonsten immer komplexer werdenden Netzsteuerung erreicht werden kann.

Verbrauchsnahe Erzeugung und erzeugungsnaher Verbrauch können jedoch auch dazu führen, dass die finanziellen Lasten, die für das übergeordnete Netz zu tragen sind, auf weniger Schultern verteilt werden. Langfristig wird darüber nachzudenken sein, wie Verbundstrukturen nebst damit einhergehenden Dienstleistungen wie Frequenzstabilität, die weiterhin für alle Netznutzer notwendig sind, auch weiterhin gerecht gemeinsam finanziert werden können. Darüber hinaus müssen in alternativen Strukturen wie z. B. lokalen Marktplätzen oder teilautarken Netzzellen der freie Lieferantenwechsel sowie der diskriminierungsfreie Netzzugang stets gewährleistet bleiben.

Der Abstimmungsbedarf im Markt und das gegenseitige Informationsbedürfnis von Netz und Markt werden nur unter Zuhilfenahme von Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) gelingen, da es sich um zeitkritische Prozesse und teils große Mengen an Daten handelt. IKT ist dabei jedoch nur das Mittel zum Zweck: zum Zweck eines fluideren Marktes, zum Zweck eines sicheren, „unbemerkt dienenden“ Netzbetriebs. IKT ermöglicht die Wandlung im Energieversorgungssystem hin zu Smart Grids und Smart Markets, allerdings ohne dass dabei vorschnell Analogien zu den Veränderungen innerhalb der IT- und TK-Sektoren gezogen werden sollten. Eine unreflektierte Übertragung von Erfahrungen aus der TK- und

IKT-Welt wird an den energiespezifischen Notwendigkeiten scheitern, da dabei oft das Erfordernis der Trennung von Netz und Vertrieb / Erzeugung sowie anderen Markttrollen, der besondere Verbraucherschutz (z.B. Eichrecht) sowie die hohen Anforderungen an Langlebigkeit und Sicherheit in der Energiewelt übersehen werden. Ein funktionsfähiger Smart Market lässt sich nicht ohne Einbeziehung des Netzes und seiner Betreiber aufbauen. Daher ist eine unbedingte Kooperationsbereitschaft zwischen allen Akteuren zwingend erforderlich, allerdings nur unter strenger Beachtung der Regeln zur Entflechtung möglich.

Der Umbau der Netze und Märkte für die Energiezukunft stellt hohe Anforderungen an die Netzbetreiber, deren wirtschaftliche Zukunft ausschließlich in einem absolut professionell und effizient geführten sowie den stark steigenden Erfordernissen des Marktes dienenden Netzbetrieb liegt. Um diese Anforderungen künftig erfüllen zu können, hält die Bundesnetzagentur eine gewisse Mindestgröße der Netze für erforderlich, die auch im Wege der Kooperation mehrerer kleiner Netze erreicht werden kann.

Die Bundesnetzagentur wird sowohl die Netzbetreiber bei ihren enormen Anstrengungen auf dem Weg zum Smart Grid als auch Marktakteure auf dem Weg zu Smart Markets im Hinblick auf die Energiezukunft tatkräftig unterstützen und wird weiterhin in engem Dialog mit den Akteuren die Weiterentwicklung begleiten.