

Smart-Grid-Geschäftsmodelle für Verteilnetzbetreiber

Dr. Harald Schäffler, Schäffler Consult, Freiburg, hs@schaeffler-consult.de

Ullrich C.C. Jagstaidt, Georg-August-Universität Göttingen, ullrich.jagstaidt@wiwi.uni-goettingen.de

Janis Kossahl, Georg-August-Universität Göttingen, janis.kossahl@wiwi.uni-goettingen.de

Kurzfassung

Verteilnetzbetreiber (VNB) sind von der Energiewende in besonderem Maße betroffen. Nur durch Smart Grid können VNB auch in Zukunft einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb gewährleisten [1]. Neben der Bewältigung der technologischen Herausforderungen müssen VNB auch ihre Geschäftsmodelle überprüfen und weiterentwickeln. Hierzu hat eine Arbeitsgruppe der VDE-ITG ein Positionspapier erarbeitet, in dem Optionen für künftige Geschäftsmodelle für VNB im Spannungsfeld zwischen Regulierung und Markt entworfen und bewertet werden. Daraus werden Empfehlungen für die Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen abgeleitet und den Eckpunkten des Positionspapiers der BNetzA gegenübergestellt [2].

Abstract

Distribution system operators (DSOs) are particularly affected of the energy transition process. Only by smart grid DSO will provide and guarantee a safe and efficient network operation in future [1]. Besides the implementation of new technologies, new business models for DSOs are required, as well. A dedicated working group of the VDE-ITG elaborated a position paper with options for new business models for DSOs in the area of conflict between regulated areas and liberalized markets. Based on the findings recommendations for the further development of the legal framework, in particular with regard to the smart grid position paper of the Federal Network Agency will be presented [2].

1 Einführung

Im Rahmen von Forschungsprogrammen und Fachdiskussionen wird die Entwicklung der künftigen Energieversorgung im Kontext der Energiewende, deren Auswirkungen auf das Netz und auf die Marktmechanismen untersucht. Wesentliche Schwerpunkte bilden dabei der Aufbau von „intelligenten“ Energieinfrastrukturen (Smart Grid) durch die Vernetzung von Netzbetriebsmitteln mit technischen Komponenten der Marktteilnehmer (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) mittels Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) sowie die Zusammenarbeit der Markt- und Netzakteure in einen „smarten“ Markt (Smart Market). Hierdurch ändern sich fundamentale Rahmenbedingungen für wesentliche Geschäftsmodelle der Verteilungsnetzbetreiber (VNB), wie z. B. die Netzführung.

Diese Herausforderungen hat die Fokusgruppe „Geschäftsmodelle“ der VDE-ITG Energieinformationsnetze und -systeme aufgegriffen und mit Beteiligung von zahlreichen Experten aus den Bereichen Energieversorgung, Telekommunikation, IT, Sicherheit und Forschung, Optionen für künftige Geschäftsmodelle für VNB im Spannungsfeld zwischen Regulierung und Markt erarbeitet. Die Ergebnisse sind im Teil B „Geschäftsmodelle“ des VDE-ITG-Positionspapiers *Energieinformationsnetze und -systeme* zusammengefasst.

Unter Berücksichtigung intelligenter Technologien und der Möglichkeiten der Steuerung des Energieversorgungssystems durch Smart Grids sind neben den klas-

sischen Aufgaben des sicheren und wirtschaftlichen Netzbetriebs auch weitere Optionen für künftige Wertangebote der VNB eingeflossen. Aus dem genannten Untersuchungsgegenstand wurden Vorschläge für künftige Geschäftsmodelle herausgearbeitet und bewertet. Das Ziel des Positionspapiers ist, diese über den derzeitigen Status hinausgehenden Geschäftsmodelle und deren Wertangebote für Verteilungsnetzbetreiber (VNB) in Deutschland vorzustellen.

Das Positionspapier nimmt dabei auch Stellung zu dem Eckpunktepapier „Smart Grid und Smart Market“ der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom Dezember 2011 [2]. Mit dem Eckpunktepapier hat die BNetzA eine Diskussionsgrundlage vorgelegt und aufgefordert, Lösungsansätze auch für die „hybriden“ Bereiche, die nicht eindeutig dem regulierten Netzbetrieb (Smart Grid) und dem liberalisierten Markt (Smart Market) zuzuordnen sind, zu diskutieren.

In dem vorliegenden Beitrag wird beispielhaft die Ergebnisse des Positionspapiers bzgl. des Geschäftsmodells *Netzführung* vorgestellt.

2 Referenzarchitektur für Geschäftsmodelle

2.1 Definition

Trotz einer fehlenden allgemeingültigen Definition hat sich der Begriff „Geschäftsmodell“ seit den 1990er Jahren in Theorie und Praxis fest etabliert [3]. Den meisten Be-

griffsbestimmungen gemeinsam ist, dass ein Geschäftsmodell Antworten auf die Grundfragen einer Organisation bzw. eines Unternehmens gibt; nämlich wie eine Organisation Werte schafft, vermittelt und erfasst [4]. In der Energiewirtschaft sind Geschäftsmodelle keineswegs begrenzt auf die wettbewerblichen Bereiche, sondern auch VNB agieren nach einer Logik, gemäß der sie Werte schaffen, vermitteln und erfassen.

2.2 Modellierungsrahmen eines Geschäftsmodells

In der Energiewirtschaft wurde der Begriff *Geschäftsmodell* bisher relativ selten verwendet. Durch die Einführung von IKT in die Energieversorgung, verbunden mit den Begriffen E-Energy bzw. Smart Energy, werden allerdings inzwischen über zahlreiche neue Geschäftsmodelle diskutiert. Allerdings fehlt bei vielen Beiträgen ein schlüssiges Konzept für die Darstellung und Analyse von Geschäftsmodellen [5]. Daher wurde in der VDE-ITG Arbeitsgruppe das Konzept des Geschäftsmodellrahmens (Business Model Canvas) von Osterwalder und Pigneur [4] verwendet und als allgemeine Referenzarchitektur für die Visualisierung und Analyse von Geschäftsmodellen genutzt. Demnach umfasst das Geschäftsmodell folgende neun Bausteine: 1. Kundensegmente, 2. Wertangebot, 3. Kundenbeziehungen, 4. Kanäle, 5. Einnahmequellen, 6. Schlüsselaktivitäten, 7. Schlüsselressourcen, 8. Schlüsselpartnerschaften, 9. Kostenstruktur (vgl. **Bild 1**).

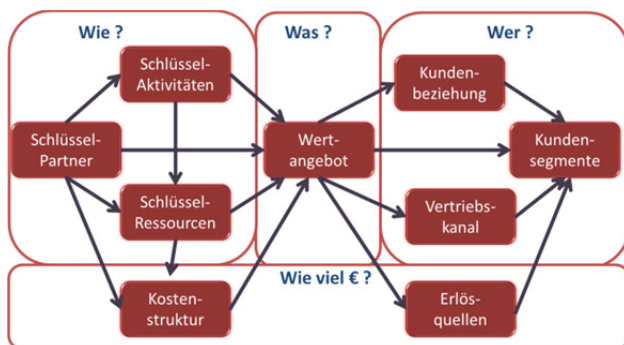


Bild 1 Neun Bausteine eines Geschäftsmodells (nach [4], eigene Darstellung)

3 Geschäftsmodell Netzführung

3.1 Status Quo

Ein wesentliches Geschäftsmodell von VNB ist die sichere Netzführung. Um jederzeit eine qualitativ hochwertige und möglichst unterbrechungsfreie Stromversorgung für alle Netznutzer zu gewährleisten, muss der VNB im Normalbetrieb durch die entsprechende Steuerung der Betriebsmittel die Einhaltung von Grenzwerten überwachen und gewährleisten. Auf der Niederspannungs- und Mittelspannungsebene wird dies durch die wachsende Anzahl von Einspeisern aber zunehmend schwierig. Im Folgenden werden die neun Bausteine des Geschäftsmodells Netzführung gemäß Status Quo erläutert.

- **Kundensegmente, Kundenbeziehung und Kanäle**

Die Kunden des Teilgeschäftsmodells Netzführung sind die Netznutzer, die Energie aus dem Netz beziehen (Bezieher) und einspeisen (Einspeiser). Die Einspeiser wiederum können in zwei Gruppen eingeteilt werden, wobei eine Gruppe bereits nach geltendem EEG verpflichtet ist, am Netzmanagement teilzunehmen, die andere nicht. Die Anlagen jener Netznutzer können im Bedarfsfall vom VNB abgeschaltet werden. Die andere Gruppe ist hierzu nicht verpflichtet.

Die Kundenbeziehung zu den Netznutzern ist eine langfristige Vertragsbeziehung und gesetzlich vorgeschrieben. Allerdings hat der VNB zu den Netznutzern in den Bereichen Privat- und Gewerbekunden in der Regel nur eine indirekte Kundenbeziehung, da der Lieferant die Vertragsbeziehung hält und pflegt. Die Netzentgelte für den VNB werden den Netznutzern vom Lieferanten in Rechnung gestellt.

- **Wertangebote**

Zur Netzführung gehören die Aufgaben Schaltung und Sicherung der Belastungsgrenzen der Betriebsmittel sowie der Netzqualität (Spannung, Frequenz, Wirkleistung und Blindleistung) in festgelegten Toleranzbereichen. Für die Frequenzführung ist primär der ÜNB verantwortlich. Dieser fordert im Rahmen der Netzführung ein Eingreifen des VNB, welcher Anlagen der Netznutzer über entsprechende Feldkommunikationsnetze abschalten kann, um zur Frequenzstabilisierung beizutragen, sofern dies nicht bereits automatisiert seitens der Erzeugungseinheiten erfolgt.

Ein weiteres Wertangebot im Zusammenhang mit der Netzführung ist die Prüfung von Einrichtungen zur Steuerung der Einspeiser (Anlagenautomationsmittel) sowie die Prüfung und Sicherstellung von Einrichtungen zum Netzschutz.

Die gesetzlichen Vorgaben zur Mitwirkung des Verteilungsnetzbetreibers bei der Steuerung der Einspeisung werden auch durch vertragliche Vereinbarungen für den Einzelfall genau festgelegt. Die Verträge zum Einspeisemanagement werden zwischen Verteilungsnetzbetreiber und Anlagenbetreiber geschlossen. Eine Ausnahme besteht bei Anlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 50 MW. Diese kann der ÜNB direkt steuern, was im Verteilungsnetz allerdings zu Problemen führen kann.

- **Schlüsselaktivitäten, -ressourcen und -partner**

Der VNB überwacht die relevanten Netzkennwerte auf Hochspannungsebene (HS) und, in Abhängigkeit von der Netztopologie und den Netzkunden, auch auf Mittelspannungsebene (MS). Die tatsächlichen Belastungswerte auf Niederspannungsebene sind heute in der Regel nicht bekannt. Für die Netzführung nutzt der VNB die eigenen Netzautomationsmittel. Weiterhin kann der VNB Netzlasten und Netzeinspeisungen von Netznutzern direkt schalten, wie z.B. Nachtspeicherheizungen und dezentrale Erzeugungsanlagen, die gemäß EnWG ab einer Anschlussleistung in Höhe von 30 kW mit einer Einrichtung zum

ferngesteuerten Abregeln durch den VNB ausgestattet werden müssen. Die erforderlichen Ressourcen für die Netzführung sind dementsprechend ein Netzleitsystem, ein Feldkommunikationsnetz und die Netzautomationsmittel sowie bei den Netznutzern die Anlagenautomationsmittel.

Schlüsselpartner sind die ÜNB (Frequenzhaltung), die Energielieferanten, die die Netzentgelte bei den Kunden erheben und die Vertragsbeziehung zu den Netznutzern halten, sowie die Lieferanten für die jeweiligen Systeme bzw. Systemkomponenten.

- **Kostenstruktur und Erlösquellen**

Die Kosten umfassen im Wesentlichen die Abschreibungen für die Investitionen in die Netzautomationsmittel und Netzleitsysteme sowie die laufenden Netzführungskosten. Die laufenden Netzführungskosten umfassen auch alle anteiligen Kosten für Personal, Gebäude, Fuhrpark usw.

Der VNB erhält für das Wertangebot Netzführung von den Netznutzern keine eigenständigen Erlöse. Die Erlöse sind Bestandteil der Netzentgelte, die die Netznutzer für *alle* Wertangebote des VNB insgesamt entrichten. Allerdings entrichten nach der derzeitigen Regelung nur die Bezieher der Energie Netzentgelte. Wenn die Bezieher dem VNB gestatten, ihre Anlagen in die Netzführung mit einzubeziehen, sind reduzierte Netzentgelte zu entrichten. Keine Netzentgelte entrichten derzeit die Einspeiser. Diese zahlen nur (einmalige) Entgelte für den Netzanschluss, nicht jedoch Netzgebühren für Netzbetrieb und Netzführung.

3.2 Herausforderungen im Smart Grid

Um auch künftig den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten muss erstens die Netzinfrastruktur auf der Mittel- und Niederspannungsebenen mit Netzautomationsmitteln ausgestattet werden und zweitens die (steuerbaren) Netznutzer mit den für den VNB zugänglichen Anlagenautomationsmitteln ergänzt und entsprechend in die Netzführung einbezogen werden.

Die Netznutzer auf der Mittel- und Niederspannungsebene – Einspeiser und Bezieher gleichermaßen – beteiligen sich allerdings auch aktiv am Energiemarkt, entweder direkt oder eingebunden z.B. in virtuelle Kraftwerke, und steuern ihre Anlagen nach Marktgesichtspunkten. Die aktuell diskutierte Frage ist daher, wie die beiden „Managementsysteme“, also das „Netzmanagement“ (hier nur die Netzführung) und das „Energiemanagement“ koordiniert werden können.

3.3 Ampelregelung

Ein Vorschlag, der in Forschungsprojekten und bei den Verbänden diskutiert wird, ist die Differenzierung der Netzführung nach drei Netzbetriebszuständen. Diese Zustände können bildlich als Ampel wiedergegeben werden (**Bild 2**).

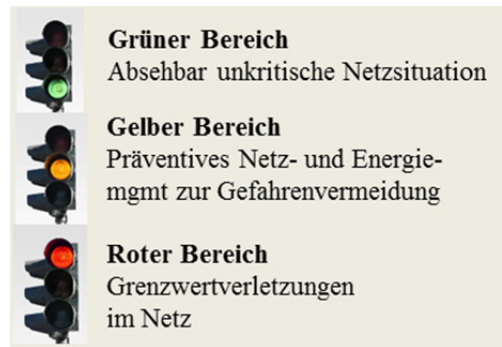


Bild 2 Netzführungszustände gemäß „Ampelregelung“

- **Grüner Bereich - Absehbar unkritische Netzsituation**

Im sogenannten Grünen Bereich stehen genügend Netzkapazitäten zur Verfügung, auch die Verletzung von Grenzwerten ist nicht zu befürchten. Die Netznutzer können ihre Anlagen gemäß ihren Handelsabschlüssen bzw. gemäß ihren Energiemanagementsystemen betreiben.

- **Roter Bereich - Grenzwertverletzungen im Netz**

Im sogenannten Roten Bereich liegt ein grundlegendes Leistungsungleichgewicht vor oder bestimmte Grenzwerte werden überschritten. Hierbei kann es sich um die Verletzung von Spannungsbändern oder um die Überschreitung der Strombelastbarkeit von Betriebsmitteln und Leitungen handeln. Der verantwortliche VNB muss zur Sicherstellung der Netzstabilität durch eigene oder anzuweisende Maßnahmen steuernd eingreifen, auch auf die Anlagen der Netznutzer (vergl. EnWG § 13 (1)). Routinen von Energiemanagementsystemen müssen unterbrochen oder ausgesetzt werden. Ziel der Handlungen ist es, das Verteilnetz wieder in den Grünen Bereich zurückzuführen.

- **Gelber Bereich - Präventives Netzmanagement und Energiemanagement, Vermeidung der Verschärfung der Situation**

Der Gelbe Bereich ist dadurch charakterisiert, dass die Gefahr droht, dass in einem gewissen Prognosezeitraum die Belastungs- und Qualitätsgrenzwerte von Betriebsmitteln des Verteilnetzes verletzt werden könnten.

In solchen Situationen müssen

- erstens die Marktakteure über die Situation und die voraussichtliche Dauer informiert werden, um eine weitere Verschlechterung des Betriebszustandes zu verhindern
- zweitens präventive Maßnahmen ergriffen werden, um die Wahrscheinlichkeit der Grenzwertverletzungen zu reduzieren und um das Verteilnetz in den Grünen Bereich zurückzuführen.

Wie die Maßnahmen im Gelben Bereich organisiert werden können, ist allerdings noch offen. In Anlehnung an BDEW [7] wurden im Positionspapier folgende sechs Varianten vorgestellt und diskutiert:

- Variante 1: Autonome Handlung des VNB

- Variante 2: Variable Netzentgelte nach Prioritätsstufe
- Variante 3: Engpass-Auktionierung des VNB
- Variante 4: Dynamische Netzentgelte
- Variante 5: Dynamische Arbeitspreise
- Variante 6: Anreizkompensation

Die Vor- und Nachteile der Varianten sind vielfältig und müssen im Rahmen von wissenschaftlichen Arbeiten noch weiter untersucht werden. Da noch keine abschließende Bewertung und Empfehlung ausgesprochen werden kann, wird im Folgenden beispielhaft das Geschäftsmodell von Variante 6 näher ausgeführt.

3.4 Variante Anreizkompensation

Bei der Variante Anreizkompensation werden die Netznutzer (Einspeiser und Bezieher) nach Anschlussleistung und gemäß des möglichen Beitrags zum Netzmanagement (Art und Umfang der Anlagenautomatisierung) qualifiziert. Die Gelbe Phase wird dabei in zwei Stufen unterteilt. In der ersten Stufe werden alle qualifizierten Netznutzer über die wahrscheinliche Dauer der Gelben Phase informiert. Jeder Netznutzer, der reagiert, erhält eine Kompensation in Höhe 1. Der Nachweis erfolgt über die Anlagenautomation. Die jeweilige Höhe der Kompensation kann dabei nach Netzabschnitt und Anlass differenziert werden. In Stufe 2 werden wiederum alle qualifizierten Netznutzer informiert. Jeder qualifizierte Netznutzer, der reagiert, erhält eine höhere Kompensation in Höhe 2. Wirken die Anreize in Stufe 1 und 2 nicht, dann tritt die Rote Phase ein, in welcher der VNB nach eigenem Ermessen schalten kann. Die Netznutzer erhalten dabei eine wesentlich geringe Kompensation im Vergleich zur Gelben Phase.

Vorteil dieser Variante ist, dass die gleiche IKT-Infrastruktur für die Gelbe und die Rote Phase genutzt werden kann. Hierdurch werden Doppelinvestitionen vermieden. Die Klassifizierung der Netznutzer ist bereits ein gängiges Verfahren und kann entsprechend auf einen größeren Kreis von Netznutzern ausgeweitet werden. Die Variante ermöglicht weiterhin eine individuelle, auf die Situation der jeweiligen Netzabschnitte abgestimmte Regelung. Das Problem der „Reihenfolge“ ist gelöst und für die Netznutzer bietet sich die Möglichkeit, individuell gemäß ihren Fahrplänen und Möglichkeiten zu reagieren.

Weiterer Vorteil ist, dass der VNB die Maßnahmen im Bereich Netzmanagement der Netzbetriebsmittel, der Netznutzer sowie Investitionen in den Netzausbau gegeneinander abwägen und optimieren kann, weil sie alle gleichermaßen als Kosten anfallen. Die Einspeiser können – müssen aber nicht – mit Netzentgelten beaufschlagt werden. Die Netzentgelte können dabei auch variabel gestaltet werden, z.B. niedrigere Netzentgelte für Netznutzer, die im Bereich Netzmanagement mitwirken, oder höhere Netzentgelte für Netznutzer, die nicht teilnehmen.

Die Steuerung ist weiterhin allerdings nur indirekt. Der Effekt der Anreize in der Gelben Phase muss in der Praxis ermittelt werden. Allerdings besteht für die Netznutzer

eine hohe Motivation, in der Gelben Phase zu agieren, weil sie in der Roten Phase nur eine geringe Kompensation erhalten. Möglicherweise können Mitnahmeeffekte auftreten, sodass Netznutzer gezielt die Gelbe Phase mit verursachen oder verstärken, um anschließend zu reagieren und von der Kompensation zu profitieren. Dies muss durch eine entsprechende Ausgestaltung der Kompensation vermieden werden.

3.5 Neues Geschäftsmodell Netzfürung mit Variante Anreizkompensation

Im Folgenden wird diskutiert, wie die Bausteine des Geschäftsmodells Netzfürung bei der Variante Anreizregulierung sich ändern (Bild 3).

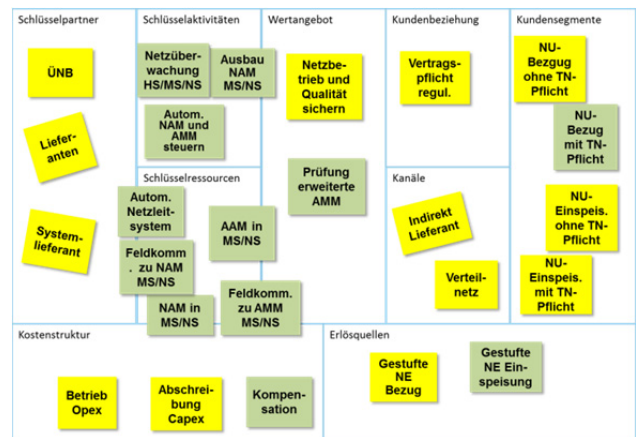


Bild 3 Bausteine des Geschäftsmodells Netzfürung (eigene Darstellung)

• Kundensegmente, Kundenbeziehung und Kanäle

Kundensegmente, Kundenbeziehungen und Kanäle bleiben unverändert. Allerdings müssen nun auch die Netznutzer (NU) mit Energiebezug in „aktive“ Netznutzer, die verpflichtet sind, an dem Netzmanagement teilzunehmen (TN-Pflicht), sowie in „passive“ Netznutzer differenziert werden.

• Wertangebot

Das Wertangebot bleibt im wesentlichen unverändert; das Netzmanagement wird allerdings auf die Mittel- und die Niederspannungsebene ausgedehnt und die Prüfung der Anlagenautomationsmitteln (AMM) wird erweitert.

• Schlüsselaktivitäten, -ressourcen und -partner

Für das künftige Netzmanagement müssen die Schlüsselaktivitäten und Schlüsselressourcen des VNB wesentlich erweitert werden, um die qualifizierten Netznutzer in das Netzmanagement auf der Mittel- (MS) und Niederspannungsebenen (NS) einzubeziehen.

Die entsprechenden Ressourcen sind hierfür zu erweitern und die entsprechenden Netzbetriebsmittel mit Netzautomationsmitteln (NAM) sowie (auf Seiten der Netznutzer, Einspeiser wie Bezieher) mit Anlagenautomationsmitteln (AAM) auszustatten. Weiterhin muss die Kommunikationsinfrastruktur zu den Netzteilnehmern erweitert bzw. eine öffentliche Kommunikationsinfrastruktur (Mobil-

funknetz, DSL) genutzt werden. Durch die höhere Anzahl der Teilnehmer im Netzmanagement müssen auch die Netzleitsysteme automatisiert werden. Diese Subsysteme des Netzleitsystems werden dann voraussichtlich auch dezentral auf den jeweiligen Netzebenen bzw. -abschnitten angesiedelt werden (zelluläres Konzept). Neue Aufgaben sind die Prüfung der Automationsmittel bei den Netznutzern sowie die erforderliche Abrechnung und Bezahlung der Kosten bzw. Kompensationen. Die Qualifizierung der Automationsmittel kann wie bereits heute durch die Hersteller typbasiert erfolgen.

- **Kostenstruktur und Erlösquellen**

Durch den Ausbau und die Erweiterung der Ressourcen und Aktivitäten steigen sowohl die Investitions- als auch die Abschreibungskosten und die Betriebskosten deutlich an. Die Kosten für die Netzautomationsmittel und die kommunikative Anbindung müssen durch den VNB getragen werden, da dieser aus Gründen der Systemsicherheit allein zugreifen sollte.

Die Kosten für die Anlagenautomationsmittel müssen die Netznutzer tragen. Die Kosten für die Kommunikation (Kommunikationsinfrastruktur bzw. für die Nutzung von öffentlichen Kommunikationsnetzen) hingegen könnten zwischen dem VNB und dem Netznutzer aufgeteilt werden, da die Kommunikationsinfrastruktur für das Energiemanagement auch vom Netznutzer für Marktzwecke genutzt werden kann.

Bei der Variante Anreizkompensation muss der VNB zusätzlich die Kompensationskosten in den Phasen Gelb und Rot tragen. Denn durch den (externen) Eingriff in die Fahrpläne können die Netznutzer ihren vertraglichen Abnahme- oder Lieferverpflichtungen teilweise nicht mehr nachkommen bzw. sie müssen Regelenergie beanspruchen.

Bei den Erlösen gibt es drei Optionen:

Option 1: Anpassung der bestehenden Netzentgelte für die Netznutzer mit Energiebezug. Die höheren Kosten werden im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt und führen zu steigenden Netzentgelten. Dies ist allerdings keine verursachergerechte Lastenverteilung, weil die verursachenden Netznutzer (im Wesentlichen die Einspeiser) zwar das Netz in Anspruch nehmen, aber keinen Beitrag hierfür leisten.

Option 2: Einführung von (neuen) Netzentgelten für Einspeiser. Hierfür spricht, dass diese Netznutzer das Wertangebot des VNB mitnutzen und gleichzeitig den Aufwand für die Netzführung erhöhen. Die Einspeisenetzentgelte können, je nach Regelung, fix oder variabel gestaltet und pro Einspeiseleistung (angemeldet/maximale Leistung pro Jahr) oder pro eingespeister Arbeit (kWh) berechnet werden. Weiterhin können die Netzentgelte auch mit Bezug auf die Steuerfähigkeit (keine, nur Abschaltung, flexible Steuerung) variiert werden. Wenn die erhöhten Kosten für die Netzführung allerdings allein den Einspeisern aufgebürdet werden würde, wäre die Einspeisung voraussichtlich wirtschaftlich unattraktiv.

Option 3: Eine Kombination der Optionen 1 und 2; d.h., sowohl die Einspeiser als auch die Bezieher werden an den erhöhten Kosten beteiligt. Aus genannten Gründen plädiert der VDE für diese Option.

3.6 Zusammenfassung

Es wurde aufgezeigt, dass das Teilgeschäftsmodell Netzführung im Smart Grid in den Grundzügen gleich bleibt, aber deutlich erweiterte Aktivitäten und Ressourcen erforderlich sind. Um künftig auch auf den Mittel- und Niederspannungsebenen einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, müssen die Netzautomationsmittel, die Anlagenautomationsmittel sowie die Kommunikationsinfrastruktur ausgebaut und ein weitgehend automatisiertes Netzleitsystem auch für die Mittel- und Niederspannungsebenen eingeführt werden. Für die in der Branche diskutierte „Ampelregelung“ wurden verschiedene Regelungen vorgestellt und die jeweiligen Vor- und Nachteile diskutiert. Eine abschließende Bewertung und Empfehlung ist an dieser Stelle allerdings noch nicht möglich.

Ein zentraler Diskussionspunkt ist dabei, ob in einem Smart Grid nicht mehr nur die Bezieher, sondern auch die Einspeiser Netznutzungsentgelte entrichten sollten, um die Netzführung praktikabel und gerecht zu gestalten. Da aber das zukünftige Marktdesign und die Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien, sowohl in Hinblick auf weitere Förderung als auch in Bezug auf die zukünftige Marktintegration noch nicht abschließend definiert sind, kann an dieser Stelle noch keine endgültige Bewertung abgegeben werden.

4 Fazit und Ausblick

Die Diskussionen im Rahmen der Ausarbeitung der Geschäftsmodelle haben verdeutlicht, dass die aktuelle Situation mit einer hohen Unsicherheit behaftet ist. Diese betrifft einerseits die Aufgaben, die VNB zukünftig übernehmen sollen und andererseits die Art und Weise, wie die erforderliche Sicherheit für Investitionen gewährleistet werden kann. Es gilt, die Bereitschaft für den aktiven Wandel der Energiewirtschaft zu fördern und somit auch den Rahmen für neue Geschäftsmodelle zu schaffen.

Hierfür sind Anpassungen der derzeitigen gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich. Dabei wird nicht erwartet, dass die Liberalisierung und das Unbundling rückgängig gemacht werden, aber dass die zukünftigen Aufgaben dort zugeordnet werden, wo sie volks- und betriebswirtschaftlich am sinnvollsten durchgeführt werden können. Die in diesem Dokument vorgestellten Geschäftsmodelle haben Möglichkeiten aufgezeigt, wie VNB effizient und sinnvoll beteiligt werden können.

Das Geschäftsmodell Netzführung im Smart Grid erfordert die Anpassung der Regulierung auf eine Form der „Ampelregelung“. In der vorgestellten Variante Anreizkompensation für Netzführung müsste hierzu eine Klassifizierung der Netznutzer, sowohl Einspeiser als auch Be-

zieher nach Anschlussleistung und nach dem möglichen Beitrag zum Netzmanagement (Art und Umfang der Anlagenautomatisierung) vorgenommen werden. Die Einführung von gestuften Kompensationen für Beteiligung in Gelber Phase 1 und 2 ist abzustimmen, sowie die Höhe der Kompensation nach Netzabschnitt und Anlass zu differenzieren.

Im VDE-ITG Positionspapier „Künftige Geschäftsmodelle für Verteilungsnetzbetreiber im Smart Grid der Zukunft“ werden daneben noch weitere Geschäftsmodelle aufgeführt und ebenso Empfehlung im Hinblick auf die Verantwortlichkeiten der VNBs gegeben [8].

Wesentlich ist, dass die Rahmenbedingungen für die Ausgestaltung eines Energieinformationsnetzes und dessen Finanzierung definieren werden. Die Zuständigkeit für den Aufbau des Energieinformationsnetzes als Basisinfrastruktur sollte bei den Verteilungsnetzbetreibern liegen, da der Bedarf an Informationen und übergeordneten Steuerungsmöglichkeiten zunächst von den Gegebenheiten im individuellen Verteilungsnetzbereich abhängt.

Um den Aufbau und Betrieb des Energieinformationsnetzes zu ermöglichen, sollte die Zuordnung der Rolle zu einem Akteur mit der Möglichkeit zur Delegation erfolgen. Es wird hier empfohlen, diese Rolle dem Verteilungsnetzbetreiber (VNB) zuzuteilen, da eine derartige Infrastruktur allen Akteuren im Energiesystem diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen muss und der VNB ohnehin gesetzlich zur diskriminierungsfreien Bereitstellung seiner Infrastruktur verpflichtet ist.

Der Aufbau einer Informations- und Dienstplattform durch den VNB bildet auch die Grundlage für weitere Geschäftsmodelle. Der Betrieb und die Bereitstellung der Daten und Dienste durch einen VNB und/oder einen dedizierten Informations-Plattform-Dienstleister sind sowohl volkswirtschaftlich und im Sinne der Zuverlässigkeit sinnvoll und sollten dementsprechend vorangetrieben werden. Weiterhin wird der regionale Leistungsausgleich künftig eine Aufgabe, die nicht nur als Methode zur Netzführung zu sehen ist, sondern als eine erforderliche Unterstützung der Akteure auf Marktebene. Es ist davon auszugehen, dass die zukünftig verteilte und immer dezentrale, volatile Erzeugung zu zunehmenden Leistungsdifferenzen und Abweichungen auch im Verteilungsnetze führen wird. Der VNB sollte daher eine aktivere Rolle mit zunehmender Verantwortung für Systemdienstleistungen zum regionalen Leistungsausgleich erhalten.

Die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle erfolgt auf Basis von Smart Grids. Bisher sind die Kosten für den Aufbau von geeigneter IKT dafür zu hoch und stellen somit eine Markteintrittsbarriere dar. Nach dem Aufbau eines Smart Grid mit Basis-Funktionalitäten und der Möglichkeit zur günstigen Erweiterbarkeit auf neue Anlagen sinken diese Kosten. Alle Marktakteure können das Energie-Informationssystem als Teil des Smart Grid nutzen

Viele derzeitige Business Cases zum Thema Smart Grid sind negativ, da meist der Aufbau im engeren Sinne betrachtet wurde und teilweise künftige Geschäftsmodelle und Wertangebote aufgrund der vorherrschenden regulatorischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht berücksichtigt wurden.

Die vorgestellten Geschäftsmodelle sollen daher als Optionenraum einfließen, anhand dessen die spezifischen Anforderungen an die technische Infrastrukturumsetzung abgeleitet und somit eine anforderungsbezogene Differenzierung in die Infrastrukturplanung ermöglicht werden kann. Dies wird die Genauigkeit der Investitionsvolumenplanung erhöhen und unter Berücksichtigung der zusätzlichen Wertangebote auch die Argumentation zur Umsetzung und zur Finanzierung unterstützen.

5 Literatur

- [1] acatech Studie: *Future Energy Grid*, Appelrath, H.-J., Kagermann, H., Mayer, C. (München, Berlin 2012)
- [2] BNetzA: *Smart Grid – Smart Markt. Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems* (Bonn, 2011)
- [3] vgl. Bieger, Th.; zu Knyphausen-Aufseß, D.; Krys, Chr. (2011) *Innovative Geschäftsmodelle*. Berlin, Heidelberg: Springer sowie Welz, J. (2011). *Geschäftsmodelle und Erfolgsfaktoren von deutschen Bioenergieidörfern*. Leuphana Universität Lüneburg. Lüneburg.
- [4] Osterwalder, A.; Pigneur, Y. (2011): *Business Model Generation*. Frankfurt a.M. : Campus, S. 18ff.
- [5] vgl. Leprich, U. et. al. (2010): *Der Marktplatz E-Energy aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive*. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Vol. 34, Nr. 2, S. 79–89; sowie: Kerksenbrock, N.; Ploss, M.: *Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft*. et 61. Jg., (2011), Heft 11, 72-75.
- [6] siehe zur Differenzierung von Marktrolle und Marktteilnehmer BMWi-Fachforum *Marktrollen und Geschäftsmodelle* am 25.11.2011
- [7] BDEW: Anwendungsfälle (Use Cases) im Smart Grid: Fokus Strom, 16.04.2012
- [8] VDE-ITG: *VDE Positionspapier Energieinformationsnetze und -systeme Teil B Geschäftsmodelle* (Frankfurt 2012)