

Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende

*Eine Untersuchung zu
Potenzial, Marktchancen
und Herausforderungen
eines zukunftsweisenden
Konzepts.*



Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende

*Eine Untersuchung zu
Potenzial, Marktchancen
und Herausforderungen
eines zukunftsweisenden
Konzepts.*

Virtuelle Kraftwerke als wirkungsvolles Instrument für die Energiewende

Herausgegeben von PricewaterhouseCoopers AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Von Joachim Albersmann, Dominik Bahn, Igor Baum, Sebastian Farin, Thomas Fecht, Ralf Reuter und Thomas Stiefelhagen

Februar 2012, 58 Seiten, 21 Abbildungen, Softcover

Alle Rechte vorbehalten. Vervielfältigungen, Mikroverfilmung sowie die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Medien sind ohne Zustimmung des Verlags nicht gestattet.

Die Ergebnisse der Studie sind zur Information unserer Mandanten bestimmt. Sie entsprechen dem Kenntnisstand der Autoren zum Zeitpunkt der Veröffentlichung. Für die Lösung einschlägiger Probleme greifen Sie bitte auf die in der Publikation angegebenen Quellen zurück oder wenden sich an die genannten Ansprechpartner. Alle Meinungsbeiträge geben die Auffassung der Autoren wieder.

Printed in Germany

Vorwort

Der Energiemarkt hat sich in weniger als zwei Jahren auf den Weg in ein neues Zeitalter der Energieversorgung gemacht. Standen ab 1998 die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte sowie der Aufbau funktionsfähiger liquider Märkte im Vordergrund, so bewegen wir uns nun unaufhaltsam auf eine Neuausrichtung des gesamten Marktes zu.

Hauptmerkmale dieser Energiewende sind regenerative Energiequellen, zusätzliche Infrastrukturen, neue Speichertechnologien und die Wiederkehr dezentraler Versorgungskonzepte. Wie auch immer die passenden Marktmodelle aussehen mögen, sie werden sich nochmals deutlich von den heutigen, im Schwerpunkt wettbewerbsorientierten Modellen unterscheiden.

Vorboten dieser Entwicklung sind Smart Grids und virtuelle Kraftwerke (VKs). Doch was steckt hinter diesen Schlagworten und wie werden sich diese Konzepte in Zukunft darstellen?

Wir sind der Frage nachgegangen und stellen Ihnen in dieser Publikation die Ergebnisse unserer Untersuchung zu den virtuellen Kraftwerken, ihren Einsatzmöglichkeiten und ihrer Rolle innerhalb eines zukünftigen Energiekonzepts vor. Damit möchten wir Ihnen helfen, die Ziele, die Sie möglicherweise mit einem VK erreichen wollen, klarer zu fassen und zielstrebig anzugehen.

Unsere Untersuchung umfasst die Analyse der aktuellen Marktgegebenheiten und gesetzlichen Rahmenbedingungen, die Entwicklung von Beispielszenarien zu verschiedenen strategischen Ausrichtungen von VKs und der Bewertung ihrer Marktchancen, die Einschätzung möglicher Risikofaktoren sowie die Befragung von Marktteilnehmern.

Das Energiekonzept der Bundesregierung war dabei steter Bezugspunkt, da es den Rahmen für die Energieerzeugung der nächsten Jahrzehnte in Deutschland vorgibt. Innerhalb dieses Rahmens gibt es jedoch eine Reihe spannender Gestaltungsmöglichkeiten, denn die konventionelle und die regenerative Energieerzeugung, die noch lange koexistieren werden, müssen nun in optimaler Form zusammengeführt werden.

Wir wünschen Ihnen eine erkenntnisreiche und anregende Lektüre!

Joachim Albersmann
Energy Consulting

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	5
Abbildungsverzeichnis.....	7
Abkürzungsverzeichnis.....	8
A Einführung.....	11
1 Ausgangssituation.....	11
2 Zielsetzung der Studie.....	11
3 Vorgehensweise.....	12
B Virtuelle Kraftwerke: Was zeichnet sie aus und was leisten sie?	13
1 Begriffsdefinition.....	13
2 Dimensionsbetrachtung von virtuellen Kraftwerken.....	13
3 Das virtuelle Kraftwerk als Bestandteil eines Smart Grid.....	16
C Marktchancen: eine betreiberorientierte Betrachtung.....	18
1 Makroökonomische Rahmenbedingungen.....	18
1.1 Einflussnahme durch die EU.....	18
1.2 Das Energiekonzept der Bundesregierung.....	18
2 Betriebs- und Vermarktungskonzepte für VKs.....	19
2.1 Betriebskonzepte.....	20
2.1.1 Das Konzept des Spitzenlastausgleichs (Peak Shaving).....	20
2.1.2 Das VK als Ersatz für bestehende Kraftwerke.....	24
2.1.3 Das VK als Regelleistungskraftwerk.....	24
2.1.4 Das VK als Instrument der Lastflussoptimierung.....	26
2.2 Vermarktungskonzepte.....	27
2.2.1 Vermiedene Netznutzung.....	28
2.2.2 Strom- und Energiesteuer.....	28
2.2.3 Contracting.....	29
2.2.4 Wahlmöglichkeiten durch EEG und KWKG.....	29
2.2.5 Neue Vermarktungschancen durch das Marktprämienmodell des EEG.....	30
2.2.6 Vermarktung über die aktive Teilnahme am börslichen Energiehandel.....	32
2.2.7 Regelenergie und deren Vermarktung.....	34
D Hürden auf dem Weg zum VK.....	37
1 Ungewissheit über die Entwicklung der Rahmenbedingungen.....	37
2 Hohe Anforderungen an die IT.....	38
3 Operative Überlegungen.....	42
E Umfrageergebnisse: die Sicht der Marktteilnehmer.....	44
F Fazit und Ausblick.....	50
Quellenverzeichnis.....	52
Ihre Ansprechpartner.....	56

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1	Dimensionsbetrachtung der von zwei verschiedenen ausgestalteten VKs	14
Abb. 2	Risiko- und Anforderungsprofil des VK I.....	14
Abb. 3	Risiko- und Anforderungsprofil des VK II.....	15
Abb. 4	VKs innerhalb eines Smart Grid	16
Abb. 5	Repräsentativer Tageslastgang und EEX Phelix Spot vom 3. August 2011.....	21
Abb. 6	Merit-Order.....	22
Abb. 7	Effekt von VKs (EE-Anlagen) auf die Grenzkosten im Spitzenlastbereich.....	23
Abb. 8	Regelenergiearten im zeitlichen Ablauf	25
Abb. 9	Marktorientierte Nutzungsmöglichkeiten von VKs.....	27
Abb. 10	Festvergütung und Marktprämie nach EEG	31
Abb. 11	Arten von Produkten und Geschäften (inklusive OTC)	33
Abb. 12	Zulassung zum Börsenhandel an der EEX	34
Abb. 13	EEG-Marktprämienmodell und Regelleistung.....	35
Abb. 14	Stand der Auseinandersetzung mit dem Thema VK.....	44
Abb. 15	Attribute eines VK.....	45
Abb. 16	Bedeutung der Erzeugungstechnologien im Rahmen der Ausgestaltung eines VK.....	46
Abb. 17	Optimaler Erzeugungsmix eines VK.....	47
Abb. 18	Relevante Zielmärkte für VKs	48
Abb. 19	Relevanz der verschiedenen Betriebskonzepte für VKs	48
Abb. 20	Wichtigkeit des Themas „virtuelle Kraftwerke“ für die Zukunft	49
Abb. 21	Meilensteine für die künftige Entwicklung der Energiewirtschaft	51

Abkürzungsverzeichnis

Abb.	Abbildung
AG	Aktiengesellschaft
AKW	Atomkraftwerk
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKM	Bilanzkreismanagement
BKW	Braunkohlekraftwerk
BMP	Binnenmarktpaket
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BörsG	Börsengesetz
bzw.	beziehungsweise
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ebXML	Electronic Business using XML
ECC	European Commodity Clearing
EDIFACT	United Nations Electronic Data Interchange for Administration, Commerce and Transport
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EEX ZO	European Energy Exchange Zulassungsordnung
EMS	Energiemanagementsystem
EnergieStG	Energiesteuergesetz

EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ERP	Enterprise Resource Planning
EU	Europäische Union
EU-BMP	EU-Binnenmarktpaket
ggf.	gegebenenfalls
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
Hrsg.	Herausgeber
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
IT	Informationstechnologie
KraftNAV	Kraftwerksnetzanschlussverordnung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz
Mgmt.	Management
mHz	Millihertz
Min.	Minute
mind.	mindestens
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OTC	over the counter
PS	Pumpspeicherkraftwerk
Sek.	Sekunde
SKW	Steinkohlekraftwerk
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
T€	Tausend Euro

u. a.	unter anderem
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
VDN	Verband der Netzbetreiber
Vgl.	Vergleiche
VK	virtuelles Kraftwerk
WK	Wasserkraftwerk
z. B.	zum Beispiel

A Einführung

1 Ausgangssituation

Die derzeitige Energieerzeugungssituation steht in Deutschland vor einer erheblichen Umstrukturierung des Erzeugungsmix. Ein großer Teil des Kraftwerksparks ist veraltet und muss in den kommenden Jahren ersetzt werden. Der beschlossene Kernenergieausstieg sowie die klimapolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung stellen den Energiesektor vor erhebliche Herausforderungen. Neben der Entwicklung hin zu einer nachhaltigen und wirtschaftlichen Energieversorgung steht die Deckung der Versorgungslücke, die hauptsächlich durch den Kernenergieausstieg entsteht, durch sichere und klimafreundliche Erzeugungskapazitäten im Vordergrund.

Die Entwicklungen der letzten Jahre haben dazu geführt, dass der Anteil an dezentralen und regenerativen Erzeugungskapazitäten stark angestiegen ist. Eine volkswirtschaftlich zufriedenstellende Einbindung dieser Anlagen in die Regelung und die Netzstrukturen ist bislang jedoch nur unzureichend gegeben.

Dieser Trend führt zu maßgeblich veränderten Rahmenbedingungen insbesondere für die Erzeugung und den Netzbereich, aber auch für den Handel und Vertrieb. Vor diesem Hintergrund werden virtuelle Kraftwerke als Möglichkeit diskutiert, die neuen Herausforderungen zu bewältigen.

2 Zielsetzung der Studie

Mit unserer Untersuchung möchten wir daher dazu beitragen, allen Interessierten einen besseren Einblick in die Wesensmerkmale und die verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten virtueller Kraftwerke zu verschaffen und ihnen dadurch zu ermöglichen, die eigenen Geschäftsziele in Bezug auf VKs klarer zu fassen und zielstrebig anzugehen. Dazu werden wir Antwort auf folgende Fragen geben:

- Was sind VKs? Wie und durch wen können sie betrieben werden?
- Welches sind die entscheidenden marktwirtschaftlichen, technischen und juristischen Faktoren, die die künftige Entwicklung des Konzepts „virtuelles Kraftwerk“ beeinflussen?
- Welche Betriebs- und Vermarktungsmöglichkeiten bieten VKs?
- Welches sind die Chancen und Risiken eines Zusammenschlusses von Erzeugungsanlagen gegenüber dem unvernetzten Betrieb?
- Welche Schwierigkeiten sollten bei zukünftigen Entscheidungen und Projekten beachtet werden?
- Welche Anforderungen stellt ein VK an das Risikomanagement?
- Welche Trends lassen sich aus der weiteren Entwicklung des Marktes und der Erzeugungsstrukturen ableiten?

3 Vorgehensweise

Um die realen Möglichkeiten virtueller Kraftwerke auszuloten, sind wir von den aktuellen Marktgegebenheiten und den Entwicklungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen ausgegangen. Wir haben ein Dimensionsprofil und Beispielszenarien entwickelt, um mögliche strategische Ausrichtungen für ein VK aufzuzeigen.

Die Marktchancen der verschiedenen Vermarktungs- und Betriebskonzepte haben wir aus der Betreiberperspektive und wiederum unter engem Bezug auf die gegenwärtige Gesetzgebung analysiert. Hier ging es uns auch darum, der These nachzugehen, dass gerade die Mischung verschiedener Erzeugungsanlagen Synergieeffekte hervorbringen könne. Die Untersuchung sollte klären, welcher Art diese Synergien seien, inwiefern unterschiedliche Betriebskonzepte diese Effekte realisieren könnten und welche marktwirtschaftlichen, rechtlichen sowie technischen Voraussetzungen dafür erfüllt werden müssten.

Des Weiteren haben wir mögliche Schwierigkeiten und Hürden, die bei der Planung bzw. beim Betrieb eines VK auftreten können, untersucht. Dazu wurden auch Einschätzungen von renommierten IT-Dienstleistern hinzugezogen.

Gestützt wurde unsere Untersuchung durch die Befragung von 17 Experten aus der Energieversorgung, die es uns ermöglichen sollte, eine repräsentative Marktmeinung zum Verständnis und zur Wichtigkeit des Themas sowie zu Einsatzmöglichkeiten und Betriebskonzepten von virtuellen Kraftwerken zu erhalten.

B Virtuelle Kraftwerke: Was zeichnet sie aus und was leisten sie?

1 Begriffsdefinition

Da es in der Fachliteratur keine allgemeingültige Definition des Begriffs „virtuelles Kraftwerk“ gibt, haben wir uns erlaubt, für unsere Arbeit eine recht weitgefassete Begriffsbestimmung vorzunehmen. Dies ermöglichte uns, alle Varianten eines Erzeugungsmixes mit in unsere Untersuchung einzubeziehen.

„Virtuelles Kraftwerk“ meint die zentrale Steuerung mehrerer Energieerzeugungsanlagen. Die technische Einheit dieser dezentralen Einzelanlagen befindet sich lediglich in der zentralen Steuerung und der dazugehörigen IT – daher rührt die Bezeichnung virtuell. Ziel des virtuellen Kraftwerks ist es, positive strategische und betriebswirtschaftliche Effekte für den Betreiber zu generieren.

Die genaue Ausprägung eines virtuellen Kraftwerks (VK) hängt stark vom jeweiligen Betriebskonzept und den jeweiligen Anlagentypen ab. Dadurch, dass wir bei unserer Betrachtung bewusst alle denkbaren Anlagentypen – sowohl konventionelle als auch regenerative – einbeziehen, ist es möglich, die Synergien, die sich aus einem bestimmten Erzeugungsmix ergeben können, zu erkennen.

Wir ordnen einem VK folgende Attribute zu:

- vernetzte Erzeugungsanlagen
- dezentrale Erzeugung an mehreren Standorten
- zentrale Steuerung und Fernüberwachung
- flexible Erzeugungskapazitäten
- strategisch individuell einsetzbarer Anlagenverbund
- gemischte Erzeugungsarten

2 Dimensionsbetrachtung von virtuellen Kraftwerken

Ausgestaltung und Betriebsstrategie ergeben bei unterschiedlicher Kombination unterschiedliche Typen von VKs. Mithilfe eines Dimensionsprofils und zweier Beispielszenarien (siehe Abb. 1) möchten wir aufzeigen, wo die ausschlaggebenden Entscheidungsgrößen bei späteren Projektumsetzungen liegen und welche Möglichkeiten unterschiedliche (strategische) Konzepte bieten. Der Zusammenhang besteht dabei in der Frage, wozu ein VK betrieben werden soll (indirekte Dimensionen), und der sich daraus ergebenden Frage, was die Betreiber dazu benötigen (direkte Dimensionen). Das VK wird somit zum ganzheitlichen Instrument, mit dem die angestrebten Ziele erreicht und Synergieeffekte realisiert werden können.

Abb. 1 Dimensionsbetrachtung der von zwei verschieden ausgestatteten VKs

Dimensionen	VK I	VK II	
indirekt	Möglichkeiten und Ziele des betrieblichen Einsatzes	CO ₂ -Reduktion mittels Einsparung fossiler Primärenergieträger	Einsparung fossiler Primärenergieträger, CO ₂ -Reduktion, Bereitstellung von Regelenergie und Maßnahmen zur Effizienzsteigerung
	Vermarktungs- und Vergütungsansätze	Vermarktung auf Grundlage der gesetzlichen Mindestvergütung und der Abnahmepflicht gemäß EEG	Vermarktung auf Grundlage der gesetzlichen Mindestvergütung und der Abnahmepflicht gemäß EEG und KWKG, Handel am Spotmarkt der EEX, Vermarktung von Regelenergie
direkt	Zielmodell und Strategie der zu verwendenden Erzeugungs- und Speichertechnologien	Offshore-Windpark mit einer Gesamtleistung von 30 MW (6 Anlagen à 5 MW) und zwei Onshore-Windparks mit jeweils 15 MW Gesamtleistung (15 Anlagen à 1 MW)	zwei Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 75 MW (13 Anlagen à 5 MW), 500 Mini-BHKWs mit einer Gesamtleistung von 25 MW, Gasturbine mit 200 MW Leistung
	Strategie und Umsetzung der Informations- und Steuerungstechnologien	dezentrale Steuerung: lokale Steuerung bei weitgehend homogener Anlagenstruktur in räumlicher Nähe, wenig Einflussmöglichkeiten bei begrenztem Aufwand	Kontrollcenteransatz: zentrale Steuerung bei heterogener Anlagenstruktur mit starker räumlichen Streuung, Bereitstellung von Daten für die kommerzielle Verarbeitung
	Betreiber- und Eigentumsmodelle	das wirtschaftliches Eigentum sowie der Betrieb des Anlagenverbunds liegen bei einem einzigen Unternehmen	Kontrolle und Steuerung des VK sowie das wirtschaftliche Eigentum der Windparks und der Gasturbine liegen bei einem einzigen Unternehmen, das wirtschaftliche Eigentum der Mini-BHKWs liegen bei mehreren Industrieunternehmen

Auf der Basis der Beispielszenarien I und II lassen sich nun die individuellen Risiko- und Anforderungsprofile ableiten.

Abb. 2 Risiko- und Anforderungsprofil des VK I

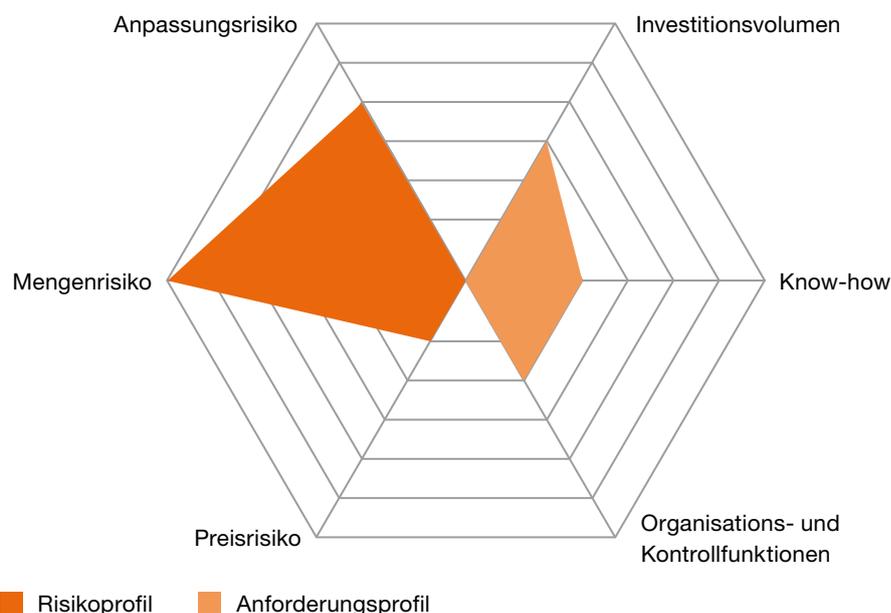
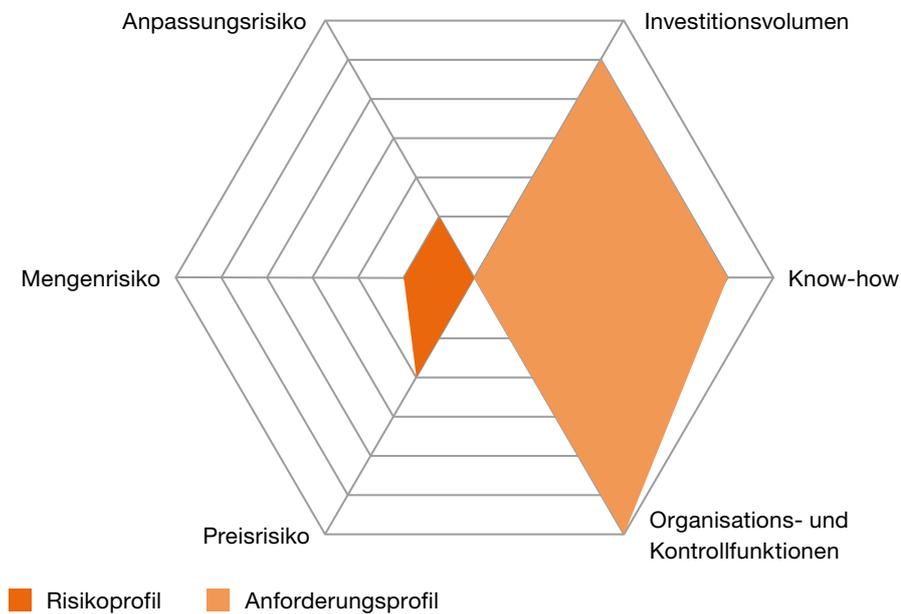


Abb. 3 Risiko- und Anforderungsprofil des VK II

Zwischen den Dimensionen sowie dem Risiko- und Anforderungsprofil eines VK besteht ein direkter Zusammenhang. Nachdem geklärt wurde, wofür ein VK betrieben werden soll und was dafür benötigt wird, ergibt sich für den Betreiber die Frage nach den Anforderungen, die sich daraus ergeben. Im letzten Schritt werden die Anforderungen mit der Frage verknüpft, welches Risikoprofil aus den Anforderungen abzuleiten ist. Das Modell des Risiko- und Anforderungsprofils macht deutlich, dass die Höhe des Risikos und die Höhe der Anforderungen negativ korreliert sind – die synergetischen Effekte eines VK können folglich zur Risikosteuerung genutzt werden. Die Frage nach dem Zweck eines VK hat also mittelbaren Einfluss auf die Risikosteuerung.

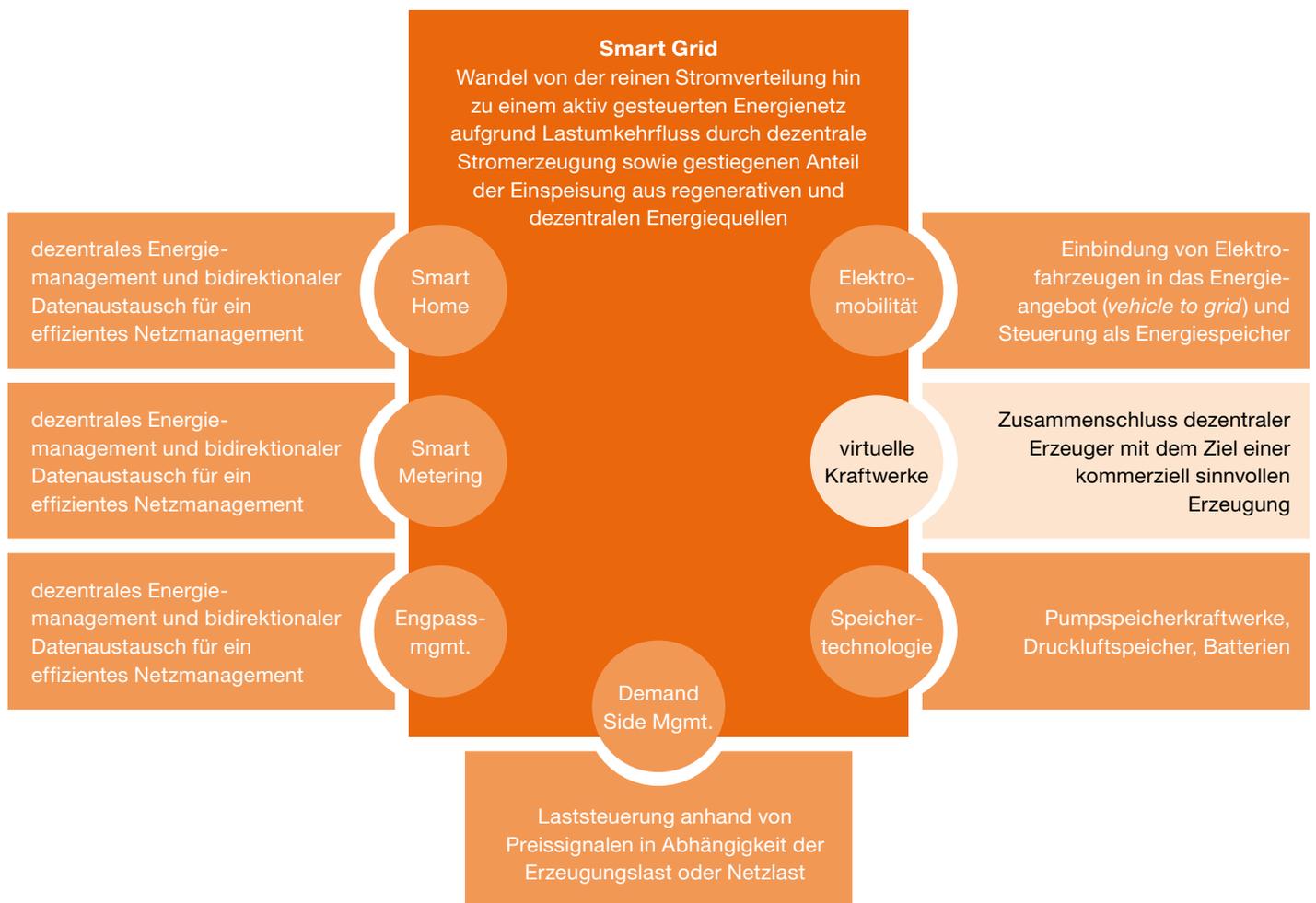
Aus dem Anforderungsprofil ergibt sich ein bestimmtes Investitionsvolumen, ein bestimmtes Maß an Know-how und ein bestimmter Bedarf an Organisations- und Kontrollfunktionen. Grundsätzlich lässt sich sagen, dass die Anforderungen mit zunehmender Komplexität, Heterogenität und Leistung des VK steigen. Die involvierten Unternehmen benötigen ein umfangreicheres Know-how, um heterogene Anlagenverbände zu planen, zu bauen und in Betrieb zu nehmen. Es müssen zusätzliche Organisations- und Kontrollfunktionen implementiert werden, damit der organisatorische Aufbau sowie die Prozessabläufe des VK gemanagt werden können.

Die Risikokomponente des Profils besteht im Wesentlichen aus den Teilen Anpassungs-, Mengen- und Preisrisiko. Je geringer die Möglichkeiten sind, das VK auf effiziente Weise an eine volatile Stromnachfrage anzupassen, desto höher ist das Anpassungsrisiko. Das Mengenrisiko ergibt sich unter anderem aus der Dargebotsabhängigkeit eines Anlagentyps, das heißt aus seiner Abhängigkeit von regenerativen Energiequellen wie Sonne und Wind, bei denen sich Menge und Zeitpunkt der Einspeisung nicht planen lassen.

3 Das virtuelle Kraftwerk als Bestandteil eines Smart Grid

Oft wird der Begriff „virtuelles Kraftwerk“ in einem Atemzug mit „Smart Grid“ verwendet, dennoch ist es falsch, beides gleichzusetzen. „Smart Grid“, das intelligente Stromnetz, ist ein übergeordneter Begriff und steht für das steuerbare Zusammenspiel aller Komponenten des Energiesystems, also aller Akteure und Technologien wie Großkraftwerke, EE-Anlagen, Netzkomponenten, Steuerungstechnologien und Verbraucher dank integrierter Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT). Die folgende Abbildung veranschaulicht die verschiedenen Funktionen eines Smart Grid und zeigt dabei die spezifische Funktion eines VK innerhalb des Smart Grid auf.

Abb. 4 VKs innerhalb eines Smart Grid



Seine Aufgabe besteht darin, durch zentrale Steuerung und bidirektionalen Informationsfluss zwischen Erzeugern, Verbrauchern und Netzkomponenten für die Optimierung der Lastflüsse und Prozesse im Energiesystem zu sorgen und so maßgeblich zur Netzstabilität beizutragen. Um diese Funktion innerhalb des intelligenten Stromnetzes übernehmen zu können, muss das VK-Betriebskonzept auf die Möglichkeit der Lastflussoptimierung abgestimmt werden, während die VK-Erzeugungsanlagen im Wesentlichen dezentral sein müssen.

Dieses Beispiel zeigt auch, wie gut VKs den im Eckpunktepapier¹ der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energiesystems geforderten Brückenschlag zwischen Smart Grids und Smart Markets unterstützen können.

¹ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2012).

C Marktchancen: eine betreiberorientierte Betrachtung

1 Makroökonomische Rahmenbedingungen

1.1 Einflussnahme durch die EU

Für die Entwicklung virtueller Kraftwerke waren die jüngsten Veränderungen der legislativen Rahmenbedingungen ein wichtiger Anstoß. So wurden auf EU-Ebene in den letzten 15 Jahren viele Entscheidungen getroffen, die zur Öffnung der Energiemärkte und zur Steigerung des Wettbewerbs beitrugen. Exemplarisch dafür sind die EU-Binnenmarktpakete 1 bis 3. Sie beinhalten verschiedene Richtlinien und Verordnungen zur Regelung der Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Strom und Gas, die allesamt die Schaffung eines transparenten, wettbewerbsorientierten und diskriminierungsfreien europäischen Energiemarktes voranbringen sollten. Das 3. EU-Binnenmarktpaket trat am 3. September 2009 in Kraft. Seine Richtlinien und Verordnungen² lösten die bislang geltenden ab und waren von den EU-Mitgliedsstaaten innerhalb von 18 Monaten in nationales Recht umzusetzen.

In den deutschen Energiemarkt ist aufgrund der EU-Regelungen und der nationalen Gesetzesänderungen Bewegung gekommen. Die Unternehmen des Sektors müssen sich anpassen, um in Zukunft weiterhin gewinnbringend agieren zu können. Die gestiegene Marktdynamik und die neuen Vermarktungschancen für Strom aus kleineren Erzeugungsanlagen machen VKs mit ihrem Konzept der Vernetzung zu einer attraktiven Innovation. Da sie durch die Vernetzung dezentraler Erzeugungsanlagen auf der einen Seite und durch die zentrale Steuerung auf der anderen Seite prinzipiell zur Informationsbereitstellung beitragen, bieten sie zum Beispiel eine gute Grundlage, um den gestiegenen Informationspflichten nachzukommen. Auch schafft der verbrauchsnahe Charakter von VKs die Möglichkeit, den Energietransport auf Verteilernetze zu konzentrieren und somit die Abhängigkeit von Übertragungsnetzen zu reduzieren.

1.2 Das Energiekonzept der Bundesregierung

Die Bundesregierung nimmt ebenfalls ihre Möglichkeiten wahr, um die Entwicklungen im Energiemarkt zu beeinflussen, unter anderem mit dem im September 2010 beschlossenen Energiekonzept³ und dem ergänzenden Energiepaket von Juni 2011, mit denen sie die Energiewende hin zu den erneuerbaren Energien und den kompletten Ausstieg aus der Kernenergie vorantreiben will. Die Bundesregierung vertritt die Ansicht, dass sich die drei gleichberechtigten Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz durch den intensivierten Einsatz erneuerbarer Energien und die Schaffung einer intelligenten Vernetzung zwischen Erzeugung und Verbrauch erreichen lassen. Die Vernetzung

² Richtlinie 2009/72/EG, Richtlinie 2009/73/EG, Verordnung (EG) Nr. 713/2009, Verordnung (EG) Nr. 714/2009, Verordnung (EG) Nr. 715/2009.

³ Vgl. BMU; BMWi (Hrsg.) (2011), S. 1–33.

dezentraler Erzeugungsanlagen durch zentrale Steuerung ist so gesehen nicht nur eine interessante Marktchance, sondern vielmehr die logische Konsequenz auf die derzeitigen Marktbedingungen.

Die Bundesregierung wird voraussichtlich auch weiterhin gezielt Einfluss auf die Energiewirtschaft nehmen und mittels Gesetzen, Subventionen und Kooperationen mit Wirtschafts- und Forschungsinstituten die beschlossene Energiepolitik umsetzen. Diese Rahmenbedingungen werden nach derzeitiger Intention des Energiekonzepts in erheblichem Umfang positiven Einfluss auf die Nutzbarkeit und die Bedeutung von VKs haben.

Im Zuge des vollständigen Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2022 und der Erreichung der CO₂-Reduktionsziele für 2020 und 2050 werden beträchtliche Erzeugungskapazitäten im regenerativen Bereich benötigt. Diese lassen sich voraussichtlich nur durch den Zubau neuer regenerativer Erzeugungsanlagen (EE-Anlagen) und die synergetische Nutzung bestehender und neuer Anlagen im Verbund erreichen. Die Bundesregierung fördert mittel- bis langfristig die Marktfähigkeit von EE-Anlagen durch zeitlich begrenzte und degressiv ausgestaltete Mindestvergütungen. Die Nachteile vieler EE-Anlagen hinsichtlich Planbarkeit, Steuerbarkeit und aktueller Wettbewerbsfähigkeit könnten gerade durch VKs, also durch die Integration in ein größeres Erzeugungsgebilde, kompensiert werden.

Mit dem Eckpunktepapier⁴ der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems vom Dezember 2011 werden diese Bestrebungen griffiger. Es zeichnet sich insbesondere mit den „Smart Markets“ und deren klare Abtrennung von „Smart Grids“ eine klarere Positionierung für den Einsatz von VKs ab.

2 Betriebs- und Vermarktungskonzepte für VKs

In diesem Kapitel möchten wir die Möglichkeiten aus einer technisch-wirtschaftlichen Perspektive aufzeigen und die denkbaren Betriebskonzepte bzw. die diesbezügliche Eignung eines VK erläutern. Darüber hinaus werden wir die Vermarktungsmöglichkeiten und Erlössteigerungspotenziale beleuchten, die sich aus dem Konzept eines VK realisieren lassen.

Prinzipiell geht es um die Ausnutzung von Rahmenbedingungen und Chancen des Energiemarktes, die strategisch sinnvolle Optimierung von Erzeugungs- und Handelsprozessen sowie eine möglichst effiziente und effektive Nutzung der technologischen Möglichkeiten.

⁴ Vgl. BNetzA (Hrsg.) (2012).

Wie sich zeigen wird, sind VKs ein äußerst wertvolles und vielversprechendes Konzept für das gesamte Energiesystem. Es sind nicht nur die tatsächlichen Betreiber, die an den positiven Effekten und der Nutzbarkeit eines VK partizipieren, sondern auch andere involvierte Institutionen oder Personen. Durch den verringerten Einsatz konventioneller Primärenergieträger und die vermehrte Nutzung regenerativer Energieträger können die staatlichen Umweltschutz- und CO₂-Reduktionsziele besser erreicht werden. Da Betriebskonzepte wie die Lastflussoptimierung auch zu einer höheren Stabilität der Energienetze beitragen, können auch Endverbraucher aus der gestiegenen Versorgungssicherheit Nutzen ziehen. VKs haben schlussendlich einen wirtschaftlichen Nutzen für die gesamte Volkswirtschaft.

2.1 Betriebskonzepte

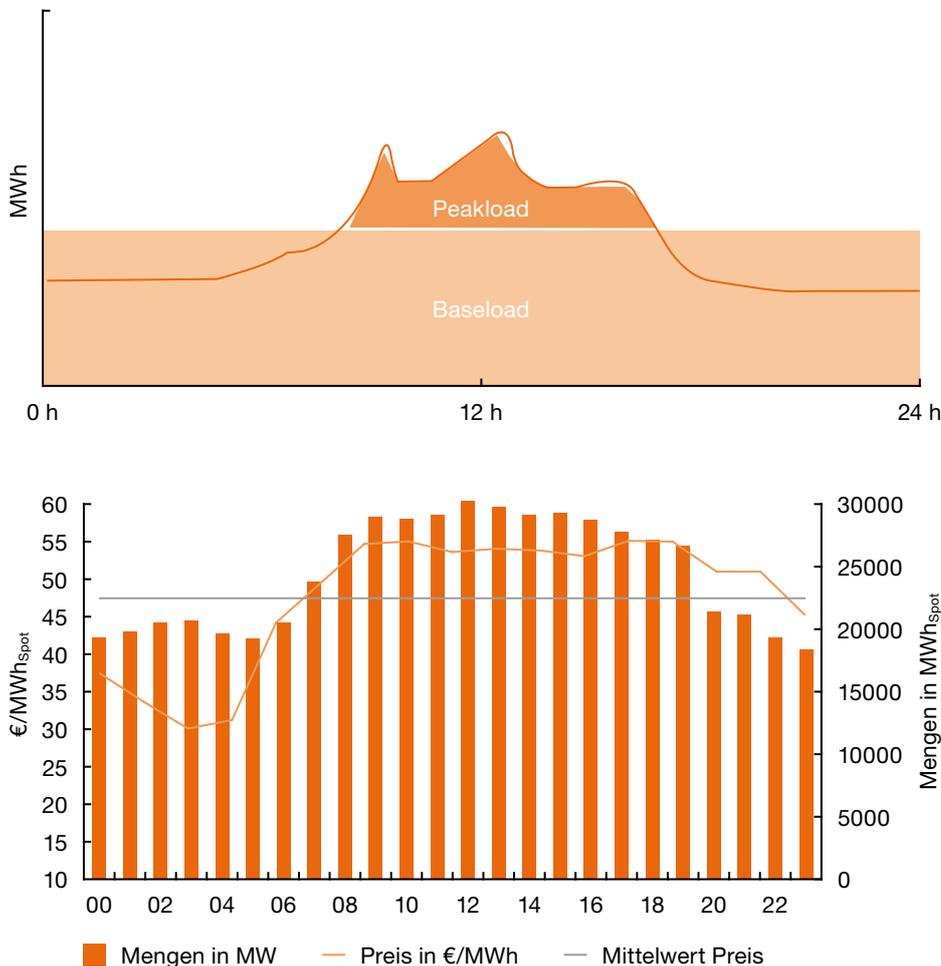
2.1.1 Das Konzept des Spitzenlastausgleichs (Peak Shaving)

In der Stromversorgung werden zur Deckung von Spitzenlasten (Peakload) Reserve- oder Spitzenlastkraftwerke benötigt. Deren Betrieb ist für das jeweilige Energieversorgungsunternehmen jedoch mit nicht unerheblichen Kosten verbunden.⁵ Betreibern von VKs bietet sich durch den Spitzenlastausgleich die Möglichkeit der Senkung der Strombezugskosten, da sie durch die zentrale Steuerung und die relative kurze Anfahrtszeit bestimmter Anlagen diesen Spitzen gut entgegenwirken können. Die einzelnen Anlagen eines VK sollen dabei so gesteuert werden, dass sie möglichst zu Zeiten mit einer hohen elektrischen Gesamtlast Strom in das Netz einspeisen. In Zeiten eines hohen Strompreises können Erlöspotenziale insbesondere durch die Vermarktung an der Strombörse erzielt werden.

Die folgende Abbildung verdeutlicht repräsentativ den Zusammenhang zwischen Spitzenlast (Peakload) im Tagesverlauf und den Auswirkungen auf die Großhandelspreise.⁶

⁵ Vgl. Karl. J. (2006), S. 346.

⁶ Vgl. Karl. J. (2006), S. 347.

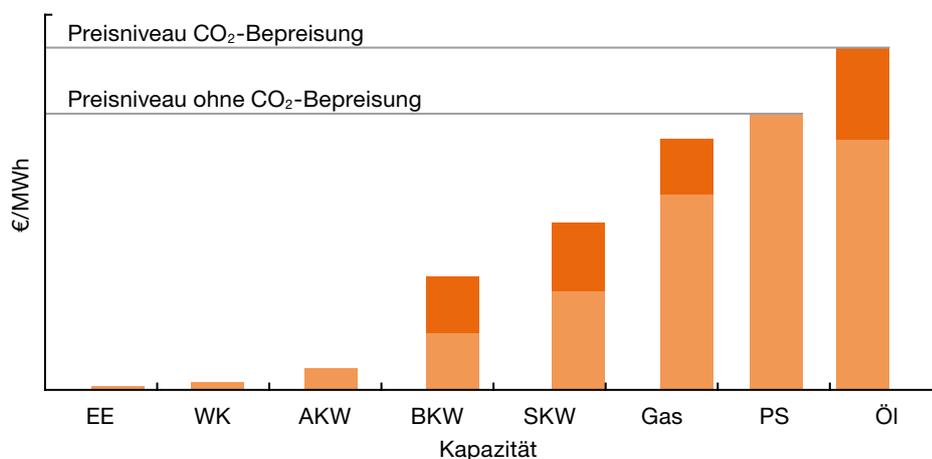
Abb. 5 Repräsentativer Tageslastgang und EEX Phelix Spot vom 3. August 2011


Quelle: EEX, (2011).

Grundsätzlich eignen sich für das Betriebskonzept des Spitzenlastausgleichs Anlagen, die auf effiziente Weise Strom zu den entsprechenden Spitzenlastzeiten erzeugen können. Photovoltaikanlagen produzieren beispielsweise in den Mittagsstunden grundsätzlich den meisten Strom und wären daher besonders für Peak-Shaving-Konzepte in der Mittagszeit geeignet. Allerdings schließt dieser Aspekt andere Anlagen von einer Teilnahme am Spitzenlastausgleich nicht grundsätzlich aus.

Sofern kein gezielter Lastabwurf, also Stromverbraucher vom Netz zu nehmen, verfolgt wird, ist der Begriff „Spitzenlastausgleich“ nicht mit einer Reduktion der Stromnachfrage in Verbindung zu bringen. Vielmehr hat ein VK die Möglichkeit, aufgrund seiner flexiblen Erzeugungseigenschaften gezielt zu Spitzenlastzeiten Strom einzuspeisen und sich so in die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke, die durch die jeweiligen Stromerzeugungskosten bestimmt wird (Merit-Order), einzureihen. Durch seine gegebenenfalls günstigeren Grenzkosten entsteht für das VK ein Kostenvorteil gegenüber den Spitzenlastkraftwerken, die ihre Energie teilweise zu Vollkosten liefern. Die Stromgestehungskosten orientieren sich im Wesentlichen an den verwendeten Erzeugungstechnologien im Anlagenmix und entscheiden darüber, wo sich der Anlagenverbund in die Merit-Order einreihen wird. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Reihenfolge des Einsatzes der verschiedenen Kraftwerkstechnologien gemessen an ihren Grenzkosten.

Abb. 6 Merit-Order

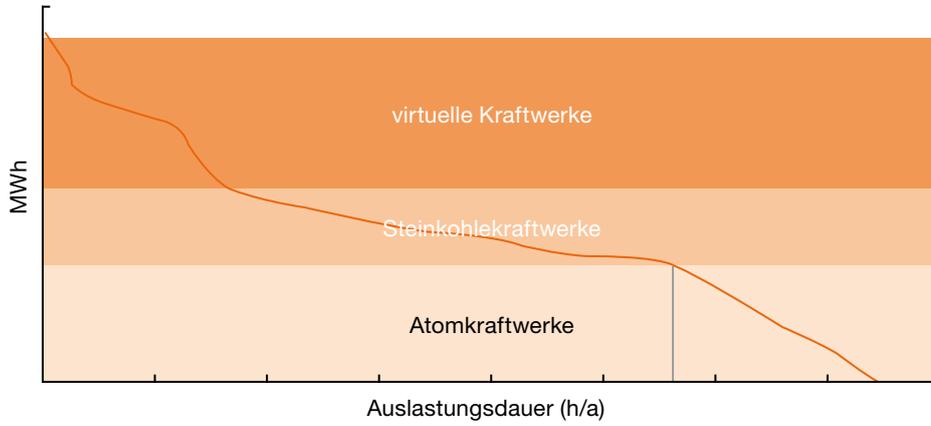


Da sich ein VK durchaus aus einem Mix aller Erzeugungstechnologien zusammensetzen kann, ist eine pauschale Eingliederung in die Merit-Order nicht möglich. Vor dem Hintergrund, dass zumindest ein wesentlicher Anteil des Kraftwerksverbands aus EE-Anlagen besteht, ist davon auszugehen, dass die Grenzkosten gegenüber denen der Mittel- und Spitzenlast-kraftwerke günstiger sind.

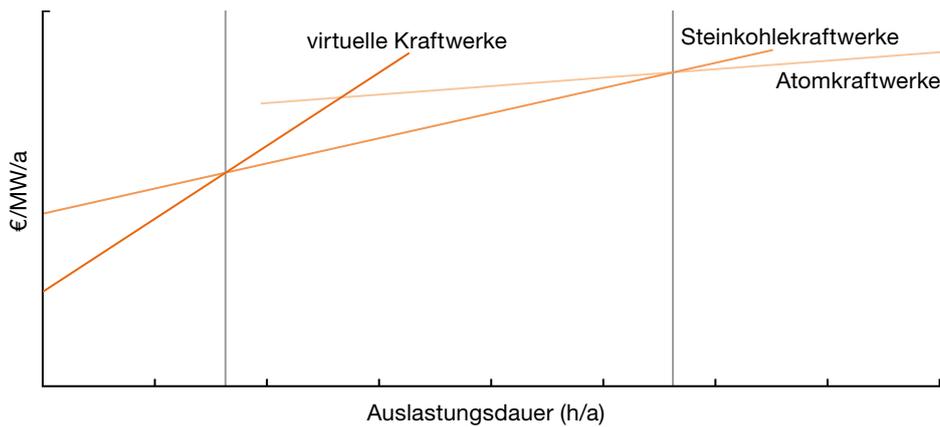
Abbildung 7 veranschaulicht die potenzielle positive Wirkung von VKs. Der Energieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland ist hier schematisch als geordnete Lastgangkurve dargestellt. Aus dieser lässt sich die Einsatzreihenfolge auf Basis der Merit-Order ableiten. Durch die relativ günstigen variablen Kosten von VKs auf Basis von EE-Anlagen (Brennstoffkosten gleich null) ergibt sich eine günstige Kostenfunktion. Die bereits angeführte vorteilhafte Leistungscharakteristik des VK würde es im Spitzenlastbereich ermöglichen, den Bedarf an konventionellen Spitzenlastkraftwerken wie zum Beispiel Gasturbinen zu senken. Der Einfluss von VKs auf das Stromangebot würde sich in einem positiven Merit-Order-Effekt auswirken und das Ergebnis wäre eine dämpfende Wirkung auf den Spitzenlastpreis.

Abb. 7 Effekt von VKs (EE-Anlagen) auf die Grenzkosten im Spitzenlastbereich

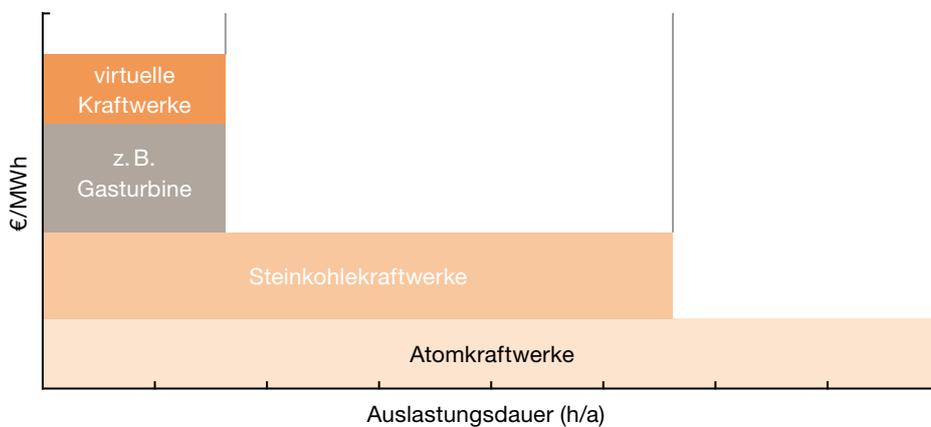
„geordnete“ Lastkurve



variable Kosten pro Betriebsstunde und installierter Leistung



Grenzkosten = Preis



2.1.2 Das VK als Ersatz für bestehende Kraftwerke

Die jüngsten Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), das integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung sowie der beschlossene Kernenergieausstieg sind für neue Investitionsentscheidungen im Kraftwerksmarkt ausschlaggebend. Im Fall des verstärkten Ausbaus dezentraler Erzeugungsstrukturen könnten diese die sich aus der Kernkraftwerksabschaltung ergebende Lücke zumindest teilweise füllen. Mithilfe von VKs aus vielen dezentralen Erzeugungsanlagen wäre eine „zeitnahe, kostenproportionale und am Bedarf orientierte Erweiterung des Kraftwerksparks möglich“⁷. Dies macht VKs auch für Energieversorgungsunternehmen interessant, wenn die Summe der Einzelanlagen eine ausreichend große elektrische Leistung hervorbringt, vergleichbar mit der eines Großkraftwerks. Die dezentralen Anlagen würden dann in die Kraftwerkseinsatzplanung integriert und könnten zur Erschließung weiterer Wertschöpfungspotenziale beitragen.

Das VK ist für diese Integration ein mögliches Betriebskonzept. Durch seine Fähigkeit, die einzelnen dezentralen Anlagen im Verbund zu steuern, ist es eine ernst zu nehmende Konkurrenz für Großkraftwerke und kann diese durchaus substituieren.

Neben ihrer Leistungsfähigkeit bieten VKs einen weiteren Vorteil, der sie für die Substitution von Kraftwerken interessant macht: der Merit-Order-Effekt. Aufgrund der durch das EEG festgelegten vorrangigen Einspeisung erneuerbarer Energien werden die teuersten konventionellen Kraftwerke zur Nachfragedeckung nicht mehr benötigt und da der Preis für Strom am Spotmarkt durch das jeweils teuerste Kraftwerk bestimmt wird, sinkt der Preis entsprechend.⁸ Die konventionellen Erzeugungsanlagen, deren Grenzpreis über dem Marktpreis liegt, werden somit vom Markt gedrängt.

Die gesetzlich geförderten EE-Anlagen eines VK bieten also eine verhältnismäßig sichere und attraktive Chance, Erlöse zu erwirtschaften. Ein VK ist zudem in der Lage, eine Antwort auf die mittel- bis langfristig sinkenden bzw. gänzlich wegfallenden Mindestvergütungssätze zu geben. Dank der Synergieeffekte des zentral gesteuerten Anlagenverbunds und die damit einhergehende größere Wirtschaftlichkeit und Einsatzfähigkeit der EE-Anlagen kann in der Übergangsphase zwischen Förderung und freiem Wettbewerb eine marktfähige Rentabilität sichergestellt werden.

2.1.3 Das VK als Regelleistungskraftwerk

Die Ausgestaltung eines Verbunds dezentraler Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Regelleistungskraftwerk stellt eines der interessantesten Betriebskonzepte für die Betreiber von VKs dar. Vor dem Hintergrund der zunehmenden Einspeisung aus dargebotsabhängigen Energiequellen wie Wind oder Sonne wird der Regelleistungsbedarf steigen. Ein VK aus regenerativen Erzeugungsanlagen kann mithilfe seiner Steuerungs- und Informationstechnologie einen Anlagenmix generieren, der dem Netz flexible Mengen zur Verfügung stellt und so zur Stabilität beiträgt.

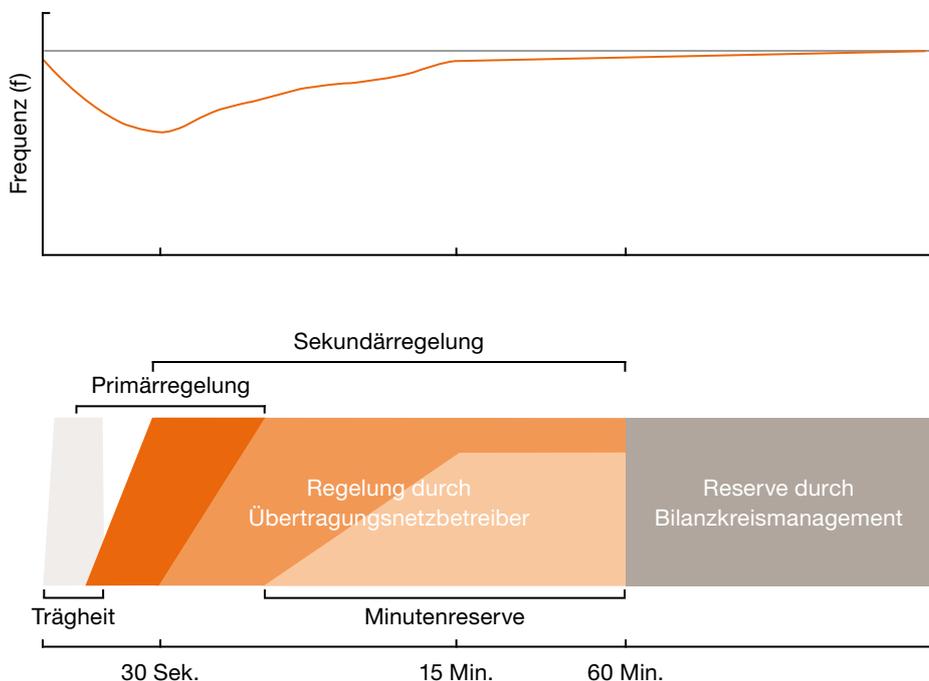
⁷ Arndt, U.; Roon, S.; Wagner, U. (2006), S. 54.

⁸ Vgl. Ragwitz, M; Sensfuß, F. (2007), o. S.

Um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können, müssen Betreiber von virtuellen Regelleistungskraftwerken bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Dazu gehören die Präqualifikationsbedingungen für die Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Minutenreserve gemäß *TransmissionCode 2007*.⁹ Insbesondere muss eine hohe Aktivierungsgeschwindigkeit gewährleistet sein, um auf Frequenzschwankungen und Lastabweichungen reagieren zu können. Die Bereitstellung von Regelleistung kann im Übrigen sowohl positive als auch negative Beiträge umfassen. Für die Primärregelung gilt, dass alle Anlagen mit Ausnahme der EEG-Anlagen mit einer Nennleistungsbereitstellung von ≥ 100 MW primärregelungsfähig sein müssen. Primärregelungsfähige Erzeugungseinheiten müssen folgende Anforderungen erfüllen:

- Das Primärregelband muss mindestens $\pm 2\%$ der Nennwirkleistung betragen und auf Anweisung des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) abrufbar sein.
- Die gesamte mit der Erzeugungseinheit vertraglich vereinbarte Primärregelleistung muss bei einer quasistationären Frequenzabweichung von ± 200 mHz gleichmäßig in 30 Sekunden aktiviert und mindestens über einen Zeitraum von 15 Minuten abgegeben werden können.
- Bei kleineren Frequenzabweichungen gilt dieselbe Leistungsänderungsgeschwindigkeit, bis die benötigte Leistung erreicht ist.
- Für die Primärregelung muss die Genauigkeit der Frequenzmessung unterhalb ± 10 mHz liegen.
- Ein gleitendes Totband und seine Einstellwerte können zwischen dem ÜNB und dem Betreiber der Erzeugungseinheit vereinbart werden.
- Die Frequenzleistungszahl bzw. die Statik muss nach Vorgabe des ÜNB einstellbar sein.⁹

Abb. 8 Regelenenergiearten im zeitlichen Ablauf



Quelle: Konstantin, P., (2009), S. 411.

⁹ Vgl. VDN (Hrsg.) (2003), S. 27–28.

Die Primärregelleistung wird in Abhängigkeit der Leistungspreise der Angebote anteilig an die Anbieter vergeben. Neben der Erfüllung der Präqualifikationsbedingungen muss gewährleistet sein, dass der ausgeschriebene Zeitraum lückenlos gedeckt wird. Die Netzsicherheit wird durch die Erbringungsorte berücksichtigt.

Die Vergabe der Sekundärregelleistung und der Minutenreserve erfolgt pro Regelenergieart getrennt nach positiver und negativer Regelrichtung. Neben den Kosten (Leistungspreise) werden bei der Vergabeentscheidung folgende Bedingungen berücksichtigt:

- Nachweis der in der Präqualifikation festgestellten Leistungsmerkmale durch die zur Erbringung der Sekundärregelleistung/Minutenreserve vorgesehenen Erzeugungseinheiten
- Einhaltung der vorzuhaltenden Regelleistung unter Berücksichtigung der insgesamt erforderlichen Regelgeschwindigkeit in jeder Stunde in positiver und negativer Richtung
- Deckung der einzusetzenden prognostizierten Regelenergie pro Tag in positiver und negativer Richtung
- Berücksichtigung der Angebotsstrukturen

Da die Leistungsanforderung (Minutenreserve und Sekundärregelleistung) ein stochastischer Vorgang ist, kann eine zeitliche Zuordnung in Form einer Ganglinie nicht prognostiziert werden. Für die Vergabeentscheidung wird daher für alle Tage die vorzuhaltende Leistung durchgehend als konstanter Wert vorgegeben. Die erforderliche durchschnittliche Regelenergie pro Tag kann aus Archivdaten ermittelt werden. Daraus leiten die Anbieter die zur Bereitstellung der Regelenergie benötigten Erzeugungskapazitäten ab. Die zu deckenden Energievorgaben werden je nach Regelenergieart, Regelrichtung und Tagestyp differenziert und als Energieprofile bei der Vergabeentscheidung berücksichtigt. Diese Vergabeentscheidung ist die verbindliche Vorgabe für den Regelenergieeinsatz des VK. Damit dieser Einsatz wirtschaftlich sinnvoll erfolgt, muss eine erlösorientierte Koordination und Kapazitätsnutzung der Anlagen im Verbund erfolgen.

2.1.4 Das VK als Instrument der Lastflussoptimierung

Die deutsche Energieversorgung gilt international als beispielhaft stabil. Netzunterbrechungen und Kraftwerksausfälle führten in der Vergangenheit nur selten zu nennenswerten Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit. Dieser Sachverhalt wird sich voraussichtlich deutlich ändern, da die Abschaltung der Kernkraftwerke und der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung die Netzstabilität eher nachteilig beeinflussen werden. In Zukunft wird dies zu deutlicheren Lastflussverschiebungen führen. Auch wird der Regel- und damit der Ausgleichsenergiebedarf steigen, da zum einen Ausfälle zu Minderverbräuchen führen und zum anderen die geringere Planbarkeit des Erzeugereinsatzes die Bereitstellung von Regelenergie über größere Entfernungen erforderlich macht und damit zu zusätzlichen Energieverlusten führt. Dies trifft insbesondere bei der Nutzung von Offshore-Windenergie zu.

Grundsätzlich sind der Ausbau der bundesweiten Netzkapazität und der Ausbau der Grenzkuppelkapazitäten im Netz der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE-Netz) ein möglicher Lösungsansatz, weil mit einem durchgängigen europaweiten Versorgungsnetz („europäische Kupferplatte“) und einer konsequenteren Nutzung der Technologie für Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) der Lastfluss zumindest in Teilen optimiert werden kann. Inwieweit der bereits geplante UCTE-Netzausbau allerdings zu einer kurzfristigen Vermeidung der oben beschriebenen Situation beitragen wird, bleibt fraglich.

Es kann aktuell nicht davon ausgegangen werden, dass der Netzausbau mit dem Wandel im nationalen und europäischen Erzeugermix hinreichend Schritt halten kann.

VKs führen zwar per se nicht zu mehr Kraftwerkskapazität, eröffnen aber bei entsprechend großer Clusterung und Schwerpunktbildung sowie kluger Steuerung gute Möglichkeiten der Optimierung von Lastflüssen. An die Stelle einer optimierten Fahrweise einzelner Einheiten tritt die gebietsorientierte Steuerung mehrerer Einheiten. So können bereits heute schon EE-Anlagen, zum Beispiel im Bereich Windkraft, zur Optimierung von Lastflüssen herangezogen werden, indem sie steuerungstechnisch zusammengefasst werden. Mit dieser Zusammenführung schafft man zudem die Grundlage für die Umsetzung anderer Betriebskonzepte, beispielsweise die Teilnahme am Regenergiemarkt.

Hier liegt der Sinn des Einsatzes von VKs jedoch vor allem darin, dass diese im Gegensatz zum individuellen Einzelbetrieb von Erzeugereinheiten durch die großflächige Lastflussoptimierung Netzausbaumaßnahmen kompensieren oder doch zumindest deren Dringlichkeit reduzieren können. Betrachtet man VKs außerdem als Möglichkeit, regenerative Erzeugungseinheiten in ein traditionell fossilthermisches Gebiet wie die Lastflussoptimierung einzubinden, lassen sich zusätzliche Emissionsreduktionen erreichen. Entsprechende finanzielle Förderungsmöglichkeiten werden im Energiekonzept der Bundesregierung bereits in Aussicht gestellt.

2.2 Vermarktungskonzepte

Für Betreiber von VKs gibt es je nach Erzeugungsmix verschiedene Möglichkeiten, den erzeugten Strom bzw. die Erzeugungskapazität zu vermarkten oder auch Kosteneinsparungen durch geringere Steuerabgaben zu erzielen. Die entscheidenden gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Vermarktung werden vom Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und vom EEG vorgegeben. Darüber hinaus haben die Betreiber von VKs auch die Möglichkeit, ihre Strommengen an den Energiemärkten abzusetzen und aktiv in den Energiehandel einzutreten. Die gezielte Nutzung dieser und weiterer Möglichkeiten macht ein VK zu einem wettbewerbsfähigen Instrument.

Abb. 9 Marktorientierte Nutzungsmöglichkeiten von VKs

EEG	Contracting	KWKG
Steuern	VK	Netznutzung
Regelenergie	OTC	Börse

2.2.1 Vermiedene Netznutzung

Wenn ein VK viele verbrauchsnahe installierte Erzeugungsanlagen besitzt, ist eine direkte Einspeisung in die Verteilernetze möglich. Dies trägt tendenziell zu einer geringeren Netznutzung der höheren Spannungsebenen bei, wodurch Netznutzungsentgelte vermieden werden können. Auf Einzelanlagenebene bedeutet dies, dass Anlagenbetreiber diese Vermeidungsarbeit vergütet bekommen. Für den Betreiber eines VK kann es daher ein Planungskriterium sein, sein Anlagenportfolio besonders auf eben diese verbrauchsnahe einspeisenden Anlagen auszurichten. Ökonomisch besonders attraktiv kann es sein, wenn der Betreiber des VK auch gleichzeitig der Anlagenbetreiber ist.

2.2.2 Strom- und Energiesteuer

Aus energie- und stromsteuerlicher Sicht bestehen für alle Kraftwerke, und damit auch für VKs, Möglichkeiten der Steuereinsparung. Prinzipiell wird sowohl der zur Stromerzeugung eingesetzte Energieträger (Input) als auch der produzierte Strom (Output) besteuert.

Der Input in VKs kann steuerlich entlastet werden, wenn entsprechend dem Energiesteuergesetz (EnergieStG)¹⁰ folgende Voraussetzungen vorliegen:

- Verwendung bestimmter versteuerter Energieerzeugnisse
- Ortsgebundenheit der Erzeugungsanlagen
- Verwendung von Stromerzeugungsanlagen bzw. KWK-Anlagen
- elektrische Nennleistung der Stromerzeugungsanlagen liegt über 2 MW

Auch der erzeugte Strom eines VK kann unter den folgenden Bedingungen des Stromsteuergesetzes (StromStG)¹¹ steuerfrei sein:

- elektrische Nennleistung der Erzeugungsanlagen von bis zu 2 MW
- Entnahme des Stroms im räumlichen Zusammenhang mit der Anlage
- Nutzung des Stroms zum Eigenverbrauch oder unmittelbare Belieferung von sonstigen Letztverbrauchern durch den Anlagenbetreiber

Es besteht allerdings seit Inkrafttreten der neuen Durchführungsverordnungen¹² zum EnergieStG und zum StromStG eine entscheidende Einschränkung, die insbesondere für VKs von großer Bedeutung ist. Mit der Novellierung der Stromsteuer- und der Energiesteuer-Durchführungsverordnungen wurde eine Regelung aufgenommen, die besagt, dass Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen hinsichtlich ihrer elektrischen Nennleistung und ihres Nutzungsgrads unter bestimmten Voraussetzungen zusammenzurechnen sind, selbst wenn sie sich an völlig unterschiedlichen Standorten befinden. Dies kann zu einer Überschreitung der Anlagengröße von 2 MW führen, was den Verlust der Steuerbefreiung des erzeugten Stroms in allen (Teil-)Anlagen zur Folge hätte.

Die einschlägigen Voraussetzungen für eine solche Zusammenfassung sind:

- zentrale Steuerung
- Identität von Betreiber und Eigentümer der Anlage
- alleinige Entscheidungsgewalt beim Betreiber/Eigentümer
- zumindest teilweise Einspeisung des erzeugten Stroms in das allgemeine Versorgungsnetz

¹⁰ Vgl. § 53 EnergieStG (2006).

¹¹ Vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG (1999).

¹² Vgl. EnergieStV (2006) und StromStV (2000).

Während die Frage der beabsichtigten Stromeinspeisung wohl wenig Spielraum gewährt und die zentrale Steuerung gerade ein wesentliches Merkmal der VKs darstellt, sind im Bereich der übrigen Voraussetzungen aus unserer Sicht aber weiterhin Gestaltungen denkbar, die eine Gesamtanlage und damit eine entsprechende Zusammenrechnung ausschließen können. Letztlich wird immer eine Einzelfallbetrachtung nötig sein, um festzustellen, ob eine Anlage oder mehrere Anlagen vorliegen und ob Gefahr besteht, die genannten Vergünstigungen nicht (mehr) in Anspruch nehmen zu können.

2.2.3 Contracting

Es ist zu erwarten, dass VKs zu einer nicht unerheblichen Komplexität führen werden, dies insbesondere auf der Vertrags-, Finanzierungs- und Betreiberebene. Diese Aspekte trugen in der Vergangenheit wesentlich zur Einrichtung von Contracting-Modellen bei. Im Unterscheid zu VKs sind Contracting-Modelle überwiegend stark dezentral ausgerichtet. Für VKs sind jedoch die Erfahrungen aus dem Contracting sehr gut nutzbar. Außerdem können bestehende Contracting-Konzepte unter Umständen als dezentrale Komponenten in ein VK integriert werden. Dies erfordert allerdings einerseits die genaue Prüfung der bestehenden Vertragslage auf Contracting-Ebene und andererseits eine entsprechende vertragliche und betriebliche Ausrichtung des VK. Unter diesen Voraussetzungen können sehr lukrative Multisite-Contracting-Modelle entstehen.

2.2.4 Wahlmöglichkeiten durch EEG und KWKG

Das EEG und das KWKG haben auf die tatsächliche Nutzung von VKs nur eine implizit förderliche Wirkung. Durch die Abnahme- und Mindestvergütungsvorschriften besteht für die einzelnen Anlagenbetreiber nur eine sehr begrenzte Notwendigkeit, die Anlagen zu vernetzen und zentral zu steuern; die erzeugte Energie wird in jedem Fall zu einem absehbaren Preis abgenommen. Die marktwirtschaftlich üblichen Risiken aus den Angebots- und Nachfragemechanismen fallen somit für den einzelnen Betrieb weg. Dies wiederum hemmt die Innovation und die Entwicklung alternativer Konzepte zur Nutzung und Vermarktung der Anlagen. Die Gesetze tragen auch indirekt zur wachsenden Bedeutung der VKs bei, indem sie mit ihren Fördermaßnahmen die Verbreitung dezentraler Erzeugungsanlagen vorantreiben.

Beide Gesetze sind allerdings auch darauf ausgelegt, mittel- bis langfristig die geförderten Anlagen zur unabhängigen Marktreife zu führen. Die Wahlmöglichkeiten der Anlagenbetreiber bieten derzeit bereits wirtschaftlich attraktive Alternativen, zum Beispiel:

- Direktvermarktung und anteilige Direktvermarktung nach EEG
- geförderter Eigenverbrauch nach EEG oder KWKG
- vereinbarter Preis für den KWK-Strom zuzüglich KWK-Zuschlag
- Durchschnittspreis¹³ zuzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte und eines KWK-Zuschlags
- Preis eines Dritten, zu dem der Netzbetreiber den Strom abnehmen muss zuzüglich KWK-Zuschlag

¹³ Durchschnittlicher Preis von Grundlaststrom an der EEX im jeweils vorangegangenen Quartal.

Im Fall von KWK-Anlagen bedeutet dies, dass der Erlös entweder mit einem Dritten oder dem verhandlungsbereiten Netzbetreiber frei vereinbart werden kann. Auf diesem Weg wird die notwendige kommerzielle Flexibilität zur wettbewerbsfähigen Vermarktung erreicht.

Für Netzbetreiber stellen diese Direktvermarktungsmöglichkeiten noch keinen wirklichen Fortschritt dar, da Netzbetreiber Strom aktuell nur für die Verlustdeckung, die Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises und den Eigenbedarf beschaffen. In Zukunft könnten Netzbetreiber allerdings von den oben angeführten VK-Betriebskonzepten profitieren und die dezentralen Erzeugungsanlagen effektiv und effizient in das Energiesystem integrieren. Dies setzt voraus, dass sich die aktuellen Rahmenbedingungen zugunsten moderner Smart-Grid-Konzepte weiterentwickeln.

2.2.5 Neue Vermarktungschancen durch das Marktprämienmodell des EEG

Mit dem Marktprämienmodell wurde gemäß EEG-Novelle 2012 ein neues Instrument zur Förderung der Markt- und Netzintegration von EE-Anlagen sowie der bedarfsgerechten Einspeisung von EE-Strom in das Versorgungsnetz eingeführt. Es soll neben der bestehenden Fixpreisvergütung des EEG eine weitere Option der Vergütung darstellen. Ziel ist es, die Investitionssicherheit zu erhalten, die mit dem Festpreisvergütungssystem erreicht wird, aber gleichzeitig Anreize zu schaffen, Strom zumindest anteilig direkt zu vermarkten. Bereits vorhandene Möglichkeiten der Direktvermarktung werden durch zusätzliche Anreize erweitert.

Die monatliche Wechseloption – wie sie derzeit auch für den Wechsel zwischen Direktvermarktung und EEG-Fixvergütung besteht – ist auch im Marktprämienmodell vorgesehen.

Bei der Direktvermarktung vertreibt der Anlagenbetreiber den erzeugten Strom selbst. Dabei bleibt der Einspeisevorrang der erneuerbaren Energien unberührt. Aufgrund der wettbewerbsbedingten Preisunsicherheit und der Gefahr, dass die erzielten Erlöse möglicherweise niedriger als die EEG-Förderung sind, erhält der Betreiber vom Netzbetreiber eine zusätzliche Marktprämie. Auf diesem Weg wird für den Betreiber ein entsprechender Anreiz geschaffen, um aus dem Szenario mit hoher Preissicherheit (EEG-Förderung) in die stärker wettbewerbsorientierte Direktvermarktung mit Marktprämienmodell zu wechseln.

Für die Berechnung der Marktprämie werden drei Werte herangezogen:

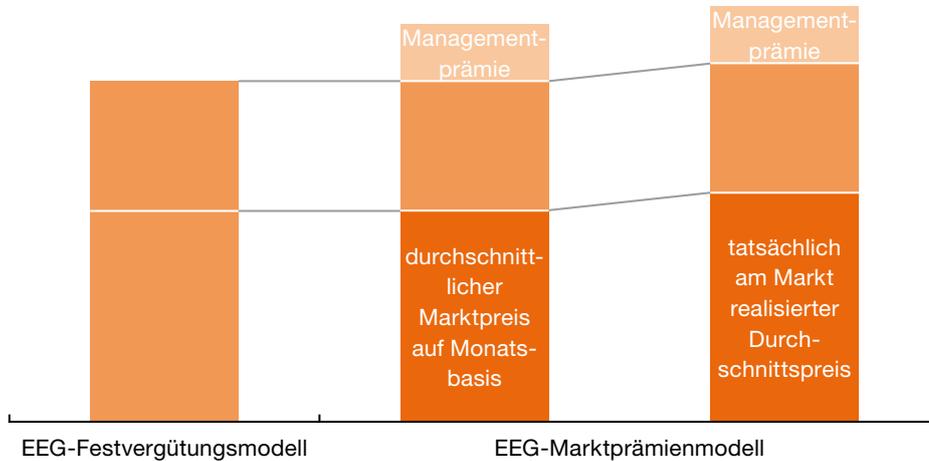
- anzulegender Wert (klassische EEG-Vergütung des jeweiligen EE-Stroms)
- ex post ermittelter Monatsmittelwert an der Börse
- Managementprämie

Die Marktprämie berechnet sich wie folgt:

Marktprämie = anzulegender Wert – (Monatsmittelwert_{ex post Börse} – Managementprämie)

Abb. 10 Festvergütung und Marktprämie nach EEG

finanzieller Ausgleich zwischen durchschnittlichem Marktpreis und EEG-Festvergütung



Maßstab für den finanziellen Ausgleich zwischen der EEG-Festvergütung und dem Marktpreis ist also der monatliche Durchschnittspreis der European Energy Exchange (EEX) und nicht der tatsächlich erzielte Preis. Wie in Abbildung 10 dargestellt, besteht deshalb die Möglichkeit, im Rahmen des EEG-Marktprämienmodells die Gesamtvergütung der EEG-Anlagen gegenüber der Festvergütung positiv zu beeinflussen, sofern man durch Handelsgeschick einen höheren Preis als den Marktdurchschnittspreis für seine Mengen realisiert.

Die Managementprämie ist eine pauschale Entschädigung für die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, die Handelsanbindung, die Transaktionen für die Erfassung der Istwerte und die Abrechnung, die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen, die Erstellung der Prognosen und die Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose. Die Managementprämie orientiert sich an der verwendeten Technologie und an festgesetzten Beträgen mit degressivem Verlauf.¹⁴

Der Referenzmarktwert ergibt sich aus dem relevanten ex post ermittelten börsenorientierten Monatsmittelwert abzüglich der Managementprämie. Ist der Referenzmarktwert kleiner als null, wird er auf null festgesetzt.

Für Strom aus steuerbaren Energien wie Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie wird der Monatsmittelwert über die Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig in Cent pro Kilowattstunde errechnet. Die Mittelwertermittlung für Strom aus nicht steuerbaren Erzeugungsanlagen (Offshore-/Onshore-Windkraftanlagen, Solaranlagen) erfolgt auf Basis des ex post ermittelten und gewichteten Durchschnittspreises der jeweiligen Energieart an der Börse.¹³ Die Orientierung findet also am Marktpreis für konventionellen Strom statt.

¹⁴ Vgl. EEG 2012, Anlage 4.

Aus der Subtraktion von Monatsmittelwert und Managementprämie ergibt sich der bereits erwähnte Referenzmarktwert. Dieser wird wiederum von dem anzulegenden Wert abgezogen. Das Ergebnis stellt die Marktprämie dar, welche der Anlagenbetreiber neben seinen selbst erzielten Erlösen on top erhält. Der anzulegende Wert basiert dabei auf der klassischen EEG-Vergütung des jeweiligen EE-Stroms.

Mit dem Marktprämienmodell wird letztlich versucht, die Differenz zwischen Marktpreis und EEG-Förderung zu eliminieren und die durch die Direktvermarktung bedingten Zusatzkosten auszugleichen. Da in Zukunft die EE-Förderung immer mehr in den Hintergrund treten wird, andererseits aber einzelne Anlagenbetreiber kaum in der Lage sein dürften, die notwendige Handelskompetenz aufzubauen, sind VKs das geeignete Bündlungsinstrument zur optimalen Nutzung des Marktprämienmodells.

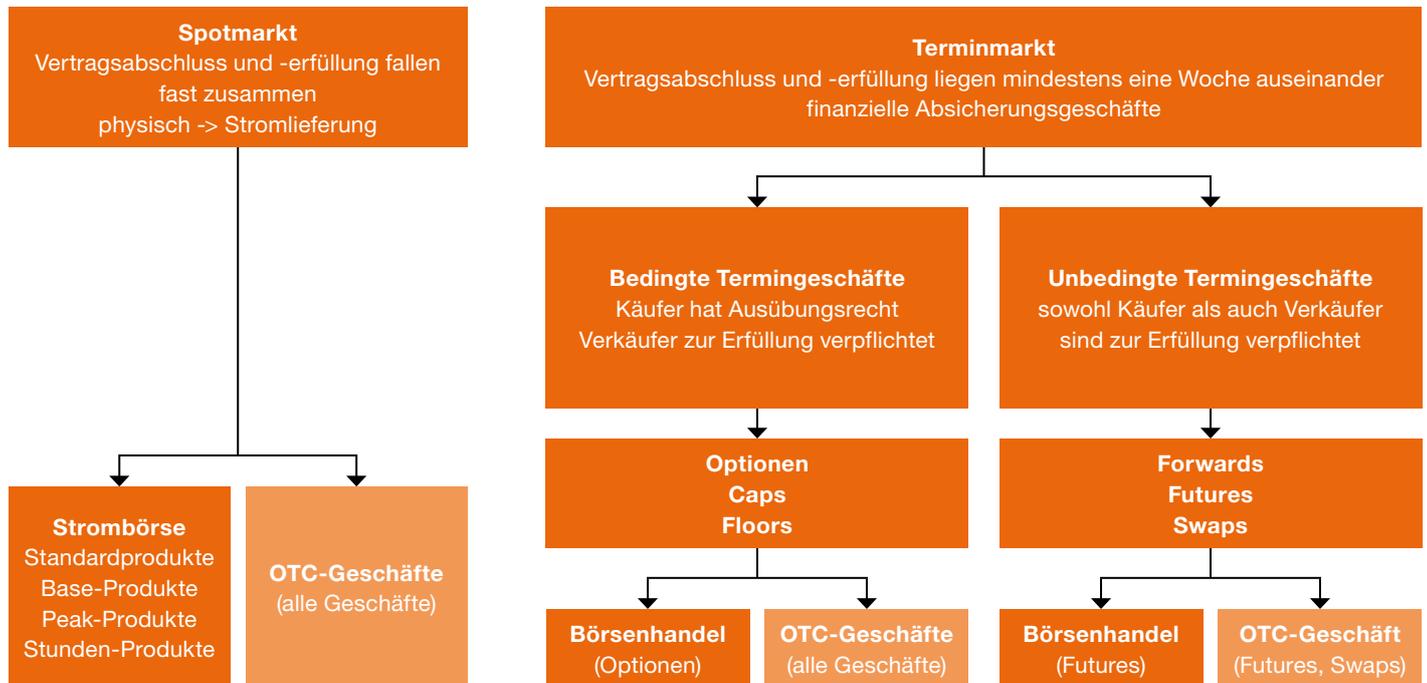
2.2.6 Vermarktung über die aktive Teilnahme am börslichen Energiehandel

Die Betreiber von VKs haben, neben der gesetzlichen Vergütung für EEG-Anlagen sowie den direkten Vermarktungsmöglichkeiten (*over the counter*, OTC), die Möglichkeit, ihre Strommengen an den Energiebörsen, wie zum Beispiel der EEX in Leipzig, abzusetzen. Um am börslichen Handel teilnehmen zu können, sind von den Kraftwerksbetreibern bestimmte Voraussetzungen zu erfüllen.

Gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen zeichnen sich VKs durch einen relativ hohen Flexibilitätsgrad aus. Dies erweist bei einer Teilnahme am Börsenhandel als Vorteil, denn VKs haben dadurch ein höheres Erlösoptimierungspotenzial. Die VK-Betreiber hätten die Möglichkeit, ihren Strom gezielt in den Hochpreisphasen der Energiebörsen zu liefern.

Für die Teilnahme am Börsenhandel stehen prinzipiell zwei Möglichkeiten zur Verfügung: die kurzfristige Vermarktung am Spotmarkt und die mittel- bis langfristige Vermarktung am Terminmarkt. Dabei sind verschiedene Geschäfte und handelbare Produkte zu unterscheiden, wie die Abbildung 11 zeigt:

Abb. 11 Arten von Produkten und Geschäften (inklusive OTC)



Quelle: Konstantin, P., (2009), S. 43.

Die aktive Teilnahme am Börsenhandel unterliegt nach §19 Börsengesetz (BörsG) bestimmten Zulassungskriterien. Sie enthalten folgende Voraussetzungen:

- gewerbemäßiger Handel von Produkten¹⁵
- ein nach Art und Umfang eingerichteter kaufmännischer Gewerbebetrieb¹⁶
- Vorhandensein der notwendigen beruflichen Eignung für das Börsengeschäft¹⁶

Die berufliche Eignung im Sinne des §19 Abs. 5 und 6 BörsG ist regelmäßig anzunehmen, wenn eine Berufsausbildung nachgewiesen wird, die zum börsenmäßigen Wertpapier- oder Warengeschäft befähigt.¹⁷ Zudem kann die Zulassung als Börsenhändler von der Geschäftsführung der EEX anhand bestimmter Prüfkriterien erteilt werden. Die Zulassungsvoraussetzungen und -verfahren sind in der Zulassungsordnung der EEX geregelt. Kandidaten haben eine Erklärung über die persönlichen Zuverlässigkeit (§ 3 EEX ZO) abzugeben sowie den Nachweis ihrer beruflichen Eignung (§ 4 Abs. 1 bis 3 EEX ZO) zu erbringen. Letzteres kann durch das Ablegen einer Prüfung an der EEX erfolgen (§ 4 Abs. 2 EEX ZO). Generell werden von der Börsengeschäftsführung auch Nachweise der beruflichen Eignung von anderen Börsen oder Institutionen anerkannt (§ 4 Abs. 3 EEX ZO).

¹⁵ Vgl. §19 Abs. 2, Satz 1 Nr. 1-3 BörsG (2007) i.V.m. §19 Abs. 4, BörsG (2007).

¹⁶ Vgl. §19 Abs 2, Satz 2 BörsG (2007).

¹⁷ Vgl. §19 Abs. 6 BörsG (2007).

Abb. 12 Zulassung zum Börsenhandel an der EEX



Die erteilten Zulassungen sind stets an die Handelsform gebunden, für die die erforderlichen Systemkenntnisse nachgewiesen wurden. Sie berechtigen zudem nur zum Handel am jeweiligen Markt (Spot- und/oder Terminmarkt) und des jeweiligen Produkts (Strom Peak, Gas Base) bzw. der Produktgruppe.

2.2.7 Regellenergie und deren Vermarktung

Wie bereits im Abschnitt zum Betriebskonzept des virtuellen Regelleistungskraftwerks angeführt, stellt das Konzept eine lukrative Möglichkeit dar, dezentrale Anlagenverbünde am Regelleistungsmarkt anzubieten und so einen Leistungspreis für das Vorhalten von Leistungen und gegebenenfalls bei Abruf der Liefermenge zur Netzstabilisierung zusätzlich einen Arbeitspreis zu erhalten (positive oder negative Regelleistung). Sofern die Präqualifikationsbedingungen von den Anlagenbetreibern erfüllt sind, erfolgt die Teilnahme an der Regelleistungsausschreibung auf der Internetplattform der ÜNB www.regelleistung.net auf Wochen- und Tagesbasis.

Mit Beschluss vom 12. April 2011 hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) die Ausschreibungsbedingungen für Regelleistung geändert.¹⁸ Zweck dieser Änderung war die Öffnung des Regelleistungsmarktes für kleinere Unternehmen. Seitdem können regelbare Verbrauchseinrichtungen und EEG-Anlagen zur Steuerung der Stromnetze genutzt werden. Bei der Primärregelung wurde die Mindestangebotsgröße von 5 auf 1 MW reduziert. Bei der Sekundärregelung wurde die Mindestangebotsgröße von 10 auf 5 MW gesenkt. Weiterhin wurde der Ausschreibungszeitraum von einem Monat auf eine Woche reduziert.

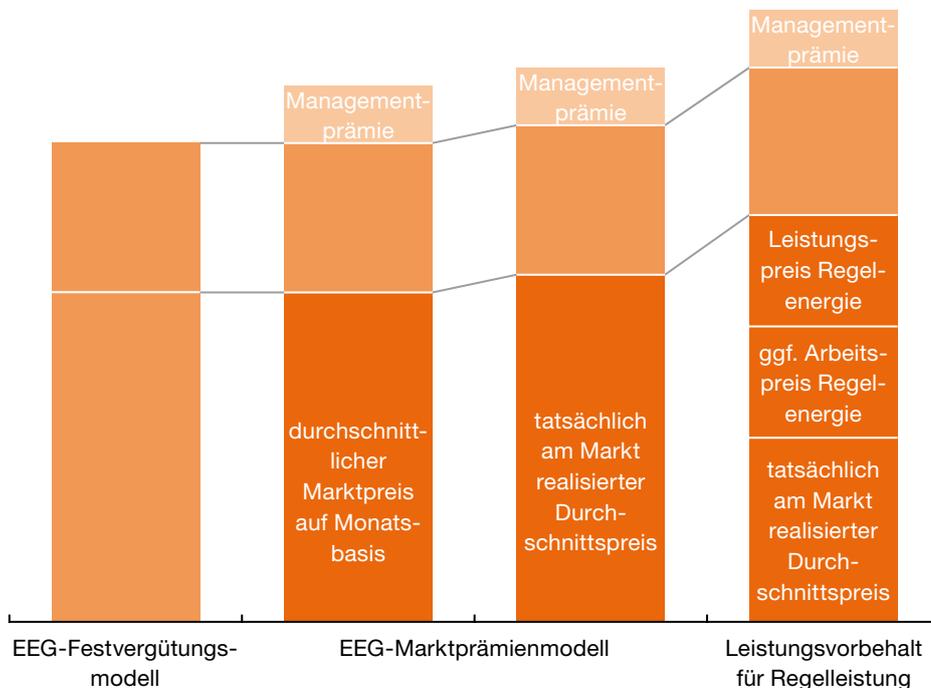
¹⁸ Vgl. BNetzA, (04/2011).

Die Bundesnetzagentur hat sich vorbehalten, ihren Beschluss zu widerrufen, um den Ausschreibungszeitraum auf eine tägliche Ausschreibung zu verkürzen. Dies könnte zu einer stärkeren Marktintegration von EEG-Anlagen führen. Neben diesen Änderungen wurde beschlossen, dass Erzeugungsanlagen besichert werden können. Dies bedeutet, dass ausgefallene Anlagen von nun an auch von Dritten ersetzt werden können. Der Anbieter muss somit die ausgefallene Anlagenleistung nicht mehr selbst ersetzen.¹⁹

Für den Fall, dass VKs zu einem wesentlichen Anteil aus regenerativen Erzeugungsanlagen bestehen und somit den anlagenspezifischen Anspruch auf EEG-Vergütung haben können, ermöglicht das EEG-Marktprämienmodell auch die Strombereitstellung für den Regelenenergiemarkt zusätzlich zur Festvergütung. Dies könnte zu zusätzlichen und gegebenenfalls höheren Erlösen als aus der EEG-Festvergütung führen.

Abb. 13 EEG-Marktprämienmodell und Regelleistung

finanzieller Ausgleich zwischen durchschnittlichem Marktpreis und EEG-Festvergütung



¹⁹ Vgl. Energate (2011).

Die Teilnahme am Regelenergiemarkt ermöglicht es, eine zusätzliche Leistungskomponente für das Vorhalten zuvor vertraglich festgelegter Mengen zu erhalten. Die Zahlung des Leistungspreises erfolgt unabhängig davon, ob tatsächlich Leistung abgerufen worden ist oder nicht. Sofern es zu einem Abruf kommt (negative oder positive Regelleistung), werden möglicherweise die Mengen in Anspruch genommen, die andernfalls am Markt abgesetzt werden könnten. Da der Arbeitspreis für Regelleistung jedoch in der Regel über dem Marktpreis liegt, wäre hier der Erlös ebenso gewinnträchtig wie die Leistungsreduzierung bei Netzüberlastung. In diesem Fall hätten die Betreiber virtueller (Regelleistungs-) Kraftwerke mit einer angebundenen Speichertechnologie (Pumpspeicherkraftwerk) die Möglichkeit, diese Mengen zu speichern und somit den Leistungs- und Arbeitspreis zu erhalten. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass die Abrufwahrscheinlichkeit von Regelleistung in Deutschland sehr gering ist, und daher die Leistungskomponente die wesentliche Größe bei der ökonomischen Bewertung von virtuellen Regelleistungskraftwerken darstellt.

D Hürden auf dem Weg zum VK

1 Ungewissheit über die Entwicklung der Rahmenbedingungen

So aussichtsreich und lukrativ VKs derzeit auch erscheinen mögen, es gibt doch eine Reihe von Risiken und Ungewissheiten, die von den gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ausgehen.

So beinhaltet das Energiekonzept der Bundesregierung viele Elemente wie beispielsweise den kosteneffizienten EE-Ausbau oder Smart Grids, die auf den ersten Blick als förderliche Rahmenbedingungen interpretiert werden können. Noch lassen sie aber eine Reihe von Fragen offen: Reichen die derzeitigen Ansätze aus, um die CO₂-Reduktionsziele zu erreichen? Wird es weiterführende regulatorische Eingriffe des Staates geben? Können und werden die nötigen Erzeugungskapazitäten im regenerativen Bereich installiert? Bleibt es beim derzeit geplanten Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022?

So sieht Dr. Horst Wolter, Leiter Geschäftsentwicklung der SOPTIM AG, die Entwicklung der Smart Markets als zum Teil hemmend für die Etablierung von VKs an: *„Bei der Steuerung dezentraler Anlagen werden zukünftig die VKs Konkurrenz durch die Smart Markets bekommen. An diesen Marktplätzen erfolgt der dezentrale Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch; dort werden die Einzelanlagen gegebenenfalls per Agenten direkt vermarktet, sodass eine zentrale Steuerung der Anlagen überflüssig wird. Damit würden VKs zurückgedrängt auf die Teilnahme an den zentralen Regelenenergie- oder Börsenmärkten.“*

Im Kontext europäischer Einflüsse auf die deutsche Gesetzgebung gibt es ebenfalls unterschiedliche Szenarien, welche die derzeitigen nationalen Rahmenbedingungen nachhaltig verändern können: Wird der geplante Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 vor dem Hintergrund europaweiter Energieversorgungsbelange haltbar sein? Wird es möglicherweise in den kommenden Jahren auch EU-Vorgaben geben, die sich spezifisch auf VKs beziehen?

Die deutsche Gesetzeslage birgt weitere Unsicherheiten: Werden Förderbegrenzungen wie bei der Anzahl an Vollbenutzungsstunden für KWK-Anlagen weiter verschärft? Werden auch KWK-Anlagen gefördert, die nach 2016 in den Dauerbetrieb gehen? Wird es dazu eine Novelle des KWKG geben? Wie können neue Konzepte zur Marktintegration von EE-Anlagen aussehen? VKs sind in der aktuellen Gesetzgebung nicht explizit implementiert, es ist aber durchaus denkbar, dass dies in mittelbarer Zukunft geschehen wird, was wiederum direkte Auswirkungen auf die Nutzungsmöglichkeiten von VKs haben wird.

„Der regulatorische Rahmen ist, wie aufgeführt, noch nicht vollständig klar, was eine erhebliche Unsicherheit für den Investor und den Betreiber darstellt.“²⁰

²⁰ Dr. Horst Wolter, Leiter Geschäftsentwicklung der SOPTIM AG, (01/2012).

Ein weiterer Aspekt ist der erforderliche Ausbau der Leitungsnetze. Gemäß einer Studie der Deutschen Energie-Agentur sind bis 2020 25 Milliarden Euro Netzinvestitionskosten und 3.600 Kilometer Leitungsausbau notwendig, um den Ökostromanteil am Erzeugungsmix auf die für 2020 geplanten 40 % zu erhöhen. Es ist fraglich, ob dies im vorgegebenen Zeitraum realisierbar ist. Davon scheinbar unbeirrt schreitet der Zubau der Windenergieanlagen in Deutschland immer weiter voran. Der Netzausbau verläuft hingegen deutlich langsamer. Häufig müssen an windintensiven Tagen Windkraftanlagen im Leerlauf betrieben werden, da die Einspeisung in das Netz und der anschließende Transport der Energie in die Ballungszentren in West- und Süddeutschland nicht möglich ist. Diese Entwicklungen der Erzeugungslandschaft werden erheblichen Einfluss auf die konzeptionelle Ausgestaltung von VKs haben. Es stellt sich die Frage, ob VKs eher als lokales Konzept für tendenziell autarke Energiesysteme oder als überregionales Konzept fungieren werden.

„Die heutigen VKs gehen von einer uneingeschränkten Transportmöglichkeit im Netz aus. Dies wird mit zunehmender Anzahl der VKs immer weniger zutreffen, sodass zukünftig auch die relevanten Netzeinschränkungen innerhalb der Steuerung der VKs berücksichtigt werden müssen.“²¹

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist die Entwicklungsgeschwindigkeit von Technologien und Lösungen für Smart Grids. Da VKs eines der wichtigsten Elemente für Smart Grids sind, ist ihre konkrete Ausgestaltung von diesen unmittelbar abhängig. In diesem Zusammenhang gewinnt auch die intelligente Steuerung auf Verteilnetzebene an Bedeutung, wie aus einer aktuellen Stellungnahme der Bundesnetzagentur deutlich wird. Die steigenden dezentralen Erzeugungskapazitäten müssen stärker in das gesamte Energiesystem integriert und intelligent gesteuert werden.²² Die Frage nach der konkreten Rolle von VKs als Instrument der Steuerung und Optimierung von Versorgungsnetzen bleibt noch offen.

Um die strategische Ausrichtung eines VK-Betriebskonzepts erfolgreich gestalten zu können, müssen all diese Aspekte frühzeitig berücksichtigt und individuell bewertet werden. Von der ersten Geschäftsidee an über die tatsächliche Realisierung bis hin zum Betrieb und Ausbau eines VK sind diese Faktoren immer wieder zu betrachten und im Rahmen eines professionellen Risikomanagements zu handhaben.

2 Hohe Anforderungen an die IT

Mit einem VK betritt der Betreiber ein Feld, das sich durch äußerst komplexe Informationsflüsse auszeichnet. Diese Informationsflüsse haben, vereinfacht gesagt, eine Steuerungs- und eine Melderichtung und sie erstrecken sich über mehrere Informationsebenen. Dies stellt sehr hohe Anforderungen an die IT eines VK. Diese werden im Folgenden aus verschiedenen Blickwinkeln betrachtet. Hinzugezogen haben wir dazu auch mehrere fachliche Einschätzungen von renommierten IT-Dienstleistern:

²¹ Dr. Horst Wolter, Leiter Geschäftsentwicklung der SOPTIM AG, (01/2012).

²² Vgl. BNetzA (Hrsg.), Eckpunktpapier zu intelligenten Netzen und Märkten, (02.01.2012).

Dr. Volker Bühner Niederlassungsleiter bei der Kisters AG, beschreibt die Anforderungen folgendermaßen: *„Eine marktorientierte Erzeugung (Smart Market) bedingt eine flexible vernetzte Erzeugungs- und Speichersteuerung von in einem VK zusammengeführten dezentralen und oft regenerativen Erzeugungseinheiten. Um das Potenzial optimal zu erschließen, sind moderne und sich an Marktgegebenheiten adaptierende IT-Werkzeuge notwendig, die Bedarfe prognostizieren, Erzeugung und Speicherung optimieren und Einsatzfahrpläne operativ steuern können – und dies unter durchaus flexiblen Randbedingungen. Eine ausschließliche Fahrweise mit Fokus auf nur einen Einsatzbereich wie Minutenreserve, Sekundärreserve oder Bilanzkreisausregelung führt nicht zu einem dauerhaften wirtschaftlichen Betrieb eines VK. Erst eine flexible Einsatzoptimierung mit der Kombination der oben genannten Einsatzbereiche ermöglicht einen stets wertschöpfungsmaximalen Betrieb.“*⁴²³

Thomas Leitner, Regional Managing Director bei InterSystems GmbH, fasst die Hauptaufgabe der IT in dieser Form zusammen: *„Die Hauptaufgabe aus technischer Sicht besteht in der passgenauen Integration dieser unterschiedlichen Informationsebenen über alle beteiligten Systeme hinweg. Gerade diese Komplexität schreckt unserer Erfahrung nach viele Energiemarktakteure aktuell noch ab. Dabei sind die entsprechenden Werkzeuge durchaus am Markt vorhanden und bereits vielfach in der Praxis anderer Branchen erprobt. So sorgt die Integrationstechnologie von InterSystems dank offener Schnittstellen für ein reibungsloses Zusammenspiel heterogener Systeme und vielfältigster Prozesse. Wer einmal den Schritt weg von den derzeit vielfach noch verbreiteten Insellösungen zu einem flexiblen Gesamtkonzept wagt, stellt sich – auch gegenüber allen neuen Anforderungen aus Richtung des Gesetzgebers oder des Wettbewerbs – zukunftsicher und jederzeit marktfähig auf. Der Schlüssel zum Erfolg liegt dabei nicht in der Ablösung von bestehenden Einzellösungen, sondern in deren konsequenter Zusammenführung und dem Erreichen eines perfekten Zusammenspiels der geforderten Prozesse auf jeder einzelnen Informationsebene.“*⁴²⁴

An oberster Stelle stehen der oder die Anlagenbetreiber, deren zentrale kommerzielle Eckparameter wie Beteiligungsverhältnisse, Limits und Vertragsparameter erfasst und dem VK in geeigneter Weise zugeschlüsselt werden müssen. Darunter folgt die Ebene der Vermarktung, das heißt die operative Steuerung des Verkaufs am Markt und die Bewirtschaftung des dahinterliegenden Energie- und Risikoportfolios. Auf dieser Ebene findet auch der Austausch kommerzieller Daten mit den betroffenen Marktpartnern statt.

Die erste technische Steuerungsebene wird durch eine zentrale Steuerung abgebildet, die in der Lage ist, die kommerziellen Vorgaben in konkrete Einsatz- und Steuerbefehle für die einzelnen Anlagen umzusetzen. Dabei sind sowohl die gezielte Steuerung einzelner Einspeiseanlagen als auch das Absetzen gebündelter Kommandos an eine Reihe technisch gleichartiger Anlagen vorstellbar.

In diesem Zusammenhang kommt der Planungs- und Prognosefunktion einer erfolgskritische Bedeutung zu. Britta Hilt, Co-Founder and Managing Director, Marketing & Sales, IS Predict GmbH, nennt in diesem Zusammenhang folgende Anforderungen: *„Es muss zu jedem Zeitpunkt sichergestellt sein, dass (a) genügend Energie (b) effizient erzeugt und verteilt wird, sodass sie den Energieverbrauchern (c) rechtzeitig und (d) zuverlässig (e) zu vernünftigen Konditionen zur Verfügung gestellt wird. Hierzu bedarf es hochgenauer und frühzeitiger Prognosen für hoch-dynamische Erzeuger- und Verbraucherlastgänge.“*⁴²⁵

²³ Dr. Volker Bühner, Kisters AG, (01/2012).

²⁴ Thomas Leitner, Regional Managing Director bei InterSystems GmbH, (01/2012).

²⁵ Britta Hilt, Co-Founder and Managing Director, Marketing & Sales, IS Predict GmbH, (11/2011).

Die technische Plattform der Umsetzung ist die lokale und damit unterste Steuerungsebene, auf der die technischen Steuerungs- und Regelungseinrichtungen der einzelnen Anlagen angesprochen werden.

In Melderichtung werden Informationen vornehmlich auf der lokalen Steuerungsebene generiert. Hierzu zählen technische Zustandsmeldungen, Mess- und Zählwerte sowie Störungs- und Schutzmeldungen. Diese Informationen werden auf der zentralen Steuerungsebene erfasst, ausgewertet und logisch verknüpft. Auf dieser Ebene erfolgt typischerweise auch die Erfassung einsatzrelevanter Infrastrukturinformationen wie zum Beispiel Verfügbarkeiten oder Störungsmeldungen aus den relevanten Netzabschnitten.

Auf der Vermarktungsebene werden diese Informationen für Planungs-, Steuerungs- und Datenaufbereitungszwecke verdichtet. Das Verfügbarkeits- und Erzeugungsprofil einzelner Anlagen oder Anlagencluster stellt eine wichtige Rahmenbedingung für die Einsatzplanung und Prognose dar. Für die Steuerung ist außerdem der aktuelle Betriebszustand wichtig. Dies betrifft sowohl Störungen als auch verfügbare Einsatzkapazitäten in aggregierter Form. Weiterhin werden auf dieser Ebene die Einsatzdaten als Vergangenheitsdaten gehalten, das heißt, wann welche Mengen und Leistungen zu welchem Zeitpunkt geliefert wurden.

Auf der VK-Betreiberebene werden die Vergangenheitsdaten für die Abrechnung und Rechnungsprüfung genutzt. Außerdem können die Anlagenbetreiber auf dieser Ebene mithilfe von Berichtsfunktionen die Performance und den Ertrag des Anlageneinsatzes einsehen und die Performance ihres VK bzw. ihres Anteils am VK bewerten.

„Gerade das konsequente Monitoring bei gleichzeitiger Bewältigung der zunehmenden Informationsflut über skalierbare Lösungen wird zukünftig zum Dreh- und Angelpunkt des Erfolgs werden. Denn nur wer in der Lage ist, die Sicht für das Ganze zu behalten und gleichzeitig die einzelnen Prozesse bis ins Detail über die mannigfachen Transaktionsebenen nachzuverfolgen, kann Prozesseffizienz und vor allem Reaktionsfähigkeit im zunehmenden Wettbewerb des Energiemarktes sicherstellen. Vor allem im Rahmen von Smart Grids kommt es darauf an, die stetig wachsende Informationsmenge aus unterschiedlichsten Datentöpfen zusammenzubringen und auf Knopfdruck auszuwerten.“²⁶

Kurz: Die Ebenen müssen wie ein Organismus funktionieren, der aus Gehirn und Körper besteht. Dies stellt die IT vor folgende wesentliche Herausforderungen:

- Sie muss die koordinierte Umsetzung der Zielvorgaben der oberen Steuerungsebenen in einer Vielzahl dezentraler Automatisierungstechniken gewährleisten.
- Sie muss die Erfassung der lokalen Daten und deren sachlogische, zeitgenaue und stets nachvollziehbare Zusammenführung an zentraler Stelle ermöglichen.

Die Systemlieferanten haben angesichts dessen eine gewaltige Integrationsaufgabe zu lösen.

Diese beginnt auf der Ebene der technischen IT, zu der Prozessleitsysteme mit SCADA²⁷- und EMS²⁸-Funktionen genauso zählen wie die dezentralen Automatisierungstechniken wie speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS), Fernzähleinrichtungen oder anlagenspezifische Komponenten. Bindeglieder auf

²⁶ Thomas Leitner, Regional Managing Director bei InterSystems GmbH, (01/2012).

²⁷ Supervisory Control and Data Acquisition: Fernsteuerung und Überwachung.

²⁸ Energy Management System: intelligente Funktionen wie Lastflussrechnungen, kurzfristige Einsatzoptimierung, intelligente Störungsauswertung.

dieser Ebene sind Fernwirksysteme, Zählerfernauslesesysteme und Betriebsdatenerfassungssysteme mit den entsprechenden übertragungstechnischen Komponenten.

Nahtlos daran anknüpfend müssen Energiedatenmanagementsysteme, Portfoliomanagementsysteme und Betriebsmittelinformationssysteme in den Informationsfluss eingebunden werden. Sie stellen die Verbindung zwischen technischer und kommerzieller IT dar.

Auf der kommerziellen Seite sollen ERP-Systeme die notwendigen betriebswirtschaftlichen Daten und Funktionen bereitstellen. Portallösungen und Reportingtools sichern den Informationsaustausch mit den Anlagenbetreibern und weiteren Stakeholdern.

Als „intelligentes Großhirn“ der IT-Architektur können Optimierungssysteme verstanden werden, die je nach Betreibermodell die technischen Anlagen und die kommerziellen Vorgaben so zusammenführen, dass zu jedem Zeitpunkt ein optimaler Anlageneinsatz erzielt wird.

Für die Kommunikation mit externen Marktpartnern wie für den Datenaustausch der Systeme untereinander stehen die unterschiedlichsten Integrationswerkzeuge und EAI²⁹-Komponenten zur Verfügung. Doch damit ist die Integrationsaufgabe noch nicht gelöst. Die Informationsflüsse und Prozessabläufe müssen möglichst nahtlos über die Systemgrenzen und Ebenen hinweg implementiert werden. Entsprechende prozessseitige Ansätze wie CIM³⁰, UCA³¹ oder IEC 60870³² müssen die Informationsflüsse genauso unterstützen wie die entsprechenden Standards wie EDIFACT oder ebXML auf der kommerziellen Seite.

Eine weitere Betrachtungsebene zielt auf die zeitlichen Rahmenbedingungen, Fristen und Intervalle ab. Diese erstrecken sich von monats- und wochenweise aggregierten Daten über Tages-, Stunden- und 15-Minutenintervalle hin zur Echtzeitverarbeitung im Minuten- oder Sekundentakt.

Da damit kürzere Zeitintervallanforderungen auch in die höheren Steuerungsebenen hineinwachsen, ergeben sich zwangsläufig auch höhere Datenvolumen für diese Ebenen. Dies betrifft insbesondere die Optimierungsfunktionen, die zukünftig sehr kurzfristig Entscheidungen aufgrund von Marktsignalen, technischen Informationen und kommerziellen Zielsetzungen aus allen Steuerungsebenen heraus vorbereiten und gegebenenfalls sogar automatisiert treffen müssen.

Insgesamt müssen also Lösungen entstehen, die bisher eher voneinander abgegrenzte Gebiete wie die kommerzielle und die technische IT harmonisch zusammenführen. Die entsprechenden Komponenten müssen folgende Eigenschaften erfüllen:

- hohe Integrationsfähigkeit
- Unterstützung von Standards
- hohe Performance und Reaktionsgeschwindigkeit bis hin zur Echtzeitverarbeitung
- hohes Verarbeitungspotenzial für wachsende Datenvolumen

²⁹ Enterprise Application Integration: auf die Softwareintegration spezialisierte Systemkomponenten.

³⁰ Common Information Modell for Utilities.

³¹ Utility Communication Architecture.

³² IEC 60870: offener Kommunikationsstandard für die industrielle Automation der International Electrotechnical Commission.

Eine der größten Herausforderung für den Betreiber eines VK ist es, die geeigneten IT-Lösungen zu finden und in enger Abstimmung mit den Herstellern zu integrieren. Da dies einen weiten Bogen von den technischen Einzelkomponenten auf der Anlagenebene bis hin zur ERP-Welt spannt, dürfte diese Aufgabe ohne übergreifende Kenntnis aller Bereiche und Elemente nur sehr schwer zu bewältigen sein.

Erschwerend kommt hinzu, dass je nach Betreibermodell die IT nicht komplett in einer Hand liegt.

So können beispielsweise die Einzelanlagen verschiedenen Betreibern gehören – und damit auch die entsprechenden Hard- und Softwarekomponenten. Gegebenenfalls sind aber auch diese Anlagen ihrerseits – je nach Finanzierungs- oder Contracting-Modell – nicht direkt in der Hand des Betreibers.

Bei Einbezug von Dienstleistern in das Gesamtkonzept, zum Beispiel für die Abrechnung, Zählerdatenerfassung und Fernsteuerung, splittet sich das Gesamtbild noch weiter auf. Hier kommt zur technischen Integrationsaufgabe noch eine organisatorische Aufgabe hinzu, bei der verschiedenen Parteien und Hersteller an einen Tisch gebracht werden müssen.

„Natürlich ist dieses gemeinsame Ziehen der verschiedenen Parteien an einem Strang absolut erstrebenswert, aber rein technisch für die Umsetzung der Idee des VK nicht zwangsläufig erforderlich. Die Unterstützung von aktuellen und zukünftigen Standards und die konsequente Prozessorientierung stehen für uns als unverhandelbares Ziel für das benötigte Gesamtzenario im Vordergrund: Solange Schnittstellen gegeben sind, unterliegt die informationstechnische Verknüpfung zur Realisierung eines funktionsfähigen und jederzeit markttauglichen Konzepts keinerlei Grenzen.“³³

3 Operative Überlegungen

Ob ein VK gut funktioniert, hängt auch davon ab, wie gut die kommerziellen Vorgaben des Betreibers auf die tatsächlich vorhandene, räumlich verteilte Technik übertragen werden. Auf organisatorischer Ebene stellt diese Frage eine beträchtliche Herausforderung dar, denn je nach Betriebskonzept müssen alle Beteiligten – der VK-Betreiber, verschiedene Dienstleister, die Betreiber der Einzelanlagen – gut miteinander kooperieren.

Bei zentraler Steuerung bedeutet dies unter anderem, dass die Betreiber der Einzelanlagen die Steuerung ihrer Anlagen aus der Hand geben müssen. Bei der bisher rein förderungsorientierten Fahrweise von EEG- und KWKG-Anlagen war jeder Stillstand oder jegliche reduzierte Fahrweise mit einem unmittelbaren finanziellen Verlust verbunden. Die Einzelanlagenbetreiber müssen also davon überzeugt werden, dass die zentral gesteuerte Fahrweise einen Zusatznutzen darstellt. Dies funktioniert nicht ohne ein schlüssiges Vermarktungskonzept, bei dem der Anlagenbetreiber über alle Chancen und Risiken informiert wird. Es muss auch die operative Ablauf- und Aufbauorganisation hinter dem VK aufgezeigt werden. Wesentliche Instanz ist dabei ein zentrales Portfoliomanagement, das die stetige Balance zwischen Marktgeschehen, Anlagenverfügbarkeit und Kostensituation aufrechterhält und durch die richtigen Einsatzsignale das betriebswirtschaftliche Optimum erzielt.

³³ Thomas Leitner, Regional Managing Director bei InterSystems GmbH, (01/2012).

Es bedarf zudem eines überzeugenden Leitstellenkonzepts, das in seiner Struktur traditionellen Lastverteilern sehr nahe kommt. Diese technischen Einsatzzentralen erfordern ein hoch spezialisiertes Personal, das mit Unterstützung entsprechender IT-Systeme die richtigen Entscheidungen trifft, Störungsursachen schnell erfasst und die möglichst umgehende Störungsbeseitigung steuert. Die Störungsbeseitigung selbst muss ebenfalls organisiert werden. Ähnlich wie beim Betrieb eines Energieversorgungsnetzes sind hier die räumlichen Gegebenheiten, der notwendige Personaleinsatz, die Materialvorhaltung und die Zugänglichkeit der Anlagen zu koordinieren.

Da sich ein VK aus Handelssicht nicht wesentlich von Fahrplangeschäften realer Kraftwerke oder sonstigen Liefergeschäften unterscheidet, bedarf es nicht unbedingt neuer Risikoabsicherungsmechanismen. Allerdings verteilt sich bei Betriebskonzepten mit vielen Teilnehmern das Risiko auf mehrere Beteiligte. Deshalb muss bei der vertraglichen Ausgestaltung der Risikoanteil jedes einzelnen Anlagenbetreibers eindeutig geregelt und zugeordnet werden. Insbesondere muss klar sein, auf welcher Ebene gegebenenfalls erforderliche Sicherungsgeschäfte abgebildet werden.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die gleichberechtigte Behandlung der einzelnen Betreiber. Kein Betreiber wird akzeptieren, dass ausgerechnet seine Anlage ständig stillsteht und die Anlage eines benachbarten Betreibers ständig produziert. Die Gleichberechtigung muss einerseits vertraglich sichergestellt werden und andererseits im Betriebskonzept berücksichtigt werden. Außerdem sind die von den Betreibern verlangten Nachweise bereitzustellen.

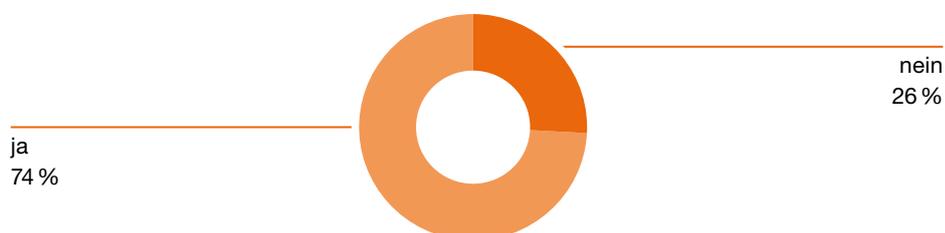
Das organisatorische Konzept eines VK ist ein erfolgskritischer Faktor, der unbedingt bei der Planung, Umsetzung und im späteren operativen Betrieb berücksichtigt werden muss.

E Umfrageergebnisse: die Sicht der Marktteilnehmer

Über 70 % der befragten Branchenangehörigen gaben an, dass sie sich in ihrem Unternehmen mit dem Thema „virtuelle Kraftwerke“ bereits kritisch auseinandergesetzt haben.

Abb. 14 Stand der Auseinandersetzung mit dem Thema VK

Hat sich Ihr Unternehmen mit dem Thema virtuelles Kraftwerk bereits kritisch auseinandergesetzt?

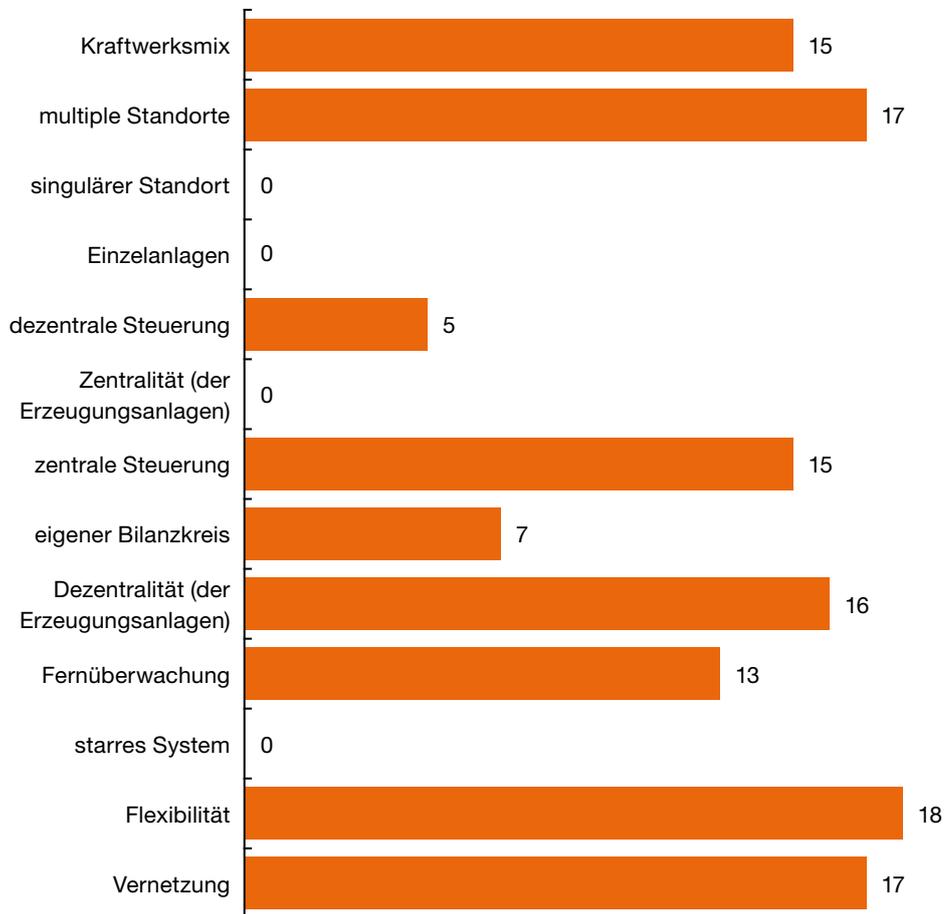


Die Frage nach den Merkmalen eines virtuellen Kraftwerks ergab, dass die Mehrzahl der befragten Experten ein VK als eine Vernetzung dezentraler und flexibler Erzeugungsanlagen an multiplen Standorten mit einer zentralen Steuerung versteht (siehe Abb. 15). Dabei wurde dem Aspekt „Flexibilität“ die größte Bedeutung zugemessen. In dieser Einschätzung spiegelt sich die Hoffnung der Branche wider, sich mithilfe von VKs den stetig ändernden Rahmenbedingungen der Energieversorgung mit hinreichender Geschwindigkeit anpassen zu können.

Abb. 15 Attribute eines VK

Welche Attribute würden Sie einem „Virtuellen Kraftwerk“ zuschreiben?

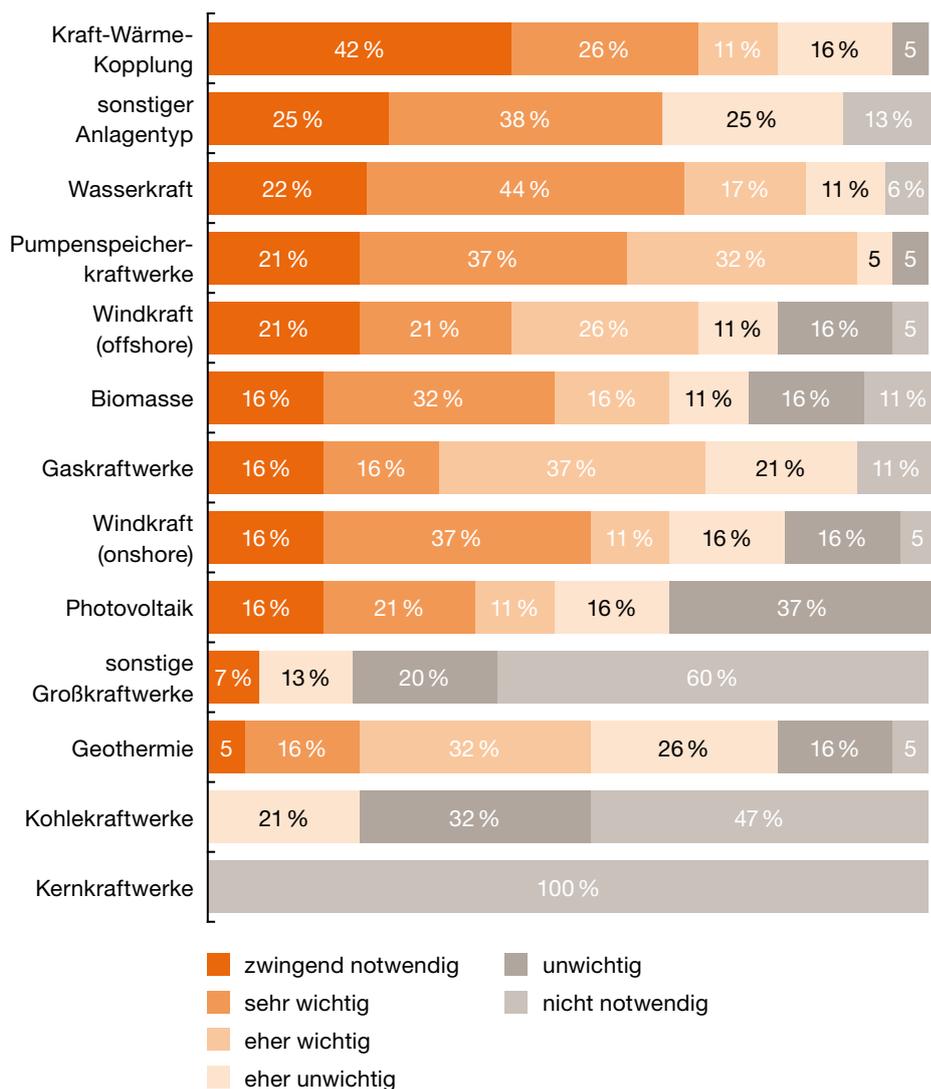
Anzahl Nennungen



Bei der Ausgestaltung eines VK kommt es auf den richtigen Anlagenmix an. Wir wollten von den Marktteilnehmern wissen, welche Erzeugungstechnologien für sie in einem VK wichtig sind und welche weniger. Hier ergab sich ein sehr heterogenes Bild:

Abb. 16 Bedeutung der Erzeugungstechnologien im Rahmen der Ausgestaltung eines VK

Welche Erzeugungsanlagen gehören Ihrer Ansicht nach zu einem virtuellen Kraftwerk?



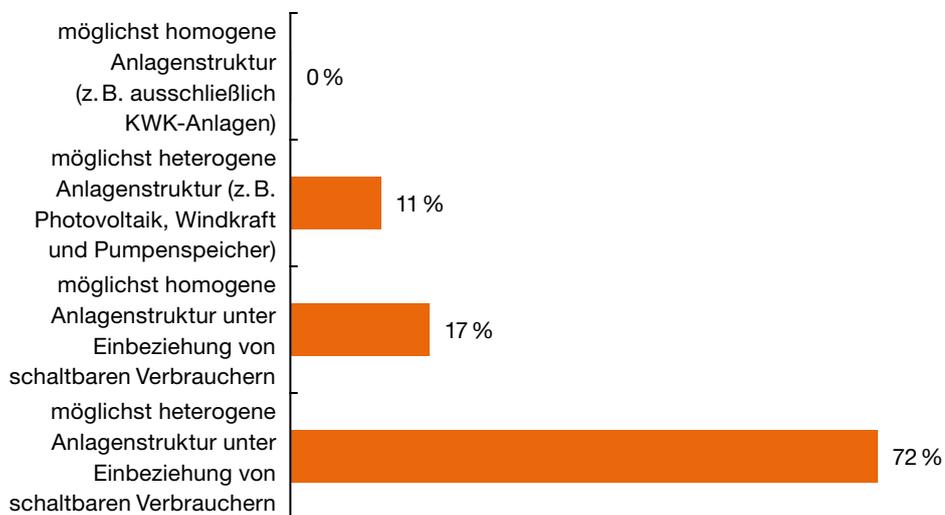
Bis auf Kohle- und Kernkraftwerke wurde nahezu jede Erzeugungstechnologie als „eher wichtig“ bis „zwingend notwendig“ eingestuft: von 42% bei Photovoltaikanlagen bis zu 82% bei der Kraft-Wärme-Kopplung. Dies unterstreicht den Wunsch nach Flexibilität, die durch eine größtmögliche Diversifizierung im Anlagenmix unterstützt werden soll. Dabei wird es offensichtlich als möglich und machbar erachtet, stark unterschiedliche Einsatz- und Förderkonzepte wie zum Beispiel BHKWs, Biogasanlagen, unterschiedliche EE-Anlagentypen und Gaskraftwerke im Verbund optimal betreiben zu können. Allerdings sehen nur 8% der Befragten konventionelle Großkraftwerke als unbedingt erforderlichen Bestandteil eines VK an. Ausgenommen hiervon sind Gaskraftwerke, denen aufgrund ihrer großen Einsatzflexibilität ein hoher Stellenwert zuerkannt wird.

Insgesamt sehen die Befragten EE-Anlagen als wesentlichen Bestandteil von virtuellen Kraftwerkskonzepten, ebenso wie die Vernetzung mit Speichertechnologien (z. B. Pumpspeicherkraftwerke). Letzteres ist angesichts der schwankenden Strommengen von EE-Anlagen besonders wichtig, da so sichergestellt werden kann, dass trotz dargebotsabhängiger EE-Anlagen im Anlagenverbund eine konstante bzw. flexible Einspeisung in das Netz erfolgen kann.

Abb. 17 Optimaler Erzeugungsmix eines VK

Welche Vorstellung haben Sie vom optimalen Erzeugungsmix innerhalb eines virtuellen Kraftwerks?

Anteil der Nennungen

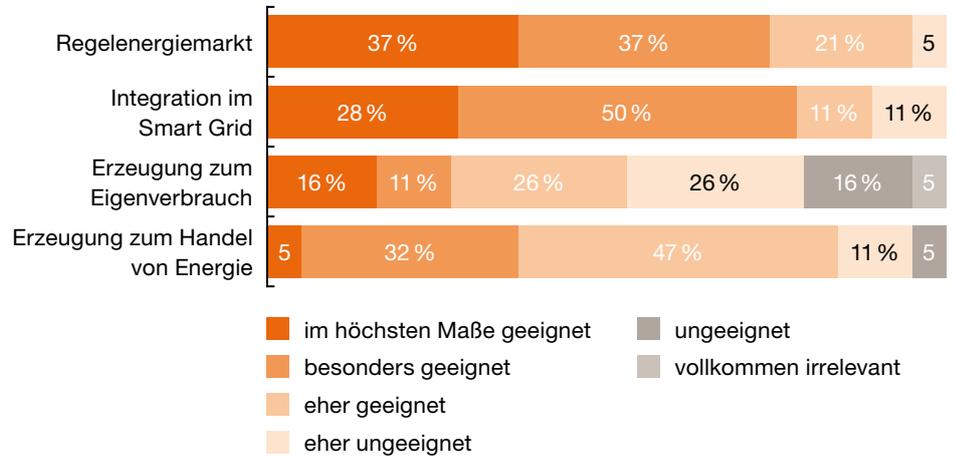


Hinsichtlich eines optimalen Erzeugungsmixes für die Befragten der Einbezug schaltbarer Verbrauchern in Vordergrund wichtig bzw. unverzichtbar ist (siehe Abb. 17). Dies wird als Möglichkeit verstanden, sich stärker an der regionalen Lastflussoptimierung zu beteiligen und so die Netzstabilität zu unterstützen.

Die Ausgestaltung des Anlagenmixes eines VK hängt von den jeweils verfolgten Betriebszielen ab. Es gilt herauszufinden, auf welchen Zielmärkten die denkbaren Kraftwerksverbände ihre Potenziale optimal ausschöpfen und möglichst hohe Synergieeffekte realisieren können.

Abb. 18 Relevante Zielmärkte für VKs

Wo sehen Sie die Stärken eines virtuellen Kraftwerks in den folgenden Zielmärkten?

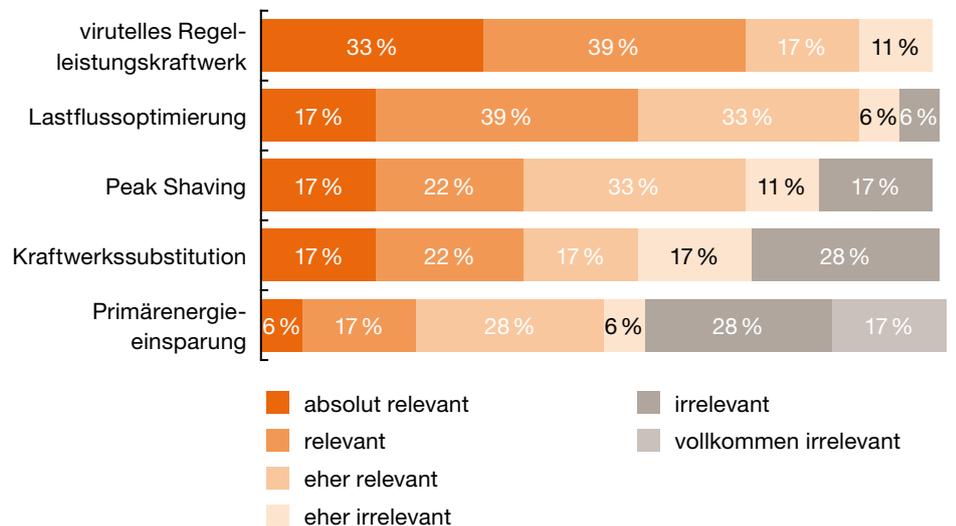


Nach der Eignung der VKs für verschiedene Zielmärkte befragt, schätzten die Experten die Eignung eines VK zur Erzeugung zum Eigenverbrauch als deutlich schlechter ein als zum Regenergieeinsatz oder zur Smart-Grid-Integration. Dies zeigt, dass VKs eher als Marktinstrument gesehen werden und weniger als Instrument der Eigenbedarfsdeckung (siehe Abb. 18).

Als Betriebskonzept favorisierten die befragten Experten den Einsatz eines VK als virtuelles Regelleistungskraftwerk: 38 % der Befragten sehen diesen Punkt als absolut relevant an. Der kurzfristige Treiber für den Einsatz von VKs liegt also offensichtlich im Regenergiemarkt, von dem sich die Betreiber den höchsten betriebswirtschaftlichen Nutzen versprechen. Durchaus vielversprechend wird auch das Betriebskonzept der Lastflussoptimierung gesehen, wobei hier noch die nötigen Anreizsysteme deutlicher ausgeprägt werden müssen.

Abb. 19 Relevanz der verschiedenen Betriebskonzepte für VKs

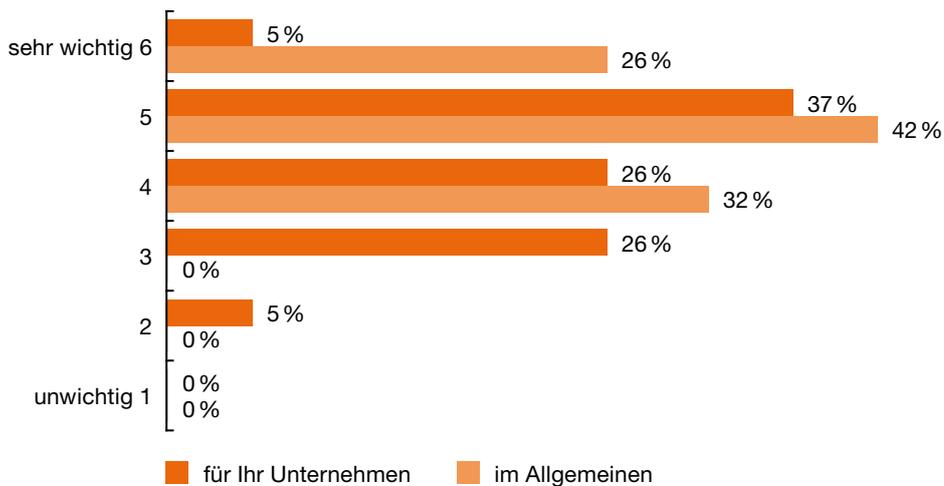
Welche der Betriebskonzepte für virtuelle Kraftwerke halten Sie für relevant bzw. am vielversprechendsten?



Abschließend lässt sich feststellen, dass die befragten Experten dem Konzept des VK mit seinen verschiedenen Betriebskonzepten gute bis sehr gute Marktchancen einräumen. So empfinden nahezu alle befragten Experten das Thema als besonders wichtig für die Branche (siehe Abb. 20). Untermuert wird diese Einschätzung auch durch ein weiteres Befragungsergebnis, nach dem rund 67% der Energieversorgungsunternehmen den Betrieb von VKs oder die Beteiligung daran auf kurz- bis mittelfristige Sicht planen.

Abb. 20 Wichtigkeit des Themas „virtuelle Kraftwerke“ für die Zukunft

Für wie wichtig halten Sie das Thema „virtuelle Kraftwerke“?



Festzustellen ist aber auch, dass die Unternehmen durchaus noch Barrieren sehen, die der praktischen Umsetzung im Wege stehen. So kommt für 24% der Befragten eine Umsetzung derzeit nicht infrage. Als Gründe führen sie neben der Unternehmensgröße die Einbindung in größere Konzernverbände oder das bis dato noch nicht vorhandene Erzeugungengagement an.

F Fazit und Ausblick

Bereits heute stellen VKs eine innovative Chance dar, neue Wachstums- und Erlöspotenziale zu realisieren oder neuen Herausforderungen zu begegnen. Mittel- bis langfristig ist aufgrund des technologischen Fortschritts und des Energiekonzepts der Bundesregierung davon auszugehen, dass VKs zum festen Bestandteil des Energiemarktes werden.

In naher Zukunft werden vernetzte Kraftwerke mit unterschiedlichen Erzeugungsarten, zentrale Steuerungskonzepte sowie intelligente Netze (Smart Grids) die Basis für weitere Innovationen sein. Als richtungweisend kann dabei das Eckpunktepapier³⁴ der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energiesystems gesehen werden, da hier zumindest eine Vorzugsrichtung für das Zusammenspiel von Smart Grids und Smart Markets, als deren Bestandteil VKs verstanden werden können, aufgezeigt wird.

Auch zukünftig werden sich wichtige Faktoren im Umfeld von VKs verändern und weiterentwickeln. Verschiedenste Rahmenbedingungen werden neue Gestalt annehmen, sodass die Betreiber ihre strategischen Entscheidungen stets überprüfen und vorausschauend an ein dynamisches Umfeld anpassen müssen. Neben den aussichtsreichen Ansätzen, VKs betrieblich und marktorientiert zu nutzen, wird es weiterhin Veränderungen bei den wesentlichen externen Faktoren geben, die zu folgenden Bereichen gehören:

- politische und gesetzliche Rahmenbedingungen
- technologische Entwicklungen
- Entwicklungen des Marktes

Bezüglich der politischen und gesetzlichen Rahmenbedingungen gab es erst in jüngster Vergangenheit entscheidende Veränderungen durch die EEG- und KWKG-Novellen. Im Zuge der europäischen Energiepolitik und der Umsetzung des Energiekonzepts der Bundesregierung ist auch weiterhin mit Anpassungen und Erweiterungen des gesetzlichen Rahmens im Sinne der energiepolitischen Ziele zu rechnen. Ein Beispiel dafür sind die jüngsten Bestrebungen auf EU-Ebene, die Energieeffizienzvorschriften zu verschärfen. Es ist davon auszugehen, dass die Inhalte des Energieeffizienzplans 2011 der EU auch Einfluss auf die VKs nehmen werden. Besonders die geplante Aufwertung der KWK-Technologie wird ein entscheidender Meilenstein in der Entwicklung von VKs sein.³⁵

Die technologischen Fortschritte sind für VKs ebenfalls ein überaus wichtiger Faktor. Entwicklungen im Bereich Smart Grids, Verbesserungen bei den regenerativen Erzeugungstechnologien sowie eine stetig steigende Leistungsfähigkeit der IT-Systeme werden dazu führen, dass sich ein effizientes und intelligentes Energiesystem etabliert. Ein aktuelles Beispiel dafür, dass die Entwicklung von Smart Grids immer weiter voranschreitet, sind die Smart-Demand-Technologien, die verschiedene Versorgungsunternehmen bereits anbieten, um ihren Kunden einen intelligenten Stromverbrauch zu ermöglichen.

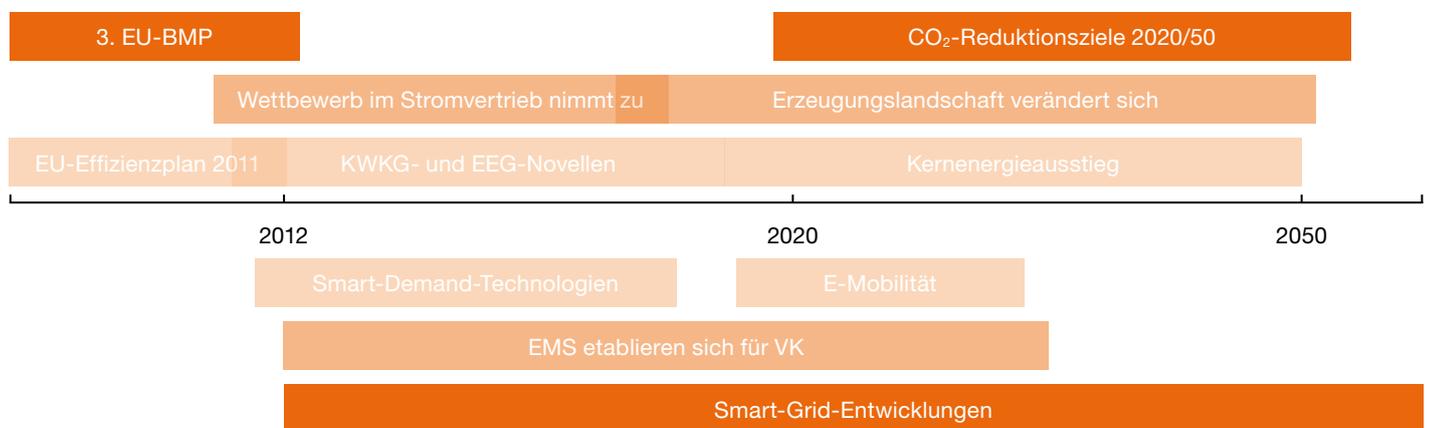
³⁴ Vgl. Positionspapier der Bundesnetzagentur, (02.01.2012), www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2012/120102_EckpunkteSmartGrid_pdf.pdf?__blob=publicationFile.

³⁵ Vgl. Europäische Kommission, Energieeffizienzplan 2011, KOM/2011/0109, Brüssel.

Nicht zuletzt haben auch die Veränderungen am Energie- bzw. Strommarkt eine ausschlaggebende Wirkung. Aufgrund der Entflechtungsvorschriften und der zum Teil strengen Regularien in Bezug auf die Netze haben bereits viele ehemalige ÜNB ihre Netze ausgegliedert. Im Stromvertrieb verschärft sich bedingt durch eine steigende Wechselbereitschaft der Kunden der Wettbewerb. Die energiepolitischen Ziele für 2020 und 2050 werden außerdem langfristig zu einer Umstrukturierung im Erzeugungsmarkt führen. Der bisher eher durch oligopolistischen Strukturen und konventionelle Technologien geprägte Erzeugungsmarkt wird daher in den kommenden Jahrzehnten ein neues Erscheinungsbild erhalten.

Die Abbildung 21 bietet Ihnen einen Überblick über zukünftige Meilensteine und potenzielle Veränderungen der Rahmenbedingungen.

Abb. 21 Meilensteine für die künftige Entwicklung der Energiewirtschaft



Quellenverzeichnis

1 Fachbücher

Büdenbender, U./Rosin, P. (2002)

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-AusbauG). Kommentar, Köln.

Droste-Franke, B. u. a. (2009)

Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke. Energie-, umwelt- und technologiepolitische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung, in: Springer-Verlag (Hrsg.): Ethics of Science and Technology Assessment, Band 36, Berlin.

Karl, J. (2006)

Dezentrale Energiesysteme: Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, 2. Auflage, München.

Konstantin, P. (2009)

Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, 2. Auflage, Berlin.

Swider, D. (2006)

Handel an Regenergie- und Spotmärkten, Wiesbaden.

2 Zeitschriften und Artikel

Arndt, U./Roon, S./Wagner, U. (2006)

Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität, in: BWK – Das Energie-Fachmagazin, Nr. 6/2006, S. 52–57.

BNetzA (2006)

Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG.

BNetzA (2011)

Positionspapier der Beschlusskammer 6, Az. BK6-10-098, Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für Primärregelleistung, Bonn.

BNetzA (2012)

Eckpunktepapier zu intelligenten Netzen und Märkten vom 02.01.2012, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Pressemitteilungen/2012/120102_EckpunkteSmartGrid_pdf.pdf?__blob=publicationFile, Bonn.

BMU/BMWi (2011)

Energiekonzept, für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, München.

Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (2009)

TransmissionCode 2007, Anhang D2 Teil 1. Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB (Präqualifikationsunterlagen), Berlin.

VDN (2003)

TransmissionCode 2003, Anhang D 1. Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB.

Gent, K./Maring, D. (2007)

Vermiedene Netznutzungsentgelte bei der KWK-Einspeisung, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Nr. 3/2007, S. 66–71.

Nöllenburg, N. (2009)

Das 3. EU-Binnenmarktpaket für Strom und Gas. Aufbruch in ein neues Zeitalter des Energierechts? in: Deutscher Anwaltsspiegel, Nr. 11/2009, S. 3–4.

Ragwitz, M./Sensfuß, F. (2007)

Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel. Analyse für das Jahr 2006. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Karlsruhe.

3 Sonstige

EEX ZO (2011)

EEX Zulassungsordnung vom 01.07.2011, Version 003a, Leipzig.

TNS Infratest (2011)

Umfrage zum Ausbau regenerativer Energien, o. O.

4 Internetquellen

BDEW (2011)

BDEW-Musterhaushalt für Strom 2011: 46 Prozent des Strompreises sind Steuern und Abgaben, http://bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100311_PM_46_Prozent_des_Strompreises_sind_Steuern_und_Abgaben, Zugriff am 24.10.2011.

EEX (2011)

Spotmarkt Stundenkontrakte Phelix 01.08.2011– 08.08.2011, <http://www.eex.com/de/Marktdaten/Handelsdaten/Strom/Stundenkontrakte%20%7C%20Spotmarkt%20Stundenauktion/spot-hours-table/2011-08-08>, Zugriff am 19.10.2011.

Energate (2011)

Neuer Rahmen für Regelenergiemarkt, <http://www.energate.de/news/113588>, Zugriff am 19.10.2011.

5 Gesetze

BörsG (2007)

Börsengesetz vom 16. Juli 2007 (BGBl. I S. 1330, 1351), das zuletzt durch Artikel 3a des Gesetzes vom 20. März 2009 (BGBl. I S. 607) geändert worden ist.

EEG (2008)

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist.

EEG (2012)

Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Veröffentlichung am 4. August 2011 im Bundesgesetzblatt Teil I, Nr. 42.

EnergieStG (2006)

Energiesteuergesetz vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660; 1007), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 1. März 2011 (BGBl. I S. 282) geändert worden ist.

EnWG (2005)

Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist.

GWB (2005)

Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 2005 (BGBl. I S. 2114; 2009 I S. 3850), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 26. Juli 2011 (BGBl. I S. 1554) geändert worden ist.

KWKG (2002)

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist.

StromStG (1999)

Stromsteuergesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 1. März 2011 (BGBl. I S. 282) geändert worden ist.

6 Richtlinien

Richtlinie 2009/72/EG

Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Richtlinie 2009/73/EG

Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

7 Verordnungen

ARegV (2007)

Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist.

EnergieStV

Energiesteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Juli 2006 (BGBl. I S. 1753), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. September 2011 (BGBl. I S. 1890) geändert worden ist.

Europäische Kommission, Energieeffizienzplan 2011, KOM/2011/0109

Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, EU KOM/2011/0109, 08.03.2011, http://europa.eu/legislation_summaries/energy/energy_efficiency/en0029_de.htm, Brüssel.

KraftNAV (2007)

Kraftwerks-Netzanschlussverordnung vom 26. Juni 2007 (BGBl. I S. 1187).

StromNEV (2005)

Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist.

StromNZV (2005)

Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634) geändert worden ist.

StromStV

Stromsteuer-Durchführungsverordnung vom 31. Mai 2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 20. September 2011 (BGBl. I S. 1890) geändert worden ist.

Verordnung (EG) Nr. 713/2009

Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Verordnung (EG) Nr. 714/2009

Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

Verordnung (EG) Nr. 715/2009

Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005.

Ihre Ansprechpartner

Michael Kopetzki

Partner
Tel.: +49 69 9585-2370
michael.kopetzki@de.pwc.com

Joachim Albersmann

Tel.: +49 69 9585-3055
joachim.albersmann@de.pwc.com

Dominik Bahn

Tel.: +49 211 981-2076
dominik.bahn@de.pwc.com

Igor Baum

Tel.: +49 211 981-1325
igor.baum@de.pwc.com

Sebastian Farin

Tel.: +41 201 438-2787
sebastian.farin@de.pwc.com

Das Energy-Consulting-Team von PwC als kompetenter Wegbegleiter

Als mit Abstand größtes Prüfungs- und Beratungshaus für Energieversorger in Deutschland verfügt PwC über das inhaltliche und methodische Know-how, um seine Mandanten in allen Themen der Energiebewirtschaftung zu unterstützen. Im Kontext der Entwicklung und Umsetzung von Konzepten für virtuelle Kraftwerke bieten wir Unterstützung bei der Erarbeitung von Betriebs- und Vermarktungskonzepten, der Konzeption der IT-Integration, der Prozessintegration von Vertrieb und Beschaffung, der Definition von Risikomanagement – bis hin zu Buchungsstrukturen und Sicherungsstrategien. In den vergangenen Jahren hat PwC diese Expertise in einer Reihe von verwandten Projekten genutzt. Auf dieser Basis bietet PwC seinen Mandanten den Zugang zu Referenzkunden und hilft ihnen bei der frühzeitigen Identifizierung möglicher Stolpersteine.

Neben der Berücksichtigung und sorgfältigen Bewertung der gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des Betriebs von VKs legen wir besonderen Wert auf ein professionelles und integratives Risikomanagement. Als einen zentralen Beratungsansatz sehen wir darüber hinaus die Integrationsaufgabe auf technischer und wirtschaftlicher Ebene. Dazu gehört neben der Auswahl geeigneter IT-Lösungen und der Unterstützung bei der Integration dieser Systeme auch die Anpassung der operativen Aufbau- und Ablauforganisation sowie die vertragliche Ausgestaltung. Bei dieser komplexen Optimierungsaufgabe sind wir stets darauf bedacht, ein betriebswirtschaftliches Gesamtoptimum zu erzielen.

Über uns

Unsere Mandanten stehen tagtäglich vor vielfältigen Aufgaben, möchten neue Ideen umsetzen und suchen Rat. Sie erwarten, dass wir sie ganzheitlich betreuen und praxisorientierte Lösungen mit größtmöglichem Nutzen entwickeln. Deshalb setzen wir für jeden Mandanten, ob Global Player, Familienunternehmen oder kommunaler Träger, unser gesamtes Potenzial ein: Erfahrung, Branchenkenntnis, Fachwissen, Qualitätsanspruch, Innovationskraft und die Ressourcen unseres Expertennetzwerks in über 158 Ländern. Besonders wichtig ist uns die vertrauensvolle Zusammenarbeit mit unseren Mandanten, denn je besser wir sie kennen und verstehen, umso gezielter können wir sie unterstützen.

PwC. 8.900 engagierte Menschen an 28 Standorten. 1,45 Mrd. Euro Gesamtleistung. Führende Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsgesellschaft in Deutschland.

