

**Endbericht**  
zum  
**Forschungsvorhaben**  
**(Förderkennzeichen: 0327586)**  
**Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber**  
**beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien**  
**zur Stromerzeugung**  
**(OPTAN)**  
**Im Auftrag des BMU**

**Bearbeitung durch**



**E&E Consult**



**Dr. Dornbach & Partner**

Ansprechpartner: IZES gGmbH, Günther Frey (Projektleitung), [frey@izes.de](mailto:frey@izes.de); E&E Consult, Prof. Dr. Uwe Leprich, [uleprich@web.de](mailto:uleprich@web.de); Öko-Institut e.V. Freiburg, Dierk Bauknecht, [d.bauknecht@oeko.de](mailto:d.bauknecht@oeko.de); BET Aachen GmbH, Knut Schrader, [knut.schrader@bet-aachen.de](mailto:knut.schrader@bet-aachen.de); isusi, Stefan Peter, [sp@isusi.de](mailto:sp@isusi.de); Dr.Dornbach&Partner GmbH, Heiko Bokelmann, [hbokelmann@dornbach.de](mailto:hbokelmann@dornbach.de).

**Saarbrücken, 19. Dezember 2008**



## Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	12
Leitfaden Innovationszone.....	30
0 OPTAN Endbericht Einleitung .....	32
0.1 Ausgangspunkt und Ziele .....	32
0.2 Gliederung des Berichts .....	33
0.3 Mögliche Folgeaktivitäten.....	34
1 Auswertung von Erfahrungen mit der Netzintegration in Großbritannien und Dänemark.....	36
1.1 Einleitung .....	36
1.2 Fallstudie Großbritannien .....	38
1.2.1 Status quo Netz und dezentrale Erzeugung .....	38
1.2.2 Überblick Entwicklung DE in Politik und Regulierung .....	40
1.2.3 DG Hybrid Incentive .....	42
1.2.4 Innovationsorientierte Instrumente.....	51
1.2.5 Eine neue Rolle der Netzregulierung? .....	56
1.3 Fallstudie Dänemark .....	59
1.3.1 Überblick.....	59
1.3.2 Status Quo dezentrale Erzeugung.....	60
1.3.3 Netz- und Systemtransformation.....	63
1.3.4 Steuerung der Netztransformation .....	66
1.4 Beispiel Australien: D-Faktor-Regime .....	69
1.5 Ergebnisse.....	72
1.5.1 Das britische Beispiel .....	73
1.5.2 Das dänische Beispiel.....	76
2 Netzoptimierung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen bei stärkerer Dezentralisierung mit erneuerbaren Energien .....	77
2.1 Zielsetzung des Aktiven Verteilnetzbetreibers.....	77
2.1.1 Überblick.....	77
2.1.2 Übersicht über die netzseitigen Auswirkungen dezentraler Erzeugung.....	79
2.1.3 Einflussmöglichkeiten des VNB auf die Kosten und Nutzen dezentraler Erzeugung .....	82

2.1.4	Ziele "aktiver" Verteilnetzbetreiber.....	86
2.2	Methodik einer Nutzen-Kosten-Analyse bei der Planung des Verteilernetzausbaus mit Optimierung der dezentralen Optionen .....	93
2.2.1	Rahmenbedingungen der Netzplanung.....	93
2.2.2	Darstellung der betrachteten Varianten.....	106
2.2.3	Dezentrale Netzlast-Optionen .....	113
2.2.4	Kosten des Netzbetreibers .....	125
2.2.5	Optimierung .....	138
2.2.6	Verallgemeinerung der Ergebnisse .....	144
2.3	Fazit .....	148
3	Modellierung eines regionalen dezentralen Energiesystems.....	151
3.1	Implementierung einer Modellsimulation .....	151
3.1.1	Basisversion – das Simulationsprogramm SimREN.....	151
3.1.2	Weiterentwicklung SimREN .....	154
3.1.3	Lastmanagement.....	162
3.1.4	Steuerung dezentraler Optionen.....	165
3.2	Datenbereitstellung.....	166
3.3	Modellbildung .....	171
3.3.1	Einsatz eines Pflanzenöl-BHKW (ab 2007).....	171
3.3.2	Einsatz von kundeneigenen Industrie-BHKW .....	172
3.3.3	Einsatz von DSM bei Industrie- und Großkunden.....	173
3.3.4	Einsatz von zusätzlichen Potenzialen der erneuerbaren Energien .. .....	174
3.3.5	Einsatz von DSM eines Maßnahmenportfolio im Sektor Haushaltskunden.....	175
3.4	Technische Optimierungsberechnungen.....	175
3.4.1	Erweiterung Pflanzenöl-BHKW.....	176
3.4.2	Erweiterung um industrielle KWK-Anlagen.....	177
3.4.3	Einsatz von DSM-Maßnahmen in Industrie und bei Großverbrauchern.....	178
3.4.4	Ausbau von EE-Anlagen.....	179
3.4.5	Effizienzverbesserungen bei Haushaltskunden .....	180

3.4.6	Angepasste Steuerung zur Verbesserung der Einzelwirtschaftlichkeit .....	182
3.4.7	Gesamtergebnis.....	183
3.4.8	Energie- und Klimabilanz .....	184
4	Optimierung der Anreizstrukturen für Anlagen- und Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien .....	188
4.1	Anreizregulierung und dezentrale Optionen .....	189
4.1.1	Überblick über die Anreizregulierung .....	189
4.1.2	Anreizregulierung und dezentrale Optionen.....	192
4.1.3	Regulierungsziele und dezentrale Optionen .....	194
4.1.4	Überblick über regulatorische Optionen für DE .....	197
4.2	Darstellung und Bewertung der Anreizregulierung in Deutschland..207	
4.2.1	Überblick über den Stand der Anreizregulierung in Deutschland ... ..	208
4.2.2	Ermittlung der Kostenbasis.....	209
4.2.3	Effizienzvergleich .....	212
4.2.4	Die Anpassungsformel.....	213
4.2.5	Investitionsbudget, pauschalierter Investitionszuschlag und Erweiterungsfaktor als Optionen zur Kostenkompensation von dezentralen EE-Anlagen .....	214
4.2.6	Analyse des vereinfachten Verfahrens in der Anreizregulierungsverordnung mit Hinblick auf die Anreizwirkung zum Ausbau dezentraler Energien.....	217
4.2.7	Ausgewähltes Beispiel zu den Auswirkungen der Anreizregulierung auf die Netzentgelte bei verstärktem Anschluss dezentraler Energien.....	221
4.3	Vorschläge zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung.....	225
4.3.1	Ergänzung des Netzentgelterhebungsbogens .....	225
4.3.2	Kostenpauschalierung .....	228
4.3.3	Definition von Strukturmerkmalen.....	229
4.3.4	Umsetzung Artikel 14/2 Systemoptimierung.....	230
4.3.5	Qualitätsregulierung .....	239
4.3.6	Zahlungs- und Informationsströme zwischen VNB und Anlagenbetreiber.....	240

4.3.7 Bundesweiter Ausgleich der durch Erschließung dezentraler Anlagen induzierten Zusatzkosten zur Vermeidung regionaler Disparitäten? .....	247
5 Leitfaden Innovationszone .....	249
5.1 Einleitung: Die Innovationszone im Projekt OPTAN .....	249
5.2 Konzeptioneller Hintergrund .....	250
5.2.1 Einordnung in das regulatorische Instrumentarium.....	250
5.2.2 Von der technischen zur regulatorischen Innovationszone .....	252
5.3 Leitfaden Innovationszone .....	255
Fragestellungen .....	255
Wichtige Rolle der Bundesnetzagentur.....	256
Innovationszone nach Netzbetreibertyp .....	256
Abgrenzung der Innovationszone.....	257
Betreiber dezentraler Ressourcen und Stromkunden einbinden .....	257
Ablauf der Innovationszone .....	259
6 Literatur.....	261

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 0-1: Überblick über die beiden Fallstudien .....	14
Tabelle 1-1: EE und Netzintegration: Deutschland und UK im Vergleich .....	41
Tabelle 1-2: Kosten des DG-Hybrid Incentives .....	49
Tabelle 1-3: Kostenerstattung im IFI .....	52
Tabelle 1-4: Wirkung des IFI-Mechanismus .....	54
Tabelle 1-5: Monetäre Bewertung von IFI und RPZ, Barwert in £mio .....	55
Tabelle 1-6: Durchschnittliche Kosten und Einsparungen der D-Faktor Projekte, 2004-2006 .....	71
Tabelle 1-7: Überblick über die beiden Fallstudien .....	72
Tabelle 2-1: Zusatzkosten durch dezentrale Anlagen.....	80
Tabelle 2-2: Netzverstärkungskosten UK .....	83
Tabelle 2-3: Netzverstärkungskosten Finnland .....	84
Tabelle 2-4: Netzbetreibertypen im Vergleich .....	88
Tabelle 2-5: Untersuchte Fälle der Netzlasten .....	113
Tabelle 2-6: Einzelkosten dezentraler Optionen.....	124
Tabelle 2-7: Gewinn und Verlustrechnung Netzbetreiber Varianten A, I bis IV .....	137
Tabelle 2-8: Ergebnisse der Einzelwirtschaftlichkeitsberechnungen Fälle A, I bis IV.....	143
Tabelle 2-9: Übersicht über Erlöse und Kosten der dez. Optionen Varianten A, I bis IV .....	147
Tabelle 3-1: Dimensionierung der Industrie-BHKW-Module im Industrie-BHKW-Modell.....	173
Tabelle 3-2: derzeitige Kapazitäten der erneuerbaren Energien in Schwäbisch-Hall.....	174
Tabelle 3-3: Ermittlung der Einzelwirtschaftlichkeit auf Basis der Simulationsergebnisse .....	183
Tabelle 4-1: Netzbetreibertypen und Regulierungsziele.....	197
Tabelle 4-2: Interaktion der Regulierung von Netzinvestitionen und DE-Kosten.....	238
Tabelle 5-1: Vom technischen Pilotprojekt zur technisch-regulatorischen Innovationszone.....	254

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Anteil der dezentralen Erzeugung an der Stromproduktion (%) .....	37
Abbildung 1-2: DE-Kapazität in UK .....	38
Abbildung 1-3: Verteilnetzbetreiber in Großbritannien .....	39
Abbildung 1-4: Funktionsweise des DG-Hybrid Incentives in UK (Stilisierte Darstellung) .....	44
Abbildung 1-5: Der Innovationsprozess und die Rolle von IFI und RPZ .....	52
Abbildung 1-6: Struktur und Aufgaben der Electricity Network Strategy Group .....	59
Abbildung 1-7: Erzeugungskapazität nach Spannungsebene in West-Dänemark..	61
Abbildung 1-8: Dänemark: Von der zentralen Erzeugung Mitte der 80er Jahre zur dezentralen Erzeugung im Jahr 2000.....	62
Abbildung 1-9: Struktur des Ecogrid-Projekts .....	65
Abbildung 2-1: Kostenvergleich verschiedener technischer Lösungen zur DE-Integration, Kosten pro zusätzlich installierbarer DG-Leistung (Barwerte inkl. Betriebskosten) (€/kW) .....	85
Abbildung 2-2: Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB .....	86
Abbildung 2-3: Netzbetreibertypen und Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB .....	89
Abbildung 2-4: Wirkungsmatrix der Netzkonfiguration von dezentralen Optionen..	97
Abbildung 2-5: Regelkreise des virtuellen Netzlast-Kraftwerks .....	115
Abbildung 2-6: Strom- und Wärmeprofil einer Entnahme-Kond KWK-Anlage.....	117
Abbildung 2-7: Netzlastmanagement beim Eigenerzeuger .....	120
Abbildung 2-8: Lastmanagement eines Stromabnehmers .....	121
Abbildung 2-9: Typische Netzlasten der Typtage .....	122
Abbildung 2-10: Mittlere Strompreise der Typtage (HPFC 2008).....	123
Abbildung 2-11: Mischkosten der dezentralen Optionen .....	125
Abbildung 2-12: Benutzungsdauer der Optionen zur Leistungsvermeidung .....	139
Abbildung 2-13: Merit Order der dez. Optionen .....	139
Abbildung 2-14: Einzelwirtschaftlichkeiten der untersuchten Fälle .....	144
Abbildung 3-1: Setup-Block in SimREN .....	153
Abbildung 3-2: Beispiel für die Grundstruktur einer Region .....	154
Abbildung 3-3: Netzstruktur im Simulationsmodell.....	156

Abbildung 3-4: Neukonzeptionierung von SimREN für OPTAN .....	159
Abbildung 3-5: Ansicht einer Region in OPTAN.....	160
Abbildung 3-6: Ausschnitt aus der hierarchischen Ebene „Industrie“ .....	161
Abbildung 3-7: Ansicht einer hierarchischen Ebene „Betrieb“ .....	162
Abbildung 3-8: Menü der Lastmanagement-Steuerung.....	165
Abbildung 3-9: durchschnittlicher Tageslastgang Strombezug eines Hotelbetriebs in der Sommerzeit unter Angabe der in diesem Zeitraum erfolgten Minimal- und Maximalwerte.....	167
Abbildung 3-10: durchschnittlicher Tageslastgang Strombezug eines Hotelbetriebs für Feiertage und Wochenende in der Winterzeit unter Angabe der in diesem Zeitraum erfolgten Minimal- und Maximalwerte.....	168
Abbildung 3-11: Beispielhafte Darstellung einer Jahresdauerlinie eines .....	169
Abbildung 3-12: Satellitenaufnahme der Kaufland-Filiale in der Raiffeisenstraße 170	
Abbildung 3-13: Fall 1, Veränderungen des Referenz-Lastgangs durch Einbezug des 177	
Abbildung 3-14: Fall 2, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 1 .....	178
Abbildung 3-15 : Fall 3, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 2.....	179
Abbildung 3-16 : Fall 4, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 3.....	180
Abbildung 3-17: Simulierte Netzlast in Schwäbisch-Hall bei Ausnutzung aller ....	181
Abbildung 3-18: Fall 5, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 4.....	182
Abbildung 3-19: Veränderung der Bezugslast in Schwäbisch Hall durch .....	184
Abbildung 3-20: Vergleich des Brennstoff/Maßnahmeneinsatzes zwischen .....	185
Abbildung 3-21: Veränderung der Emissionen in Tonnen CO <sub>2</sub> -Äquivalent durch den Einsatz dezentraler Optionen im Vergleich zwischen den Szenarien, dargestellt ohne (lilafarben) und mit (hellgrün) CO <sub>2</sub> -Gutschrift für Vermeidung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke .....	187
Abbildung 4-1: Funktionsweise der Anreizregulierung (VIK 2005) .....	190
Abbildung 4-2: Festlegung von Netznutzungsentgelten im Rahmen der Anreizregulierung.....	192
Abbildung 4-3: Erlösobergrenze, wenn DE-Kosten nicht gesondert berücksichtigt werden.....	194
Abbildung 4-4: Erlösobergrenze bei einer kostenbasierten Regulierung der DE-Kosten.....	200
Abbildung 4-5: Entwicklung der Erlösobergrenze bei der pauschalen Kostenanerkennung.....	203

Abbildung 4-6: Entwicklung der Erlösobergrenze bei Benchmarking mit DE-Strukturmerkmal bzw. Kostenpauschalierung.....	204
Abbildung 4-7: Überblick über Regulierungsmechanismen.....	206
Abbildung 4-8: Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB.....	234
Abbildung 4-9: Berechnung der vermiedenen Netzentgelte.....	243
Abbildung 4-10: Höhe der vermiedenen Netzentgelte .....	246
Abbildung 5-1: Mögliche Fragestellungen für eine Innovationszone .....	255

## Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BHKW	Block-Heizkraftwerk
CAPEX	Capital expenditure bzw. Kapitalaufwendungen
DE	Dezentrale Erzeugung
DG	Distributed Generation – Dezentrale Erzeugung
DNO	Distribution Network Operator – Verteilnetzbetreiber
DSM	Demand Side Management (nachfrageseitige Maßnahmen)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
IFI	Innovation Funding Incentive
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Operating Expenditures bzw. Betriebskosten
RD&D	Research, Development and Demonstration – Forschung, Entwicklung und Demonstration
REN	Regenerative Energiequellen
RPZ	Registered Power Zone
VNB	Verteilnetzbetreiber

## Zusammenfassung

### Ausgangspunkt und Ziele

Es ist erklärtes Ziel nationaler wie europäischer Politik, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Mit dem EEG ist dafür national auch ein bewährtes Instrument vorhanden. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ändert sich jedoch nicht nur der Primärenergiemix, sondern auch die Erzeugungsstruktur - mit einem zunehmenden Anteil dezentraler Anlagen, die an das Stromverteilnetz (Mittel- und Niederspannungsnetz) angeschlossen sind. Auch der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung wirkt in diese Richtung.

Grundsätzlich können erneuerbare Energien mit zunehmendem Anteil nicht mehr in einer abgeschirmten Nische betrieben werden. Vielmehr wird eine Integration der dezentralen Kraftwerke in das Stromsystem, d.h. in die Netze und Märkte erforderlich. Auch die Beeinflussung und Systemintegration der Nachfrageseite durch Maßnahmen der Energieeffizienz und des Lastmanagements (Demand Side Management oder DSM) wird ein zunehmend wichtiger Faktor. Damit gewinnt die Optimierung des Energiesystems insgesamt an Bedeutung.

Diese Systemintegration erfordert sowohl technische als auch institutionelle Anpassungen. Technisch wird zukünftig eine Verknüpfung erneuerbarer Energien zu dezentralen Systemen und deren Optimierung ‚vor Ort‘ an Bedeutung gewinnen. Für die Systemintegration dezentraler Optionen sind eine Reihe von technischen Konzepten entwickelt und erprobt worden, u.a. das Konzept des „aktiven Netzbetriebs“ auf der Ebene der Verteilnetze.

Für die Umsetzung der technischen Konzepte der Systemintegration muss ein entsprechender institutioneller Rahmen geschaffen werden, der den beteiligten Akteuren und insbesondere den Betreibern der Verteilnetze diese Optimierung dezentraler Systeme ermöglicht. Eine technische Optimierung kann nur gelingen, wenn auch die Netzbetreiber zu „Aktiven Netzbetreibern“ werden. Diese unterliegen als natürliche Monopole einer Regulierung, die ab 2009 in Deutschland in Form der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden umgesetzt wird. Ansatzpunkte für die Integration der dezentralen Optionen in die Anreizregulierung haben wir bereits im Vorläuferprojekt DENSAN diskutiert, das von einer Reihe von Stadtwerken finanziert worden war. Diese Diskussion haben wir in OPTAN weitergeführt und vertieft.

Dabei ist zu klären, wie eine Optimierung dezentraler Energiesysteme aussehen kann und wie Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden können, diese Systemoptimierung zu gestalten. Durch die Aktivierung dieser energiewirtschaftlichen Akteure und die Anpassung des energiewirtschaftlichen Rahmens soll

auch ein Beitrag dazu geleistet werden, die Effektivität und Effizienz bestehender Förderinstrumente für erneuerbare Energien weiter zu erhöhen.

Ziel des Projektes war es, diese Fragestellungen nicht nur theoretisch, sondern auch praktisch am Beispiel eines ausgewählten kommunalen Netzbetreibers zu untersuchen. Als Kooperationspartner konnten dafür die Stadtwerke Schwäbisch Hall gewonnen werden.

## Auswertung von Erfahrungen mit der Netzintegration in Großbritannien und Dänemark

Sowohl der britische als auch der dänische Fall sind Beispiele dafür, dass Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien nicht mehr als Nische betrachtet, sondern als integraler Bestandteil des Stromsystems behandelt wird, der eine Anpassung der Infrastruktur und des Regulierungsrahmens erforderlich macht. Im australischen D-Faktor-Regime, das wir ebenfalls kurz dargestellt haben, wird dezentrale Erzeugung (=DE) in der Regulierung sogar als mögliche Alternative zu Netzinvestitionen behandelt.

Während sich diese Diskussion in Großbritannien wegen des relativ geringen Anteils dezentraler Erzeugung noch vor allem auf Regulierungskonzepte bezieht, geht es in Dänemark um einen Umbau des Stromsystems. Beide Fallstudien bestätigen, dass ein nachhaltiges Stromsystem eine entsprechende Infrastruktur erfordert. Netzbetreiber sind folglich wichtige Akteure eines Systemumbaus und müssen entsprechend reguliert werden.

Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse aus der britischen und dänischen Fallstudie zusammengefasst.

	<b>Dänemark</b>	<b>UK</b>
<b>Status dezentraler Erzeugung und Netzentwicklung</b>	Mit über 50% sehr hoher DE-Anteil im internationalen Vergleich (WADE 2006), dadurch auch Anpassungsdruck auf das bestehende Stromsystem Weitgehende Pläne für eine Systemtransformation werden entwickelt und umgesetzt (Cell-Konzept), "can be seen as laboratory for the future electricity grids in Europe" (Bach et al. 2003)	Relativ geringer DE-Anteil, kein Anpassungsdruck Politische Ziele, den DE-Anteil zu erhöhen
<b>Governance der Stromnetze</b>	Systemtransformation nicht durch Anreizregulierung gesteuert Verstaatlichter Übertragungsnetzbetreiber treibt den Systemumbau voran Starke kooperative Elemente (statt marktbasierter Anreize)	Zentrale Rolle der Netzregulierung, Steuerung über Erlösanreize Internationaler Vorreiter der Anwendung und Entwicklung der Anreizregulierung (Joskow 2006) Explizite DE-Policy, auch im Rahmen der Netzregulierung Zunehmende Bedeutung langfristiger Perspektive und kooperativer Elemente im Rahmen der Netzregulierung

Tabelle 0-1: Überblick über die beiden Fallstudien

Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse aus den beiden Fallstudien zusammengefasst.

## **Das britische Beispiel**

Das britische DG Hybrid Incentive (DG = Distributed Generation oder dezentrale Erzeugung) ist ein bislang einmaliges Beispiel für die explizite Berücksichtigung DE-bedingter Netzkosten in der Netzregulierung. Interessant sind dabei vor allem die Kombination verschiedener Anreize und Mechanismen und die Optimierungsstrategie, die sich daraus für Verteilnetzbetreiber (=VNB) ergibt.

In Großbritannien haben zudem Forschung und Entwicklung in der Folge der Liberalisierung stark abgenommen. Die Anreizregulierung (und die Liberalisierung insgesamt) könnten hierzulande mit der Zeit zu ähnlichen Effekten wie in Großbritannien und zu einem Rückgang der Forschungsaktivitäten führen. Die britische Regulierungsbehörde OFGEM (= Office of Gas and Electricity Markets) versucht im Rahmen der Anreizregulierung mit den beiden Instrumenten IFI (= Innovation Funding Incentive) und RPZ (= Registered Power Zone) gegenzusteuern und Innovationen in den Netzen anzuregen.

### ***Wirkungsweise des britischen DG Hybrid Incentives***

Die Kombination aus einer prozentualen Kostenerstattung und einem komplementären volumenabhängigen Erlöstreiber bietet die Möglichkeit, die VNB gegen das Kostenrisiko von DE abzusichern und dadurch ihre Anreize gegen DE weitgehend zu neutralisieren. Gleichzeitig gibt es VNB einen positiven Anreiz für DE und vor allem zur effizienten Integration von DE, da VNB dadurch ihre Rendite erhöhen können. Im Prinzip sind die Anreize damit so ausgerichtet, dass VNB nicht mehr nur an der Minimierung ihrer Gesamtkosten interessiert sind, sondern auch an einer Minimierung der (Netzintegrations-) Kosten von DE (auch wenn DE die Kosten insgesamt erhöht).

Die Möglichkeit, durch DE eine höhere Rendite zu erzielen, folgt der allgemeinen Logik der Anreizregulierung, den regulierten Unternehmen finanzielle Anreize zu geben, bestimmte Ziele umzusetzen. Durch die Integration von DE und den Anreizmechanismus für VNB entstehen für die Netznutzer zusätzliche Kosten. Gleichzeitig sollen diese aber durch entsprechende Regulierungsanreize und eine effiziente Integration reduziert werden.

Für die praktische Umsetzung stellt sich die Frage, wie die Parameter in der Praxis festgelegt werden, vor allem angesichts der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und VNB und der Kostenbandbreite von verschiedenen DE-Technologien und Netzen.

Prinzipiell kann der englische Ansatz einheitlicher Parameter in zwei Richtungen weiterentwickelt werden: einerseits durch technologie-spezifische Kennziffern, andererseits durch netzspezifische Parameter. Letztere könnten von den VNB in einem ‚menu-of-sliding-scale‘ Ansatz jeweils selbst gewählt werden.

Während die theoretische Konzeption des Hybrid Incentives durchdacht scheint, ist die praktische Wirkung bislang gering. Insgesamt ist es aber sicherlich zu früh für eine abschließende Bewertung der praktischen Wirkung des DG Hybrid Incentives. Im deutschen Kontext wäre ein solches Instrument komplementär zu einer effektiveren Förderung dezentraler Erzeugung mit erneuerbaren Energien durch das EEG und könnte eine entsprechend stärkere Wirkung entfalten.

Die beschriebenen Instrumente sind ein Versuch, dezentrale Erzeugung und Netzinnovationen explizit im Rahmen der Anreizregulierung zu berücksichtigen und in diesen Rahmen, der sich seit Beginn der 90er Jahre entwickelt hat, zu integrieren. Großbritannien ist jedoch nicht nur deshalb ein interessanter Fall. Darüber hinaus werden im Pionierland der Anreizregulierung auch die Grundprinzipien dieser Regulierungsform diskutiert und weiter entwickelt. Dabei geht es zum einen um eine Erweiterung der Ziele der bislang vor allem auf ökonomische Effizienz ausgerichteten Regulierung um insbesondere soziale und ökologische Aspekte. Zum anderen wird die Regulierung stärker langfristig ausgerichtet. Dabei spielt auch die Entwicklung langfristiger Visionen für das Stromsystem und das Netz eine zunehmende Rolle.

Eine generelle Schlussfolgerung für die Entwicklung der Regulierung in Deutschland ist, dass diese den englischen Weg abkürzen und frühzeitig die langfristige Entwicklung des Netzes, Innovation und dezentrale Erzeugung berücksichtigen sollte, anstatt vor allem auf Kostensenkung zu zielen.

## **Das dänische Beispiel**

Während in Großbritannien zunehmend nicht mehr nur der Anschluss von DE an die Netze, sondern auch die langfristige Entwicklung der Netze diskutiert wird, befindet sich das dänische Stromnetz bereits mitten in einem weitreichenden Transformationsprozess. Dieser wird weniger stark als in Großbritannien über das ökonomische Optimierungskalkül einzelner Akteure gesteuert, sondern folgt stärker einem Top-down-Planungsansatz mit starken kooperativen Elementen.

In technischer Hinsicht werden so genannte Zellen auf der Mittelspannungsebene entwickelt und getestet, die einen Teil der Systemsteuerung übernehmen. Diese sollen dem Systembetreiber „energinet.dk“ Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen und bei Störungen im Übertragungsnetz in der Lage sein, im Inselbetrieb die Versorgung vor Ort aufrecht zu erhalten.

Interessanterweise wird dieser Prozess vom Übertragungsnetzbetreiber aktiv vorangetrieben. Im Gegensatz zu Deutschland befindet sich der Übertragungsnetzbetreiber in staatlicher Hand und ist vertikal vollständig entflochten. Die Koordination des Netzbbaus ist ein zusätzliches Argument für einen solchen unabhängigen Netzbetreiber.

„Energinet.dk“ kann zudem auf umfangreiche Fördermittel zurückgreifen, um die Transformation innovativ umzusetzen. Gleichzeitig begünstigt das konsensorientierte Politikverständnis die Aufstellung von langfristigen, energiepolitischen

Zielen. Mit dem „grid committee“ können „energinet.dk“ und die Verteilnetzbetreiber diese Ziele im Dialog umsetzen.

In Dänemark wurde erst damit begonnen, die Konsequenzen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugung für das Gesamtsystem anzugehen, als bereits eine kritische Menge dezentraler Erzeugung erreicht war. Hierzulande können die dänischen Erfahrungen dazu genutzt werden, das Gesamtsystem vorausschauend und rechtzeitig weiterzuentwickeln.

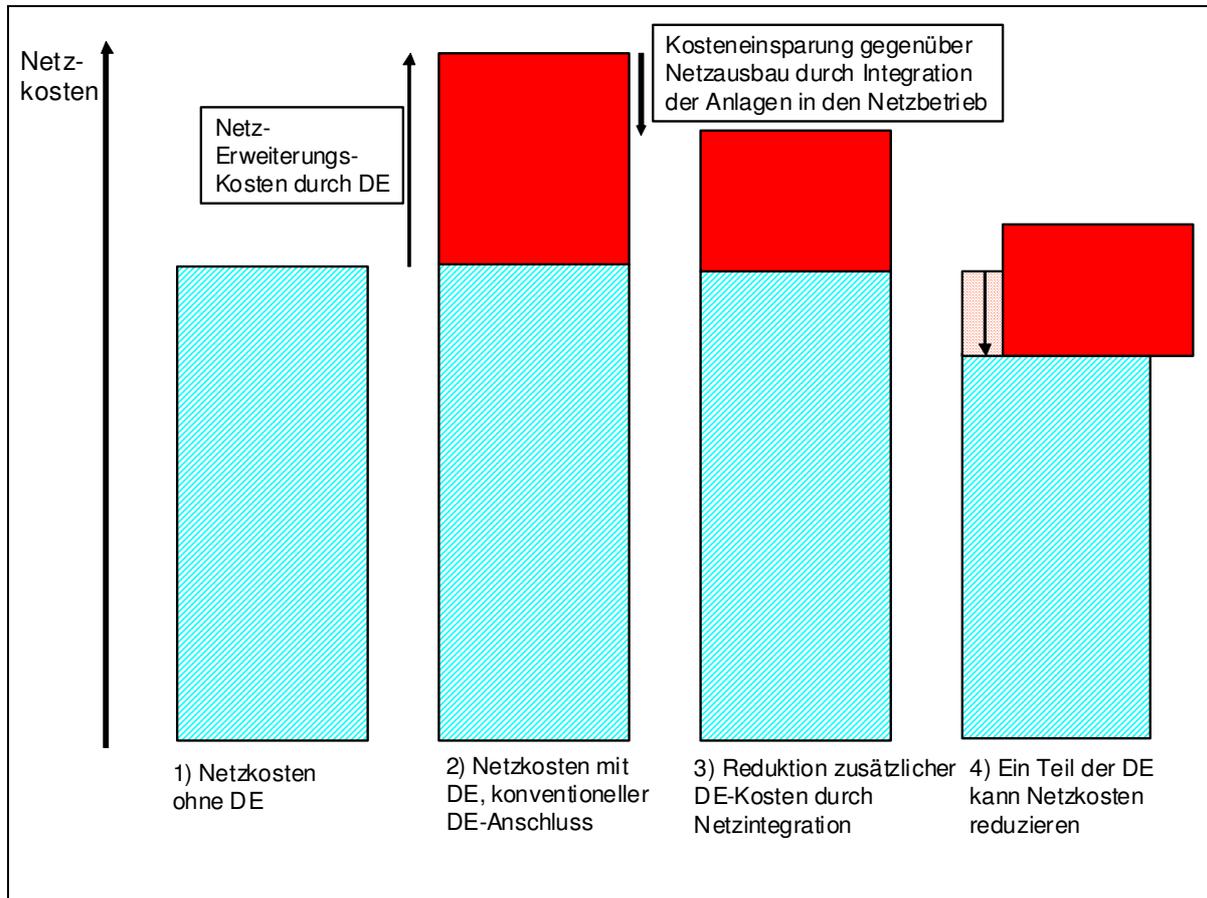
# Netzoptimierung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen bei stärkerer Dezentralisierung mit erneuerbaren Energien

## Netzbetreibertypen

Ziel dieses Kapitels war es, die Zielsetzung des „Aktiven Netzbetreibers“ darzustellen und das ursprünglich technische Konzept auch ökonomisch zu operationalisieren. Dies bildet die Grundlage für die nachfolgende Regulierungsdiskussion.

Die umfangreiche Literatur zu den technisch-ökonomischen Auswirkungen dezentraler Optionen haben wir dazu in 4 stilisierte Kostenszenarien verdichtet:

- 1) Netzkosten ohne DE
- 2) Im Vergleich zu den Netzkosten ohne DE können dezentrale Optionen eine Reihe von Zusatzkosten im Netz verursachen, u.a. Netzerweiterungskosten.
- 3) Diese zusätzlichen Kosten können vom Netzbetreiber allerdings zumindest teilweise beeinflusst werden, d.h. die Zusatzkosten können reduziert werden.
- 4) In einigen Fällen ist es darüber hinaus möglich, nicht nur die netzseitigen Zusatzkosten von DE zu reduzieren, sondern mit DE auch Netzkosten, die ohne DE angefallen wären, zu reduzieren oder zu vermeiden.



## Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB

Diese Kategorisierung bildet die Grundlage für die Unterscheidung der Netzbetreiber in vier Typen, die die jeweilige ökonomische Rationalität und prinzipielle Haltung der Netzbetreiber gegenüber dezentralen Optionen beschreiben. Das technische Konzept des aktiven Netzmanagements wird damit ergänzt durch ökonomisch-organisatorisch ausgerichtete Leitbilder.

- 1) der Passive Netzbetreiber**
- 2) der Neutrale Dienstleister**
- 3) der Aktive Netzbetreiber**
- 4) der Systemoptimierer**

Die Typen 2, 3 und 4 zeichnen sich alle dadurch aus, dass sie das exogen vorgegebene DE-Volumen bereitwillig akzeptieren und ohne Behinderung an ihr Netz anschließen. Allerdings unterscheiden sie sich in dem Maßnahmenportfolio, das sie dafür nutzen. Während der neutrale Dienstleister vor allem für einen reibungslosen und effizienten Netzanschluss sorgt, werden die Anlagen vom aktiven Netzbetreiber darüber hinaus auch in den Netzbetrieb integriert, zum Beispiel durch technische Konzepte des aktiven Netzmanagements.

## Einzelwirtschaftliche Betrachtung des Systemoptimierers

Der vierte Typ, der „Systemoptimierer“, baut auf dem dritten Typ auf und versucht wie dieser, die exogen vorgegebenen Anlagen effizient in sein Netz zu integrieren. Darüber hinaus ist es aber auch sein Ziel, den netzseitigen Wert dieser Anlagen zu erhöhen und netzseitige Probleme mit ihnen zu lösen. Dazu ist dieser VNB aktiv bemüht, weitere dezentrale Optionen in seinem Netzgebiet zu erschließen, die aus Netzsicht vorteilhaft sind und die in einzelnen Fällen sogar Netzinvestitionen ersetzen können. Der Systemoptimierer verhält sich so, wie es in §14,2 EnWG (EnergieWirtschaftsGesetz) vorgesehen ist.

Ein zentrales Kennzeichen des Systemoptimierers ist es, dass er DE nicht nur kostengünstig in sein Netz integriert, sondern dass er DE auch als eine Option zur Lösung netzseitiger Probleme betrachtet. Dadurch wird die Systemgrenze der Handlungsoptionen des Netzbetreibers ausgeweitet. Der VNB soll verschiedene Optionen innerhalb und außerhalb des Netzes auf der gleichen Grundlage vergleichen. Wir verwenden dafür den Begriff der **einzelwirtschaftlichen Optimierung**. Um es dem Netzbetreiber zu ermöglichen, seine Aktivitäten entsprechend auszurichten, muss die betriebswirtschaftliche Perspektive mit der einzelwirtschaftlichen Perspektive zur Deckung gebracht werden – insbesondere durch den regulatorischen Rahmen, den wir im Kapitel 4 beleuchten.

Der zweite Teil dieses Kapitels diente dazu, die allgemeine Beschreibung der Netzbetreibertypen weiter zu konkretisieren und mit Beispielen zu illustrieren, die auch quantitativ unterlegt sind. Dabei wurden insbesondere die einzelwirtschaftliche Perspektive und die damit verbundene Ausweitung der Systemgrenze methodisch weiter ausgearbeitet und praktisch angewandt. Als Grundlage für die Rechenbeispiele dienten aktuelle Fragestellungen zum Netzbetrieb der Stadtwerke Schwäbisch Hall.

## Modellierung eines regionalen dezentralen Energiesystems

Mittels der Simulation eines Stadtwerks sollte der Frage nachgegangen werden: „Wie würde ein aktiver Netzbetreiber das Netz ausgestalten und die Lasten steuern?“

Zur Beantwortung dieser Frage muss ein Netzbetreiber die Wirtschaftlichkeit aller ihm zur Verfügung stehenden Optionen einander gegenüberstellen. Hierbei sind – unter der Bedingung der Erhaltung der Netzqualität - auch die Netzausbau- sowie die Bezugskosten aus dem vorgelagerten Netz mit den Kosten der Steuerung der an sein Netz angeschlossenen dezentralen Anlagen zu vergleichen.

Zu diesem Zweck wurden mehrere Szenarien untersucht. Sowohl dezentrale KWK-Anlagen in der Industrie, aber auch Maßnahmen auf der Kundenseite, wie Lastmanagement und Effizienzverbesserungen der Haushalte wurden betrachtet.

- Base: stellt das Ausgangsszenario dar, basierend auf den Netz- und Einspeisedaten der Stadtwerke Schwäbisch-Hall
- PÖL: ergänzt Szenario „Base“ um ein in 2007 in Betrieb gegangenes Pflanzenöl-BHKW. Bereits jetzt greift die Steuerung ein und steuert bestehende BHKW- und Notstromaggregate im Bedarfsfall an.
- Ind. BHKW: ergänzt „PÖL“ wärmegeführte BHKW-Anlagen in der Industrie.
- Ind. DSM : zusätzliche Berücksichtigung von Abschaltleistung in der Industrie.
- PV2020: ist in die Zukunft gerichtet und geht von einem erheblichen Zuwachs der PV-Anlagen bis zum Jahr 2020 aus. Wind- und Wasser- Potenziale sind bereits ausgeschöpft.
- Effi HH: geht von einer Reduktion des Strombedarfs in Haushalten bis 2020 aus.
- BioErdgas: Einsatz von BioErdgas in den KWK-Anlagen.

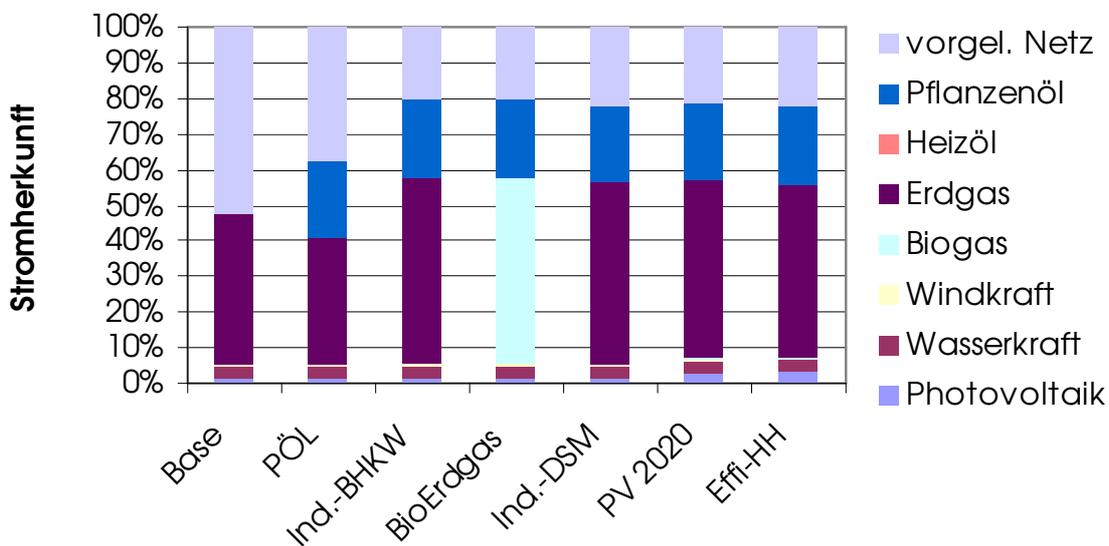
Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Nutzung dezentraler Optionen der Bezug aus dem vorgelagerten Netz technisch gesehen mehr als halbiert werden könnte. Mit den ausgewählten Optionen, die in den betrachteten Szenarien zur Anwendung kamen, konnte die Bezugsspitze erheblich reduziert werden. Der alleinige Einsatz dezentraler Maßnahmen reichte aber für eine derartige Minderung nicht aus. Erst eine Systemoptimierung insbesondere durch die Logik eines übergeordneten Energie- und Lastmanagements lässt eine so weitgehende Einsparung erreichen.

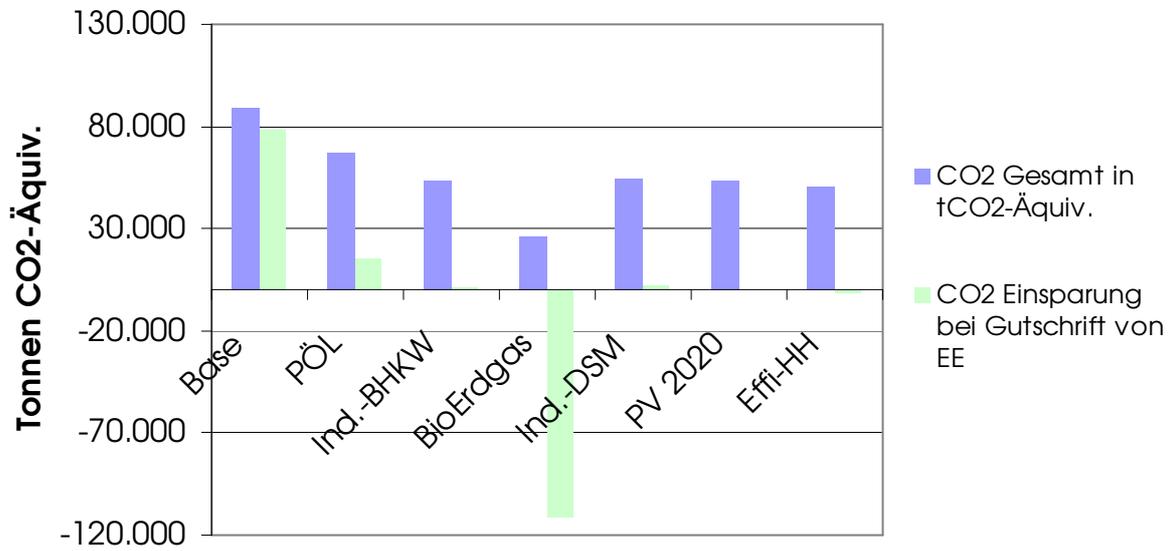
Doch nicht nur technisch, sondern insbesondere wirtschaftlich ist der gezielte Einsatz dezentraler Optionen ein Gewinn, auch wenn hierbei nicht alle technisch möglichen Optionen ausgeschöpft werden. Einen Vorteil hat zunächst der

Netzbetreiber, der den Bezug und damit die Kosten vom vorgelagerten Netz reduziert und damit auch gesetzlichen Rahmenbedingungen entgegen kommt. Durch die Reduktion der Netzkosten sinken auch die anteiligen Kosten der Endverbraucher. Aber auch die Betreiber der dezentralen Anlagen haben durch den gezielten Einsatz eine bessere Auslastung ihrer Erzeuger und können zudem an den vermiedenen Netznutzungsentgelten mehr partizipieren.

Der Zubau der dezentralen Anlagen kann auch zu einem erheblichen Emissionsrückgang führen. Dabei sind es nicht allein die Erneuerbaren Energien, sondern auch der Ausbau von KWK-Anlagen zunächst noch auf der Basis von Erdgas.

Sofern ausreichend vorhanden, könnte Erdgas auch durch BioErdgas ersetzt werden, wie es das hier zusätzlich eingefügte Szenario „BioErdgas“ darstellt. Hierdurch ließen sich die Emissionen nochmals erheblich gegenüber dem Bezug aus dem vorgelagerten Netz reduzieren. Auch Pflanzenöl trägt einen erheblichen Anteil bei, wie die nachfolgende Abbildung zeigt. Wird den erneuerbaren Energien fossile Kraftwerksleistung gegenüber gestellt und dadurch mit einer Emissionsgutschrift versehen, so würden die Emissionen rein bilanziell noch weiter abfallen, im Falle von BioErdgas werden die Emissionen bezogen auf den Stromverbrauch durch die Gutschriften sogar negativ.





## **Optimierung der Anreizstrukturen für Anlagen- und Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien**

Das Verhältnis zwischen dezentraler Erzeugung und den Stromverteilnetzbetreibern ist von jeher gespannt, was vor allem an den Interessenunterschieden liegt, die durch die bestehenden Rahmenbedingungen bestimmt werden. Die Anreizsituation der Netzbetreiber wird maßgeblich durch ihre Renditemöglichkeiten unter den gegebenen ökonomischen Rahmenbedingungen beeinflusst, d.h. vor allem durch die Festlegung der Netznutzungsentgelte und damit künftig durch die Anreizregulierung. Daher ist es von besonderer Wichtigkeit zu versuchen, die Interessenunterschiede durch die Regelungen der Anreizregulierung zumindest zu entschärfen, wenn nicht gänzlich aufzulösen.

### **Anreizregulierung und dezentrale Optionen**

Ausgehend von der These, dass ein Netzbetreiber, der einen höheren Anteil dezentraler Erzeugung in seinem Netz hat, in den meisten Fällen zumindest kurz- und mittelfristig auch höhere Kosten zu tragen hat, stellt sich als erstes die Frage, wie diese Kosten berücksichtigt werden können. Zu ihnen gehören neben Vertrags- und sonstigen Transaktionskosten insbesondere auch mögliche Netzverstärkungskosten.

Darüber hinaus können erhebliche negative Anreize dadurch entstehen, dass die durch das Netz durchgeleiteten und damit mit einem Netznutzungsentgelt belegbaren Strommengen verringert werden, wenn der Anteil der dezentralen Anlagen für die Eigenerzeugung oder für die Versorgung von Areal-/Objektnetzen steigt. Ziel muss es daher sein, solche Negativanreize gegen dezentrale Erzeugung systematisch zumindest zu neutralisieren. Schließlich sollten möglichst auch positive Anreize für eine effiziente Integration dezentraler Optionen im Verfahren der Anreizregulierung ergänzt werden.

Im Hinblick auf ihre Anreizwirkung ist grundsätzlich eine kostenbasierte Regulierung geeignet, Anreize gegen DE zu neutralisieren. Da wir aber mit den Leitbildern des aktiven Netzbetreibers und des Systemoptimierers anstreben, dass die Netzbetreiber über den Anschluss der Anlagen hinaus dafür sorgen, dass diese effizient integriert werden, erscheint eine preisbasierte Regulierung notwendig, die entsprechende Anreize geben kann.

Bei der kosten- bzw. preisbasierten Regulierung handelt es sich um theoretische Extreme, die in verschiedenen Mischformen auftreten können, die oft als hybride Mechanismen bezeichnet werden. Dabei ist zum einen festzustellen, dass die beiden Regulierungsansätze in der praktischen Umsetzung nicht mehr so deutlich voneinander zu unterscheiden sind. Darüber hinaus können sie aber in hybriden

Mechanismen auch gezielt kombiniert werden, um den regulierten Unternehmen bestimmte, austarierte Anreize zu geben – in unserem Fall Anreize für die effiziente Integration dezentraler Optionen.

Für eine Kombination preis- und kostenbasierter Elemente spricht, dass Netzbetreiber so einerseits durch das kostenbasierte Element gegen das zusätzliche Risiko der zusätzlichen DE-Kosten abgesichert werden können (Anreize neutralisieren, Leitbild des neutralen Dienstleisters), und andererseits durch das preisbasierte Element einen Anreiz erhalten, DE effizient in ihr Netz zu integrieren (positive Effizianzanreize, aktiver Netzbetreiber und Systemoptimierer).

Werden verschiedene Mechanismen kombiniert, ist es umso wichtiger darauf zu achten, dass das Gesamtverfahren nicht inkonsistent wird und die Kosten von DE z.B. nicht doppelt berücksichtigt werden.

## **Darstellung und Bewertung der Anreizregulierung in Deutschland**

Am 10. Oktober 2007 hat das Bundeskabinett der vom Bundesrat nochmals leicht geänderten Fassung der Anreizregulierungsverordnung zugestimmt und damit den Weg frei gemacht für ihr Inkrafttreten zum 6. November 2007 nach Verkündung im Bundesgesetzblatt. Die erste Regulierungsperiode beginnt am 1. Januar 2009 und dauert fünf Jahre.

DE-bezogene Kosten wie Vertragskosten und sonstige Transaktionskosten, zusätzliche Betriebsführungskosten sowie evtl. Netzverstärkungs- bzw. –ausbaukosten, die sich in einmalige und kontinuierliche Kostenblöcke aufteilen ließen, werden im Kostenerhebungsbogen für Stromnetzbetreiber bislang nicht separat erfasst, sondern verteilen sich auf die Kostenkategorien Material-, Personal- und sonstige betriebliche Kosten (OPEX = Betriebskosten) und im Falle der Aktivierung auf die CAPEX-Blöcke (= Kapitalkosten). Ihre Anerkennung hängt davon ab, ob die Regulierungsbehörde diese Kosten als Kosten des Teils 2, Abschnitt 1 der Stromnetzentgeltverordnung anerkennt, die nach §21 Abs. 2 EnWG denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. In der gegenwärtigen Praxis gibt es dazu keine einheitliche Vorgehensweise und somit erhebliche Spielräume der Behörde.

Der Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern hat zum Ziel, individuelle Effizienzvorgaben für diejenigen Netzbetreiber zu ermitteln, die im Vergleich zu den effizientesten hinterherhinken. Nach §16 ARegV (Anreizregulierungsverordnung) sollen die im Vergleich ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden – also nach 10 Jahren – abgebaut sein.

In ihrem Bericht vom Juni 2006 hat die Bundesnetzagentur in Deutschland grundsätzlich bestätigt, dass die Integration von (dezentralen) Erzeugungsanlagen

eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat. Folgerichtig wurden "Erzeugungsanlagen als Netzanschlüsse" als Kostentreiber und damit als notwendiges Strukturmerkmal beim Effizienzvergleich identifiziert. Es liegt jedoch im Ermessen der Regulierungsbehörde, ob ein Strukturmerkmal zur Berücksichtigung von DE-Kostenwirkungen zur Anwendung kommt oder nicht („Kann-Bestimmung“).

Die Startwertanpassung innerhalb der Regulierungsperiode wird künftig über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Gesamterlöse (Revenue Cap) der Netzbetreiber festlegt.

Im Hinblick auf den Ausbau dezentraler Erzeugung sind folgende beiden Aspekte in der Formel hervorzuheben:

1. Damit kurzfristige Mengenschwankungen unter einem Revenue-Cap nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll ein Regulierungskonto der Netzbetreiber eingerichtet werden. Der Saldo des Regulierungskontos wird jährlich verbucht und im letzten Jahr der Regulierungsperiode saldiert. Der Saldo wird dann gleichmäßig auf die neue Regulierungsperiode aufgeteilt und in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten einbezogen.
2. Zur Berücksichtigung nachhaltiger Mengenänderungen wird der Revenue-Cap um Erweiterungsfaktoren ergänzt. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente *innerhalb* der Regulierungsperiode.

Insgesamt sind beide Ansätze grundsätzlich geeignet, Negativanreize für die Netzbetreiber im Hinblick auf Kosten- und Mengeneffekte dezentraler Stromerzeugung weitgehend zu neutralisieren.

Zur Berücksichtigung der aus dem weiteren Ausbau dezentraler Anlagen resultierenden zusätzlichen Kosten kommen grundsätzlich folgende Möglichkeiten in Betracht:

- Genehmigung eines Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV für Verteilnetzbetreiber für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zur Integration von EE-/KWK-Anlagen
- Ansatz eines pauschalierten Investitionszuschlags nach § 25

Das Investitionsbudget erfasst nach § 23 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 6 ARegV Investitionen aus der Integration von Anlagen, die dem EEG (und dem KWKG) unterfallen und die nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden. Dabei sind die mit der Investition verbundenen Kapitalkosten unter bestimmten Voraussetzungen genehmigungsfähig, wenn durch die Investition erhebliche Kosten verursacht werden. Hiervon ist auszugehen, wenn sich durch die Maßnahmen die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens ein halbes Prozent erhöhen.

Auf Antrag können vom Netzbetreiber bis zu einem Prozent der Kapitalkosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV in die Erlösobergrenze einbezogen werden.

Dieser Kostenersatz erscheint nicht geeignet, die durch dezentralen Ausbau verursachten Kostensteigerungen sachgerecht in die Erlösobergrenze einfließen zu lassen. Die Begrenzung auf lediglich 1 % der standardisierten Kapitalkosten erscheint nicht ausreichend.

Die Anreizregulierungsverordnung sieht in § 24 ein vereinfachtes Verfahren für Netzbetreiber vor, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Als Anschluss gilt die Zahl der physischen Anschlüsse im Sinne von Netzanschlusspunkten.

Dabei ist das vereinfachte Verfahren als Wahlrecht ausgestaltet, das auf Antrag des Netzbetreibers in Anspruch genommen werden kann. Alternativ verbleibt die Teilnahme am regulären Verfahren, d.h. am Effizienzvergleich nach den §§ 12 ff. ARegV.

Die Motivation zur Einführung des vereinfachten Verfahrens liegt in der Verringerung des regulatorischen Aufwands für kleine Netzbetreiber.

Allerdings sind die Anreizwirkungen für die verstärkte Integration dezentraler Optionen im vereinfachten Verfahren noch schlechter als im regulären Verfahren. Insgesamt erschwert es die Neutralisierung negativer Anreize seitens der Netzbetreiber gegenüber dem Ausbau dezentraler Anlagen im Verfahren der Anreizregulierung erheblich.

## **Vorschläge zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung**

Um für den Bereich der EE-induzierten Netzkosten Effizianzanreize zu setzen, reicht die Ermittlung und Anerkennung der nachgewiesenen Kosten nicht aus. Vielmehr besteht im Rahmen der Anreizregulierung der Anspruch, nur diejenigen Kosten anzuerkennen, die für eine effiziente Leistungserstellung unabdingbar sind bzw. die sich bei Wettbewerb einstellen würden.

Dieser Anspruch lässt sich am ehesten durch die Anerkennung von Kostenpauschalen einlösen, die auf effizienten Lösungen beruhen. In Großbritannien beispielsweise werden von der Regulierungsbehörde OFGEM 1,5 £/kW und Jahr für dezentrale Erzeugungsanlagen auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen, um die damit verbundenen zusätzlichen Kosten für die Netzbetreiber abzudecken. Die Erlösobergrenze wird um zusätzlich £ 1 pro kW und Jahr erhöht, um darüber hinaus Kosten von Netzbetrieb und -unterhalt zu berücksichtigen. Diese Werte sind sicherlich nicht ohne weiteres auf Deutschland übertragbar.

Die EU-Kommission verpflichtet in ihrer Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität vom Juni 2003 dazu, die Netzbetreiber über ihre angesprochene Neutralisierung hinaus als aktive, „optimierende“ Akteure anzusehen und ihnen entsprechende Aufgabenstellungen zu übertragen. Dort heißt es in Artikel 14 Abs. 7:

*„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/ Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwen-*

*digkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“*

Diese rechtliche Vorgabe ist auch die Grundlage für den dargestellten Netzbetreibertyp des ‚Systemoptimierers‘. Als Folge ihrer bisherigen Nicht-Berücksichtigung ist es oft auch in den Fällen, in denen dezentrale Optionen einzelwirtschaftlich günstiger sind, für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich attraktiver, auf den Netzausbau zu setzen.

Zur Lösung des Problems erscheint eine Kombination des hybriden Mechanismus, den wir für die allgemeine Regulierung der DE-Kosten empfohlen haben, und einer preisbasierten Regulierung der Investitionskosten geeignet, dem Netzbetreiber auch Anreize für die Umsetzung der obigen Vorschrift zu geben. Ein grundsätzlicher Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass kein spezielles Regulierungsregime für jene dezentrale Optionen geschaffen werden muss, die Netzkosten einsparen können. Der Regulierer muss folglich auch nicht im Einzelfall beurteilen, welche Variante um wie viel günstiger ist. Mit Hilfe dezentraler Optionen Netzkosten einzusparen wird vielmehr zu einer Effizienzoption für den Netzbetreiber. Dass er einen Teil der dabei entstehenden Kosten als DE-Kosten an die Netzkunden weiterreichen kann, sollte ihm einen zusätzlichen Anreiz geben, diese Optionen zu nutzen. Damit sollte auch das zusätzliche Risiko kompensiert werden, dass für Netzbetreiber entstehen kann, wenn sie sich auf Dritte anstatt auf eigene Netzlösungen verlassen. Voraussetzung ist natürlich immer, dass alle zusätzlichen Kosten, die dem VNB dadurch entstehen, dass DE Netzkapazität ersetzen, von der Regulierungsbehörde auch anerkannt werden. Das Hauptproblem in der Praxis wird dabei sein, wie diese Kosten im Einzelnen zu bewerten sind.

Zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen gehören auch angemessene Service- und Dienstleistungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschancen abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Dabei geht es zum Beispiel um die Servicequalität bei der Bearbeitung des Anschlussbegehrens und beim Anschluss der dezentralen Anlagen ans Netz, die sich zum Beispiel darin ausdrückt, dass dem Betreiber der dezentralen Optionen zeitnah die benötigten Informationen bereitgestellt werden und das Anschlussbegehren insgesamt ohne Verzögerung bearbeitet wird. Diese Leistungen des ‚neutralen Dienstleisters‘ sollten im Rahmen einer Qualitätsregulierung honoriert bzw. eine Unterschreitung von Mindeststandards sanktioniert werden.

Darüber hinaus könnte auch die Integration der Anlagen in das Netz als eine Qualitätskennziffer definiert werden. So könnte der Beitrag der dezentralen Optionen zur Reduktion der Bezugslast aus dem vorgelagerten Netz oder die Nutzung dezentraler Optionen als Alternative zum Netzausbau als Qualitätskennziffer definiert werden. Hier ginge es um die ‚Qualität der Integration‘. Damit würden die Leistungen des Aktiven Netzbetreibers und des Systemoptimierers in der Qualitätsregulierung erfasst. Da wir aber bereits im Rahmen der Diskussion um die Kombination kosten- und preisbasierter Elemente dargestellt haben, wie dem Netzbetreiber Anreize zur effizienten Integration der dezentralen Optionen

gegeben werden können, halten wir es nicht für erforderlich, über die Qualitätsregulierung zusätzliche Anreize zu schaffen, die ggf. auch zu einer doppelten Anrechnung der Leistungen des Aktiven Netzbetreibers führen können.

## Leitfaden Innovationszone

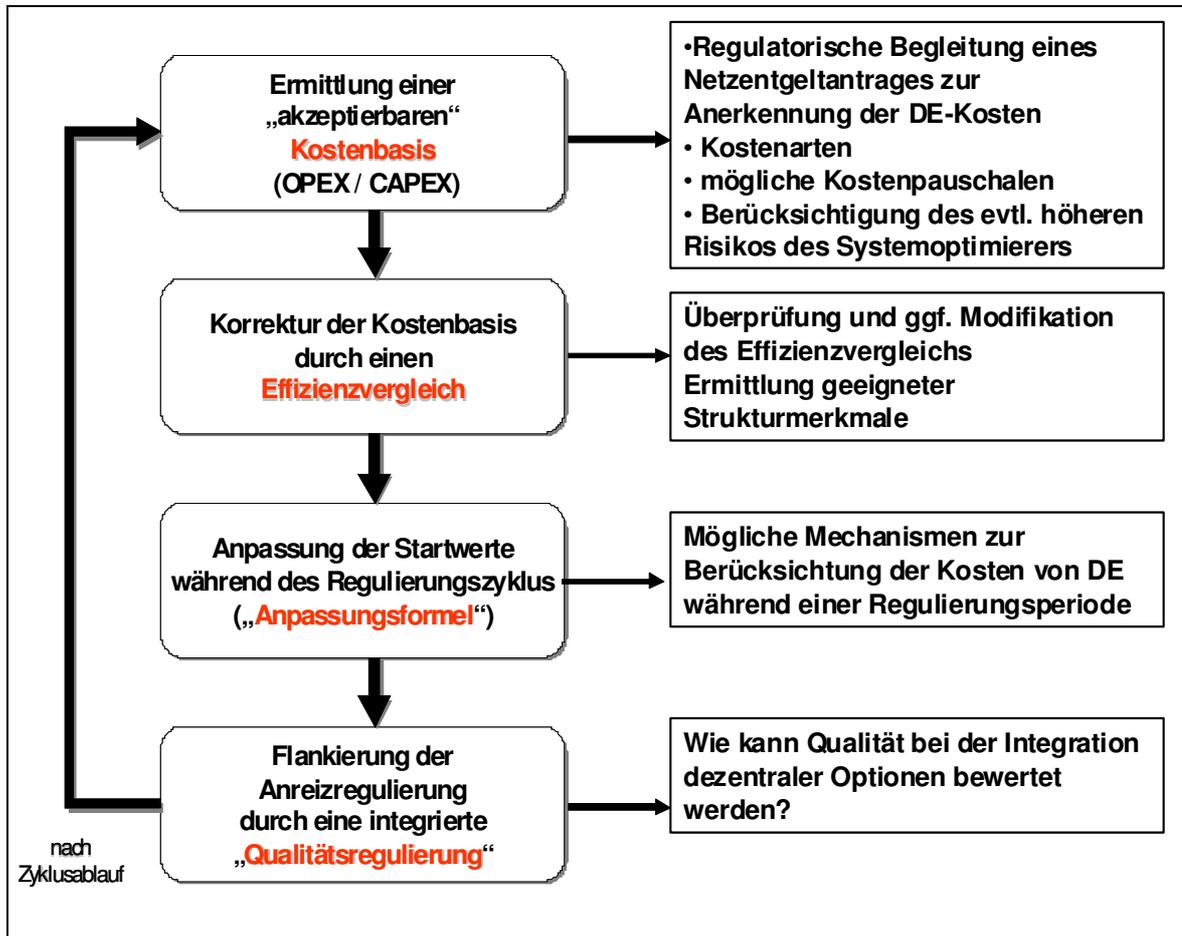
Im vorliegenden Bericht werden verschiedene Netzbetreibertypen vorgestellt, ihre jeweiligen Ziele beschrieben, die einzelwirtschaftliche Optimierung anhand konkreter Beispiele quantitativ illustriert und die Grundzüge eines Regulierungsrahmens dargestellt, mit dem diese Konzepte in der Anreizregulierung berücksichtigt werden können.

Darauf aufbauend schlagen wir vor, bei einem ausgewählten kommunalen Netzbetreiber eine so genannte Innovationszone einzurichten. Die konzeptionellen Arbeiten sollen so gemeinsam mit einem Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden in der Praxis erprobt und in den Detailfragen weiter ausgearbeitet werden. Aufbauend auf den Überlegungen und Vorschlägen des Projekts OPTAN sollen in enger Absprache mit der Bundesnetzagentur und der zuständigen Landesregulierungsbehörde insbesondere die zusätzlichen Kosten und die Zahlungsströme für die regenerative Innovationszone seitens des Netzbetreibers identifiziert und im Rahmen des Netzentgeltverfahrens exemplarisch geltend gemacht werden.

Ziel der hier vorgeschlagenen Innovationszone ist es, die Bundesnetzagentur und den Gesetzgeber für die Probleme zu sensibilisieren, die sich aus einem veränderten Selbstverständnis des Netzbetreibers bei den bestehenden Rahmenbedingungen ergeben, und gemeinsam konkrete Lösungswege für den Umgang damit zu entwickeln. In der Innovationszone soll keine gänzlich neue Netztechnologie demonstriert werden, sondern die Anpassungen, die bei einem konkreten Netzbetreiber notwendig sind, untersucht und so aufbereitet werden, dass sie in der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens berücksichtigt werden können.

Voraussetzung für die praktische Implementierung einer Innovationszone ist, dass die Grundlagen der Anreizregulierung gelegt sind, das ‚regulatorische Spiel‘ zwischen Regulierern und Netzbetreibern etabliert ist und sich dann auch der Blick auf die langfristige Entwicklung der Netze über Re-Investitionen hinaus öffnen kann.

Zur Vorbereitung und Durchführung künftiger Innovationszonen wurde im Rahmen des Projektes ein Leitfaden, der auf den Erfahrungen im Projekt aufbaut und als Grundlage für zukünftige Innovationszonen dienen kann, erstellt.



Mögliche Fragestellungen für eine Innovationszone

## 0 OPTAN Endbericht Einleitung

Der vorliegende Bericht stellt die Ergebnisse des Projekts OPTAN dar („Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung“).

### 0.1 Ausgangspunkt und Ziele

Es ist erklärtes Ziel nationaler wie europäischer Politik, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Mit dem EEG ist dafür national auch ein bewährtes Instrument vorhanden. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ändert sich jedoch nicht nur der Primärenergiemix, sondern auch die Erzeugungsstruktur - mit einem zunehmenden Anteil dezentraler Anlagen, die an das Stromverteilnetz (Mittel- und Niederspannungsnetz) angeschlossen sind. Auch der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung wirkt in diese Richtung.

Grundsätzlich können erneuerbare Energien mit zunehmendem Anteil nicht mehr in einer abgeschirmten Nische betrieben werden. Vielmehr wird eine Integration der dezentralen Kraftwerke in das Stromsystem, d.h. in die Netze und Märkte erforderlich. Auch die Beeinflussung und Systemintegration der Nachfrageseite durch Maßnahmen der Energieeffizienz und des Lastmanagements (Demand Side Management) wird ein zunehmend wichtiger Faktor. Damit gewinnt die Optimierung des Energiesystems insgesamt an Bedeutung.

Diese Systemintegration erfordert sowohl technische als auch institutionelle Anpassungen. Technisch wird zukünftig eine Verknüpfung erneuerbarer Energien zu dezentralen Systemen und deren Optimierung ‚vor Ort‘ an Bedeutung gewinnen. Für die Systemintegration dezentraler Optionen sind eine Reihe von technischen Konzepten entwickelt und erprobt worden, u.a. das Konzept des „aktiven Netzbetriebs“ auf der Ebene der Verteilnetze.

Für die Umsetzung der technischen Konzepte der Systemintegration muss ein entsprechender institutioneller Rahmen geschaffen werden, der den beteiligten Akteuren und insbesondere den Betreibern der Verteilnetze diese Optimierung dezentraler Systeme ermöglicht. Eine technische Optimierung kann nur gelingen, wenn auch die Netzbetreiber zu „Aktiven Netzbetreibern“ werden. Diese unterliegen als natürliche Monopole einer Regulierung, die ab 2009 in Deutschland in Form der Anreizregulierung durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden umgesetzt wird. Ansatzpunkte für die Integration der dezentralen Optionen in die Anreizregulierung haben wir bereits im Vorläuferprojekt DENSAN

diskutiert, das von einer Reihe von Stadtwerken finanziert worden war. Diese Diskussion haben wir in OPTAN weitergeführt und vertieft.

Dabei ist zu klären, wie eine Optimierung dezentraler Energiesysteme aussehen kann und wie Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden können, diese Systemoptimierung zu gestalten. Durch die Aktivierung dieser energiewirtschaftlichen Akteure und die Anpassung des energiewirtschaftlichen Rahmens soll auch ein Beitrag dazu geleistet werden, die Effektivität und Effizienz bestehender Förderinstrumente für erneuerbare Energien weiter zu erhöhen.

Ziel des Projektes war es, diese Fragestellungen nicht nur theoretisch, sondern auch praktisch am Beispiel eines ausgewählten kommunalen Netzbetreibers zu untersuchen. Als Kooperationspartner konnten dafür die Stadtwerke Schwäbisch Hall gewonnen werden. Die ursprünglich geplante ‚Innovationszone‘ konnte in diesem Projekt nicht durchgeführt werden, da die Einführung der Anreizregulierung zum 01.01.2009, wie sie in der Anreizregulierungsverordnung festgelegt ist, die Kapazitäten sowohl der Stadtwerke als auch der Regulierungsbehörden überaus beansprucht und kaum Freiräume für neue konzeptionelle Überlegungen gelassen hat. Ziel war es gewesen, die konkreten technischen Lösungsmöglichkeiten vor Ort und deren ökonomische Konsequenzen gemeinsam mit den Regulierungsbehörden zu diskutieren und die Berücksichtigung im regulatorischen Rahmen am Fallbeispiel zu erproben. Erarbeitet wurde schließlich ein Leitfaden, der die künftige Durchführung von Innovationszonen strukturiert und die Anreizregulierung zielorientiert weiter entwickelt. Voraussetzung dafür scheint aber zu sein, dass zunächst die Grundlagen der Anreizregulierung gelegt und das ‚regulatorische Spiel‘ zwischen Regulierern und Netzbetreibern etabliert wird.

## **0.2 Gliederung des Berichts**

Der vorliegende Endbericht ist folgendermaßen gegliedert: Wir beginnen mit zwei ausführlichen Länderfallstudien zu Großbritannien und Dänemark. Großbritannien ist ein internationaler Vorreiter sowohl bei der Entwicklung der Anreizregulierung allgemein als auch der Berücksichtigung dezentraler Erzeugung in diese Regulierung. Dänemark dagegen ist ein Pionier beim Ausbau der dezentralen Erzeugung und der entsprechenden Anpassung der Netzinfrastruktur. Die Fallstudien decken damit eine große Bandbreite aktueller Entwicklungen ab. Daneben erläutern wir auch kurz das D-Factor-Regime in Australien – eine nach unserer Kenntnis weltweit bislang einmalige Initiative, dezentrale Optionen als Netzalternative im Sinne des § 14,2 EnWG in der Regulierung der Netzbetreiber zu berücksichtigen.

Nach der Aufarbeitung der internationalen Erfahrungen geht es in Kapitel 2 um die Zielsetzung des Aktiven Netzbetreibers und seine Optionen zur Systemoptimierung. Ziel dieses Kapitels ist es, die Zielsetzung des „Aktiven Netzbetreibers“ darzustellen und das ursprünglich technische Konzept auch ökonomisch zu operationalisieren. Dazu unterscheiden wir zwischen verschiedenen Netzbetreibertypen und ihrer jeweiligen Zielsetzung. Der zweite Teil dieses Kapitels dient dazu, die allgemeine Beschreibung der Netzbetreibertypen weiter zu konkretisieren und mit Beispielen zu illustrieren, die auch quantitativ unterlegt sind.

Die quantitativen Analysen dieses Kapitels dienen dabei auch als Grundlage für die Modellsimulationen, deren Ergebnisse wir in Kapitel 3 darstellen.

Die internationalen Erfahrungen, die konzeptionellen Überlegungen und Berechnungen zur Zielsetzung der Netzbetreiber und die Modellsimulation bilden die Grundlage für die nachfolgende Regulierungsdiskussion in Kapitel 4. Hier stellen wir aus der Perspektive der dezentralen Optionen das allgemeine Modell der Anreizregulierung vor und diskutieren das für Deutschland vorgesehene Regulierungskonzept, so wie es in der Anreizregulierungsverordnung festgelegt ist und von der Bundesnetzagentur gemeinsam mit den Landesregulierungsbehörden umgesetzt wird. Schließlich stellen wir verschiedene Optionen dar, dieses Modell weiterzuentwickeln. Abschließend präsentieren wir in Kapitel 5 einen Leitfaden für die Durchführung einer ‚Innovationszone‘.

### **0.3 Mögliche Folgeaktivitäten**

Eine Reihe von Fragestellungen konnten im Rahmen dieses Projekts nur ansatzweise bearbeitet werden oder haben sich erst im Laufe des Projekts ergeben. So haben wir uns in der quantitativen Analyse und der Modellsimulation auf den idealen Netzbetreibertypus des ‚Systemoptimierers‘ konzentriert, dessen Optimierungsziele weitreichender sind als die der anderen in diesem Bericht dargestellten Netzbetreibertypen. Darauf aufbauend können zukünftig auch die Optionen des ‚Aktiven Netzbetreibers‘ modelliert und intensiver analysiert werden. In diesem Zusammenhang kann zukünftig zudem ein verallgemeinerbarer ökonomischer Optimierungs-Algorithmus in das Modell integriert werden.

Die Diskussion zur Netzregulierung kann zukünftig in zwei Richtungen weiterentwickelt werden: Erstens wird sich bei einem zunehmenden Anteil dezentraler Optionen zunehmend die Frage stellen, wie dezentrale Optionen nicht nur an die Netze angeschlossen und mit bestehenden Technologien optimal in die Netze integriert werden können, sondern wie

darüber hinaus auch innovative Netzkonzepte und eine Netztransformation, die die verschiedenen Netzebenen umfasst, umgesetzt und regulatorisch flankiert werden kann.

Zweitens können die hier vorgestellten regulatorischen Konzepte in Detailfragen noch weiter ausgearbeitet werden. Dazu kann auch die Implementierung der hier vorgestellten Innovationszone beitragen. Es ist davon auszugehen, dass dieses Instrument in Zukunft wieder auf die Agenda kommen wird, wenn die Anreizregulierung eingeführt und erprobt ist und neben der Steigerung der Effizienz auch das Thema der Weiterentwicklung der Netze verstärkt an Bedeutung gewinnt.

# 1 Auswertung von Erfahrungen mit der Netzintegration in Großbritannien und Dänemark

## 1.1 Einleitung

Wenn der Anteil der dezentralen Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung steigen soll, dann können die Kraftwerke nicht in einer Nische betrieben werden, sondern müssen in das bestehende Netz integriert werden bzw. das Netz muss angepasst werden. Wie kann diese Systemintegration gesteuert werden und wie können Netzbetreiber entsprechende Anreize erhalten?

Einen guten Überblick über den regulatorischen Umgang mit dezentralen Optionen in den Mitgliedsstaaten der Europäischen Union bieten mehrere EU-Projekte, darunter die Projekte DG-GRID<sup>1</sup> und ELEP<sup>2</sup> und SUSTELNET<sup>3</sup>. Ein Ergebnis dieser Überblicksdarstellungen ist, dass das Thema in den meisten Ländern noch keine große Beachtung gefunden hat und die Regulierung in den meisten Fällen nicht berücksichtigt und oft dezentrale Optionen eher behindert als befördert.

In diesem Kapitel wird dieser Frage anhand zweier ausführlicher Länder-Fallstudien zu Dänemark und Großbritannien nachgegangen. Außerdem erläutern wir das so genannte D-Faktor-Regime in Australien, das es Netzbetreibern ermöglichen soll, dezentrale Optionen als Alternative zum Netzausbau zu nutzen. Dabei werden die kritischen Fragestellungen und Probleme, die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und deren Netzintegration und der Anpassung des institutionellen Rahmens verbunden sind, identifiziert und Lösungsansätze analysiert. Der Schwerpunkt dieses Kapitels liegt auf den Governance-Mechanismen in den beiden Ländern. Technische Erkenntnisse aus den beiden Fallstudien werden zudem in die Arbeiten in Kapitel 2 und das Maßnahmenportfolio der Netzbetreiber eingespeist.

Die Auswahl der Fallstudien erfolgte anhand von zwei Kriterien: Erstens anhand des Anteils der dezentralen Erzeugung und den Konsequenzen, die sich daraus für das Netz ergeben und zweitens anhand des Regulierungsregimes.

---

<sup>1</sup> Siehe <http://www.ecn.nl/en/ps/research-programme/energy-supply/dg-grid/>

<sup>2</sup> Siehe <http://www.elep.net/>

<sup>3</sup> Siehe <http://www.ecn.nl/en/ps/research-programme/energy-supply/sustelnet/>

Im Vergleich zu Deutschland hat Dänemark einen weitaus höheren Anteil dezentraler Stromerzeugung und erneuerbarer Energien aufzuweisen (siehe Abbildung 1-1). Dänemark sticht zudem dadurch heraus, dass der Übertragungsnetzbetreiber, der eine wichtige Rolle bei der Systemtransformation spielt, verstaatlicht wurde.

In Großbritannien dagegen ist der Anteil dieser Kraftwerke zwar noch gering. Allerdings wurden dort umfangreiche Erfahrungen bei der Regulierung von Stromnetzen und speziell der Anreizregulierung gesammelt, und das Land ist Vorreiter in Europa, wenn es darum geht, neue Erzeugungstechnologien explizit in der Netzregulierung zu berücksichtigen.

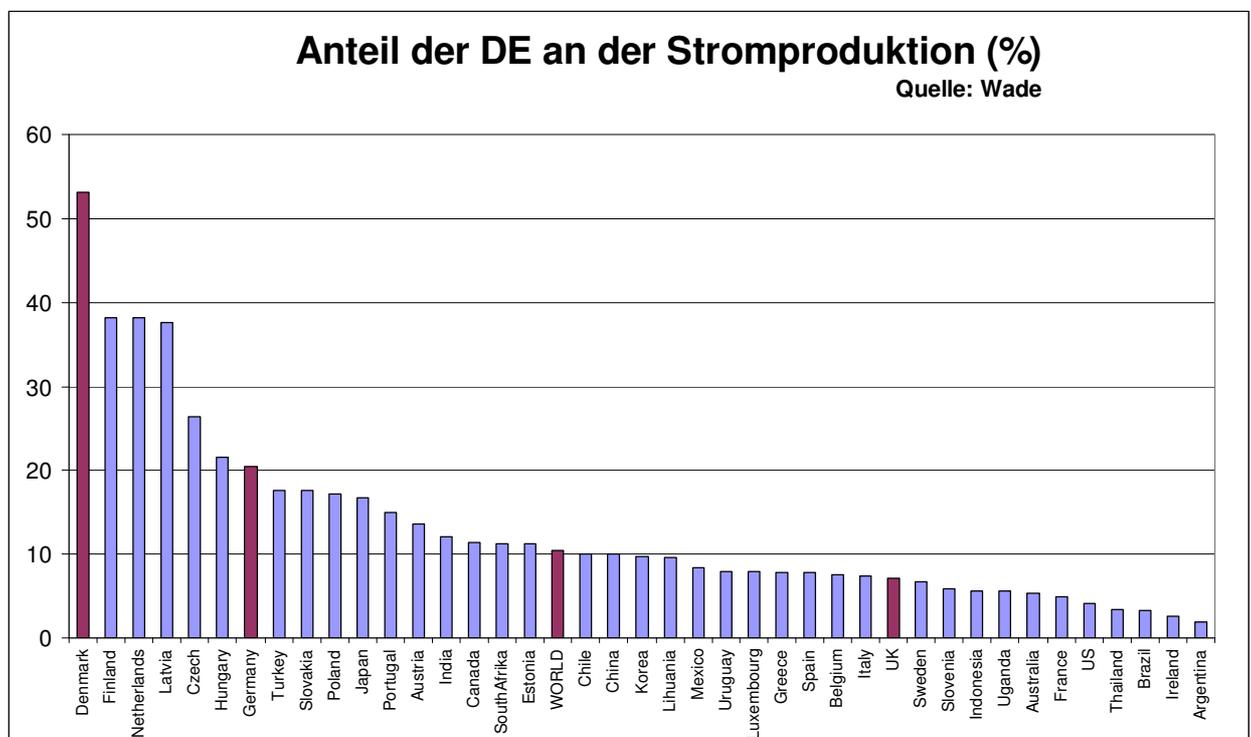


Abbildung 1-1: Anteil der dezentralen Erzeugung an der Stromproduktion (%)

Quelle: (WADE 2006), detailliertere Informationen zu den DE-Kapazitäten in Dänemark und UK finden sich in den jeweiligen Fallstudien

Entsprechend der unterschiedlichen Entwicklung in Dänemark und Großbritannien wird es in der britischen Fallstudie vor allem darum gehen, wie dezentrale Erzeugung in die Anreizregulierung integriert wird und wie dabei außerdem zunehmend die Frage der langfristigen Netzentwicklung in den Vordergrund rückt. In der Fallstudie zu Dänemark dagegen liegt der Schwerpunkt darauf, wie aus Netz- und Systemsicht auf den hohen Anteil dezentraler Erzeugung reagiert wird und wie diese Systemtransformation

nicht über die Anreizregulierung, sondern mit anderen Mechanismen gesteuert wird.

## 1.2 Fallstudie Großbritannien

### 1.2.1 Status quo Netz und dezentrale Erzeugung

Trotz eines gewachsenen Interesses an DE und relativ großer politischer Aufmerksamkeit, ist der Anteil der DE in Großbritannien bislang relativ gering geblieben. Ende 2005 waren 13.310 MW Erzeugungskapazität an die Verteilnetze angeschlossen (Econnect 2006), bei einer Gesamtkapazität von 81.7 GW. Die Anlagen haben weniger als 10% zur britischen Stromerzeugung beigetragen (DTI 2006).

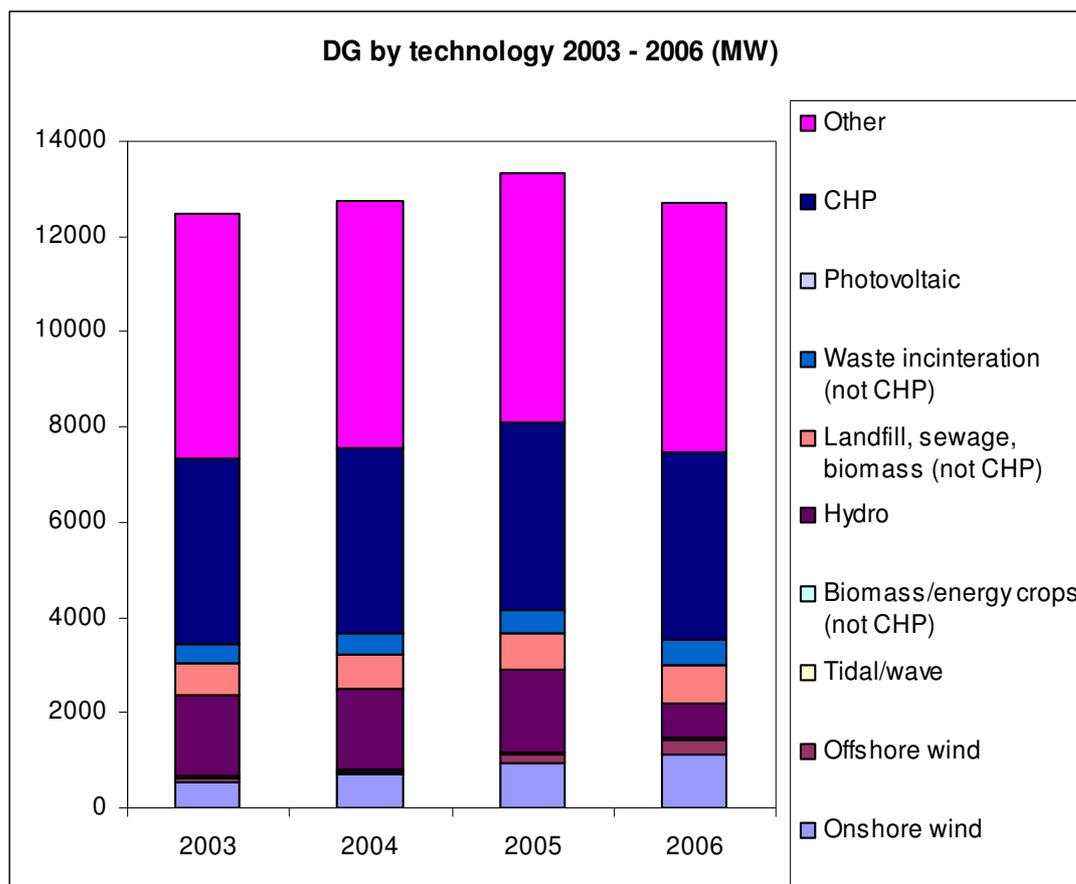


Abbildung 1-2: DE-Kapazität in UK<sup>4</sup>

Quelle: (Woodman 2007)

<sup>4</sup> Der Rückgang von 2005 auf 2006 ist das Ergebnis einer Neuklassifizierung von Kraftwerken bei einem Netzbetreiber und kein tatsächlicher Kapazitätsrückgang.

Dem momentan geringen Anteil dezentraler Erzeugung stehen politische Ziele gegenüber, den Anteil dieser Kraftwerke zu erhöhen. Im Energie-Weißbuch, das 2006 veröffentlicht worden ist, hat die britische Labour-Regierung betont, dass sie in der dezentralen Erzeugung eine langfristige Alternative oder Ergänzung zum zentralisierten Stromsystem sieht ((DTI 2006), S. 61). Konkretes Ziel der Regierung ist es, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2015 auf 15 % zu erhöhen und bis 2010 eine KWK-Kapazität von 10 GW zu erreichen.

Im Gegensatz zu Deutschland ist die Netzbetreiber-Landschaft in Großbritannien wesentlich übersichtlicher: Wie die folgende Karte zeigt, ist das Verteilnetz auf lediglich acht Unternehmen und 14 Netzgebiete mit jeweils eigener Lizenz aufgeteilt.



Abbildung 1-3: Verteilnetzbetreiber in Großbritannien

Quelle: (National Grid ([www.nationalgrid.com/uk/Electricity/AboutElectricity/DistributionCompanies](http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/AboutElectricity/DistributionCompanies)))

## 1.2.2 Überblick Entwicklung DE in Politik und Regulierung

Der britische Strommarkt wurde bereits 1990 privatisiert und liberalisiert. Der britische Energieregulator Ofgem<sup>5</sup> war von Beginn an ein weltweiter Vorreiter der praktischen Anwendung und Weiterentwicklung der Anreizregulierung im Energiesektor.

In den neunziger Jahren war die Regulierung der Netze vor allem darauf ausgerichtet, kurzfristige Effizienzgewinne im bestehenden Netz zu erzielen und die Netztarife zu senken („asset sweating“). Seither kam in Großbritannien zunehmend auch die langfristige Entwicklung der Netze ins Blickfeld der Regulierung (Helm 2003; 2005).

Etwa zur gleichen Zeit hat die Diskussion um die dezentrale Erzeugung eingesetzt und ist seither zunehmend intensiv geführt worden. Sowohl die Regierung und insbesondere das zuständige Wirtschaftsministerium DTI als auch die Regulierungsbehörde Ofgem haben dabei eine explizite „DE-Policy“ betrieben, d.h. sie bearbeiten erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung auch unter dem Oberbegriff dezentrale Erzeugung. Diese wird definiert als Erzeugung, die nicht an das Übertragungs-, sondern an das Verteilnetz angeschlossen ist (Ofgem 2002). Dezentrale Erzeugung ist damit ein Netzthema und diskutiert werden Netzintegration dezentraler Erzeugung, die Rolle der Netzbetreiber und die Konsequenzen für die Netzregulierung. Die Verteilnetzbetreiber werden als ein Schlüsselakteur gesehen. Ofgem sieht es als seine Aufgabe, „to encourage DNOs to undertake the investment required to facilitate distributed generation connections (and generally be proactive and positive in responding to connection requests)“.

Bereits im Jahr 2000 wurde die Embedded Generation Working Group gegründet, die die Auswirkungen des neuen Großhandelsmarktes NETA auf dezentrale Erzeugung untersuchen sollte. Ein zentrales Ergebnis dieser Arbeit ist (DTI 2001), dass die wichtige Rolle der Verteilnetzbetreiber und deren mangelnde Anreize für dezentrale Erzeugung herausgearbeitet wurden. Auch die Auswirkungen der Anschluss- und Netznutzungsgebühren wurden untersucht.

Die Regierung hat in ihrem 2003 veröffentlichten Energy White Paper die Bedeutung der Regulierung für die Entwicklung der dezentralen Erzeugung hervorgehoben ((DTI 2003), S. 4.21-22): *“Under the present price control rules there is no financial incentive for the DNOs to connect distributed generation to their networks. We therefore believe that the regulatory framework needs to be amended so that the DNOs connect and use higher levels of distributed generation”*.

---

<sup>5</sup> Ofgem ist im Jahr 1999 durch eine Fusion des Gasregulierers Ofgas und des Stromregulierers Offer entstanden.

Daraufhin hat Ofgem das Thema in seinem Distribution Price Control Review aufgenommen, mit Blick auf die neue Regulierungsperiode für VNB, die im Jahr 2005 beginnen sollte. Seit Beginn der DG-Diskussion hat sich der Fokus zunehmend erweitert: vom reinen Anschluss dezentraler Erzeugung zu Netzintegration, Innovation und einer Transformation der Netzstruktur und damit von eher kurzfristigen Zielen zu einer langfristigen Perspektive.

Die starke Betonung von Netzfragen und die Behandlung der DE im Rahmen der Netzregulierung hat zum einen damit zu tun, dass das Land eine relativ lange Regulierungstradition hat und der Regulierer Ofgem sich im Zuge der Weiterentwicklung der Anreizregulierung auch der Frage angenommen hat, wie sich die Regulierung auf die dezentrale Erzeugung auswirkt und wie die Netzintegration befördert werden kann. Eine große Rolle gespielt hat aber auch, dass die Politik der Förderung von Energietechnologien wie erneuerbare Energien und KWK sehr stark darauf setzt, diese Technologien in den Markt zu integrieren. Die Förderung von Kraftwerken auf der Basis erneuerbarer Energien war in Großbritannien bislang vergleichsweise ineffektiv, zunächst mit einem Ausschreibungssystem und seit 2002 mit der Renewables Obligation, einem quotenbasierten Instrument. Umso mehr ist die Frage aufgetaucht, wie Markt und Regulierung gestaltet sein müssen, damit dezentrale Technologien eine Chance haben und nicht gegenüber zentraler Erzeugung benachteiligt werden (level playing field)<sup>6</sup>.

Die folgende Tabelle stellt die Beschreibung des englischen Status Quo in Sachen Ausbau dezentraler Erzeugung und Netzintegration der deutschen Situation gegenüber.

	Deutschland	UK
<b>Förderung der EE-Erzeugung</b> (für einen Vergleich zwischen Deutschland und Großbritannien siehe Mitchell et al. 2006)	Sehr effektive Förderung (vor allem EEG)	Weniger effektive Förderung (Renewables Obligation)
<b>Netzintegration</b>	Bisher haben Netzbetreiber starke Anreize gegen DE, neue Erzeugung wird zunehmend auch als Netzthema diskutiert	Netzintegration ein zentrales Thema, Regulierer Ofgem kümmert sich um Anreize der VNB Zukunft der Netze wird diskutiert

Tabelle 1-1: EE und Netzintegration: Deutschland und UK im Vergleich

<sup>6</sup> Vor allem die Einführung des neuen Großhandelsmarktes NETA im Frühling 2001, der Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit von Kraftwerken anlagenscharf belohnt bzw. bestraft, hat die Frage aufgeworfen, wie dezentrale Anlagen in einen solchen Markt integriert werden können.

## 1.2.3 DG Hybrid Incentive

### 1.2.3.1 Beschreibung

Das DG Hybrid-Incentive wurde durch den letzten so genannten Distribution Price Control Review im Jahr 2005, d.h. zu Beginn der aktuellen Regulierungsperiode, eingeführt. Durch das neue Regulierungsinstrument werden die Netzkosten dezentraler Erzeugung durch den Regulierer berücksichtigt und den Netzbetreibern sollen Anreize gegeben werden, DE möglichst kosteneffizient anzuschließen. ‚Hybrid‘ heißt der Mechanismus deshalb, weil er Elemente der direkten Kostenerstattung- und der Anreizregulierung verknüpft (oder der kosten- und der preisbasierten Regulierung). Im Einzelnen besteht der Mechanismus aus den folgenden Elementen:

- Mit der Einführung des Hybrid Incentive wurden die zuvor geltenden tiefen Anschlussgebühren durch flache Anschlussgebühren abgelöst. Anlagenbetreiber bezahlen direkt also nur noch für die Netzanschlusskosten, nicht für Netzerweiterungskosten.
- Die Netzbetreiber können die Kosten der DE, die über die direkten Anschlusskosten hinausgehen, zu 80% direkt an die Netzkunden weitergeben, genauer gesagt über die ‚generator use-of-system charge‘ an die Erzeuger, die nach dem 1. April 2005 angeschlossen worden sind (direkte Kostenerstattung).
- Darüber hinaus erhöht sich ihre Erlösobergrenze (revenue cap) für 15 Jahre um £ 1.5 pro Jahr für jede angeschlossene kW dezentrale Erzeugung. Dieser Wert beruht auf der Festlegung, dass es VNB durch das Hybrid Incentive ermöglicht wird, eine im Vergleich zur Regulierung anderer Aktivitäten um einen Prozentpunkt höhere Rendite zu erwirtschaften (7,9 statt 6,9 %).
- Die Erlösobergrenze der Netzbetreiber wird um zusätzlich £ 1 pro kW und Jahr erhöht, um zusätzliche Kosten von Netzbetrieb und -unterhalt zu berücksichtigen.
- Die Rendite, die Netzbetreiber insgesamt aus DE-bezogenen Investitionen erwirtschaften, ist sowohl nach oben begrenzt (durch das Doppelte der durchschnittlichen Kapitalkosten) als auch nach unten (durch die Höhe der Fremdkapitalkosten).
- Entstehen Kosten über £ 200/kW, werden diese vom Anlagenbetreiber über die Anschlussgebühren getragen.
- Darüber hinaus erhalten die VNB einen Anreiz, den kontinuierlichen Netzzugang für DE sicherzustellen, da sie andernfalls eine Strafzahlung an die DE-Betreiber entrichten müssen. Für Anlagen am Niederspannungsnetz handelt es sich dabei um einen Standardtarif,

der der Zahlung an Verbraucher entspricht, bei höheren Spannungsebenen müssen die Netzbetreiber £ 0,002/kW pro Stunde entrichten.

Das Hybrid Incentive ist vor allem darauf ausgerichtet, den Anschluss von dezentralen Anlagen ans Netz zu befördern. Der Erlöstreiber ist an den Anschluss des dezentralen Kraftwerks gekoppelt und nicht daran, wie und wann die Anlage einspeist und ob die Anlage zur Lösung von netzseitigen Problemen beiträgt. Parallel zur Einführung des Hybrid Incentives sind jedoch auch die Regelungen verbessert worden, um DE ins Netz zu integrieren und Netzprobleme, wie zum Beispiel Netzengpässe, mit dezentralen Kraftwerken zu lösen. Dazu wurde die ‚Engineering Recommendations P2/5‘, die die Sicherheitsanforderungen an das Netz definieren und seit den 70er Jahren gelten, durch die Engineering Recommendations P2/6 ersetzt. In P2/5 wurde der mögliche Beitrag dezentraler Erzeugung zum Betrieb von Verteilnetzen nicht angemessen berücksichtigt. P2/6 dagegen legt ein Verfahren fest, mit dem der Beitrag verschiedener dezentraler Erzeugungsanlagen zur Netzsicherheit ermittelt werden kann – eine Voraussetzung dafür, Netzengpässe mit dezentralen Optionen zu beseitigen.<sup>7</sup> Auch fluktuierende Erzeugung zum Beispiel aus Windkraftwerken kann dabei berücksichtigt werden. Dadurch wird es ermöglicht, dezentrale Erzeuger einzusetzen anstatt das Netz auszubauen.

### **1.2.3.2 Theoretische Bewertung**

Die folgende Abbildung 1-4 zeigt eine stilisierte Darstellung der beiden Elemente ‚Kostenerstattung‘ und ‚Erhöhung der Erlösobergrenze‘ und deren Verknüpfung im britischen DG Hybrid Incentive (gestrichelte Linie). Sie zeigt die Wirkungsweise der vollen Kostenerstattung einerseits und der Erlösobergrenze andererseits. Das Hybrid Incentive besteht aus der Kombination einer prozentualen Kostenerstattung und einer ergänzenden Erhöhung der Erlösobergrenze.

---

<sup>7</sup> Engineering recommendation P2/6 ist bei der Energy Network Association erhältlich ([www.energynetworks.org](http://www.energynetworks.org))

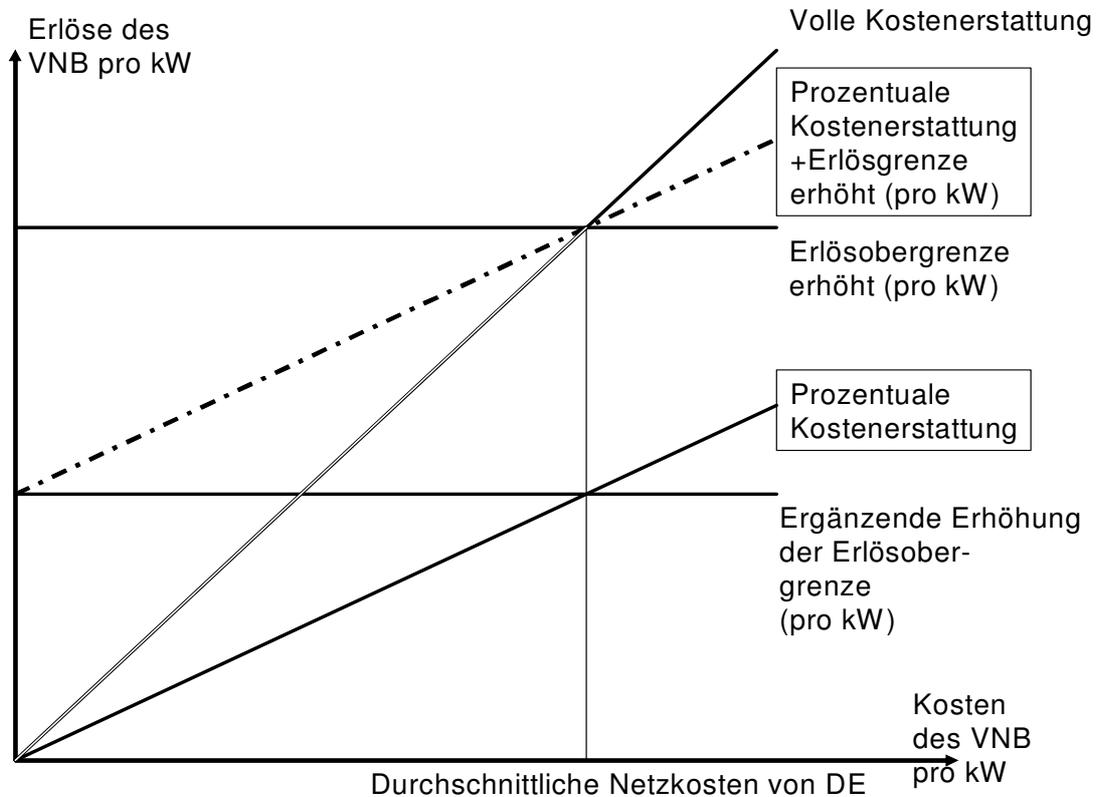


Abbildung 1-4: Funktionsweise des DG-Hybrid Incentives in UK (Stilisierte Darstellung)

Nachfolgend werden die einzelnen Elemente des DG-Hybrid-Incentives und ihre Kombination, wie in der Abbildung dargestellt, näher erläutert.

Bei einer vollen Kostenerstattung können Netzbetreiber die Kosten, die durch DE im Netz entstehen, direkt und in voller Höhe an die Netzkunden, die ein Netzentgelt bezahlen, weitergeben. Im Falle des Hybrid Incentives werden die Kosten an die Erzeuger über die ‚generator use-of-system charge‘ weitergegeben. Die Kosten unterliegen damit nicht der Anreizregulierung, sondern der Mechanismus entspricht einer rein kostenbasierten Regulierung, wie sie vor Beginn der Anreizregulierung vorherrschte<sup>8</sup>. Die Kosten werden so behandelt, als könnten sie vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden. Dieser Mechanismus sichert die VNB gegen das Kostenrisiko durch DE und überträgt das Risiko auf die Netzkunden. Dem VNB wird so ein Anreiz gegen DE genommen.

<sup>8</sup> Die Kosten werden aus der Formel der Anreizregulierung herausgenommen und in einen z-Faktor überführt:  $R_t \leq R_{t-1} \cdot (1 + RPI - X) + z$ .

Kann der Netzbetreiber sämtliche Kosten der DE direkt an die Netzkunden weitergeben (100% Kostenerstattung), entstehen ihm keinerlei Risiken, weder in die eine noch in die andere Richtung. DE wäre für ihn keine zusätzliche Belastung (vorausgesetzt, der VNB kann tatsächlich alle Kosten weitergeben). Die aktive Förderung dezentraler Anlagen kann für den VNB aber auch nicht zu einem zusätzlichen Geschäftsfeld werden, weil er immer nur seine Kosten erstattet bekommt. Auch hätte der VNB keine Anreize, die dezentralen Anlagen möglichst effizient an sein Netz anzuschließen und ggf. in den Netzbetrieb zu integrieren. Denn auch diese Effizienzgewinne würden direkt an die Netzkunden weitergegeben.

Im Gegensatz dazu erhöhen sich bei der volumenabhängigen Erhöhung der Erlösobergrenze die Erlöse des VNB abhängig von der angeschlossenen Leistung und unabhängig von seinen tatsächlichen Kosten (horizontale Linie in Abbildung 1-4). Dieser Mechanismus entspricht in seiner Funktionsweise der allgemeinen Anreizregulierung. Er hat zur Folge, dass die VNB an DE verdienen können, solange die tatsächlichen Kosten unterhalb des Erlöstreibers liegen.

Das britische DG Hybrid Incentive verknüpft die beiden Mechanismen. Es zielt darauf ab, verschiedene Ziele und Anreize zu verbinden. Laut Ofgem (Ofgem 2004d) soll das Instrument *“combine incentives for efficiency with protection against cost uncertainty”*. Die VNB sollen insgesamt einen Anreiz haben, den Anteil der dezentralen Erzeugung in ihrem Netz möglichst effizient - d.h. mit möglichst geringen netzseitigen Kosten - zu erhöhen.

Zum einen ist das Hybrid Incentive so kalibriert worden, dass bereits Netzbetreiber, die DE zu durchschnittlichen Kosten anschließen, eine um einen Prozentpunkt höhere Rendite erwirtschaften können. Das kann so interpretiert werden, dass generell das höhere Risiko der Netzbetreiber, das mit dem politischen Ziel der Ausweitung von DE und dem Kostenrisiko einzelner Anschlüsse verbunden sein kann, ausgeglichen werden soll. Darüber hinaus kann ein VNB mit dezentraler Erzeugung die Rendite zusätzlich erhöhen (bis zur Obergrenze des Doppelten der durchschnittlichen Kapitalkosten), wenn es ihm gelingt, die exogen vorgegebenen Anlagen überdurchschnittlich effizient an sein Netz anzuschließen. Selbstverständlich muss diese zusätzliche Rendite von den Netznutzern finanziert werden, die allerdings im Gegenzug mit Effizienzsteigerungen im Netz rechnen können, die ihnen mittelfristig zu Gute kommen.

Das Element der Kostenerstattung sorgt dafür, dass ein VNB nicht bestraft wird, wenn viel DE an sein Netz angeschlossen wird und ihm dadurch überdurchschnittliche Kosten entstehen – sei es, weil in einem Netzgebiet ein hohes Potenzial für erneuerbare Energien vorhanden ist oder weil die Anlagen nur mit hohem Aufwand an das Netz angeschlossen werden können.

Auf der anderen Seite soll der komplementäre Erlöstreiber – entsprechend der generellen Funktionsweise der Anreizregulierung – VNB einen Anreiz geben, DE möglichst kosteneffizient in das Netz zu integrieren. Denn wenn es den VNB gelingt, die Differenz zwischen den zusätzlich erlaubten Erlösen und den zusätzlichen Kosten zu erhöhen, können sie diese Differenz zumindest zeitweise für sich verbuchen. Auch wenn die Anzahl und die Art der dezentralen Erzeuger, die an ein Netz angeschlossen werden, für den VNB weitgehend exogen sind, sollte er eine gegebene Menge zu möglichst geringen Kosten an sein Netz anschließen bzw. soweit möglich Netzkosten durch DE einsparen. Mit welchen Maßnahmen er das erreicht, bleibt dem VNB im Rahmen der gesetzlichen Vorgaben (z.B. Anschlusspflicht) überlassen. So sollten VNB einen Anreiz haben, den technischen Anschluss an einem gegebenen Punkt möglichst effizient durchzuführen. Darüber hinaus sollten VNB ein Interesse daran haben, ihr Netz für DE-Betreiber transparent zu machen und aus Netzsicht günstige Standorte zu „vermarkten“ und den netzseitigen Nutzen einer Anlage zu maximieren. Die oben beschriebene Engineering Recommendation P2/6 hat zudem die Möglichkeit eröffnet, dezentrale Erzeugung als Ressource zur Gewährleistung der Netzsicherheit zu nutzen, wodurch DE ggf. den Ausbau des Netzes ersetzen kann.

Insgesamt neutralisiert das Hybrid Incentive damit Anreize der VNB gegen DE und gibt ihnen darüber hinaus positive Anreize. DE kann zu einer zusätzlichen Einnahmequelle werden. Die Möglichkeit, zusätzliche Erlöse zu erzielen, folgt der allgemeinen Logik der Anreizregulierung, den regulierten Unternehmen finanzielle Anreize zu geben, bestimmte Ziele umzusetzen. Bislang hat es sich dabei vor allem um das Ziel eines effizienten Netzbetriebs gehandelt, aber der effiziente Anschluss von DE kann in diesen Rahmen ebenso integriert werden wie das effiziente Erreichen von Qualitätszielen.

Es fällt auf, dass die Struktur des Hybrid Incentives und der Erlöstreiber für alle Netzbetreiber und alle dezentralen Erzeugungstechnologien identisch sind<sup>9</sup>. Es wird nicht nach Erzeugungstechnologien oder Netzstrukturen differenziert und mithin nicht zwischen den vom Netzbetreiber beeinflussbaren und den nicht beeinflussbaren Kosten. Vielmehr werden alle Netzbetreiber und alle DE-Technologien mit dem gleichen Maß gemessen.

---

<sup>9</sup> Ausnahme ist Scottish Hydro, inzwischen Teil von Scottish and Southern Energy, für die der Erlöstreiber auf £ 2 pro Jahr festgelegt wurde. Der Verzicht auf technologiespezifische Erlöstreiber mag nicht zuletzt in dem Grundprinzip der englischen Innovations- und Technologieförderung begründet liegen, ‚picking winners‘ zu vermeiden. Entsprechend wurde zum Beispiel auch bei der Förderung von EE-Erzeugungstechnologien durch die Renewables Obligation eine einzige Quote für alle EE-Technologien festgelegt.

Die netzseitigen Kosten- und Nutzeneffekte dezentraler Erzeugung können jedoch sehr unterschiedlich sein, abhängig von der Erzeugungstechnologie und der Netzsituation (für einen Überblick über entsprechende Referenzen siehe (Bauknecht, Brunekreeff 2008; Frontier Economics 2003)). Auch die Prognostizierbarkeit der Kosten kann sehr unterschiedlich sein. Das erschwert die Standardisierbarkeit der DE-bedingten Netzkosten. Diese Bandbreite kann nur schwer mit einem einzigen Erlöstreiber eingefangen werden. Darauf haben im Rahmen des Distribution Price Control Review, der den Mechanismus hervorgebracht hat, auch zahlreiche Stakeholder, insbesondere Netzbetreiber hingewiesen<sup>10</sup>.

Das Element der Kostenerstattung kann auch damit begründet werden, dass dadurch diese Unterschiede zwischen Netzbetreibern berücksichtigt werden können. Die Kombination aus Kostenerstattung und Erhöhung der Erlösobergrenze erlaubt eine stärkere Differenzierung, da dadurch zumindest zum Teil die tatsächlichen Kosten berücksichtigt werden. Würde der Mechanismus nur aus einer Erhöhung der Erlösgrenze bestehen, könnten manche VNB mit manchen DE sehr hohe zusätzliche Gewinne machen, während andere Gefahr laufen würden, dass die zusätzlichen Kosten die zusätzlichen Erlöse deutlich übersteigen (zumindest im Rahmen der festgelegten Renditeober- und untergrenze).

Prinzipiell kann der englische Ansatz einheitlicher Parameter in zwei Richtungen weiterentwickelt werden:

1. Durch technologiespezifische Kennziffern kann stärker nach unterschiedlichen Erzeugungstechnologien unterschieden werden, mit der Begründung, dass diese unterschiedliche Netzkosten verursachen (z.B. fluktuierende vs. nicht-fluktuierende Erzeugung). Dabei stellt sich die Frage, wie die Kontextabhängigkeit der technologiespezifischen Kosten berücksichtigt werden kann, zum Beispiel bedingt durch die Penetration und Dichte der dezentralen Erzeugung (Cao et al. 2006).
2. Oder es kann stärker nach Netzbereichen differenziert werden, mit der Begründung, dass unterschiedliche Netze unterschiedliche inhärente Kosten für den Anschluss dezentraler Erzeugung haben (z.B. ausgehend von den jeweiligen Primärenergie- oder Wärmesenkenpotenzialen und deren räumlicher Verteilung).

---

<sup>10</sup> Ofgem hat die entsprechenden Kommentare wie folgt zusammengefasst ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk)): "The majority of respondents welcomed the idea of a hybrid cost driver, although one respondent considered a £/MW driver was not appropriate at this time due to the lack of data on DG costs. Most other respondents also recognised the difficulty involved in calculating a robust for the £/MW driver, given the range of factors to be considered in establishing this figure."

Der zweite Ansatz der Regulierung unterschiedlicher Kosten von DG in unterschiedlichen Netzgebieten könnte sich am ‚menu of sliding scale‘ Ansatz orientieren, der seit 2005 in Großbritannien für die Regulierung der Verteilnetze (nicht aber für die DG-spezifischen Kosten) angewandt wird (Bauknecht, Brunekreeft 2008; Crouch 2006). Dabei können die Netzbetreiber aus einem vorgegebenen ‚Menu‘ selbst eine Kombination aus den beiden Elementen Kostenerstattung und Erlöstreiber auswählen, die der Kostensituation in ihrem Netz am besten entspricht. Die Regulierung soll so auf die unterschiedlichen Kosten- und Anreizstrukturen der Netzbetreiber zugeschnitten werden, ohne dass der Regulierer diese Strukturen der einzelnen Netzbetreiber jeweils kennen muss.

### **1.2.3.3 Praktische Bewertung**

Das britische DG Hybrid Incentive ist ein in Europa und nach unseren Recherchen auch weltweit einmaliger Versuch, DE im Rahmen der Anreizregulierung explizit zu berücksichtigen<sup>11</sup>. Die theoretische Bewertung hat gezeigt, wie durch das Instrument verschiedene Anreize miteinander verknüpft werden. Darüber, wie diese Anreize in der Praxis wirken, liegen bislang allerdings keine systematischen Analysen vor.

Vor Einführung des neuen Instruments hat Ofgem ein so genanntes ‚Regulatory Impact Assessment‘ durchgeführt, das dessen Auswirkungen untersuchen sollte (Ofgem 2004a), in dem jedoch nur mehr oder weniger allgemeine Aussagen enthalten sind.

Interessant ist der Kostenvergleich in der folgenden Tabelle, der die Kosten, die den Netznutzern (d.h. den neu angeschlossenen DE-Betreibern) durch das Hybrid Incentive entstehen, den Kosten einer „normalen“ regulatorischen Behandlung gegenüberstellt und zeigt, wie die Erzeuger mit zusätzlichen Kosten belastet werden, um die zusätzliche Rendite der Netzbetreiber zu finanzieren (bei den erwarteten durchschnittlichen DE-bedingten Kosten).

---

<sup>11</sup>Ein speziellerer Mechanismus zur Berücksichtigung dezentraler Optionen, die Netzinvestitionen ersetzen können, wurde in Australien implementiert, siehe dazu Kapitel 1.4.

Neue DG-Kapazität	Kosten durch Einstellung in das regulierte Anlagenvermögen (Kapitalkosten 6,5%)	Kosten durch das DG Hybrid Incentive (7,5% Verzinsung)	Differenz der Gesamtkosten	Differenz pro kW
MW	(£mio/Jahr)	(£mio/Jahr)	(£mio/Jahr)	(£/kW/Jahr)
200	10,6	11,3	0,7	0,35
5000	26,6	28,3	1,7	0,35
10000	53,2	56,6	3,5	0,35

Tabelle 1-2: Kosten des DG-Hybrid Incentives

Quelle: ((Ofgem 2004b), S. 8, eigene Übersetzung)

Ofgem argumentiert, dass die zusätzlichen Kosten für die Betreiber dezentraler Anlagen gering sind im Vergleich zu den Einnahmemöglichkeiten durch das britische Förderinstrument „Renewables Obligation“ und dass die Erzeuger zudem von den induzierten Effizienzgewinnen im Netz profitieren können. Ofgem gesteht zwar ein, dass es schwierig sei abzuschätzen, wie sich der Anreizmechanismus auf die Effizienz auswirken werde. Die Regulierungsbehörde argumentiert jedoch, dass sie gute Erfahrungen mit der Wirkung solcher Mechanismen auf die Kosten gemacht habe und dass bereits eine Reduktion der DE-bedingten Netzkosten um 6% die erhöhten Netzentgelte, die durch die höhere Rendite verursacht werden, ausgleichen würden.

Diese Rechnung verdeutlicht, dass die praktische Wirkung eines solchen Instruments sehr stark von der Festlegung der Parameter abhängt, d.h. von der Höhe der Kostenerstattung und des komplementären Erlöstreibers. Nur dann erhalten die Netzbetreiber ausreichend Anreize, ohne übermäßige Renditen erwirtschaften zu können.

Das Instrument muss in der Praxis entsprechend sorgfältig kalibriert werden und es stellt sich die Frage, wie die Höhe des zusätzlichen Erlöstreibers sinnvoll ermittelt werden kann. Der entsprechende Prozess in Großbritannien ist nur schwer nachzuvollziehen – Ofgem verweist lediglich darauf, dass die quantitative Ausgestaltung des Hybrid Incentives basiert „on the views of its consultants, Ofgem’s own work and the cost information reported by the DNOs“ ((Ofgem 2004a), S. 43).

Die Tatsache, dass ein DNO bereits dann, wenn die DE-bedingten Kosten dem Erlöstreiber entsprechen und dieser nicht unterschritten wird, seine Rendite erhöhen kann, deutet auf eine relativ starke Anreizwirkung. Angesichts des bislang sehr geringen DG-Anteils in Großbritannien und der relativ geringen Erfahrung vieler Netzbetreiber mit DG mögen entsprechend starke Anreize gerechtfertigt sein.

Ein Indikator für die Wirksamkeit des Hybrid Incentive ist die Entwicklung der DG-Kapazität und der Anschlussrate. Seit Einführung des DG Incentives zu Beginn der Regulierungsperiode im April 2005 bis Ende 2006 sind ca. 600 MW neu an die Verteilnetze angeschlossen worden. Die Anschlussrate hat sich damit seit der Einführung des Instruments nicht signifikant verändert (Woodman 2007), siehe auch Abbildung 1-3. Vor Einführung des neuen Mechanismus gab es sogar einen kurzfristigen Anstieg der Anfragen von DG-Betreibern an die VNB. Sicherlich hat dabei die Unsicherheit darüber eine Rolle gespielt, wie sich das neue Instrument auf die Anlagenbetreiber auswirken wird. Das kann auch darauf zurückgeführt werden, dass manche DG-Betreiber damit gerechnet haben, dass sie in dem neuen Regime die zusätzlichen Renditemöglichkeiten der VNB finanzieren müssen und unter dem alten Regime insgesamt weniger stark und kalkulierbarer mit Netzkosten belastet werden. Woodman kommt in ihrer Analyse des Hybrid Incentives insgesamt zu dem Ergebnis: *„At best then, the level of DG on the system has continued to grow, albeit slowly and with no clear indication that the DG incentives contained in the price control have had a positive impact. More seriously, however, the interest in future connections appears to be declining“.*

Während der Mechanismus von Anlagenbetreibern zumindest zu Beginn eher skeptisch aufgenommen worden ist, wird er von den Netzbetreibern zumindest in offiziellen Stellungnahmen prinzipiell begrüßt, zum Beispiel im Rahmen der von Ofgem durchgeführten Konsultationsprozesse (siehe ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk))). Obwohl die VNB im Prinzip durch diesen Mechanismus eine zusätzliche Rendite erzielen können, scheint sich ihr tatsächliches Interesse bislang jedoch in Grenzen zu halten. Aus einer Reihe von Gesprächen mit Netzbetreibern hat sich der Eindruck ergeben, dass die möglichen zusätzlichen Renditen, die durch das Instrument erzielt werden können, zu klein sind, um ausreichend Aufmerksamkeit durch das Management zu erhalten.

Auch wenn diese ersten Hinweise den Eindruck ergeben, dass die Wirkung des Mechanismus bislang eher schwach ist, ist es insgesamt sicherlich zu früh für eine abschließende Bewertung der praktischen Wirkung des DG Hybrid Incentives. Auch darf nicht vergessen werden, dass der Erfolg dezentraler Erzeugung von vielen anderen Faktoren abhängt. Die Netzintegration ist nichtsdestotrotz ein wichtiger Aspekt, der vor allem bei zunehmender Durchdringung von DE an Bedeutung gewinnen wird.

Die Wirksamkeit des Mechanismus wird im Rahmen des nächsten Distribution Price Control Review vor Beginn der nächsten Regulierungsperiode im Jahr 2010 überprüft werden. Dann können auch eventuelle Effizienzsteigerungen der DE-bedingten Kosten im Netzbetrieb an die DE-Betreiber weitergegeben werden.

## **1.2.4 Innovationsorientierte Instrumente**

Neben dem in 1.2.3 dargestellten Hybrid Incentive, das den Netzbetreibern Anreize geben soll, dezentrale Erzeugung an ihr Netz anzuschließen, hat Ofgem im Rahmen des Distribution Price Control Review 2005 zusätzlich zwei Instrumente eingeführt, die speziell auf Netzinnovationen ausgerichtet sind und die netzbezogene Forschung & Entwicklung bzw. innovative Demonstrationsprojekte zum Anschluss dezentraler Erzeugung befördern sollen (Ofgem 2004b; Ofgem 2004c; Ofgem 2004d).

Ein wichtiges Ziel ist letztendlich auch hier, dezentrale Erzeugung zu fördern. Großbritannien ist bislang das einzige Land in der EU, das im Rahmen der Netzregulierung explizite Mechanismen zur Förderung von Netzinnovationen verankert hat.

### **1.2.4.1 Hintergrund**

Die Notwendigkeit, Regulierungsinstrumente einzuführen, die speziell auf Netzinnovationen ausgerichtet sind, kann einerseits damit begründet werden, dass

- Innovationsanreize der Verteilnetzbetreiber wesentlich durch die Regulierung bestimmt werden,
- die Anreizregulierung Innovationen durch Netzbetreiber behindern kann, insbesondere dann, wenn sie auf kurzfristige Effizienzgewinne ausgerichtet sind (Holt 2005).

Andererseits scheint die Zeit für eine innovationsorientierte Regulierung günstig,

- da der zunehmende Investitionsbedarf in den Netzen eine Gelegenheit darstellt, neue Netzkonzepte einzuführen,
- der zunehmende Anteil dezentraler Erzeugung und das Potenzial dezentraler Optionen einen Bedarf für Netzinnovationen mit sich bringen,
- und schließlich eine ganze Reihe von innovativen Netzkonzepten und innovativen Lösungen vorliegen, die es weiterzuentwickeln und umzusetzen gilt (Strbac et al. 2007).

### **1.2.4.2 Beschreibung**

IFI und RPZ orientieren sich prinzipiell an den Mechanismen, die für das Hybrid Incentive gewählt wurden. Wie die folgende Abbildung zeigt, sollen sie unterschiedliche Phasen des Innovationsprozesses mit unterschiedlichen Risikoprofilen adressieren.

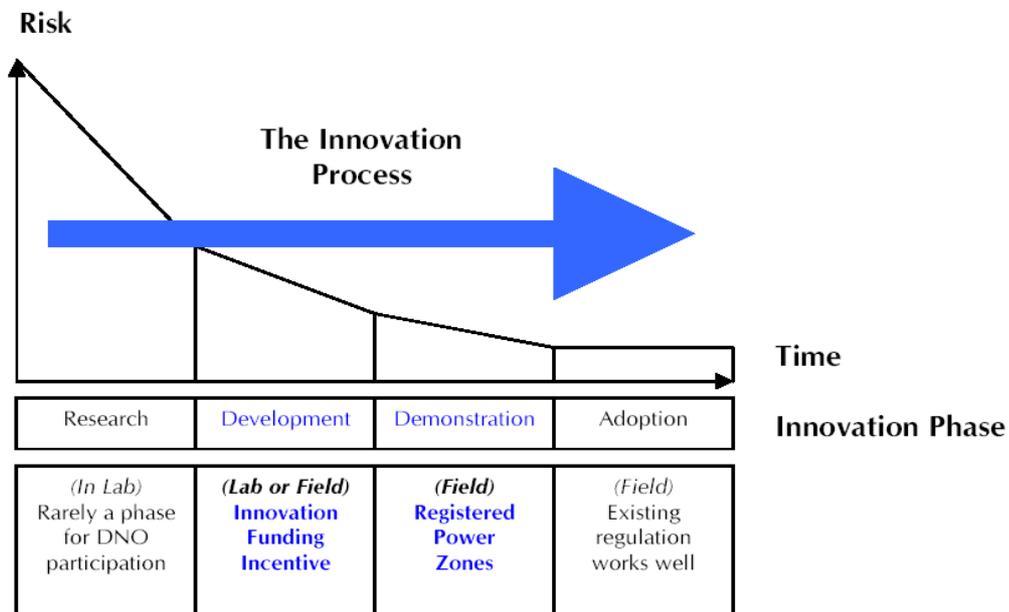


Abbildung 1-5: Der Innovationsprozess und die Rolle von IFI und RPZ

Quelle:(Ofgem 2004c)

Im Einzelnen bestehen die beiden Instrumente aus den folgenden Elementen:

Das Innovation Funding Incentive (IFI)

- adressiert Forschung und Entwicklung in den Bereichen Netzdesign, -betrieb und -unterhalt.
- Bis zu 0,5% der regulierten Erlöse dürfen für IFI aufgewendet werden.
- Die Projekte werden typischerweise von Dritten (z.B. Forschungsinstituten) durchgeführt, jedoch können Netzbetreiber bis zu 15% des erlaubten Budgets für eigene Forschungstätigkeit ausgeben.
- Die Kosten können über fünf Jahre zu durchschnittlich 80% direkt an die Netzkunden weitergegeben werden. Der Anteil der Kosten, die weitergegeben werden können, sinkt allerdings im Laufe der Regulierungsperiode, wie in der folgenden Tabelle dargestellt.

Jahr	2005/6	2006/7	2007/8	2008/9	2009/10
Kostenweitergabe	90 %	85 %	80 %	75 %	70 %

Tabelle 1-3: Kostenerstattung im IFI

Quelle:(Ofgem 2003; Ofgem 2004b)

Im Gegensatz zum IFI, das grundlegende Entwicklungsarbeit fördern soll, zielt das Instrument der Registered Power Zones (RPZ) auf die Umsetzung innovativer Netzkonzepte beim Anschluss dezentraler Anlagen in Demonstrationsprojekten. Grundlage sind die Regelungen des Hybrid Incentive, allerdings

- wurde der komplementäre Erlöstreiber bei RPZ-Projekten für 5 Jahre verdreifacht (von 1,5 £/kW auf 4.5 £/kW),
- und für die zusätzlichen Erlöse, die von VNBs mit RPZs erzielt werden können, wurde eine Obergrenze von insgesamt 0,5 £mio pro Jahr pro VNB festgelegt.
- RPZ-Projekte müssen bei Ofgem registriert, von der Regulierungsbehörde aber nicht genehmigt werden.

#### **1.2.4.3 Theoretische Bewertung**

Zunächst ist bemerkenswert, dass mit IFI und RPZ RD&D-Kosten von Netzbetreibern explizit in der Netzregulierung anerkannt werden und damit ein deutliches Signal an die Netzbetreiber gegeben wird, sich nicht nur auf kurzfristig zu erzielende Effizienzgewinne zu konzentrieren, sondern auch längerfristige und mit Risiko behaftete Optionen zu testen. Prinzipiell bauen die beiden Instrumente in ihrer Funktionsweise auf dem oben beschriebenen DG Hybrid Incentive auf. Beide nutzen einen partiellen Kostenerstattungsmechanismus, das RPZ enthält zusätzlich einen (erhöhten) Erlöstreiber. Wie das Hybrid Incentive versuchen sie positive Anreize, in diesem Fall für Forschungs- und Demonstrationsprojekte, mit Effizienzreizen zu verknüpfen. Beide belohnen nicht einfach Ausgaben in Forschung und Entwicklung (die Innovationsinputs), sondern sie geben den VNB einen Anreiz, effiziente RD&D und ‚nützliche‘ Innovationen anzustreben (d.h. Outputs).

Die Begründung dafür, dass die Netznutzer 80 % der RD&D-Ausgaben finanzieren, ist, dass sie zu Beginn der folgenden Regulierungsperiode auch von den dadurch zu erzielenden Effizienzgewinnen profitieren können, wenn die Kosten der VNB analysiert und Kostenreduktionen an die Netznutzer weitergegeben werden. Die Netznutzer tragen also einen großen Teil der Kosten einschließlich der Risiken, sollen dafür aber auch von den Innovationsgewinnen profitieren können. Die beim VNB verbleibenden Kosten und Risiken sollen ihm den genannten Effizienzreize geben.

Folgende Beispielrechnung von Ofgem verdeutlicht, wie durch das IFI Kosten und Nutzen neu zwischen VNB und Netznutzer austariert wird und damit für den VNB rentabel werden. Ohne IFI wäre die Investition zwar sowohl volkswirtschaftlich als auch aus Sicht der Kunden rentabel, würde aber vom VNB nicht durchgeführt, weil für ihn der Barwert der Investition

negativ wäre. Mit IFI werden die Kosten neu verteilt, wodurch die Investition auch für den VNB rentabel wird.

RD&D investment	£ 5 mio	
Über welchen Zeitraum?	5 Jahre	
Durch die Innovation erzielte Einsparung £mio pro Jahr	£ 1 mio	
Über welchen Zeitraum?	20	
Diskontierungsrate	6,5 %	
Barwert der Investition	£ 3,6 mio	
<b>Aufteilung von Kosten und Nutzen</b>	<b>Ohne IFI</b>	<b>Mit IFI</b>
Kostenaufteilung	100 % beim VNB	20 %beim DNO und 80 % bei den Netzkunden
Gesamteinsparung für den VNB (in fünf Jahren)	£ 5 mio	£ 5 mio
Gesamteinsparung für die Netzkunden (in 15 Jahren)	£ 15 mio	£ 15 mio
Barwert der Investition für den VNB	£ -1,1 mio	£ 2,1 mio
Barwert der Investition für die Netzkunden	£ 4,8 mio	1,6 mio

Tabelle 1-4: Wirkung des IFI-Mechanismus

Quelle: (Ofgem 2004c)

Eine detaillierte Analyse verschiedener Möglichkeiten, Innovation in der Netzregulierung zu berücksichtigen, sowie eine Einordnung von IFI und RPZ findet sich in (Bauknecht et al. 2007; Brunekreeft, Bauknecht i.E.). Dabei zeigt sich, dass die beiden Instrumente im Vergleich zu anderen Instrumenten ausgewogene Anreize geben können.

#### 1.2.4.4 Praktische Bewertung

Die praktischen Auswirkungen, vor allem im Sinne tatsächlicher Innovationen, sind schwer zu messen, vor allem im Fall der IFI. Wie für das Hybrid Incentive hat Ofgem vor Einführung der beiden Mechanismen eine Analyse der potenziellen Auswirkungen durchgeführt und dabei auch versucht, den Nettonutzen zu ermitteln, der aus Sicht der Netznutzer jeweils erzielt werden kann. Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis dieser Analyse:

	RPZ	IFI
Mögliche Einsparungen	121	443
Kosten des Mechanismus für die Netzkunden	29	57
Nettoergebnis	92	386

Tabelle 1-5: Monetäre Bewertung von IFI und RPZ, Barwert in £mio

Quelle:(Ofgem 2004c)

Selbstverständlich zeigt diese Analyse nur eine Abschätzung des Potenzials, das gerade bei RD&D schwer zu bestimmen ist. Zudem besteht keine Garantie, dass die Mechanismen dazu führen, dass die Netzbetreiber in RD&D investieren, um das Potenzial zu erschließen.

In der Praxis gibt es einige Hinweise, dass die beiden Instrumente nur langsam zu verstärkten RD&D-Aktivitäten der Netzbetreiber führen. Zwar haben die R&D-Ausgaben der Netzbetreiber zugenommen. Allerdings hat keiner der Netzbetreiber die von Ofgem vorgegebene IFI-Obergrenze von 0,5 % des Umsatzes erreicht ((Woodman 2007); siehe auch die jährlichen Berichte der VNB zu IFI und RPZ auf ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk))). Den Spitzenwert erreicht EDF Energy mit 0,39 %.

Das kann teilweise darauf zurückgeführt werden, dass VNB intern keine Kapazitäten haben, R&D-Projekte zu initiieren und zu managen und diese auch nicht von heute auf morgen aufgebaut werden können. Da die beiden Instrumente zudem zunächst nur für die laufende Regulierungsperiode eingeführt worden sind und bis Anfang 2007 keine Sicherheit bestand, ob sie darüber hinaus weitergeführt werden, war es für VNB auch schwierig, in den Aufbau von R&D-Kapazitäten zu investieren. Ein großer Teil der R&D-Aktivitäten hatten die Verlängerung der Laufzeit der bestehenden Netzinfrastruktur zum Ziel und waren insofern eher auf die bestehende Infrastruktur als auf innovative Netzkonzepte ausgerichtet, in die dezentrale Optionen aktiv eingebunden werden.

Auch das RPZ-Instrument hatte bisher nur mäßigen praktischen Erfolg. Bis 2007 sind nur drei RPZ bei Ofgem registriert worden (siehe die Berichte der Netzbetreiber auf ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk))). Bei keiner sind bisher allerdings Anlagen ans Netz angeschlossen worden. In den drei registrierten RPZs ist folgendes geplant:

- Central Networks: Durch die RPZ soll es möglich werden, mehr DE ohne Netzverstärkung an das bestehende Netz anzuschließen. Dazu soll ein ‚dynamic line rating‘ installiert werden, das es ermöglicht, das Netz nicht mehr nur mit einer fixen Kapazität zu betreiben, sondern in

real-time die jeweils aktuell verfügbare Kapazität zu ermitteln und zu nutzen.

- Scottish & Southern Energy: Auf der Orkney Insel sollen mehr erneuerbare Energien an das Netz angeschlossen werden. Statt das Netz auszubauen, soll ein aktives Netzmanagement eingeführt werden.
- EDF Energy: Der Einsatz einer Einrichtung zur Spannungskontrolle soll es ermöglichen, in einem ländlichen Netz zusätzliche Windkraftwerke anzuschließen.

Ende 2006/Anfang 2007 hat Ofgem einen Review der beiden Instrumente durchgeführt (siehe ([www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk))). Dabei gab es kaum grundsätzliche Kritik an den beiden Instrumenten, aber eine Reihe von Verbesserungsvorschlägen. So wurde vorgeschlagen, nachfrageseitige Maßnahmen und den Einsatz von Speichern in den RPZ-Mechanismus einzubeziehen. Auch wurde gefordert, es den VNB zu ermöglichen, die Anwendung neuer Technologien im Rahmen von RPZ in verschiedenen Netzgebieten zu replizieren, um so die Diffusion der Innovation und weitere Lerneffekte zu fördern.

Auch wurde wiederholt darauf hingewiesen, dass der RPZ-Mechanismus zwar vor allem VNB adressiert (und diese sich auch entsprechend stark in den Konsultation von Ofgem zu den beiden Instrumenten beteiligt haben), zur Errichtung einer RPZ aber die Kooperation zwischen VNB und Anlagenbetreiber notwendig ist. Während der VNB durch die RPZ eine zusätzliche Rendite erzielen kann, haben DE-Betreiber vor allem ein Interesse, an das Netz angeschlossen zu werden und können kaum davon profitieren, wenn dies mit einer innovativen Methode geschieht, die zudem auch für sie mit Risiken behaftet ist und möglicherweise nicht so funktioniert wie geplant.

Als Ergebnis des Reviews hat die Regulierungsbehörde angekündigt, beide Instrumente über die Länge der Regulierungsperiode hinaus zu verlängern, um eine verbindliche und längerfristige Perspektive zu ermöglichen und die langfristige Planbarkeit für die Netzbetreiber zu verbessern. Ebenso soll die Rate der Kostenerstattung im IFI-Mechanismus zukünftig konstant bleiben, um Verzerrungen in der zeitlichen Anreizwirkung zu vermeiden.

### **1.2.5 Eine neue Rolle der Netzregulierung?**

Die bislang beschriebenen Instrumente sind ein Versuch, dezentrale Erzeugung und Netzinnovationen explizit im Rahmen der Anreizregulierung zu berücksichtigen und in diesen Rahmen, der sich seit Beginn der 90er Jahre entwickelt hat, zu integrieren. Großbritannien ist jedoch nicht nur

deshalb ein interessanter Fall. Darüber hinaus werden im Pionierland der Anreizregulierung auch die Grundprinzipien dieser Regulierungsform diskutiert und weiter entwickelt (z.B. (SDC 2007)). Dabei geht es zum einen um eine Erweiterung der Ziele der bislang vor allem auf ökonomische Effizienz ausgerichteten Regulierung um insbesondere soziale und ökologische Aspekte. Zum anderen wird die Regulierung stärker langfristig ausgerichtet. Diese Entwicklung soll zum Abschluss der UK-Fallstudie kurz dargestellt werden.

### **1.2.5.1 Nicht nur ökonomische Ziele**

In Großbritannien finden eine Reihe von Entwicklungen und Diskussionen statt – nicht nur im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung – in denen es darum geht, die Ziele der Regulierung breiter zu fassen als (kurzfristige) ökonomische Effizienz und Wettbewerb und die die Tür öffnen könnten für ein breiteres Verständnis von Netzregulierung.

Zu Beginn der Liberalisierung war der Stromregulierer vor allem auf ökonomische Ziele ausgerichtet und war darauf fokussiert, den Wettbewerb im Strommarkt zu entwickeln. Gleich zu Beginn ihrer ersten Amtszeit 1997 hat die Labour-Regierung einen umfangreichen Review-Prozess der Regulierung der Versorgungssektoren eingeleitet. Dieser mündete im Jahr 2000 im ‚Utilities Act‘, in dem u.a. auch die Ziele der Regulierung erweitert worden sind. Das Gesetz ermöglicht es dem Energieminister, dem Regulierer Richtlinien vorzugeben, nach denen auch soziale und Umweltziele in der Regulierung berücksichtigt werden müssen. Zunächst ging es der Labour-Regierung vor allem um die Unterstützung sozialpolitischer Ziele, inzwischen sind aber auch umweltpolitische Ziele in den Vordergrund gerückt (Helm 2005; MacKerron 2003). Damit einher geht auch eine politischere Rolle von Ofgem. In einem Bericht der OECD ((OECD 2002), S. 26), heißt es, dass *“compared with arrangements in other jurisdictions Ofgem’s role (...) represents a ‘quasi-policy’ function and is an interesting institutional innovation that is driven by the Utilities Act”*.

Die ökonomischen Ziele haben zwar nach wie vor Vorrang, doch übernimmt Ofgem zunehmend die Rolle einer „Energy Agency“, die breitere energiepolitische Ziele, wie sie im Energie-Weißbuch ‚Our Energy Future – Creating a Low-carbon economy‘ aus dem Jahr 2003 (DTI 2003) festgelegt worden sind, umsetzen soll ((Helm 2004), S. 34).

Der britischen Regulierungsbehörde für den Wassersektor, Ofwat, ist die Nachhaltigkeit der Wasserversorgung als Ziel vorgegeben worden, wodurch ökologische und soziale gleichrangig neben ökonomische Ziele getreten sind und es wird diskutiert, inwieweit sich dieses Modell auch auf den Stromsektor übertragen ließe ((Owen 2004), S. 27).

### 1.2.5.2 Institutionelle Struktur der Netzregulierung

Der Wandel der Netzregulierung spiegelt sich auch in der institutionellen Struktur wider und es bilden sich neue Koordinationsmechanismen heraus, um die langfristige Netzentwicklung und -transformation zu steuern. So wurde vor zwei Jahren die Electricity Network Strategy Group (ENSG) ins Leben gerufen, die sich mit der langfristigen Entwicklung der Stromnetze beschäftigt und in der neben dem Regulierer und dem Energieminister auch die verschiedenen Marktakteure und andere Stakeholder vertreten sind. Die Aufgabe der Gruppe ist es *“identify, and co-ordinate work to address the technical, commercial, regulatory and other issues that affect the transition of electricity transmission and distribution networks to a low-carbon future”* ((ENSG 2006), S. 2) und sie soll *“a holistic view of the strategic development of transmission and distribution networks”* ((ENSG 2006), S. 3) formulieren. Zu Beginn der Arbeit der ENSG wurde der so genannte *“Technical Architecture Report”* verfasst, der die Entwicklung einer zukünftigen Netzarchitektur zum Thema hat. Laut diesem Bericht ist es erforderlich, dass *“a single entity is given responsibility to be the focal point for developing future technical architectures”* ((DGCG 2005), S. 8) und *“the largest identified barrier to Distributed Generation (DG) being adopted in large scale was the ‘lack of joined up thinking’ in the industry”*. Abbildung 1-6 gibt einen Überblick über die Struktur und die Aktivitäten der ENSG.

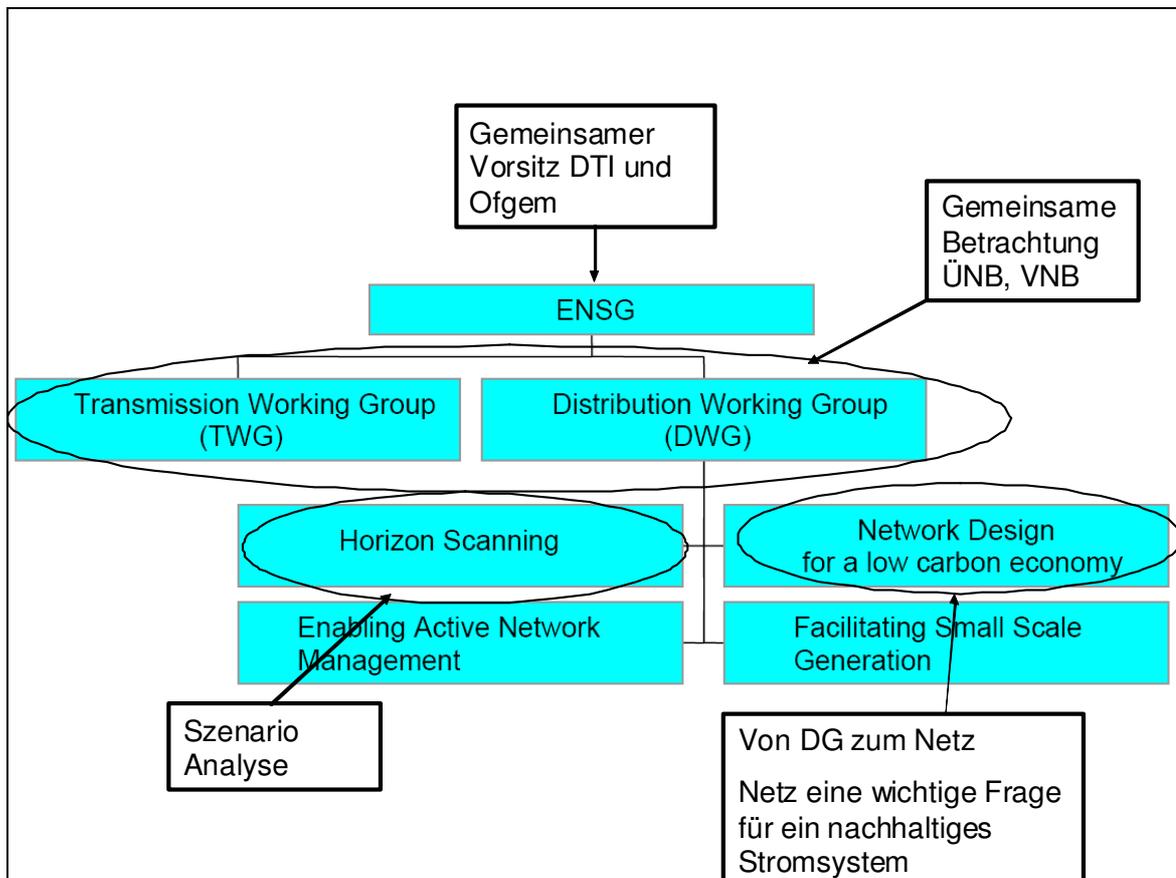


Abbildung 1-6: Struktur und Aufgaben der Electricity Network Strategy Group

Quelle: ((ENSG 2006), eigene Ergänzungen)

Durch die Arbeit der ENSG werden die ökonomischen Anreize, die einzelnen Netzbetreibern durch die Anreizregulierung gegeben werden und die bislang vor allem auf kurzfristige Effizienzgewinne ausgerichtet waren, ergänzt durch eine Koordination der verschiedenen Akteure des Stromsystems, die auf Kooperation und der Entwicklung gemeinsamer Visionen beruht und die die langfristige Netzentwicklung in den Blick nimmt.

## 1.3 Fallstudie Dänemark

### 1.3.1 Überblick

In Dänemark stellt sich die Situation anders dar als in Großbritannien. Dezentrale Erzeugung wurde hier so erfolgreich gefördert, dass sich nun die Frage stellt, wie die Stromnetze die hohen Einspeisemengen verkraften können und der kontinuierliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch sichergestellt werden kann. Bereits 2001 waren in West-

Dänemark ca. die Hälfte der Erzeugungskapazität an untere Spannungsebenen angeschlossen (60 kV und darunter). Das Beispiel Dänemark zeigt einerseits, dass auch mit den bestehenden Netzstrukturen große Mengen an dezentraler Erzeugung bewältigt werden können. Das Land ist aber gleichzeitig Vorreiter der Weiterentwicklung der Netzstruktur. Geleitet wird der Umbau vom „Active Networks“-Konzept: Kern ist die Einrichtung von „Mittelspannungszellen“, die jeweils über eigene Erzeugungseinheiten verfügen, die gesteuert werden können und in denen „vor Ort“ Nachfrage und Erzeugung in Einklang gebracht werden kann. Ein wichtiger Unterschied zwischen dem traditionellen Verteilnetz und dem ‚Active Network‘ besteht darin, dass das Netz nicht mehr nach dem „fit and forget“-Prinzip betrieben wird, sondern das Netz ständig mit seinen Kunden interagiert – sowohl auf der Nachfrage- als auch auf der Erzeugungsseite. Während der traditionelle Netzbetreiber es oft als lästig empfunden hat, einen neuen Erzeuger anzuschließen, gehört die Interaktion zum täglichen Geschäft des „Aktiven Netzbetreibers“.

Dänemark ist mit einem hohen Anteil dezentraler, umweltfreundlicher Erzeugung ein Beispiel für erfolgreiche Energiepolitik. Dies stellt das Land allerdings auch vor große Herausforderungen, und die Infrastruktur muss an die neue Erzeugungsstruktur angepasst werden. Während Dänemark zunehmend eine technische Pionierrolle übernimmt und die technischen Pilotprojekte in aller Munde sind, stellt dieser Beitrag die Frage, mit welchen Governance-Mechanismen die Netztransformation gesteuert wird. Wenn in Deutschland die erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen weiter ausgebaut werden sollen, wird diese Frage auch hierzulande zunehmend relevant werden.

### **1.3.2 Status Quo dezentrale Erzeugung**

Dänemark stellt in vielen Aspekten des Strommarktes einen Ausnahmefall in Europa dar. Leicht abzulesen ist dies am Anteil an der gesamten Stromversorgung von gut 29 Prozent bei den erneuerbaren Energien und zusätzlich gut 42 Prozent von Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) (IEA 2006). Ohne die großen, zentralen KWK-Anlagen kommt man immer noch auf rund 44 Prozent dezentraler Stromerzeugung, die an das Verteilnetz angeschlossen ist. Damit ragt Dänemark weit über die anderen europäischen Länder hinaus, die meist zwischen acht und zwanzig Prozent liegen, und nimmt eindeutig den Spitzenplatz von DE in der EU ein (Skytte, Ropenus 2005).

Das dänische Stromsystem ist zweigeteilt. Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über die Erzeugungskapazitäten in West-Dänemark, wo die meisten dezentralen Anlagen installiert sind und wo auch das nachfolgende beschriebene ‚Cell‘-Projekt durchgeführt wird.

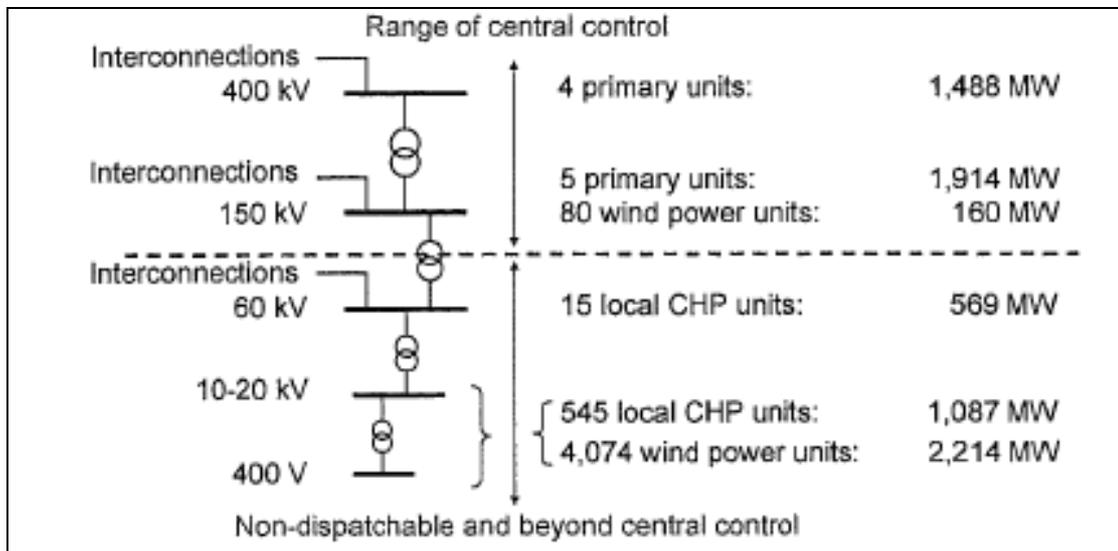


Abbildung 1-7: Erzeugungskapazität nach Spannungsebene in West-Dänemark

Quelle: (Lund et al. 2006)

Die folgende Abbildung 1-8 zeigt, wie sich die Stromerzeugung des Landes in den vergangenen zwanzig Jahren von einem System mit nur wenigen zentralen Kraftwerken zu einem System mit einer Vielzahl über das ganze Land verteilter dezentraler Anlagen entwickelt hat.

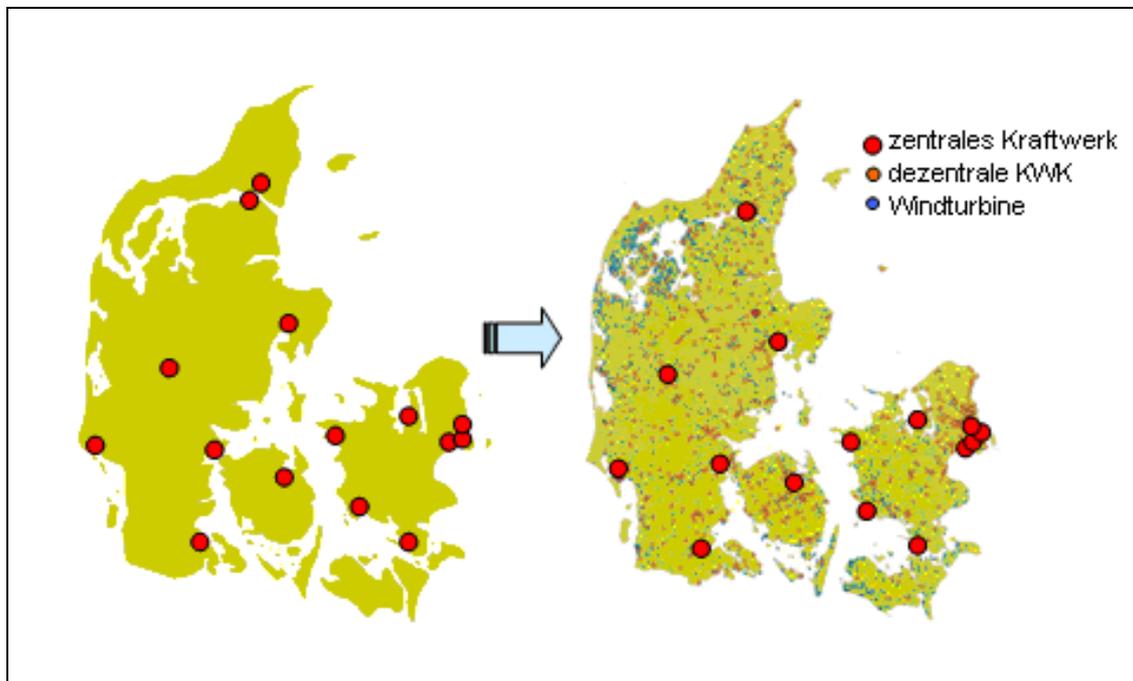


Abbildung 1-8: Dänemark: Von der zentralen Erzeugung Mitte der 80er Jahre zur dezentralen Erzeugung im Jahr 2000

Quelle:( Eltra)

Folgende Faktoren können diese Entwicklung erklären (siehe (van Vleuten, Raven 2005)):

- Seit der Ölkrise in den 70er Jahre hat die dänische Energiepolitik versucht, die Ölabhängigkeit des Landes zu reduzieren und hat dabei von Beginn an auf erneuerbare Energien und KWK gesetzt. In den 80er Jahren wurde der Umweltschutz zunehmend zur Motivation für diese Politik. Dezentralisierung wurde zudem als eine Alternative zum Bau von Kernkraftwerken gesehen.
- Dazu wurde ein auch im Zeitverlauf relativ konsistenter energiepolitischer Rahmen entwickelt.
- Der Staat selbst war nicht mit den Interessen der Energiewirtschaft verflochten und konnte dadurch einen Umbau relativ unabhängig und ungehindert von eigenen Interessen am bestehenden System vorantreiben.
- Mit der Danish Energy Authority wurde zudem ein Akteur geschaffen, der eine langfristig angelegte und koordinierte Energiepolitik entwickeln konnte.

- Mit den zahlreichen Stadtwerken und ländlichen Kooperativen waren die notwendigen Akteure vorhanden, die eine Dezentralisierung der Erzeugung zu ihrer Sache gemacht haben und die auch schon vor der großflächigen Dezentralisierung Erfahrungen mit dezentralen Technologien gesammelt hatten.

### **1.3.3 Netz- und Systemtransformation**

Diese Entwicklung, so bedeutend sie für den Umwelt- und Klimaschutz ist, stellt das dänische Stromsystem und -netz allerdings auch vor große Herausforderungen. Denn das Netz wurde beim Aufbau wie in anderen Ländern für eine zentrale Erzeugung und Steuerung konzipiert.

Nach dem zweiten Weltkrieg entstanden vor allem große, zentrale Kraftwerke und damit zentralisierte Netze, welche die dezentralen Systeme aus der Vorkriegszeit ablösten. Dies prägte die Struktur des dänischen Energiesystems wie in anderen Ländern für mehrere Jahrzehnte – noch 1980 wurde die Energieerzeugung fast ausschließlich aus zentralen Anlagen gewonnen.

Nichtsdestotrotz muss das Stromsystem in Dänemark nun mit einem großen Anteil von DG gesteuert werden, wobei ca. ein Viertel der gesamten Stromerzeugung nur begrenzt kontrollierbar ist: nicht die Nachfrage nach Strom, sondern äußere Bedingungen, wie z.B. das Wetter, regeln das Angebot. Dies hat für das dänische Stromsystem weitreichende Folgen.

So muss Dänemark mangels ausreichender Speicherkapazitäten billig Strom in die Nachbarländer verkaufen, um seine temporären Überschüsse loszuwerden, oder Regelenergie zukaufen, um das Netz zu stabilisieren. Mehrere Male jedoch war das dänische Netz am Rande eines Zusammenbruchs (Jensen 2002) und im Januar 2005 kam es zu einem großflächigen Stromausfall. Die Netzbetreiber benötigen daher ein neu gestaltetes Kontrollsystem für das Stromnetz.

#### **Cell Projekt**

Dänemark treibt diese Entwicklung vor allem mit dem „Cell“-Projekt voran, in dem eine neue Kontroll-Architektur implementiert werden soll (Bach et al. 2003; Lund et al. 2006). Da die große Anzahl dezentraler Anlagen in der Systemkontrolle nicht wie bislang weitgehend ignoriert werden kann, andererseits aber auch eine zentrale Steuerung der dezentralen Anlagen zu komplex ist, soll die Systemkontrolle dezentralisiert und auf „Zellen“ auf der Mittelspannungsebene übertragen werden, die einen Teil der Systemsteuerung übernehmen sollen. Statt das gesamte Stromsystem und den Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage weiterhin zentral zu steuern, soll wegen des hohen Anteils dezentraler Erzeugung auch die Steuerung dezentral ansetzen. Dies wird als Alternative gesehen zu einem sonst

notwendigen Netzausbau, der höhere Kosten verursachen würde<sup>12</sup>. Auch die Netztopologie soll zunächst weitgehend erhalten bleiben (Bach et al. 2003).

Die Mittelspannungszellen sind halb-autonome Systeme, die Erzeugung und Verbrauch soweit wie möglich vor Ort ausbalancieren sollen. Neben den dezentralen Erzeugern soll auch die Verbrauchsseite in diese Steuerung integriert werden. Statt mit einem einzelnen Kraftwerk interagiert der nationale Übertragungsbetreiber dann mit den „Zellen“, wozu ein neues Kommunikationssystem die gesamte Infrastruktur der Übertragungs- und Verteilernetze umfassen soll. Die Mittelspannungszellen sollen in der Lage sein, dem Systembetreiber energinet.dk Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen und bei Störungen im Übertragungsnetz im Inselbetrieb die Versorgung vor Ort aufrecht zu erhalten.

### **Innovationszone „Ecogrid“ in Dänemark**

Im Rahmen des Ecogrid-Projekts sollen die verschiedenen Aspekte eines dezentralen Energiesystems weiter entwickelt und in einem Demonstrationsprojekt getestet werden<sup>13</sup>. Kern des Projekts ist die Entwicklung einer dezentralen Systemarchitektur unter Einbeziehung aller dezentralen Optionen, einschließlich der Verbraucherseite. Das Projekt entwickelt und testet zum einen neue technische Lösungen, zum anderen werden die Möglichkeiten zum Aufbau dezentraler Märkte für Strom und Systemdienstleistungen erkundet und es wird untersucht, wie der Regulierungsrahmen entsprechend angepasst werden muss.

---

<sup>12</sup> “There has to be an economic case for introducing Active Networks instead of running distribution networks as it always have been done. The most obvious advantage is that the changes proposed ask for virtually no physical reinforcement. Those reinforcements are unavoidable if we are to accommodate larger amounts of DG within a traditional system” (Bach et al. 2003).

<sup>13</sup><http://www.energinet.dk/en/menu/R+and+D/EcoGrid/EcoGrid.dk.htm>

Die folgende Abbildung 1-9 zeigt die verschiedenen Komponenten des EcoGrid-Projekts.

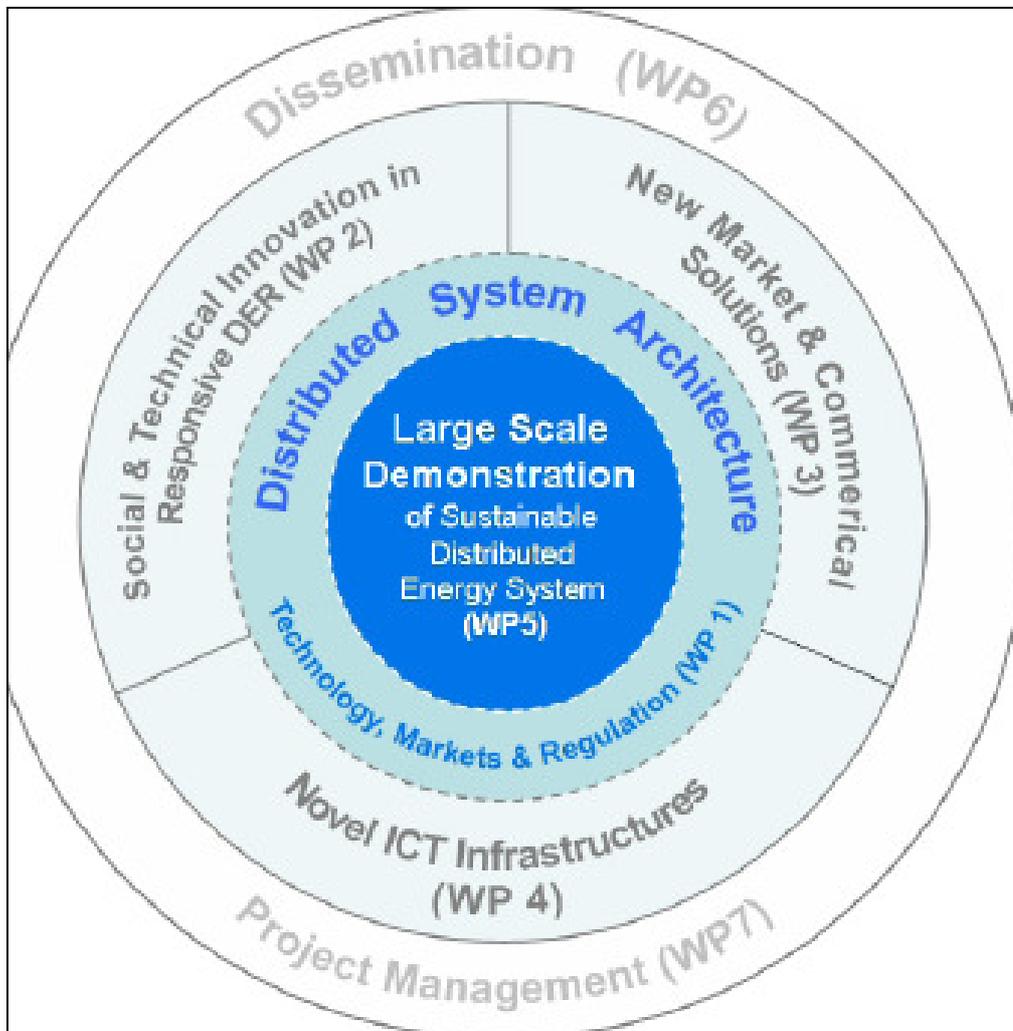


Abbildung 1-9: Struktur des EcoGrid-Projekts

Quelle: (Energine.dk)

Der Verteilnetzbetreiber auf der Insel Bornholm, Østkraft, hat sich bereit erklärt, die in EcoGrid entwickelten Konzepte in seinem Verteilnetz zu testen. Bornholm verfügt über ein Verteilnetz, das größtmäßig repräsentativ ist für Dänemark und an das sowohl konventionelle Anlagen als auch kleine KWK- und Windkraftwerke angeschlossen sind.

Das Beispiel Dänemark zeigt einerseits, dass auch mit den bestehenden Netzstrukturen große Mengen an dezentraler und fluktuierender Erzeugung bewältigt werden können. Voraussetzung dafür war bislang allerdings die Einbettung Dänemarks in das europäische Verbundnetz. Mit den neuen Konzepten soll es möglich werden, die Versorgungssicherheit weiterhin zu garantieren und den weiter steigenden Anteil von DG zu möglichst

geringen Kosten zu bewältigen. Während die dezentralen Anlagen bislang nur an das bestehende Netz angeschlossen wurden, sollen sie nun in den Systembetrieb integriert werden.

### **1.3.4 Steuerung der Netztransformation**

Die technischen Veränderungen und Pilotprojekte, die in Dänemark umgesetzt werden, sorgen inzwischen auch europaweit für Aufsehen. Die Transformation der Stromnetze bedarf allerdings nicht nur einer neuartigen technischen Kontrolle und Struktur der Systeme, sondern es stellt sich auch die Frage, durch welche Akteure und mit welchen Instrumenten diese Netztransformation gesteuert wird.

Auch hier bietet Dänemark einen interessanten Fall. Das betrifft erstens die Rolle der langfristigen energiepolitischen Planung, zweitens den Status von energinet.dk als verstaatlichtem Übertragungsnetzbetreiber und drittens die Steuerung des Transformationsprozesses über eine Kooperation der beteiligten Akteure. Insgesamt wird die Netztransformation weniger stark als in Großbritannien über das ökonomische Optimierungskalkül einzelner Akteure gesteuert, sondern folgt stärker einem Top-down-Planungsansatz.

#### **1.3.4.1 Langfristige Planung**

Bei der Entwicklung des Netzes sollten kurzfristige Maßnahmen und einzelne technische Änderungen in Einklang mit einer langfristigen Entwicklungsperspektive für das Gesamtnetz stehen. Mit der Umgestaltung des Netzes sind auch Fragen über die Zukunft des Stromsystems insgesamt verbunden. Diese höchst politischen Themen gehen über rein technische Details hinaus, denn beispielsweise prägen die heutigen technischen Änderungen die Ausgestaltung des Netzes für eine Zeit von 30 bis 40 Jahren (Danish Ministry of Energy and Transport). Dazu muss, wie die dänische Regulierungsbehörde DEA in der Kopenhagen-Strategie fordert, die Vision des künftigen Stromnetzes mit allen politischen Ebenen koordiniert werden (DEA 2005). Entsprechend ist Einbeziehung der politischen Institutionen unerlässlich.

Die grundsätzliche Richtung in Forschung und Planung der Energiepolitik vorzugeben, liegt in der Hand des dänischen Energieministeriums. Seit 1976 geschieht dies in Dänemark mit der Erstellung eines Energieplanes. Dieser soll die aktuelle Energiepolitik analysieren, auf Schwächen aufmerksam machen und durch langfristige Planung die Energieversorgung sicherstellen, sowie Innovationen und umweltpolitische Ziele mit einbeziehen. Bei der Erstellung des ersten Energieplanes – Kontext war die besagte Ölpreiskrise – beteiligten sich zahlreiche wissenschaftliche,

ökonomische und zivilgesellschaftliche Akteure an der Diskussion. Damit wurde der Energieplan ein zentraler Ort, um sich über energiepolitische Visionen und Strategien zu verständigen (van der Vleuten, Raven 2006). Der Energieplan „Energi 21“ von 1996 untermauerte noch einmal den Anspruch Dänemarks, seine Vorreiterrolle bei den erneuerbaren Energien zu erhalten.

Allgemein weist Dänemark ein sehr konsensorientiertes Politikverständnis auf. Mit der Liberalisierung der Energiewirtschaft hat der Druck auf die Energieunternehmen jedoch zugenommen, weshalb sie zunehmend die eigenständige Übernahme von Umweltschutzmaßnahmen ablehnen. Die Dezentralisierung der Stromproduktion ist jedoch mittlerweile schon sehr weit vorangeschritten und Dänemark erntet nun die Früchte, mit dem Energieplan von 1976 schon sehr früh den Ausbau dezentraler Energien umfassend unter staatlicher Leitung vorangetrieben zu haben.

Die aktuelle rechts-liberale Regierung hat dagegen die Förderung für die Windkraft deutlich gesenkt. Dennoch bekräftigt die Regierung auch im neuesten Energieplan „Energy Strategy 2025“ ihren Willen zum Ausbau der Netze, um den weiter steigenden Anteilen von erneuerbaren Energien in das Netz einbeziehen zu können. Nach der Transformation der Stromproduktion beginnt damit die Transformation der Strominfrastruktur.

#### **1.3.4.2 Die Rolle des Übertragungsnetzbetreibers Energinet.dk**

Das Energieministerium gibt zwar die Richtung der langfristigen Planung der Energienetze vor. Die Ausarbeitung der Langzeitplanung aber gibt das Ministerium weiter, allerdings nicht wie zum Beispiel in Großbritannien an die Energieregulierungsbehörde. Der dänische Energieregulator „energitilsynet“ hat zwar offiziell auch die Aufgabe der Unterstützung der strukturellen Entwicklung des Energiesektors, ist allerdings vor allem auf die Preisregulierung der dänischen Energieunternehmen fokussiert. Die Ausarbeitung des Transformationsprozesses wird vor allem vom Übertragungsnetzbetreiber „energinet.dk“ vorangetrieben, wie es im Abkommen vom 29. März 2004 explizit festgelegt ist.

Dieses Abkommen begründete „Energinet.dk“ in einem in Europa bisher einmaligen Vorgang, als der Staat im Jahr 2004 den Besitz und die Kontrolle der Übertragungsnetze von den Netzbetreibern Eltra, Elkraft System und Elkraft Transmission übernahm. Diese waren zuvor im Besitz von regionalen Energieversorgern, die wiederum Gemeinden und Konsumentenkooperativen gehörten. Mit der Gründung von „Energinet.dk“ ist der Übertragungsnetzbetreiber vollständig entflochten und hat keinerlei Erzeugungsinteressen.

Für die Übergabe der Hochspannungsnetze wurden die Energieunternehmen im Gegenzug von zahlreichen Pflichten entbunden, beispielsweise dem Kauf von Strom aus Windkraft. Auch ist der Einfluss der

Verbraucher auf die Kontrolle der Netzbetreiber verringert worden. Zusätzlich wurde den Verteilunternehmen unbeschränkter Zugang zu ihrem Kapital gewährt, den sie zuvor nicht hatten. Es handelt sich hierbei um eine Summe von 20 - 25 Milliarden DKK, umgerechnet ca. drei Milliarden Euro.

Begründet wurde die Verstaatlichung unter anderem mit der Möglichkeit, mit der Neuordnung der Besitzverhältnisse eine einfachere Form der Wettbewerbsregulierung einführen zu können. Zudem könne die Regierung nun garantieren, für alle Netzbenutzer gleiche Zugangsmöglichkeiten zum Energienetz anzubieten.

Des Weiteren verschafft sich die Regierung auf diese Weise direkte Einflussmöglichkeiten auf die Expansion und Transformation des Energienetzes. Private Netzanbieter kann der Staat in Zeiten der Liberalisierung nur über Regulierung in die gewünschte Richtung steuern, was sich bei komplexen Transformationsprozessen als äußerst schwierig erweisen könnte. Ein öffentlicher Netzbetreiber kann dagegen unter Umständen wesentlich schneller und konfliktfreier den notwendigen Transformationsprozess umsetzen.

„Energinet.dk“ wurde bei seiner Gründung die Aufgabe übertragen, eine kohäsive Planung der Netze durchzuführen, um die Infrastruktur an die Entwicklung der Erzeugung anzupassen und auf zukünftige Entwicklungen vorzubereiten. Für Forschung und Projekte stehen energinet.dk dabei Forschungsmittel zur Verfügung, die mit seiner Gründung auf 130 Millionen DKK (17,5 Millionen Euro) pro Jahr erhöht wurden. Daneben stehen 55 Millionen DKK von der Energieagentur sowie weitere 110 Millionen DKK vom „Strategic Research Council“ der „Danish Agency for Science, Technology and Innovation“, zusammen also knapp 300 Millionen DKK (40 Millionen Euro) zur Verfügung (Advisory Committee on Energy Research 2006).

Die Forschungsmittel von „energinet.dk“ stammen aus PSO-Programmen („public service obligations“), was bedeutet, dass sie indirekt von den Konsumenten über höhere Netzgebühren bezahlt werden. Ein Komitee zur Beratung des Energieministeriums, das „Advisory Committee on Energy Research“ (ACER), gibt dabei Empfehlungen zur Verwendung der öffentlichen Gelder für die Energieforschung. Nach diesen untergliedert sich die Forschung zum einen in die Entwicklung neuer Energietechnologien, zum anderen in die Entwicklung von Energiesystemen und -märkten. Für die Planung und Regulierung des Stromnetzes sind für das Jahr 2006 31 Millionen DKK vorgesehen, 14 Millionen davon aus den PSO-Programmen, was 12 Prozent der Mittel und 2 Millionen Euro darstellt. Im nächsten Jahr werden diese Mittel, mit denen „Energinet.dk“ Forschung und Projekte vorantreiben kann, auf 14 Prozent zunehmen, dem höchsten Anteil nach der Solarforschung (Energinet.dk 2005). Für eigene Projekte mit sehr hoher Priorität stehen „energinet.dk“ zudem noch weitere Forschungsmittel über das Programm ForskIN zu Verfügung.

### **1.3.4.3 Kooperative Mechanismen**

„Energinet.dk“ kann allerdings nicht alleine die Projekte zur Transformation der Netze implementieren, denn das Unternehmen ist nicht der einzige Netzbetreiber, da ihm „nur“ die 400kV-Netze übertragen wurden. Daneben existieren zur Zeit zwölf regionale Netzbetreiber mit Netzen von 30-150 kV und weitere 120 lokale Verteilungsunternehmen mit Netzen von 0,4-20 kV. Die neue Kontrollarchitektur soll sich gerade dadurch auszeichnen, dass die unteren Ebenen in die Systemsteuerung stärker einbezogen werden und dazu beitragen sollen, die übergeordnete Ebene zu entlasten. Ziel in Dänemark ist es, das Übertragungs- und die Verteilnetze stärker als bisher als integriertes System zu betreiben.

Allerdings ist „energinet.dk“ für die Funktion des Gesamtnetzes verantwortlich, und damit auch für den Prozess der Transformation, durch den das Gesamtnetz auch zukünftig stabil und effizient betrieben werden soll (Danish Energy Regulatory Authority 2006). Deshalb wirkt „energinet.dk“ als zuständiger Akteur auf die regionalen und lokalen Netzbetreiber ein, um den Umbau des Netzes voranzutreiben.

Dass der Transformationsprozess nur im Dialog aller beteiligten Akteure erreicht werden kann, hat „energinet.dk“ in diesem Zuge bereits erkannt. Eine institutionalisierte Form hat der Dialog zwischen eneginet.dk und den Verteilnetzbetreibern mit dem „grid committee“ erhalten. Welche Aufgaben Verteilnetzbetreiber dabei im Einzelnen wahrnehmen können, wurde im Rahmen des „System 21“-Programms in verschiedenen Projektgruppen unter Einbezug von externen Beratern intensiv diskutiert, um gemeinsam DG in das Netz integrieren zu können. Dabei geht es zum Beispiel um die Entwicklung neuer Netzmanagement-Prinzipien und die Frage, wie und in welchem Ausmaß dezentrale Anlagen dazu herangezogen werden können, Systemdienstleistungen zu erbringen.

## **1.4 Beispiel Australien: D-Faktor-Regime**

Nach den ausführlichen Darstellungen Großbritanniens und Dänemarks werfen wir abschließend einen Blick auf das australische Regulierungsregime. Australien ist deshalb interessant, weil dort, ausgehend von New South Wales, nach unserem Wissen bisher weltweit einmalig der Versuch unternommen wurde, die Nutzung dezentraler Optionen zur Lösung netzseitiger Probleme im Regulierungsregime zu operationalisieren. Es handelt sich damit um das einzige Land, in dem praktische Erfahrungen mit der regulatorischen Umsetzung der Anforderung gemacht wurden, wie sie auch im § 14,2 EnWG prinzipiell festgelegt wird.

Bereits im Jahr 2004 führte IPART, der Regulierer auf Landesebene in New South Wales, das so genannte D-Faktor Regime ein<sup>14</sup>. Ziel dieser Ergänzung der Netzregulierung ist es, den Netzbetreibern einen Anreiz zu geben, dezentrale Optionen als Alternative zu Netzinvestitionen zu nutzen. Entsprechend der direkten Kostenerstattung im englischen Beispiel werden die entsprechenden Kosten aus der preisbasierten Regulierung, in diesem Fall einer Preisobergrenze, herausgenommen. Die Obergrenze wird entsprechend um die Kosten der DE-Lösung erhöht („D-Faktor“). Während in England aber alle dezentralen Kraftwerke diesem Regime unterliegen, bezieht sich der australische zum einen auf alle dezentralen Optionen. Zum anderen werden diese aber nur dann in dem Regime berücksichtigt, wenn sie dazu beitragen, Netzinvestitionen zu verschieben oder ganz zu ersetzen.

Bereits vor Einführung des D-Faktor-Regimes waren die Netzbetreiber nach dem „Demand Management Code of Practice“ verpflichtet, jährliche Netzplanungsberichte vorzulegen, in denen mögliche Netzengpässe identifiziert werden. Bevor die Netzbetreiber dem Netzengpass mit einer Netzerweiterung begegnen, sind sie verpflichtet darzulegen, dass es sich dabei um die effizienteste Lösung zur Beseitigung des Engpasses handelt. Das bedeutet, dass eventuell vorhandene dezentrale Optionen untersucht werden müssen und nachgewiesen werden muss, dass als Alternative zur Netzerweiterung keine günstigeren dezentralen Optionen vorhanden sind, mit denen der Netzausbau zumindest verschoben oder ganz überflüssig werden kann.

Das D-Faktor-Regime kann als regulatorische Ergänzung dieser Verpflichtung gesehen werden, die es den Netzbetreibern auch betriebswirtschaftlich ermöglicht, Alternativen zum Netzausbau zu berücksichtigen. Dazu sollen zwei Elemente beitragen:

1. Die Netzbetreiber können die Kosten dezentraler Optionen, die anstelle von Netzinvestitionen implementiert werden, an die Kunden weitergeben. Damit erkennt der Regulierer explizit an, dass den Netzbetreibern nicht nur Kosten unmittelbar im Netz entstehen können, sondern dass auch Kosten außerhalb des Netzes zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers beitragen können. Die erlaubten Kosten sind allerdings nach oben begrenzt und dürfen die vermiedenen Kosten, die bei einer Netzerweiterung entstehen würden, nicht überschreiten.
2. Den Netzbetreibern werden außerdem die Netzerlöse ersetzt, die ihnen entgehen, weil sie nicht in das Netz investieren, sondern alternativ dezentrale Optionen implementiert werden.

---

<sup>14</sup>Eine genaue Beschreibung des D-Faktor-Regimes findet sich in diversen Dokumenten auf der Seite des Regulierers IPART: [www.ipart.nsw.gov.au](http://www.ipart.nsw.gov.au).

In Summe werden Netzausbau und dezentrale Optionen aus der Sicht der Netzbetreiber ökonomisch auf eine Stufe gestellt. Der Netzbetreiber erhält allerdings keine positiven Anreize im Sinne zusätzlicher Renditemöglichkeiten, um sich auf das Neuland dezentrale Optionen einzulassen.

Die Netzbetreiber haben das D-Faktor-Regime für eine Reihe von Projekten in Anspruch genommen, die auch zu Einsparungen gegenüber der Variante Netzausbau geführt haben. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Art der Projekte sowie die durchschnittlichen Kosten und Einsparungen bei den in New South Wales aktiven Unternehmen.

Distributor	Number of programs	Average implementation cost (\$)	Average foregone revenue (\$)	Average avoided distribution costs (\$)
<b>EnergyAustralia</b>				
Power factor correction	8	48,375	32,119	608,371
Embedded generators	5	640,513	-	896,568
Compact fluorescent lamps	1	nil*	1,735,225	189,786
Customer incentives	1	21,827	17,600	488,165
Combined programs	2	57,225	-	798,011
<b>Integral Energy</b>				
Customer Incentives	6	39,787	1,623,667	1,623,667
Energy efficiency programs	1	147,435	1,375,000	1,375,000
Energy Audits	1	93,338	1,366,000	1,366,000
<b>Country Energy</b>				
Gas appliance purchase	1	108,000	14,459	118,020
Source: DNSPs' 2004/05 and 2005/06 D factor submissions. * EnergyAustralia did not claim DM implementation costs for this project as it was able to receive NSW Greenhouse Abatement Certificates (NGACs) income for the project.				

Tabelle 1-6: Durchschnittliche Kosten und Einsparungen der D-Faktor Projekte, 2004-2006

Quelle: (IPART 2007)

Das D-Faktor-Regime war zunächst auf fünf Jahre, d.h. eine Regulierungsperiode, beschränkt. Die Zuständigkeit für die Regulierung der Verteilnetze wird in Australien nach und nach von den Regulierungsbehörden auf Landesebene auf den nationalen Regulierer Australien Energy Regulator (AER) übertragen. Im Februar 2008 hat AER beschlossen, das D-Faktor-Regime von New South Wales im Kern unverändert für ganz Australien anzuwenden.

## 1.5 Ergebnisse

Sowohl der britische als auch der dänische Fall sind Beispiele dafür, dass Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien nicht mehr als Nische betrachtet, sondern als integraler Bestandteil des Stromsystems behandelt wird, der eine Anpassung der Infrastruktur und des Regulierungsrahmens erforderlich macht. Im australischen D-Faktor-Regime werden dezentrale Optionen (DE) in der Regulierung sogar als mögliche Alternativen zu Netzinvestitionen behandelt.

Während sich diese Diskussion in Großbritannien wegen des relativ geringen Anteils dezentraler Erzeugung noch vor allem auf Regulierungskonzepte bezieht, geht es in Dänemark um einen Umbau des Stromsystems. Beide Fallstudien bestätigen, dass ein nachhaltiges Stromsystem eine entsprechende Infrastruktur erfordert. Netzbetreiber sind folglich wichtige Akteure eines Systemumbaus und müssen entsprechend reguliert werden.

Nachfolgend werden die wichtigsten Ergebnisse aus der britischen und dänischen Fallstudie zusammengefasst.

	<b>Dänemark</b>	<b>UK</b>
<b>Status dezentraler Erzeugung und Netzentwicklung</b>	<p>Mit über 50% sehr hoher DE-Anteil im internationalen Vergleich [WAD 2006], dadurch auch Anpassungsdruck auf das bestehende Stromsystem</p> <p>Weitgehende Pläne für eine Systemtransformation werden entwickelt und umgesetzt (Cell-Konzept), <i>“can be seen as laboratory for the future electricity grids in Europe”</i> [Bach et al. 2003]</p>	<p>Relativ geringer DE-Anteil, kein Anpassungsdruck</p> <p>Politische Ziele, den DE-Anteil zu erhöhen</p>
Governance der Stromnetze	<p>Systemtransformation nicht durch Anreizregulierung gesteuert</p> <p>Verstaatlichter Übertragungsnetzbetreiber treibt den Systemumbau voran</p> <p>Starke kooperative Elemente (statt markt-basierter Anreize)</p>	<p>Zentrale Rolle der Netzregulierung, Steuerung über Erlösanreize</p> <p>Internationaler Vorreiter der Anwendung und Entwicklung der Anreizregulierung [Joskow 2006]</p> <p>Explizite DE-Policy, auch im Rahmen der Netzregulierung</p> <p>Zunehmende Bedeutung langfristiger Perspektive und kooperativer Elemente im Rahmen der Netzregulierung</p>

Tabelle 1-7: Überblick über die beiden Fallstudien

Nachfolgend werden die wichtigsten Schlussfolgerungen aus den beiden Fallstudien zusammengefasst.

### 1.5.1 Das britische Beispiel

Das britische DG Hybrid Incentive ist ein bislang einmaliges Beispiel für die explizite Berücksichtigung DE-bedingter Netzkosten in der Netzregulierung. Interessant sind dabei vor allem die Kombination verschiedener Anreize und Mechanismen und die Optimierungsstrategie, die sich daraus für Verteilnetzbetreiber (VNB) ergibt.

#### ***Wirkungsweise des britischen DG Hybrid Incentives***

Die Kombination aus einer prozentualen Kostenerstattung und einem komplementären volumenabhängigen Erlöstreiber bietet die Möglichkeit, die VNB gegen das Kostenrisiko von DE abzusichern und dadurch ihre Anreize gegen DE weitgehend zu neutralisieren. Gleichzeitig gibt es VNB einen positiven Anreiz für DE und vor allem zur effizienten Integration von DE, da VNB dadurch ihre Rendite erhöhen können. Im Prinzip sind die Anreize damit so ausgerichtet, dass VNB nicht mehr nur an der Minimierung ihrer Gesamtkosten interessiert sind, sondern auch an einer Minimierung der (Netzintegrations-) Kosten von DE (auch wenn DE die Kosten insgesamt erhöht).

Die Möglichkeit, durch DE eine höhere Rendite zu erzielen, folgt der allgemeinen Logik der Anreizregulierung, den regulierten Unternehmen finanzielle Anreize zu geben, bestimmte Ziele umzusetzen. Durch die Integration von DE und den Anreizmechanismus für VNB entstehen für die Netznutzer zusätzliche Kosten. Gleichzeitig sollen diese aber durch entsprechende Regulierungsanreize und eine effiziente Integration reduziert werden.

Für die praktische Umsetzung stellt sich die Frage, wie die Parameter in der Praxis festgelegt werden, vor allem angesichts der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und VNB und der Kostenbandbreite von verschiedenen DE-Technologien und Netzen.

Prinzipiell kann der englische Ansatz einheitlicher Parameter in zwei Richtungen weiterentwickelt werden: einerseits durch technologie-spezifische Kennziffern, andererseits durch netzspezifische Parameter. Letztere könnten von den VNB in einem ‚menu-of-sliding-scale‘ Ansatz jeweils selbst gewählt werden.

Während die theoretische Konzeption des Hybrid Incentives durchdacht scheint, ist die praktische Wirkung bislang gering. Insgesamt ist es aber sicherlich zu früh für eine abschließende Bewertung der praktischen Wirkung des DG Hybrid Incentives. Im deutschen Kontext wäre ein solches Instrument komplementär zu einer effektiveren Förderung dezentraler Erzeugung mit erneuerbaren Energien durch das EEG und könnte eine entsprechend stärkere Wirkung entfalten.

Für die praktische Umsetzung stellt sich die Frage, wie die Parameter in der Praxis festgelegt werden, vor allem angesichts der Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und VNB und der Kostenbandbreite von verschiedenen DE-Technologien und Netzen.

Prinzipiell kann der englische Ansatz einheitlicher Parameter in zwei Richtungen weiterentwickelt werden: einerseits durch technologie-spezifische Kennziffern, andererseits durch netzspezifische Parameter. Diese könnten von den VNB in einem ‚menu-of-sliding-scale‘ Ansatz jeweils selbst gewählt werden.

In Großbritannien haben zudem Forschung und Entwicklung in der Folge der Liberalisierung stark abgenommen. Die Anreizregulierung (und die Liberalisierung insgesamt) könnten hierzulande mit der Zeit zu ähnlichen Effekten wie in Großbritannien und zu einem Rückgang der Forschungsaktivitäten führen. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem versucht im Rahmen der Anreizregulierung mit den beiden Instrumenten IFI und RPZ gegenzusteuern und Innovationen in den Netzen anzuregen.

Die innovationsorientierten Instrumente IFI und RPZ, die in Großbritannien eingeführt worden sind, sind für die deutsche Diskussion und das Projekt OPTAN auf drei Ebenen interessant.

Erstens verdeutlichen sie generell, dass eine Dezentralisierung der Stromerzeugung mehr bedeutet als die Berücksichtigung zusätzlicher, aber im Prinzip bekannter Kosten. Eine zunehmende Integration dezentraler Ressourcen und eine entsprechende Anpassung des Netzes sind vielmehr auch mit zusätzlicher Unsicherheit verbunden und erfordern generell eine entsprechende Risikobereitschaft.

Dazu gehört auch die Entwicklung und Demonstration innovativer Netzkonzepte. In Großbritannien haben Forschung und Entwicklung in der Folge der Liberalisierung stark abgenommen. Hier gibt es sicherlich Unterschiede zwischen UK und Deutschland, das im Stromsektor stärkere RD&D-Kapazitäten aufweist. Die Anreizregulierung (und die Liberalisierung insgesamt) könnte hierzulande aber mit der Zeit dennoch zu ähnlichen Effekten wie in Großbritannien und zu einem Rückgang dieser Kapazitäten führen. Andererseits wird man von den zahlreichen kleinen Netzbetreibern in Deutschland kein umfangreiches Engagement in Forschung und Entwicklung erwarten können. Es wird deshalb umso mehr darauf

ankommen, die Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern in diesem Bereich und die Diffusion von neuen Konzepten zu fördern.

Zweitens war die englische ‚Registered Power Zone‘ auch ein Ideengeber für die Innovationszone, die durch das Projekt OPTAN initiiert werden sollte (siehe hierzu Kapitel 5). Während RPZs aber vor allem auf technische Innovation ausgerichtet sind, geht es in OPTAN eher um eine regulatorische Innovationszone, bei der anhand eines konkreten Netzbetreibers die regulatorische Behandlung dezentraler Erzeugung durchgespielt werden soll. Dabei geht es jedoch auch um die Nutzung verschiedener neuer Maßnahmen, durch die zum Beispiel ein Netzausbau durch DE vermieden werden kann.

Obwohl es Unterschiede gibt zwischen der britischen RPZ und der Innovationszone im Projekt OPTAN, sollte bei der Gestaltung der OPTAN-Innovationszone berücksichtigt werden, dass die Kooperation zwischen den Netzbetreibern und den Betreibern dezentraler Anlagen als wichtiger Faktor für den Erfolg von RPZs identifiziert worden ist.

Und schließlich können die beiden britischen Instrumente zu gegebenem Zeitpunkt auch als Grundlage für die Entwicklung entsprechender Instrumente in Deutschland dienen. Wie bei der Gestaltung des Hybrid Incentives liefern die beiden Innovations-Instrumente vor allem Anschauungsmaterial für das Ausbalancieren verschiedener Anreize.

Die beschriebenen Instrumente sind ein Versuch, dezentrale Erzeugung und Netzinnovationen explizit im Rahmen der Anreizregulierung zu berücksichtigen und in diesen Rahmen, der sich seit Beginn der 90er Jahre entwickelt hat, zu integrieren. Großbritannien ist jedoch nicht nur deshalb ein interessanter Fall. Darüber hinaus werden im Pionierland der Anreizregulierung auch die Grundprinzipien dieser Regulierungsform diskutiert und weiter entwickelt. Dabei geht es zum einen um eine Erweiterung der Ziele der bislang vor allem auf ökonomische Effizienz ausgerichteten Regulierung um insbesondere soziale und ökologische Aspekte. Zum anderen wird die Regulierung stärker langfristig ausgerichtet. Dabei spielt auch die Entwicklung langfristiger Visionen für das Stromsystem und das Netz eine zunehmende Rolle.

Eine generelle Schlussfolgerung für die Entwicklung der Regulierung in Deutschland ist, dass diese den englischen Weg abkürzen und frühzeitig die langfristige Entwicklung des Netzes, Innovation und dezentrale Erzeugung berücksichtigen sollte, anstatt vor allem auf Kostensenkung zu zielen. Andererseits waren die in Großbritannien in den 90er Jahren erreichte Steigerung der Betriebseffizienz sowie der Regulierungsprozess, der sich dabei zwischen Ofgem und den verschiedenen Stakeholdern eingespielt hat, sicherlich eine Voraussetzung dafür, dass sich die Regulierung nun

auch anderen Themen wie der dezentralen Erzeugung zuwenden kann, die teilweise auch Mehrkosten verursachen.

### **1.5.2 Das dänische Beispiel**

Während in Großbritannien zunehmend nicht mehr nur der Anschluss von DE an die Netze, sondern auch die langfristige Entwicklung der Netze diskutiert wird, befindet sich das dänische Stromnetz bereits mitten in einem weit reichenden Transformationsprozess. Dieser wird weniger stark als in Großbritannien über das ökonomische Optimierungskalkül einzelner Akteure gesteuert, sondern folgt stärker einem Top-down-Planungsansatz mit starken kooperativen Elementen.

In technischer Hinsicht werden so genannte Zellen auf der Mittelspannungsebene entwickelt und getestet, die einen Teil der Systemsteuerung übernehmen. Diese sollen dem Systembetreiber „energinet.dk“ Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen und bei Störungen im Übertragungsnetz in der Lage sein, im Inselbetrieb die Versorgung vor Ort aufrecht zu erhalten.

Interessanterweise wird dieser Prozess vom Übertragungsnetzbetreiber aktiv vorangetrieben. Im Gegensatz zu Deutschland befindet sich der Übertragungsnetzbetreiber in staatlicher Hand und ist vertikal vollständig entflochten. Die Koordination des Netzbbaus ist ein zusätzliches Argument für einen solchen unabhängigen Netzbetreiber.

„Energinet.dk“ kann zudem auf umfangreiche Fördermittel zurückgreifen, um die Transformation innovativ umzusetzen. Gleichzeitig begünstigt das konsens-orientierte Politikverständnis die Aufstellung von langfristigen, energiepolitischen Zielen. Mit dem „grid committee“ können „energinet.dk“ und die Verteilnetzbetreiber diese Ziele im Dialog umsetzen.

In Dänemark wurde erst damit begonnen, die Konsequenzen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugung für das Gesamtsystem anzugehen, als bereits eine kritische Menge dezentraler Erzeugung erreicht war. Hierzulande können die dänischen Erfahrungen dazu genutzt werden, das Gesamtsystem vorausschauend und rechtzeitig weiterzuentwickeln.

## **2 Netzoptimierung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen bei stärkerer Dezentralisierung mit erneuerbaren Energien**

### **2.1 Zielsetzung des Aktiven Verteilnetzbetreibers**

#### **2.1.1 Überblick**

Das von der Bundesregierung formulierte Ziel einer weiteren Förderung und Marktdiffusion der erneuerbaren Energien wird – gemeinsam mit der KWK und nachfrageseitigen dezentralen Optionen – voraussichtlich eine stärkere Dezentralisierung der Stromerzeugung nach sich ziehen. Unsere Frage ist, wie die Integration dieser – politisch gewollten – dezentralen Anlagen in das Stromnetz erstens grundsätzlich befördert werden und zweitens zu möglichst geringen Kosten erfolgen kann. Es ist offensichtlich, dass die Netzbetreiber dafür eine zentrale Rolle spielen. Bislang war der Zugang zu den Stromnetzen jedoch in vielen Fällen ein Hindernis für dezentrale Erzeugung. Dezentrale Erzeugung und nachfrageseitige Maßnahmen werden von den Netzbetreibern vielfach als Störfaktoren gesehen.

Der „Aktive Netzbetreiber“ hingegen, dessen Zielsetzung wir hier darstellen, sieht dezentrale Optionen sowohl auf der Nachfrageseite wie auch auf der Angebotsseite als Möglichkeit für ein neues Geschäftsfeld und neues Optimierungs-Potenzial. Das „asset“ Stromnetz wird dadurch aufgewertet. Sein Geschäftsziel ist es daher, dezentrale Optionen möglichst effizient in das Netz zu integrieren. Darüber hinaus setzt er als „Systemoptimierer“ dezentrale Optionen zur Lösung von netzseitigen Problemen ein, soweit diese ökonomisch vorteilhaft sind. Diese „Optimierungsaufgabe“ der Netzbetreiber wird in diesem Kapitel genauer dargestellt und begründet.

Dezentrale Erzeugung ist an eine Netzebene angeschlossen, die dafür ursprünglich nicht vorgesehen war und deren Betreiber darauf meist auch nicht vorbereitet sind. Die meisten VNB zeigten bislang wenig Interesse an einer Einbeziehung der in ihrem Netzgebiet vorhandenen dezentralen Optionen der Angebots- und Nachfrageseite. Und dies war bzw. ist unter betriebswirtschaftlichen Aspekten durchaus nachvollziehbar: Die Netze sind auf die Nutzung zentraler Optionen ausgerichtet und der Anschluss dezentraler Anlagen verursacht für sie in den meisten Fällen Aufwand und Kosten. Und dezentrale Anlagen, die von Dritten betrieben werden, vermindern das Absatzvolumen und den Umsatz bei Netzbetreibern, vor allem bei vertikal integrierten Unternehmen mit eigenen Erzeugungskapazitäten. Dezentrale Optionen verringern den Umsatz,

führen zum Verlust von Kunden und verteuern kurz- und mittelfristig für die übrigen Kunden das Netz. Ähnliche Effekte besitzen Energieeffizienzmaßnahmen auf der Nachfrageseite. Die bisherigen Rahmenbedingungen begünstigen die ökonomische Zielsetzung der Netzbetreiber, die durchgeleitete Strommenge bis zu einer technischen Grenze zu maximieren.

Darüber hinaus haben die VNB Gewinn- und Renditeanforderungen der Anteilseigner, liberalisierungsbedingte Mehrkosten, EEG- und KWK-induzierte Kosten und die Anforderungen der Anreizregulierung zu berücksichtigen. Alle diese Faktoren tragen dazu bei, dass die VNB versuchen werden, tunlichst alle „unnötigen“ Ausgaben zu vermeiden.

In den §§ 11 bis 14 EnWG hat der Gesetzgeber die Verteilnetzbetreiber dazu verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Netz *diskriminierungsfrei* zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen, soweit dies wirtschaftlich zumutbar ist. Damit ist auch rechtlich abgesichert, dass dezentrale Optionen nicht gegenüber zentralen Erzeugungsoptionen diskriminiert werden dürfen. Dezentrale Kraftwerke müssen vom Netzbetreiber möglichst effizient an sein Netz angeschlossen werden.

Noch weiter geht aus Netzbetreiber-Sicht der § 14, Abs. 2 EnWG. Danach sind die VNB zudem dazu verpflichtet, bei der Planung des Verteilnetzausbaues die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen explizit zu berücksichtigen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes im Netz erübrigen könnte. Hier geht es nicht mehr nur um das Verbot der Diskriminierung zwischen verschiedenen Netzkunden, sondern dezentrale Optionen dürfen auch gegenüber Maßnahmen im Netz nicht diskriminiert werden. Dezentrale Optionen sollen vielmehr zur Lösung netzseitiger Probleme genutzt werden (z.B. Netzengpässe). Um dies zu erreichen, wird es auch notwendig sein, sie stärker in den Netzbetrieb zu integrieren, anstatt sie lediglich an das Netz anzuschließen. Wo die Entflechtung des Netzes also gerade noch eine Grenzlinie gezogen hat, soll nun wieder eine Systemoptimierung greifen, die über die Grenzen des Netzes hinausgeht.

Es geht nun darum, die politischen Ziele des Ausbaus dezentraler Optionen sowie die rechtlichen Vorgaben des EnWG ökonomisch zu fundieren und die ökonomische Optimierungsleistung des Verteilnetzbetreibers neu zu definieren, um dabei die dezentralen Optionen einzubeziehen. Dazu muss einerseits der aus der EU-Richtlinie übernommene § 14, 2 EnWG ökonomisch operationalisiert werden, andererseits der Bogen aber auch weiter gespannt werden. Denn der VNB soll gerade auch dann eine kostenoptimale Integration der dezentralen Optionen sicherstellen, wenn diese – wie in den meisten Fällen zu erwarten – exogen vorgegeben sind

und nicht zur Lösung netzseitiger Probleme beitragen können, sondern vielmehr zusätzliche Netzkosten verursachen. Es geht darum, DE in das bestehende System zu integrieren, auch wenn dadurch zumindest kurzfristig zusätzliche Kosten entstehen. Diese Zusatzkosten sollen aber minimiert werden und die Vorteile dezentraler Optionen für das Netz sollen wo immer möglich genutzt werden.

Für den VNB muss die Netzintegration dezentraler Optionen zur Chance und unternehmerischen Herausforderung werden, die zu betriebswirtschaftlichem Erfolg führen kann. Eine entsprechende Ausgestaltung der künftigen Anreizregulierung muss die Weichen dafür stellen, bestehende negative Anreizstrukturen, die einer aktiven Einbeziehung dezentraler Optionen entgegenstehen, zu überwinden. Erst auf diese Weise kann letztlich ein „level playing field“ (= ebenes Spielfeld, gleiche Verhältnisse schaffen für unterschiedliche Optionen) für die aktive Einbeziehung einer steigenden Zahl dezentraler Optionen hergestellt werden.

In den folgenden Abschnitten werden wir der beschriebenen Fragestellung auf den Grund gehen, indem wir

- 1) in den Grundzügen darstellen, wie sich die dezentralen Optionen auf das Netz auswirken,
- 2) argumentieren, dass die netzseitigen Kosten und Nutzen dezentraler Optionen von den Netzbetreibern beeinflusst werden können,
- 3) zwischen vier Netzbetreiber-Typen und –Leitbildern differenzieren. Die Leitbilder des „Aktiven Netzbetreibers“ und des „Systemoptimierers“, die wir für eine Voraussetzung einer stärkeren Durchdringung dezentraler Optionen halten, werden in den Grundzügen ökonomisch operationalisiert. Dies bildet die Grundlage für die Diskussion der Ausgestaltung der Anreizregulierung in Kapitel 4.3).

## **2.1.2 Übersicht über die netzseitigen Auswirkungen dezentraler Erzeugung**

Zunächst geben wir einen kurzen Überblick über die kostenseitigen Auswirkungen der dezentralen Erzeugung auf das Netz. Diese hängen stark vom konkreten Fall ab (einschließlich Erzeugungstechnologie, Standort im Netz, Zustand des Netzes etc.). Dezentrale Erzeuger können sowohl zusätzliche Kosten als auch zusätzliche Nutzen im Netz verursachen (für einen Überblick über die internationale Literatur siehe (Bauknecht, Brunekreeft 2008)).

Die Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2006, S. 221, Kennziffer 1042) geht davon aus, dass die Integration dezentraler Erzeugungsanlagen eine „kostensteigernde Wirkung“ auf die Netze hat. Dies gilt nach ihrer

Einschätzung sowohl für Hoch- als auch für Mittelspannungsnetze. Über die für VNB wichtige Situation bei Niederspannungsnetzen wurde keine Aussage getroffen. Es wird nur konstatiert, dass in der Anschlussebene der dezentralen Erzeugungsanlagen mit „nennenswerten Mehrkosten zu rechnen ist“. Bei den Mittelspannungsnetzen werden diese Mehrkosten - bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in der Höhe der Jahreshöchstlast des entsprechenden Netzes - auf rund 5% beziffert. Diese Mehrkosten sollen dann noch höher sein, wenn die Erzeugungsanlagen nicht auf der „Grünen Wiese“ errichtet, sondern in ein bereits bestehendes Netz integriert werden.

Vor allem bei einer hohen Marktdurchdringung dezentraler Anlagen können Mehraufwendungen aufgrund einer schwierig werdenden Netzführung nötig werden (Kleimaier 2005, S. 19). Zusatzkosten durch die Netzintegration dezentraler Anlagen können u.a. durch Netzerweiterungs- und Netzausbaumaßnahmen, Transaktionskosten usw. entstehen.

In Tabelle 2-1 werden unterschiedliche Kostenkategorien und ihre Ursachen zusammengefasst.

<b>Kostenkategorie</b>	<b>Kostentreiber</b>
Kosten für Anfragen, Planung von Netzeinbindung	Anzahl d. Vertragspartner bzw. Anlagen
Kosten für zusätzliche Messstellen, Einspeiseganglinien, Vertragskosten und sonstigen Transaktionskosten	Anzahl d. Vertragspartner bzw. Anlagen
Abwicklung von Förderungen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Aufwendungen für die Betriebsführung (u. a. Lastfluss, Gefahr von Rückspannungen, Einstellungen der Schutztechnik, Blindenergiehaushalt)	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Lastcharakteristika
Netzverstärkungs- und bzw. -ausbaukosten (Anlagenverstärkung, Netzstabilität, Ausbau v. Informationstechnologien für Netzleitsysteme)	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast

Tabelle 2-1: Zusatzkosten durch dezentrale Anlagen

In der DENSAN-Studie (Leprich et al. 2005, S. 79) konnte auf der Grundlage der Netzkosten von rund 120 Verteilnetzbetreibern (Geschäftsjahr 2003) aus allen Bundesländern der Bundesrepublik, bezogen auf die Mittel- und

Niederspannungsebene, kein signifikanter Zusammenhang zwischen den Netzkosten und der Zahl der dezentralen Erzeugungsanlagen oder der installierten dezentralen Erzeugungskapazität nachgewiesen werden. Es wird darin zudem konstatiert, dass die „unzweifelhaft vorhandenen Kosteneinflüsse“ in der Streubreite absoluter und spezifischer Kosten untergingen. Es ist allerdings anzumerken, dass bei den untersuchten Netzbetreibern der Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen gering oder durch bereits mehrjährig eingebundene Anlagen gekennzeichnet war.

Dezentrale Anlagen im Netz können allerdings auch kostenmindernd wirken. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn die Netze stark ausgelastet sind und Netzengpässe bestehen. Grundsätzlich kann dabei zwischen *netz- und energiebezogenen Vorteilen* unterschieden werden. Kostenmindernde Wirkungen bzw. Nutzen durch die Netzintegration dezentraler Anlagen können sich ergeben durch (Leprich 2004, S. 51):

#### 1. Netzbezogene Vorteile:

- Verschiebung oder Vermeidung von Netzverstärkungen und Netzausbau
- geringere Bemessungsleistung bei Transformatoren
- geringere Auslastung und Verluste von Transformatoren
- geringere Querschnitte bei Kabeln und Leitungen
- weniger Einspeisestationen
- längere Ausläuferleitungen
- Vermeidung oder Verringerung von temporären Netzengpässen
- geringere Netzverluste

#### 2. Energiebezogene Vorteile:

- Beiträge zur Spitzenlastreduzierung, Reservehaltung und Regelenergie bei plan- und steuerbaren dezentralen Anlagen
- geringerer Bezug aus dem vorgelagerten Netz
- Erhöhung der Flexibilität des gesamten Stromsystems (Einsatz, Anlagengröße, Erweiterbarkeit, Transportierbarkeit, geringere Bauzeiten)
- Verbesserung der Versorgungssicherheit

Bei zunehmender Nachfrage kann es gegebenenfalls effizienter sein, diese Nachfrage vor Ort mit dezentralen Optionen zu befriedigen. Eine Voraussetzung dafür ist im Allgemeinen, dass das vorhandene Netz dafür nicht ausreicht und deshalb Netzinvestitionen notwendig wären.

Bezüglich der Kostenreduktion durch dezentrale Anlagen verweist die Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2006, S. 221) darauf, dass die Netzintegration von Erzeugungsanlagen zur Folge hat, dass ein geringerer Teil der Last durch den Bezug aus den vorgelagerten Netzebenen gedeckt werden muss. Damit werden bei einer unterstellten Neuplanung des Netzes

Kosten in den vorgelagerten Ebenen reduziert. In diesem Zusammenhang verweist die Bundesnetzagentur auf eine Studie (Consentec 2004), die im Auftrag der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control im Jahr 2004 durchgeführt wurde. Diese Untersuchung kommt zu dem Ergebnis, dass derartige Kosteneinsparungen selbst bei einem erheblichen Zubau dezentraler Erzeugung zum einen nur in einem Teil der Netzebene und zum anderen nur „maximal im einstelligen Prozentbereich“ erwartet werden können.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine große Bandbreite von Effekten einer Marktausweitung und Netzintegration dezentraler Optionen erkennbar ist: je nach konkretem Fall ist sie mit zusätzlichen Kosten oder Kostenentlastungen verbunden.

### **2.1.3 Einflussmöglichkeiten des VNB auf die Kosten und Nutzen dezentraler Erzeugung**

Nachdem wir im vorangehenden Abschnitt argumentiert haben, dass sich DE sowohl positiv als auch negativ auf die Netzkosten auswirken und dass die Effekte stark vom konkreten Einzelfall abhängen, geht es nun darum darzustellen, dass die Kosten von den Netzbetreibern beeinflusst werden können. Zwar ist das Volumen der dezentralen Erzeugung zum großen Teil exogen vorgegeben<sup>15</sup>. Innerhalb dieser Randbedingung kann der Netzbetreiber jedoch Kosten reduzieren und zusätzliche Nutzen generieren. Dabei geht es nicht nur um eine effiziente Ausführung des Netzanschlusses, sondern auch darum, die „Netzphilosophie“ an neue Einspeiser anzupassen.

In der internationalen Diskussion um die Integration dezentraler Erzeugung unterscheidet man zwischen „passiven“ und „aktiven“ Netzmanagement-Philosophien (Cao et al. 2006)<sup>16</sup>.

Reagieren VNB auf neue dezentrale Optionen am Netz lediglich mit Kapazitätserweiterungsinvestitionen, d.h. mit Netzverstärkung oder Netzausbau, wird von einer „passiven“ Netzmanagement-Philosophie bzw. von einer „fit and forget“-Haltung gesprochen (Strbac et al. 2006). Dies wird als die traditionelle Verhaltensweise der VNB gegenüber dezentralen

---

<sup>15</sup> Kosten sollen also nicht dadurch reduziert werden, dass dezentralen Anlagen der Netzzugang verweigert wird.

<sup>16</sup> Die nachfolgend zitierten Studien sind im Rahmen des EU-Projekts DG-GRID entstanden. Bei den Untersuchungen im Rahmen dieses Projektes wurden ausschließlich die ökonomischen Effekte der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf die VNB analysiert. Nachfrageseitige Lastmanagementoptionen wurden nicht betrachtet.

Anlagen bezeichnet (Cao et al. 2006, S. 64). Bei dieser Netzmanagement-Philosophie werden allerdings die Chancen, die eine Einbeziehung dezentraler Optionen in die Optimierung der Netzlast bieten, um die Zusatzkosten zu reduzieren oder sogar zusätzlichen Nutzen zu generieren, nicht genutzt.

Die Alternative dazu ist die „aktive“ Netzmanagement-Philosophie. Das bedeutet, dass das Verteilnetz und die angeschlossenen Anlagen mit zum Teil innovativen Steuerungs- und Regelungstechnologien ausgestattet werden, die es ermöglichen, im Betrieb das Gesamtsystem zu optimieren. Ein Beispiel ist eine aktive Spannungsregelung auch im Verteilnetz (insbesondere auf der NS-Ebene). Dadurch erhöht sich die Erzeugungskapazität, die an eine gegebene Leitungskapazität angeschlossen werden kann. Netzbetreiber mit aktivem Netzmanagement stellen nicht nur ein Netz zur Verfügung, sondern interagieren auch im Betrieb ständig mit ihren Kunden auf der Nachfrage- und der Angebotsseite.

Modellgestützte Untersuchungen von (Cao et al. (2006)) - bezogen auf UK und Finnland im Rahmen des Projektes DG-Grid - deuten beispielhaft darauf hin, dass die anfallenden Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaukosten (Kapitalkosten – CAPEX), die beim Ausbau dezentraler Optionen (kleine Wasserkraftwerke, KWK und PV) anfallen, bei einem „aktiven“ Netzmanagement niedriger ausfallen als bei einem „passiven“ Netzmanagement. Der Einsatz von Mikro-KWK ist prägend für UK und der Einsatz kleiner Wasserkraftwerke ist prägend für Finnland.

Die Ergebnisse der Studie von (Cao et al. (2006)) sind Tabelle 2-2 und Tabelle 2-3 zusammengefasst.

	„Passives“ Netzmanagement	„Aktives“ Netzmanagement
Ländliche Netze		
€/KW	24-84	16-65
Städtische Netze		
€/kW	59-472	24-190

Tabelle 2-2: Netzverstärkungskosten UK

	„Passives“ Netzmanagement	„Aktives“ Netzmanagement
Ländliche Netze		
€/kW	122-236	12-100
Städtische Netze		
€/kW	11-50	16-70

Tabelle 2-3: Netzverstärkungskosten Finnland

Die große Streuung der Werte ist sowohl auf den Anteil der dezentralen Erzeugungsanlagen als auch auf ihre Konzentration zurückzuführen. Diese Werte bilden aber die Tendenz ab, dass ein „aktives“ Netzmanagement zu niedrigeren Kosten führt. Dies gilt zumindest für die ländlichen und städtischen Verteilnetze in UK und für die ländlichen Netze in Finnland. Aber in einigen Fällen einer hohen Marktdiffusion dezentraler Optionen sind die Kosten auch höher als bei einem „passiven“ Netzmanagement. In diesen Fällen steigen zumindest die Betriebskosten (OPEX) (z.B. Energieverluste, Arbeitskosten usw.), ohne dass die Kapitalkosten entsprechend sinken, und folglich steigen die Gesamtkosten (TOTEX).

Diese Effekte differieren auch zwischen städtischen und ländlichen Netzen. In den ländlichen Netzen Finnlands sind die Kosteneinsparungen durch „aktives“ Netzmanagement höher als in UK. Bezogen auf die ländlichen Netze in Finnland sind die in den Tabellen angegebenen Werte immer höher als jene in UK. Dies liegt an der Länge der Netze, Spannungsanstieg beim Anschluss von dezentralen Anlagen mit entsprechend höheren Netzverstärkungskosten sowie hohen Kosten für die Optionen zur Verstärkung der Stromkreise.

Auch die folgende Abbildung, die im österreichischen Pilotprojekt „DG DemoNetz“ erstellt wurde, illustriert, dass in dem untersuchten Fall bei steigender Kapazität dezentraler Erzeugung mehrere Alternativen zum Leitungsbau bestehen, die deutlich kostengünstiger sind.

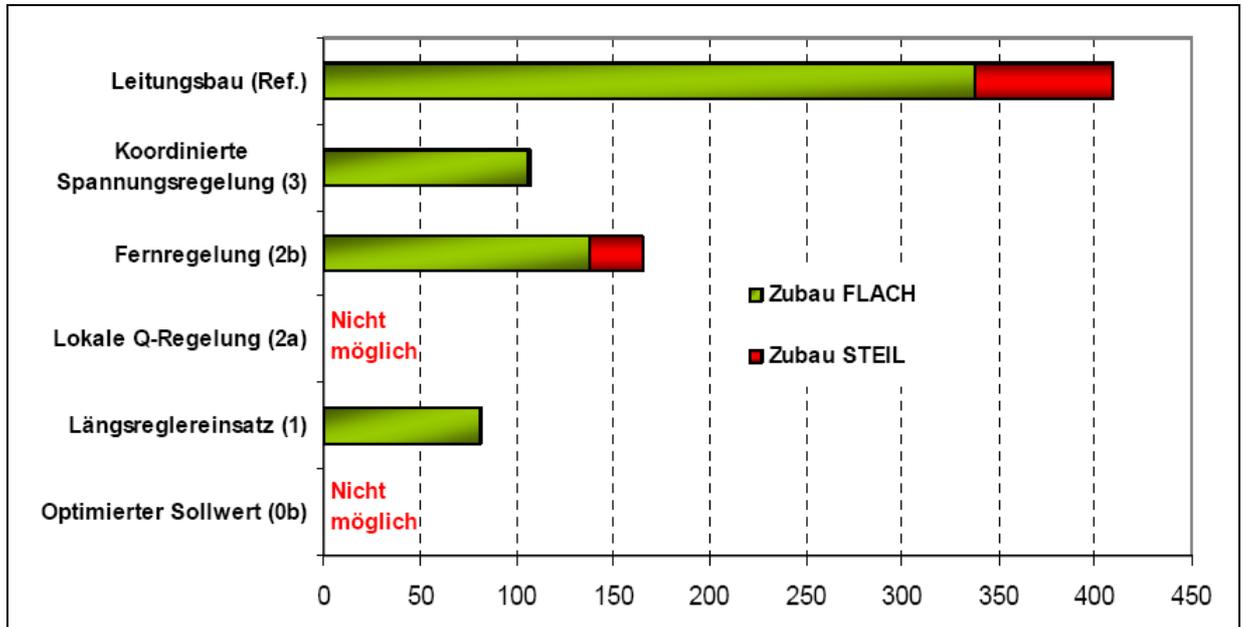


Abbildung 2-1: Kostenvergleich verschiedener technischer Lösungen zur DE-Integration, Kosten pro zusätzlich installierbarer DG-Leistung (Barwerte inkl. Betriebskosten) (€/kW)

Quelle: (Prüggler, 2008 4609/id)

Die folgende Grafik fasst die Überlegungen der beiden vorangegangenen Abschnitte zusammen. Sie zeigt die stilisierten zusätzlichen Netzkosten der dezentralen Erzeugung (Fall 2 im Vergleich zu Fall 1). In Fall 3 werden diese Zusatzkosten reduziert, zum Beispiel durch aktives Netzmanagement. In Fall 4 werden dezentrale Optionen zusätzlich dazu genutzt, netzseitige Probleme (die unabhängig von DE bestehen) zu beseitigen. Da dies in dem angenommenen Fall günstiger ist, als Maßnahmen im Netz selbst (z.B. Netzausbau), reduzieren sich dadurch die ursprünglichen Netzkosten (gepunkteter Bereich).

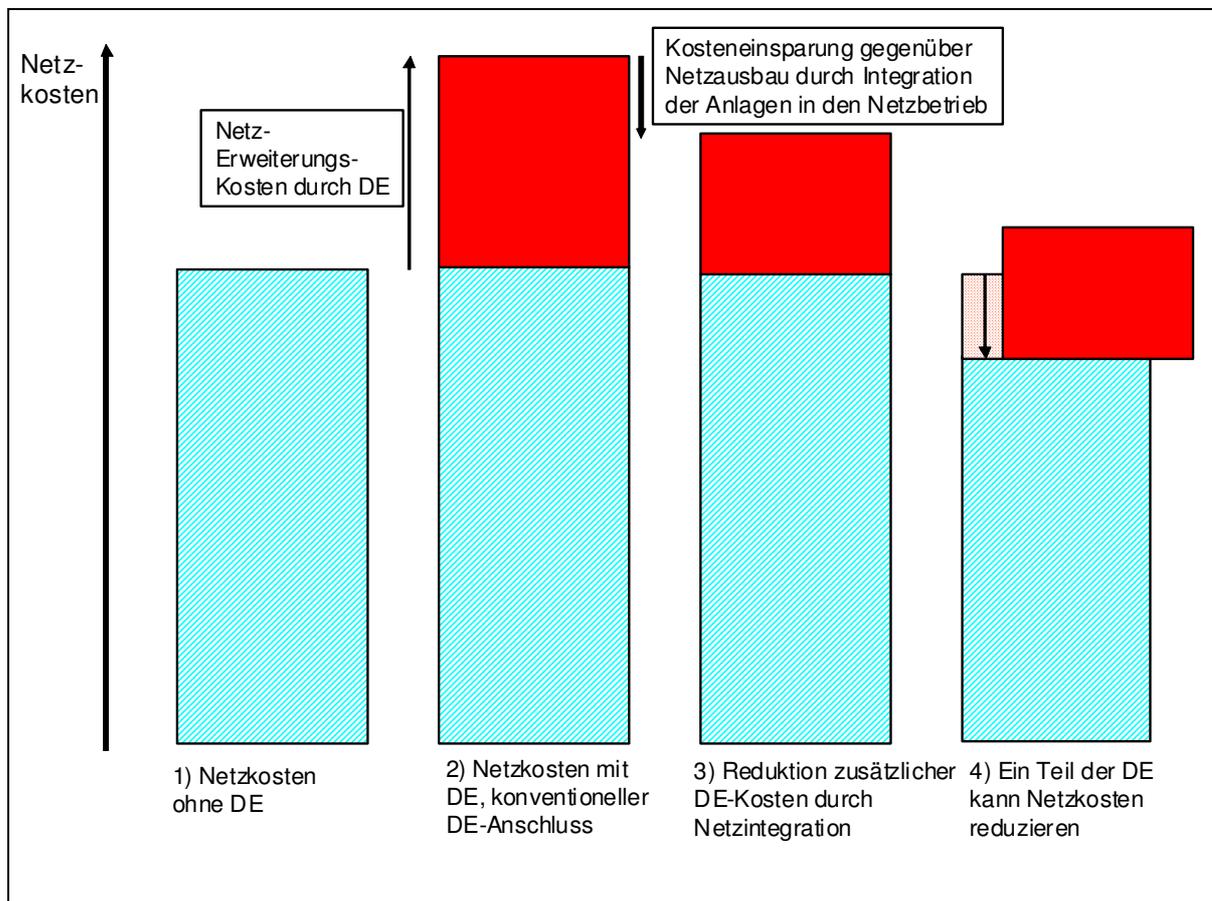


Abbildung 2-2: Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB

Insgesamt kann konstatiert werden, dass Netzbetreiber einen Einfluss haben auf die Kosten: Sie können Zusatznutzen generieren bzw. zusätzliche Kosten reduzieren.

### 2.1.4 Ziele “aktiver” Verteilnetzbetreiber

In den vorangegangenen Abschnitten haben wir dargestellt,

- 1) dass dezentrale Erzeugung je nach Fall netzseitige Kosten oder Nutzen nach sich ziehen kann
- 2) und dass diese vom Netzbetreiber zumindest zum Teil beeinflusst werden können.

In diesem Abschnitt geht es nun darum, die skizzierten technischen Handlungsmöglichkeiten der VNB mit entsprechenden Netzbetreiber-Typen

und Leitbildern zu verknüpfen, die die jeweilige ökonomische Rationalität und prinzipielle Haltung der Netzbetreiber gegenüber dezentralen Optionen beschreiben. Das technische Konzept des aktiven Netzmanagements wird ergänzt durch das ökonomisch-organisatorisch ausgerichtete Leitbild des aktiven Netzbetreibers.

Dabei wird die bisher genutzte Unterscheidung zwischen „aktivem“ und „passivem“ Netzbetreiber weiter ausdifferenziert und um die Typen des „neutralen Dienstleisters“ und des „Systemoptimierers“ ergänzt. Die Leitbilder des „Aktiven Netzbetreibers“ und des „Systemoptimierers“, die wir für eine Voraussetzung einer stärkeren Durchdringung dezentraler Optionen halten, werden in den Grundzügen ökonomisch operationalisiert. Dies bildet die Grundlage für die Diskussion der Ausgestaltung der Anreizregulierung in Kapitel 4.3.

### Vom passiven zum aktiven Netzbetreiber und Systemoptimierer

Wir unterscheiden zwischen vier verschiedenen Netzbetreiber-Typen, die in der folgenden Tabelle zusammengefasst werden.

	<b>Prinzipielle Haltung zu DE</b>	<b>Zielgröße in Bezug auf DE</b>	<b>Status des VNB-Typs</b>
<b>Der passive Netzbetreiber</b>	DE wird überwiegend als Stör- und Kostenfaktor gesehen.  VNB ist bestenfalls passiv gegenüber DE, Anschluss wird oft verzögert und behindert	Kosten, die über die unmittelbare Versorgungsaufgabe hinausgehen, werden soweit wie möglich vermieden  Netzkosten sollen gesenkt werden.  In Einzelfällen können dazu auch DE genutzt werden.	Bislang sehen die meisten VNB DE als Störfaktor.  Der Druck auf die Kosten wird durch die Anreizregulierung tendenziell weiter verstärkt.
<b>Der neutrale Dienstleister</b>	Politische Vorgaben werden akzeptiert  Exogen vorgegebene DE werden ohne Diskriminierung als Kunden behandelt und an das Netz <i>angeschlossen</i> .	VNB sorgt für effizienten Netzan-schluss der unabh-ängig von ihm errichteten dezentralen Einspeiser.  Netzphilosophie aber im Prinzip unverändert, ‚Fit-and-forget‘.	Einzelne Pionierunternehmen

<p><b>Der aktive Netzbetreiber</b></p>	<p>Exogen vorgegebene DE werden angeschlossen (siehe oben: neutraler Dienstleister),</p> <p>und darüber hinaus soweit möglich in den Netzbetrieb integriert (z.B. durch active network management).</p>	<p>Reduzierung eigener kurz-, mittel- u. langfristiger Netzkosten unter systematischer Einbeziehung der exogen vorgegebenen dezentralen Optionen und unter Berücksichtigung von <i>Netzinvestitionen</i> und <i>Netzbetrieb</i>.</p>	<p>Zukunftsvision, einzelne Pilotprojekte</p>
<p><b>Der Systemoptimierer</b></p>	<p>DE werden zusätzlich zum aktiven Netzbetreiber als Möglichkeit gesehen, netzseitige Probleme zu lösen</p> <p>Einzelwirtschaftlich sinnvolle dezentrale Optionen im Netzgebiet werden aktiv erschlossen.</p>	<p>Reduzierung eigener kurz-, mittel- u. langfristiger Netzkosten unter systematischer Berücksichtigung <i>aller vorhandener DE-Optionen im Netzgebiet</i></p> <p>DE werden Teil der Planungsoptionen des Netzbetreibers.</p> <p>(exogen vorgegebene DE-Kapazität steht dabei aber nach wie vor nicht zur Disposition)</p>	<p>Zukunftsvision, DE werden in Einzelfällen zur Lösung netzseitiger Probleme genutzt.</p>

Tabelle 2-4: Netzbetreibertypen im Vergleich

Die nachfolgende Abbildung ordnet die dargestellten Netzbetreibertypen den in Abbildung 2-1 gezeigten Szenarien zu.

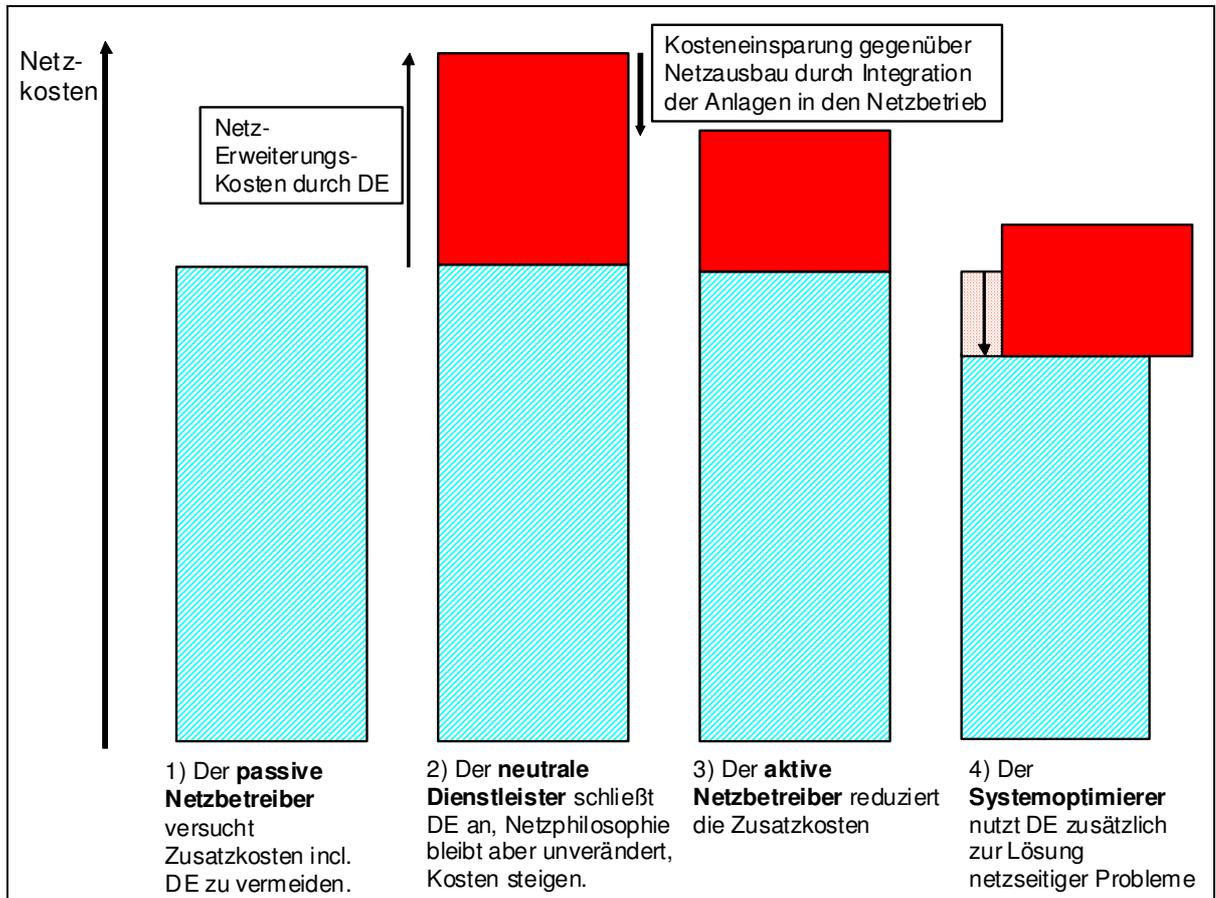


Abbildung 2-3: Netzbetreibertypen und Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB<sup>17</sup>

Die Typen 2, 3 und 4 zeichnen sich alle dadurch aus, dass sie das exogen vorgegebene DE-Volumen bereitwillig akzeptieren und ohne Behinderung an ihr Netz anschließen. Allerdings unterscheiden sie sich in dem Maßnahmenportfolio, das sie dafür nutzen. Während der neutrale Dienstleister vor allem für einen reibungslosen und effizienten Netzanschluss sorgt, werden die Anlagen vom aktiven Netzbetreiber darüber hinaus auch in den Netzbetrieb integriert, zum Beispiel durch Konzepte des aktiven Netzmanagements.

Der vierte Typ, der „Systemoptimierer“, baut auf dem dritten Typ auf und versucht wie dieser, die exogen vorgegebenen Anlagen effizient in sein

<sup>17</sup>Die Tatsache, dass in der Grafik beim passiven Netzbetreiber keine zusätzlichen Netzkosten anfallen, bedeutet selbstverständlich nicht, dass bei diesem bislang in Deutschland vorherrschenden VNB-Typ keine dezentralen Anlagen angeschlossen sind und keine zusätzlichen Kosten entstehen. Es soll nur verdeutlichen, dass es sich aus Sicht des passiven Netzbetreibers um einen Kostenblock handelt, den er aus betriebswirtschaftlichen Gründen wo immer möglich zu vermeiden versucht.

Netz zu integrieren. Darüber hinaus ist es aber auch sein Ziel, den netzseitigen Wert dieser Anlagen zu erhöhen und netzseitige Probleme mit ihnen zu lösen. Dazu ist dieser VNB aktiv bemüht, weitere dezentrale Optionen in seinem Netzgebiet zu erschließen, die aus Netzsicht vorteilhaft sind und die in einzelnen Fällen sogar Netzinvestitionen ersetzen können.

Der Systemoptimierer ist nicht nur neutral gegenüber verschiedenen Optionen außerhalb des Netzes, sondern im Sinne des §14,2 EnWG auch neutral in der Entscheidung zwischen Maßnahmen in und außerhalb des Netzes. In diesem Sinne werden die dezentralen Optionen Teil der „Optimierung“. Letztlich geht es ihm auch um Geschäftsfeldoptimierung.

Beide VNB-Typen zeichnen sich aber auch dadurch aus, dass es insgesamt nicht um eine Kostenoptimierung des Gesamtsystems aus Netz und dezentralen Optionen geht, sondern um die Minimierung der Zusatzkosten der größtenteils exogen vorgegebenen dezentralen Optionen – die teilweise auch dadurch erfolgen kann, dass DE zusätzlichen Nutzen generieren. Das schließt aber nicht aus, dass die VNB nicht auch Einfluss auf die exogen vorgegebenen DE nehmen können, z.B. auf ihre Standortwahl.

Eine zentrale Handlungsoption für „aktive“ VNB bzw. Systemoptimierer ist die Optimierung des Netzlastmanagements unter systematischer Berücksichtigung aller dezentralen Optionen der Angebots- und Nachfrage-seite, die entweder exogen vorgegeben sind oder dadurch wirtschaftlich werden können, dass sie einen netzseitigen Nutzen generieren können.

### **Einzelwirtschaftliche Optimierung des Systemoptimierers**

Ein zentrales Kennzeichen des Systemoptimierers ist es, dass er DE nicht nur kostengünstig in sein Netz integriert, sondern dass er DE auch als eine Option zur Lösung netzseitiger Probleme betrachtet. Dadurch wird die Systemgrenze der Handlungsoptionen des Netzbetreibers ausgeweitet. Der VNB soll verschiedene Optionen innerhalb und außerhalb des Netzes auf der gleichen Grundlage vergleichen. Dazu ist es notwendig, dass eine betriebswirtschaftliche Entscheidungsrationalfität mit einer einzelwirtschaftlichen Perspektive zur Deckung gebracht wird. Dazu muss der regulatorische Rahmen entsprechend ausgestaltet werden (siehe AP 3).

Im Hinblick auf die ökonomische Entscheidungsrationalfität lassen sich die folgenden vier Blickwinkel unterscheiden, die sich auf unterschiedlich komplexe technisch-ökonomische Systeme beziehen:

- **betriebswirtschaftlich**

Welche Maßnahme ist aus der Sicht des Unternehmens in einer konkreten Situation unter gegebenen Rahmenbedingungen

wirtschaftlich sinnvoll? Die betriebswirtschaftlich rationale Entscheidung kann gesamtwirtschaftlich suboptimal sein.

- **einzelwirtschaftlich**

Welche Maßnahme ist in einem systematischen Kostenvergleich gegenüber anderen Maßnahmen zu bevorzugen, wenn die gleichen Kalkulationsgrundlagen (level playing field) zugrunde gelegt werden? Im konkreten Fall: Ausweitung des Maßnahmenportfolios zur Lösung netzseitiger Probleme auf die dezentralen Optionen und systematische Abwägung gegen „traditionelle“ Netzinvestitionen.

- **volkswirtschaftlich**

Welche Maßnahme ist unter gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen Gesichtspunkten grundsätzlich positiv zu bewerten? Hierbei können die Kosten auch die externen Kosten beinhalten.

- **gesellschaftlich**

Welche Maßnahme ist unter Berücksichtigung der gesellschaftlichen Ziele grundsätzlich positiv zu bewerten? Gesellschaftliche Ziele können dabei Effizienz- und Gerechtigkeitsziele, aber auch Umweltziele umfassen.

Voraussetzung für den „Systemoptimierer“ ist es, dass die betriebswirtschaftliche und die einzelwirtschaftliche Perspektive durch den Regulierungsrahmen zur Deckung gebracht werden. Die einzelwirtschaftliche Perspektive ist deshalb relevant, weil

- ...die volkswirtschaftliche oder gesellschaftliche Entscheidungsrationalität dem VNB die Rolle eines gesamtwirtschaftlichen bzw. gesellschaftlichen Optimierers zuweisen würde, die diesem unseres Erachtens ordnungspolitisch nicht zukommt
- ...die heutige betriebswirtschaftliche Entscheidungsrationalität des VNB volkswirtschaftlich gesehen suboptimal ist
- ...diese Suboptimalität durch die Herstellung gleicher Kalkulationsgrundlagen überwunden werden kann, durch die dezentrale Optionen (Angebots- und Nachfrageseite) in die Kalkulation einbezogen werden können
- ...dies eine ökonomisch optimierte Ausweitung und Integration dezentraler Optionen in das Verteilnetz begünstigt.

Wir unterstellen in diesem Projekt, dass die Verteilnetzbetreiber sämtliche Entscheidungen im Bereich des Netzlastmanagements nach der einzelwirtschaftlichen Entscheidungsrationalität treffen sollen, indem die einzelwirtschaftliche und die betriebswirtschaftliche Rationalität durch den Regulierungsrahmen zur Deckung gebracht werden.

## Life cycle cost Betrachtung

Grundlage für den systematischen Kostenvergleich ist ein Maßnahmenkatalog, d.h. ein allgemeines Ressourcen-Portfolio, das unter Kapitel 2.2. ausführlich dargestellt wird.

Bei diesem Kostenvergleich werden für die unterschiedlichen Optionen des Ressourcenportfolios die gleichen Kalkulationsgrundlagen zu Grunde gelegt. Auf der Grundlage dieser einzelwirtschaftlichen Entscheidungsrationale kann für jede Maßnahme eines Maßnahmenkatalogs, der alle relevanten (technischen) Optimierungsalternativen des Netzmanagements umfasst, eine eindeutige Entscheidung getroffen und die kostengünstigste Lösung realisiert werden.

Ähnlich wie bei der Bestimmung des ökonomischen Optimums der Stromnutzung im Rahmen von *Least-Cost-Planning/Integrated-Resource Planning* kann auch hier vorgegangen werden: Ökonomisch rational ist die Minimierung der Gesamtkosten der *Bereitstellung der Netzlast* unter aktiver Einbeziehung aller exogen vorgegebenen sowie der darüber hinaus aus Netzsicht einzelwirtschaftlich „sinnvollen“ dezentralen Optionen, d.h. eine Minimalkostenkombination.

Die methodische Grundlage für diesen systematischen einzelwirtschaftlichen Abwägungsprozess sind die „levelized life cycle costs“, d.h. die finanzmathematischen Durchschnittskosten über die Lebensdauer (von der Initiierungsphase bis zur Entsorgung) der jeweiligen Handlungsalternativen, unter Einbeziehung der dezentralen Optionen, wobei dann die jeweils kostengünstigste Option (ausgedrückt in €/kW) realisiert wird.

Stromnetze und Netzkomponenten besitzen ein relativ hohes Investitionsvolumen und zeichnen sich durch eine lange Lebensdauer aus. Auch dies macht Methoden wie life-cycle-cost-Berechnungen für die Unternehmen interessant, die Ansatzpunkte zur Optimierung der Gesamtaufwendungen für ein Verteilnetz aufzeigen. Derzeit werden allerdings liberalisierungsbedingt aufgrund der bestehenden Negativanreize von den Unternehmen nur betriebswirtschaftliche und keine einzelwirtschaftlichen life-cycle-cost-Betrachtungen angestellt bzw. die einzelwirtschaftliche und die betriebswirtschaftliche Perspektive werden durch den Regulierungsrahmen nicht zur Deckung gebracht. Aus einer Analyse der einschlägigen Literatur (u.a. (Müller 2003; Laskowski 2006)) wird deutlich, dass life-cycle-cost-Berechnungen bislang vor allem zur Berechnung der Kostenwirksamkeit von Investitionen in Komponenten von Hochspannungsnetzen eingesetzt wurden.

Die „life cycle costs“ (gemäß Basismodell nach DIN EN 60300-3-3) beinhalten alle Kosten, die im gesamten Nutzungszeitraum der jeweiligen Hand-

lungsalternativen entstehen. Bei dem hier vorgeschlagenen einzelwirtschaftlichen Kostenvergleich sollen in die life-cycle-cost-Betrachtungen explizit die dezentralen Optionen systematisch einbezogen werden.

Einzelwirtschaftliche life-cycle-cost-Betrachtungen sind eine systematisierte Betrachtung aller anfallenden Kosten (Nutzen) mit dem Ziel, die Gesamtkosten zu minimieren bzw. den Gesamtnutzen zu maximieren. Grundsätzlich werden dabei die Kosten und Nutzen in allen Phasen des Lebenszyklus einer Maßnahme (Investition) dargestellt und monetär bewertet. Bei einer Investition müssen die einmaligen Anschaffungskosten und die periodisch wiederkehrenden Folgekosten bedacht werden.

Grundlegende Parameter für die Kalkulation sind der Betrachtungszeitraum, in der Regel 40 Jahre, sowie risikoadäquate Kalkulationszinssätze. Dezentrale Optionen haben im Vergleich zu Netzinvestitionen eine deutlich kürzere Nutzungsdauer, ihre Verfügbarkeit hängt vom Zustand und von Drittfaktoren ab und ihre Systemintegration ist komplex. Der Einsatz dezentraler Optionen ist für die VNB folglich mit höheren Risiken verbunden als übliche Netzinvestitionen. Deshalb sollen sie beim einzelwirtschaftlichen Kostenvergleich mit einem angemessenen höheren Zinsfaktor versehen werden.

## **2.2 Methodik einer Nutzen-Kosten-Analyse bei der Planung des Verteilernetzausbaus mit Optimierung der dezentralen Optionen**

### **2.2.1 Rahmenbedingungen der Netzplanung**

Der Netzausbau ist eine Handlungsoption, um die örtlichen Anschlusskapazitäten bereitzustellen. Zur Zeit überwiegt der Netzausbau zur Beseitigung der Netzengpässe. Nach § 14 Abs. 2 EnWG haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen bei der Planung des Verteilernetzausbaus die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Dieses Maßnahmenbündel bezeichnen wir als die Erschließung dezentraler Optionen.

#### **2.2.1.1 Netzkonfiguration**

Die Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen in Netze und ihr Parallelbetrieb ist sinnvoller Weise für folgende Fälle zu unterscheiden. Dies gilt sowohl für KWK- als auch für EEG-Anlagen. Es wird zunächst davon

ausgegangen, dass es sich um nachhaltige dezentrale Einspeisungen handelt:

- Verbrauchsnah dezentrale Einspeisungen
- Eigenerzeuger
- Nicht verbrauchsnah dezentrale Einspeisungen
- Nicht lastganggemessene Verteilnetze
- Unverzichtbare dezentrale Einspeisungen
- Nicht lastganggemessene Einspeisungen
- Netzreserve

### **Verbrauchsnähe der dezentralen Einspeisungen**

Über die Verbrauchsnähe einer Einspeisung gibt es eine Makro- und eine Mikro-Sicht, je nach Standpunkt der Betrachtung.

- Aus der Sicht des vorgelagerten Netzbetreibers (Makro-Sicht) ist eine Einspeisung verbrauchsnah, wenn sie die nachgelagerte Netzlast vermindert. Bei aus dieser Sicht verbrauchsnahen Einspeisungen in Netze des VNB, wie in der Regel Einspeisungen in der Nähe von Schalt- und Umspannanlagen, vermindert sich in der Regel nur die Höchstlast der Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene, nicht aber die Netzlast der Einspeiseebene selbst. EEG-Anlagen sind in der überwiegenden Anzahl der Fälle nicht verbrauchsnah Einspeisungen. Dies wird sich in Zukunft in dem Maße ändern, wie zunehmend auch Biomassen durch physikalischen Einsatz oder die Gasäquivalentregel im EEG in verbrauchsnahen KWK-Anlagen zum Einsatz kommt.
- Aus der Sicht des Einspeisenetzbetreibers (Mikro-Sicht) ist eine Einspeisung verbrauchsnah, wenn sie die Netzlast in der Einspeiseebene vermindert. Dadurch werden Verteilverluste im Netz vermindert und die Netzreserve (Abstand zur Kapazitätsgrenze des Netzes) erhöht. Durch verbrauchsnah dezentrale Einspeisung ergibt sich in der heutigen Praxis vielfach ein Kostenvorteil für den Netzbetreiber. Die Verbrauchsnähe einer KWK-Anlage zur dezentralen Einspeisung ist in der Regel umgekehrt proportional zu ihrer Größe.

### **Eigenerzeuger**

Ein Eigenerzeuger, der eigenen Strombedarf selbst erzeugt, ist als Extremfall der verbrauchsnahen Einspeisung anzusehen. Der Eigenerzeuger vermindert die Lastflüsse in der Ebene seiner Netzanbindung und vermeidet die Netzentgelte der Anschlussebene und damit auch die der vorgelagerten Netzebenen. Eigenerzeuger können mit Netzreservekapazität der Anschlussnetzebene die Leistungskomponente

der VNE absichern. Bei Eigenerzeugern hat die Reserveproblematik wegen der zusätzlichen Netzebene eine größere Bedeutung als bei Einspeisern. Vielfach sind bei Gewerbebetrieben, Privatkunden und der öffentlichen Hand Kombinationen von Eigenerzeugung und Einspeisung anzutreffen, die "Zusatzstrom" dem Netz entnehmen und "Überschussstrom" in das Netz zurückspeisen.

### **Unverzichtbare Einspeisungen**

Soweit es verbrauchsferne und verbrauchsnahe Einspeisungen ermöglichen, die notwendige gesicherte Netzanschlussleistung an das vorgelagerte Netz unter die verlustbehaftete Netzlast zu senken, werden sie zu unverzichtbaren Einspeisungen, die Netzverstärkungen bzw. Netzausbau verhindern. Für den Netzbetreiber entsteht ein Optimierungspotenzial durch Einbindung der dezentralen Optionen. Dieser Abwägungsprozess einer Systemoptimierung zwischen Netzinvestitionen und dezentralen Optionen unter dem volkswirtschaftlichen Blickwinkel wird vom Gesetzgeber ausdrücklich angeregt (§14 Abs. 2 EnWG). In DENSAN sind dazu einige Beispiele ausgeführt, die belegen, dass diese Abwägung unter den aktuellen Rahmenbedingungen meist zu Ungunsten der dezentralen Optionen ausfallen wird. Sicher ist dabei von Bedeutung, von wie vielen konkreten dezentralen Einspeisungen es abhängt, dass die Netzlast die Netzkapazität nicht zu übersteigen droht. Wie in allen Besicherungsfällen ist auch hier eine n-x-Sicherheit zu berücksichtigen, so dass mehrere unverzichtbare dezentrale Einspeisungen jeweils nur statistisch anteilig Netzlast vermeiden.

### **Nicht lastganggemessene Verteilnetze**

Maßgeblich für die Beurteilung der Netzlastvermeidung ist immer die gesamte Netzebene eines Netzbetreibers und nicht das einzelne konkrete nachgelagerte Netz. Wenngleich viele NS-Netze nicht lastganggemessen sind, ist die rechnerische Ermittlung der Belastung der vorgelagerten Netzebene möglich, so dass vermiedene Netzentgelte berechnet werden können.

### **Nicht lastganggemessene Einspeiser**

Für Einspeiser ohne Lastgangmessungen ist nach StromNEV nur die Arbeitskomponente der vermiedenen Netznutzungsentgelte auszuführen. Die Vermeidungsleistung des nicht gemessenen Einspeisers führt zu einer erlösneutralen Kostenersparnis des Verteilnetzbetreibers, da er keine vNE auszahlen muss. Die unter dem Stichwort "Mikro-KWK" behandelten Erzeugungsanlagen und viele kleinere EEG-Anlagen sind in der Regel nicht lastganggemessene Einspeiser. Hier wäre sicher die Anwendung der Verstetigungsregel sinnvoll.

### **Netzreservekapazität**

Wenngleich die Netzreservekapazität im energierechtlichen Rahmen keine Erwähnung mehr findet, ist sie ein energiewirtschaftliches Erfordernis und wird in der Regel von Netzbetreibern angeboten. Netzreservekapazität wird üblicherweise für einspeisende Kraftwerke und für Eigenerzeuger mit Zusatzstrombezug für Inanspruchnahmen von 0-200 h/a, 200-400 h/a und 400-600 h/a für den Fall von Kraftwerksausfällen und üblicherweise auch für Revisionen angeboten. Der Gleichzeitigkeitsfaktor der Ausfallwahrscheinlichkeit des Kraftwerkspools in einem Verteilnetz bestimmt die physikalisch vorzuhaltende Netzkapazität.

Die Preise für Netzreservekapazität werden üblicherweise in Anlehnung an die VV17 mit den Gleichzeitigkeitsfaktoren 0,25, 0,30 und 0,35 und der Briefmarke der Netzentgelte der jeweiligen Netzebene ermittelt. Die Angemessenheit der verwendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren für Netzreserve ist nach Ansicht der Verfasser zu überprüfen.

### **Zusammenfassung Netzsystematik**

Die Wirkungsweisen von verschiedenen Netzkonfigurationen mit dezentralen Stromerzeugern und Maßnahmen auf der Abnehmerseite sind in Abbildung 2-4 dargestellt. Dabei sind nur die Wirkungen aufgeführt, die durch Aktivitäten der Netzbetreiber herbeigeführt werden können. Selbstoptimierungen der Betreiber der Anlagen oder der Abnehmer sind nicht dargestellt. In der Abbildung bedeuten:

- + - Effekt vorhanden
- - Effekt nicht vorhanden
- + / - - Effekt unklar
- AP - Arbeitspreis
- LP - Leistungspreis
- VE - Vorgelagerte Netzebene
- EE - Einspeisenetzebene

Konfiguration Einspeiser/Netz	Entlastung Einspeiseebene	Entlastung vorgel. Ebene	VNE Einspeiseebene	VNE vorgel. Ebene	Netzreserve
verbrauchsnahe "mittlere KWK/EEG"	+	+	-	AP / LP	VE
Eigenerzeuger	+	+	AP / LP	-	EE
nicht verbrauchsnahe "Große KWK/EEG"	-	+		AP / LP	VE
nicht gemessene Netze "Kleine KWK/EEG"	+ / -	+		AP / LP	-
nicht gemessene Einsp. "Micro KWK/EEG"	+ / -	+ / -		AP	-
unverzichtbare "Netzanlagen"	+ / -	++		AP / LP	VE
Lastmanagement	+	+	-	AP / LP	-

Abbildung 2-4: Wirkungsmatrix der Netzkonfiguration von dezentralen Optionen

Die Bedeutung der dezentralen Optionen wird sicher wesentlich von ihrer jeweiligen elektrischen Leistung bestimmt. Klassifiziert man die Optionen nach ihrer qualitativen Wirkung, ist folgende Rangfolge der Bedeutung gesehen:

1. Unverzichtbare Einspeisungen
2. Eigenerzeuger
3. Lastmanagement
4. Verbrauchsnahe mittlere Erzeuger
5. Nicht gemessene Einspeiser
6. Nicht verbrauchsnahe große Erzeuger
7. Nicht gemessene Netze

Die unterschiedlichen dezentralen Optionen erfahren dadurch mit der Einbindung in die konkreten Netze unterschiedliche Werte.

### 2.2.1.2 Netzausbau und -verstärkung

Der Netzausbau ist wie erwähnt eine Handlungsoption, um die örtlichen Anschlusskapazitäten bereitzustellen. Nach § 14 Abs. 2 EnWG haben die Netzbetreiber bei der Planung des Verteilernetzausbaus die Möglichkeiten, Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Dies verpflichtet

die Netzbetreiber, neben Ersatz durch leistungsstärkere Anlagen oder Netzerweiterungen auch eine aktive Ansiedlungsförderung von dezentralen Anlagen zu prüfen. Einer nennenswerten Umsetzung dieser Option als Vorzugsoption stehen jedoch viele Hemmnisse entgegen. Die Rolle der Netzbetreiber bei der aktiven Werbung um die Ansiedlung von dezentralen Erzeugungsanlagen ist nicht definiert. Förderinstrumente für das Setzen von Ansiedlungsanreizen fehlen. Die Anerkennung der Kostenerstattungen für die Aufwendungen der Erzeuger für die langjährige Vorhaltung der gesicherten Erzeugung auf Anforderung des Netzbetreibers ist im regulatorischen Graubereich. Eine Methodik der Nutzen-Kosten-Analyse des Netzbetreibers im Hinblick auf den geforderten Abwägungsprozess mit Definition der Planungshorizonte ist nicht festgelegt. Bei diesen Unsicherheiten gibt auch häufig die Risikoabwägung der Versorgungssicherheit den Ausschlag für den Netzausbau.

Im liberalisierten Energiewirtschaftssystem fällt den Netzbetreibern durch das natürliche Monopol eine besondere Rolle zu. Sie unterliegen als isoliert stehende Dienstleister besonderen Regeln der absoluten Gleichstellung aller Netznutzer. Hierbei ist besonders der Preis für diese Dienstleistung stärker als früher in den Fokus gerückt. Es sollen wirkungsvolle Instrumentarien geschaffen werden, die die Effizienz stärker bewertet und eine kostenbasierte Bepreisung in den Hintergrund drängt.

Für den Netzbetreiber fallen damit Kostenvorteile, die sie bei einer wirkungsvollen Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in anderen Funktionsbereichen des Energieversorgungsunternehmens erzielen konnten, als wirtschaftliche Zielgröße weg. Es werden nur noch die Kosten im eigenen Bereich gewertet.

Die Erschließung dezentraler Erzeugungsoptionen belastet jedoch den Netzbetreiber gegenüber nur einer hinreichend dimensionierten Übergabestelle in vielfältiger Hinsicht:

Nach §13 des EEG werden die Netzkosten, die durch den Anschluss eines Kraftwerks entstehen, zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt. Der Anlagenbetreiber trägt die Anschlusskosten, während der Netzbetreiber für die Kosten des Netzausbaus aufkommen muss. Vorgaben der BNetzA schließen auch bei anderen Einspeisern eine Beteiligung an den Kosten des Netzausbaus aus guten Gründen weitgehend aus. Für den Netzbetreiber ist dieses Vorgehen jedoch nicht automatisch kostenneutral: Er kann zwar bei den aktuellen und auch künftig kostenbasierten Entgeltfestlegungen die auf ihn entfallenden Kosten des Netzausbaus bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, ihre tatsächliche Höhe hängt jedoch im Rahmen des Anreizregulierungsregimes auch von den Ergebnissen des Effizienzvergleiches und der Festlegung der Erlösobergrenze ab.

Im Rahmen einer klassischen Rentabilitätsregulierung mit einer Kopplung der Gewinne am kalkulatorischen Eigenkapital haben die Netzbetreiber prinzipiell einen Anreiz, ihre Anlagenbasis zu erweitern und damit auch die Gewinnmöglichkeiten zu erhöhen. Das gilt allerdings nur so lange, wie die Netzbetreiber keinem allgemeinen Entgeltensenkungsdruck unterliegen und die Kosten des EEG-bedingten Netzausbaus beim Benchmarking der Netzbetreiber berücksichtigt werden können. Sind diese Bedingungen wie in der aktuellen Ausprägung der Anreizregulierung nicht erfüllt, entstehen für den Netzbetreiber Anreize gegen zusätzliche Anlagen.

Dezentrale Anlagen können unter folgenden Bedingungen die Netzkosten mindern:

- verbrauchsnahe Einspeisung in Netzteile an oder über der Kapazitätsgrenze
- gesicherte Verfügbarkeit auf Anforderung des Netzbetreibers
- Garantie von Restlaufzeiten, die bis zur Außerbetriebnahme eine andere technische Lösung unter Berücksichtigung von Planungs- und Genehmigungszeiten erlauben

In der Praxis können diese Gegebenheiten bei folgenden Konstellationen erfüllt sein:

### **Dezentrale Anlagen als Ersatz für fehlende Übertragungskapazität**

Die Netzlast in Randbereichen des Verteilnetzes übersteige die maximale Übertragungsleistung. Um die Versorgungslücke ohne Netzverstärkung zu schließen, können ständig dezentrale Anlagen in den Netzteil einspeisen. Die Erzeugungskapazitäten müssen gesichert vorgehalten werden und durch den Netzbetreiber abrufbar sein oder als eigenerzeugungähnliche Anlagen den Lastbedarf eines dominierenden Entnehmers abfahren. Diese Vorgaben beschränken die Fahrweise der Kraftwerke und stellen hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit. Diese Anforderungen können kaum nur mit einer Erzeugungsanlage abgedeckt werden. Die Koordination zur Abdeckung der Leistungsanforderungen oberhalb der Übertragungskapazität der Netze setzt die Anfänge des Aufbaus eines virtuellen Netzlastkraftwerks voraus.

### **Dezentrale Anlagen als Ersatz für fehlende Netzanschlusskapazität**

Die Netzlast im Verteilnetz übersteige die maximale Anschlussleistung an das vorgelagerte Netz. Um die Lücke zu schließen, müssen ständig dezentrale Anlagen in das Netz einspeisen. Die Erzeugungskapazitäten müssen gesichert vorgehalten werden und durch den Netzbetreiber abrufbar sein. Diese Vorgaben aus dem Netz beschränken die Fahrweise der Kraftwerke und verteuern die Erzeugung gegenüber anderen Erzeugern ohne diese Restriktionen.

Die Vergütung für diese dezentralen Einspeisungen muss demnach höher sein als bei üblichen Einspeisungen, da hier die Reserveenergie unmittelbar durch die Kraftwerke bereitgestellt wird. Diese Differenzierung gibt die jetzige Regelung in der Strom-Netzentgeltverordnung (§18) nicht her. Hier bietet sich u.a. die Möglichkeit, die evtl. über die vermiedenen Netznutzungsentgelte hinaus vermiedenen Kosten (z.B. Baukostenzuschüsse) als annuitätische Beträge den kooperierenden Erzeugern teilweise zuzuschreiben.

### **Besicherung der Netzanschlusskapazität**

Die ungesicherte Netzanschlusskapazität sei zur Abdeckung der Netzlast ausreichend dimensioniert. Bei Ausfall des ungesicherten Teils der Netzanschlusskapazität müssen dezentrale Erzeugungsanlagen in ständiger Abrufbereitschaft durch den Netzbetreiber vorgehalten werden. Diese Dienstleistung muss der Netzbetreiber vergüten. Da die Anlagen evtl. jedoch überhaupt nicht in Anspruch genommen wurden, können ihnen in diesem Fall auch keine vermiedenen Netznutzungsentgelte gezahlt werden. Andererseits erfolgt die Kostenwälzung aus der vorgelagerten Ebene trotz unterschiedlicher Anlagenausstattung an der Übergabe immer in gleicher Höhe: ob gesichert oder ungesichert.

### **Dezentrale Erzeugung zur Optimierung der Kosten für das vorgelagerte Netz**

Bei Netzkunden mit geringen Nutzungsdauern und spürbarer Leistungsanspruchnahme zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast (z. B. Schneekanonen) können die Erlöse aus Netznutzungsentgelten niedriger sein als die zuwachsenden Kosten für die Kostenwälzung aus dem vorgelagerten Netz. Ursachen sind die niedrigen Leistungspreise unterhalb des Knickpunktes der g-Funktion und für den Netzbetreiber die hohen Leistungspreise oberhalb des Knickpunktes mit den Nutzungsdauern des durchmischten Gesamtbedarfs. Der Netzkunde hat keine Motivation, seine durch die anderen Kunden mitfinanzierten Leistungsspitzen, z.B. durch dezentrale Erzeugungsanlagen, zu kappen. Auch der Netzbetreiber hat kaum Möglichkeiten, steuernd zugunsten aller Netzkunden einzugreifen.

#### **2.2.1.3 Systemdienstleistungen**

Bei zunehmender Dezentralisierung der Erzeugung steigt die Anforderung, Verteilnetzbetreiber stärker zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität heranzuziehen. Nach den gültigen Netz-Codes (Transmission, Distribution, Grid) müssen Verteilnetzbetreiber zu folgenden Systemdienstleistungen beitragen:

- Spannungshaltung  
Dem VNB obliegt es, den Blindleistungshaushalt in seinem Netz auszugleichen. Dazu muss er Möglichkeiten zur Kompensation im Netz

und in angeschlossenen Erzeugungsanlagen selbst bzw. über Verträge in geeignetem Umfang vorhalten, so dass die Einhaltung vorgeschriebener Grenzwerte bzw. vereinbarter Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.

- **Versorgungswiederaufbau**  
Der VNB ist im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Netzbetrieb und dessen Wiederherstellung nach Großstörungen verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erstellen. Dazu können bedingt auch Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeiten der dezentralen Kraftwerke im Netzgebiet beitragen.
- **Betriebsführung**  
Zu den Aufgaben der Betriebsführung des Verteilungsnetzes gehören u. a. die Netzüberwachung, die Anweisung und Durchführung von Schalthandlungen, die Durchführung der Spannungshaltung sowie der Betrieb der notwendigen betrieblichen Mess- und Zähleinrichtungen.

Durch eine größere Anzahl dezentraler Anlagen entsteht zunächst einmal ein höherer Aufwand für ihre Überwachung über die Netzleitstelle. Auf der anderen Seite nehmen dadurch auch die Möglichkeiten zu, die Anlagen zur Blindstromkompensation oder ggf. zum Versorgungswiederaufbau heranzuziehen. Die Anforderung von Regelenergie durch die VNB ist nicht sinnvoll.

#### **2.2.1.4 Handlungsoptionen des Netzbetreibers**

Einem aktiven Netzbetreiber ergeben sich dabei folgende Optionen:

- Unterstützung von Einspeisern bei der Optimierung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung
- Akquirierung von Kunden mit abschaltbaren Lasten (DSM)
- Maßnahmen zur Erhöhung einer nachhaltigen Vermeidung vorgelagerter Netzkapazität
- Förderung der Verbrauchsnähe von Standorten für Erzeugungsanlagen, soweit im Einzelfall möglich
- Anregungen zur Errichtung einer Vielzahl differenzierter dezentraler Optionen zur statistischen Absicherung der Vermeidungsleistung
- Die Koordination der Erzeugungseinrichtungen zur Abdeckung der Leistungsanforderungen oberhalb der Übertragungskapazität der Netze oder Netzkoppelstellen. Dies setzt den Beginn des Aufbaus eines virtuellen Netzlastkraftwerks voraus.

Die Auswahl der Optionen und die gegenseitige Ergänzung und Besicherung für eine sichere und preiswerte Energieversorgung obliegt allein dem Netzbetreiber.

Einer nennenswerten Umsetzung dieser Option als Vorzugsoption gegenüber der Netzverstärkung stehen viele Hemmnisse entgegen. Die Rolle der Netzbetreiber bei der aktiven Werbung von dezentralen Optionen ist nicht definiert. Die Förderinstrumente für das Setzen von Ansiedlungsanreizen fehlen. Kostenansätze für die Vorhaltung der gesicherten Erzeugung auf Anforderung des Netzbetreibers oder dem Ausgleich der Kosten für Lastverlagerungen sind im regulatorischen Graubereich. Für eine Planungssicherheit müssen dem Netzbetreiber Methodiken einer Nutzen-Kosten-Analyse im Hinblick auf den geforderten Abwägungsprozess an die Hand gegeben werden.

Um die Umorientierung im Selbstverständnis der Stromnetzbetreiber zu beschleunigen und die regulatorische Flankierung der damit verbundenen neuen Aktivitäten abzusichern, wäre es hilfreich, wenn der Gesetzgeber diese Methodiken einer Nutzen-Kosten-Analyse ausdrücklich festschreiben würde. Die Möglichkeit dazu ergibt sich aus dem § 14 Abs. 2 EnWG, in dem es heißt: „Die Bundesregierung wird ermächtigt, ... allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen bei Planungen festzulegen.“

Eine Alternative dazu wäre eine Verfahrensanweisung des Regulators, die den Netzbetreibern ebenfalls Rechtssicherheit für ihre Aktivitäten auf diesem Felde bieten würde.

Für die Festlegung einer geeigneten Methodik für den Netzausbau und damit auch für den Netzbetrieb ist die Setzung richtiger Systemgrenzen des Optimierungsgegenstandes wichtig.

#### **2.2.1.5 Definition der Grenzen für die Optimierung der Netzausbauplanung**

In der hier vorliegenden Betrachtung werden die Kosten für die regionale Stromverteilung durch drei Faktoren bestimmt:

- die regionale Verteilung der Erzeugung und der Importe
- die regionale Verteilung des Verbrauches und der Exporte
- die vorhandene Netzinfrastruktur

Die relevanten Bewertungskriterien für eine Optimierung des Gesamtsystems der regionalen Stromverteilung müssen die Kosten von Erzeugung, Lastmanagement und Verteilung umfassen. Eine ausschließliche

Optimierungsrechnung mit der Zielsetzung einer Minimierung der unmittelbaren Netzausbaukosten im Verteilungsnetz greift zu kurz. Die mittelbaren Kosten aus der Aktivität des Netzbetreibers sind mit einzubeziehen. Hierbei beeinflussen sich die Kosten in den Bereichen Erzeugung und Verteilung stark. Die Standortwahl des Kraftwerksbetreibers hat neben den Auswirkungen auf die eigenen Kosten, wie z.B. Brennstoffbereitstellung, Wirkung auf die Anschluss- und Verteilungskosten des Netzbetreibers. Die Bereitstellung hinreichender Übertragungskapazitäten ermöglichen den Kraftwerksbetrieb bzw. bestimmen Betriebsbeschränkungen.

Die Hauptakteure für die Optimierung mittels Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie dezentralen Erzeugungsanlagen im Verteilnetz sind:

- Verteilnetzbetreiber
- Netzkunden mit den Möglichkeiten, durch Produktionsverlagerungen oder Einsatzsteuerungen von Eigenerzeugungsanlagen die Netzentnahme bedarfsgerecht zu verändern
- Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen, die aufgrund des Primärenergiedargebotes, der Speicherbarkeit oder sonstiger Rahmenbedingungen die Möglichkeit haben, den Einsatz der Erzeugungsanlage netzbedarfsgerecht zu variieren
- Betreiber von Speichereinrichtungen für Strom (die Betrachtung von Speichereinrichtungen wird wegen ihrer aktuellen geringen Relevanz zurückgestellt)

Wird um jeden der Akteure eine Systemgrenze für die Optimierung gezogen, so können nur Maßnahmen realisiert werden, die bei jedem einzelnen betroffenen Akteur hinreichend hohe betriebswirtschaftliche Vorteile bringt. Eine Maßnahme muss bei jedem Akteur eine gewisse Renditeanforderung erfüllen. Diese unternehmensbezogene, betriebswirtschaftliche Sicht schränkt die Optimierungsmöglichkeiten zusätzlich ein.

Ein erweitertes Optimierungspotential wird erschlossen, wenn die Systemgrenze um die betroffenen Kosten- und Erlösbereiche der Akteure gelegt wird. Bei der Optimierung durch den Netzbetreiber werden die durch diese Maßnahme bei den anderen Akteuren provozierten externen Effekte bewertet und internalisiert. Dies betrifft bei den Erzeugern und Kunden mit Nachfragesteuerung nur Kosten und Erlöse im Zusammenhang mit der Teilnahme am Verfahren der Steuerung und nicht die gesamte Gewinn- und Verlustrechnung.

Durch diese Betrachtung wird eine Minimierung der gesamten Kosten innerhalb der Systemgrenzen erreicht. Diese Optimierungsmethodik wird als

**einzelwirtschaftliche Optimierung** bezeichnet. Dies bedeutet nicht zwangsläufig, dass die so definierte Maßnahme bei allen Akteuren betriebswirtschaftlich sinnvoll ist. In diesem ersten Schritt wird nicht betrachtet, welche Regeln notwendig sind, um durch einen gerechten Ausgleich bei allen Akteuren die Akzeptanz der so definierten optimierten Maßnahmen zu finden. Allerdings sollte der regulatorische Rahmen so ausgerichtet sein, dass einzelwirtschaftlich sinnvolle Maßnahmen für die Akteure auch betriebswirtschaftlich darstellbar sind (vgl. Kapitel 2.1 und Kapitel 3).

Um den Bezug zu den betriebswirtschaftlichen Auswirkungen bei den Akteuren zu behalten, wird in den folgenden Rechnungen auf die Internalisierung der Kosten der anderen Akteure in die Sphäre des Netzbetreibers verzichtet. Die Kosten werden bei den jeweiligen Akteuren ermittelt und erst im zweiten Schritt durch die Addition zur Einzelwirtschaftlichkeit zusammengefasst.

Die Systemgrenze umschließt folgende Kosten und Erlöse:

- **Netzbetreiber**  
gesamte Gewinn- und Verlustrechnung (genehmigte Kostenbasis in den Netzentgeltverfahren)
- **steuerbare dezentrale Erzeuger**  
keine Gesamtkostenrechnung, sondern nur die Erfassung der Kosten- und Erlösauswirkungen durch die Steuerung:  
vermiedene Netzentgelte durch veränderte Fahrweise und gezielt geworbene Erzeugungsanlagen zur Beseitigung von Netzengpässen; Kosten für Teilnahme an der Steuerbarkeit (Empfang der Anforderung, Start der Anlagen, ...); Mehrkosten für Erzeugung auf Anforderung des Netzbetreibers (Verlagerungskosten, Mehreinsatz); Kosten für eine planbare, nachhaltige Verfügbarkeit der dezentralen Option. Vermiedene Netzentgelte für nicht beeinflusste Erzeugungsanlagen werden hier nicht betrachtet.
- **Potentiell steuerbare Kunden (DSM) Kunden mit unterbrechbarer Produktion, Kunden mit Eigenerzeugungsanlagen**  
keine Gesamtkostenrechnung, sondern nur die Erfassung der Kosten- und Erlösauswirkungen durch die Steuerung:  
Kosten für Teilnahme an der Steuerbarkeit (Empfang der Anforderung, Start der Erzeugungsanlagen, Abschaltung der Produktionsanlagen,...); Mehrkosten für Erzeugung auf Anforderung des Netzbetreibers (Verlagerungskosten, Mehreinsatz) sowie Kosten für die Organisationsumstellung der Produktionsabläufe hinsichtlich Unterbrechbarkeit, Kosten für Unterbrechung (Wiedererwärmung, ...).

Besondere Bedeutung hat die Verrechnung der Zahlungsströme innerhalb der Systemgrenzen zwischen den Akteuren. Diese bezeichnen wir hier in Anlehnung an die klassische innerbetriebliche Leistungsverrechnung (ILV) als innere Leistungsverrechnung in den Systemgrenzen und kürzen sie ebenfalls mit ILV ab. Diese Zahlungsströme haben keinen Einfluss auf die Einzelwirtschaftlichkeit.

### **2.2.1.6 Rahmenbedingungen der einzelwirtschaftlichen Betrachtung**

Die Berechnung der Auswirkungen von Maßnahmen umfassen bei den vier Hauptakteuren (siehe oben) innerhalb der Systemgrenze die energie- und betriebswirtschaftlichen Parameter in vielen Aspekten. Die Maßnahmen haben über die betroffene Netzebene hinweg durch Wälzung in nachgelagerten Ebenen und Lastflussänderungen in vorgelagerten Ebenen Wirkungen auf den gesamten Netzbetrieb. Zur Vereinfachung werden hier nur die Auswirkungen der Maßnahmen auf eine Netzebene betrachtet. Somit wird nicht der Betrieb sämtlicher Netzebenen des Netzbetreibers einbezogen, sondern *nur* eine Netzebene.

Vorteil ist:

- die reduzierte Komplexität;
- Komplexe Wechselwirkungen mit den anderen Netzebenen werden vermieden. Die Entnahme aus der vorgelagerten Ebene wird entsprechend den Vorschriften der Kostenwälzung in der StromNEV nur als „Netzkunde“ betrachtet. Vergütungswirksam sind die tatsächlichen Bezugshöchstleistung im Jahr und die Bezugsarbeit. Hier wird auch betrachtet, ob die Netzanschlussleistung an den Verknüpfungspunkten mit der vorgelagerten Ebene in hinreichender Höhe besteht. Die nachgelagerte Ebene ist ein Kunde der betrachteten Ebene; die Nutzung der vorgelagerten Ebene wird mit max. Bezugsleistung und Bezugsarbeit, Anschlussleistung und Übertragungsleistung der Übergabe betrachtet.
- Durch die Betrachtung wird die Lage von Eigentumsgrenzen direkt ober- und unterhalb der betrachteten Ebene ausgeblendet. Die Ergebnisse sind auf Netzbetreiber mit unterschiedlichen Eigentumsgrenzen übertragbar.
- Die Beschränkung auf eine Ebene ist keine Einschränkung der Aussagekraft. Z.B. Optimierungen in der nachgelagerten Ebene wirken über die veränderte Entnahme auch unmittelbar in der betrachteten Ebene.

- Die Rückspeisungen in die vorgelagerte Ebene bei unterschiedlichen Optimierungen können berücksichtigt werden. Die Netzentgelte des vorgelagerten Netzes ergeben sich nicht aus der saldierten Summe sondern nur aus der Summe der positiven Entnahmewerte. Die Rückspeisungen werden gemäß § 18 (1) Satz 4 berechnet.

Bei den Netzkosten werden nur Jahreskosten berücksichtigt. Investitionen werden mit der Nutzungsdauer in eine Annuität umgerechnet (analog der Life Cycle Cost-Methode, siehe hierzu Kapitel 2.1). Des Weiteren werden zur besseren Ableitung von allgemein gültigen Aussagen keine Sprunginvestitionen berücksichtigt. Es wird unterstellt, dass die Anlagen mit einem Ansatz in €/kW stufenlos bedarfsgerecht ausgebaut werden können.

Die Netzkosten werden nicht für einen besonderen Anschlusspunkt eines bestehenden Netzes berechnet. Die Netzkosten werden allgemeiner mit typischen, standardisierten Ausbaurkosten je Leistungsänderung berechnet. Dies soll die Ableitung allgemeingültiger Wirkungsweisen der Methode erleichtern.

Durch dezentrale Erzeugungen und DSM-Maßnahmen verändern sich die Netzverluste. Je nach Ort und Lastflussverhältnissen können die Netzverluste jedoch steigen und sinken. In dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass sich die Netzverluste durch die Optimierungstiefe nicht verändern.

Ausgangspunkt ist beispielhaft die Netzganglinie und die Kundenstruktur der Stadtwerke Schwäbisch Hall. Auch die Netzentgelte bzw. die Netzentgelte des Netzbetreibers der vorgelagerten Ebene liegen der Betrachtung zugrunde.

Der gesicherte Einsatz dezentraler Optionen soll Netzausbaukosten senken. In der Praxis stellt die Erfassung der langfristigen Kostenpotentiale für vermiedenen Anlagenbau im Verteilnetz durch die Erschließung dezentraler Optionen ein weiteres Problem dar. Die vermiedenen Ausbaurkosten in der Übergabe zur vorgelagerten Ebene und der unterlassenen Erhöhung der Netzanschlussleistung am vorgelagerten Netz sind eher zu erfassen und kostenmäßig zu bewerten. In dieser Betrachtung sind für die vermiedenen Ausbaurkosten durch die Differenz zum Referenzfall Annahmen getroffen und werden als Jahreskosten berücksichtigt.

### **2.2.2 Darstellung der betrachteten Varianten**

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich verschiedene Szenarien auf die Lastgänge, insbesondere die Netzgesamtlast, die Einspeiselast und die Bezugslast, auswirken.

Ausgangssituation ist der Lastgang "Fall A". Er beschreibt den Ist-Zustand der Stadtwerke Schwäbisch Hall. Allerdings wird die Summe der Einspeiseleistung durch eine Palmölanlage ergänzt. Diese soll unoptimiert einspeisen. Dies bedeutet, für die maximale Leistung von 5,4 MW wird eine Benutzungsdauer von 7500 Stunden angenommen. Die aus dem Produkt errechnete Arbeit wird konstant als Band über das Jahr eingespeist.

Im Anschluss werden folgende Szenarien untersucht:

- **Fall A+I:** zusätzliche Konzessionsgebiete, in der Größenordnung von 5 bis 10 MW ziehen aus der MS-Ebene.
- **Fall A+II:** die Produktionserweiterung einer Firma erhöht den Leistungsbedarf einer Abnahmestelle. Sie bezieht ihre Leistung (maximal 15 MW) ebenfalls aus der MS-Ebene.
- **Fall A+III:** vermehrte Installation von Klimaanlage in der NS-Ebene mit einer Gesamtleistung von 2,5 MW.
- **Fall A+IV:** zusätzliche dezentrale Anlagen, die sich wie folgt zusammensetzen:
  - Photovoltaik mit einer Gesamtleistung von 3 MW in der NS-Ebene
  - Windanlagen mit einer Gesamtleistung von 3 MW in der MS-Ebene
  - Industrie-KWK-Anlage mit einer Leistung von 3 MW in der MS-Ebene
  - wärmegeführte KWK-Anlagen mit einer Leistung von 3 MW, die zu 50% in die NS-Ebene und zu 50% in die MS-Ebene einspeist.

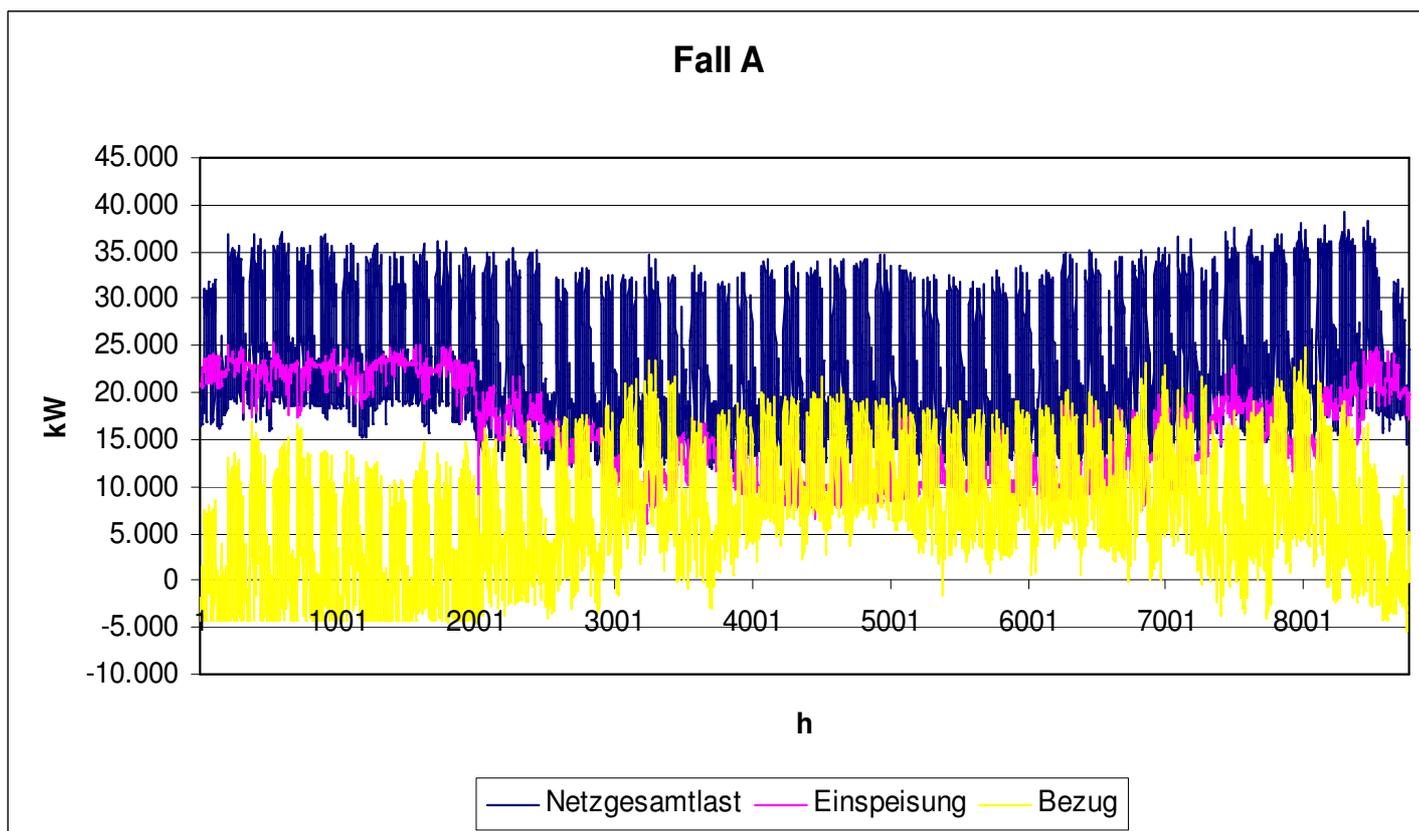
(passiver Netzbetreiber)

Zu jedem Szenario werden die resultierenden Lastgänge angegeben, sowie in einer Tabelle die Höchstlast, Arbeit und Vollbenutzungsstunden, jeweils bezogen auf die Netzlast, die Einspeiseleistung und die Bezugslast aus dem übergelagerten Netz.

Als letztes wird untersucht, wie sich die folgenden Szenarien auf die betroffenen Netzebenen auswirken.

**Fall A:**

Fall A beschreibt den Ausgangszustand. Wie oben bereits erwähnt, wird der Ist-Zustand der Stadtwerke Schwäbisch Hall lediglich durch ein Palmölkraftwerk ergänzt. Fall A dient als Grundlage für die folgenden vier Szenarien.

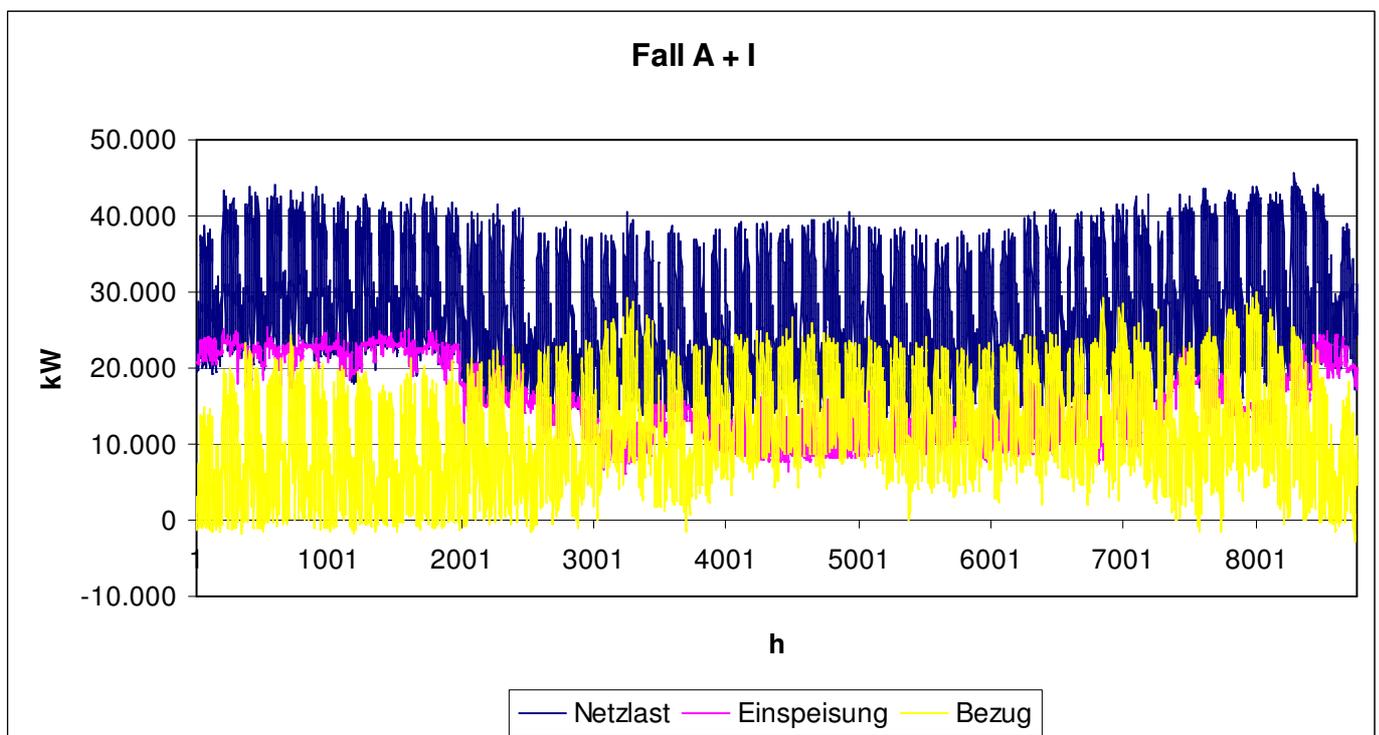


	Netzlast		Einspeisung		Bezug	
<b>Höchstlast</b>	39,33	MW	25,36	MW	24,71	MW
<b>Arbeit</b>	206.091	MWh/a	136.729	MWh/a	72.559	MWh/a
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	5.240	h/a	5.391	h/a	2.937	h/a

## Fall A + I

Hier wird von zusätzlichen Konzessionsgebieten ausgegangen, die ihre Leistung aus der MS-Ebene beziehen. Konkret wird von 8 MW zusätzlicher Leistung ausgegangen, die aber noch verändert werden kann.

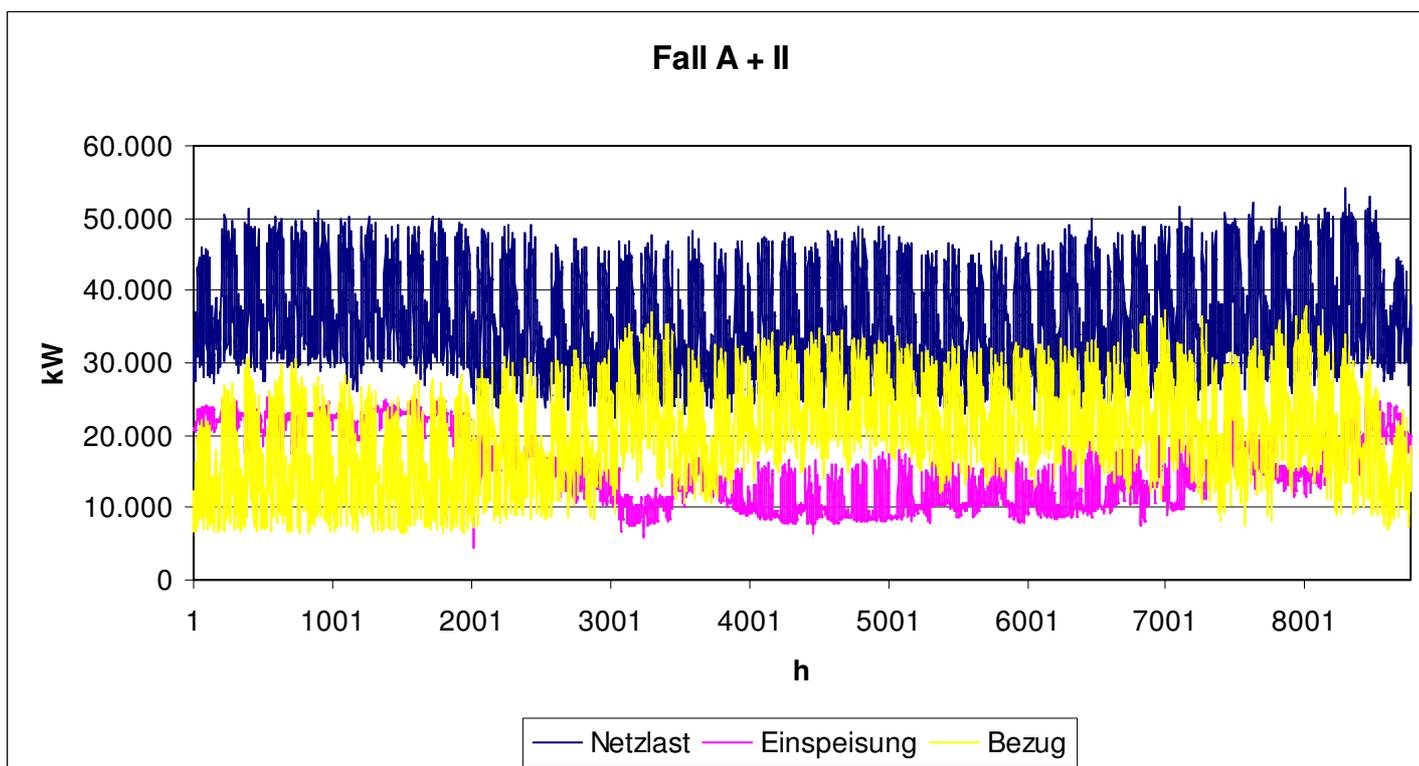
Für die Lastgänge der Konzessionsgebiete wurde ein Lastgang mit folgenden Eigenschaften zugrunde gelegt (Ergänzung durch EE).



	Netzlast		Einspeisung		Bezug	
<b>Höchstlast</b>	45,71	MW	25,36	MW	29,99	MW
<b>Arbeit</b>	241.959	MWh/a	136.729	MWh/a	105.461	MWh/a
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	5.293	h/a	5.391	h/a	3.516	h/a

### Fall A + II

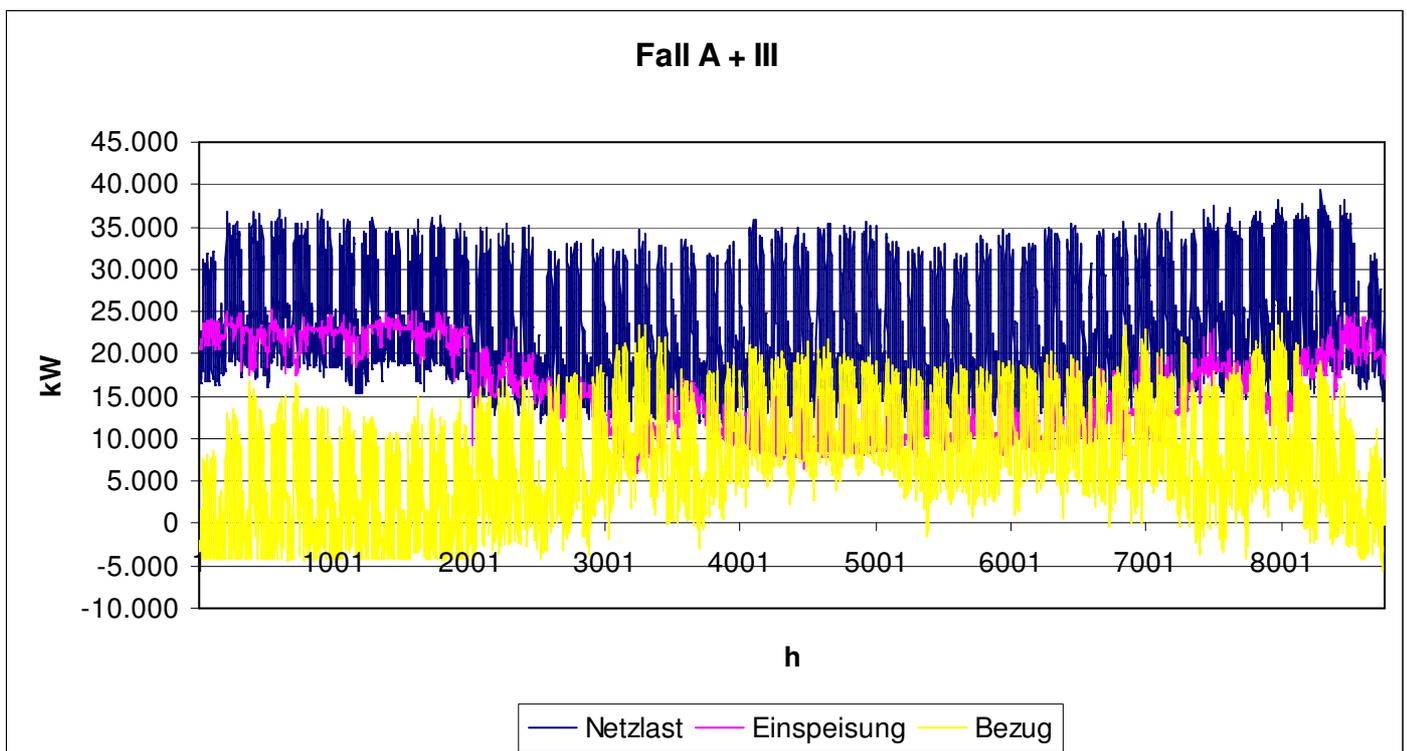
Eine Erweiterung der Solarfabrik kommt als zusätzlicher Verbraucher ans Netz mit 15 MW. Die Fabrik fährt im Dreischichtbetrieb und bezieht stochastisch ihre Leistung mit geringer Abweichung nach unten von der maximalen Last.



	Netzlast		Einspeisung		Bezug	
<b>Höchstlast</b>	54,14	MW	25,36	MW	37,89	MW
<b>Arbeit</b>	318.861	MWh/a	136.729	MWh/a	182.132	MWh/a
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	5.890	h/a	5.391	h/a	4.807	h/a

### Fall A + III

Durch starken Zubau von Klimaanlage im Bereich der Haushaltskunden in der NS-Ebene wird das Netz stärker belastet. Die Gesamtleistung der Klimaanlage beträgt 2,5 MW. Der Lastgang wird anhand von gegebenen Außentemperaturen bestimmt. Dies hat zur Folge, dass das Netz lediglich um die warmen Sommermonate eine zusätzliche Belastung erfährt.

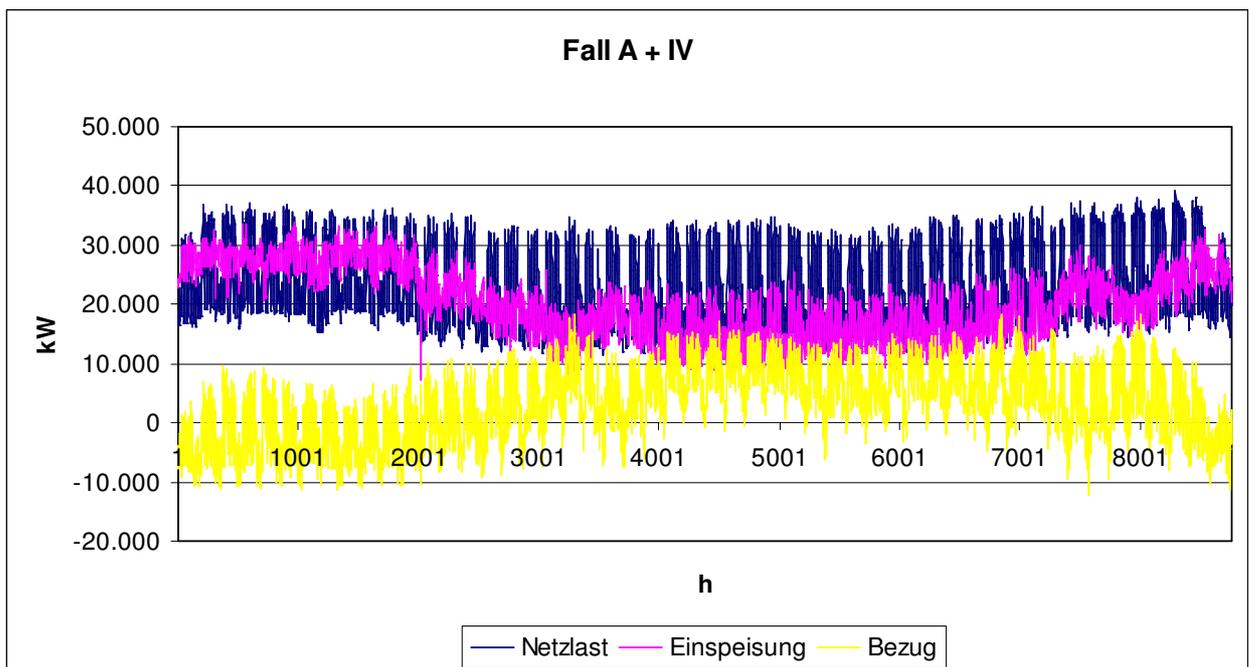


	Netzlast		Einspeisung		Bezug	
<b>Höchstlast</b>	39,33	MW	25,36	MW	24,71	MW
<b>Arbeit</b>	208.091	MWh/a	136.729	MWh/a	74.289	MWh/a
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	5.284	h/a	5.391	h/a	3.006	h/a

## Fall A + IV

Diesmal bleibt die Netzlast unverändert. Hinzu kommen neue dezentrale Einspeiser, deren Lastgänge folgendermaßen ermittelt werden:

- Photovoltaik (NS): richtet sich an Daten bereits installierter Anlagen und kann in ihrer maximalen Leistung von 3 MW angepasst werden
- Wind (MS): richtet sich ebenfalls an den Daten bereits vorhandener Anlagen und kann in ihrer maximalen Leistung von 3 MW angepasst werden
- wärmegeführte KWK-Anlagen (50% NS, 50% MS): richten sich nach gegebenen Außentemperaturen und können in ihrer maximalen Leistung von 3 MW angepasst werden.
- Industrie-KWK-Anlage (NS): Sie läuft im Doppelschichtbetrieb. An Wochenenden und Feiertagen steht die Anlage.



	Netzlast		Einspeisung		Bezug	
<b>Höchstlast</b>	39,33	MW	33,81	MW	18,42	MW
<b>Arbeit</b>	206.090,59	MWh/a	178.410,51	MWh/a	39.205,02	MWh/a
<b>Vollbenutzungsstunden</b>	5.239,88	h/a	5.276,53	h/a	2.128,80	h/a

In der folgenden Tabelle 2-5 sind die besprochenen Lastfälle noch einmal zusammenfassend mit den sich ergebenden Rückspeiseleistungen dargestellt.

<b>Lastfälle</b>		<b>A</b>	<b>A + I</b>	<b>A + II</b>	<b>A + III</b>	<b>A + IV</b>
<b>Netzlast</b>						
Höchstlast	MW	39,3	45,7	54,1	39,3	39,3
Menge	MWh	206.091	241.959	318.861	208.091	206.091
Benutzung	h/a	5.240	5.293	5.890	5.291	5.240
<b>Dezentrale Einspeisung</b>						
Höchstlast	MW	25,4	25,4	25,4	25,4	33,8
Menge	MWh	136.729	136.729	136.729	136.729	178.411
Benutzung	h/a	5.392	5.392	5.392	5.392	5.277
<b>Bezug vorgel. Netz</b>						
Höchstlast	MW	24,7	30,0	37,9	24,7	18,4
Menge	MWh	72.559	105.461	182.132	74.290	39.205
Benutzung	h/a	2.936	3.517	4.807	3.006	2.128
<b>Rückspeisungen</b>						
Höchstlast	MW	-6,2	-2,9	0,0	-5,5	-12,3
Menge	MWh	-3.198	-231	0	-2.928	-11.525
Benutzung	h/a	516	81	0	533	933

Tabelle 2-5: Untersuchte Fälle der Netzlasten

## 2.2.3 Dezentrale Netzlast-Optionen

### 2.2.3.1 Grundlagen

Als dezentrale Netzlast-Optionen werden im Weiteren die wirtschaftlichen und betrieblichen Aspekte der folgende Anlagen bzw. Strategien aus der Sicht der Betreiber der dezentralen Optionen untersucht:

- Erzeugungsanlagen (KWK-Anlagen, EEG-Anlagen, Spitzenanlagen)
- Demand Side Management DSM (Lastabwurf, Eigenerzeugung)
- Speicheranlagen

Die Zusammenschaltung der einzelnen dezentralen Optionen kann als ein Netzlast-Kraftwerk gemäß Abbildung 2-5 verstanden werden. Die einzelnen dezentralen Optionen zielen dabei im Sinne von Regelkreisen auf die Minimierung der Netzlasten des Einspeisernetzes der vorgelagerten und auch der vorvorgelagerten Netzebenen ab. Im Zusammenspiel mit den Kosten der dezentralen Optionen ergibt sich dann mit dem einzelwirtschaftlichen Kostenminimum des virtuellen Netzlastkraftwerkes die optimierte Vermeidung vorgelagerter Netzkapazitäten.

Eine Betrachtung von Inselösungen mit dezentralen Erzeugungsanlagen oder Fragen der Schwarzstartfähigkeit durch dezentrale Erzeugungsanlagen erfolgt nicht. Ebenso erfolgt keine weitere Betrachtung der oben aufgeführten Speicheranlagen, da diese Anlagen in der derzeitigen Stromversorgung keine praktische Relevanz haben, sondern Forschungs- und Entwicklungsvorhaben darstellen.

Die Untersuchung der dezentralen Optionen erfolgt in Hinsicht auf ihre kurzfristige technische Verwirklichbarkeit. Die Betrachtung mittelfristiger oder langfristiger Aspekte ist nicht Gegenstand der Untersuchung. Im Folgenden werden die Vorort-Aspekte und die Vorort-Kosten der dezentralen Optionen untersucht.

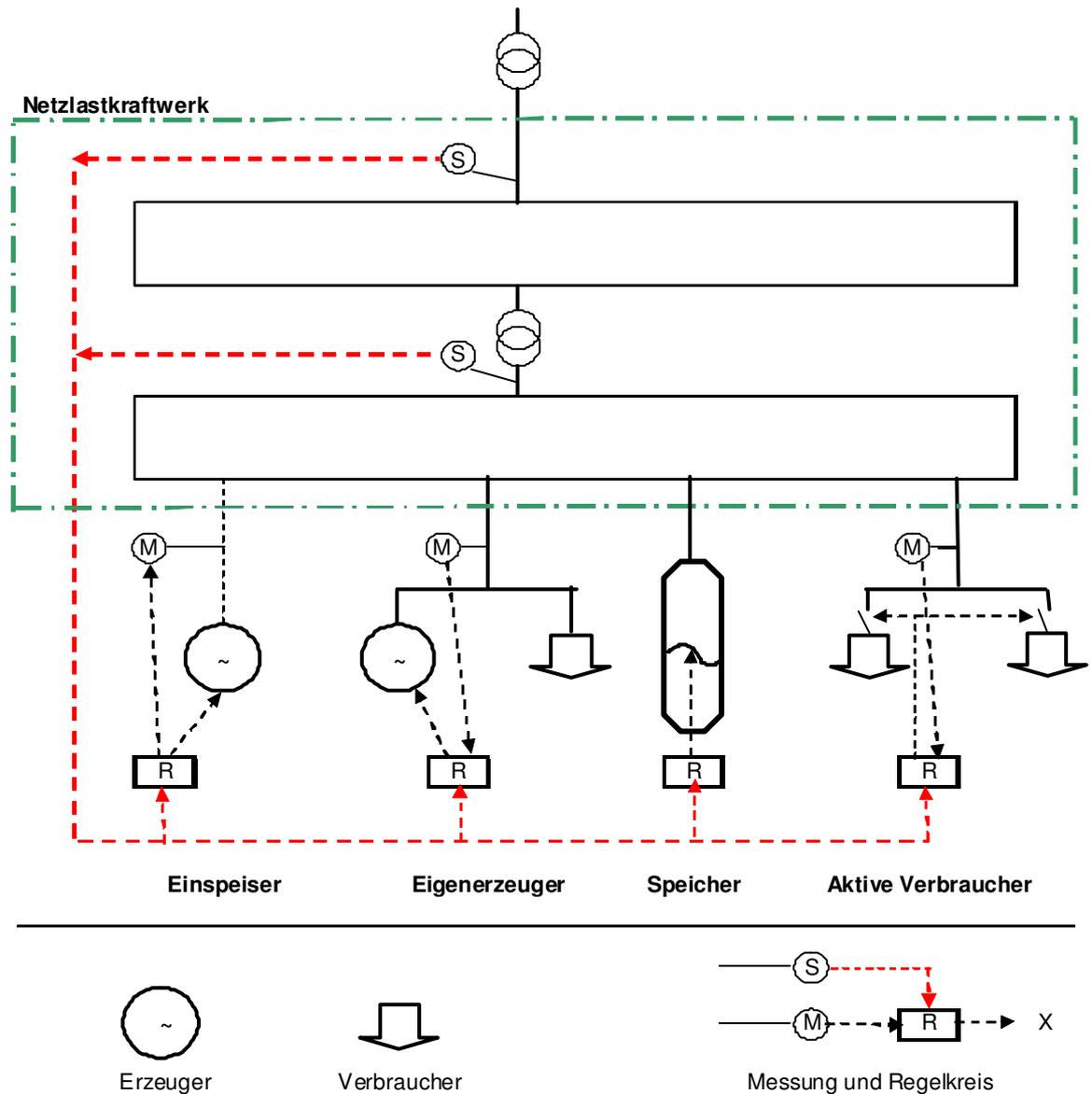


Abbildung 2-5: Regelkreise des virtuellen Netzlast-Kraftwerks

### 2.2.3.2 Einspeiseanlagen

#### KWK-Anlagen

Stromerzeugungsanlagen weisen je Brennstoff und je technischer Konzeption eine wirtschaftlich optimale Nennleistung auf (economies of scale) und sind in der Regel Großanlagen, die in die Transportnetze einspeisen. Anlagen unterhalb der optimalen Nennleistung sind in der Regel nur wirtschaftlich in Kraft-Wärme-Kopplung zu betreiben und speisen in dezentrale Netze ein. Für die Betrachtung der dezentralen Einspeisung ist die umweltökologische Effizienz der gekoppelten Strom- und

Wärmeerzeugung nicht maßgeblich. Der in KWK-Anlagen möglicherweise erzeugte Kond-Strom ist gleichermaßen als dezentrale Einspeisung zu berücksichtigen. Die Netzeinspeisung von KWK-Anlagen kann 100% betragen (EVU-Anlagen) oder aber auch nur der Überschussstrom von Eigenerzeugungsanlagen (Industrieanlagen).

KWK-Anlagen weisen in Bezug auf Ihre Freiheitsgrade der Stromerzeugung im Wesentlichen folgende Charakteristika auf:

- Große KWK-Anlagen besitzen durch Entkopplungssysteme der Rückkühlung (Entnahme Kond-Turbinen) hohe Freiheitsgrade der Stromerzeugung auf und können in der Regel ganzjährig im gesamten Lastbereich betrieben werden.
- Mittlere KWK-Anlagen sind überwiegend wärmeorientiert und können mit ihren typischen Entkopplungssystemen (Wärmespeicher) in der Regel nur im Tageszyklus im gesamten Lastbereich betrieben werden.
- Kleine KWK-Anlagen verfügen in der Regel über keine Entkopplungssysteme und werden starr wärmeorientiert betrieben.

Die Stromerzeugung von KWK-Anlagen ist zunächst in der Regel abhängig von dem durch die KWK-Anlage zu deckenden Wärmebedarf. Das Potenzial einer vom Wärmebedarf unabhängigen Stromerzeugung wird durch die vorhandenen Entkopplungssysteme bestimmt. Als Entkopplungssysteme bei KWK-Anlagen kommen Rückkühleinrichtungen und Wärmespeicher in Betracht. Die Wirtschaftlichkeit der Entkopplungssysteme wird wesentlich durch die Stromkennziffer der KWK-Anlage, also das Verhältnis der Stromerzeugung zur gekoppelten Wärmeerzeugung, bestimmt. Als realistische Stromkennziffern von KWK-Anlagen werden im Weiteren Werte von  $0,6 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{th}}$  bis  $1,0 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{kWh}_{\text{th}}$  angesetzt.

Durch das Entkopplungssystem Speicher kann die Wärmeerzeugung einen nach Maßgabe der Dimensionierung des Speichers zeitlich verschobenen Wärmebedarf decken. Mit diesem Entkopplungssystem kann die Stromerzeugung in Hochpreiszeiten verlegt werden, die in der Regel stark mit den Netzlasten korrelieren (KWK-Speicheranlagen können dadurch bei konstanten Wärmeerlösen ihre Stromerlöse durch "HT-Orientierung" erhöhen und damit ihre Gesamtwirtschaftlichkeit verbessern).

Das Entkopplungssystem Rückkühlung wird immer bei den großen KWK-Anlagen mit Entnahme-Kond-Turbinen angewendet. Anders als bei Speicheranlagen ist die Entkopplung unbegrenzt, wenn die Kühlkapazitäten (auch im Sommer) ausreichende Leistungen aufweisen. Das System Rückkühlung vermindert durch Wegfall der Wärmeauskopplung die Erlöspotenziale des Anlagenbetreibers. Das Stromprofil einer

Rückkühlungsanlage (Entnahme-Kond-Anlage) ist in Abbildung 2-6 dargestellt.

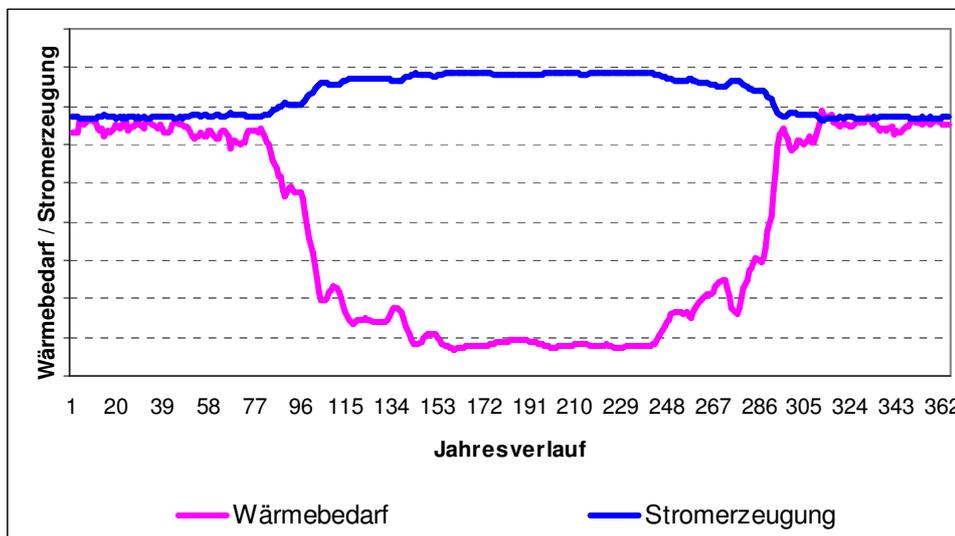


Abbildung 2-6: Strom- und Wärmeprofil einer Entnahme-Kond KWK-Anlage

## EEG-Anlagen

Die Stromerzeugung von EEG-Anlagen ist zuerst abhängig vom Dargebot der jeweiligen erneuerbaren Energie. Die betriebswirtschaftliche Auslegung von EEG-Anlagen führt durch die konstante Mindestvergütung zu möglichst langen Laufzeiten. Aus ökologischen Gründen sind ebenso lange Laufzeiten und möglichst geringes Zurückfahren der Anlagen erwünscht. EEG-Anlagen sind überwiegend nur bedingt steuerbar.

- **Nicht steuerbare EEG-Anlagen:** Wind, Laufwasser, Fotovoltaik
- **Steuerbare EEG-Anlagen:** Biomasse, Klärgas, Grubengas

Die Steuerbarkeit der grundsätzlich steuerbaren EEG-Anlagen ist in der Regel begrenzt, da Biomasse-, Klär- und Grubengas-BHKW üblicherweise möglichst hohe Laufzeiten anstreben und auch vielfach schon die technisch maximalen Laufzeiten erreichen.

Positive Beiträge von Netzlastvermeidungen durch EEG-Anlagen kommen der Allgemeinheit und nicht dem Anlagenbetreiber zugute, da die vermiedenen Netzentgelte nach § 5 (2) EEG nicht dem Anlagenbetreiber zugeschrieben werden, sondern die Kostenwälzung des EEG entlasten und damit die Belastungen der Endverbraucher vermindern. Die Mindestvergütungen des EEG sind als staatliche Fördermaßnahme an der Auskömmlichkeit orientiert, so dass Mehrerlöse des EEG-Anlagenbetreibers

über die Mindestvergütung hinaus als ungerechtfertigt bzw. als "Rosinenpicken" anzusehen ist.

Insofern ist mit EEG-Anlagen als dezentrale Optionen im virtuellen Netzlastkraftwerk im derzeitigen Rechtsrahmen und Förderverständnis keine Einzelwirtschaftlichkeit im Sinne der obigen Definition zu erreichen. Insofern bleiben EEG-Anlagen im derzeitigen rechtlichen Rahmen und auch wegen ihrer vielfach geringen Steuerbarkeit außerhalb der Optimierungslinien dieser Betrachtung.

Die Zielrichtung der Weiterentwicklung des EEG mit einer stärkeren Marktintegration von EEG-Anlagen ist in die Verordnungsermächtigung nach § 64 (1) Nr.6 der EEG-Novelle aufgenommen. Bei steigenden Anteilen des EEG-Stroms am gesamten Stromaufkommen erscheint es auch nicht mehr vertretbar, die wichtigen Steuerungssignale des Strommarktes von den EEG-Anlagen fernzuhalten. Es ist davon auszugehen, dass eine erhöhte Marktintegration von EEG-Anlagen die Bedeutung von EEG-Anlagen als dezentrale Netzlast-Optionen steigert und damit den Umfang der für Netzbetreiber verfügbaren Anlagen schlagartig erhöht.

### **Spitzenanlagen**

Anlagen zur ausschließlichen kurzzeitigen Stromerzeugung für Not- oder Spitzenlastsituationen sind Notstromaggregate oder Spitzenanlagen. Die Anlagen werden üblicherweise als schnelllaufende, leistungsoptimierte Dieselanlagen oder Gasturbinen mit begrenzter Gesamtlaufzeit ausgelegt.

In den Monopolzeiten der Stromversorgung mit hohen Leistungspreisen für Energie und Netznutzung wurden vielerorts Spitzenanlagen mit Dieselmotoren oder Gasturbinen errichtet. Die rückläufige Bedeutung dieser dezentralen Anlagen im Energie(und Netz)markt wurde teilweise durch die entstehenden Märkte für Regelernergie (Minutenreserve, Sekundärreserve) kompensiert. Solange Anlagen am Markt für Regelernergie teilnehmen, stehen sie für Netzlastoptimierungen nicht zur Verfügung, da ihr Betrieb oder Nicht-Betrieb nach den Anforderungen der jeweiligen Regelzone bestimmt wird.

Spitzenanlagen sind in der Regel teure Anlagen, deren Einsatz unter den aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eher gering ist.

### **2.2.3.3 Demand Side Management (DSM)**

Im Weiteren sollen die Maßnahmen dezentraler Optionen, die in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber beim Kunden durch Steuerung der Eigenerzeugung oder Lastabwurf realisiert werden können, diskutiert

werden. Die kundenseitige Eigenoptimierung ist nicht Gegenstand dieser Betrachtung.

### **Eigenerzeuger**

Die Anlagen von Eigenerzeugern sind in der Regel KWK-Anlagen wie in Kap. 2.2.3 beschrieben. Eigenerzeuger optimieren ihren möglichen Zusatzstrombezug oder ihre Überschussstromeinspeisung nach den energiewirtschaftlichen Gegebenheiten ihrer Stromverträge. Die Vermeidung von Lastspitzen des Zusatzstrombezuges und die Verlagerung von Überschussstrom sind dabei sicher wesentliche strategische Elemente. In Abbildung 2-7 sind ein beispielhafter Eigenerzeuger mit Zusatz- und Überschussstrom sowie die Netzlast der Anschlussnetzebene dargestellt, wobei die Eigenoptimierung des Eigenerzeugers nicht abgebildet ist. Es wird dabei deutlich, dass eine Strategie zur Vermeidung von Lastspitzen der Anschlussnetzebene des Netzbetreibers durch Erhöhung der Erzeugung oder Absenkung des Stromverbrauchs des Eigenerzeugers zu Zeiten erfolgreich durchgeführt werden kann, in denen der Eigenerzeuger selbst diese Optimierungen aus seinem eigenen wirtschaftlichen Kalkül nicht durchführen würde. Das Netzlastmanagement des Netzbetreibers setzt also nach anderen Gegebenheiten auf die Optimierungsmechanismen des Eigenerzeugers auf. Die Wirksamkeit dieses Netzlastmanagements hängt wesentlich von den Freikapazitäten der Erzeugungsanlagen und den Lastabwurfpotenzialen des Eigenerzeugers ab.

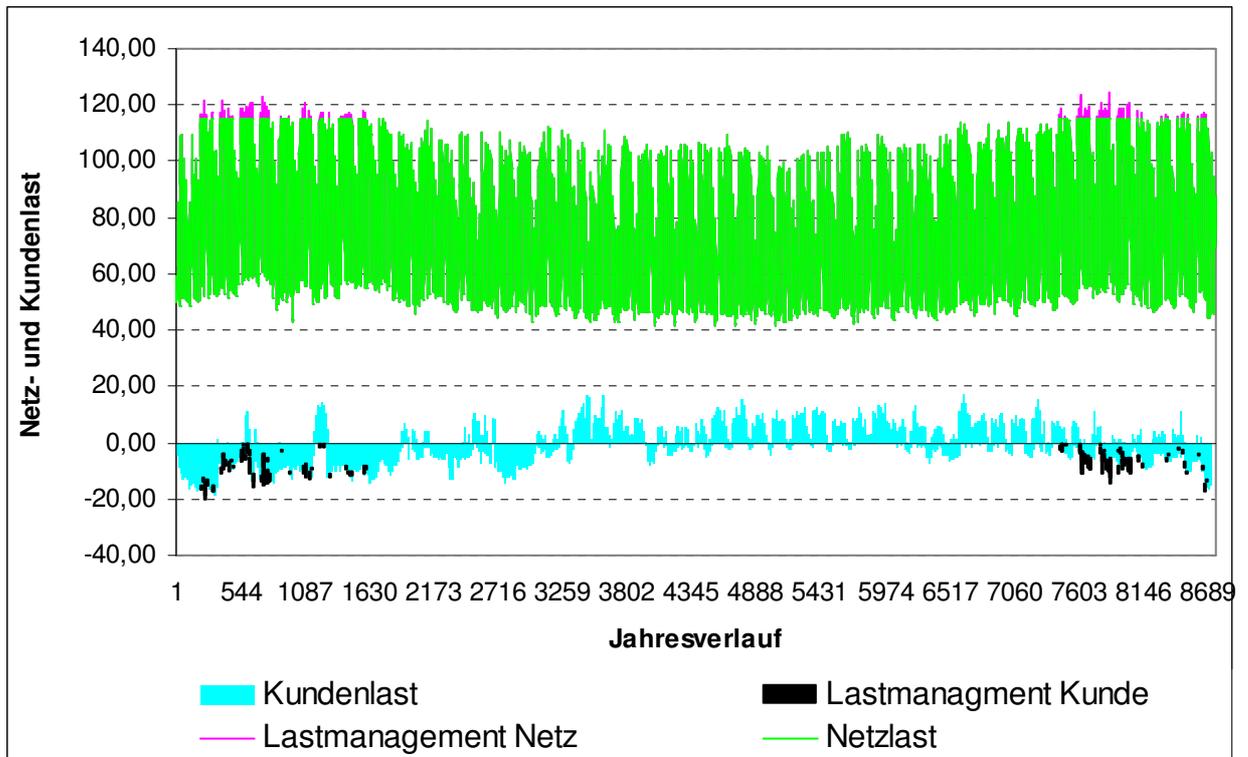


Abbildung 2-7: Netzlastmanagement beim Eigenerzeuger

### Lastabwurf

Eine Vielzahl industrieller und sonstiger großer Stromabnehmer verfügen als aktive Verbraucher über Lastmanagementsysteme, die die Netzbezugslast durch Verschieben abschaltbarer Verbraucher in Minderlastzeiten minimiert. Dadurch können in vielen Fällen die Netzkosten der Unternehmen deutlich gesenkt werden. Die Systeme werden als Standardmodule angeboten und erfordern eine Klassierung der einzelnen Betriebsmittel des Stromabnehmers in Bezug auf ihre Abschaltfähigkeit.

Das Interesse des Netzbetreibers an einer Mitwirkung bei dem Lastmanagementsystem des Stromabnehmers liegt darin begründet, dass seine Optimierung des Bezuges aus der vorgelagerten Netzebene wahrscheinlich meistens zeitgleich mit der Optimierung des Netzbezuges des Abnehmers erfolgen kann. In Zeiten, in denen ein Lastabwurf für den Abnehmer uninteressant ist, kann der Lastabwurf für den Netzbetreiber bedeutend sein. In Abbildung 2-8 sind beispielhaft die Lastgänge des Abnehmers und der vorgelagerten Netzebene dargestellt. Während der Abnehmer ganzjährig seine Netzlast um einen eher geringen Anteil glättet - eine höhere Leistungsreduktion würde den für das Unternehmen tolerierbaren Lastabwurf übersteigen - , ergibt sich für den Netzbetreiber

nur in kürzeren Zeitfenstern die Möglichkeit der erfolgreichen Partizipation am Lastmanagement des Kunden.

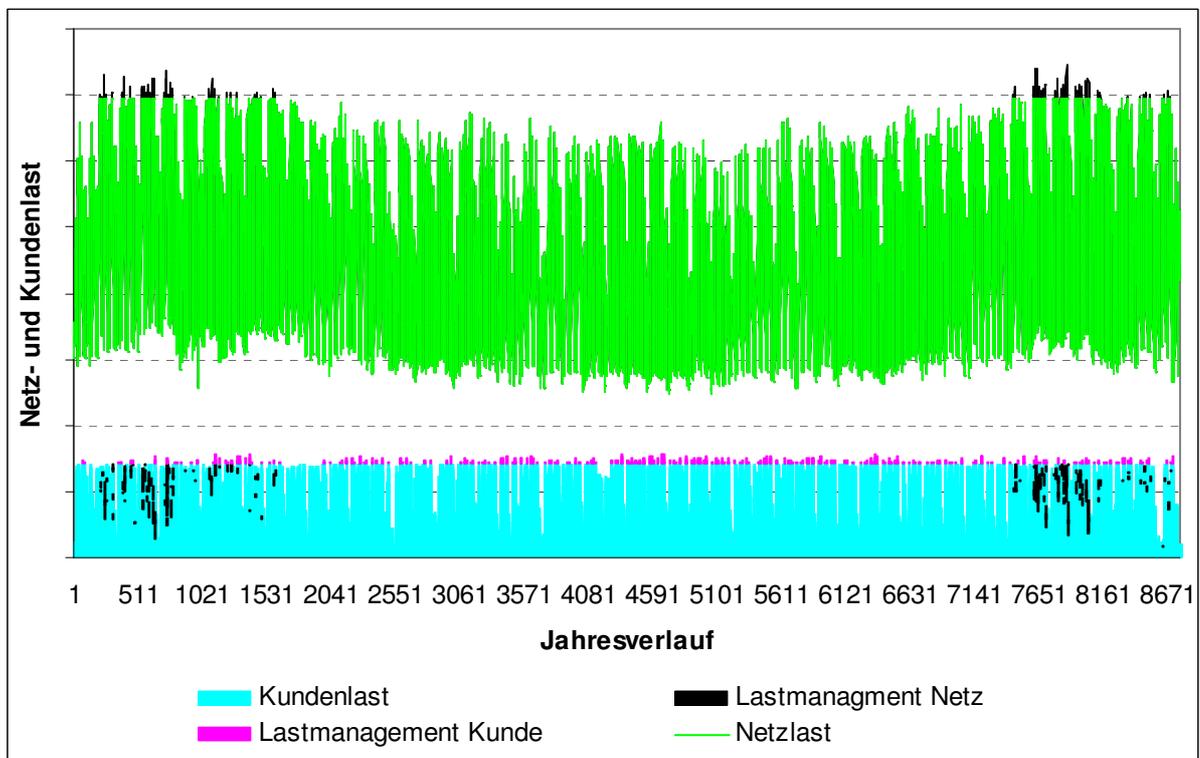


Abbildung 2-8: Lastmanagement eines Stromabnehmers

### 2.2.3.4 Energiepreisoptimierung

Die Saisonalität und der Tagesverlauf der Strommarktpreise korrelieren allgemein sehr stark mit den Energie- und Netzlasten, wie in den Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10 für die Typtage über der Tageszeit dargestellt ist. Hohe Netzlasten gehen in der Regel mit hoher Stromnachfrage und hohe Stromnachfrage mit hohen Strompreisen einher. Die Spiegelung von Kraftwerken und Verbrauchern am Spotmarkt erschließt die Optionalität von Kraftwerken (Realloptionen) und steuerbaren Verbrauchern und führt in der Regel zu einer Erlössteigerung. Diese Kraftwerkseinsatzstrategien gelten zunehmend auch für kleinere Anlagen bis deutlich unter 5 MW<sub>el</sub>. In diesen Anlagen sind dann oft die möglichen Erlössteigerungen gegen die Kosten für die Aus- und Nachrüstung von Entkoppelungssystemen wie Wärmespeichern abzuwägen. Die Preissignale des Strommarktes führen damit immer mehr dazu, Anlagen verstärkt in Zeiten hoher Strompreise zu fahren und Stromverbraucher in Zeiten hoher Strompreise zurückzufahren, wodurch dann vielfach wegen der kongruenten Verläufe der Netzlasten und Preise die Netzlasten vermindert werden.

Die möglichen Erlössteigerungen für dezentrale Optionen durch netzlastorientierte Fahrweise bleiben in dieser Untersuchung nicht betrachtet.

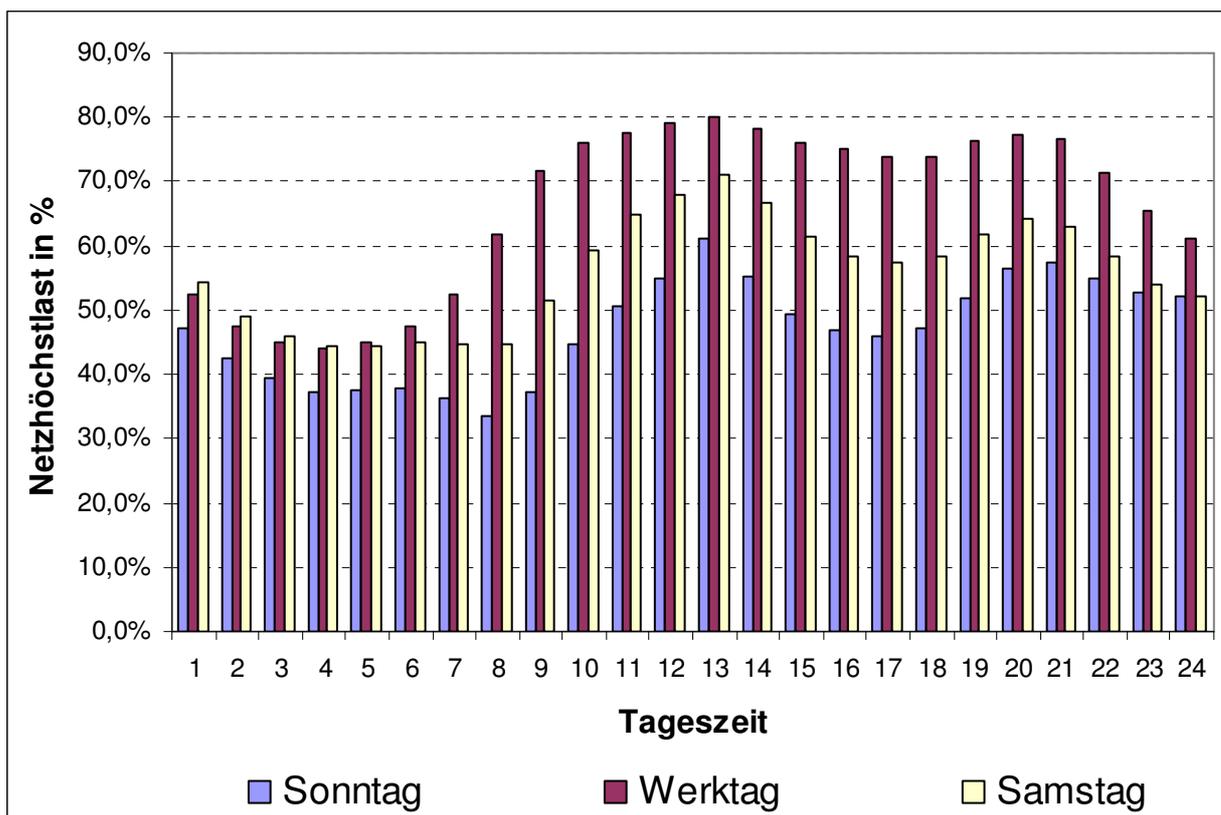


Abbildung 2-9: Typische Netzlasten der Typtage

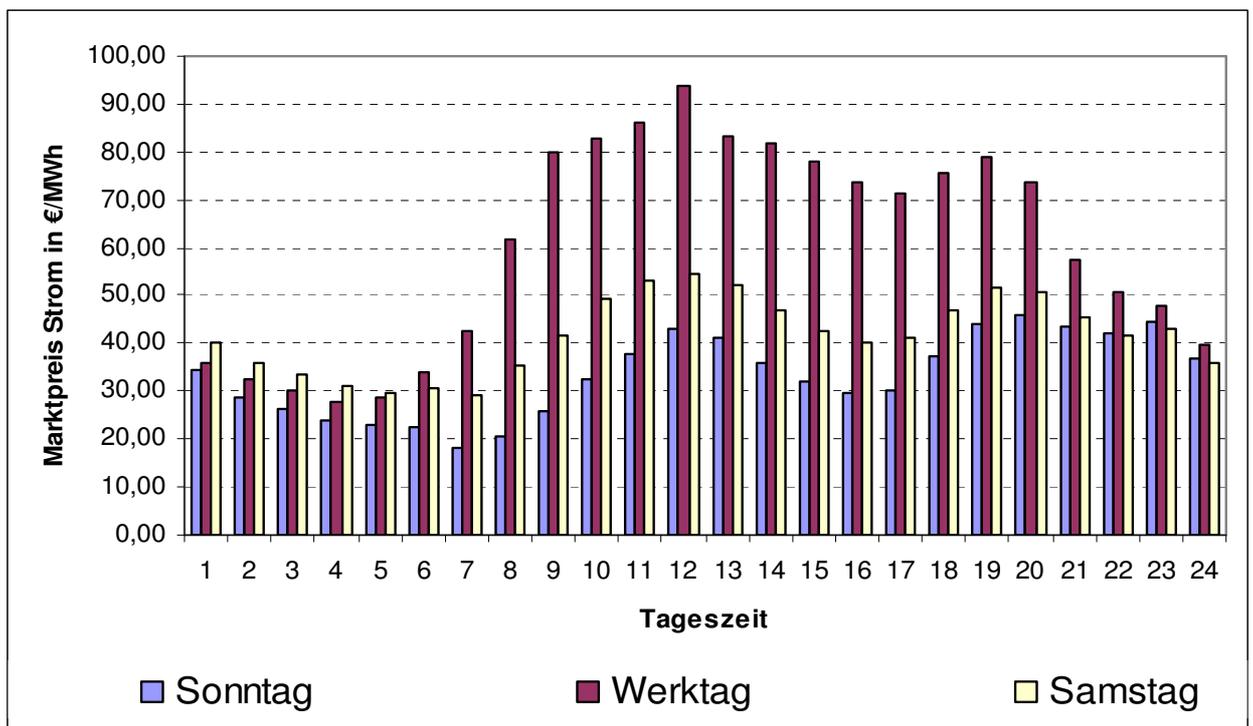


Abbildung 2-10: Mittlere Strompreise der Typtage (HPFC 2008)

### 2.2.3.5 Kosten der dezentralen Optionen

Die Kostenstruktur des Anbieters von dezentralen Netzlast-Optionen wird in der Struktur von Grund-, Leistungs- und Arbeitspreisen dargestellt:

- Grundkosten in €/a für die Kommunikation mit dem virtuellen Netzlastkraftwerk durch personellen und apparativen Aufwand
- Leistungskosten in €/kW/a zum Abgleich möglicher Investitionen
- Arbeitspreis in €/MWh zum Abgleich der variablen Kosten des positiven Hubes der Stromerzeugung bzw. des Lastabwurfs

Die Erlöse bei (erfolgreicher) Teilnahme am virtuellen Netzlastkraftwerk sind unterschiedlich strukturiert. KWK-Anlagen und Spitzenanlagen mit Netzeinspeisung erhalten bei erfolgreicher Teilnahme außerhalb von Vereinbarungen zum virtuellen Netzlastkraftwerk ohnehin ein erhöhtes Entgelt für vermiedene Netzentgelte nach § 18 StromNEV.

KWK-Anlagen als Eigenerzeuger und steuerbare Verbraucher (Lastabwurf-einrichtungen) können nur innerhalb von Vereinbarungen zum virtuellen Netzlastkraftwerk Erlöse generieren.

Bei EEG-Anlagen wird der Gegenwert der Netzlastvermeidung zur Entlastung des Wälzungsmechanismus eingesetzt und steht innerhalb von Vereinbarungen zum virtuellen Netzlastkraftwerk nicht zur Verfügung. Hier zeigt sich die fehlende Marktnähe von EEG-Anlagen, bei der energiewirtschaftlich sinnvolle Modifikationen des Anlagenbetriebes keine wirtschaftlichen Effekte bewirken.

Die Einzelkosten der dezentralen Optionen sind in Tabelle 2-6 in der oben beschriebenen Grundstruktur aufgeführt. Zusätzlich sind geschätzte Grundkosten von ca. 4.000 €/a je Anlagenbetreiber für das Handling des virtuellen Netzlastkraftwerkes zu berücksichtigen.

<b>Grundkosten</b>	€/a	<b>4.000</b>	
<b>Spitzenaggregate</b>		<b>von</b>	<b>bis</b>
Invest	€/kW	300	350
Kapitalisierung (6%/a; 10a)	%/a	13,6%	13,6%
<b>Leistungskosten</b>	<b>€/kW</b>	<b>41</b>	<b>48</b>
Wirkungsgrad	%	42%	42%
Heizöl 3000 ltr	€/MWh	70	75
Mengenreduktion	%	90%	90%
Heizöl 5000 t	€/MWh	63	67,5
Grenzkosten	€/MWh	150,00	160,71
Sonstige variable Kosten	€/MWh	10,00	10,00
<b>Arbeitskosten</b>	<b>€/MWh</b>	<b>160</b>	<b>171</b>
<b>KWK-Anlagen (Rückkühlung)</b>		<b>von</b>	<b>bis</b>
Invest Kühlleistung	€/kW	150	200
Kapitalisierung (6%/a; 15a)	%/a	10,3%	10,3%
Stromkennziffer	-	1,00	0,60
Kühlleistung	kW/kWel	1,000	1,667
<b>Leistungskosten</b>	<b>€/kW</b>	<b>15</b>	<b>26</b>
Wärmegutschrift	€/MWh	35	30
<b>Arbeitskosten</b>	<b>€/MWh</b>	<b>35</b>	<b>50</b>
<b>KWK-Anlagen (Speicher)</b>		<b>von</b>	<b>bis</b>
Invest Wärmespeicher		200	300
Kapitalisierung (6%/a; 15a)	%/a	10,3%	10,3%
Stromkennziffer	-	<b>1,00</b>	<b>0,60</b>
Kühlleistung	kW/kWel	1,000	1,667
<b>Leistungskosten</b>	<b>€/kW</b>	<b>21</b>	<b>34</b>
<b>Arbeitskosten</b>	<b>€/MWh</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
<b>Lastabwurf</b>		<b>von</b>	<b>bis</b>
Invest LA-Gerät	€/kW	10	30
Kapitalisierung (6%/a; 15a)	%/a	10,3%	10,3%
<b>Leistungskosten</b>	<b>€/kW</b>	<b>1</b>	<b>3</b>
<b>Arbeitskosten</b>	<b>€/MWh</b>	<b>20</b>	<b>30</b>

Tabelle 2-6: Einzelkosten dezentraler Optionen

Werden die Kosten der dezentralen Optionen über der Benutzungs- bzw. Einsatzdauer dargestellt, ergeben sich Mischkosten gemäß Abbildung 2-11. Bemerkenswert dabei ist, dass beim Lastabwurf die Kosten mit zunehmender Häufigkeit der Stromabschaltung wegen der dadurch erforderlichen betrieblichen Prozesse steigen, während bei KWK- und Spitzenanlagen die Mischkosten mit Umlage von Kapitalkosten auf zunehmende Benutzungsdauern - wie in der Energiewirtschaft üblich - sinken. EEG-Anlagen wurden hier nicht betrachtet, da ihre vermiedenen Netzentgelte zur Entlastung des EEG-Rückwälzungsmechanismus eingesetzt werden und somit dem Netzlastkraftwerk nicht zur Verfügung stehen.

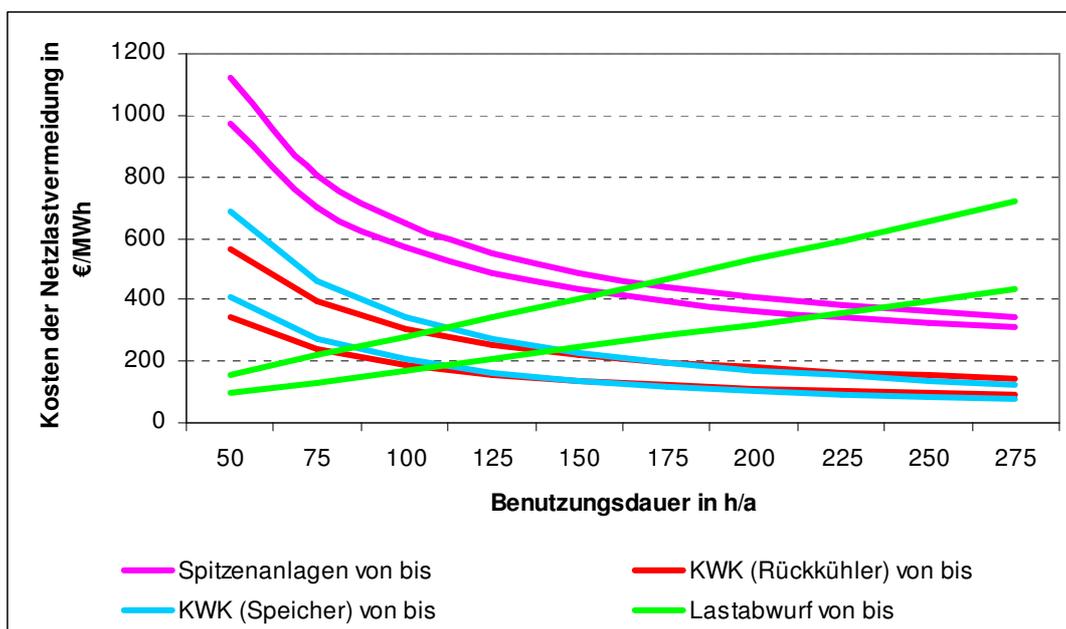


Abbildung 2-11: Mischkosten der dezentralen Optionen

### 2.2.4 Kosten des Netzbetreibers

Ausgangspunkt der Betrachtung ist ein neutraler Dienstleister, der keine Optimierung durch die Erschließung dezentraler Optionen betreibt (Referenzmaßstab). Die Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung des Netzes setzen sich zusammen aus folgenden Positionen:

- Erlöse aus Netzentgelten
- direkte Kosten der Netzebene mit:
  - Kapitalkosten = f( Umfang, Altersstruktur der Netzanlagen)

- Betriebs- und Unterhaltungskosten = f(Netzanlagen, Instandhaltungskonzept, Overheadstruktur)
- Vorgelagertes Netz = f(Netzspitze, Bezug aus vorgelagerter Ebene)
- Vermiedene NE = f(Entnahmemaxleistung und -zeit; höchste Bezugsleistung aus vorgelagerter Ebene, Rückspeisung)

Bei dem aktiven Netzbetreiber muss diese Kostenstruktur um die induzierten externen Kosten erweitert werden. Die Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers wird in folgende Blöcke zusammengefasst:

- Erlöse aus Netzentgelten
- Direkte Kosten der Netzebene (Antrag)
- Kosten vorgelagertes Netz
- Vermiedene Netzentgelte setzt sich zusammen aus den Entgelten der nicht steuerbaren Anlagen:
  - Auszahlung vNE § 18 StromNEV
  - Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG

und den zusätzlichen Anteilen durch die Veränderungen infolge der Steuerungsmaßnahmen (ILV)

- Anreize für netzbedarfsorientierte Fahrweise (ILV)
- Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit (ILV)
- Vergütung DSM (ILV)
- Zusatzkosten für die Steuerung eines Virtuellen Netzlastkraftwerkes

Die mit ILV gekennzeichneten Positionen beinhalten die Verrechnung der Zahlungsströme innerhalb der Systemgrenzen zwischen den Akteuren. In Anlehnung an die klassische innerbetriebliche Leistungsverrechnung (ILV) bezeichnen wir diese als innere Leistungsverrechnung in den Systemgrenzen und kürzen sie ebenfalls mit ILV ab.

#### **2.2.4.1 Probleme der Kostenerfassung**

Für einen wirtschaftlichen Netzbetrieb müssen sich die Kosten des Netzbetreibers an den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) orientieren. Trotz der Verpflichtung des Netzbetreibers in

§ 14 EnWG zur Erschließung von Nachfragesteuerungsmaßnahmen werden entsprechende Kostenauswirkungen im Zusammenhang mit den abschaltbaren Leistungen in der StromNEV nicht behandelt.

Die abschaltbaren Leistungen (DSM) wirken im Netz wie dezentrale Einspeisungen. Trotzdem werden diese hinsichtlich der vermiedenen Netzentgelte nicht mit den dezentralen Erzeugungen gleichbehandelt. Bei Erzeugern wird die Entnahme (Stillstandsverbrauch bei Kraftwerken) und Einspeisung getrennt gemessen und abgerechnet. Bei den DSM-Kunden ist diese Trennung messtechnisch nicht möglich. Die abgeschalteten Leistungen (vergleichbar mit der Einspeisung bei Erzeugern) können allein durch die Übergabemessung gegenüber der unbeeinflussten Entnahme nicht ¼-h-scharf erfasst werden; hier müssen die Lastsprünge zu Beginn und Ende der Abschaltzeit ausgewertet werden. Aufgrund der vergleichbaren Wirkung sollten sie jedoch – wertmäßig in Anlehnung an vNE nach § 18 – den Kunden gutgeschrieben werden. Nur bei einer entsprechenden Vergütung können diese Potentiale erschlossen werden. In dieser Betrachtung sind die Abschaltleistungen durch die Differenz zum Referenzfall ¼-h-scharf bekannt und werden gemäß den Vorgaben des § 18 StromNEV bepreist.

Eine Vergütung der netzorientierten Fahrweise durch eine Reduzierung der Netzentgelte bei DSM-Kunden ist schwer möglich. Eine Bepreisung für Entnahmen außerhalb lastschwacher Zeiten nach § 19(2) Satz 1 ist durch die festen Vorgaben der BNetzA zur Ermittlung der HT-Zeiten nicht möglich. Aufgrund örtlicher Engpässe ist z.B. eine Lastminderung auf Anforderung des Netzbetreibers auch außerhalb der nach BNetzA-Vorgabe ermittelten Zeit möglich. Diese Betrachtung geht von der Voraussetzung aus, dass sich durch die DSM-Maßnahmen die Netzentgelte des Kunden nicht ändern. Die Abschaltung auf Anforderung des Netzbetreibers kann die ¼-h-Entnahme-Höchstleistung des Kunden mindern. Dann ist bei der Ermittlung der Netzentgelte eine verringerte Verrechnungsleistung anzusetzen. Gleichfalls wirkt eine Veränderung der Entnahmemarbeit durch z.B. zusätzliche Einsatzzeiten der Erzeugungsanlage, Änderung der Arbeit durch Produktionsverlagerung.

Der gesicherte Einsatz dezentraler Optionen soll Netzausbaukosten senken. In der Praxis stellt die langfristige Erfassung der Kosten für vermiedenen Anlagenausbau im Verteilnetz ein weiteres Problem dar. Die vermiedenen Ausbaukosten in der Übergabe zur vorgelagerten Ebene und der unterlassenen Erhöhung der Netzanschlussleistung am vorgelagerten Netz sind eher zu erfassen. In dieser Betrachtung sind die vermiedenen Ausbaukosten durch die Differenz zum Referenzfall bekannt und werden als Jahreskosten berücksichtigt.

Die Anreizregulierung bedingt weitere Probleme. Die konkreten Netzkosten werden nur noch einmal pro Regulierungsperiode erfasst, also alle 5 Jahre.

Zwischenzeitliche Veränderungen werden nur teilweise zeitnah erfasst. Dies erfolgt direkt bei den nicht beeinflussbaren Kosten gemäß dem Kostenkatalog in § 11 ARegV und indirekt bei den beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten durch den Erweiterungsfaktor § 10 ARegV.

Zu den nicht beeinflussbaren Kosten zählen die Netzkosten der vorgelagerten Ebene sowie die vermiedenen Netzentgelte gemäß § 18 StromNEV für KWK- und sonstige Anlagen und indirekt über das EEG für die EEG-Anlagen. Obwohl eine enge Wechselbeziehung zwischen den vorgelagerten Netzkosten und den vermiedenen Netzentgelten besteht, gelten bei der Anerkennung jedoch unterschiedliche Fristen. Die Netzkosten der vorgelagerten Ebene beeinflussen sofort die Erlösobergrenze, die vermiedenen Netzentgelte erst mit zwei Jahren Versatz. Beeinflussungen der Netzkosten der vorgelagerten Ebene durch "Negawatt" werden überhaupt nicht erfasst.

Die Kosten für die Ermöglichung der Steuerung eines virtuellen Netzlastkraftwerkes mit den Kapital-, Betriebs- und Personalkosten werden dem Block der beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht-beinflussbaren Kosten zugerechnet. Dieser Kostenblock unterliegt der Degression durch den generellen Produktivitätsfortschritt, die beeinflussbaren Kosten zusätzlich noch der individuellen Anpassung der Erlösobergrenze zur Abschmelzung der Ineffizienzen.

Reduziert ein Netzbetreiber die Kosten im Kostenblock der nicht-beinflussbaren Kosten zu Lasten der Kostenarten im Bereich der beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht-beinflussbaren Kosten, verschlechtert er seine individuelle Effizienz. Statt einer ungekürzten Umsetzung der Kosten in Erlöse muss der Netzbetreiber eine mit den Jahren zunehmende Kürzung der anerkannten Kosten hinnehmen. In dieser Optimierungsrechnung werden diese, für den Netzbetreiber äußerst relevanten, Unterschiede der Kostenblockzuordnung nicht betrachtet.

#### **2.2.4.2 Ermittlung der unmittelbaren Netzkosten des Netzbetreibers für die betrachteten Varianten**

##### **Erlöse aus Netzentgelten**

Die Varianten sehen eine Ausweitung der Versorgungsaufgabe vor. Damit ändern sich die Netzkosten. Unabhängig von den Vorgaben und zeitlichen Verschiebungen des Ausgleiches von Netzkosten bzw. Erlösobergrenzen und tatsächlichen Netzerlösen durch die periodenübergreifende Saldierung nach § 11 Stromnetzentgeltverordnung StromNEV, oder dem Regulierungskonto nach § 5 Anreizregulierungsverordnung ARegV werden hier die genehmigungsfähigen Netzkosten als Netzerlöse gesetzt. Die

Netzerlöse ergeben sich also aus der Addition der anerkennungsfähigen Netzkosten. Für die Ermittlung der Netzkosten wird nicht Bezug genommen auf einen konkreten Netzbetreiber sondern mittlere Netzkosten eines fiktiven Netzbetreibers angesetzt.

### **Kosten der Netzebene**

Basisgröße sind die genehmigten Kosten der Ebene einschließlich der Eigenkapitalverzinsung und kostenmindernden Erlösen für die Vorhaltung der Netzinfrastruktur einschließlich Umlagen. Von diesen Kosten werden nur die Kosten für die vorgelagerten Ebenen (Kostenwälzung) und die unmittelbaren und mittelbaren vermiedenen Netzkosten nach § 18 StromNEV angesetzt. Die Kosten umfassen nur die Netzebene Mittelspannung ohne Erlöse aus Messung und Abrechnung, Konzessionsabgabe oder KWKG-Umlage.

Diese Kosten für die Mittelspannungsleitungen werden für den Beispielfall aus einem gemittelten Wert in Abhängigkeit der Entnahmeleistung (45 €/kW Entnahmeleistung) und Entnahmearbeit (0,8 ct/kWh) gesondert berechnet. Die Jahreskosten für die Mittelspannungsschaltanlagen werden mit einem Kostenansatz von 1,63 €/kW angesetzt.

In den Varianten muss die Netzinfrastruktur zur Erfüllung der zusätzlichen Versorgungsaufgabe erweitert werden. Die Kosten der Netzebenen werden verändert durch den Netzausbau zur Deckung wachsender Leistungsentnahmen oder der Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen, den Ausbaurkosten zur Erhöhung der Übertragungsfähigkeit der Übergabeanlagen aus der vorgelagerten Ebene. In der Variante I wird die Einbindung eines übernommenen Konzessionsgebietes in das Netz unterstellt. Die Netzkosten für die übernommene Infrastruktur werden mit den obigen Parametern ermittelt; es wird jedoch unterstellt, dass durch die Umsetzung einer besseren Auslastung der zentralen Unternehmensbereiche gelingt. Für die unterdurchschnittlich zuwachsenden Overheadkosten werden die Erlösansätze um 20 % reduziert. Dieser Reduktion stehen jedoch die Kosten für die Einbindung des Gebietes entgegen.

Die Kosten für den Anschluss neuer Abnehmer oder Versorgungsgebiete werden als annuitätische Jahreskosten angesetzt. Diese Kostenansätze werden im Sinne von Grenzkosten gebildet. Die Zusatzkosten für die Versorgungsanlagen betragen ohne eine Erhöhung der Overheadkosten 8,45 €/km. Hierfür werden in Anlehnung an die Netzverhältnisse in Schwäbisch Hall die Längen für die Netzverstärkung festgelegt. Die zusätzlichen Längen betragen in den Varianten I: 10 km, II: 12 km, III: 5 km und IV: 4 km.

Die Bezugsanlagen für die Übergabe des Leistungsbedarfs aus der vorgelagerten Ebene müssen ebenfalls einem steigenden Leistungsbedarf angepasst werden. Es wird unterstellt, dass die Übergabe so ausgebaut ist, dass ein passiver Netzbetreiber in der Grundvariante die gesamte Entnahmeleistung der Ebene gesichert über die Übergabe beziehen kann. Gemäß den Rahmenbedingungen für diese Rechnung wird unterstellt, dass die Anlagen stufenlos bedarfsgerecht ausgebaut werden können. Wird mit zunehmender Optimierungstiefe ein Rückgang der Übergabeleistung erreicht, werden bis zur Übergabedimensionierung in der Grundvariante A die vermiedenen Ausbaurückbaukosten bei den Netzkosten mindernd berücksichtigt. Die Einbindungskosten für Erzeugungsanlagen zur Verstärkung des Verteilnetzes werden in gleicher Weise berücksichtigt.

Mit Absenkung der zeitgleichen Entnahmeleistung durch die dezentralen Optionen wird unterstellt, dass ein gewisser Netzzurückbau oder eine Vermeidung einer Netzverstärkung realisiert werden kann. Es wird unterstellt, dass es gelingt, die dezentralen Optionen so zu erschließen, dass die notwendigen Netzverstärkungen größtenteils sofort überflüssig werden und somit kurzfristig vermieden werden können. Teilweise wird die Umsetzung des Netzzurückbaus durch die Erschließung der dezentralen Optionen nur langfristig möglich sein. In dieser Rechnung werden in geringem Umfang trotzdem unmittelbare Kostenauswirkungen unterstellt. Die Auswirkungen des langfristigen Netzzurückbaus auf die spezifischen Jahreskosten werden mit 10 % der Jahreskosten je kW für den Netzausbau berücksichtigt.

Die konkreten Kostenansätze der Varianten und deren Veränderung mit zunehmender Optimierungstiefe sind den Kostenzusammenstellungen zu entnehmen.

### **Kosten vorgelagertes Netz**

Die Kosten des vorgelagerten Netzes werden mit den aktuellen Netzentgelten der vorgelagerten Ebene und den aus den Lastgängen ermittelten Leistungs- und Arbeitswerten berechnet. Es wird für die Anschlussebene Umspannung Hoch-/Mittelspannung ein Leistungspreis von 38,48 €/kW und ein Arbeitspreis von 0,14 ct/kWh angesetzt.

Tritt eine Rückspeisung in das vorgelagerte Netz auf, werden die Rückspeisungen gemäß § 18 (1) Satz 4 StromNEV mit den Preisen der der Anschlussebene vorgelagerten Ebene (hier Hochspannungsnetz) bepreist. Aufgrund der Zeiten der Rückspeisung wird unterstellt, dass keine Vermeidungsleistung der Rückspeisung zugeordnet werden kann und nur eine Arbeitsvergütung in Höhe von 0,12 ct/kWh zum Ansatz kommt.

## **Kosten für Netzanschlusskapazität**

Um gestiegene Entnahmeleistungen aus dem vorgelagerten Netz decken zu können, ist die Erhöhung der Netzanschlusskapazität durch Baukostenzuschüsse erforderlich. Diese gezahlten Baukostenzuschüsse werden hier trotz der strittigen Anerkennung durch die Regulierungsbehörden in den Netzentgeltgenehmigungen mit Jahreskosten betrachtet. Die Jahreskosten werden mit 5% der geleisteten Beträge in Höhe von 40 €/kW angesetzt. Bei einer Absenkung der benötigten Anschlussleistung, z.B. bei zunehmender Optimierungstiefe unter einer Mindestleistung, die ein passiver Netzbetreiber in der Grundvariante A binden müsste, erfolgt keine Gegenrechnung für die Freigabe von Anschlusskapazitäten.

## **Vermiedene Netzentgelte**

Die vermiedenen Netzentgelte (vNE) werden für alle dezentralen Einspeisungen nach den Vorschriften des § 18 StromNEV berechnet. Die Leistungswerte für die Vermeidungsleistung und die Ermittlung der tatsächlichen Vermeidungsleistung wird aus den Ganglinien entwickelt. Da hier nur jeweils die Gesamtkosten für die unmittelbar und mittelbar vom § 18 betroffenen Einspeiser betrachtet werden, braucht keine besondere Betrachtung für Anlagen mit verstetigten vNE durchgeführt zu werden. Die Einspeiseebene ist die Mittelspannung. Die Vergütung erfolgt mit den Preisen der vorgelagerten Ebene Umspannung Hoch-/ Mittelspannung (45 €/kW; 0,8 ct/kWh). Es wird nur die tatsächliche Vermeidungsleistung als Differenz der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dem Mittelspannungsnetz und der zeitungleichen höchsten Bezugsleistung aus dem vorgelagerten Netz berechnet. Bei einer Rückspeisung wird die Einspeisearbeit in dieser Höhe nur mit den Arbeitspreisen der vorgelagerten Ebene berechnet (0,12 ct/kWh).

### **Auszahlung vNE § 18 StromNEV**

Die unmittelbaren vermiedenen Netzkosten werden an die dezentralen Erzeuger ausgezahlt; dies sind Kosten für BHKW-Anlagen (ohne vereinbarten Preis), Stromaggregate sowie nicht nach EEG §§ 6 bis 11 vergütete Einspeisungen.

### **Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG**

Die mittelbaren vermiedenen Netzkosten wirken beim Netzbetreiber durch die Differenz zwischen der an den Einspeiser ausgezahlten EEG-Vergütung und der geminderten Erstattung dieser Zahlungen durch den Übertragungsnetzbetreiber.

Erfolgt die dezentrale Einspeisung aus nicht durch den Netzbetreiber steuerbaren Erzeugungsanlagen oder aus nicht-beeinflussten dezentralen Erzeugungsanlagen, fließen die vermiedenen Netzentgelte außerhalb der Systemgrenzen. Sie werden deshalb nicht bei den Kosten für die dezentralen Optionen als innere Leistungsberechnung (ILV) erfasst.

Vermiedene Netzentgelte infolge der Beeinflussung von Erzeugungsanlagen durch den Netzbetreiber werden gesondert bei den Kosten für die dezentralen Optionen erfasst. Für die einzelwirtschaftliche Betrachtung sind diese Zahlungen als Kosten beim Netzbetreiber und gleich hohe Erlöse bei den Anlagenbetreibern als innere Leistungsverrechnung neutral.

#### **2.2.4.3 Kostenparameter des Netzbetreibers für ein virtuelles Netzlastkraftwerk**

##### **Grundkosten des virtuellen Netzlastkraftwerkes**

Beim Übergang vom passiven zum aktiven Netzbetreiber muss dieser eine Infrastruktur zum gesteuerten Einsatz seiner dezentralen Optionen schaffen. Diese leittechnische Infrastruktur wird durch funktionale und vertragliche Elemente ergänzt. Die Kosten setzen sich zusammen aus der Investition für die Leittechnik, des Vertriebs mit Vertragsverhandlungen und funktionalen Abstimmungen zur Erschließung der dezentralen Optionen und den laufenden Kosten der Steuerung. Die Kosten bestehen aus Grundkosten für die Einrichtung und Zusatzkosten für die Anzahl der zu steuernden Anlagen.

##### **Einspeiseanlagen**

KWK-Anlagen und Spitzenanlagen erhalten für ihre Einspeisungen ein Entgelt für vermiedene Netzentgelte nach § 18 der StromNEV<sup>18</sup>. Dieses Entgelt setzt sich bei 100%-igen Einspeiseanlagen oft zu 2/3 aus einer Leistungskomponente und zu 1/3 aus einer Arbeitskomponente zusammen. Die Arbeitskomponente ist unkritisch, da sie nur von der eingespeisten Jahresmenge abhängig ist. Die Leistungskomponente ist kritisch, da sie von der tatsächlichen Vermeidungsleistung abhängt und damit sprungfix ist. In der Praxis kann oft festgestellt werden, dass die vermiedenen Netzentgelte bei Einspeiseanlagen von Nicht-EVU und bei Eigenerzeugungsanlagen mit Überschussstrom suboptimal sind, da die Leistungskomponente in Gänze verfehlt wird (zeitliche Korrelation von Netzspitze und Einspeiseleistung). Gerade hier erscheint ein sinnvoller Ansatz für das virtuelle Netzlastkraftwerk

---

<sup>18</sup> Mit § 18 StromNEV wurde ein langer Streit zwischen Anlagen- und Netzbetreibern über die Angemessenheit vermiedener Netzentgelte politisch geklärt.

der Netzbetreiber zu liegen. In guter Kenntnis des Netzlastgangs sorgt der Netzbetreiber dafür, dass die einspeisenden Anlagen eine maximale Leistungskomponente erzielen. Dies kommt einem Regelkreis zur Netzlastbeschränkung gleich, wie sie in der Monopolzeit regelmäßig von EVU mit Eigenerzeugungsanlagen eingesetzt wurden.

Im Falle der Teilnahme am virtuellen Netzlastkraftwerk rechnet der Anlagenbetreiber seine vermiedenen Netzentgelte regulär nach § 18 StromNEV mit dem Netzbetreiber ab. Für die Teilnahme am virtuellen Netzlastkraftwerk und für die Leistungen des Betreibers des virtuellen Netzlastkraftwerks bezahlt der Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber ein Entgelt.

Das vom Anlagenbetreiber zu zahlende Entgelt wird in der Regel gering gegenüber den möglichen Zusatzerlösen der Leistungsvermeidung des Anlagenbetreibers sein, so dass es hier zunächst vernachlässigt wird. Für die einzelwirtschaftliche Betrachtung sind die Zahlungen nach § 18 als Kosten beim Netzbetreiber und gleich hohe Erlöse bei den Anlagenbetreibern als innere Leistungsverrechnung neutral.

### **Demand Side Management (DSM)**

Eigenerzeuger mit Zusatzstrombezug und Verbraucher mit Lastabwurfstrategien sind in Bezug auf die Vergütung für zielorientiert verminderte Netzabnahmen gleich zu behandeln, da es unerheblich ist, ob die verminderte Abnahme aus dem Netz durch Wegschalten von Verbrauchern oder durch Hochfahren von Erzeugungsanlagen hervorgerufen wird. Netzeffekte durch Minderabnahmen werden im energiewirtschaftlichen Regelwerk nicht behandelt, da allgemein davon ausgegangen wird, dass diese Netzeffekte durch verminderte Netzentgelte des Anschlussnehmers in der Anschlussnetzebene abgegolten sind. Dies ist jedoch im virtuellen Netzlastkraftwerk in Bezug auf die "demand side" nicht der Fall, da es dort um die vorgelagerte Netzebene und nicht um die Anschlussnetzebene geht.

Der Vorteil der „Negawatt“ durch Minderabnahme ergibt sich für den Netzbetreiber analog zu den vermiedenen Netzentgelten. Diese stellen damit auch die mögliche Obergrenze einer Vergütung für die Partner des Netzbetreibers dar. Zur Befriedigung der Renditeanforderungen von Netzbetreiber und seinen Partnern wird hier unterstellt, dass dem Netzbetreiber die vermiedenen NE aufgrund der „Negawatt“ in vollem Umfang als Kosten anerkannt werden und damit in den Erlösen aus Netzentgelten berücksichtigt werden; unabhängig von den tatsächlichen Zahlungen des Netzbetreibers an seine Partner zur Vorhaltung der dezentralen Optionen. Damit hat der Netzbetreiber die Option, seine Zusatzkosten zur Erschließung der dezentralen Optionen vergütet zu

bekommen. In der Rechnung ist unterstellt, dass den Partnern die Kosten zuzüglich eines Aufschlages von 25% der vermiedenen Netzentgelte vergütet werden.

Die hierdurch verursachte Verteilung des wirtschaftlichen Vorteils ist zunächst willkürlich. Die Verteilung beeinflusst zwar nicht das einzelwirtschaftliche Ergebnis der Optimierung, jedoch wesentlich eine betriebswirtschaftliche Optimierung der einzelnen Akteure.

### **Anreize für netzbedarfsorientierte Fahrweise (ILV)**

Zur Vermeidung von lokalen Netzengpässen und zur Reduzierung der Inanspruchnahme der Übertragungskapazität vorgelagerter Ebenen muss der Netzbetreiber die erschlossenen dezentralen Optionen gezielt einsetzen. Den Einspeisern und letztverbrauchenden Kunden sind leistungs- und einsatzabhängig bzw. für die Ansiedlung an bestimmten Orten ggf. finanzielle Anreize zu setzen.

### **Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit (ILV)**

Wenn die Nutzung der dezentralen Optionen dem Netzbetreiber ermöglichen soll, die Kosten der Netzinfrastruktur der betrachteten Ebene und der vorgelagerten Ebenen zu mindern, müssen diese gesichert und langfristig planbar zur Verfügung stehen. Ersatzmaßnahmen, z.B. ein erforderlicher Netzausbau bei Ausfall von dezentralen Optionen, benötigen für Planung, Genehmigung und Bau je nach Netzebene und betroffenem Gebiet Vorlaufzeiten von bis zu 10 Jahren. Netzkunden, die dem Netzbetreiber dezentrale Optionen mit einer langfristigen Verfügbarkeit zusichern, bieten einen Mehrwert. Diese Mehrkosten für die nachhaltige Vorhaltung müssen vergütet werden.

Für die einzelwirtschaftliche Betrachtung sind diese Zahlungen als Kosten beim Netzbetreiber und gleich hohe Erlöse bei den Anlagenbetreibern als innere Leistungsverrechnung neutral. Hier wird unter Berücksichtigung der kurzfristigen Überlastbarkeit der Anlagen bei geringen Leistungsüberschreitungen ein Kostenansatz in Abhängigkeit der Abschaltstunden gewählt.

#### **2.2.4.4 Zusammenstellung der Kostenparameter**

Mit den vorgenannten Grundsätzen der Vergütung ergeben sich für die Varianten A; I bis IV und den unterschiedlichen Optimierungstiefen folgende positiven Ergebnisse für den Netzbetreiber (Summe Netzbetreiber auf Vollkostenbasis). Aufgrund der geschilderten Unsicherheiten und Lücken in den Verordnungen (StromNEV, ARegV) entsprechen nur die

Kosten- und Erlösrechnungen in den Basisvarianten dem vorgegeben Regulierungsrahmen. Die Anerkennung der Kosten für die Optimierung des Gesamtsystems der Stromverteilung mit den Kosten für die Erschließung der dezentralen Optionen, der Setzung von Anreizen für Ansiedlung, Bereitstellung und nachhaltige Verfügbarkeit der dezentralen Optionen sowie die zusätzlichen Margen für den Netzbetreiber sind noch durch den Verordnungsgeber oder die Regulierungspraxis auszufüllen. Insoweit zeigt die Rechnung nur die Potentiale auf, die für den Netzbetreiber bei der Optimierung des Gesamtsystems bestehen.

### Gewinn- und Verlustrechnung Netzbetreiber, Variante A:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgegl. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Netzbetreiber</b>						
<b>Einnahmen</b>						
Netzentgelte der betrachteten Ebene	€/a	3.575.382	3.575.382	3.575.382	3.575.382	3.575.382
<b>Netzkosten</b>						
Kosten der Netzebene (Antrag)	€/a	-1.773.395	-1.773.395	-1.773.395	-1.773.395	-1.773.395
Unterlassung Ausbaukosten Übergabe	0,00 €/a	0	0	0	0	0
Vermeidung Netzausbaukosten (kurzfristig) in €/kW	0,00 €/a	0	0	0	0	0
Vermeidung Netzausbaukosten (langfristig) in €/kW	3,52 €/a	0	7.040	14.080	21.120	28.160
Kosten der Netzebene	€/a	-1.773.395	-1.766.355	-1.759.315	-1.752.275	-1.745.235
Kosten vorgelagertes Netz	€/a	-1.052.361	-975.393	-898.352	-820.953	-742.545
Entgelt für dez. Einspeisung (Rückspeisung)	€/a	3.838	3.838	3.838	3.838	3.838
Erhöhung der Netzanschlussleistung	€/a	0	0	0	0	0
Reduzierung der Netzanschlussleistungserhöhung	0,00 €/a	0	0	0	0	0
Erhöhung der Netzanschlussleistung HS-Netz	€/a	0	0	0	0	0
Zusatzkosten Virt. NetzlastKW	€/a	0	-13.000	-22.000	-37.000	-58.000
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	-90	-710	-2.980	-8.140
<b>Zahlungen an unbeeinflusste dez. Einspeiser</b>						
Auszahlung vNE § 18 StromNEV (KWK,...)	€/a	-514.850	-514.850	-514.850	-514.850	-514.850
Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG analog § 18 StromNEV	€/a	-238.613	-238.613	-238.613	-238.613	-238.613
<b>Vergütung DSM, steuerbare Erzeuger</b>						
maximale Vergütung analog vNE § 18 StromNEV	25% €/a		-8.250	-14.053	-61.620	-169.333
			-76.968	-154.009	-231.409	-309.816
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>62.668</b>	<b>131.327</b>	<b>150.929</b>	<b>102.503</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung Netzbetreiber, Variante I:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Netzbetreiber</b>						
<b>Einnahmen</b>						
Netzentgelte der betrachteten Ebene	€/a	4.206.549	4.206.549 0	4.206.549 0	4.206.549 0	4.206.549 0
<b>Netzkosten</b>						
Kosten der Netzebene (Antrag)	€/a	-2.097.427	-2.097.427	-2.097.427	-2.097.427	-2.097.427
Unterlassung Ausbaukosten Übergabe	1,63 €/a	0	3.260	6.520	9.307	9.307
Vermeidung Netzausbaukosten (kurzfristig) in €/kW	9,90 €/a	0	19.800	39.600	59.400	63.360
Vermeidung Netzausbaukosten (langfristig) in €/kW	3,52 €/a	0	7.040	14.080	21.120	28.160
Kosten der Netzebene	€/a	-2.097.427	-2.067.327	-2.037.227	-2.007.600	-1.996.600
Kosten vorgelagertes Netz	€/a	-1.301.836	-1.224.861	-1.147.784	-1.070.388	-992.139
Entgelt für dez. Einspeisung (Rückspeisung)	€/a	278	278	278	278	278
Erhöhung der Netzanschlussleistung	€/a	-11.460	-11.460	-11.460	-11.460	-11.460
Reduzierung der Netzanschlussleistungserhöhung	2,00 €/a	0	4.000	8.000	11.420	11.420
Erhöhung der Netzanschlussleistung HS-Netz	€/a	-11.460	-7.460	-3.460	-40	-40
Zusatzkosten Virt. NetzlastKW	€/a	0	-13.000	-22.000	-37.000	-58.000
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	-140	-830	-2.460	-7.570
<b>Zahlungen an unbeeinflusste dez. Einspeiser</b>						
Auszahlung vNE § 18 StromNEV (KWK,...)	€/a	-544.694	-544.694	-544.694	-544.694	-544.694
Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG analog § 18 StromNEV	€/a	-251.409	-251.409	-251.409	-251.409	-251.409
<b>Vergütung DSM, steuerbare Erzeuger</b>						
maximale Vergütung analog vNE § 18 StromNEV	25% €/a		-8.250	-15.583	-51.740	-157.476
			-76.975	-154.052	-231.448	-309.697
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>89.685</b>	<b>183.839</b>	<b>241.495</b>	<b>198.899</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung Netzbetreiber, Variante II:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Netzbetreiber</b>						
<b>Einnahmen</b>						
Netzentgelte der betrachteten Ebene	€/a	4.456.923	4.456.923	4.456.923	4.456.923	4.456.923
<b>Netzkosten</b>						
Kosten der Netzebene (Antrag)	€/a	-1.899.026	-1.899.026	-1.899.026	-1.899.026	-1.899.026
Unterlassung Ausbaukosten Übergabe	1,63 €/a	0	3.260	6.520	9.780	13.040
Vermeidung Netzausbaukosten (kurzfristig) in €/kW	5,12 €/a	0	10.240	20.480	30.720	40.960
Vermeidung Netzausbaukosten (langfristig) in €/kW	3,52 €/a	0	7.040	14.080	21.120	28.160
Kosten der Netzebene	€/a	-1.899.026	-1.878.486	-1.857.946	-1.837.406	-1.816.866
Kosten vorgelagertes Netz	€/a	-1.712.969	-1.635.995	-1.558.939	-1.481.499	-1.403.083
Entgelt für dez. Einspeisung (Rückspeisung)	€/a	0	0	0	0	0
Erhöhung der Netzanschlussleistung	€/a	-28.360	-28.360	-28.360	-28.360	-28.360
Reduzierung der Netzanschlussleistungserhöhung	2,00 €/a	0	4.000	8.000	12.000	16.000
Erhöhung der Netzanschlussleistung HS-Netz	€/a	-28.360	-24.360	-20.360	-16.360	-12.360
Zusatzkosten Virt. NetzlastKW	€/a	0	-13.000	-22.000	-37.000	-58.000
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	-160	-730	-3.030	-7.980
<b>Zahlungen an unbeeinflusste dez. Einspeiser</b>						
Auszahlung vNE § 18 StromNEV (KWK,...)	€/a	-559.033	-559.033	-559.033	-559.033	-559.033
Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG analog § 18 StromNEV	€/a	-257.534	-257.534	-257.534	-257.534	-257.534
<b>Vergütung DSM, steuerbare Erzeuger</b>						
maximale Vergütung analog vNE § 18 StromNEV	25% €/a		-8.250	-14.308	-62.570	-178.504
			-76.974	-154.030	-231.470	-309.887
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>80.104</b>	<b>166.073</b>	<b>202.490</b>	<b>163.562</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung Netzbetreiber, Variante III:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Netzbetreiber</b>						
<b>Einnahmen</b>						
Netzentgelte der betrachteten Ebene	€/a	3.771.048	3.771.048	3.771.048	3.771.048	3.771.048
<b>Netzkosten</b>						
Kosten der Netzebene (Antrag)	€/a	-1.815.649	-1.815.649	-1.815.649	-1.815.649	-1.815.649
Unterlassung Ausbaukosten Übergabe	1,63 €/a	0	0	0	0	0
Vermeidung Netzausbaukosten (kurzfristig) in €/kW	12675,00 €/a	0	31.688	31.688	31.688	31.688
Vermeidung Netzausbaukosten (langfristig) in €/kW	3,52 €/a	0	7.040	14.080	21.120	28.160
Kosten der Netzebene	€/a	-1.815.649	-1.776.922	-1.769.882	-1.762.842	-1.755.802
Kosten vorgelagertes Netz	€/a	-1.205.768	-1.128.794	-1.051.738	-974.297	-895.881
Entgelt für dez. Einspeisung (Rückspeisung)	€/a	3.832	3.832	3.832	3.832	3.832
Erhöhung der Netzanschlussleistung	€/a	0	0	0	0	0
Reduzierung der Netzanschlussleistungserhöhung	2,00 €/a	0	0	0	0	0
Erhöhung der Netzanschlussleistung HS-Netz	€/a	0	0	0	0	0
Zusatzkosten Virt. NetzlastKW	€/a	0	-13.000	-22.000	-37.000	-58.000
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	-90	-820	-3.510	-10.020
<b>Zahlungen an unbeeinflusste dez. Einspeiser</b>						
Auszahlung vNE § 18 StromNEV (KWK,...)	€/a	-514.850	-517.674	-517.674	-517.674	-517.674
Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG analog § 18 StromNEV	€/a	-238.613	-240.261	-240.261	-240.261	-240.261
<b>Vergütung DSM, steuerbare Erzeuger</b>						
25% maximale Vergütung analog vNE § 18 StromNEV	€/a		-8.250	-15.455	-71.690	-212.621
			-76.974	-154.030	-231.470	-309.887
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>89.890</b>	<b>157.052</b>	<b>167.607</b>	<b>84.622</b>

## Gewinn- und Verlustrechnung Netzbetreiber, Variante IV:

<b>Netzbetreiber</b>						
<b>Einnahmen</b>						
Netzentgelte der betrachteten Ebene	€/a	3.609.179	3.609.179	3.609.179	3.609.179	3.609.179
<b>Netzkosten</b>						
Kosten der Netzebene (Antrag)	€/a	-1.807.187	-1.807.187	-1.807.187	-1.807.187	-1.807.187
Unterlassung Ausbaukosten Übergabe	1,63 €/a	0	0	0	0	0
Vermeidung Netzausbaukosten (kurzfristig) in €/kW	3,30 €/a	0	6.600	13.200	19.800	25.344
Vermeidung Netzausbaukosten (langfristig) in €/kW	3,52 €/a	0	7.040	14.080	21.120	28.160
Kosten der Netzebene	€/a	-1.807.187	-1.793.547	-1.779.907	-1.766.267	-1.753.683
Kosten vorgelagertes Netz	€/a	-763.554	-686.569	-609.470	-531.816	-452.837
Entgelt für dez. Einspeisung (Rückspeisung)	€/a	13.830	13.830	13.830	13.830	13.830
Erhöhung der Netzanschlussleistung	€/a	0	0	0	0	0
Reduzierung der Netzanschlussleistungserhöhung	2,00 €/a	0	0	0	0	0
Erhöhung der Netzanschlussleistung HS-Netz	€/a	0	0	0	0	0
Zusatzkosten Virt. NetzlastKW	€/a	0	-13.000	-22.000	-37.000	-58.000
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	-180	-1.230	-4.450	-10.320
<b>Zahlungen an unbeeinflusste dez. Einspeiser</b>						
Auszahlung vNE § 18 StromNEV (KWK,...)	€/a	-777.980	-788.949	-788.949	-788.949	-788.949
Kürzung EEG-Erstattung § 5 (2) EEG analog § 18 StromNEV	€/a	-274.287	-279.453	-279.453	-279.453	-279.453
<b>Vergütung DSM, steuerbare Erzeuger</b>						
25% maximale Vergütung analog vNE § 18 StromNEV	€/a		-8.250	-20.683	-89.550	-174.403
			-76.985	-154.084	-231.739	-310.718
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>53.060</b>	<b>121.317</b>	<b>125.524</b>	<b>105.364</b>

Tabelle 2-7: Gewinn und Verlustrechnung Netzbetreiber Varianten A, I bis IV

## 2.2.5 Optimierung

### 2.2.5.1 Methodik

Zur Optimierung der Netzlastvermeidung des virtuellen Netzlastkraftwerkes wird eine Einzelwirtschaftlichkeitsbetrachtung herangezogen. Für jede Netzlastsituation (Fall A bis A+IV) werden fünf Varianten der Netzlastvermeidung von 0 bis 8 MW in 2 MW-Schritten untersucht. Nach Abbildung 2-12 sind für die Vermeidung vorgelagerter Netzlasten je Netzsituation (Fall A bis A+IV) unterschiedliche Benutzungsdauern der dezentralen Optionen, hier zur Übersicht dargestellt von 0 bis 16 MW, erforderlich. Dies ist durch die jeweils unterschiedliche Ausprägung der Netzspitzen der Fälle begründet.

Der Einsatz und die Auswahl der unterschiedlichen dezentralen Optionen richtet sich dabei nach ihren Kosten gemäß Abbildung 2-11 im Sinne einer Merit Order gemäß Abbildung 2-13. Für die geringeren Netzlastvermeidungen unter 6 MW kommen aus wirtschaftlicher Sicht Lastabwürfe (DSM) zum Ansatz. Erst bei höheren Netzlastvermeidungen kommen KWK-Anlagen (Speicher und Rückkühlung) als zusätzlich durch das Netzlastkraftwerk aktivierte Einheiten zur Anwendung. Für die Variantenuntersuchung wird davon ausgegangen, dass für den untersuchten Bereich von 0 bis 8 MW ausreichende Kapazitäten von Lastabwurf- und KWK-Potenzialen vorhanden sind. Die optimale Netzlastvermeidung ist je Netzsituation die Variante mit der höchsten Einzelwirtschaftlichkeit. Die Variante mit der höchsten Einzelwirtschaftlichkeit basiert dann auf einer optimalen Inanspruchnahme dezentraler Optionen, wie in Abbildung 2-13 dargestellt.

Für diese Variante sind dann die dezentralen Optionen zu akquirieren.

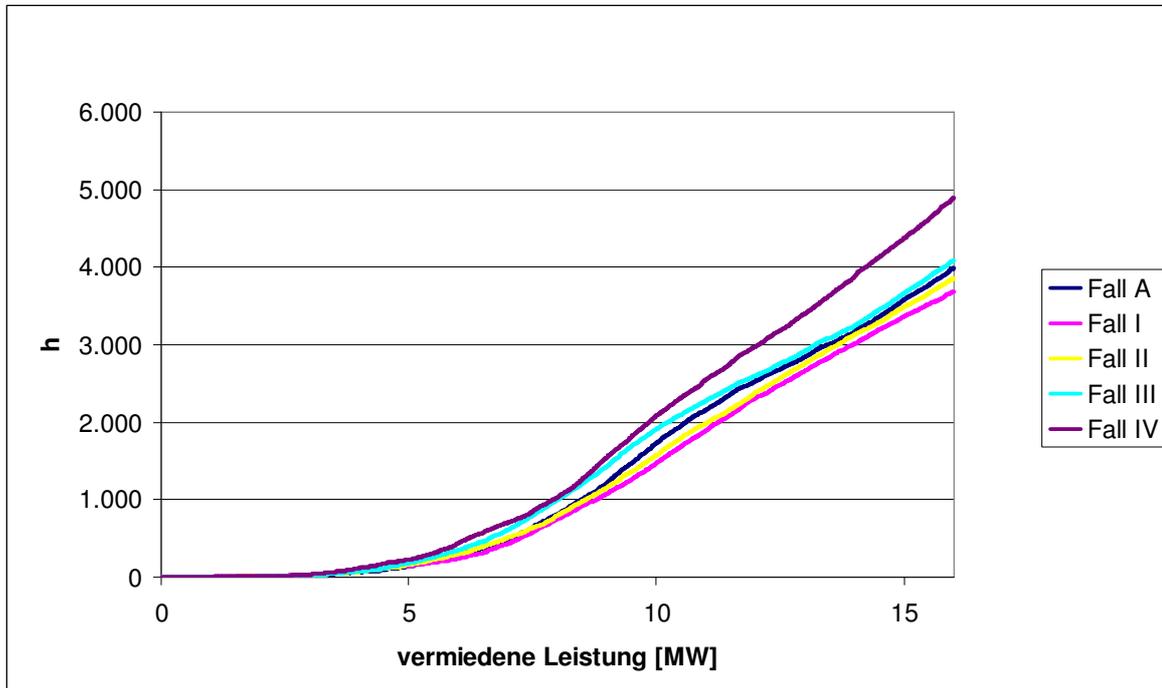


Abbildung 2-12: Benutzungsdauer der Optionen zur Leistungsvermeidung

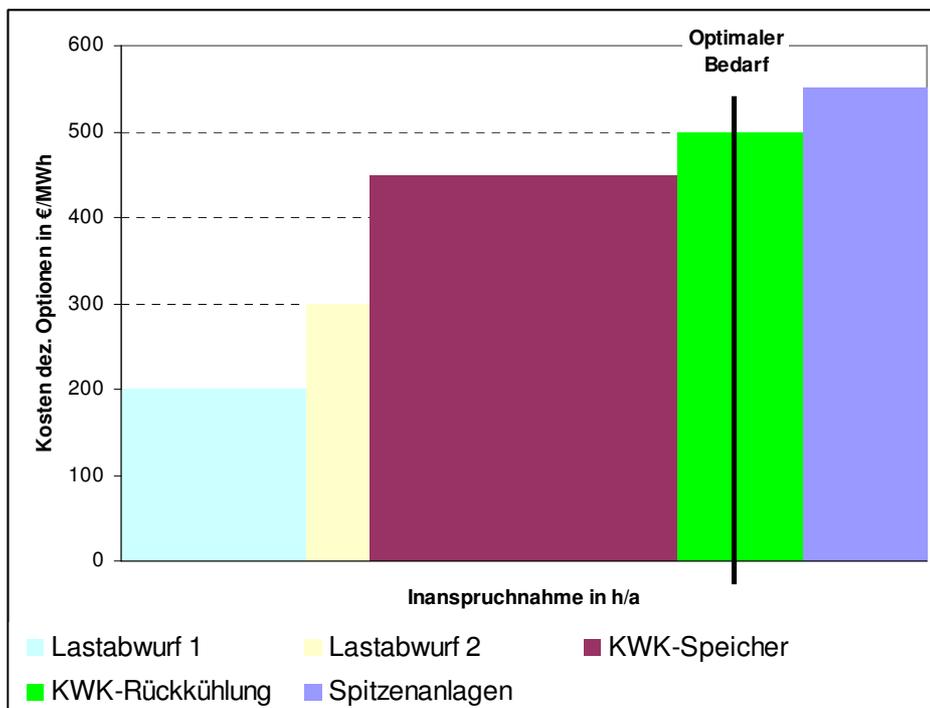


Abbildung 2-13: Merit Order der dez. Optionen

### **2.2.5.2 Ergebnis der Varianten**

#### **Einzelwirtschaftlichkeiten**

Die nachfolgende Tabelle 2-8 fassen die wesentlichen energiewirtschaftlichen Zahlen, die wirtschaftlichen Ergebnisse des Netzbetreibers sowie der Akteure für das DSM und die steuerbaren dezentralen Einspeiser zusammen. Die Addition der Ergebnisse ergibt die Einzelwirtschaftlichkeit innerhalb der Systemgrenzen. Für die betriebswirtschaftlichen Ergebnisse der einzelnen Akteure sind insbesondere die noch offenen und hier unterstellten Verfahrensweisen zur Verteilung der Vorteile aus der Laststeuerung maßgeblich.

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Fall A</b>						
<b>Energiebilanz</b>						
Netzlast+Verluste (unbeeinflusst)						
Entnahmeleistung einschl. Verluste $P_{max}(t_{max})$	MW	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
Entnahmearbeit einschl. Verluste	MWh	206.070	206.070	206.070	206.070	206.070
DSM, steuerbare dez. Erzeugung (Abschaltleistung)						
max. beeinflusste Leistung (zeitungleich)	MW	0,0	2,0	4,0	6,0	8,0
zusätzliche Netzeinspeisung Arbeit	MWh	0	6	64	378	1.412
Benutzungsdauer der zeitungl. Höchstleistung	h/a	0	0	16	63	176
dez. Einspeisungen (unbeeinflusst)						
höchste Einspeiseleistung (zeitungleich)	MW	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Einspeisearbeit	MWh	136.729	136.729	136.729	136.729	136.729
Vorgelagertes Netz						
höchste Bezugsleistung (zeitungleich)	MW	<b>24,7</b>	<b>22,7</b>	<b>20,7</b>	<b>18,7</b>	<b>16,7</b>
Bezugsarbeit	MWh	72.556	72.550	72.492	72.178	71.144
Rückspeisung ins vorgel. Netz						
Rückspeisearbeit	MWh	3.198	3.198	3.198	3.198	3.198

**Netzbetreiber**

<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	€/a	0	62.668	131.327	150.929	102.503
---	-----	---	--------	---------	---------	---------

**Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung**

<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	€/a	0	1.740	3.521	15.304	42.007
---	-----	---	-------	-------	--------	--------

Ergebnis über alle Gruppen ohne innere Leistungsverrechnung (ILV)

<b>Einzelwirtschaftlichkeit</b>	€/a	0	64.408	134.847	166.233	144.510
---------------------------------	-----	---	--------	---------	---------	---------

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
---	----	---	---	---	---	---

**Fall I**

**Energiebilanz**

Netzlast+Verluste (unbeeinflusst)						
Entnahmeleistung einschl. Verluste $P_{max}(t_{max})$	MW	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Entnahmearbeit einschl. Verluste	MWh	241.959	241.959	241.959	241.959	241.959
DSM, steuerbare dez. Erzeugung (Abschaltleistung)						
max. beeinflusste Leistung (zeitungleich)	MW	0,0	2,0	4,0	6,0	8,0
zusätzliche Netzeinspeisung Arbeit	MWh	0	11	94	405	1.326
Benutzungsdauer der zeitungl. Höchstleistung	h/a	0	0	24	68	166
dez. Einspeisungen (unbeeinflusst)						
höchste Einspeiseleistung (zeitungleich)	MW	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Einspeisearbeit	MWh	136.729	136.729	136.729	136.729	136.729
Vorgelagertes Netz						
höchste Bezugsleistung (zeitungleich)	MW	<b>30,0</b>	<b>28,0</b>	<b>26,0</b>	<b>24,0</b>	<b>22,0</b>
Bezugsarbeit	MWh	105.461	105.451	105.367	105.056	104.135
Rückspeisung ins vorgel. Netz						
Rückspeisearbeit	MWh	231	231	231	231	231

**Netzbetreiber**

<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	€/a	0	89.685	183.839	241.495	198.899
---	-----	---	--------	---------	---------	---------

**Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung**

<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	€/a	0	1.790	3.947	12.808	39.065
---	-----	---	-------	-------	--------	--------

Ergebnis über alle Gruppen ohne innere Leistungsverrechnung (ILV)

<b>Einzelwirtschaftlichkeit</b>	€/a	0	91.475	187.786	254.303	237.964
---------------------------------	-----	---	--------	---------	---------	---------

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Fall II</b>						
<b>Energiebilanz</b>						
Netzlast+Verluste (unbeeinflusst)						
Entnahmeleistung einschl. Verluste $P_{max}(t_{max})$	MW	54,1	54,1	54,1	54,1	54,1
Entnahmearbeit einschl. Verluste	MWh	318.861	318.861	318.861	318.861	318.861
DSM, steuerbare dez. Erzeugung (Abschaltleistung)						
max. beeinflusste Leistung (zeitungleich)	MW	0,0	2,0	4,0	6,0	8,0
zusätzliche Netzeinspeisung Arbeit	MWh	0	10	79	422	1.462
Benutzungsdauer der zeitungl. Höchstleistung	h/a	0	0	20	70	183
dez. Einspeisungen (unbeeinflusst)						
höchste Einspeiseleistung (zeitungleich)	MW	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Einspeisearbeit	MWh	136.729	136.729	136.729	136.729	136.729
Vorgelagertes Netz						
höchste Bezugsleistung (zeitungleich)	MW	<b>37,9</b>	<b>35,9</b>	<b>33,9</b>	<b>31,9</b>	<b>29,9</b>
Bezugsarbeit	MWh	182.132	182.122	182.053	181.710	180.670
Rückspeisung ins vorgel. Netz						
Rückspeisearbeit	MWh	0	0	0	0	0

#### Netzbetreiber

<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	€/a	<b>0</b>	<b>80.104</b>	<b>166.073</b>	<b>202.490</b>	<b>163.562</b>
---	-----	----------	---------------	----------------	----------------	----------------

#### Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung

<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	€/a	<b>0</b>	<b>1.810</b>	<b>3.592</b>	<b>15.544</b>	<b>43.681</b>
---	-----	----------	--------------	--------------	---------------	---------------

Ergebnis über alle Gruppen ohne innere Leistungsverrechnung (ILV)

<b>Einzelwirtschaftlichkeit</b>	€/a	<b>0</b>	<b>81.914</b>	<b>169.664</b>	<b>218.034</b>	<b>207.243</b>
---------------------------------	-----	----------	---------------	----------------	----------------	----------------

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
---	----	---	---	---	---	---

#### Fall III

#### Energiebilanz

Netzlast+Verluste (unbeeinflusst)						
Entnahmeleistung einschl. Verluste $P_{max}(t_{max})$	MW	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
Entnahmearbeit einschl. Verluste	MWh	207.825	207.825	207.825	207.825	207.825
DSM, steuerbare dez. Erzeugung (Abschaltleistung)						
max. beeinflusste Leistung (zeitungleich)	MW	0,0	2,0	4,0	6,0	8,0
zusätzliche Netzeinspeisung Arbeit	MWh	0	10	79	422	1.462
Benutzungsdauer der zeitungl. Höchstleistung	h/a	0	0	20	70	183
dez. Einspeisungen (unbeeinflusst)						
höchste Einspeiseleistung (zeitungleich)	MW	27,0	27,0	27,0	27,0	27,0
Einspeisearbeit	MWh	136.729	136.729	136.729	136.729	136.729
Vorgelagertes Netz						
höchste Bezugsleistung (zeitungleich)	MW	<b>24,7</b>	<b>22,7</b>	<b>20,7</b>	<b>18,7</b>	<b>16,7</b>
Bezugsarbeit	MWh	182.132	182.122	182.053	181.710	180.670
Rückspeisung ins vorgel. Netz						
Rückspeisearbeit	MWh	3.194	3.194	3.194	3.194	3.194

#### Netzbetreiber

<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	€/a	<b>0</b>	<b>89.890</b>	<b>157.052</b>	<b>167.607</b>	<b>84.622</b>
---	-----	----------	---------------	----------------	----------------	---------------

#### Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung

<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	€/a	<b>0</b>	<b>1.740</b>	<b>3.911</b>	<b>17.848</b>	<b>52.544</b>
---	-----	----------	--------------	--------------	---------------	---------------

Ergebnis über alle Gruppen ohne innere Leistungsverrechnung (ILV)

<b>Einzelwirtschaftlichkeit</b>	€/a	<b>0</b>	<b>91.630</b>	<b>160.963</b>	<b>185.455</b>	<b>137.166</b>
---------------------------------	-----	----------	---------------	----------------	----------------	----------------

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Fall IV</b>						
<b>Energiebilanz</b>						
Netzlast+Verluste (unbeeinflusst)						
Entnahmeleistung einschl. Verluste $P_{max}$ ( $t_{max}$ )	MW	39,3	39,3	39,3	39,3	39,3
Entnahmearbeit einschl. Verluste	MWh	206.091	206.091	206.091	206.091	206.091
DSM, steuerbare dez. Erzeugung (Abschaltleistung)						
max. beeinflusste Leistung (zeitungleich)	MW	0,0	2,0	4,0	6,0	8,0
zusätzliche Netzeinspeisung Arbeit	MWh	0	18	117	613	2.055
Benutzungsdauer der zeitungl. Höchstleistung	h/a	0	0	29	102	257
dez. Einspeisungen (unbeeinflusst)						
höchste Einspeiseleistung (zeitungleich)	MW	38,1	32,1	32,1	32,1	32,1
Einspeisearbeit	MWh	178.411	178.411	178.411	178.411	178.411
Vorgelagertes Netz						
höchste Bezugsleistung (zeitungleich)	MW	<b>18,4</b>	<b>16,4</b>	<b>14,4</b>	<b>12,4</b>	<b>10,4</b>
Bezugsarbeit	MWh	39.205	39.187	39.088	38.592	37.150
Rückspeisung ins vorgel. Netz						
Rückspeisearbeit	MWh	11.525	11.525	11.525	11.525	11.525
<b>Netzbetreiber</b>						
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>53.060</b>	<b>121.317</b>	<b>125.524</b>	<b>105.364</b>
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>						
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.830</b>	<b>5.367</b>	<b>22.360</b>	<b>45.201</b>
Ergebnis über alle Gruppen ohne innere Leistungsverrechnung (ILV)						
<b>Einzelwirtschaftlichkeit</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>54.890</b>	<b>126.684</b>	<b>147.884</b>	<b>150.564</b>

Tabelle 2-8: Ergebnisse der Einzelwirtschaftlichkeitsberechnungen Fälle A, I bis IV

## Zusammenfassung

Ergebnisse aus der Einzelwirtschaftlichkeitsrechnung zeigen in Abbildung 2-14, dass mit zunehmender Optimierungstiefe zunächst auch die Einzelwirtschaftlichkeit innerhalb der Systemgrenzen zunimmt. Durch den progressiven Kostenanstieg bei der zunehmenden Akquirierung der dezentralen Optionen wird ein Optimum erreicht. Bei den Fällen A bis A-III ist die Einzelwirtschaftlichkeit bei rd. 6 MW am größten. Mit den hier unterstellten Annahmen hinsichtlich der Kostenzusammenhänge beim Netzbetreiber und der anderen Akteuren ist eine weitere Erhöhung der Vermeidungsleistung wirtschaftlich nicht sinnvoll. In der Variante IV wird das Optimum erst oberhalb von 8 MW Abschaltleistung bzw. beeinflusster Einspeiseleistung erreicht. Der abflachende Kurvenverlauf zeigt jedoch, dass eine weitere Verbesserung der Einzelwirtschaftlichkeit bei einer Erhöhung der Optimierungstiefe kaum erreicht werden kann.

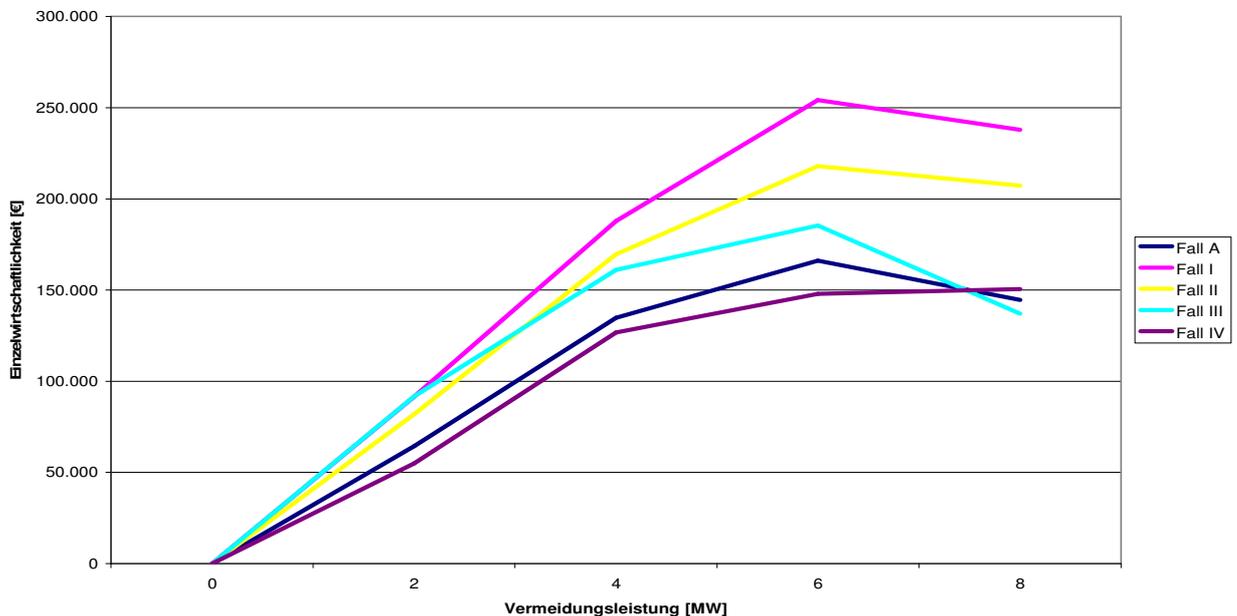


Abbildung 2-14: Einzelwirtschaftlichkeiten der untersuchten Fälle

## 2.2.6 Verallgemeinerung der Ergebnisse

Mit dem virtuellen Netzlastkraftwerk wird eine Optimierung der lokalen bzw. regionalen Stromverteilung durchgeführt. Neben dem Verteilnetzbetreiber sind auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite andere Akteure bei der Optimierung einzubeziehen. Für die Optimierung werden die Kosten und Erlöse innerhalb der Systemgrenzen betrachtet, die neben der kalkulatorischen Gewinn- und Verlustrechnung des Netzbetreibers gemäß StromNEV auch die durch die Steuerung induzierten Kosten und Erlöse der dezentralen Erzeuger und Kunden mit steuerbaren Lasten umfasst.

Bei den steuerbaren dezentralen Erzeugern sind dies die Erfassung der Kosten- und Erlösauswirkungen durch die Steuerung mit den zusätzlichen vermiedenen Netzentgelten durch die veränderte Fahrweise, die Kosten für Teilnahme an der Steuerbarkeit (Empfang der Anforderung, Start der Anlagen etc.), die Mehrkosten für Erzeugung auf Anforderung des Netzbetreibers (Verlagerungskosten, Mehreinsatz) sowie die Kosten für eine planbare, nachhaltig Verfügbarkeit der dezentralen Optionen.

Bei den Kunden mit steuerbaren Entnahmen und Eigenerzeugung (DSM) durch unterbrechbare Produktion oder Eigenerzeugungsanlagen erfolgt die Erfassung der Kosten- und Erlösauswirkungen durch die Kosten für Teilnahme an der Steuerbarkeit (Empfang der Anforderung, Start der

Erzeugungsanlagen, Abschaltung der Produktionsanlagen etc.), den Mehrkosten für Erzeugung auf Anforderung des Netzbetreibers (Verlagerungskosten, Mehreinsatz) sowie Kosten für die Organisationsumstellung der Produktionsabläufe hinsichtlich Unterbrechbarkeit, Kosten für Unterbrechung (Wiedererwärmung etc.).

Für die Rechnung werden Eckpunkte vorgegeben. So wird in der Optimierung nur eine Netzebene betrachtet. Es wird vorausgesetzt, dass durch die Kostenwälzung die Auswirkungen auf die nachgelagerten Ebenen sowie durch die Kosten der vorgelagerten Ebene einschließlich der vermiedenen Netzentgelte die Auswirkungen auf die vorgelagerten Ebenen richtige Signale gesetzt werden.

In der Rechnung wurde bei der Netzausbauplanung auf die Erstellung konkreter Ausbaumaßnahmen verzichtet. Der Netzausbau erfolgt ohne Ansatz von Sprunginvestitionen durch einen kontinuierlichen, leistungsabhängigen Ausbau. In der Realität erfordert nicht jede Leistungserhöhung einen Netzausbau. Erreicht jedoch die Netzauslastung die Kapazitätsgrenze, ist i.d.R. eine sprunghafte Netzerweiterung notwendig. Diese sprunghafte Entwicklung der Kosten hat natürlich große Auswirkungen auf die Optimierung im konkreten Fall. Die generelle Angabe einer konkreten Optimierungstiefe ist somit nur für den Einzelfall möglich. Grundsätzlich ändert dies jedoch nichts an dem Ergebnis der Rechnung, dass die einzelwirtschaftliche Betrachtung als Ergebnis eine optimale Gestaltung identifiziert.

Die Analyse zeigt, dass es wesentliche Hemmnisse bei der Umsetzung der Optimierung gibt.

Diese betreffen die Anerkennung der Kosten bei der Ermittlung der Netzpreise bzw. der Erlösobergrenzen, die zeitnahe Erfassung der Kosten und deren Umsetzung in Erlöse, die Möglichkeiten der Anreizsetzung für Standortwahl und netzoptimierter Fahrweise, angemessene Vergütungsregeln für die kurzfristige Abschaltung, Ausgleichsmechanismen für den Abgleich der wirtschaftlichen Auswirkungen der Optimierung bei den einzelnen Akteuren und den eigenen betriebswirtschaftlichen Renditeerwartungen. Weiterhin ist die Problematik der Verschiebung zwischen nicht-beeinflussbaren Kosten auf der einen Seite und beeinflussbaren bzw. vorübergehend nicht-beeinflussbaren Kosten auf der anderen Seite hinsichtlich Effizienzermittlung und der Absenkung der Erlösobergrenzen in der ARegV ausgeblendet.

In dieser Berechnung sind deshalb im Vorgriff auf den zu gestaltenden Regulierungsrahmen einige Rahmenbedingungen gesetzt. Die Wesentlichen sind die zeitnahe Anerkennung der vermiedenen Netzentgelte mit einer Gleichbehandlung von dezentralen Einspeisungen und abgeschalteten und weggeführten Entnahmen („Negawatt“), die

Anerkennung vermiedener Netzausbaukosten in hinreichender Höhe zur Finanzierung der Erschließung der dezentralen Optionen.

Das Setzen der richtigen Signale für die Optimierung ist unverzichtbar. Nur mit der Umsetzung dieser Regelungen im Regulierungsrahmen führt die Erschließung dezentraler Optionen zu einer Optimierung, die aufgrund wirtschaftlicher Anreize bei den Akteuren die Chance einer Umsetzung hat.

Erlöse und Kosten der dez. Optionen innerhalb der Systemgrenzen, Variante A:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>						
<b>Gruppe der Kunden mit Lastabwurf und steuerbarer Eigenerzeugung</b>						
Erlöse Lastabschaltung / Eigenerzeuger	€/a	0	8.250	14.053	61.620	169.333
Kosten der dezentralen Optionen	€/a	0	-6.600	-11.242	-49.296	-135.466
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	90	710	2.980	8.140
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.740</b>	<b>3.521</b>	<b>15.304</b>	<b>42.007</b>

Erlöse und Kosten der dez. Optionen innerhalb der Systemgrenzen, Variante I:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>						
<b>Gruppe der Kunden mit Lastabwurf und steuerbarer Eigenerzeugung</b>						
Erlöse Lastabschaltung / Eigenerzeuger	€/a	0	8.250	15.583	51.740	157.476
Kosten der dezentralen Optionen	€/a	0	-6.600	-12.466	-41.392	-125.980
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	140	830	2.460	7.570
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.790</b>	<b>3.947</b>	<b>12.808</b>	<b>39.065</b>

Erlöse und Kosten der dez. Optionen innerhalb der Systemgrenzen, Variante II:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>						
<b>Gruppe der Kunden mit Lastabwurf und steuerbarer Eigenerzeugung</b>						
Erlöse Lastabschaltung / Eigenerzeuger	€/a	0	8.250	14.308	62.570	178.504
Kosten der dezentralen Optionen	€/a	0	-6.600	-11.446	-50.056	-142.803
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	160	730	3.030	7.980
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.810</b>	<b>3.592</b>	<b>15.544</b>	<b>43.681</b>

Erlöse und Kosten der dez. Optionen innerhalb der Systemgrenzen, Variante III:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>						
<b>Gruppe der Kunden mit Lastabwurf und steuerbarer Eigenerzeugung</b>						
Erlöse Lastabschaltung / Eigenerzeuger	€/a	0	8.250	15.455	71.690	212.621
Kosten der dezentralen Optionen	€/a	0	-6.600	-12.364	-57.352	-170.097
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	90	820	3.510	10.020
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.740</b>	<b>3.911</b>	<b>17.848</b>	<b>52.544</b>

Erlöse und Kosten der dez. Optionen innerhalb der Systemgrenzen, Variante V:

Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	0	2	4	6	8
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>						
<b>Gruppe der Kunden mit Lastabwurf und steuerbarer Eigenerzeugung</b>						
Erlöse Lastabschaltung / Eigenerzeuger	€/a	0	8.250	20.683	89.550	174.403
Kosten der dezentralen Optionen	€/a	0	-6.600	-16.546	-71.640	-139.522
Verpflichtung der nachhaltigen Verfügbarkeit	€/a	0	180	1.230	4.450	10.320
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>1.830</b>	<b>5.367</b>	<b>22.360</b>	<b>45.201</b>

Tabelle 2-9: Übersicht über Erlöse und Kosten der dez. Optionen Varianten A, I bis IV

## 2.3 Fazit

Ziel dieses Kapitels war es, die Zielsetzung des „Aktiven Netzbetreibers“ darzustellen und das ursprünglich technische Konzept auch ökonomisch zu operationalisieren. Dies bildet die Grundlage für die nachfolgende Regulierungsdiskussion.

Die umfangreiche Literatur zu den technisch-ökonomischen Auswirkungen dezentraler Optionen haben wir dazu in 4 Kostenszenarien verdichtet:

- 1) Netzkosten ohne DE
- 2) Im Vergleich zu den Netzkosten ohne DE können dezentrale Optionen eine Reihe von Zusatzkosten im Netz verursachen, u.a. Netzerweiterungskosten.
- 3) Diese zusätzlichen Kosten können vom Netzbetreiber allerdings zumindest teilweise beeinflusst werden, d.h. die Zusatzkosten können reduziert werden.
- 4) In einigen Fällen ist es darüber hinaus möglich, nicht nur die netzseitigen Zusatzkosten von DE zu reduzieren, sondern mit DE auch Netzkosten, die ohne DE angefallen wären, zu reduzieren oder zu vermeiden.

Diese Kategorisierung bildet die Grundlage für die Unterscheidung der Netzbetreiber in vier Typen, die die jeweilige ökonomische Rationalität und prinzipielle Haltung der Netzbetreiber gegenüber dezentralen Optionen beschreiben. Das technische Konzept des aktiven Netzmanagements wird damit ergänzt durch ökonomisch-organisatorisch ausgerichtete Leitbilder.

- 1) der Passive Netzbetreiber
- 2) der Neutrale Dienstleister
- 3) der Aktive Netzbetreiber
- 4) der Systemoptimierer

Die Typen 2, 3 und 4 zeichnen sich alle dadurch aus, dass sie das exogen vorgegebene DE-Volumen bereitwillig akzeptieren und ohne Behinderung an ihr Netz anschließen. Allerdings unterscheiden sie sich in dem Maßnahmenportfolio, das sie dafür nutzen. Während der neutrale Dienstleister vor allem für einen reibungslosen und effizienten Netzanschluss sorgt, werden die Anlagen vom aktiven Netzbetreiber darüber hinaus auch in den Netzbetrieb integriert, zum Beispiel durch technische Konzepte des aktiven Netzmanagements.

Der vierte Typ, der „Systemoptimierer“, baut auf dem dritten Typ auf und versucht wie dieser, die exogen vorgegebenen Anlagen effizient in sein Netz zu integrieren. Darüber hinaus ist es aber auch sein Ziel, den

netzseitigen Wert dieser Anlagen zu erhöhen und netzseitige Probleme mit ihnen zu lösen. Dazu ist dieser VNB aktiv bemüht, weitere dezentrale Optionen in seinem Netzgebiet zu erschließen, die aus Netzsicht vorteilhaft sind und die in einzelnen Fällen sogar Netzinvestitionen ersetzen können. Der Systemoptimierer verhält sich so, wie es in §14,2 EnWG vorgesehen ist.

Ein zentrales Kennzeichen des Systemoptimierers ist es, dass er DE nicht nur kostengünstig in sein Netz integriert, sondern dass er DE auch als eine Option zur Lösung netzseitiger Probleme betrachtet. Dadurch wird die Systemgrenze der Handlungsoptionen des Netzbetreibers ausgeweitet. Der VNB soll verschiedene Optionen innerhalb und außerhalb des Netzes auf der gleichen Grundlage vergleichen. Wir verwenden dafür den Begriff der einzelwirtschaftlichen Optimierung. Um es dem Netzbetreiber zu ermöglichen, seine Aktivitäten entsprechend auszurichten, muss die betriebswirtschaftliche Perspektive mit der einzelwirtschaftlichen Perspektive zur Deckung gebracht werden – insbesondere durch den regulatorischen Rahmen, den wir im Kapitel 4 beleuchten.

Der zweite Teil dieses Kapitels diente dazu, die allgemeine Beschreibung der Netzbetreibertypen weiter zu konkretisieren und mit Beispielen zu illustrieren, die auch quantitativ unterlegt sind. Dabei wurden insbesondere die einzelwirtschaftliche Perspektive und die damit verbundene Ausweitung der Systemgrenze methodisch weiter ausgearbeitet und praktisch angewandt. Als Grundlage für die Rechenbeispiele dienten aktuelle Fragestellungen zum Netzbetrieb der Stadtwerke Schwäbisch Hall.

Wir haben uns dabei in der quantitativen Analyse auf den Systemoptimierer konzentriert. Für die Praxis ist dieser Fall zumindest kurzfristig voraussichtlich weniger relevant als der Typ des Aktiven Netzbetreibers. Die Fokussierung auf den Systemoptimierer liegt jedoch darin begründet, dass dieser Typ am stärksten von der bisherigen Praxis abweicht – und das, obwohl er mit dem §14,2 EnWG bereits rechtlich verankert ist. Im Falle des Systemoptimierers wird die Systemgrenze am deutlichsten über das Netz hinaus auf dezentrale Optionen ausgeweitet. Dezentrale Optionen werden dazu genutzt, Netzprobleme zu lösen, zu denen sie nicht selbst beigetragen haben. Folglich werden die einzelwirtschaftliche Optimierung, so wie wir sie hier vorgeschlagen haben, und die damit verbundenen Herausforderungen bei diesem Netzbetreibertyp am besten greifbar.

Aber auch beim „Aktiven Netzbetreiber“ wird diese methodische Herangehensweise dann relevant, wenn er zur Integration dezentraler Optionen nicht mehr die Option des Netzausbaus nutzt, sondern auch auf Maßnahmen im Netzbetrieb zurückgreift, einschließlich der Steuerung der dezentralen Optionen.

Bei der einzelwirtschaftlichen Betrachtung und insbesondere der Kostenbestimmung haben sich auch zahlreiche regulatorische Detailprobleme gezeigt, die einer Implementierung des §14/2

entgegenstehen. In der vorliegenden Berechnung sind deshalb im Vorgriff auf den zu gestaltenden Regulierungsrahmen einige Rahmenbedingungen gesetzt, die dazu führen, dass einzelwirtschaftlich positive Lösungen sich auch für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich auszahlen. Den Regulierungsrahmen werden wir in Kapitel 4 im Detail diskutieren.

## **3 Modellierung eines regionalen dezentralen Energiesystems**

Die Simulation eines Stadtwerks hat zum Ziel, die Auswirkungen der einzelwirtschaftlichen Betrachtung möglichst real abzubilden. Entsprechend wurde die Simulation hinsichtlich der Frage ausgerichtet: Wie würde ein aktiver Netzbetreiber das Netz ausgestalten und die Lasten steuern? Dabei soll untersucht werden, welche Maßnahmen inwieweit zu realisieren sind und welche Vorteile der Netzbetreiber dadurch erlangt.

Zur Beantwortung dieser Frage muss ein Netzbetreiber nach dem einzelwirtschaftlichen Kalkül entscheiden, was sich in der Merit Order abbildet. Die Einzelwirtschaftlichkeit wurde bereits im vorangehenden Kapitel theoretisch untersucht und soll hier nun mittels einer Simulationssoftware am Beispiel einer konkreten Situation eines Verteilnetzbetreibers (Stadtwerke Schwäbisch-Hall) eingehender betrachtet werden, wobei die Aktion sowie Interaktion der Akteure stärker zum Tragen kommt.

Die Optimierung wurde zunächst nur unter technischen Prämissen vorgenommen, wobei die Merit Order aus dem Kapitel 2 großteils übernommen worden ist. In einem zweiten Schritt wurde dann die Optimierung unter Zugrundelegung der von BET entwickelten einzelwirtschaftlichen Methode vorgenommen.

### **3.1 Implementierung einer Modellsimulation**

#### **3.1.1 Basisversion – das Simulationsprogramm SimREN**

Das Programm SimREN dient der dynamischen Simulation von Energieversorgungssystemen und wurde von isusi (isusi SimREN) mit Hilfe der Simulationsumgebung Extend V 6 entwickelt.

Mit SimREN können Energiebedarf und Verbrauch einer bestimmten Region zeitlich aufgelöst berechnet werden, womit vollständige Energiebilanzen und Lastverteilungen ermittelt werden können. Bei der Definition der Regionen bestehen weitgehende Freiheitsgrade.

Extend ist modular aufgebaut; es müssen alle zu simulierenden Vorgänge in einzelne voneinander getrennte Module unterteilt werden. Im Falle von SimREN sind solche Module zum Beispiel ein Photovoltaik-Block, eine bestimmte Windenergieanlage oder ein Verbraucher. Die zeitliche Auflösung der Simulation kann bis auf eine Minute genau sein. Die Genauigkeit bemisst sich jedoch nach der Auflösung der Eingangsdaten, wie z.B. Wetterdaten, Lastgänge von Verbrauchern oder Kraftwerken.

Normalerweise erstreckt sich die Simulation über den Zeitraum eines Jahres, man kann allerdings auch einen kürzeren Zeitraum simulieren. Um eine bessere räumliche Auflösung zu gewährleisten, kann die zu simulierende Region in bis zu 15 Subregionen aufgeteilt werden.

SimREN setzt sich im Wesentlichen aus einem Energieversorgungssystem mit Energieverbrauchern, -verteilung und den verschiedenen Energieanlagen, wie zum Beispiel Photovoltaikanlagen, Windrädern, Biomassekraftwerken oder allgemein KWK-Anlagen, zusammen. Neben diesen Blöcken, die direkt mit der Energiebereitstellung zu tun haben, sind zusätzliche Blöcke für Kontrollaufgaben erforderlich. So gibt es zum Beispiel einen Block, der eine Nutzungsstrategie bei regelbaren Energieversorgern realisiert oder einen, der die Speichernutzung steuert. Die einzelnen Blöcke sind in verschiedenen Bibliotheken gespeichert. Man kann also zum Beispiel einzelne Blöcke in anderen Simulationen wieder verwenden, wenn man die entsprechende Modul-Bibliothek in die Simulation einbindet.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit sind viele dieser Blöcke in hierarchischen Blöcken zu sinnvollen Gruppen zusammengefasst. Solche Gruppen sind zum Beispiel fluktuierende Energielieferanten oder verschiedene Verbrauchergruppen. Auch die Unterteilung in 15 Subregionen, wie oben angedeutet wurde, ist mit Hilfe von hierarchischen Blöcken oder so genannten H-Blocks umgesetzt worden. Der Block „Region“ ist 15mal in SimREN vorhanden. Die modulare Struktur hat den Vorteil, dass man sehr flexibel ist, wenn man Blöcke hinzufügen oder entfernen will.

Der in Abbildung 3-1 gezeigte Setup-Block enthält neben den regionalen Blöcken auch den sog. Import-Export-Manager, der den Energieaustausch zwischen den einzelnen Regionen ermöglicht.

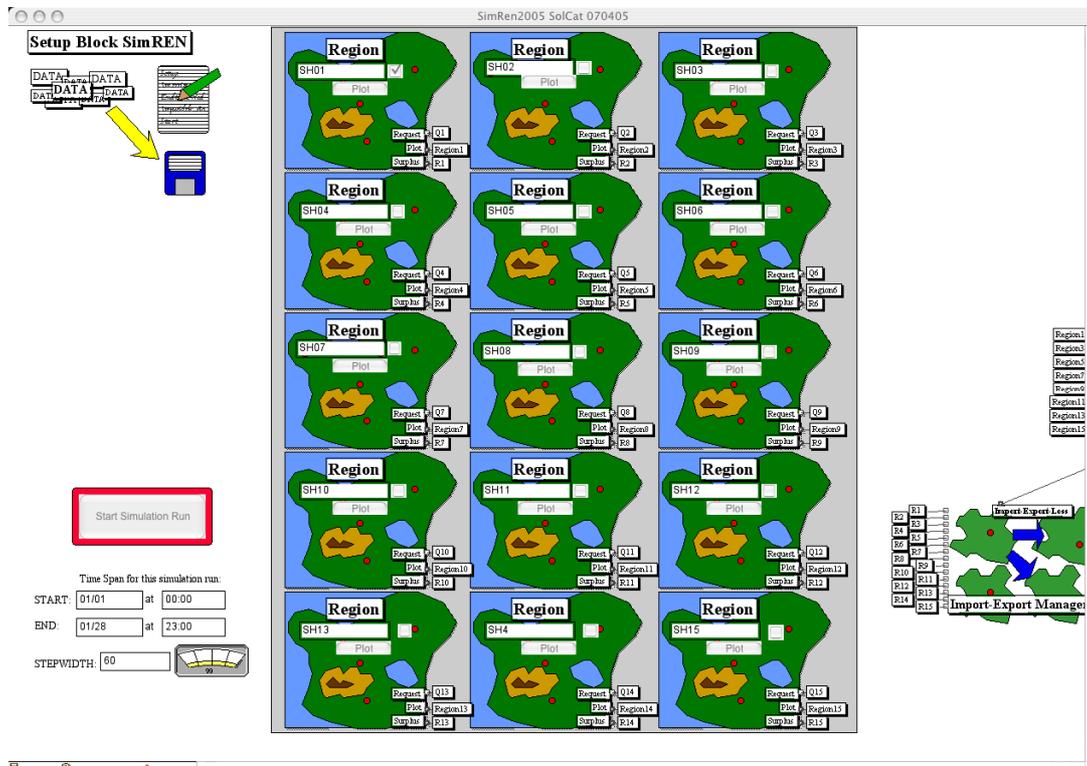


Abbildung 3-1: Setup-Block in SimREN

Im Folgenden wird der exemplarische Aufbau in Abbildung 3-2 kurz erläutert, um die Struktur des SimREN Modells zu verdeutlichen:

- 1) Fluctuating Energieforms: Dieser Block enthält verschieden fluktuierende Energieerzeuger. Dementsprechend handelt es sich, wie auch bei den Regionen, um einen hierarchischen Block. An den Ausgangskonnektoren wird die Energieerzeugung der unterschiedlichen, im Block beinhalteten Erzeugungstechnologien ausgegeben.
- 2) Consumers: Auch dies ist ein hierarchischer Block. Im Inneren dieses Blocks befinden sich die Energieverbraucher der Region.
- 3) Adjustable Energieforms: Dieser Block (ebenfalls hierarchisch) enthält die regelbaren Energieerzeuger sowie die Steuerlogik (Energiemanager) für den Kraftwerkspark innerhalb des Blocks.
- 4) Die rot umrandeten Texte sind die Schnittstellen zur Datenübertragung an die nächst höhere Ebene. In der Ansicht der Regionen sind dies die mit „Request“, „Plot“ und „Surplus“ bezeichneten Konnektoren.
- 5) In diesem Block werden die Daten der Region zu einem Array aufbereitet, der dann über den Konnektor „Plot“ an die nächst

höhere Ebene übertragen wird.

6) Datenplotter zur grafischen Ausgabe von Daten.

7) Diese schwarz umrandeten Texte sind sog. „benannte Verbindungen“. Diese sind identisch zu direkten Verbindungen von Blöcken (schwarze, dünne Linien in der Abbildung). Je nach Anzahl der verwendeten Blöcke und Konnektoren kann mit benannten Verbindungen eine größere Übersichtlichkeit hergestellt werden.

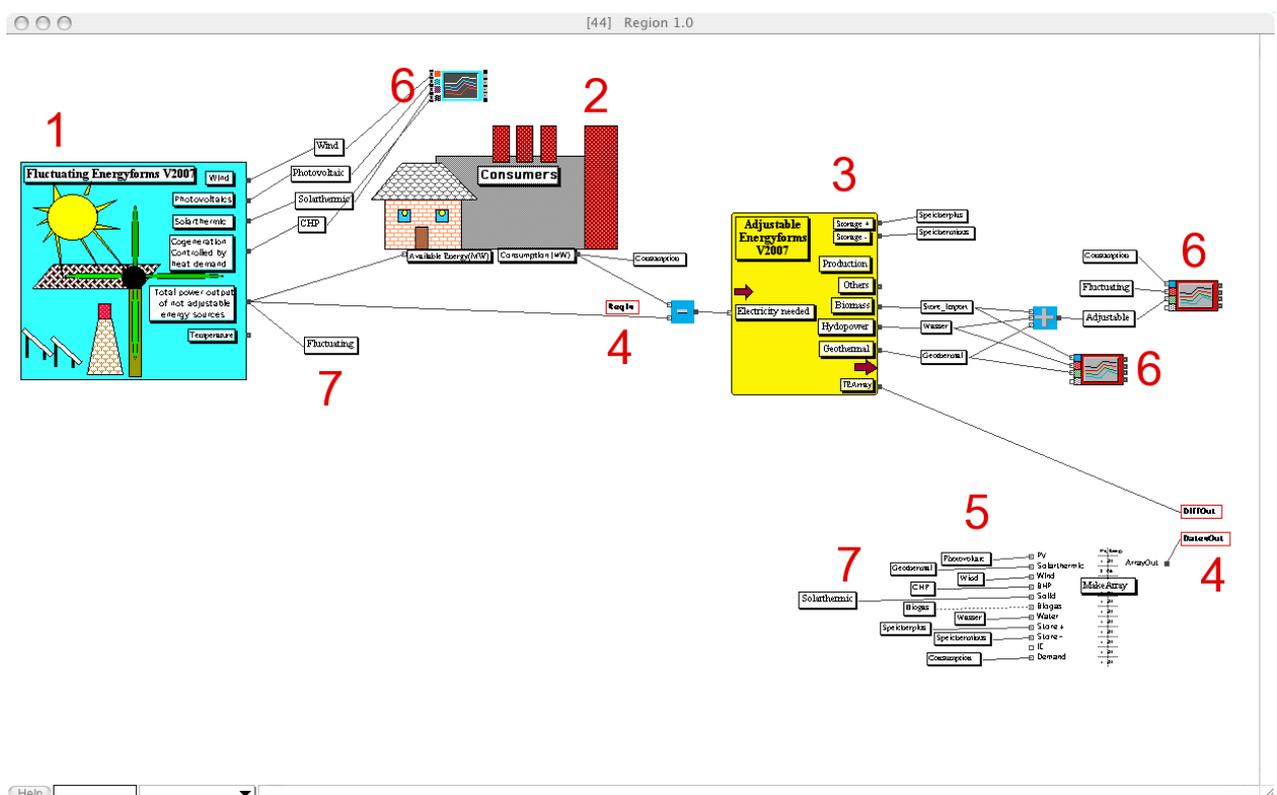


Abbildung 3-2: Beispiel für die Grundstruktur einer Region

### 3.1.2 Weiterentwicklung SimREN

Ziel der Simulation ist es, die dynamischen Prozesse von Energieerzeugung und -verbrauch einer Modellregion nachzubilden.

Die mittels Simulation erhaltenen Ergebnisse berücksichtigen dabei eine Vielzahl an Nebenbedingungen, welche durch einfache Berechnungsalgorithmen so nicht in ihrer Komplexität hätten abgebildet werden können. Es wird dabei untersucht, welche Auswirkungen dezentrale Optionen auf das Netzmanagement, die Netzlast und die Gesamtemissionen haben.

Mit Hilfe von SimREN konnten die von den Stadtwerken Schwäbisch-Hall zur Verfügung gestellten Daten zu Energieerzeugung und -verbrauch zeitlich aufgelöst berechnet sowie Energiebilanzen und Lastverteilungen ermittelt werden. Die Stadtwerke stellten insbesondere Lastgang- und Verbrauchsdaten (Strom, Gas, Fernwärme) der Gewerbe- und Industriekunden zur Verfügung.

Für die geplanten Anwendungen im Projekt OPTAN musste die Basisversion ergänzt bzw. weiterentwickelt werden. Hierzu wurde von IZES ein Lastenheft erstellt und mit ISUSI abgestimmt.

Die von IZES formulierten Anforderungen betrafen vor allen Dingen folgende Aspekte:

#### 1. Abbildung des elektrischen Netzes

Die Netztopologie wird nicht explizit physikalisch-technisch abgebildet, sondern dient lediglich dazu, energiebilanziell Wirkstromverluste sowie mögliche Netzengpässe zu erfassen. Die Netze sind demnach als „ohmsche Stromleitungen“ programmiert (Blindstrom wird vernachlässigt). Transformatoren wurden mit Übertragungsverlusten versehen.

Da die Einspeisung von elektrischem Strom teilweise auf der Kundenseite erfolgt, wurden bidirektionale Leitungen und Transformatoren vorgesehen.

Die Aufteilung des Netzes orientiert sich an den verfügbaren Lastgängen der Verbraucher. Die Zuordnung zu den Schalthäusern führt zu einer sinnvollen räumlichen Aufteilung des Netzes in 6 Netzzonen.

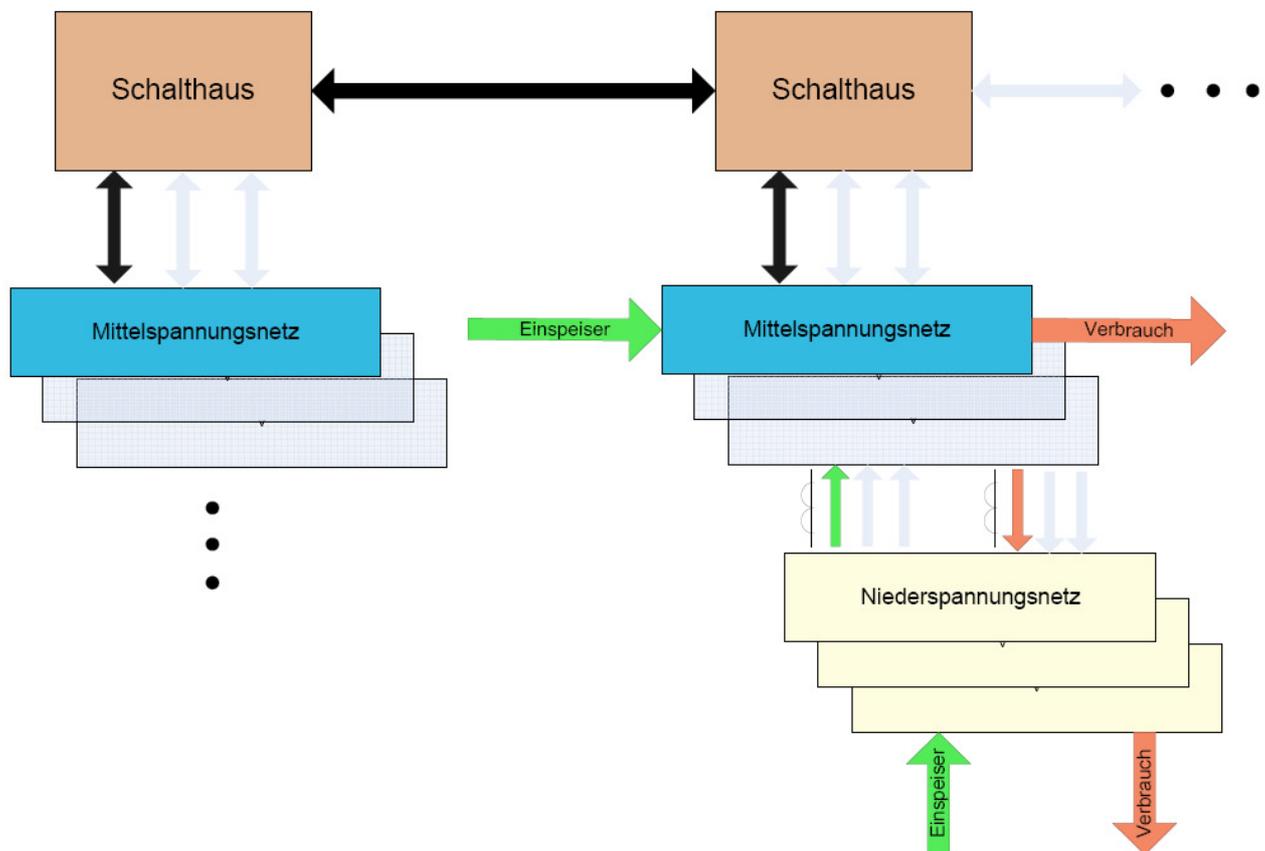


Abbildung 3-3: Netzstruktur im Simulationsmodell

## 2. Demand Side Management (DSM) bei Verbrauchern

Da die einzelnen Verbraucher, insbesondere Industrie und Gewerbe, durch Lastgänge repräsentiert sind, wurde ein Modul programmiert, das eine Modifikation der Lastgänge ermöglicht.

Die Möglichkeiten des Einsatzes von Lastmanagement lassen sich wie folgt gliedern (in Anlehnung an WindGuard 2007):

- Anwendungen mit speicherndem Charakter: dabei werden elektrische Anwendungen zeitversetzt in Betrieb genommen bzw. außer Betrieb gesetzt, um Lastspitzen und Lasttäler auszugleichen. Hierbei handelt es sich um Anwendungen mit speichernden Eigenschaften wie Kühllhäuser sowie Anwendungen mit Bedarf an Druck oder kinetischer Energie, beispielsweise Kompressoren.
- Zeitlich verschiebbare Anwendungen: Darunter sind Anwendungen zu verstehen, deren Benutzung nicht zeitlich gebunden ist. Das Potenzial an verschiebbarer Leistung ist dementsprechend im

Haushalt zu finden. Hierzu gehören u.a. Waschen, Trocknen und Geschirrspülen.

- Abschaltbare Anwendungen/verzichtbare Anwendungen: Hierbei wird eine Anwendung bestimmter Leistung in ihrem Verbrauch reduziert bzw. vom Netz genommen. Bei Inbetriebsetzung wird die elektrische Leistung durch die Anwendung nicht nachgefordert, wie es bei speichernden Anwendungen der Fall wäre. Beispiele wären das Dimmen von Licht oder das Abschalten von Medien wie Fernseher und Stereoanlage, statt sie im Stand-By-Betrieb zu halten.

Betriebliches Lastmanagement soll auch im Rahmen eines Netzlastmanagements eingesetzt werden. Daher sind die individuellen DSM-Maßnahmen im Rahmen eines übergeordneten Netzlastmanagement ansteuerbar auszulegen.

Die in einem gemeinsamen Gespräch mit den Stadtwerken Schwäbisch-Hall und BET herausgearbeiteten DSM-Potenziale sind in erster Linie Anwendungen mit speicherndem Charakter (Kühlleistungen) sowie abschaltbare Anwendungen (Maschinen, Wärmeprozesse, Beleuchtung).

Dezentrale DSM bezieht sich in der Simulation auf zwei Bereiche:

a) Gewerbe und Industrie

Insbesondere Lastmanagement und Stromeffizienz sind Maßnahmen, die simuliert werden können. Hierzu werden die Lastgänge der Unternehmen verändert.

b) Haushalte und GHD

Maßnahmen im Bereich von Haushalts- oder GHD-Kunden können lediglich in Summe auf einen zonalen Gruppenlastgang bezogen verändert werden. Diese quantitative Bewertung ist jedoch völlig ausreichend.

### 3. KWK-Anlagen

Dezentrale Einspeiser und Eigenerzeuger werden zur Simulation in drei Gruppen eingeteilt:

a) Bestandskraftwerke

Bestehende KWK-Anlagen und REN-Anlagen werden zunächst durch die vorhandenen Lastverläufe abgebildet. Erst in einer zweiten Stufe werden diese Anlagen, sofern diese in ein übergeordnetes Netzlastmanagement einbezogen werden sollen, simuliert.

b) Neue KWK-Anlagen

Auf Grund der Voruntersuchungen konnte ein bedeutendes Potenzial im Bereich der Großkunden erkannt werden. Dieses Potenzial wird durch direkte Simulation der etwa 16 Industrieanlagen abgebildet.

#### c) Neue REN-Anlagen

Neue REN-Anlagen werden ebenfalls simuliert. Als Potenziale wurde von den Stadtwerken lediglich PV genannt. Wind und Wasser haben derzeit kein Repowering-Potenzial und Biogas soll tendenziell in das Erdgasnetz eingespeist werden. Jedoch sind alle KWK-Anlagen über Bioerdgas potenziell als REN-Anlagen konfigurierbar.

Darüber hinaus sind KWK-Anlagen in ein Stromlast-Management eingebunden bzw. einzubinden, das sowohl objektorientiert (Industriebetrieb) als auch in ein Netzlastmanagement-System integriert ist. Die bei der Netzlastregulierung möglicherweise entstehende Überschusswärme wurde hier nicht gesondert berücksichtigt, d.h. sie wird in der Simulation an die Umgebung abgegeben.

#### 4. Virtuelles Netzlastkraftwerk

Die größte Herausforderung lag in der Programmierung eines Netzlastmanagement-Moduls, das ein regionales übergeordnetes Netzlastmanagement ermöglicht.

Die bisherigen Ansätze mussten wegen des großen Datenaufkommens überarbeitet werden. Das Ergebnis ist nun eine schlanke Datenbank im Hintergrund der Simulation. Mit ihrer Hilfe können wesentlich komplexere Verknüpfungen realisiert werden, als es die bisherigen Ansätze ermöglicht hätten.

Die Datenbank nimmt dabei alle notwendigen Daten der Erzeuger auf und kann entsprechend den Vorgaben verschiedene Strategien zur Lastoptimierung umsetzen. Dabei können Energieträger, Maßnahmen, Einsatzkosten und Lasten einzeln wie auch in Kombination Berücksichtigung finden. Prognostizierte Lastverläufe sollen dafür Sorge tragen, dass vorgegebene maximale Bezugsmengen aus dem vorgelagerten Netz möglichst nicht überschritten werden.

#### 5. Reporting

Das vorhandene Reporting musste an die entsprechenden Bedürfnisse angepasst werden. Dies betrifft vor allen Dingen die lokal aufgelösten und zusammengefassten Energiebilanzierungen. Aber auch neue ökonomische Faktoren und statistische Betrachtungen sind dabei wichtig (Auswertung der zur Verfügung gestellten virtuellen Leistung/Last).

Anschließend galt es, die Standard-Simulation von SimREN um verschiedene Reporting-Tools zu ergänzen, welche im Verlauf der Simulation die Stromerzeugungsmengen, Stromverbräuche, Bezüge aus

dem vorgelagerten Netz sowie vermiedene Emissionen ermitteln und dokumentieren.

All dies machte einen Umbau des SimREN-Basismodells notwendig, wie in Abbildung 3-4 zu sehen ist:

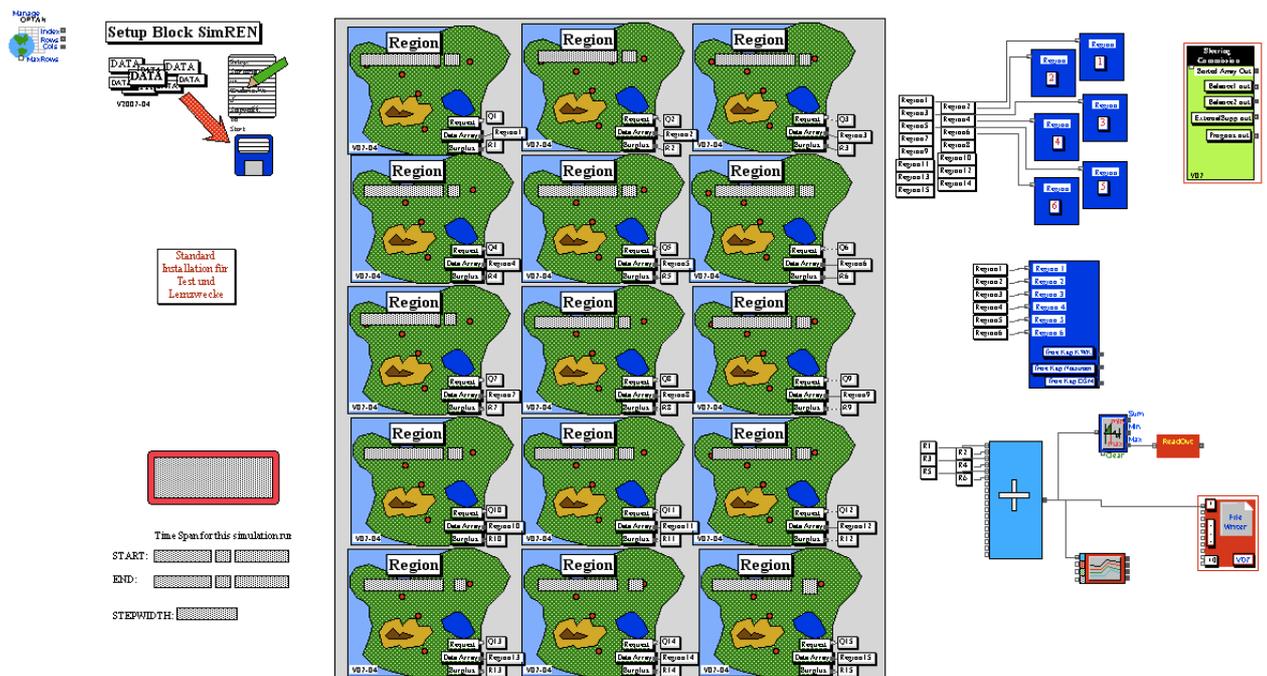


Abbildung 3-4: Neukonzeptionierung von SimREN für OPTAN

Neu hinzugekommen ist der sogenannte „Global Array“, eine Datenbank, die im Hintergrund eine Kommunikation aller steuerbaren Erzeuger/Lastabschaltmaßnahmen über alle hierarchischen Ebenen hinweg ermöglicht. Somit konnten komplizierte Datendurchschleusungen zwischen den Ebenen weitestgehend entfallen und auch die Simulation selbst beschleunigt werden.

Reporting-Werkzeuge und Steuerung wurden nicht nur vom Aussehen, sondern auch inhaltlich vollständig überarbeitet (rechte Seite der Abbildung).

Auch die Regionen haben sich geändert, wie Abbildung 3-5 zeigt:

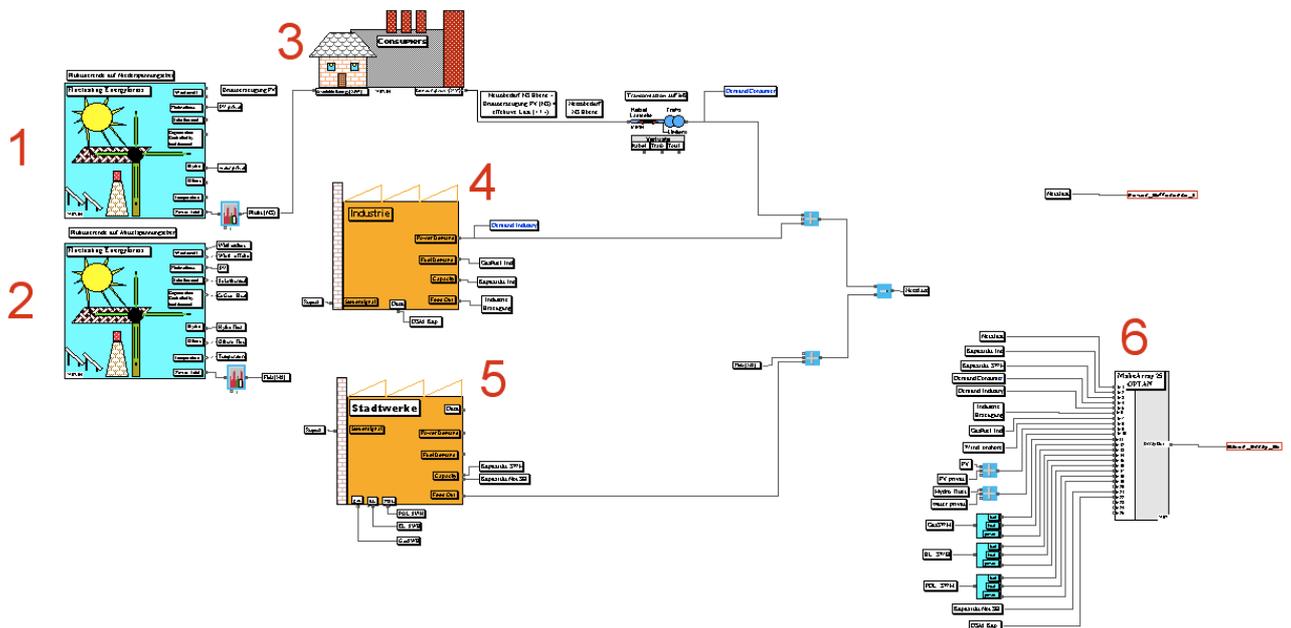


Abbildung 3-5: Ansicht einer Region in OPTAN

Die fluktuierende Erzeugung (1, 2) wurde entsprechend ihrer jeweiligen Netzeinspeisung in NS (1)- und MS (2)-Ebene aufgeteilt. Diejenigen Erzeuger, die auf NS-Ebene einspeisen, wurden direkt mit dem lokalen Bedarf auf der NS-Ebene verrechnet (3). Unterschieden wurde fernerhin zwischen Industrie (4) und Stadtwerken (5), was die Erzeugung betrifft, um zu einer besseren Übersicht zu gelangen. Der Bedarf der nicht gemessenen Verbraucher (3) abzüglich der lokalen Einspeisung durch Einspeiser in die NS-Ebene (1) wurde dann mit dem Bedarf der Industrie addiert. Dieser Gesamtbedarf wiederum wurde um die lokale Erzeugung auf MS-Ebene (2 + 5) reduziert. Die hierdurch entstandene Einspeisung bzw. der hier ermittelte Restbedarf wird aus der Region über die Schnittstellen (rot gerahmte Textbausteine) an die Reporting-Tools übergeben. Neben Bedarf bzw. Einspeisung werden auch andere Werte derzeit noch mittels Datenkomprimierung (6) zusammengefasst und ebenfalls an die Reporting-Tools übertragen.

Interessant ist auch die hierarchische Ebene der Industrie (4 oben). In ihr sind die gemessenen Verbraucher zusammengefasst. Dabei wird unterteilt in diejenigen, die KWK- oder DSM-Maßnahmen anbieten könnten und solche, die nur Stromnachfrager sind. Abbildung 3-6 zeigt einen Ausschnitt aus einer solchen Industriebene:

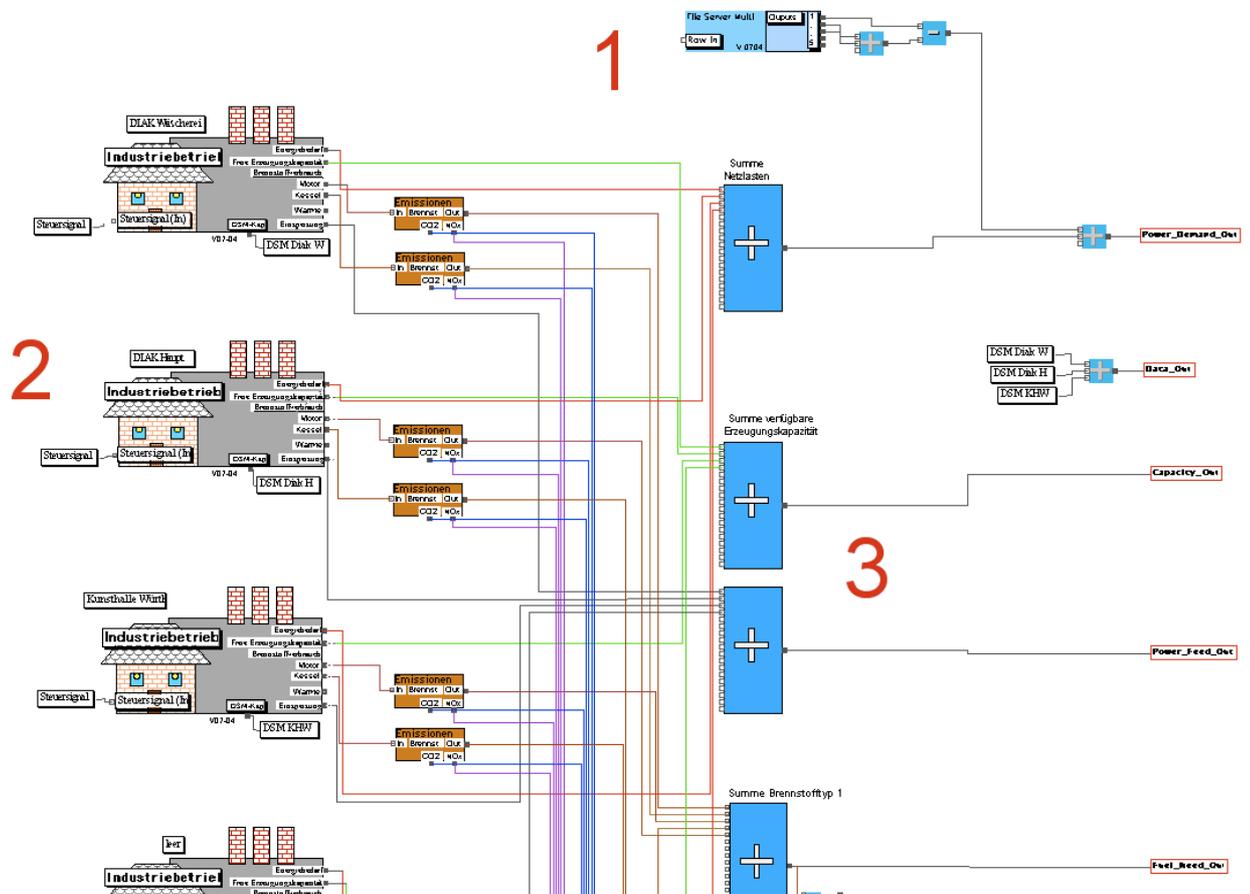


Abbildung 3-6: Ausschnitt aus der hierarchischen Ebene „Industrie“ in OPTAN

(1) fasst den Strombedarf der gemessenen Stromendkunden zusammen. Die Industriebetriebe unter (2) enthalten dagegen Potenziale für KWK- und DSM-Maßnahmen. Die in den jeweiligen Betrieben bestehende Erzeugung wie auch ein möglicher Restbedarf werden über Schnittstellen aus den Modulen ausgeschleust und die Werte nach Strombedarf, Stromerzeugung, Wärmeerzeugung, Brennstoffverbrauch und Emissionen (CO<sub>2</sub> und NO<sub>x</sub>) aufsummiert (3) und an die nächst höhere Ebene übertragen. Bei den ausgeschleusten Werten handelt es sich immer um ¼-h-Werte, die in der späteren Auswertung zu 1-h-Werten zusammengefasst werden.

Die hierarchische Ebene „Betrieb“ setzt sich aus dem in 2006 gemessenen Strombezug als Lastgang in ¼-h-Werten (1), dezentralen Maßnahmen (ein oder mehreren KWK (3)- und DSM (2)-Maßnahmen), einer Trafostation sowie mehreren Steuerungs- und Übertragungs-Modulen (4) zusammen.

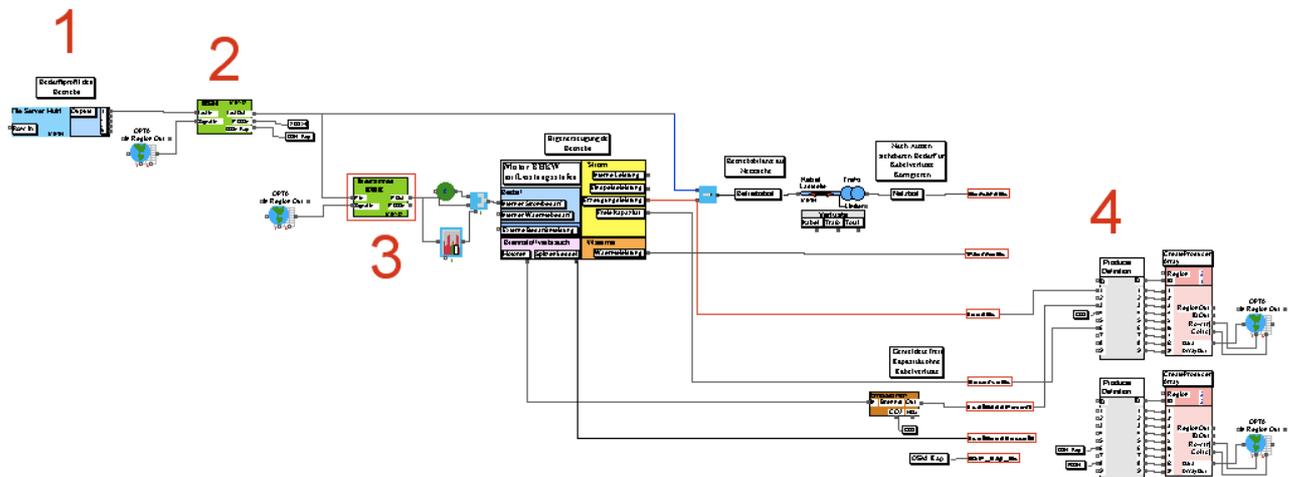


Abbildung 3-7: Ansicht einer hierarchischen Ebene „Betrieb“

Das Ansteuern der dezentralen Maßnahmen erfolgt über „Global Array“ (kleiner Globus vor 2 und 3). Die jeweilige dezentrale Maßnahme wiederum enthält Daten zu Zeitfenstern, Mindestlasten und Min- und Max-Laufzeiten (dies gilt insbesondere für KWK) zu denen sie aktiviert werden kann sowie Einstellmöglichkeiten zum Umgang mit dem vom „Global Array“ gesendeten Wert. Die sich daraus während der Simulation ergebende anliegende Stromleistung sowie die freie Kapazität und der Brennstoffverbrauch werden in jedem Simulationsschritt zusammengefasst und via „Global Array“ an das zentrale Lastmanagement übergeben.

Aus all diesen Daten sowie den Vorgaben zum Lastverhalten schaltet die zentrale Steuerung die verschiedenen Maßnahmen während der Simulation.

### 3.1.3 Lastmanagement

In Kapitel 2.2 wurden die Methoden zur Optimierung eines aktiven Netzbetriebes formuliert. Kern dieser Optimierung ist die Integration der Kundenanlagen in ein Netzlastmanagement. Nach einem Merit Order-Prinzip gemäß Kapitel 2.2.5 können dann Anlagen an der Optimierung beteiligt werden.

Deshalb wurde in der Simulation ein Netzlastmanagement-Modul programmiert, mit dessen Hilfe die Reihenfolge der vorhandenen Anlagen, die an dem Netzlastmanagement teilnehmen, also KWK, Notstrom, regelbare EE-Aggregate und DSM-Maßnahmen, angesteuert werden können.

Als Strategie wurde folgende Reihenfolge bestimmt: KWK (GuD und Gas-BHKWs, Pflanzenöl-BHKW und Industrie-KWK) gefolgt von Lastabwurf-Optionen und Notstrom.

Darüber hinaus gibt es die Stromerzeugung durch EEG-Anlagen (hier das Pflanzenöl-BHKW). Es dient der Grundversorgung des Wärmenetzes und ist deshalb schon ganzjährig in Betrieb. Da dies jedoch nicht unter Volllast ist, bleibt noch ein kleiner Spielraum für die Steuerung. Dieses Potenzial ist jedoch im Vergleich zu anderen Optionen zumeist geringer, daher werden zur Begrenzung der Schalthäufigkeit (die sich kostenmäßig erheblich auf die Einzelwirtschaftlichkeit auswirken kann) zunächst größere Potenziale wie GuD und Gasturbinen vorgezogen. Dabei darf aber nicht vergessen werden, dass die EEG-Umlage von den Stromendabnehmern bezahlt und zusätzliche Netzausbaukosten in diesem speziellen Fall nicht zu erwarten sind, was im Pflanzenöl-Kraftwerk auch zusätzliche wirtschaftliche Anreize zur Steuerung birgt. In der Merit Order sollten daher EEG-Anlagen also ganz vorn liegen, könnten hier aber in Grenzsituationen aufgrund des fallspezifischen geringen Potenzials das Ergebnis negativ beeinträchtigen<sup>19</sup>.

Die Industrie-BHKW sind meist sowieso schon für die Eigenversorgung in Betrieb, was sie aus ökonomischer Sicht zum Abfahren kurzfristiger und zeitlich begrenzter Lastschwankungen höchst interessant macht. So ist die Reaktionszeit schneller als beim Kaltstart, zum anderen können auch kürzere Zeiten, als die für einen wirtschaftlichen Betrieb in der Simulation vorgesehenen 4 Stunden Mindestbetriebszeit (bei Kaltstart), wirtschaftlich realisiert werden. Bei gestuften BHKW-Anlagen muss die Aktivierung einer weiteren Stufe aus wirtschaftlichen Erwägungen eine Mindestlaufzeit enthalten.

Gleiches gilt für das GuD, welches über einen sehr hohen Nutzungsgrad verfügt. Als wirtschaftliche Anlage mit einer im Bezug auf die übrigen dezentralen Erzeuger sehr hohen elektrischen Erzeugungskapazität ist auch hier eine gewisse Grundlast wie beim Pflanzenöl-BHKW unterstellt worden. Für das GuD liegt sie bei etwas über 5,4 MW<sub>el</sub>. Sofern die ursprüngliche Last darüber hinaus geht, wird dieser Wert verwendet. Die Differenz zu Nennlast steht der Steuerung zur Verfügung.

BET hat errechnet, dass Lastabwurf von den übrigen Maßnahmen die günstigste darstellt, wobei hier von großen Leistungen im Megawatt-Bereich

---

<sup>19</sup> Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die meisten EEG-Anlagen aufgrund von Wirtschaftlichkeits- und Renditeüberlegungen versuchen werden, ihre Vollbenutzungsstundenzahl – also die Betriebsstunden unter Volllast – zu maximieren. Daher werden positive Schaltpotenziale eher selten der Fall sein, ganz im Gegensatz zu negativen Schaltungen (Abschalten). Dieses Vorgehen ist aber bereits im EEG grundlegend berücksichtigt, bietet aber ggf. noch Ausbaupotenzial unter dem einzelwirtschaftlichen Aspekt.

ausgegangen wird. In den nachfolgenden Untersuchungen ist das Abschaltpotenzial jedoch dadurch eingeschränkt, dass zum einen das Potenzial selbst gering ausfällt und sich auf viele kleine Leistungen verteilt. Weiterhin stehen die Potenziale vertraglich geregelt nur in bestimmten Zeiten und dann nur für wenige Minuten zur Verfügung. Somit kommt die Schaltung von Lastabwurf-DSM seltener in der Steuerung vor. Ein Vorziehen dieser Option wie von BET ermittelt, würde in dieser konkreten Situation durch die schiere Anzahl an Schaltungen von nur relativ kleinen Leistungen zu höheren Kosten führen, weshalb diese Option letztendlich bei den nachfolgenden Berechnungen in der Reihenfolge nach hinten gerutscht ist.

Da Notstromaggregate gemäß §4, Satz 2 der „Verordnung zum Erlass von Regelungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung im Energiebereich“ vom 26.10.06 nicht mehr als 15 h je Monat außerhalb der eigentlichen Bestimmung betrieben werden dürfen, werden sie in der Reihenfolge ans Ende geschoben.

Weiterhin können unterschiedliche Strategien hinsichtlich der Größenklassen gewählt werden. Sollen zunächst größere langlaufende oder lieber kleine flexible und kurzlaufende Optionen geschaltet werden? Langlaufende Aggregate - wie KWK-Anlagen - laufen, aus dem Stillstand raus aktiviert, mindestens 4 Stunden. Da sie meist eine größere Leistung als Notstromaggregate (welche hier auch nur für bestimmte Zeit zur Verfügung stehen) oder Lastabschaltung (etwa 15 Minuten bis eine halbe Stunde) haben, führen sie bei nur kurzen Spitzen zu längeren erheblichen Absenkungen des externen Strombezugs bis hin zur Einspeisung. Bei bereits aktiven Optionen, wo lediglich der Hub ausgenutzt wird, sind auch kurze Schaltungen von 15 Minuten unterstellt worden.

Auch die Einspeisung in das vorgelagerte Netz kann begrenzt werden, indem der Steuerung vorgegeben werden kann, dass bei Überproduktion die BHKW zurückgefahren werden sollen bis hin zur Lastabschaltung. Diese Funktion dient während der Simulation in erster Linie dazu, die Grenzen auszureizen und möglichst viele Maßnahmen zu aktivieren. Ein Prognose-Tool soll weiterhin dabei helfen, mögliche Lastspitzen rechtzeitig zu erkennen und Gegenmaßnahmen zu ergreifen. Hierbei werden die jetzige und vorangegangene Last gegenübergestellt und eine mögliche Entwicklung daraus abgeleitet.

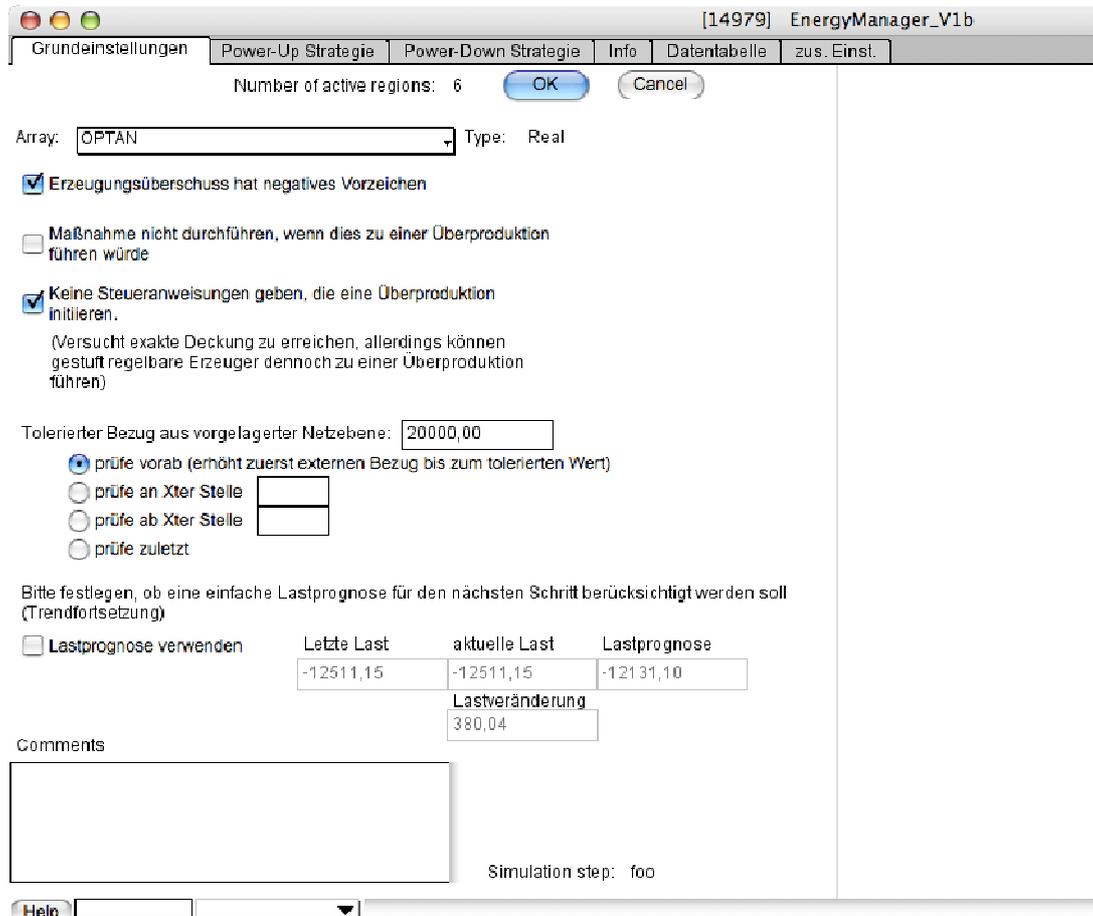


Abbildung 3-8: Menü der Lastmanagement-Steuerung

### 3.1.4 Steuerung dezentraler Optionen

Die Lastmanagement-Steuerung kann ausgewiesene Potenziale entsprechend der jeweiligen Strategie verarbeiten. Um jedoch bei den einzelnen dezentralen Standorten Verfügbarkeitspotenziale zu ermitteln, galt es, separate Module für den lokalen Einsatz zu entwickeln, welche entsprechend der jeweiligen Nutzung freie Kapazitäten signalisiert. In diesen Modulen kann zum Einen ein Zeitfenster eingestellt werden, in dem die Maßnahme aktivierbar ist und wenn einmal aktiviert, wie lang das Aggregat mindestens laufen muss oder maximal laufen darf.

Das vorhandene Potenzial selbst wird bei KWK und Notstrom durch den Erzeuger ausgegeben, bei DSM durch das Steuermodul selbst.

## 3.2 Datenbereitstellung

Für die spätere Modellbildung wurde eine möglichst hohe räumliche Aufteilung des Netzgebietes gewählt, um eventuell Effekte der Netztopologie, wie z.B. Netzverluste oder Netzengpässe, besser abbilden zu können. Außerdem ergibt sich so ein besseres Bild der Struktur von Erzeugung und Verbrauch. Die Schalthäuser als Netzknoten, die von den Stadtwerken vermessen wurden, boten sich in diesem Zusammenhang als geeignete Aufteilung in 6 Netzzonen an. Aus der gemessenen Last in den Schalthäusern sowie den dort anhängenden gemessenen Verbrauchern und Erzeugern, konnte die Last der übrigen nicht gemessenen Verbraucher ermittelt werden.

Die Stadtwerke Schwäbisch-Hall hatten zum Zeitpunkt der Datenbereitstellung 159 gemessene Verbraucher und 39 Messstellen bei Erzeugern. Für all diese Messstellen wurden  $\frac{1}{4}$ -h-Werte aus dem Jahr 2006 (dies entspricht pro Messstelle 35.040 Datensätze, insgesamt somit rund 7 Millionen Werte) erfasst und via „Character Separated Values“-Format an das IZES übermittelt.

In einem ersten Schritt wurden diese Daten aufbereitet, um schließlich hieraus Rückschlüsse auf KWK- und DSM-Potenziale ziehen zu können. Hierfür wurde beispielsweise auf Basis von Excel und Visual Basic ein Programm geschrieben, welches die Lastgangdaten der Industriebetriebe saisonal (Sommer, Winter) sowie auf Wochen- und Werktage aufgliedert und dann Minimal-, Maximal- und Durchschnittswerte bildet. Hieraus konnten verschiedene Charakteristika wie Bezugsspitzen und Grundlast ermittelt werden. Insgesamt ergab sich durch diese Visualisierung die Möglichkeit einer Abschätzung, inwiefern der gemessene Verbraucher sich für KWK- oder DSM-Maßnahmen eignen könnte.

Die beiden nachfolgenden Abbildungen stellen jeweils die Min-, Max- und Durchschnittswerte für einen Hotelbetrieb in Schwäbisch-Hall für Werktage im Sommer sowie Wochenend- und Feiertage im Winter beispielhaft dar.

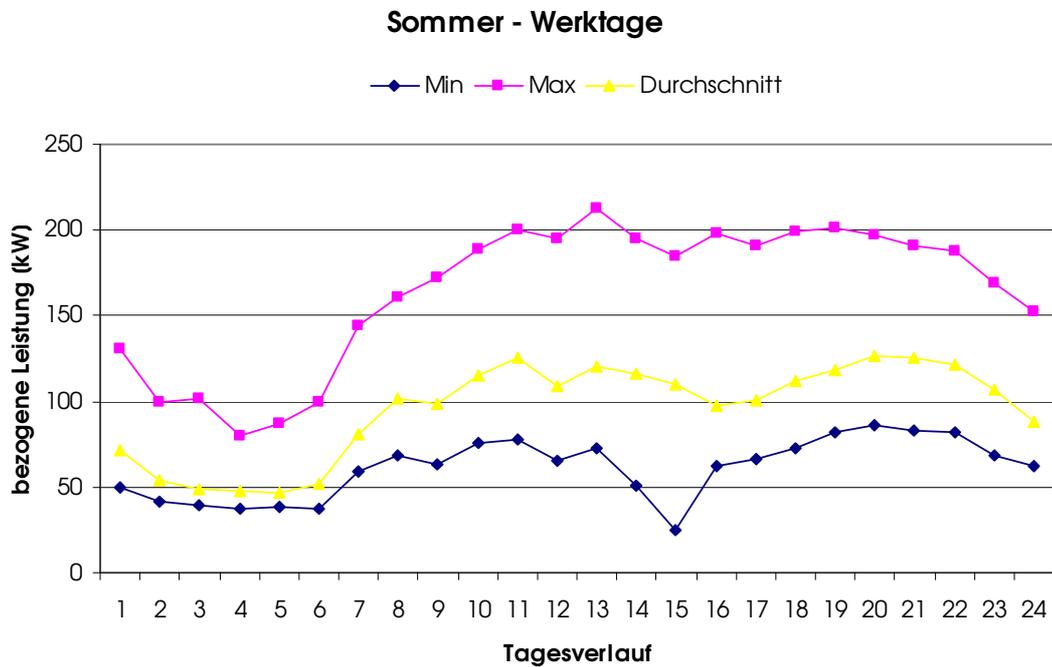


Abbildung 3-9: durchschnittlicher Tageslastgang Strombezug eines Hotelbetriebs in der Sommerzeit unter Angabe der in diesem Zeitraum erfolgten Minimal- und Maximalwerte.

**Winter - Feiertage, WE**

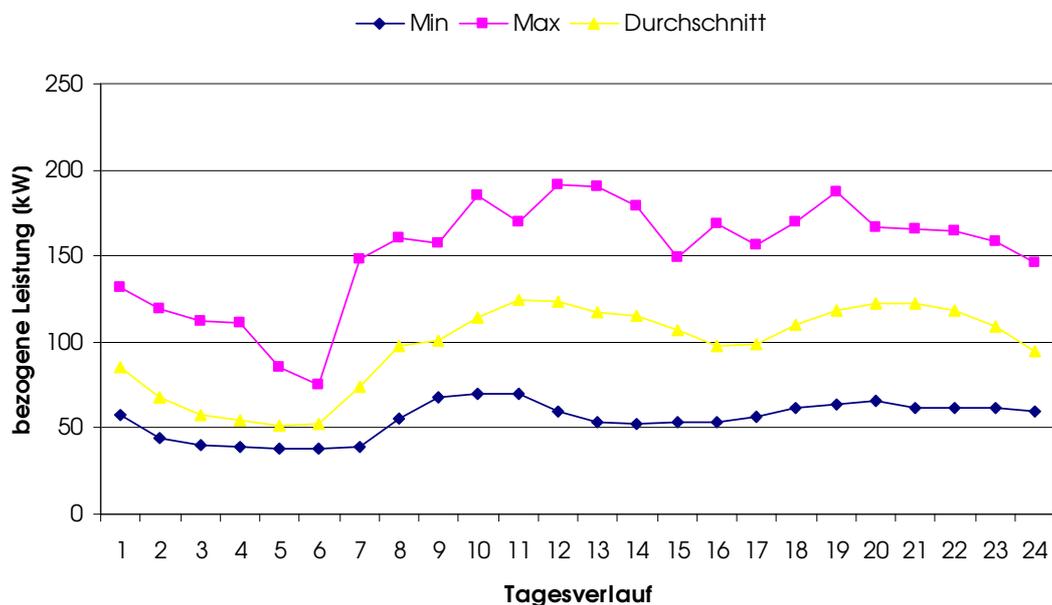


Abbildung 3-10: durchschnittlicher Tageslastgang Strombezug eines Hotelbetriebs für Feiertage und Wochenende in der Winterzeit unter Angabe der in diesem Zeitraum erfolgten Minimal- und Maximalwerte.

Zur Verdichtung des Datenmaterials wurden die 1/4-h-Werte auf 1-h-Werte aggregiert. Durch Bildung einer geordneten Dauerlinie werden der Verlauf sowie Grund- und Spitzenlast für das ganze Jahr deutlich sichtbar gemacht:

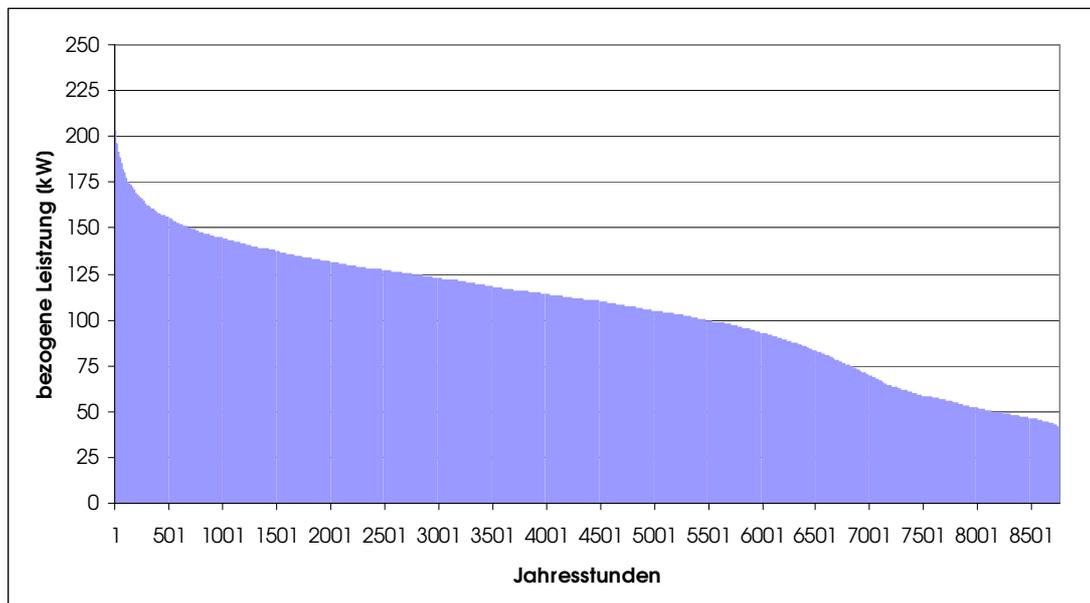


Abbildung 3-11: Beispielhafte Darstellung einer Jahresdauerlinie eines ausgewählten Hotelbetriebs in Schwäbisch-Hall

Nach Ermittlung dieser Werte für alle gemessenen Verbraucher wurde eine Liste mit den jeweiligen Charakteristika erstellt und einer ersten Einschätzung, inwieweit sich ein Verbraucher für KWK- oder DSM-Maßnahmen eignen könnte. Hierbei war auch darauf zu achten, mit welchen Energieträgern die Verbraucher bisher beliefert wurden. So wurden Fernwärmekunden für KWK ausgeschlossen. Dieser erste Entwurf wurde für eine detailliertere Untersuchung an BET übergeben, welches auf Grundlage von branchentypischen Verbrauchszahlen den jeweiligen Betrieben auf Basis des NACE-Code möglichst realistische Potenziale zuordnete. Dabei sollten die Anlagen in erster Linie der Wärmebedarfsdeckung dienen, so dass in vielen Branchen die Aggregate stromseitig deutlich unter der Stromgrundlast liegen. Es ergab sich somit eine Liste, die ein Potenzial von rund  $3,4 \text{ MW}_{\text{el}}$  und  $4,8 \text{ MW}_{\text{th}}$  als mögliches Potenzial darstellte. Wegen des hohen Anteils an Mini-KWK-Anlagen und unter Beachtung der damaligen Wirtschaftlichkeit solcher Anlagen, einigte man sich darauf, nur Anlagen ab  $30 \text{ kW}$  als derzeit realisierbar und für die weiteren Berechnungen als interessant anzusehen.

Alle Ergebnisse wurden im Anschluss nochmals mit den Stadtwerken hinsichtlich der Umsetzbarkeit diskutiert. Insbesondere bei DSM konnten die Stadtwerke aus ihren bisherigen Vertriebserfahrungen schöpfen und theoretisches Abschalt-potenzial jeweils genauer spezifizieren. Letztendlich ergab sich ein Potenzial von rund  $830 \text{ kW}$ , wobei große Produktionsanlagen durch die Stadtwerke zum damaligen Zeitpunkt ausgeschlossen wurden.

Neben KWK- und großen EE-Anlagen gab es zum Zeitpunkt der Datenerhebung noch 191 private PV-Kleinstanlagen in Form von Dachinstallationen sowie zwei Kleinst-Wasser-Anlagen in privater Hand. Insgesamt besitzen diese eine installierte Leistung von knapp  $2,6 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Auch hierfür musste eine Zuteilung nach den definierten Zonen erfolgen. Sofern nicht direkt aus dem Netzplan ersichtlich, musste hier über die zugehörige Adresse auf Kartenmaterial zurückgegriffen werden.

Für ein angedachtes Szenario eines zukünftig verstärkten Ausbaus von PV-Anlagen wurden mittels GIS-Software (Geoinformationssystem) und Google-Maps-Satellitenbild-Darstellung potenzielle Dächer in der Stadt Schwäbisch-Hall abgeschätzt.



Abbildung 3-12: Satellitenaufnahme der Kaufland-Filiale in der Raiffeisenstraße in Schwäbisch-Hall (Quelle: google-maps)

Hierzu wurden zunächst Industriebetriebe, Verkaufsmärkte, Schulen und öffentliche Einrichtungen (teils über die bereits vorhandene Liste zu gemessenen Verbrauchern) ermittelt. Im Anschluss galt es, über GIS die

Dachpositionierung zu ermitteln und eine mögliche Verschattung (Bäume, benachbarte Häuser,...) über Google-Maps auszuschließen.

Über die abgeschätzte Dachfläche wurde das Potenzial für eine mögliche installierbare Leistung errechnet. Hierbei ergaben sich rund 2,7 MW<sub>el</sub>. Mittels in der Region gemessener repräsentativer PV-Anlagen wurde dann für die jeweilige Zone ein Jahressummenlastgang ermittelt und in das spätere Szenario eingefügt.

Ein Energieeinspar- und Effizienz-Szenario für den Sektor der privaten Haushalte wurde auf der Basis vorhandener Untersuchungen im Vorfeld der Meseberger Beschlüsse erstellt (EWI/Prognos).

Dabei wurde lediglich das Einsparpotenzial bei „weißer Ware“ sowie Ersatz von Nachtspeicherheizungen und elektrischer Warmwasserbereitung einbezogen.

Mit Hilfe dieser Daten und typisierten Tageslastgängen (DSM Lastgänge) konnte nun mit einer Modifikation des oben genannten Programms zur Ermittlung der Tagesganglinien aus gemessenen Daten eine Jahresdauerlinie generiert werden. Im Zusammenhang mit Nachtspeicherheizungen wurden die saisonalen Unterschiede berücksichtigt.

Insgesamt wurde für jede Netzzone ein Einsparpotenzial errechnet und im Szenario vom Verbrauchslastgang abgezogen.

### **3.3 Modellbildung**

Das Ausgangsmodell aus SimREN musste den neuen Gegebenheiten angepasst werden. Hierzu wurden entsprechend der Anzahl der gebildeten 6 Zonen (siehe oben) in Schwäbisch-Hall 6 der insgesamt 15 vorprogrammierten Zonen in SimREN aktiviert. Jede Zone stellt dabei einen hierarchischen Block dar, unter dem die einzelnen Akteure und deren Beziehungen untereinander durch Module abgebildet werden. Entsprechend der Lastgänge an den 6 Schalthäusern und den in Kapitel 3.2 ermittelten zugehörigen Daten wurde die Lastsituation im gesamten Netz aus dem Jahr 2006 nachgebildet.

#### **3.3.1 Einsatz eines Pflanzenöl-BHKW (ab 2007)**

In Schwäbisch-Hall wurde 2007 ein Pflanzenöl-BHKW mit 5,13 MW<sub>el</sub> in Betrieb genommen. Dieses soll die Lastdeckung – insbesondere der Grundlast im Wärmenetz – des bisherigen GuD-Kraftwerks am gleichen Standort übernehmen. Für das Pflanzenöl-BHKW wurde IZES die Lastkurve

von 2007 zur Verfügung gestellt. Da das BHKW erst Anfang Mai 2007 den kontinuierlichen Betrieb aufnahm und auch zwischenzeitlich noch zu Problemen neigte, wurde für die Simulation ein Durchschnittswert aus der bisherigen Lastkurve ermittelt und als Konstante in der Simulation eingesetzt. Die dabei bestehende Differenz zur Nennlast der KWK-Anlage steht für die Lastoptimierung zur Verfügung.

Das GuD dient weiterhin dem Lastausgleich, wird aber auch zur Erzeugung von Strom für Dritte eingesetzt. Für die Simulation wurde unterstellt, dass das GuD permanent eine Grundlast von rund 5,4 MW<sub>el</sub> bereitstellt. Dieser Wert wurde als Mittelwert aus dem Lastgang 2006 ermittelt und bewegt sich bei gut 50% der Nennlast. Die Differenz bis zur Nennlast dient als freie Kapazität für die Steuerung.

### **3.3.2 Einsatz von kundeneigenen Industrie-BHKW**

Industrielle BHKW waren in den vergangenen Jahren wegen der schlechten Amortisationszeit der Anlagen weniger interessant für die Industrie. Mit steigenden Strombezugskosten, dem novellierten KWK-Gesetz (ab 2009) sowie einem Investitionsförderprogramm für kleine KWK-Anlagen bis einschließlich 50 kW<sub>el</sub> kann das Interesse bei Industrie aber auch kleinen und mittleren Betrieben wieder zunehmen.

Da BHKW zumeist wärmeseitig ausgeführt werden, ist die Stromerzeugung zunächst abhängig von dem zu deckenden Wärmebedarf. Für Stromerzeugung unabhängig des Wärmebedarfs sind Entkopplungssysteme wie Rückkühleinrichtungen und Wärmespeicher notwendig. Deren Wirtschaftlichkeit wird dabei wesentlich durch das Verhältnis von Stromerzeugung zur gekoppelten Wärmeerzeugung definiert.

Mittels KWK-Speicheranlagen können Wärmeerzeugung und -bedarf zeitlich verschoben werden, womit die elektrische Leistung gezielt in Hochpreiszeiten gelegt werden kann.

Rückkühlung ist nur bei großen Anlagen wirtschaftlich, jedoch vermindert der Wegfall der Wärmeauskopplung die Erlöspotenziale des Anlagenbetreibers.

Gemäß den Überlegungen zu möglichen Geschäftsmodellen könnten lokale bzw. regionale Netzbetreiber durchaus Interesse haben, sich an Industrie-BHKWs zu beteiligen, damit diese etwas größer dimensioniert werden und zugleich Zugriffsmöglichkeiten zur Netzlastregulierung sichergestellt werden können. Die Anlagen werden so hinsichtlich der Netzlast optimaler eingesetzt und erwirtschaften damit höhere Erlöse durch vermiedene Netznutzungsentgelte. Auch der Netzbetreiber verringert dadurch die Netzkosten durch Bezug aus dem vorgelagerten Netz.

In diesem Szenario wird daher von einem Zugriff des Netzbetreibers auf derartige KWK-Anlagen ausgegangen (wie auch immer die vertragliche Situation gestaltet sein mag, siehe dazu Kapitel 2.2). Die jeweiligen KWK-Anlagen sind wärmeseitig ausgelegt und verfügen in diesem Betrachtungsfall nicht über Speicher. Eine Modulierung der Aggregatleistung ist nicht berücksichtigt, dafür wurden teils mehrere einzelne BHKW-Module an einem Industriestandort entsprechend der Wärmelast eingebunden. Ein Eingriff des Netzbetreibers zu Zwecken der Lastoptimierung kann somit eine Wärmeüberproduktion implizieren, die dann an die Umgebung abgegeben werden muss.

Insgesamt wurden 16 BHKW-Module installiert, die sich auf 9 Standorte verteilen. Die Größenklassen sind dabei wie folgt:

<b>Klasse</b>	0 - 30	31 - 50	51 - 100	101 - 150	> 150
<b>Anzahl</b>	3	11	1	1	0

Tabelle 3-1: Dimensionierung der Industrie-BHKW-Module im Industrie-BHKW-Modell

Mit Ausbau von „advanced meter management – Systemen“ im Bereich nicht leistungsgemessener Kunden bis 2011 scheint sich hier zusätzlich eine günstige Option für Schaltung dezentraler Optionen zu ergeben, so dass auch Kleinstleistungen aktiviert werden können, sofern die Transaktionskosten im wirtschaftlichen Rahmen bleiben.

Bei allen Anlagen handelt es sich um mit Erdgas befeuerte Anlagen. Diese können auch mit Bioerdgas befeuert werden, was sich wiederum positiv auf die Klimabilanz der Stadt auswirken würde.

### 3.3.3 Einsatz von DSM bei Industrie- und Großkunden

Lastabwurf stellt eine interessante Möglichkeit dar, um kurzfristige Bezugsspitzen im Stromnetz abzufangen. Da das Abschätzen, ob es sich um einen kurz- oder längerfristigen Anstieg handelt, nur schwer möglich ist und kein Algorithmus über den Anstiegswinkel ermittelt werden konnte, wurde diese dezentrale Option nachrangig in die Steuerung implementiert. D.h., sie tritt erst in Aktion, wenn bereits alle anderen zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Potenziale (außer Notstrom) ausgeschöpft wurden. Berücksichtigt werden konnten bisher auch nicht Stromspeicher bzw. Lastsenken, wie z.B. vorgezogene Aktivierung von Kühlmedien, da hierzu zu wenig spezifische Daten zur Verfügung standen.

Der Lastabwurf selbst ist durch die jeweiligen örtlichen Gegebenheiten auf wenige Zeifenster eingeschränkt. Die Aktivierungsdauer beläuft sich in den hiesigen Anwendungen zwischen 15 bis 60 Minuten. Nach Aktivierung steht die jeweilige Maßnahme für bestimmte Zeiten nicht mehr zur Verfügung.

Aber auch die in Zusammenarbeit mit den Stadtwerken und BET abgeschätzten Potenziale liegen weit hinter den KWK-Kapazitäten. Für die Simulation konnten rund 830 kW als relativ sicher angenommen werden. Dabei liegen gut Dreiviertel der Potenziale bei maximal 50 kW<sub>el</sub>. Jeweils 2 DSM-Maßnahmen liegen über 50 bis einschließlich 100 kW<sub>el</sub> sowie darüber. Eine Abschaltung größerer Anlagen über entsprechende Verträge mit der Industrie wird bei den Stadtwerken auf Grund ihrer bisherigen Akquisetätigkeiten in diesem Zusammenhang derzeit nicht gesehen.

### 3.3.4 Einsatz von zusätzlichen Potenzialen der erneuerbaren Energien

Erneuerbare Energien sind im Aufwind. Anlagen entstehen allorts und müssen gemäß § 4, Abs. 1, S. 1 EEG (2004) in das Netz vorrangig eingebunden werden. Dabei ist der nächstmögliche Einspeisepunkt nicht unbedingt der optimale, wenn es um den Ausgleich der Netzlasten geht. Teils bedingt der Zubau an EE-Anlagen eine Verstärkung der Netze. Mancherorts wird daher schon von „Entsorgungsnetzen“ gesprochen.

Mit der gewünschten zunehmenden Marktintegration (siehe auch § 64, Abs. 1, Nr. 6 EEG vom 25. Oktober 2008) von erneuerbaren Energien werden die regelbaren Erzeuger aber auch für Netzlastmanagement interessant. Bereits mittelfristig können hier neue Geschäftsmodelle entstehen.

In der Region Schwäbisch-Hall sind bereits folgende Energien nach EEG installiert:

Erneuerbare Energie	Elektr. Leistung (kW <sub>el</sub> )	Durchschnittliche Jahresstromproduktion (MWh <sub>el</sub> )
Biogas	160	820
Deponiegas	190	ca. 1.400
Kleinwasserkraft	ca. 1.700	ca. 6.000
Wind	1.000	1.200
Photovoltaik	ca. 3.100	ca. 3.120

Tabelle 3-2: derzeitige Kapazitäten der erneuerbaren Energien in Schwäbisch-Hall

Biogas soll zunehmend mehr erzeugt werden. Dieses wird dann aber in das Erdgasnetz eingespeist und verkauft. Eine Verstromung direkt an Ort und Stelle ist derzeit nicht geplant. Eine zukünftige Verstromung in den Gas-BHKWs und dem GuD ist aber nicht auszuschließen.

Deponiegas ist natürlich begrenzt. Eine Ausweitung der Kapazität wird nicht angenommen.

Kleinwasserkraftanlagen sind sowohl in privater wie auch städtischer Hand. Das mögliche Potenzial ist soweit ausgeschöpft. Ein Repowering ist nicht angedacht.

Wie aus Tabelle 3-2 ersichtlich, ist der Windkraftanlagen-Standort nicht optimal. Messungen im Umland haben keine weiteren wirtschaftlich interessanten Standorte ergeben. Auch schließen die Stadtwerke als Eigentümer ein Repowering aus.

Bei Photovoltaik wird gegenüber den bisherigen Energiequellen ein doch erhebliches Potenzial gesehen. Günstig gelegene Dachflächen ermöglichen einen geschätzten Zubau von etwa 2.700 kW<sub>el</sub>. Entsprechend des Standorts und der Leistung wurden Lastkurven im Verhältnis zu der bisher installierten PV generiert und in das System eingebunden.

### **3.3.5 Einsatz von DSM eines Maßnahmenportfolio im Sektor Haushaltskunden**

Dieses Szenario geht davon aus, dass sich die Haushalte in den kommenden Jahren bis 2020 durchweg auf moderne energiesparende Haushaltsgeräte umstellen. Hierbei handelt es sich insbesondere um einen erheblichen Rückgang bei Nachtspeicherheizungen und elektrischer Brauchwasserbereitung. Es wird von einer guten Halbierung des Stromverbrauchs ausgegangen.

Auch der Bereich Kühlen geht hier von Effizienzverbesserungen aus, die zu Einsparungen von etwa 45% führen. Trocknen und Spülen liegen mit jeweils 47% leicht über dem Einsparpotenzial der Kühlung. Bei Stand-by wird in diesem Szenario von einer Stromverbrauchreduktion um ganze 73% ausgegangen (Quellen: (PolitikszENARIO IV, Energiegipfel)).

## **3.4 Technische Optimierungsberechnungen**

Für die nachfolgenden Simulationen gelten folgende Voreinstellungen in der Steuerung:

- Rangfolge des Einsatzes erfolgt nach folgender Merit Order: GuD, Gas-BHKW der Stadtwerke, EEG-Anlage, Industrie-BHKWs, DSM und letztendlich Notstrom
- Innerhalb der Rangfolge Bevorzugung der größeren dezentralen Option vor kleineren
- Die Aktivierung der jeweiligen Einzelmaßnahmen auf Basis der dezentralen Option soll dabei nicht zu einer Rückspeisung in das vorgelagerte Netz führen. Würde sie das tun, so soll die nächst kleinere Maßnahme geprüft werden. Tendenziell ist die Überproduktion zu vermeiden, ist aber wegen längerer Aggregatlaufzeiten nicht ausgeschlossen.
- Es soll versucht werden, eine Bezugslast von 20 MW<sub>el</sub> aus dem vorgelagerten Netz nicht zu übersteigen. Bis zu diesem Wert – unter Berücksichtigung eines Trends – wird keine dezentrale Option aktiviert. Der Wert wurde in einem gemeinsamen Gespräch mit den Stadtwerken festgelegt.<sup>20</sup>

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den folgenden Szenarien zu gewährleisten, wurde auf Zufallsparemeter, welche Nachfrage, Wetter und Eigenerzeugungsbedarf im Laufe der Simulation variieren, verzichtet.

### 3.4.1 Erweiterung Pflanzenöl-BHKW

Dadurch, dass zu dem bestehenden GuD ein neuer Stromerzeuger in Form des Pflanzenöl-BHKW hinzukommt, ist eine erhebliche Minderung des Leistungsbezugs aus dem vorgelagerten Netz nicht verwunderlich. Als EEG-Anlage und als Grundlast für die Fernwärme ist von einem durchgehenden Betrieb auszugehen. Da jedoch nur Daten aus 2007 vorlagen, wo das BHKW sich noch in der Erprobung befand, wurde für die Simulation eine Grunderzeugungsleistung von rund 4,6 MW<sub>el</sub> angenommen. Darüber hinaus greift die Steuerung auch auf alle anderen verfügbaren Potenziale zurück, die zu diesem Zeitpunkt zur Verfügung standen. Hierzu zählen alle BHKW-Anlagen und Notstromaggregate der Stadtwerke. Dies führte zu einer Absenkung des maximalen Bezugs aus dem vorgelagerten Netz von 33,3 MW<sub>el</sub> auf rund 22,7 MW<sub>el</sub> (bei Betrachtung von ¼-h-Werten), was einer Absenkung der Bezugsspitze von knapp 10,5 MW<sub>el</sub> bedeutet (jeweils bezogen auf ¼ h-Werte).

---

<sup>20</sup> Die Arbeiten und Ergebnisse von BET zu einzelwirtschaftlichen Kosten gehen dagegen in eine andere Richtung. BET geht in der Untersuchung grundsätzlich davon aus, dass alle Potenziale in ausreichend hohem Maß vorhanden sind und konzentriert sich somit auf die Bestimmung des maximal wirtschaftlich interessanten Potenzials.

Hieraus ergeben sich der in Abbildung 3-13 dargestellte neue Lastgang sowie der Bezug aus dem bzw. die Einspeisung in das vorgelagerte(n) Netz:

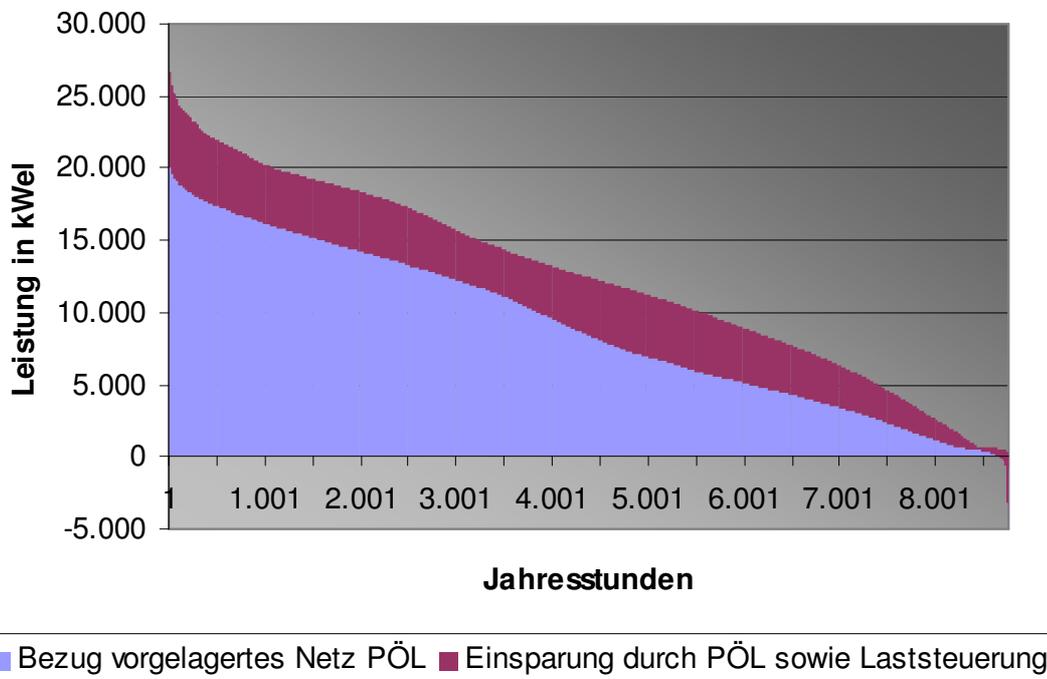


Abbildung 3-13: Fall 1, Veränderungen des Referenz-Lastgangs durch Einbezug des Pflanzenöl-BHKWs (wärmegeführt) sowie des GuDs

### 3.4.2 Erweiterung um industrielle KWK-Anlagen

Die BHKW-Anlagen mindern den Strombedarf des jeweiligen Unternehmens. Sie stehen aber auch gleichzeitig für das Netzlastmanagement entsprechend ihrer freien Kapazitäten zur Verfügung. Es wird in diesem Szenario davon ausgegangen, dass auch der reine Kond.-Betrieb wirtschaftlicher ist, im Vergleich mit den Kosten, die durch eine hohe Netzlast entstehen. Daher wird die hierbei erzeugte Wärmemenge nicht berücksichtigt, da sie über Rückkühlung an die Umgebung abgegeben wird.

Gegenüber dem Fall 1 wurde im Fall 2 der tolerierte Bezug aus dem vorgelagerten Netz von 20 MW<sub>el</sub> auf 10 MW<sub>el</sub> abgesenkt. Dies war notwendig geworden, da bereits in Fall 1 die Grenze von 20 MW<sub>el</sub> beinahe eingehalten wurde, die Lastmanagement-Maßnahmen aber weitestgehend möglich durch die Steuerung ausgereizt werden sollte. Dies führt auch zum nachfolgenden starken Absinken der maximalen Bezugslast, die in keinem Verhältnis zu den maximal rund 1,1 MW<sub>el</sub> an Erzeugungspotenzial durch die Industrie-KWK-Anlagen stehen. Es zeigt sich somit, dass insbesondere eine gute Lastregelung unter Verwendung eines

breiten Spektrums an Maßnahmen zur erheblichen Absenkung des Strombezugs aus dem vorgelagerten Netz beitragen kann. Dies gilt aber auch nur unter technischen Aspekten. Auch wenn hier die Anlagen nach der Merit Order gesteuert werden, so ist ihnen noch kein ökonomischer Wert hinterlegt. Damit kann also nicht definitiv gesagt werden, ob nicht der Bezug aus dem Hochspannungsnetz zeitweise günstiger ausfallen würde.

Unter Einbezug der Industriekraftwerke und Absenkung der maximal zu beziehenden Last (soweit möglich) aus dem vorgelagerten Netz, ändert sich Fall 1 unter den gewählten Steuerparametern wie folgt:

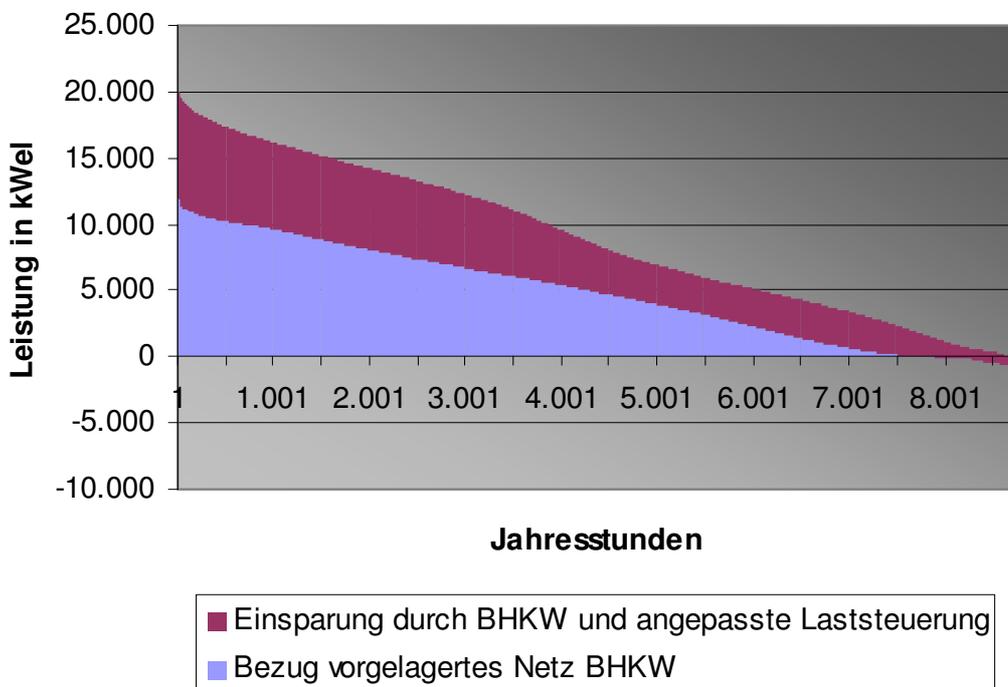


Abbildung 3-14: Fall 2, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 1 durch Einbezug von Industrie BHKWs und angepasster Laststeuerung

### 3.4.3 Einsatz von DSM-Maßnahmen in Industrie und bei Großverbrauchern

Mit den DSM-Maßnahmen ergibt sich für die Steuerung eine weitere Möglichkeit an Kombinationen zur Reduktion des Bezugs aus dem vorgelagerten Netz. Bei den DSM handelt es sich lediglich um kleine Leistungen, welche auch nur in knappen Zeitfenstern zur Verfügung stehen. Das Potenzial beläuft sich hierbei auf rund 800 kW<sub>el</sub>, zeitgleich könnten aufgrund der definierten Zeitfenster jedoch nur maximal 720 kW<sub>el</sub> für gerade mal 15 Minuten geschaltet werden. Doch reduziert ihr Einbezug die Bezugsspitze gegenüber Fall 2 um knapp 1,1 MW<sub>el</sub>. Dies lässt sich aufgrund

der Tatsache erklären, dass mit Hinzunahme von DSM als abschaltbare Leistung die Merit Order ändert und auch bereits schaltbare Erzeuger anders angesteuert werden als in Fall 2.

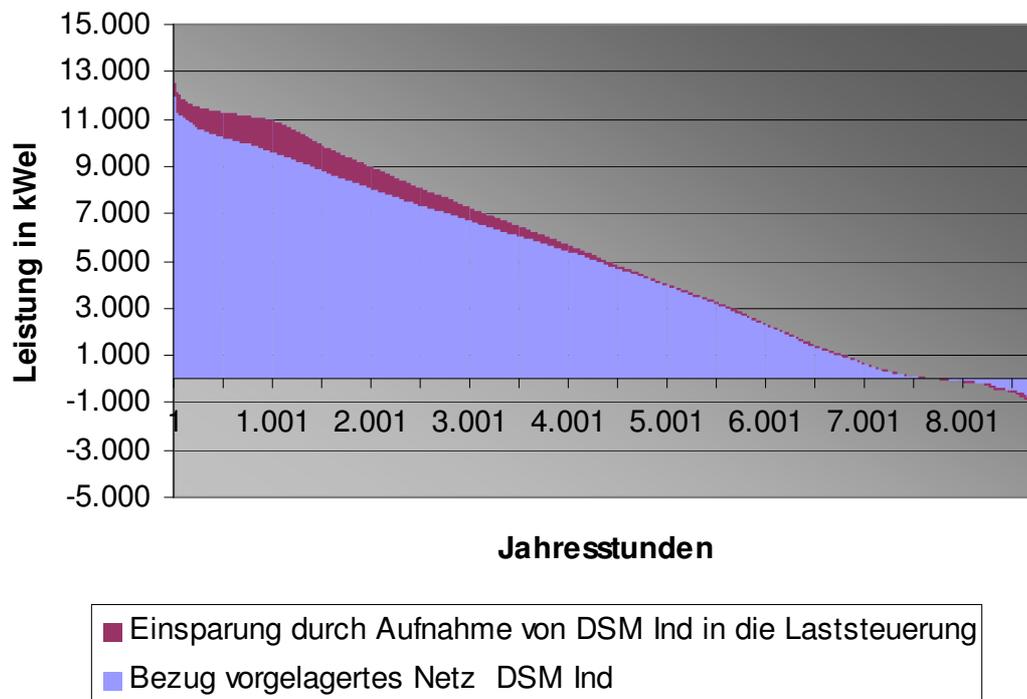


Abbildung 3-15 : Fall 3, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 2 durch Einbezug von Industrie DSM

Doch erst mit großen abschaltbaren Leistungen in der Industrie von mehreren MW<sub>el</sub>, so wie sie BET in Kapitel 2.2 theoretisch angenommen hat, wird Abschaltleistung eine interessante Maßnahme für aktive Netzbetreiber. Dies gilt umso mehr, wenn die vom jeweiligen Unternehmen zugelassenen Zeitfenster zeitgleich mit der Jahreshöchstlast übereinkommen.

### 3.4.4 Ausbau von EE-Anlagen

Da die Jahresbezugslastspitze unter Berücksichtigung der bisherigen Maßnahmen nun am 29. Mai gegen 10:30 Uhr auftritt, kann der Zubau an Photovoltaik-Anlagen hier nicht immens mindernd einwirken (einige wenige kW<sub>el</sub>). Die Spitzenleistung der Photovoltaik-Anlagen (bezogen auf ¼-h-Werte) erfolgt in der Simulation am 28. Mai gegen 15 Uhr.

Der Zubau der Photovoltaik führt somit zu Fall 4:

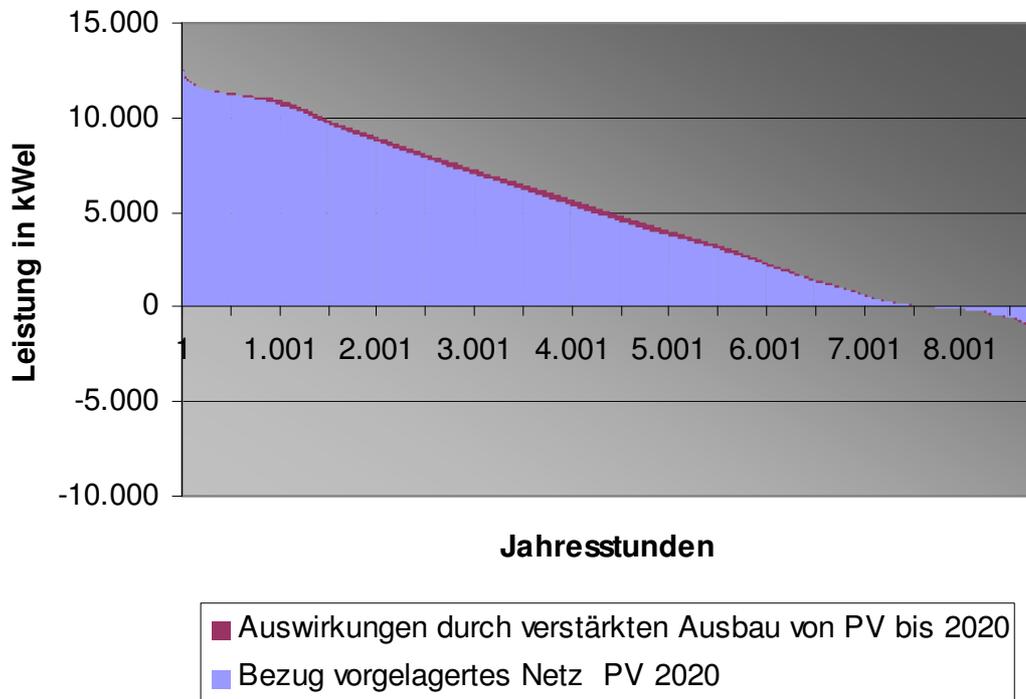


Abbildung 3-16 : Fall 4, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 3 durch Einbezug von PV-Anlagen bis 2020

### 3.4.5 Effizienzverbesserungen bei Haushaltskunden

Die Effizienzverbesserung der Haushalte erfolgt in einem der jeweiligen Verbraucherkategorie entsprechend gewichteten Abschlag auf den bisherigen Strombezug. Somit sollte sich eine konstante Absenkung des Bezugs vom vorgelagerten Netz abzeichnen. Da der Bezug aus der Hochspannungsebene nun erst recht zeitweise unter  $10 \text{ MW}_{\text{el}}$  liegt, verändert die Steuerung das Lastmanagement, um die nun verstärkt aufkommende Hochspeisung zu begrenzen und dennoch den Bezug nicht zu groß werden zu lassen.

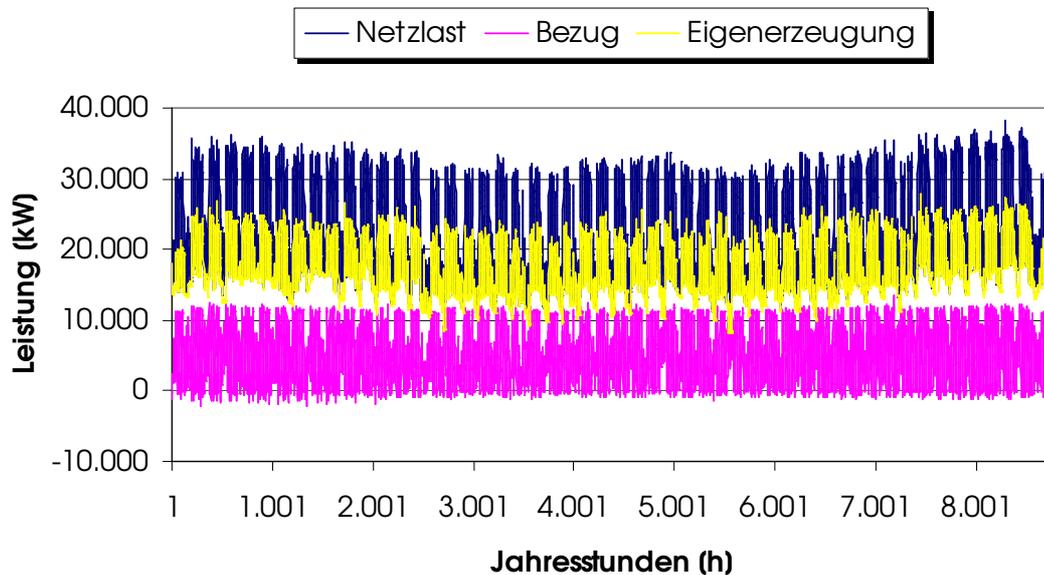


Abbildung 3-17: Simulierte Netzlast in Schwäbisch-Hall bei Ausnutzung aller Maßnahmen entsprechend ihrer Merit Order und Vorgabe in der Steuerung den Bezug möglichst auf maximal 10 MW<sub>el</sub> zu begrenzen<sup>21</sup>.

<sup>21</sup> Diese Begrenzung wurde nur so tief gewählt, um die Lastmanagement-Maßnahmen voll auszureizen und damit die Möglichkeiten zu demonstrieren. Mit Berücksichtigung der Einzelwirtschaftlichkeit in Cent/kWh bei jeder einzelnen Maßnahme mag sich die Reihenfolge der Merit Order zeitweise neu ergeben und das bisherige Bild verändern.

Hierdurch zeichnet sich die Summenlastkurve wie folgt neu:

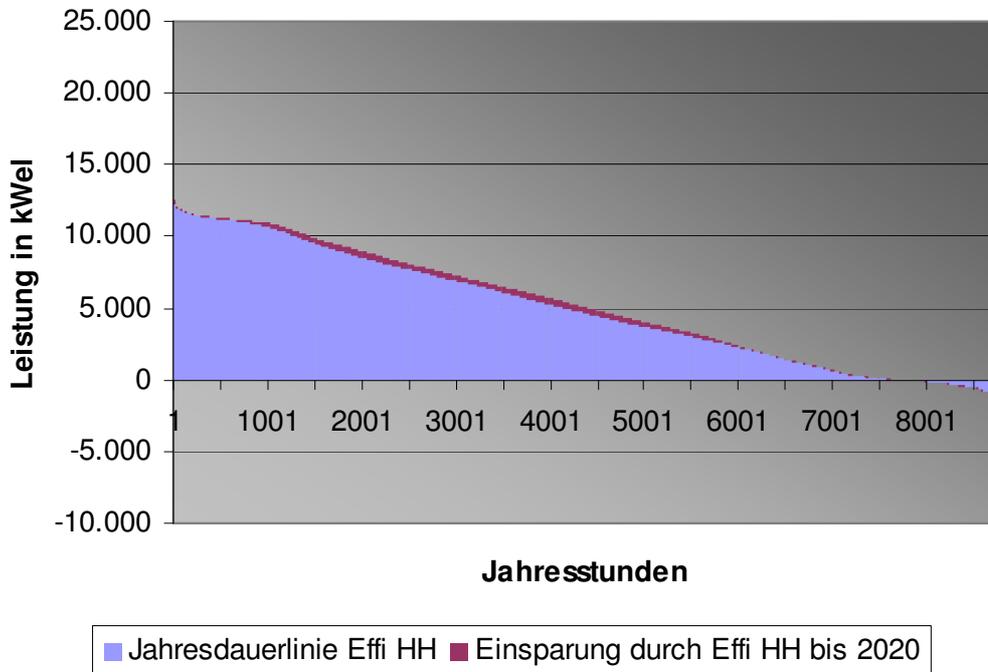


Abbildung 3-18: Fall 5, Veränderungen des Lastgangs gegenüber Fall 4 durch Effizienzverbesserungen bei Haushaltsgeräten

### 3.4.6 Angepasste Steuerung zur Verbesserung der Einzelwirtschaftlichkeit

Die in den Fällen zuvor dargestellte Optimierungen spiegeln lediglich die Möglichkeiten der Optimierung auf der Basis technischer Optionen unter Berücksichtigung der Merit Order wieder. Da mit Zunahme der Schaltungen auch die Kosten der dezentralen Optionen steigen, gilt es die Steuerung entsprechend der Einzelwirtschaftlichkeit weiter zu optimieren. Dies ist dann der Fall, wenn mit gezieltem Einsatz der dezentralen Optionen der Bezug aus dem vorgelagerten Netz begrenzt wird, dies aber für den Netzbetreiber zu minimalen Kosten und maximalen Vorteilen aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten führt. Es wurden hierzu mehrere Variationen der oben genannten Fälle durchgerechnet. Nachfolgend sind die Ergebnisse für die Fälle 1, 3 und 5 dargestellt bei dem Versuch, den Bezug aus dem vorgelagerten Netz begrenzen zu wollen:

Es zeigt sich, dass bei einer Fahrweise der dezentralen Optionen gemäß der obigen Vorgabe die Einzelwirtschaftlichkeit bei den hier unterstellten Kostenannahmen gegeben ist. Dies gilt für alle drei Bezugsleistungsvariationen von 20 MW, 15 MW und 10 MW, auch wenn die Begrenzungsziele nicht immer erreicht wurden. Somit bestätigt die

Simulation, dass die von BET durchgeführten statischen Berechnungen zu einem realistischen Ergebnis führen können.

Die nachfolgende Tabelle 3-3 gibt nochmals die Berechnung der Einzelwirtschaftlichkeit auf Basis der durch die Simulation erhaltenen Werte sowie den hier unterstellten Kosten wieder:

<b>Einzelwirtschaftliche Betrachtung der Gruppe Netzbetreiber, beeinflussb. dez. Einspeiser und Kunden</b>					
Reduzierung der Bezugsleistung aus dem vorgel. Netz	MW	<b>0,0</b>	<b>15,4</b>	<b>16,2</b>	<b>17,2</b>
<b>Fall</b>		<b>Basis</b>	<b>PöI-GuD 10</b>	<b>DSM 10</b>	<b>Effi 10</b>
<b>Energiebilanz</b>					
Netzlast+Verluste (unbeeinflusst)					
Entnahmeleistung einschl. Verluste $P_{max}$ ( $t_{max}$ )	MW	39,6	39,4	39,2	38,5
Entnahmearbeit einschl. Verluste	MWh	207.321	206.505	206.412	196.824
DSM, steuerbare dez. Erzeugung (Abschaltleistung)					
max. beeinflusste Leistung (zeitungleich)	MW	0,0	13,2	13,1	11,3
zusätzliche Netzeinspeisung Arbeit	MWh	0	10.071	8.016	4.233
Benutzungsdauer der zeitun gl. Höchstleistung	h/a	0	764	612	373
dez. Einspeisungen (unbeeinflusst)					
höchste Einspeiseleistung (zeitungleich)	MW	26,9	29,3	30,0	32,7
Einspeisearbeit	MWh	86.374	138.354	143.420	143.423
Vorgelagertes Netz					
höchste Bezugsleistung (zeitungleich)	MW	<b>33,3</b>	<b>17,9</b>	<b>17,2</b>	<b>16,2</b>
Bezugsarbeit	MWh	108.690	50.920	48.316	42.268
Rückspeisung ins vorgel. Netz					
Rückspeisearbeit	MWh	0	3.699	4.467	7.339
<b>Netzbetreiber</b>					
<b>Summe Netzbetreiber (Vollkosten)</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>43.181</b>	<b>205.562</b>	<b>278.683</b>
<b>Demand Side Management, Steuerb. dez. Erzeugung</b>					
<b>Summe DSM, steuerb. dez. Erzeugung</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>35.933</b>	<b>32.455</b>	<b>22.562</b>
Ergebnis über alle Gruppen ohne innere Leistungsverrechnung (ILV)					
<b>Einzelwirtschaftlichkeit</b>	<b>€/a</b>	<b>0</b>	<b>79.114</b>	<b>238.017</b>	<b>301.245</b>

Tabelle 3-3: Ermittlung der Einzelwirtschaftlichkeit auf Basis der Simulationsergebnisse in SimREN für die Stadtwerke Schwäbisch-Hall

### 3.4.7 Gesamtergebnis

Mit den ausgewählten Optionen, die in den vorangegangenen Teil-Szenarien betrachtet wurden, konnte die Bezugsspitze mit den hier gewählten Parametern auf 16,2 MW<sub>el</sub> begrenzt werden. Dies entspricht einer Reduktion um etwa 17 MW<sub>el</sub> oder rund 50% gegenüber dem Ausgangszustand 2006.

Der alleinige Einsatz dezentraler Maßnahmen reicht aber für eine derartige Minderung nicht aus. Erst eine Systemoptimierung insbesondere durch die Logik eines übergeordneten Energie- und Lastmanagements lässt eine so weitgehende Einsparung erreichen. Abbildung 3-19 fasst nochmals die Auswirkungen aller Maßnahmen inklusive des Lastmanagements unter Ausnutzung aller technischen Optionen zusammen:

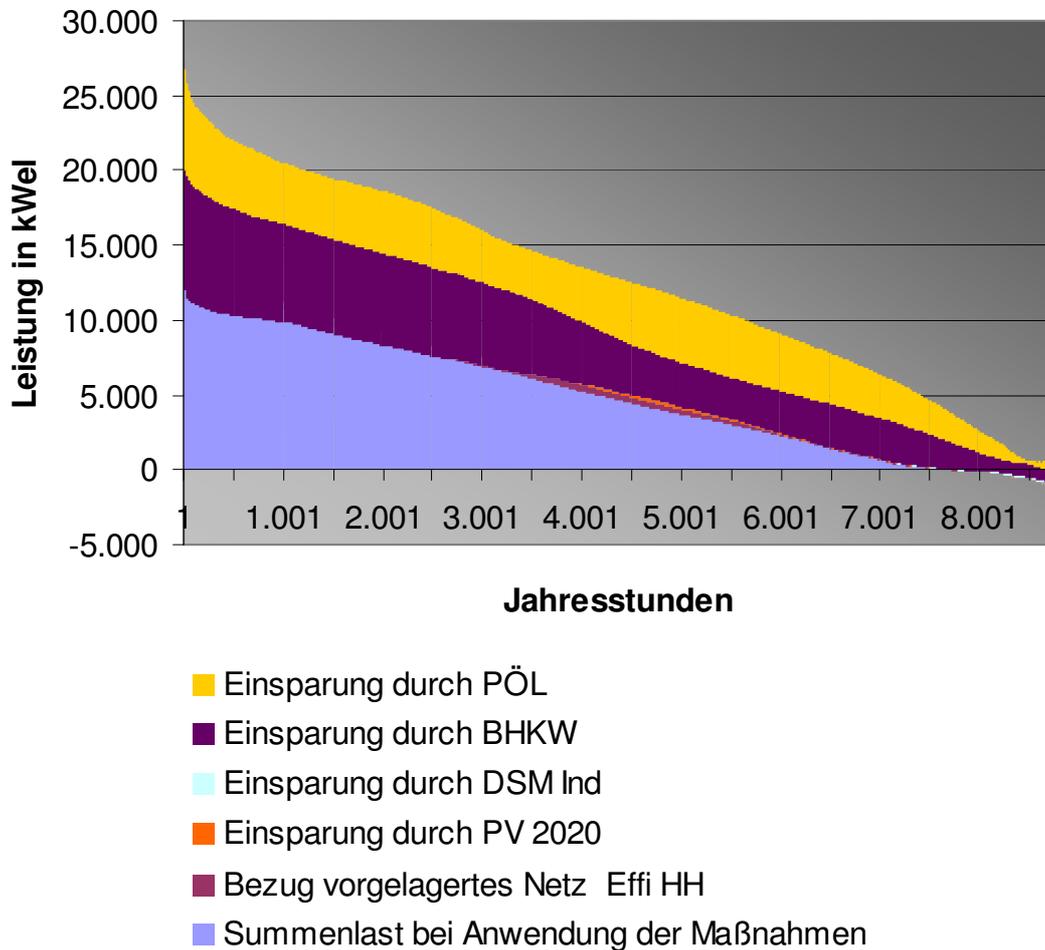


Abbildung 3-19: Veränderung der Bezugslast in Schwäbisch Hall durch dezentrale Optionen

Für alle Einzeilwirtschaftlichkeits-Berechnungen gilt, dass für das jeweilige Steuern einer spezifischen Anlage ein einheitlicher Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis unterstellt wurde. Unterschieden wurde lediglich in der Anlagengröße gemacht. Dies schien unumgänglich, da die relativ hohen Grundkosten die kleineren Potenziale unwirtschaftlich machten und daher real nie implementiert worden wären. Als „kleine“ Anlagen gelten DSM-Maßnahmen und Industrie-BHKWs.

### 3.4.8 Energie- und Klimabilanz

Mit Zunahme der KWK-Anlagen hat sich Erdgas als Brennstoff stark herausgehoben. Sofern ausreichend vorhanden, könnte Erdgas auch durch BioErdgas ersetzt werden, wie es das hier zusätzlich eingefügte Szenario „BioErdgas“ darstellt. Hierdurch ließen sich die Emissionen

nochmals erheblich reduzieren. Auch Pflanzenöl trägt einen erheblichen Anteil bei, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

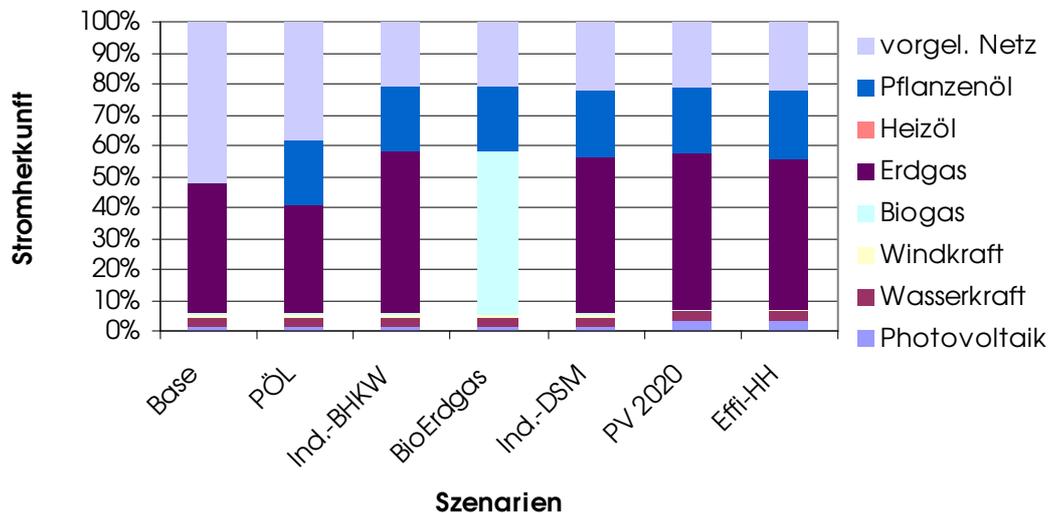


Abbildung 3-20: Vergleich des Brennstoff/Maßnahmeneinsatzes zwischen den 5 Szenarien

Es gilt nun, diese Entwicklung hinsichtlich ihres Einflusses auf die Emissionsbelastung zu untersuchen. Für fossile Brennstoffe wurden dabei folgende Emissionsfaktoren zugrunde gelegt:

Brennstoff	Emissionsfaktor in g CO <sub>2</sub> -Äquiv./kWh <sub>el</sub>
Erdgas	250
Heizöl	319

Für alle erneuerbaren Energien wurde ein Vermeidungsfaktor berücksichtigt (ISI 2005):

Erneuerbare Energie	Vermeidungsfaktor (kg/kWh <sub>el</sub> )
Wind	0,856
Wasser	1,03
Photovoltaik	0,584
Biogas	0,79
Klär- und Deponiegas	1,03
Pflanzenöl	0,929

Die Emissionen je Kilowattstunde aus dem vorgelagerten Netz wurden hier mit 621 g CO<sub>2</sub>-Äquiv./kWh berechnet (Quelle GEMIS 4.4).

Der Zubau der dezentralen Anlagen hat zu einem erheblichen Emissionsrückgang geführt. Dabei ist es nicht allein das Pflanzenöl-BHKW, sondern auch der Ausbau von KWK-Anlagen. Auch wenn bei letzteren zu berücksichtigen ist, dass sie während der Steuerung über den Netzbetreiber in den hier durchgeführten Simulationen die Wärme nicht verwerten, so besitzen die Anlagen doch noch immer einen hohen Nutzungsgrad, der sich mit Erdgas als Brennstoff positiv bemerkbar macht.

Wurden im Basis-Szenario 2006 noch gut 89,2 Tausend Tonnen CO<sub>2</sub> durch die fossil befeuerten dezentralen Stromerzeuger und dem Bezug aus dem vorgelagerten Netz emittiert, so waren es im Szenario „Effi HH“ nur noch 50,8 Tausend Tonnen. Dies entspricht einem Rückgang um 43% gegenüber dem Ursprungswert. Dabei sind die Auswirkungen der Kraft-Wärme-Kopplung einschließlich Fernwärme noch nicht berücksichtigt.

Der Zubau an Industrie-KWK senkt die CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber einer getrennten Erzeugung (Kraftwerkspark und Gas-Brennwertkessel) nochmals um 1.532 t CO<sub>2</sub>-Äquiv./a, wobei nur die wärmeseitige Fahrweise berücksichtigt wurde.

Werden die oben genannten Vermeidungsfaktoren für die Stromerzeugung aus den EE-Anlagen berücksichtigt und bei den Emissionen der fossilen Erzeuger als Gutschrift angerechnet, so überwiegt die Gutschrift in den Szenarien Ind.-DSM und Effi-HH, was zu einer bilanziellen Einsparung von CO<sub>2</sub>-Emissionen über das Maß hinaus führt (siehe hellgrüne Balken in Abbildung 3-21).

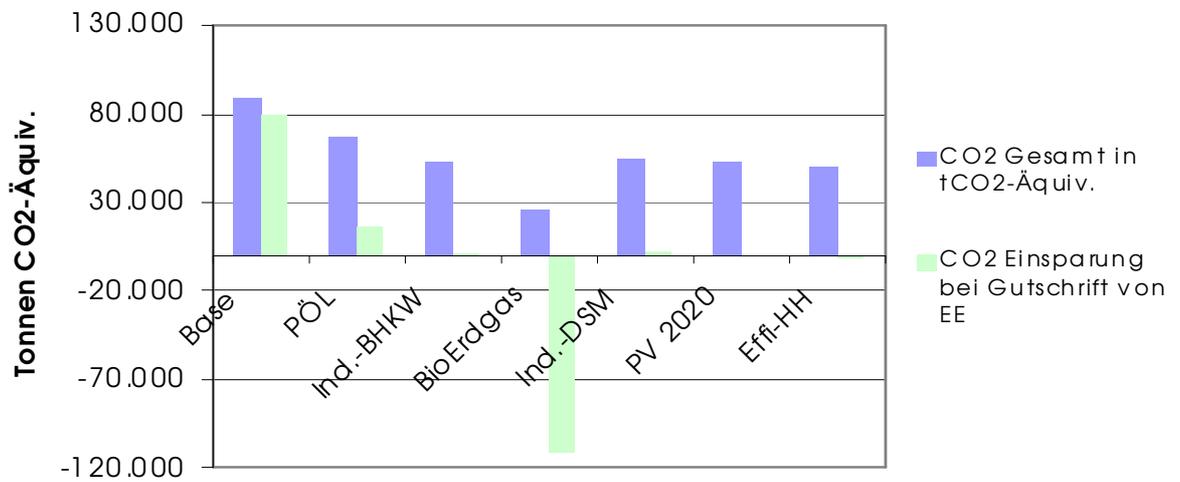


Abbildung 3-21: Veränderung der Emissionen in Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent durch den Einsatz dezentraler Optionen im Vergleich zwischen den Szenarien, dargestellt ohne (lilafarben) und mit (hellgrün) CO<sub>2</sub>-Gutschrift für Vermeidung des Einsatzes konventioneller Kraftwerke

## **4 Optimierung der Anreizstrukturen für Anlagen- und Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien**

Das Verhältnis zwischen dezentraler Erzeugung und den Stromverteilnetzbetreibern ist von jeher gespannt, was vor allem an den Interessenunterschieden liegt, die durch die bestehenden Rahmenbedingungen bestimmt werden.<sup>22</sup> Die Anreizsituation der Netzbetreiber wird maßgeblich durch ihre Renditemöglichkeiten unter den gegebenen ökonomischen Rahmenbedingungen beeinflusst, d.h. vor allem durch die Festlegung der Netznutzungsentgelte und damit künftig durch die Anreizregulierung. Daher ist es von besonderer Wichtigkeit, zu versuchen, die Interessenunterschiede durch die Regelungen der Anreizregulierung zumindest zu entschärfen, wenn nicht gänzlich aufzulösen.

Ausgehend von der These, dass ein Netzbetreiber, der einen höheren Anteil dezentraler Erzeugung in seinem Netz hat, in den meisten Fällen zumindest kurz- und mittelfristig auch höhere Kosten zu tragen hat, stellt sich die Frage, wie diese Kosten berücksichtigt werden können. Zu ihnen gehören neben Vertrags- und sonstigen Transaktionskosten insbesondere auch mögliche Netzverstärkungskosten.

Darüber hinaus können erhebliche negative Anreize dadurch entstehen, dass die durch das Netz durchgeleiteten und damit mit einem Netznutzungsentgelt belegbaren Strommengen verringert werden, wenn der Anteil der dezentralen Anlagen für die Eigenerzeugung oder für die Versorgung von Areal-/Objektnetzen steigt. Ziel muss es daher sein, solche Negativanreize gegen dezentrale Erzeugung systematisch zumindest zu neutralisieren. Darüber hinaus sollten möglichst auch positive Anreize für eine effiziente Integration dezentraler Optionen im Verfahren der Anreizregulierung ergänzt werden.

Das folgende Kapitel besteht aus drei Teilen: Zunächst geben wir einen Überblick über die Anreizregulierung aus der Perspektive dezentraler Optionen. Im Anschluss widmen wir uns dem aktuellen Stand der Entwicklung der Anreizregulierung in Deutschland und bewerten die vorliegenden Regelungen, vor allem in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), aus der Perspektive der dezentralen Optionen. Im dritten Teil schließlich entwickeln wir eine Reihe von Vorschlägen zur

---

<sup>22</sup> Diese Aussage beschreibt u. E. den Regelfall, wohl wissend, dass es unter Netzbetreibern Ausnahmen von dieser Regel gibt.

Weiterentwicklung der Anreizregulierung mit dem Ziel, die Überlegungen der ersten beiden Teile zu operationalisieren und damit eine bessere Integration dezentraler Optionen in die Anreizregulierung zu ermöglichen.

## **4.1 Anreizregulierung und dezentrale Optionen**

Zunächst geben wir einen generellen Überblick über die Anreizregulierung aus der Perspektive dezentraler Optionen, ergänzen die in Kapitel 2.1 eingeführten Netzbetreibertypen um die Regulierungsprinzipien, die jeweils den Kontext für diese Typen darstellen und diskutieren prinzipielle Möglichkeiten, die Kosten der dezentralen Optionen in der Anreizregulierung zu berücksichtigen.

### **4.1.1 Überblick über die Anreizregulierung**

#### **4.1.1.1 Prinzipielle Funktionsweise der Anreizregulierung**

Mit der Liberalisierung der Netzsektoren seit den 80er Jahren und der Beschränkung der Regulierung auf die verbleibenden Monopolbereiche hat international mit der Anreizregulierung auch ein neues Regulierungs-Paradigma Einzug gehalten. Während die Netzentgelte zuvor vor allem auf der Grundlage der Unternehmenskosten festgelegt wurden, sollen die regulierten Unternehmen mit der Einführung der Anreizregulierung Anreize erhalten, diese Kosten zu senken und effizienter zu werden. Auch in Deutschland werden die Tarife für Stromnetze von der Bundesnetzagentur ab 2009 auf der Basis einer solchen Anreizregulierung festgelegt.

Abbildung 4-1 zeigt die prinzipielle Funktionsweise der Anreizregulierung. Der Regulierer legt für eine Regulierungsperiode (drei bis fünf Jahre) eine Erlös- oder Preisobergrenze fest, die von den Unternehmen nicht überschritten werden darf. Diese Obergrenze kann durch zwei Mechanismen zu einer Effizienzsteigerung beitragen:

- 1) Typischerweise kann der Regulierer davon ausgehen, dass bei den regulierten Unternehmen, deren Kostenstrukturen aus unregulierten Monopolzeiten stammen, Potenziale zur Effizienzsteigerung bestehen. Folglich gibt der Regulierer eine Obergrenze vor, die im Verlauf einer Regulierungsperiode sinkt. Für Unternehmen, die relativ ineffizient sind, kann die Erläsobergrenze entsprechend steiler abfallen, um diese Unternehmen so an die effizientesten Unternehmen heranzuführen. Aber auch bei den relativ effizienten Unternehmen wird in der Regel eine weitere Effizienzsteigerung vorgegeben.
- 2) Übertreffen die Unternehmen die Effizienzvorgaben des Regulierers und fallen ihre Kosten unter die maximal erlaubten Erlöse, müssen sie diese

Effizienzgewinne innerhalb einer Regulierungsperiode nicht an die Kunden weitergeben und können entsprechend ihren Gewinn steigern. Produktive Effizienzverbesserungen werden dadurch durch vorübergehende allokativen Ineffizienzen ‚erkauft‘. Umgekehrt tragen die Unternehmen aber auch das Risiko, dass sie mit der Obergrenze ihre Kosten nicht abdecken können.

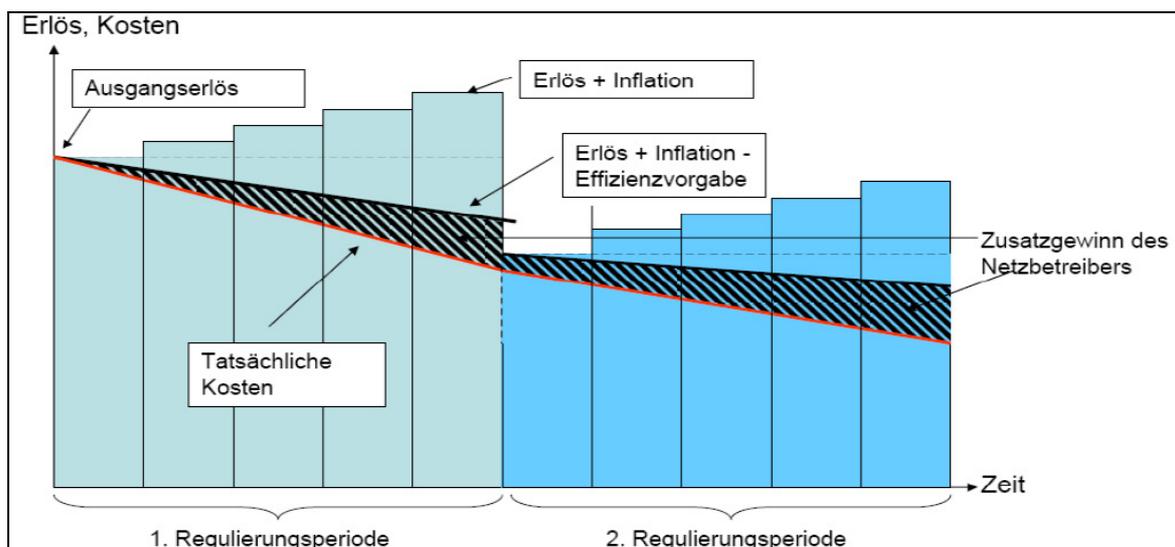


Abbildung 4-1: Funktionsweise der Anreizregulierung (VIK 2005)

Im Gegensatz zur Anreizregulierung haben die Unternehmen im zuvor vorherrschenden Regime der Cost-plus-Regulierung keinen Anreiz, ihre Kosten zu senken, da niedrigere Kosten unmittelbar zu niedrigeren Entgelten führen, und somit nur die Kunden und nicht die Unternehmen von Effiziananstrengungen profitieren.

Die Anreizregulierung, wie sie heute in den meisten liberalisierten Märkten implementiert wird, ist im Kern eine preisbasierte Regulierung. Bei der rein preisbasierten Regulierung werden die Entgelte nicht mehr auf der Grundlage der unternehmensindividuellen Kosten ermittelt. Vielmehr werden Erlöse und Kosten entkoppelt und ein für alle Unternehmen gültiger Preis ermittelt, der bei den einzelnen Unternehmen dann abhängig von ihrer Kostensituation zu entsprechend höheren oder niedrigeren Gewinnen führt. Im Gegensatz dazu war die Cost-plus-Regulierung, die vor Einführung der Anreizregulierung vorherrschte, eine kostenbasierte Regulierung, die auf einer angemessenen Verzinsung auf die Kosten bzw. die Kapitalbasis beruht. Die genehmigten Preise werden hier nicht für eine ex-ante definierte Periode festgelegt, sondern folgen der Entwicklung der spezifischen Kosten, um eine angemessene Verzinsung zu gewährleisten.

Preis- und kostenbasierte Regulierung sind allerdings theoretische Extreme, die in der Praxis in vielfältigen Varianten gemischt werden. So werden in der Anreizregulierung, wie sie in den ersten beiden Regulierungsperioden auch in Deutschland eingeführt wird, die Preise nach Ablauf einer Regulierungsperiode an die Kosten angepasst. In der Cost-plus-Regulierung andererseits folgen die Netzentgelte den Kosten meist mit einer zeitlichen Verzögerung (regulatory lag). In der Anreizregulierung werden bestimmte Kostenelemente zudem bewusst von der preisbasierten Regulierung ausgenommen und einer kostenbasierten Regulierung unterworfen, z.B. Investitionen.

Die Anreizregulierung und die Cost-plus-Regulierung stehen sich als zwei klar voneinander abgegrenzte Regulierungsparadigmen gegenüber. In der Praxis zeigen sich jedoch Schnittmengen zwischen den beiden Regulierungsparadigmen: Hier enthalten beide Regulierungsansätze sowohl preis- als auch kostenbasierte Elemente, wobei der Schwerpunkt der Anreizregulierung auf der preisbasierten Regulierung liegt, während die Cost-plus-Regulierung vor allem auf kostenbasierten Elementen aufbaut.

Für unsere weitere Diskussion zur Berücksichtigung dezentraler Optionen in der Anreizregulierung ist diese Differenzierung wichtig, denn sie zeigt die Gestaltbarkeit der Anreizregulierung und die Möglichkeit, über eine Kombination preis- und kostenbasierter Elemente neue Aspekte wie die dezentralen Optionen zu integrieren.

#### **4.1.1.2 Ablauf der Anreizregulierung**

Die künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte im Rahmen der Anreizregulierung erfolgt grundsätzlich in folgenden Schritten:

1. Ermittlung einer Kostenbasis, bestehend aus (prognostizierten) Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) für die Dauer der Regulierungsperiode
2. Ermittlung von möglichen Abschlägen von der Kostenbasis auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs (Benchmarking), die unmittelbar oder während der Regulierungsperiode greifen
3. Automatische Anpassung der Startwerte innerhalb eines definierten Regulierungszyklus mit Hilfe einer Anpassungsformel
4. Nach Ablauf der Regulierungsperiode: erneuter Start mit Schritt 1

Die folgende Abbildung fasst das Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte noch einmal auf einen Blick zusammen.

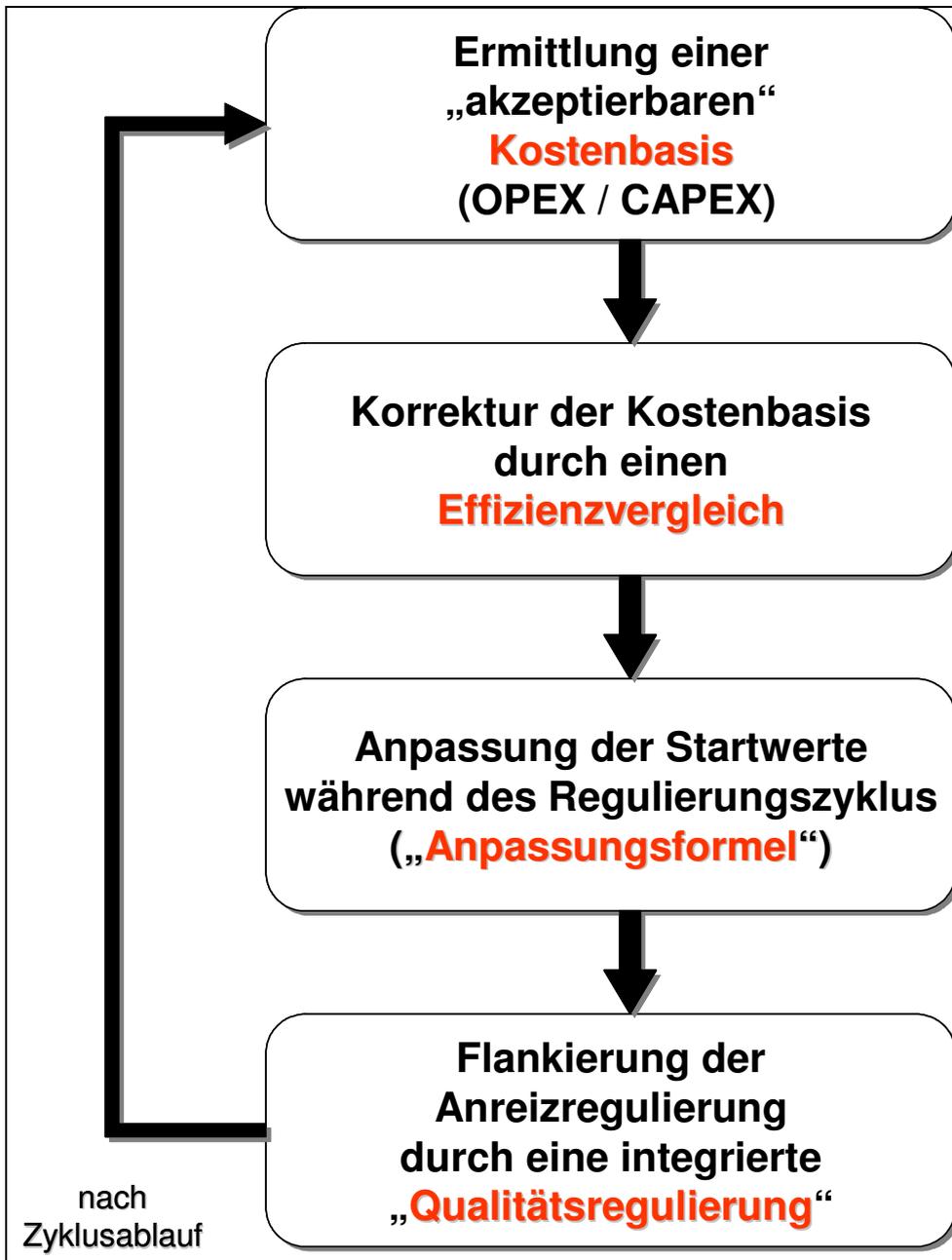


Abbildung 4-2: Festlegung von Netznutzungsentgelten im Rahmen der Anreizregulierung

#### 4.1.2 Anreizregulierung und dezentrale Optionen

Kerngedanke der Anreizregulierung ist es, den regulierten Unternehmen explizit gestaltete Anreize zur Effizienzverbesserung zu geben. Durch die Regulierungsmechanismen, die mit diesem Ziel gestaltet werden, entstehen aber mehr oder weniger ungeplant auch weitere Anreize für die Unternehmen. Dazu zählen auch DE-spezifische Anreize. Werden

dezentrale Optionen nicht in der Anreizregulierung berücksichtigt, bedeutet dies folglich nicht, dass die Anreizregulierung neutral ist gegenüber dezentralen Optionen. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die Anreizregulierung in ihrer Grundform ohne Zusatzelemente den Netzbetreibern Anreize gegen dezentrale Optionen gibt.

Konkret entfaltet die Anreizregulierung in der einfachen Form zwei dominierende Anreize, die es für den Netzbetreiber unattraktiv machen, dezentrale Optionen an ihr Netz anzuschließen:

- Kostenminimierung und
- Bestreben zur Erreichung der Mengenprognose.

Wie oben dargestellt, ist es explizites Ziel der Anreizregulierung, den Netzbetreibern Anreize zu geben, Kosten zu senken und effizienter zu werden. Die zusätzlichen Kosten dezentraler Optionen laufen diesem Ziel zuwider. Da die Anreizregulierung die erlaubten Entgelte von den Kosten abkoppelt, werden die zusätzlichen Kosten dezentraler Optionen nicht mehr erfasst.

Der Effizienzvergleich zwischen Netzbetreibern hat zum Ziel, ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und ihre Netznutzungsentgelte nach unten anzupassen. Es ist unmittelbar einsichtig, dass der Effizienzvergleich einen erheblichen Rationalisierungsdruck entfaltet, der die Netzbetreiber dazu veranlasst, alle "überflüssigen" – sprich: vermeidbaren – Kosten auch wirklich zu vermeiden. In dem Moment, wo die Kosten dezentraler Optionen ohne weitere Qualifizierung in den Vergleich einbezogen werden, haben die Netzbetreiber stets den Anreiz, sie wenn irgend möglich zu vermeiden oder zumindest zu senken, selbst dann, wenn sie bei allen anderen Netzbetreibern in ähnlicher Höhe anfielen. Denn auch in diesem Fall würde man sich dadurch Luft für andere Kostenblöcke verschaffen, bei denen man möglicherweise höher liegt und nicht so rasch reduzieren kann. In einer unbereinigten Form würde der Effizienzvergleich die Interessenunterschiede zwischen dezentralen Anlagen- und Netzbetreibern demnach noch weiter vertiefen.

Das Bestreben zur Erreichung der Mengenprognose läuft der Mengenreduktion, die mit DE einher gehen kann, zuwider. Der Gewinn des Netzbetreibers als Differenz von Erlös und Kosten ist dann besonders hoch, wenn dem gedeckelten Erlös geringe Kosten gegenüber stehen. Da die Erlösobergrenze sich als Produkt von prognostizierten Kosten und prognostizierter Menge errechnet, führt ein Unterschreiten der Mengenprognose zu einem für den Netzbetreiber suboptimalen Ergebnis, es sei denn, er ist in der Lage, die Entgelte entsprechend anzuheben (was in einer konkreten Situation häufig schwierig sein kann).

Die folgende Abbildung zeigt, wie sich die regulatorisch vorgegebene Erlösobergrenze im Verlauf einer Regulierungsperiode entwickelt, wenn die

Kosten der dezentralen Optionen zwar zu Beginn der Regulierungsperiode anerkannt, im weiteren Verlauf des Anreizregulierungsverfahrens aber nicht gesondert berücksichtigt werden. In diesem Fall erscheinen die DE-Kosten als ineffiziente, d.h. für die Versorgung der Endkunden mit Strom unnötige Kosten. Der Regulierer gibt folglich eine Erlösbergrenze vor, nach der sich die Netzbetreiber mit DE im Laufe einer (oder mehrerer) Regulierungsperioden den effizienten Kosten der Netzbetreiber ohne DE angleichen müssen. Noch schlechter würden die Netzbetreiber mit dezentralen Optionen gestellt, wenn die Kosten überhaupt nicht anerkannt werden. In diesem Fall würde der Verlauf ihrer Erlösbergrenze jener der VNB ohne DE entsprechen – trotz höherer Kosten.

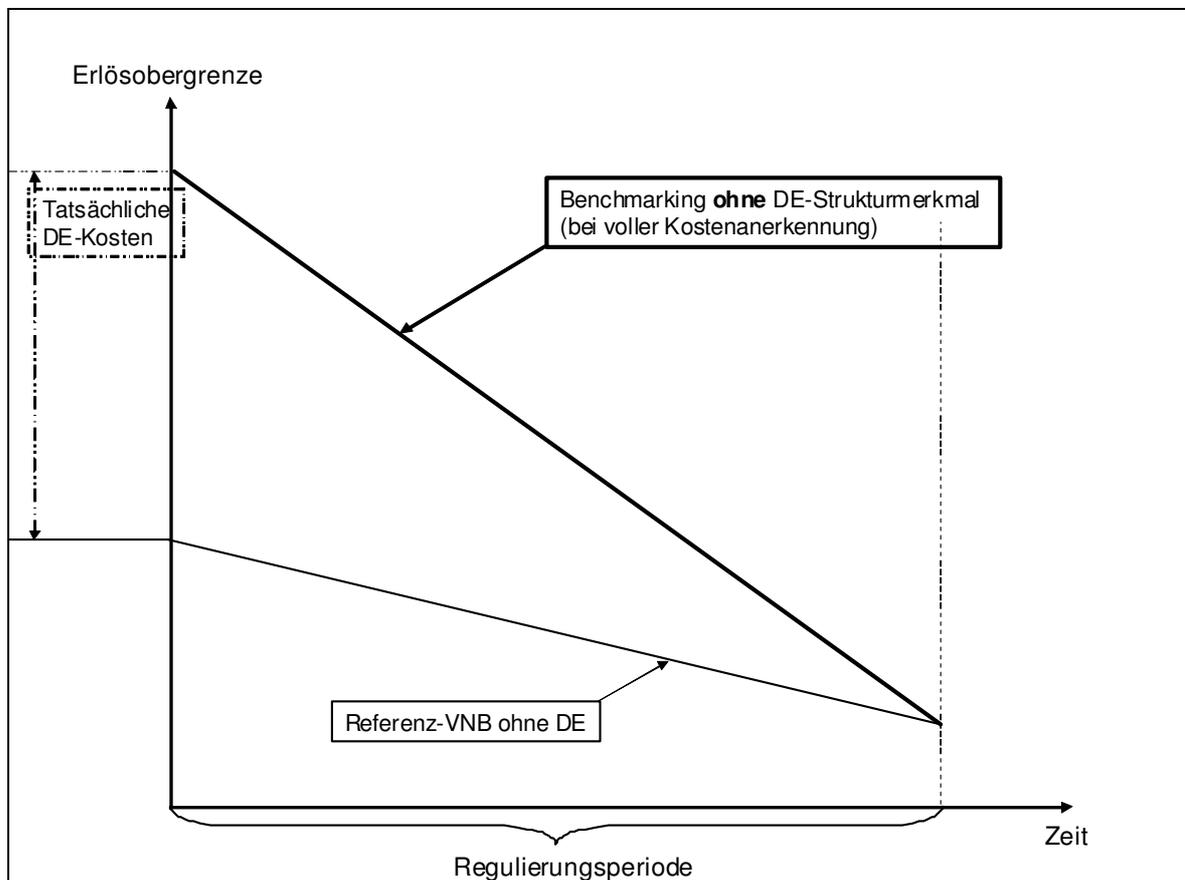


Abbildung 4-3: Erlösbergrenze, wenn DE-Kosten nicht gesondert berücksichtigt werden

### 4.1.3 Regulierungsziele und dezentrale Optionen

Aufbauend auf der Analyse der DE-spezifischen Anreizwirkung der Anreizregulierung stellt sich die Frage, wie die Anreizregulierung modifiziert werden kann. Bevor wir entsprechende Mechanismen im Detail darstellen (siehe Kapitel 4.1.4), diskutieren wir die prinzipiellen Ziele, die bei der

Gestaltung der Regulierung verfolgt werden sollten. Außerdem ordnen wir diese den Netzbetreibertypen zu, die wir in Kapitel 2.1 beschrieben haben.

Wenn ein Netzbetreiber mit einem höheren Anteil dezentraler Erzeugung zumindest kurz- und mittelfristig höhere Kosten zu verzeichnen hat, dann stellt sich die Frage, wie diese zusätzlichen Kosten in der Regulierung berücksichtigt werden sollten.

Die Kosten dezentraler Optionen sind für den Netzbetreiber teilweise nicht beeinflussbar, zum Beispiel wenn in einem Netzgebiet ein hohes Primärenergie-potenzial – möglicherweise in einer aus Netzsicht ungünstigen Lage – vorhanden ist, das der Netzbetreiber an sein Netz anschließen muss und das zu einem hohen Netzausbaubedarf und damit entsprechend hohen Zusatzkosten führt. Gleichzeitig kann der Netzbetreiber aber durchaus beeinflussen, wie effizient ein gegebenes DE-Volumen an das Netz angeschlossen wird (siehe Kapitel 2.1). Diese Kombination aus Nicht-Beeinflussbarkeit eines exogen vorgegebenen DE-Volumens und der Gestaltbarkeit der Netzintegration dieses DE-Volumens durch den Netzbetreiber sollte auch die Grundlage der Netzregulierung sein. Die nicht-beeinflussbaren Kosten sollten für den VNB kein Grund sein, DE nicht anzuschließen, gleichzeitig sollte er die Effizienzpotenziale, die beim Anschluss bestehen, soweit wie möglich ausschöpfen. Für die Regulierung sollten daher die folgenden Prinzipien gelten.

- Erstens sollte ein Netzbetreiber für die höheren Kosten, die durch DE verursacht werden, nicht bestraft werden, d.h. die höheren Kosten sollten nicht zu einer niedrigeren Rendite führen. Die DE-Kosten sollten entsprechend in die Festlegung der Erlösobergrenze einfließen.
- Zweitens sollte der Netzbetreiber durch die Regulierung einen Anreiz erhalten, die dezentralen Optionen in seinem Netzgebiet so effizient wie möglich in sein Netz zu integrieren. Die Netzbetreiber sollten folglich nicht alle Kosten, die ihnen durch DE entstehen, erstattet bekommen.

Durch das zweite Prinzip eröffnet sich auch die Möglichkeit, Netzbetreibern einen positiven Anreiz zum Anschluss von DE zu geben: Wenn der Netzbetreiber die Anlagen effizient integriert, kann er durch DE seine Rendite erhöhen. Netzbetreiber werden dann nicht einfach dafür belohnt, dass sie das tun, wozu sie sowieso verpflichtet sind (dezentrale Anlagen anzuschließen), sondern dafür, dass sie dies effizient tun.

Wenn den Netzbetreibern die Möglichkeit gegeben wird, durch das Erreichen bestimmter Ziele (in unserem Fall die effiziente Integration von DE) eine zusätzliche Rendite zu erzielen, dann entspricht das den Grundprinzipien der Anreizregulierung. Diese gibt den regulierten Unternehmen einen Anreiz zur Effizienzsteigerung, indem sie einen Teil der Kostenreduktion einbehalten dürfen. Allerdings soll dieser Mechanismus nun

nicht mehr nur auf die möglichst effiziente Erfüllung der bisherigen Versorgungsaufgabe der Vernetzbetreiber angewandt werden, d.h. auf die Versorgung der Endkunden mit Strom. Er wird vielmehr auch genutzt, um weitere Ziele, wie die politisch vorgegebene Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien, effizient zu erreichen.

Die Überlegungen zu den Regulierungszielen und zur Kopplung von DE- und Effizianreizen lassen sich mit der Unterscheidung der Netzbetreiber-Typen in Kapitel 2.1 verknüpfen: Den einzelnen Netzbetreibertypen entspricht typischerweise auch ein bestimmter Regulierungsansatz. Während der passive Netzbetreiber Anreize hat, DE möglichst zu verhindern, werden diese beim neutralen Dienstleister neutralisiert. Allerdings hat der neutrale Dienstleister darüber hinaus keine Anreize, DE möglichst effizient in das Netz zu integrieren und aktiv um dezentrale Optionen zu werben. Solche Anreize werden erst beim aktiven Netzbetreiber geschaffen. Für diesen bedeuten dezentrale Optionen eine zusätzliche Einnahmemöglichkeit, vor allem dann, wenn er sie effizient ins Netz integrieren kann. Der Systemoptimierer erhält darüber hinaus regulatorische Anreize, DE zur Lösung netzseitiger Probleme zu nutzen, und kann von den dadurch entstehenden effizienten Lösungen zusätzlich profitieren.

Die folgende Tabelle fasst noch einmal die vier VNB-Typen zusammen und ordnet ihnen jeweils DE-spezifische Regulierungsziele zu.

	<b>Prinzipielle Haltung zu DE</b>	<b>Zielgröße in Bezug auf DE</b>	<b>Regulierungsziele</b>
<b>Passiver VNB</b>	DE wird überwiegend als Stör- und Kostenfaktor gesehen  VNB ist bestenfalls passiv gegenüber DE, Anschluss wird oft verzögert und behindert	Kosten, die über die unmittelbare Versorgungsaufgabe hinausgehen, werden soweit wie möglich vermieden  Netzkosten sollen gesenkt werden  In Einzelfällen können dazu auch DE genutzt werden	Regulierung mit Fokus auf Kostensenkung  Zusätzliche Kosten dezentraler Optionen werden nicht berücksichtigt

<b>Neutraler Dienstleister</b>	<p>Politische Vorgaben werden akzeptiert</p> <p>Exogen vorgegebene DE werden ohne Diskriminierung als Kunden behandelt und an das Netz <i>angeschlossen</i></p>	<p>VNB sorgt für effizienten Netzanschluss der unabhängig von ihm errichteten dezentralen Einspeiser</p> <p>Netzphilosophie aber im Prinzip unverändert, ‚Fit-and-forget‘</p>	<p>Kostenbasierte Regulierung von DE-Kosten</p> <p>Anreize gegen DE werden neutralisiert: Zusätzliche Kosten von DE sollen nicht auf den VNB durchschlagen</p> <p>Kosten werden anerkannt, aber keine zusätzlichen Verdienstmöglichkeiten durch DE, keine Effizianzanreize für DE, keine Anreize für innovative Lösungen</p>
<b>Aktiver VNB</b>	<p>Exogen vorgegebene DE werden <i>angeschlossen</i> (siehe oben: neutraler Dienstleister)</p> <p>und darüber hinaus soweit möglich in den Netzbetrieb integriert (z.B. durch active network management)</p>	<p>Reduzierung eigener kurz-, mittel- u. langfristiger Netzkosten unter systematischer Einbeziehung der exogen vorgegebenen dezentralen Optionen und unter Berücksichtigung von <i>Netzinvestitionen</i> und <i>Netzbetrieb</i></p>	<p>Preisbasierte Regulierung (evtl. kombiniert mit kostenbasierter Regulierung)</p> <p>Anreiz zur effizienten Integration von DE</p> <p>Integrationskosten werden regulatorisch abgesichert</p> <p>Anreize zur Kostensenkung beim Anschluss und der Integration von DE</p>
<b>System-optimierer</b>	<p>DE werden zusätzlich zum aktiven Netzbetreiber als Möglichkeit gesehen, netzseitige Probleme zu lösen</p> <p>Einzelwirtschaftlich sinnvolle dezentrale Optionen im Netzgebiet werden aktiv erschlossen</p>	<p>Reduzierung eigener kurz-, mittel- u. langfristiger Netzkosten unter systematischer Berücksichtigung <i>aller vorhandener DE-Optionen im Netzgebiet</i></p> <p>DE werden Teil der Planungsoptionen des Netzbetreibers</p> <p>(exogen vorgegebene DE-Kapazität steht dabei aber nach wie vor nicht zur Disposition)</p>	<p>Regulierung ermöglicht dem VNB, DE zur Lösung netzseitiger Probleme zu nutzen, Operationalisierung EnWG Art. 14/2</p>

Tabelle 4-1: Netzbetreibertypen und Regulierungsziele

#### 4.1.4 Überblick über regulatorische Optionen für DE

Wir stellen nun verschiedene Ansatzpunkte dar, mit denen dezentrale Optionen in der Anreizregulierung berücksichtigt werden können, aufbauend auf

1. der Unterscheidung zwischen kosten- und preisbasierten Regulierungsansätzen in Kapitel 4.1.1.1,

2. den in Kapitel 4.1.1.2 dargestellten Phasen der Anreizregulierung,
3. und den im vorangegangenen Abschnitt dargestellten Regulierungszielen.

So wie bei der Regulierung der Netzentgelte grundsätzlich zwischen kosten- und preisbasierten Mechanismen unterschieden werden kann, so können auch die spezifischen Maßnahmen zur Berücksichtigung von DE in diese Kategorien unterteilt werden.

Grundsätzlich ist es notwendig, bei jedem Schritt des oben beschriebenen Verfahrens der Anreizregulierung die Auswirkungen eines stärkeren Ausbaus dezentraler Stromerzeugung auf die Interessen der Stromverteilnetzbetreiber zu analysieren. Regulierungsmechanismen zur Berücksichtigung von DE unterscheiden sich u.a. darin, in welcher Phase sie ansetzen. Es ist darauf zu achten, dass die DE-Regulierung über das ganze Verfahren hinweg konsistent ist, um zum Beispiel zu vermeiden, dass DE-Kosten mehrfach berücksichtigt werden.

In der folgenden Diskussion kosten- und preisbasierter Mechanismen geht es um die Frage, wie die zusätzlichen DE-Kosten in der Regulierung aufgefangen werden können. Das betrifft sowohl Kosten, die zu Beginn der Regulierungsperiode bereits zu Buche schlagen oder für die Regulierungsperiode absehbar sind, als auch solche, die während der Regulierungsperiode unerwartet dazukommen.

Wie oben dargestellt, können dezentrale Optionen aber auch deshalb für die VNB unattraktiv sein, weil sie die Auslastung des Netzes reduzieren können und damit dem Ziel des Netzbetreibers zuwider laufen, die Mengenprognose zu erreichen. Wenn man davon ausgeht, dass dem Netzbetreiber als neutralem Mittler zwischen den Welten Erzeugung und Vertrieb die Menge seiner durch sein Netz durchgeleiteten Kilowattstunden vollkommen egal sein und er keinerlei Einfluss auf diese Menge in der einen oder anderen Richtung nehmen sollte, muss das Regulierungsverfahren so ausgestaltet sein, dass insbesondere Anreize zur Stabilisierung der aktuellen Menge bzw. zur Mengenausweitung neutralisiert werden<sup>23</sup>. Mengenänderungen im Verlauf einer Regulierungsperiode müssen entsprechend aufgefangen werden.

Bei allen regulatorischen Optionen zur Berücksichtigung der zusätzlichen Kosten von DE in den Netzentgelten ist zu bedenken, dass diese Kosten dann von den Netzkunden anstatt von den Netzbetreibern zu tragen sind. Hat ein Netzbetreiber ein Interesse an möglichst niedrigen Netzentgelten,

---

<sup>23</sup> Diese Argumentation zielt ausschließlich auf die elektrische Arbeit (kWh), nicht jedoch auf die Leistung (kW). Auf letztere ist im Rahmen der Netzlastoptimierung durchaus Einfluss zu nehmen.

zum Beispiel weil das Unternehmen sich um die Konzession in einem anderen Netzgebiet bewerben möchte oder weil höhere Netzentgelte zum Protest der Kunden oder der kommunalen Anteilseigner führen würden, dann besteht auch mit diesen regulatorischen Optionen ein Anreiz für den Netzbetreiber, dezentrale Optionen zu verhindern, die zu zusätzlichen Kosten führen.

#### **4.1.4.1 Kostenbasierte Ansätze**

Bei einem kostenbasierten Ansatz sind grundsätzlich die Kosten des einzelnen Unternehmens Grundlage der Entgeltbestimmung. Voraussetzung hierfür ist, dass die begründeten und nachgewiesenen Kosten, die mit der Erschließung dezentraler Anlagen anfallen, von der Regulierungsbehörde anerkannt werden.

Die Anerkennung der Kosten ist bereits ein deutliches Signal an die Netzbetreiber, dass sie sich nicht nur auf kurzfristig zu erzielende Effizienzgewinne konzentrieren sollen und dass die Regulierungsbehörde die Aktivitäten des Netzbetreibers zum Anschluss von DE und die damit verbundenen Kosten als notwendig und gerechtfertigt erachtet. Allerdings reicht die Anerkennung der Kosten nicht aus. Werden die Kosten nicht auch im weiteren Verfahren als zusätzliche Kosten einer zusätzlichen Aufgabe der Netzbetreiber behandelt, erscheinen die Kosten im Effizienzvergleich als ineffizient und müssen von den Netzbetreibern entsprechend reduziert werden.

Bei einer kostenbasierten Regulierung werden die Kosten nicht nur anerkannt, sondern aus dem weiteren Verfahren der preisbasierten Anreizregulierung ausgenommen. Insbesondere bleiben die Kosten beim Effizienzvergleich außen vor, werden also als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten gleichsam „vor die Klammer“ des Effizienzvergleichs gezogen. Die anerkannten Kosten fließen ohne Korrektur durch den Effizienzvergleich direkt in die Netzentgelte ein. Dieser Ansatz entspricht im Prinzip dem in der UK-Fallstudie diskutierten ‚cost pass-through‘.

Die folgende Grafik zeigt den Verlauf der Erlösbergrenze, wenn die DE-spezifischen Kosten durchgereicht werden können – im Vergleich zur Erlösbergrenze eines effizienten Netzbetreibers ohne DE und dem Fall, in dem die DE-Kosten im Entgeltverfahren zwar anerkannt, aber nicht gesondert berücksichtigt werden.

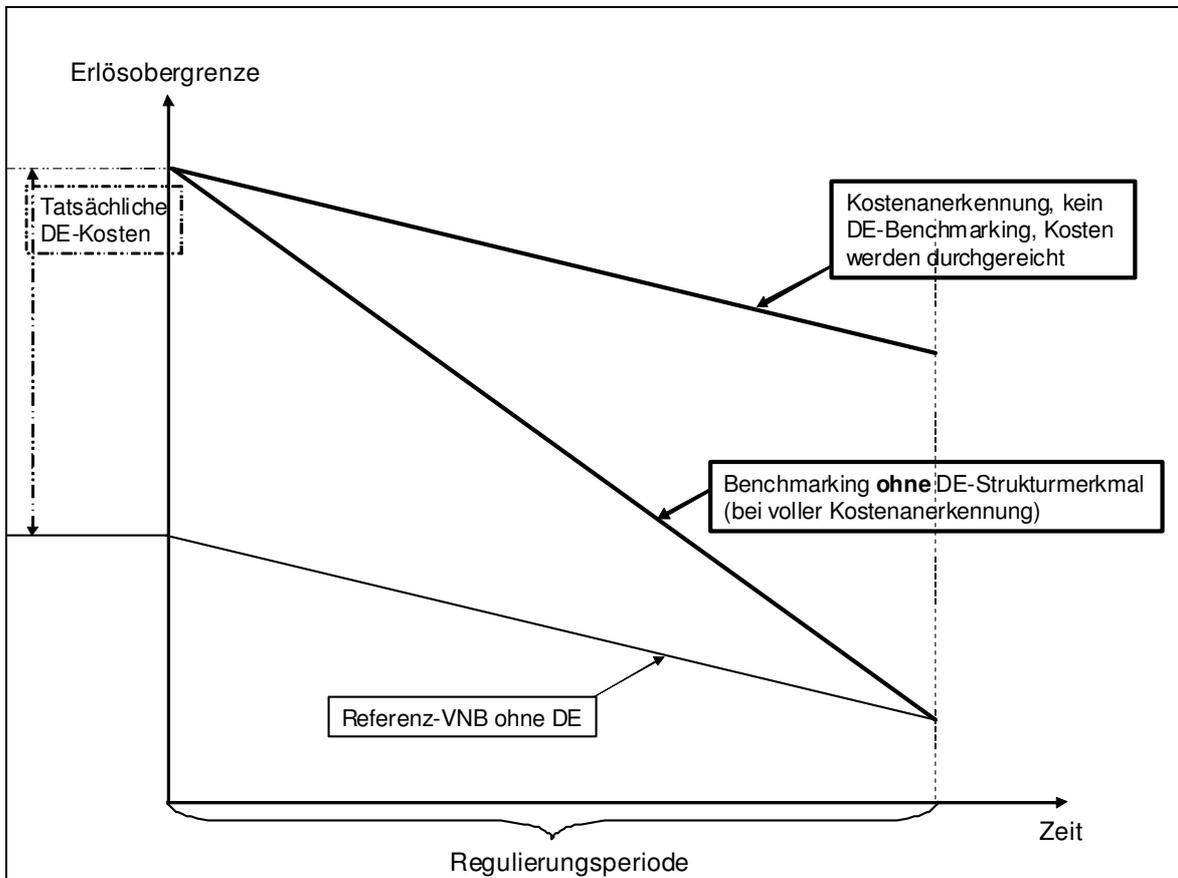


Abbildung 4-4: Erlösobergrenze bei einer kostenbasierten Regulierung der DE-Kosten

Ein kostenbasierter Ansatz ist das regulatorische Pendant zum oben beschriebenen Leitbild des ‚neutralen Dienstleisters‘. Dass die Kosten mit der Ausklammerung aus dem Effizienzvergleich als dauerhaft nicht beeinflussbar behandelt werden, widerspricht dagegen den Leitbildern des aktiven Netzbetreibers und des Systemoptimierers. Diese zeichnen sich gerade dadurch aus, dass sie die DE-Kosten beeinflussen, d.h. die Anlagen nicht nur anschließen, sondern sie so in das Netz integrieren, dass Kosten reduziert werden.

Die kostenbasierte Regulierung neutralisiert Anreize der Netzbetreiber gegen DE, hat aber in Sachen Anreizwirkung für die VNB den Nachteil, dass keinerlei Rationalisierungsanreiz im Hinblick auf die mit der Integration dezentraler Anlagen verbundenen Kosten mehr wirksam ist und die VNB mit einer effizienten Integration der Anlagen auch keine zusätzliche Rendite erzielen können. Der Netzbetreiber wird DE nicht mehr behindern, aber auch nicht aktiv fördern und sich nicht um eine effiziente Integration und die Umsetzung einer aktiven Netzmanagement-Philosophie bemühen.

#### **4.1.4.2 Preisbasierte Ansätze**

Im Gegensatz zu den kostenbasierten Mechanismen setzen preisbasierte Mechanismen nicht an den tatsächlichen, unternehmensspezifischen DE-Kosten an. Vielmehr wird ein Preis ermittelt, der nicht unternehmensspezifisch ist und der allen Unternehmen gleichermaßen gezahlt wird. Diese basiert auf DE-spezifischen Strukturmerkmalen, wie z.B. der angeschlossenen DE-Kapazität. Sind bei einem Netzbetreiber diese Strukturmerkmale gegeben, wird ihm eine vorab festgelegte Erhöhung der Erlös- oder Preisobergrenze, der er im Rahmen der „Anreizregulierung“ unterliegt, zugestanden.

Wie bei der Anreizregulierung allgemein entsteht hierdurch im Gegensatz zu kostenbasierten Ansätzen ein Effizienzanreiz für den Netzbetreiber, da sie vorübergehend die Differenz zwischen ihren Kosten und dem für alle geltenden Preis einbehalten dürfen bzw. diese Differenz sich bei ihnen negativ zu Buche schlägt.

Ein prinzipieller Vorteil preisbasierter Ansätze ist, dass nicht für jedes Unternehmen individuell die Kosten erhoben werden müssen. Wenn nicht mehr die tatsächlichen Kosten zugrunde gelegt werden, stellt sich jedoch die Frage, welcher Preis wofür gezahlt werden soll, d.h. nach welchen Kriterien die Erlösobergrenze um wie viel angehoben werden soll. Für die Preisbestimmung wird meist wieder auf die Kosten der einzelnen Unternehmen zurückgegriffen, um zum Beispiel in einem Effizienzvergleich die effizienten Kosten zu ermitteln, die dann als Maßstab für alle Unternehmen gelten. Gleichzeitig müssen bei preisbasierten Verfahren pauschale, DE-spezifische Strukturmerkmale definiert werden, die als Kostentreiber bei der Entgeltfindung zugrunde gelegt werden.

Wir unterscheiden prinzipiell zwischen zwei preisbasierten Ansätzen, die an unterschiedlichen Stufen des Verfahrens der Anreizregulierung nach Abbildung 4-2 ansetzen:

- 1) Pauschalierung der DE-Kosten bei der Ermittlung der Kostenbasis
- 2) Berücksichtigung der DE-Kosten im Effizienzvergleich durch entsprechende Strukturmerkmale

#### **Pauschalierung der Kosten bei der Ermittlung der Kostenbasis**

Dieser Mechanismus setzt bei der Ermittlung der Kostenbasis an. Anstatt die tatsächlichen Kosten des VNB zu erheben, wird lediglich dessen DE-Struktur, charakterisiert durch bestimmte vorab definierte Strukturparameter, erhoben. Abhängig davon werden bestimmte Kostenpauschalen in die Kostenbasis des VNB eingerechnet.

Im Entgelt-Verfahren selbst hat das Verfahren den Vorteil, dass die DE-Kosten nicht für jeden Netzbetreiber erhoben werden müssen, sondern dass

jeweils die Pauschalen angesetzt werden können. Auch müssen die DE-bezogenen Kosten bzw. die Pauschalen nicht mehr im Benchmarking-Verfahren berücksichtigt werden und können dort „vor die Klammer gezogen“ werden.

Während das eigentliche Verfahren der Anreizregulierung folglich vereinfacht wird, ist bei diesem Mechanismus zu klären, wie die Kostenpauschalen ermittelt werden. Da sie idealerweise auch auf der Grundlage der empirisch vorliegenden Kosten der Netzbetreiber festgelegt werden sollten, handelt es sich hier auch um ein Benchmarking-Verfahren – mit dem Unterschied, dass dieses bereits vor der Ermittlung der Entgelte in einem gesonderten Verfahren durchgeführt wird. Dafür müssen dann eventuell auch die unternehmensspezifischen Daten erhoben werden. Auch müssen die Kostenpauschalen an bestimmte Strukturparameter gekoppelt sein, die vorab festgelegt werden müssen.

Die Kostenpauschalierung hat große Ähnlichkeit mit dem ‚Erlöstreiber‘, der im englischen Beispiel im Rahmen des DG Hybrid Incentives angewandt wird (Kapitel 1.2.3). Während sich dort die angeschlossene DE-Leistung auf die Erlösobergrenze auswirkt, werden die Kostenpauschalen bereits bei der Ermittlung der Kostenbasis berücksichtigt. Da diese Kosten dann aber nicht im Effizienzvergleich berücksichtigt werden, wirken sie sich ebenfalls direkt auf die Erlösobergrenze aus.

Die folgende Abbildung zeigt den Verlauf der Erlösobergrenze bei der Kostenpauschalierung im Vergleich zu einem effizienten Referenznetzbetreiber ohne DE.

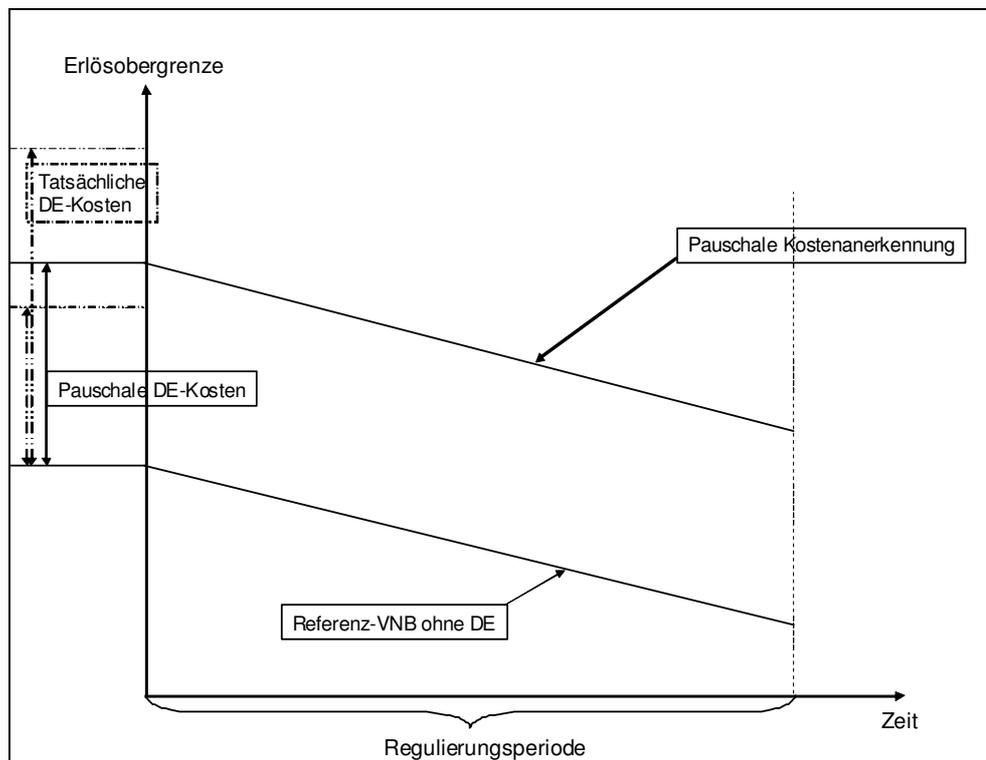


Abbildung 4-5: Entwicklung der Erlösobergrenze bei der pauschalen Kostenanerkennung

### Berücksichtigung von DG im Effizienzvergleich

Eine Alternative zur Kostenpauschalierung ist es, die DE-Kosten im Effizienzvergleich zu berücksichtigen. Das bedeutet, dass zum einen die DE-Kosten in den Effizienzvergleich einfließen und dass zum anderen aber auch DE-spezifische Strukturmerkmale herangezogen werden. Durch die Strukturmerkmale soll verhindert werden, dass die zusätzlichen DE-Kosten als ineffizient erscheinen. Durch die Berücksichtigung von DE im Effizienzvergleich mit DE-spezifischen Strukturmerkmalen wird nicht nur sichergestellt, dass Netzbetreiber mit DE nicht gegenüber anderen Netzbetreibern benachteiligt werden. Vielmehr wird im Effizienzvergleich auch die Effizienz der DE-Integration ermittelt.

Im Ergebnis erscheinen Netzbetreiber nicht mehr deshalb als ineffizient, weil bei ihnen DE-Kosten zu Buche schlagen, sondern dann, wenn sie die dezentralen Anlagen ineffizient in ihr Netz integriert haben. Die so ermittelte Ineffizienz schlägt sich im Verlauf der Erlösobergrenze nieder, durch den die Netzbetreiber ihre Ineffizienz in einem vorgegebenen Zeitraum abbauen müssen. Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Erlösobergrenze beim Benchmarking mit DE-Strukturmerkmalen und bei der pauschalen Kostenanerkennung im Vergleich.

Sowohl das Verfahren der Kostenpauschalierung als auch das Benchmarking mit DE-Strukturmerkmal sind im Kern preisbasierte Verfahren. Aus Sicht der Netzbetreiber sind preisbasierte Instrumente insofern problematisch, als sie dadurch zwar zusätzliche Erlöse erwirtschaften können, wenn sie DE effizient integrieren können und die Kosten unter der Erhöhung der Erlösobergrenze liegen. Gleichzeitig tragen sie damit aber auch ein höheres Risiko. Da davon auszugehen ist, dass die Kosten dezentraler Optionen sich je nach Netz und DE-Option stark unterscheiden, birgt eine rein preisbasierte Regulierung ein Risiko für die Netzbetreiber (bzw. für die Netzkunden, wenn diese Preise bezahlen müssen, die über den Kosten liegen). Das kann zur Folge haben, dass der Anreiz gegen DE kaum reduziert wird, obwohl DE explizit in das Regulierungsverfahren aufgenommen wird. Dem kann entweder durch eine starke Differenzierung der verwendeten Strukturmerkmale (Differenzierung der Kostenpauschalen bzw. Anzahl der DE-spezifischen Strukturmerkmale im Benchmarking) begegnet werden, die aber nicht praktikabel ist, oder durch eine kostenbasierte Regulierung der DE-Kosten.

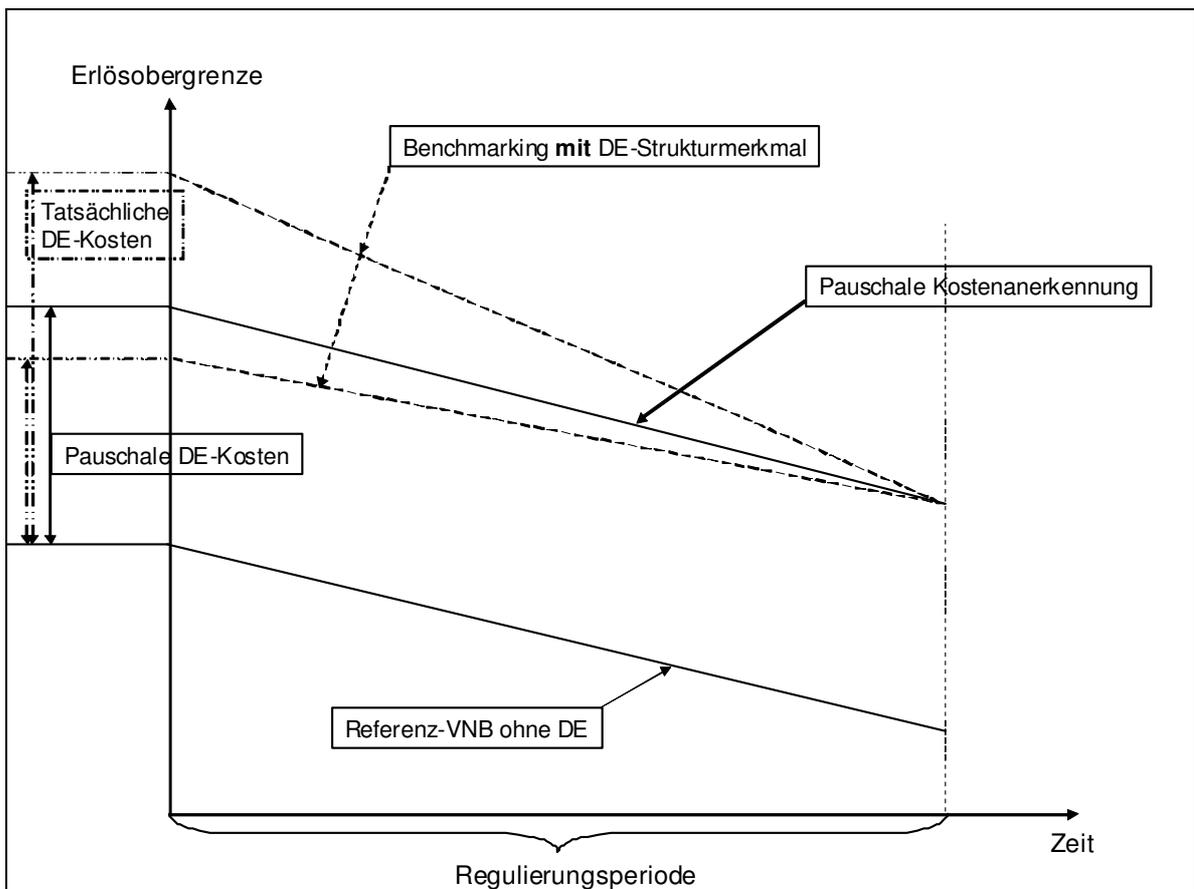


Abbildung 4-6: Entwicklung der Erlösobergrenze bei Benchmarking mit DE-Strukturmerkmal bzw. Kostenpauschalierung

Wie in der Abbildung deutlich wird, besteht der zentrale Unterschied zwischen den beiden dargestellten preisbasierten Verfahren aber darin, dass bei der Kostenpauschalierung bereits zu Beginn der Regulierungsperiode die Kostenpauschalen anstelle der unternehmensspezifischen Kosten angesetzt werden.

Beim Benchmarking dagegen werden zunächst die unternehmensspezifischen Kosten ermittelt, um dann im Benchmarking-Verfahren deren Effizienz zu ermitteln. Im Allgemeinen werden die so ermittelten effizienten Kosten nicht sofort zum Maßstab bei der Ermittlung der Erlösobergrenze. Vielmehr berücksichtigt die Erlösobergrenze zunächst die unternehmensspezifischen Kosten. Die Obergrenze wird dann erst in einem Zeitraum von typischerweise einer Regulierungsperiode an die als effizient ermittelten Kosten herangeführt<sup>24</sup>.

Während die Kostenpauschalierung also vollständig preisbasiert ist, ist der Benchmarking-Ansatz zunächst kostenbasiert und zeigt seine Preisbasiertheit erst im Verlauf der Regulierungsperiode.

Das Verfahren der Kostenpauschalierung als rein preisbasiertes Verfahren birgt folglich in beide Richtungen höhere Risiken für die Netzbetreiber als das Benchmarking-Verfahren. Für Netzbetreiber, deren Kosten über den effizienten Kosten liegen, ist das Benchmarking-Verfahren günstiger, da sie ihre Ineffizienz erst im Verlauf der Regulierungsperiode abbauen müssen. Netzbetreiber, deren DE-Kosten überdurchschnittlich effizient sind, würden von einer Kostenpauschalierung profitieren, während sie im Benchmarking-Verfahren weniger für ihre Effizienz belohnt werden.

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Erlösobergrenze unter den beschriebenen kosten- und preisbasierten Mechanismen im Überblick.

---

<sup>24</sup> Natürlich könnten die als effizient ermittelten Kosten im Prinzip auch unmittelbar zu Beginn der Regulierungsperiode zur Festlegung der Erlösobergrenze herangezogen werden. In der Praxis wird den Netzbetreibern aber meist Zeit gegeben, um effizienter zu werden.

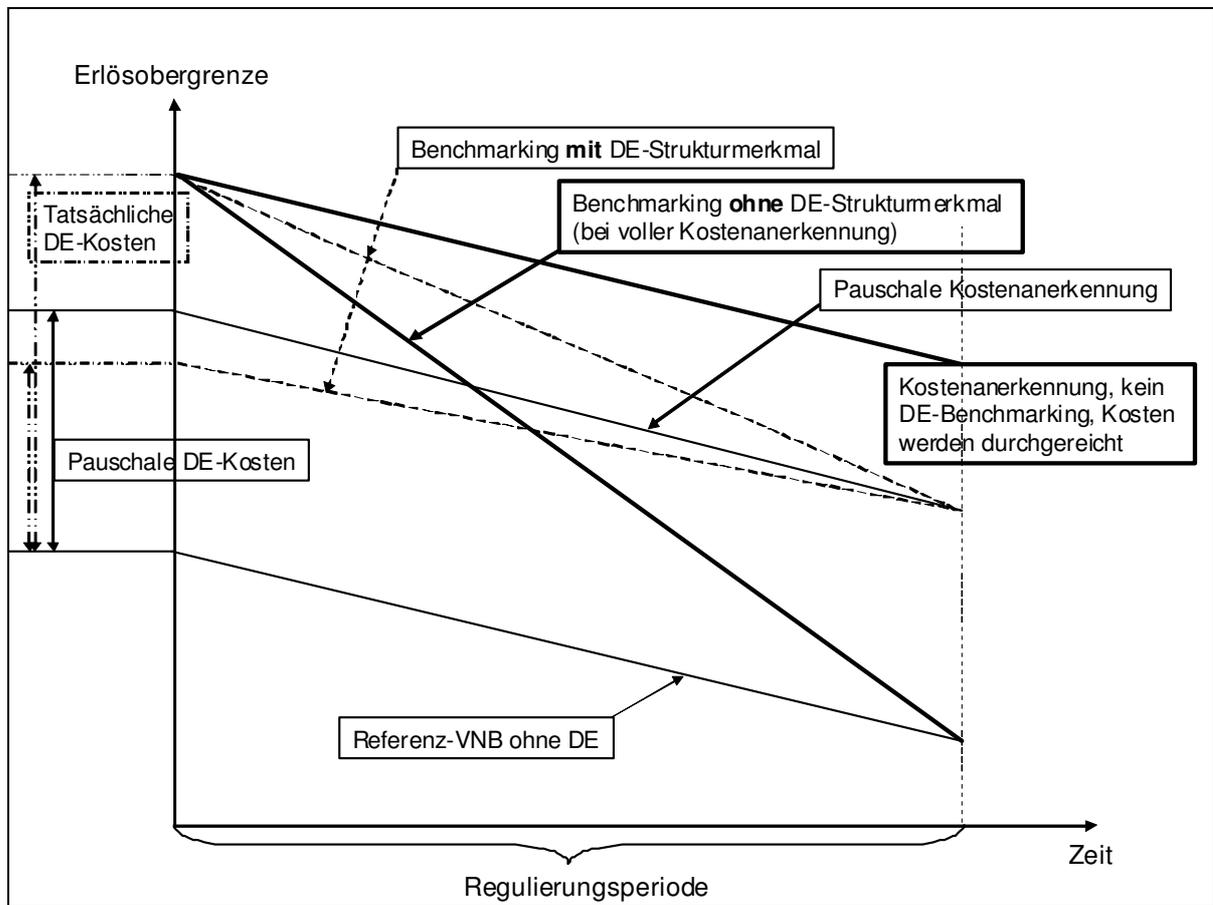


Abbildung 4-7: Überblick über Regulierungsmechanismen

#### 4.1.4.3 Zusammenfassende Bewertung: Hybride Mechanismen

Für die zusammenfassende Bewertung der Regulierungsoptionen orientieren wir uns an zwei Kriterien: Anreizwirkung und Praktikabilität.

Bezüglich der Anreizwirkung ist eine kostenbasierte Regulierung geeignet, Anreize gegen DE zu neutralisieren. Da wir aber mit den Leitbildern des aktiven Netzbetreibers und des Systemoptimierers auch anstreben, dass die Netzbetreiber über den Anschluss der Anlagen hinaus dafür sorgen, dass diese effizient integriert werden, erscheint eine preisbasierte Regulierung notwendig, die entsprechende Anreize geben kann.

Wie wir in Kapitel 4.1.1.1 dargestellt haben, handelt es sich bei der kosten- bzw. preisbasierten Regulierung um theoretische Extreme, die in verschiedenen Mischformen auftreten können, die oft als hybride Mechanismen bezeichnet werden. Dabei ist zum einen festzustellen, dass die beiden Regulierungsansätze in der praktischen Umsetzung nicht mehr so deutlich voneinander zu unterscheiden sind. Darüber hinaus können sie aber in hybriden Mechanismen auch gezielt kombiniert werden, um den

regulierten Unternehmen bestimmte, austarierte Anreize zu geben – in unserem Fall Anreize für die effiziente Integration dezentraler Optionen.

Für eine Kombination preis- und kostenbasierter Elemente spricht, dass Netzbetreiber so einerseits durch das kostenbasierte Element gegen das zusätzliche Risiko der zusätzlichen DE-Kosten abgesichert werden können (Anreize neutralisieren, Leitbild des neutralen Dienstleisters), und andererseits durch das preis-basierte Element einen Anreiz erhalten, DE effizient in ihr Netz zu integrieren (positive Effizienzreize, aktiver Netzbetreiber und Systemoptimierer).

Werden verschiedene Mechanismen kombiniert, ist es umso wichtiger darauf zu achten, dass das Gesamtverfahren nicht inkonsistent wird und die Kosten von DE z.B. nicht doppelt berücksichtigt werden. Die Kombination verschiedener Mechanismen haben wir bereits am praktischen Beispiel des britischen DG Hybrid Incentives dargestellt. Hier wurde eine kostenbasierte Regulierung mit einem Erlöstreiber, der der hier dargestellten Kostenpauschalierung entspricht, kombiniert. Alternativ wäre es auch denkbar, ein kostenbasiertes Element mit einem Benchmarking mit DE-Strukturmerkmalen zu kombinieren.

Im Falle von Kostenpauschalen tragen die Netzbetreiber wie oben dargestellt ein höheres Risiko im Vergleich zum Benchmarking-Ansatz, und zwar in beide Richtungen. Allerdings wird dieser Unterschied geschmälert, wenn die preisbasierte mit einer kostenbasierten Regulierung kombiniert wird. Bezüglich der direkten Anreizwirkung sehen wir deshalb insgesamt nur unwesentliche Unterschiede zwischen einem Hybriden Mechanismus mit Kostenpauschalen und einem mit einem Benchmarking-Element.

Für die Praktikabilität der Regulierung erscheinen die Kostenpauschalen jedoch attraktiver. Zwar ist hier auch eine Art ex-ante Benchmarking erforderlich, um die Pauschalen zu bestimmen, und es müssen auch für dieses Instrument Strukturmerkmale entwickelt werden. Dadurch, dass dieses Verfahren jedoch vom sowieso schon komplexen Benchmarking aller VNB-Kosten getrennt wird, wird es transparenter und damit auch berechenbarer für die VNB, was sich wiederum positiv auf die Anreizwirkung auswirken sollte.

## **4.2 Darstellung und Bewertung der Anreizregulierung in Deutschland**

Im vorhergehenden Abschnitt haben wir einige grundsätzliche Zusammenhänge zwischen der Anreizregulierung und dezentraler Erzeugung dargestellt und verschiedene prinzipielle Möglichkeiten aufgezeigt, dezentrale Optionen in die Anreizregulierung zu integrieren. In

diesem Abschnitt widmen wir uns nun ausführlicher dem aktuellen Stand der Anreizregulierung in Deutschland und untersuchen die vorliegenden Regelungen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) aus der Perspektive der dezentralen Optionen.

#### **4.2.1 Überblick über den Stand der Anreizregulierung in Deutschland**

Am 10. Oktober 2007 hat das Bundeskabinett der vom Bundesrat nochmals leicht geänderten Fassung der Anreizregulierungsverordnung zugestimmt und damit den Weg frei gemacht für ihr Inkrafttreten zum 6. November 2007 nach Verkündung im Bundesgesetzblatt.<sup>25</sup> Die erste Regulierungsperiode beginnt am 1. Januar 2009 und dauert fünf Jahre.

Bereits im Januar dieses Jahres wurde eine Artikel-Verordnung mit kleineren Änderungsvorschlägen zur Verordnung auf den Weg gebracht und vom Kabinett am 12. März verabschiedet. Ein Punkt der Artikel-Verordnung bezog sich dabei auf die dezentrale Erzeugung, was bereits dokumentiert, dass es sich hierbei um eine sehr komplexe Materie handelt und der Gesetzgeber stets gezwungen sein wird, zeitnahe Veränderungen offensichtlicher Fehlanreize vorzunehmen.

Eine weitere wesentliche Änderung ergab sich durch den Beschluss der Bundesnetzagentur vom 7. Juli, die Eigenkapitalzinssätze für Neuinvestitionen in Strom- und Gasnetze einheitlich auf 9,29% festzulegen gegenüber bislang 7,91% für Stromnetze und 9,21% für Gasnetze. Nach den Aussagen des Präsidenten der Bundesnetzagentur Matthias Kurth sei man spätestens damit vom ursprünglich angestrebten „forcierten Jogging“ in das Tempo des „Nordic Walking“ zurückgefallen, was die gewünschten Effizienzfortschritte bei den Netzbetreibern anbelange.<sup>26</sup> Allerdings ist hier nicht der Ort, eine Bewertung der ARegV unter dem Aspekt des Interessenausgleichs zwischen Netzbetreibern und Netzkunden vorzunehmen (vgl. dazu z.B. (Leprich 2007)).

Im Folgenden sollen in Anlehnung an Abbildung 4-2 grundlegende Regelungen der künftigen Anreizregulierung für Stromnetzbetreiber aus dem Blickwinkel dezentraler Erzeugung dargestellt werden.

---

<sup>25</sup> Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV), Bgbl. vom 6.11.2007.

<sup>26</sup> Vgl. Sprechzettel Bundesnetzagentur vom 7. Juli 2008

#### **4.2.2 Ermittlung der Kostenbasis**

Die Bestimmung des Ausgangspunkts der Erlösobergrenze erfolgt im Rahmen der Anreizregulierung zunächst ausgehend von den tatsächlichen Kosten der einzelnen Netzbetreiber.

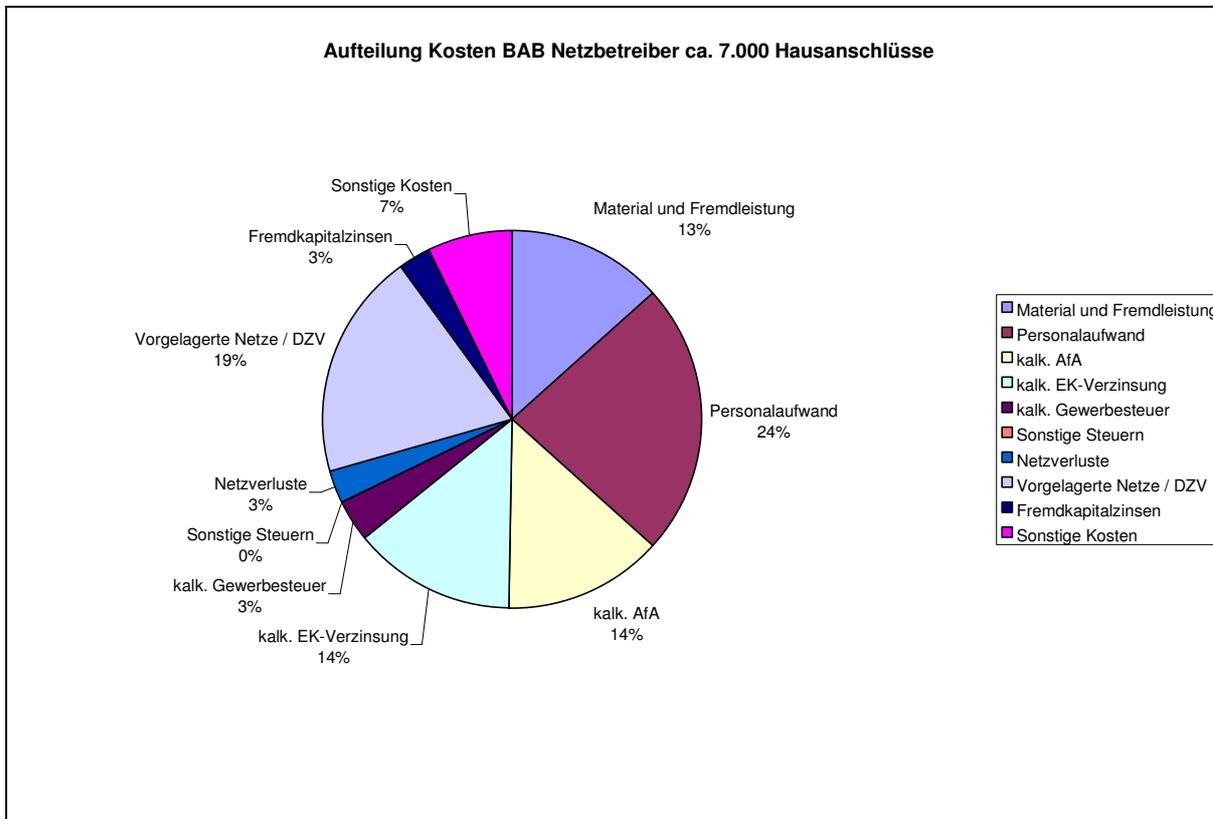
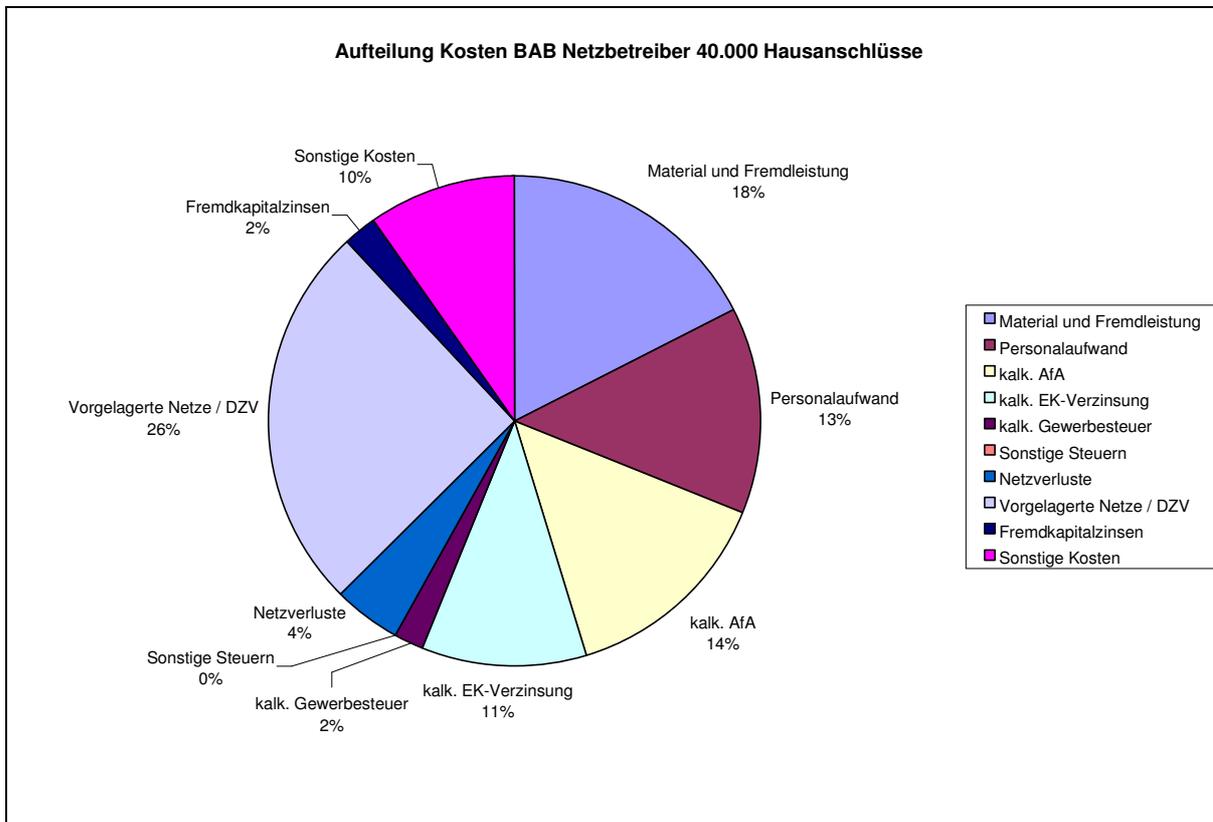
Wie der von der Bundesnetzagentur im August 2006 veröffentlichte Kostenvergleich nach § 24 StromNEV verdeutlicht, ergeben sich bei den geltend gemachten Kosten der Verteilnetzbetreiber erhebliche Bandbreiten.

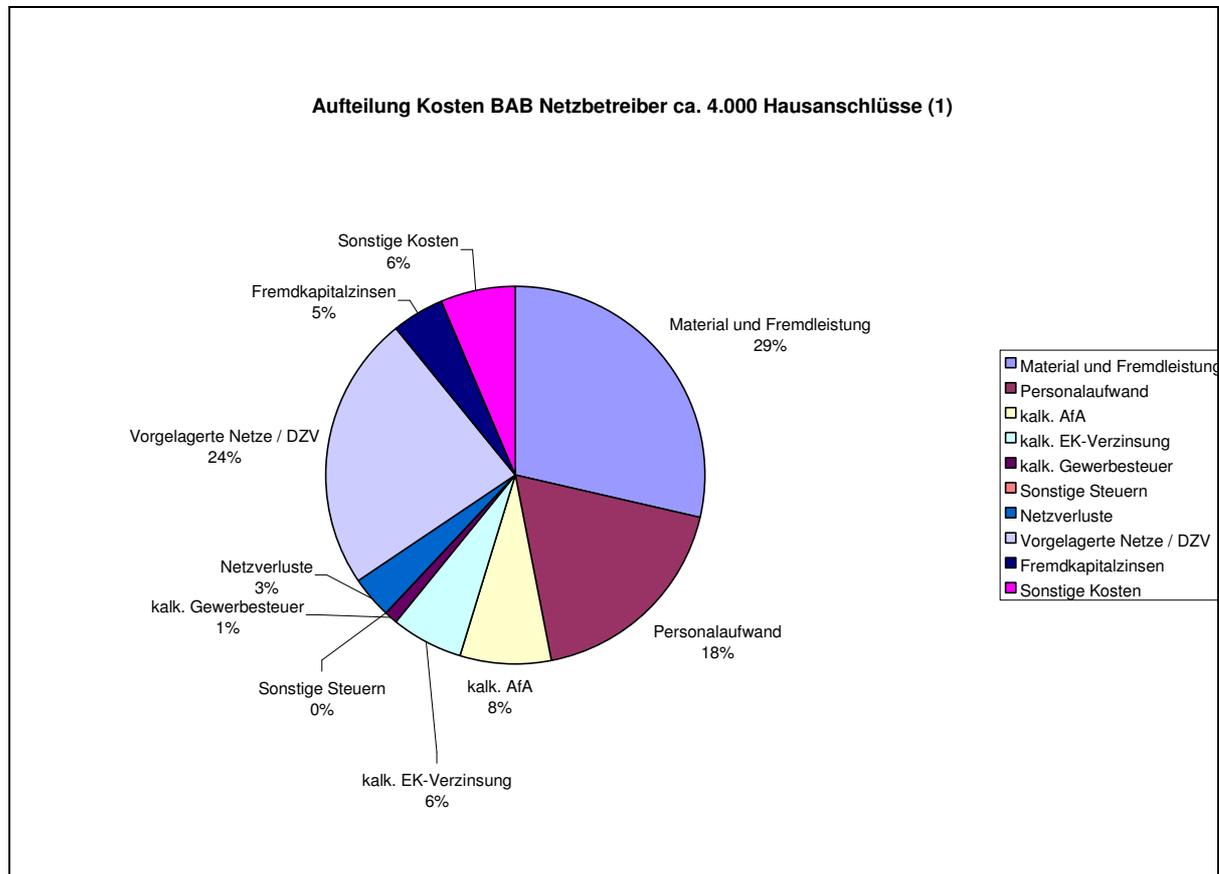
Diese Bandbreiten zeigen sich auch in den nachfolgend beispielhaft aufgeführten Kostenstrukturen von Verteilnetzbetreibern unterschiedlicher Größenordnung, die auf den Netzentgeltanträgen der StromNEV beruhen.

Die hier gewählten Verteilnetzbetreiber weisen Einwohnerzahlen in ihrem Versorgungsgebiet zwischen 20.000 und 180.000 Einwohnern auf. Die Hausanschlüsse variieren zwischen 4.000 und 40.000.

Die Kostenstruktur ist heterogen. Die Kosten für vorgelagerte Netze und Material-/ Fremdleistungskosten stellen wesentliche Kosteneinflussfaktoren dar. Weitere bedeutsame Kostenanteile stellen die Personalkosten, die kalkulatorischen Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsungen dar. Mit zunehmender Größe des Netzes nehmen die relativen Anteile der Material- und Personalkosten an den Gesamtkosten aufgrund von Degressions-/Synergieeffekten tendenziell ab.

Die als dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kostenblöcke (§11 ARegV) nicht der Regulierung unterliegenden Bereiche „vorgelagerte Netze/Vergütungen an dezentrale Einspeiser, Verluste“ machen ca. 18-28 % der Gesamtkosten aus.





DE-bezogene Kosten wie Vertragskosten und sonstige Transaktionskosten, zusätzliche Betriebsführungskosten sowie evtl. Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten, die sich in einmalige und kontinuierliche Kostenblöcke aufteilen ließen, werden im Kostenerhebungsbogen für Stromnetzbetreiber bislang nicht separat erfasst, sondern verteilen sich auf die Kostenkategorien Material-, Personal- und sonstige betriebliche Kosten (OPEX) und im Falle der Aktivierung auf die CAPEX-Blöcke. Ihre Anerkennung hängt davon ab, ob die Regulierungsbehörde diese Kosten als Kosten des Teils 2, Abschnitt 1 der Stromnetzentgeltverordnung anerkennt, die nach §21 Abs. 2 EnWG denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals. In der gegenwärtigen Praxis gibt es dazu keine einheitliche Vorgehensweise und somit erhebliche Spielräume der Behörde.

### 4.2.3 Effizienzvergleich

Der Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern hat zum Ziel, individuelle Effizienzvorgaben für diejenigen Netzbetreiber zu ermitteln, die im Vergleich zu den effizientesten hinterherhinken. Nach §16 ARegV sollen die im Vergleich ermittelten Ineffizienzen nach zwei Regulierungsperioden – also nach 10 Jahren – abgebaut sein.

Im Juli verlautbarte die Bundesnetzagentur (BNetzA 2008), dass die durchschnittliche Effizienz der deutschen Stromnetzbetreiber zwischen 90-92% liegt, d.h. es müssen innerhalb von 10 Jahren lediglich 9% Ineffizienzen abgebaut werden.

Für die ersten beiden Regulierungsperioden wurden die Vergleichsparameter

- Anzahl der Anschlusspunkte
- Fläche des versorgten Gebietes
- Leitungslänge
- zeitgleiche Jahreshöchstlast

als Korrekturfaktoren berücksichtigt (§13 Abs. 4).

Zusätzlich kann die Anzahl und Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- und solarer Strahlungsenergie berücksichtigt werden (§13 Abs. 3 Nr. 6). Nicht berücksichtigt werden jedoch mögliche weitere Kostentreiber, wie zum Beispiel die tatsächliche Nutzungsdauer.

Ein bereinigter Effizienzwert nach §15 Abs. 1 ARegV, der individuellen Besonderheiten des Netzbetreibers Rechnung trägt, greift erst bei einer Kostenabweichung nach oben um 3%. Eine solche Abweichung ist der Regulierungsbehörde belastbar zu begründen.

In ihrem Bericht vom Juni 2006 hat die Bundesnetzagentur in Deutschland grundsätzlich bestätigt, dass die Integration von (dezentralen) Erzeugungsanlagen eine kostensteigernde Wirkung auf die Netze hat. In Ziffer 1040 heißt es dort (BNetzA 2006):

„Die Erkenntnis, dass in der Anschlussebene von Erzeugungsanlagen mit nennenswerten Mehrkosten zu rechnen ist, hat auch die für Mittelspannungsnetze durchgeführte Untersuchung bestätigt. Hier haben sich in dem betrachteten Mittelspannungsnetz Mehrkosten von rund 5% bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Jahreshöchstlast dieses Netzes ergeben. Diese Mehrkosten fallen, wie zu erwarten ist und durch eine weiterführende Untersuchung bestätigt werden konnte, in der Praxis noch höher aus, da Erzeugungsanlagen im Gegensatz zu der obigen „Grüne-Wiese“-Betrachtung in der Regel in ein bereits bestehendes Netz zu integrieren sind.“

Folgerichtig wurden "Erzeugungsanlagen als Netzanschlüsse" als Kostentreiber und damit als notwendiges Strukturmerkmal beim Effizienzvergleich identifiziert (Tabelle 16, S.134). Wie oben ausgeführt, liegt es jedoch im Ermessen der Regulierungsbehörde, ob ein Strukturmerkmal zur Berücksichtigung von DE-Kostenwirkungen zur Anwendung kommt oder nicht („Kann-Bestimmung“).

#### 4.2.4 Die Anpassungsformel

Die Startwertanpassung innerhalb der Regulierungsperiode wird künftig über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Gesamterlöse (Revenue Cap) der Netzbetreiber festlegt.

Diese Formel hat folgende Gestalt:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vmb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left( \frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t$$

Im Hinblick auf den Ausbau dezentraler Erzeugung sind folgende beiden Aspekte in der Formel hervorzuheben:

1. Damit kurzfristige Mengenschwankungen unter einem Revenue-Cap nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll ein **Regulierungskonto** der Netzbetreiber eingerichtet werden. Der Saldo des Regulierungskontos wird jährlich verbucht und im letzten Jahr der Regulierungsperiode saldiert. Der Saldo wird dann gleichmäßig auf die neue Regulierungsperiode aufgeteilt und in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten ( $KA_{dnb}$ ) einbezogen.
2. Zur Berücksichtigung nachhaltiger Mengenänderungen wird der Revenue-Cap um **Erweiterungsfaktoren** (EF) ergänzt. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente *innerhalb* der Regulierungsperiode.

##### zu 1.

Die Einführung eines Regulierungskontos zum Ausgleich kurzfristiger Mengenschwankungen ist vor allem unter Anreizgesichtspunkten sehr positiv zu bewerten. Der Mengenausgleich wäre beim Revenue-Cap-Ansatz zwar grundsätzlich auch unmittelbar über eine Änderung der Netzentgelte möglich, aber faktisch würde von dieser Möglichkeit nur bei gravierenden Abweichungen Gebrauch gemacht. Insofern würden die Netzbetreiber eher bestrebt sein, Mengenschwankungen – und hier vor

allem Unterschreitungen der Mengenprognose innerhalb der Regulierungsperiode – aktiv entgegenzuwirken. Dies würde sich insbesondere gegen die Eigenerzeugung als auch gegen die Realisierung von Areal-/Objektnetzen richten. Durch das Regulierungskonto wird der Anreiz zur Erreichung der Mengenprognose erheblich relativiert, wenn er auch nicht vollständig ausgeschaltet werden kann, da niedrige spezifische Netzentgelte sicherlich ein eigenständiges Ziel bleiben werden, das auch beim Revenue-Cap weiterhin von der Menge der durchgeleiteten kWh abhängt. Gleichwohl bietet der Kontoausgleich zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode den Netzbetreibern die Sicherheit, dass sich Mengeneinbußen nicht zwangsläufig in Gewinneinbußen niederschlagen.

## **zu 2.**

Nachhaltige Veränderungen im Netzgebiet führen häufig zu höheren Kosten. Ohne unmittelbare Berücksichtigung dieser Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode könnte der Anreiz für den Netzbetreiber entstehen, sie zu verhindern oder zu verzögern – jedenfalls würde er sie nicht offensiv verfolgen. Ein Beispiel dafür sind zusätzliche Netzanschlüsse durch neue dezentrale Erzeugungsanlagen, die mit zusätzlichen Kosten verbunden sind. Die Neutralisierung dieser Anreize ist der wichtigste Aspekt bei der Einführung von Erweiterungsfaktoren nach § 10 ARegV; der Kostenausgleich könnte ohne solche Elemente ja auch in der nächsten Periode erfolgen. Grundlage für diese so genannte Hybridisierung der Revenue-Cap-Regulierung mit kostenbasierten Elementen ist die Identifizierung der wesentlichen Kostentreiber und ihre regelmäßige quantitative Überprüfung.

Insgesamt sind beide Ansätze in der ARegV – Regulierungskonto und Erweiterungsfaktor – grundsätzlich geeignet, Negativanreize für die Netzbetreiber im Hinblick auf Kosten- und Mengeneffekte dezentraler Stromerzeugung weitgehend zu neutralisieren. Im nächsten Abschnitt analysieren wir, ob der Erweiterungsfaktor in der aktuellen Ausgestaltung tatsächlich zur Berücksichtigung der DE-Kosten genutzt werden kann. Die gleiche Frage stellt sich in Bezug auf das Investitionsbudget und den Investitionszuschlag.

### **4.2.5 Investitionsbudget, pauschalierter Investitionszuschlag und Erweiterungsfaktor als Optionen zur Kostenkompensation von dezentralen EE-Anlagen**

Zur Berücksichtigung der aus dem weiteren Ausbau dezentraler Anlagen resultierenden zusätzlichen Kosten kommen grundsätzlich folgende Möglichkeiten in Betracht:

- Genehmigung eines Investitionsbudgets nach § 23 Abs. 6 ARegV für Verteilnetzbetreiber für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen zur Integration von EE-/KWK-Anlagen
- Ansatz eines pauschalierten Investitionszuschlags nach § 25
- Berücksichtigung eines Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV

Die zum Anschluss notwendigen, vom Netzbetreiber zu tragenden Investitionskosten teilen sich auf in die Kostenkategorien Werteverzehr aus Investitionen (Abschreibungen), Kapitalbindungskosten aus Investitionen, Personalkosten aus Investitionen (Betreuung der Anlagen, des Netzes) sowie Betriebskosten aus Investitionen. Da diese Kosten nicht explizit im Katalog des § 11 Abs. 2 ARegV enthalten sind, stellen sie beeinflussbare Kosten dar, die den Effizienzvorgaben unterliegen.

Allerdings sind sowohl die Investitionsbudgets nach § 23 als auch die pauschalierten Investitionszuschläge nach § 25 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbar definiert.

### **Investitionsbudget**

Das Investitionsbudget erfasst nach § 23 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 6 ARegV Investitionen aus der Integration von Anlagen, die dem EEG (und dem KWKG) unterfallen und die nicht durch den Erweiterungsfaktor nach § 10 ARegV berücksichtigt werden.

Dabei sind die mit der Investition verbundenen Kapitalkosten unter bestimmten Voraussetzungen genehmigungsfähig, wenn durch die Investition erhebliche Kosten verursacht werden. Hiervon ist auszugehen, wenn sich durch die Maßnahmen die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens ein halbes Prozent erhöhen.

Kapitalkosten in diesem Sinne sind gemäß § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV insbesondere marktübliche Fremdkapitalkosten, kalkulatorische Abschreibungen und die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung.

Damit beziehen sich die Investitionsbudgets ausdrücklich nur auf Kapitalkostensteigerungen; die Kostensteigerungen bei den laufenden Kosten sowie der erhöhte Betriebsaufwand aufgrund der ungünstigeren Netzstruktur werden hierbei nicht berücksichtigt.

Zudem ist fraglich, ob einzelne Maßnahmen zusammengefasst werden können oder ob der Nachweis der Erheblichkeit für jede einzelne Maßnahme erforderlich ist. Insbesondere im Bereich der Ortsnetzverstärkung können die angefallenen Kosten häufig nicht der Integration einer einzelnen dezentralen Anlage zugeordnet werden.

### **Pauschalierter Investitionszuschlag**

Auf Antrag können vom Netzbetreiber bis zu einem Prozent der Kapitalkosten nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV in die Erlösobergrenze einbezogen werden. Dieser Kostenersatz erscheint nicht geeignet, die durch dezentralen Ausbau verursachten Kostensteigerungen sachgerecht in die Erlösobergrenze einfließen zu lassen. Die Begrenzung auf lediglich 1 % der standardisierten Kapitalkosten erscheint nicht ausreichend: dies sind beim betrachteten Netzbetreiber in Beispiel 4.2.7 rund 15 T€ pro Jahr. Alleine aus dem Verhältnis der entstandenen Mehraufwendungen in Höhe von rund 600 T€ (die zudem in den Folgejahren voraussichtlich noch stark ansteigen werden) und dem Höchstbetrag des pauschalierten Investitionszuschlages (rund 15 T€) wird ersichtlich, dass dieses Instrument zur Kompensation der Mehrkosten nicht ausreicht. Zudem beschränkt sich der pauschalierte Investitionszuschlag ebenfalls ausschließlich auf die Kapitalkosten, Erhöhungen der laufenden Betriebskosten werden nicht berücksichtigt.

### **Erweiterungsfaktor**

Voraussetzung für seine Gewährung ist, dass sich die Versorgungsaufgabe nachhaltig ändert. Dies soll der Fall sein, wenn sich einer oder mehrere der in Abs. 2 genannten Parameter (Fläche des versorgten Gebiets, Anzahl der Anschlusspunkte, Jahreshöchstlast) dauerhaft und in erheblichem Umfang ändern, wobei es als erheblich gilt, wenn sich hierdurch die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um mindestens ein halbes Prozent erhöhen.

Die nachfolgend in Beispiel 1.2.7 beschriebenen Kostensteigerungen aufgrund der Integration von EEG-Anlagen werden nur unzureichend über den Erweiterungsfaktor berücksichtigt, da § 10 der ARegV sich erkennbar nur auf die Versorgungsaufgabe bezieht. Insbesondere die Kriterien Fläche des versorgten Gebiets/Anzahl der Anschlusspunkte wird sich durch die Integration weiterer EE-Anlagen kaum in dem geforderten dauerhaften und erheblichen Umfang ändern. Ein Einfluss kann sich bei dem Kriterium Jahreshöchstlast ergeben, das sich gemäß Anlage 2 der ARegV jedoch ausschließlich auf die Umspannebene bezieht. Dabei können die entstehenden Kosten für den Anlagenanschluss/Netzausbau stark von den durch den Erweiterungsfaktor zusätzlich genehmigten Kosten abweichen.

Im Katalog der begünstigten Änderungen der Versorgungsaufgabe zur Gewährung eines Erweiterungsfaktors ist der zusätzliche Anschluss und Ausbau der dezentralen Erzeugung nicht explizit genannt und wird auch kaum von den dort genannten Parametern mit erfasst (vgl. auch die Formel in Anlage 2 ARegV). Damit scheidet der Ansatz eines Erweiterungsfaktors hierfür de facto aus.

Durch Regelungsermächtigung des § 32 Abs. 1 Nr. 3 ARegV wäre die Aufnahme weiterer Faktoren durch die Regulierungsbehörde möglich, die im Erweiterungsfaktor zu berücksichtigen sind. Allerdings ist bislang die Berücksichtigung der Kosten dezentraler Einspeisung nicht explizit vorgesehen. Und von den in §10 Abs. 3 ARegV aufgezählten Faktoren werden die Investitionen, die durch DE ausgelöst werden, wie dargestellt nicht abgedeckt.

#### **4.2.6 Analyse des vereinfachten Verfahrens in der Anreizregulierungsverordnung mit Hinblick auf die Anreizwirkung zum Ausbau dezentraler Energien**

Die Anreizregulierungsverordnung sieht in § 24 ein vereinfachtes Verfahren für Netzbetreiber vor, an deren Elektrizitätsverteilernetz weniger als 30.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Als Anschluss gilt die Zahl der physischen Anschlüsse im Sinne von Netzanschlusspunkten.

Dabei ist das vereinfachte Verfahren als Wahlrecht ausgestaltet, das auf Antrag des Netzbetreibers in Anspruch genommen werden kann. Alternativ verbleibt die Teilnahme am regulären Verfahren, d.h. am Effizienzvergleich nach den §§ 12 ff. ARegV.

Die Motivation zur Einführung des vereinfachten Verfahrens liegt in der Verringerung des regulatorischen Aufwands für kleine Netzbetreiber.

Die Monopolkommission schätzt in ihrem Sondergutachten „Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung“ den Anteil der Netzbetreiber, die die Möglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren haben, auf ca. 75% ((Monopolkommission 2007), Tz. 598/599). Nach Schätzungen des VKU haben hiervon ca. 90 % das vereinfachte Verfahren gewählt. Damit haben die Regelungen zum vereinfachten Verfahren erhebliche Bedeutung für den Erfolg der Anreizregulierung in den ersten beiden Regulierungsperioden.

Das vereinfachte Verfahren unterscheidet sich hinsichtlich der Ermittlung der Erlösobergrenzen systematisch zunächst nicht von dem regulären Verfahren. Hinsichtlich der Anreize für Netzbetreiber zum weiteren Anschluss dezentraler Stromerzeugungsanlagen ergeben sich hieraus demnach keine systematischen Unterschiede zu den Anreizwirkungen des regulären Verfahrens.

Bei beiden Verfahren findet zur Bestimmung der Erlösobergrenzen die Regulierungsformel nach Anlage 1 zur ARegV Anwendung. Jedoch werden beim vereinfachten Verfahren einige der in die Formel einfließenden Variablen teilweise determiniert, d.h. exogen vorgegeben.

Die wesentlichen Parameter der Regulierungsformel sind neben dem die Höhe der ansetzbaren Kosten beeinflussenden Effizienzwert die Preissteigerungsrate, der Produktivitätsfaktor, der Erweiterungsfaktor und ein Qualitätsfaktor.

Kernpunkt des vereinfachten Verfahrens ist die statische Vorgabe eines Effizienzwertes für die jeweilige Regulierungsperiode.

Für die erste Regulierungsperiode beträgt der vorgegebene Effizienzwert 87,5%.

Für die zweite Regulierungsperiode wird der bundesweit ermittelte gewichtete durchschnittliche Effizienzwert der am Effizienzvergleich teilnehmenden Netzbetreiber aus der ersten Regulierungsperiode vorgegeben. Dabei kann sich die Gewichtung an Parametern wie Mengen, Erlösen, Zahl der Zählpunkte oder Kunden erfolgen.

Der Effizienzfaktor findet in der Regulierungsformel zur Bestimmung der Erlösobergrenzen gemäß Anlage 1 zur ARegV in Form der Abgrenzung der vorübergehend nicht-beeinflussbaren und der beeinflussbaren Kosten sowie des Verteilungsfaktors für den Abbau der Ineffizienzen Berücksichtigung (§§ 11 Abs. 3,4 /15 Abs. 3/16 ARegV). Dabei hat der Abbau der Ineffizienzen über zwei Regulierungsperioden, d.h. über 10 Jahre zu erfolgen. Der Verteilungsfaktor wird hierzu im ersten Jahr zu einem Zehntel angesetzt und in jedem Folgejahr um ein Zehntel erhöht, so dass im letzten Jahr die vorgegebene Effizienz erreicht wird.

Der Effizienzfaktor beeinflusst gemäß § 11 Abs. 3 der ARegV die Höhe der vorübergehend nicht-beeinflussbaren Kosten und damit die Höhe der als Differenzgröße verbleibenden beeinflussbaren Kosten im Sinne des § 11 Abs. 4 ARegV. Letztere werden als ineffizient betrachtet und sind daher innerhalb des Regulierungszeitrahmens abzubauen. Ein Effizienzfaktor von 100% würde bedeuten, dass alle beeinflussbaren Kosten angesetzt werden dürften.

Die dauerhaft nicht-beeinflussbaren Kosten werden hierdurch nicht tangiert.

Im vereinfachten Verfahren werden diese Kosten pauschalierend mit 45% der nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 ARegV zu ermittelnden Gesamtkosten festgelegt. Wie obige Kostenstrukturen gezeigt haben (s. 170-172), erscheint dieser Wert tendenziell hoch.

Die Vorgabe von 87,5% bedeutet also, dass innerhalb von 10 Jahren 12,5% der beeinflussbaren Kosten abzubauen sind, mithin im ersten Jahr 1,25% dieser Kosten, im zweiten Jahr 2,5% usw. Im letzten Jahr ist dann das Einsparziel von 12,5% erreicht.

Weitere Einflussfaktoren des Terms „beeinflussbare Kosten und vorübergehend nicht-beeinflussbare Kosten“ sind die Entwicklung der Verbraucherpreise, der Produktivitätsfaktor und der Erweiterungsfaktor.

Über die Teilnahme am vereinfachten Verfahren muss jeder Netzbetreiber anhand seiner individuellen nicht dauerhaft beeinflussbaren Kosten sowie seines erwarteten Effizienzfaktors entscheiden. Liegen diese Werte unterhalb der pauschal vorgegebenen Werte, wird er auf eine Teilnahme am regulären Verfahren verzichten und das vereinfachte Verfahren wählen.

Wie bereits zu 1.2.5 ff. herausgearbeitet wurde, verursacht der zunehmende Anschluss von dezentralen Erzeugern an das Netz beim Netzbetreiber zusätzliche Kosten und verringerte Einnahmen aus Netznutzungsentgelten. In der derzeitigen Situation bestehen also für die Netzbetreiber eher negative Anreize zum weiteren Anschluss und Ausbau der dezentralen Erzeugung. Die Anreizwirkungen für die verstärkte Integration dezentraler Optionen sind im vereinfachten Verfahren noch schlechter als im regulären Verfahren:

- Anpassungen der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode nach §4 Abs. 3 Satz 2 von nicht-beeinflussbaren Kostenanteilen nach §11 Abs. 2 sind bis auf Punkt 4 (erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen) im vereinfachten Verfahren nicht vorgesehen (vgl. dazu nachfolgenden Kasten).
- Eine Bereinigung des Effizienzwertes aufgrund individueller Besonderheiten nach §15, Abs. 1 und 2 ARegV ist für das vereinfachte Verfahren ausgeschlossen.
- Ein zusätzliches Qualitätselement nach §19 ARegV, das beispielsweise geeignet wäre, die effiziente Integration dezentraler Anlagen in das Netz zu honorieren, ist hier grundsätzlich nicht vorgesehen.
- Nach §23 Abs. 6 sind Investitionsbudgets auch für Verteilnetzbetreiber vorzusehen, wenn es um die Integration von EEG- und KWKG-Anlagen geht. Im vereinfachten Verfahren ist diese Möglichkeit der Kostenerstattung ausdrücklich gestrichen worden.

Insgesamt erschwert damit das vereinfachte Verfahren die Neutralisierung negativer Anreize seitens der Netzbetreiber gegenüber dem Ausbau dezentraler Anlagen im Verfahren der Anreizregulierung erheblich.

### **Der Teufel steckt im Detail - Anreizprobleme im vereinfachten Verfahren**

Nach §11 Abs. 2 Nr. 1 gelten gesetzliche Abnahme- und Vergütungspflichten (z.B. EEG-Vergütung) als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten. Das gleiche gilt nach §11 Abs. 2 Nr. 8 für Vergütungen für dezentrale Einspeisungen nach §18 der Stromnetzentgeltverordnung („vermiedenen Netznutzungsentgelte“).

Im vereinfachten Verfahren ist nach §24 Abs. 3 geregelt, dass eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenzen auf Grund von Veränderungen der nicht-beeinflussbaren Kosten keine Anwendung findet (einzige Ausnahme: die erforderliche Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen). Das bedeutet, dass ein Netzbetreiber, der sich für das vereinfachte Verfahren entschieden hat, innerhalb einer Regulierungsperiode keine Möglichkeit besitzt, Überschreitungen seiner Kostenprognosen für die nicht-beeinflussbaren Kosten zu kompensieren. Ein konkretes Beispiel: Ein Investor möchte im Netzgebiet eine große Biomasse KWK-Anlage bauen, deren Errichtung zu Beginn der Regulierungsperiode nicht vorhersehbar war. Der Netzbetreiber ist nach §18 StromNEV verpflichtet, dem Anlagenbetreiber vermiedene Netznutzungsentgelte zu vergüten, hat aber während der Regulierungsperiode keine Möglichkeit, entstehende Zusatzkosten über die Netzentgelte zu refinanzieren. Mithin hat er einen sehr hohen Anreiz, die Errichtung dieser Anlage zumindest bis zum Ende der Regulierungsperiode zu verzögern, um keine finanziellen Einbußen zu erleiden.

Das gleiche gilt generell für alle dezentralen Anlagen in seinem Netzgebiet, die Vergütungen beziehen und denen direkt oder indirekt vermiedenen Netznutzungsentgelte gezahlt werden. Ein wirtschaftlich agierender Netzbetreiber hat demnach stets einen sehr hohen Anreiz, die Prognose für dezentrale Einspeiser in seinem Netzgebiet, die zu Beginn der Regulierungsperiode in die Festlegung der Erlösobergrenze einfließt, zu unterbieten, d.h. dezentrale Einspeisung nach Möglichkeit zu verhindern.

Dieses Problem ist erkannt und vom Bundesrat am 15. Februar dahingehend aufgegriffen worden, dass auch im vereinfachten Verfahren eine jährliche Anpassung der Vergütungen für dezentrale Einspeisungen nach §18 der Stromnetzentgeltverordnung erfolgen soll (Einbeziehung von §11 Abs. 2 Nr. 8). Der Beschluss des Bundesrates ist vom Bundeskabinett am 12. März bestätigt worden.

#### **4.2.7 Ausgewähltes Beispiel zu den Auswirkungen der Anreizregulierung auf die Netzentgelte bei verstärktem Anschluss dezentraler Energien**

Anhand des nachfolgenden Beispiels wird deutlich, dass die Anreizregulierung mitunter erhebliche negative Auswirkungen auf die Netzbetreiber hat, in deren Netzgebieten verstärkt dezentrale Stromerzeugungsanlagen errichtet werden.

Insbesondere werden bei der Kostenanerkennung folgende Aspekte nicht ausreichend berücksichtigt:

- zunehmende Entsorgungsfunktion des Netzes statt der klassischen Versorgungsfunktion
- zu geringe Anpassungsmöglichkeiten der Erlösbergrenzen aufgrund des Zubaus von Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (nachfolgend: EEG-Anlagen) während der Regulierungsperioden

Aufgrund des verstärkten Zubaus von EEG-Anlagen insbesondere in ländlich geprägten Gebieten ergibt sich häufig die Notwendigkeit des Netzausbaus in Gebieten, in denen bisher keine Energieversorgung erfolgte oder die eigentliche Versorgungsaufgabe deutlich schwächer dimensionierte Netzanlagen erforderte. Durch die Integration der EEG-Anlagen besteht somit die Notwendigkeit zum Netzausbau, zu dem der Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet ist.

##### **Ausgangssituation**

In dem von uns betrachteten Beispielnetz mit vergleichsweise hohem Anschluss-grad von EE-Anlagen an das Verteilnetz (ca. 1/3 der Energieabgabe wird aus EE eingespeist), ergeben sich durch die Anreizregulierung stark negative Effekte aus dem zusätzlichen Anschluss von EE an das Netz.

Bei dem betrachteten Netz handelt es sich um ein Elektrizitätsverteilnetz, wie es für weiträumig gegliederte ländliche Räume typisch ist. Das Netz erstreckt sich über eine Fläche von rund 400 km<sup>2</sup>, versorgt ca. 20.000 Kunden bzw. rund 40.000 Einwohner und weist eine Jahreshöchstlast von rund 30 MW auf. Die installierte Kapazität sämtlicher EEG-Anlagen belief sich in 2006 auf rund 35 MW. Die gesamte Energieabgabe betrug im Jahr 2007 rund 180 Mio. kWh, die eingespeiste Energiemenge durch EEG-Anlagen beläuft sich auf rund 67 Mio. kWh.

Im Netzgebiet des betrachteten Netzbetreibers dominieren derzeit Windkraftanlagen, die Leistungen zwischen 0,6 und 3 MW je Anlage aufweisen.

## **Rechtliche und wirtschaftliche Änderungsdynamik erfordert schnell steigende Anschlussinvestitionen**

Für die nächsten Jahre wird mit einem weiteren erheblichen Zubau von EEG-Anlagen gerechnet, da sich einerseits mehrere Projekte bereits kurz vor der Realisierung befinden und zudem aufgrund der Novellierung des EEG mit einem verstärkten Zubau von EEG-Anlagen gerechnet werden muss.

Alleine für das Jahr 2008 wird aktuell mit einem Zubau von EEG-Anlagen mit einer Gesamtleistung von rund 16 MW gerechnet, entsprechende Anfragen bezüglich des Netzanschlusses liegen bereits vor.

In den letzten Jahren ist ein verstärkter Zubau von Photovoltaikanlagen zu verzeichnen. Hierbei ist zu unterscheiden zwischen großflächigen Freiflächenanlagen in der Größenordnung von mehreren MW und kleinen Dachanlagen auf Wohn- und Wirtschaftsgebäuden. Während sich die Freiflächenanlagen auf wenige Standorte konzentrieren, sind die Dachanlagen durch eine Vielzahl von Anlagen und Anschlusspunkten gekennzeichnet.

Der weitere Ausbau im Bereich der Dachanlagen ist in den vorgenannten Werten noch nicht enthalten, da für derartige Projekte in der Regel keine Anschlussanfragen vor der Projektplanung erstellt werden.

Aufgrund der ländlichen Lage des Netzes und dem sich in jüngster Zeit verschärfenden Strukturwandel in der Landwirtschaft ist in nächster Zeit zudem mit einem deutlichen Zubau im Biomassebereich zu rechnen, da durch die weitere Kürzung der Zuckerquoten erhebliche Flächen frei werden und anderweitig genutzt werden können.

Im betrachteten Netz werden aktuell überwiegend Windkraftanlagen betrieben, die bereits seit längerem in Betrieb sind. Sollte die EEG-Novelle einen entsprechenden finanziellen Anreiz für Repowering-Maßnahmen setzen, ist davon auszugehen, dass bestehende Windkraftanlagen gegen leistungsstärkere Anlagen ausgetauscht werden, wodurch sich die installierte Kapazität und die eingespeisten Energiemengen nochmals deutlich erhöhen würden.

Zusammengefasst kann daher für die Zukunft von einer erheblichen Ausweitung sowohl der installierten Kapazitäten als auch der eingespeisten Energiemengen ausgegangen werden. Dadurch wird sich kurz- bis mittelfristig die Situation ergeben, dass die eingespeisten EEG-Mengen die Abgabe an Letztverbraucher übersteigen.

## **Erhebliche, EEG-bedingte Zusatzkosten durch das Auseinanderfallen von Versorgungs- und Entsorgungsaufgabe**

Besonders hervorzuheben ist, dass im betrachteten Netz die EEG-Anlagen nicht in räumlicher Nähe zu den Verbrauchsschwerpunkten errichtet worden sind, sondern sich natürlicherweise am Windangebot orientiert

haben. Dadurch ergibt sich die Notwendigkeit, in erheblichem Umfang in Gebieten des Versorgungsgebietes Netzinfrastruktur vorzuhalten, die für die eigentliche Versorgungsaufgabe nicht benötigt wird.

Im Vergleich zur gesamten Energieabgabe an Letztverbraucher ergibt sich so eine sehr hohe Einspeisung aus EEG-Anlagen. Diese kann nur zum Teil im eigenen Netz verbraucht werden kann, so dass ein Rücktransport ins vorgelagerte Netz erforderlich wird. Hierdurch sowie durch die räumlich stark verstreuten und von den Verbrauchsschwerpunkten entkoppelten Standorte der EEG-Anlagen besteht die Notwendigkeit, die eingespeisten EEG-Mengen weiträumig im Netzgebiet zu transportieren und die hierfür erforderliche Netzinfrastruktur vorzuhalten. Demgegenüber erbringen die EEG-Anlagen nur eine sehr geringe Vermeidungsleistung, in 2007 belief sich diese beispielsweise auf nur knapp 2 MW, was darauf zurückzuführen ist, dass die Einspeisung durch die EEG-Anlagen vorwiegend in lastschwachen Zeiten erfolgt.

Das Netz wird daher in weiten Teilen von einem reinen Versorgungsnetz zu einem „Entsorgungsnetz“, das in seiner Dimensionierung nicht mehr auf die höchste Stromabgabemenge an Letztverbraucher ausgerichtet ist, sondern so dimensioniert werden muss, dass der sichere Abtransport der eingespeisten EEG-Mengen jederzeit sichergestellt werden kann. Hinzu kommt, dass die EEG-Anlagen (mit Ausnahme der Dach-Anlagen) im Regelfall weitab von den Verbrauchsschwerpunkten errichtet werden, so dass zum Abtransport der erzeugten Energie Netzbestandteile errichtet werden müssen, die eine reine Entsorgungsfunktion wahrnehmen und zur Durchführung der Versorgungsaufgabe nicht benötigt werden. Auch im übrigen Teil des Netzes sind aufgrund der hohen Energiemengen umfangreiche Verstärkungen erforderlich, dies betrifft neben den Mittelspannungsleitungen auch Ortsnetze, die aufgrund der Installation einer Vielzahl von kleineren Photovoltaikanlagen an ihre Kapazitätsgrenze stoßen.

Neben den Investitionskosten bzw. den daraus resultierenden Kapitalkosten für Netzausbau- bzw. Netzverstärkungsmaßnahmen fallen hier in erheblichem Umfang Kosten für den laufenden Betrieb sowie die Verwaltung (Abrechnung und Beratung der EEG-Anlagenbetreiber) der EEG-Anlagen an. So ergibt sich aufgrund der Umstrukturierung des Netzes hin zu einem „Entsorgungsnetz“ eine Netzstruktur, die für die reine Versorgungsaufgabe nicht mehr optimal ist, da Betriebsmittel vorgehalten werden, die für die reine Versorgungsaufgabe nicht benötigt werden. Aufgrund der Veränderung der Netzstruktur und Netzdimensionierung ergibt sich zudem eine Erhöhung des Betriebsaufwandes sowie der Netzverluste, da das Netz für eine Spitzenbelastung ausgelegt werden muss, die aufgrund der unregelmäßigen und nur schwer prognostizierbaren Einspeisung durch die EEG-Anlagen nur für kurze Zeit auftritt. Die meiste Zeit

des Jahres ist das Netz somit überdimensioniert, mit entsprechenden Folgewirkungen für die Betriebskosten.

In unserem Beispielfall ergeben sich hieraus EEG-bedingte, geschätzte jährliche Mehrkosten von ca. 600 T€, die sich aus zusätzlichen Personalaufwendungen in Höhe von aktuell rund 160 T€, Kapitalkosten für EEG-bedingte Investitionen in Höhe von rund 365 T€ sowie höheren Betriebsaufwendungen in Höhe von rund 75 T€ zusammensetzen. Hierbei wurden Vorfinanzierungseffekte aufgrund des Prognoserisikos noch nicht berücksichtigt. Diese Vorfinanzierungseffekte ergeben sich dadurch, dass die Kostenerstattung vom Übertragungsnetzbetreiber an den Verteilnetzbetreiber auf Basis einer Einspeiseprognose erfolgt, etwaige darüber hinausgehende Erstattungsansprüche werden erst mit einer zeitlichen Verzögerung von rund zwei Jahren ausgeglichen, bis dahin geht die Vorfinanzierung zu Lasten des Verteilnetzbetreibers.

### **Keine ausreichende Berücksichtigung der während der Regulierungsperiode eintretenden, EEG-bedingten Kostensteigerungen**

Wie bereits erläutert ist davon auszugehen, dass die EEG-bedingten Mehrkosten in den Folgejahren aufgrund des weiter fortschreitenden Anlagenbaus erheblich zunehmen werden.

Verschärft wird diese Problematik durch die Tatsache, dass durch die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 der ARegV das Kostenniveau des Kalenderjahres 2004 für die Bestimmung der Erlösobergrenze der ersten Regulierungsperiode zu Grunde gelegt wird. Eine Anpassung an zwischenzeitlich erfolgte Kostensteigerungen findet mit Ausnahme eines Inflationsausgleichs nicht statt, ebenso werden die zwischenzeitlich getätigten Investitionen nicht berücksichtigt. Eine Aktualisierung der Kostendaten erfolgt lediglich alle fünf Jahre. EEG-bedingte Kostensteigerungen, die nach Abschluss des Kalenderjahres 2004 eingetreten sind, werden daher bei der Ermittlung der Netzentgelte für die erste Regulierungsperiode der Anreizregulierung nicht berücksichtigt und gehen vollständig zu Lasten des jeweiligen Netzbetreibers.

In diesem Zusammenhang muss erwähnt werden, dass die installierte EEG-Anlagenkapazität und die aus diesen Anlagen erfolgte Energieeinspeisung in 2004 deutlich unter den Werten des Jahres 2007 lag, so dass bereits zum jetzigen Zeitpunkt erhebliche Kostenbestandteile und getätigte Investitionen nicht in den genehmigten Netzkosten enthalten sind.

Im bisherigen System der kostenbasierten Netzentgeltgenehmigung kann der Netzbetreiber davon ausgehen, dass seine EEG-bedingten Mehrkosten in die Netzentgelte einfließen, sofern es ihm gelingt, diese der zuständigen Regulierungsbehörde nachzuweisen. Ab dem Jahr 2009 werden die Netzentgelte jedoch nicht mehr auf Basis der jeweiligen Kostendaten des Einzelunternehmens ermittelt, sondern es findet ein Effizienzvergleich statt,

der aus einer Gruppe strukturell vergleichbarer Unternehmen das effizienteste Unternehmen ermitteln soll. Alle übrigen Unternehmen erhalten entsprechende Effizienzvorgaben (und damit Kostensenkungsvorgaben), um ihre Kosten auf das Niveau des effizientesten Vergleichsunternehmens abzusenken.

### **Keine ausreichende Berücksichtigung struktureller Unterschiede der Netzbetreiber hinsichtlich des Anschlussgrades von EEG-Anlagen an das Netz**

Im Rahmen des Effizienzvergleichs besteht aktuell die Gefahr, dass strukturelle Unterschiede aufgrund von EEG-Einspeisungen nicht bzw. nicht ausreichend berücksichtigt werden.

So konzentrieren sich die bisher von der BNetzA erhobenen Netzdaten vorwiegend auf die Versorgungsaufgabe, eine Möglichkeit zur Abgrenzung von Netzbestandteilen, die lediglich und ausschließlich dem Abtransport von EEG-Energie dienen, findet nicht statt. Es besteht daher die akute Gefahr, dass strukturell nicht vergleichbare Netze, mithin also reine Versorgungsnetze und „Entsorgungsnetze“ hinsichtlich ihrer Betriebsmittelintensität miteinander verglichen werden, woraus sich unzulässige Effizienzvorgaben ergeben. Alternativ besteht zwar für kleinere Netzbetreiber die Möglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 der ARegV, bei dem keine Effizienzwermittlung erfolgt, jedoch werden auch im vereinfachten Verfahren die beantragten Netzkosten von der Regulierungsbehörde einem Kostenvergleich unterworfen. Es besteht daher die Gefahr, dass EEG-bedingte Mehrkosten als angeblich ineffiziente Kosten klassifiziert und nicht anerkannt werden.

## **4.3 Vorschläge zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung**

Im dritten Teil entwickeln wir eine Reihe von Vorschlägen zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung, mit dem Ziel, die Überlegungen der ersten beiden Teile zu operationalisieren und damit eine bessere Integration dezentraler Optionen in die Anreizregulierung zu ermöglichen.

### **4.3.1 Ergänzung des Netzentgelterhebungsbogens**

Im Rahmen des bislang in Deutschland praktizierten Netzentgeltverfahrens Strom nach § 23a EnWG werden die zu genehmigenden Kosten über einen Netzentgelterhebungsbogen erfasst.

In praxi führt der Anschluss dezentraler Anlagen an das Netz zu zusätzlichen Kosten des Netzbetreibers bspw. in den Bereichen Transaktions-/Vertragsmanagement, Metering und Datenverwaltung, Prognosen, Netzausbau- und -verstärkung oder Ausgleichsenergie. Dieser Zusatzaufwand kann zunächst mit den bestehenden Systemen und Prozessen nicht abgedeckt werden und belastet den Netzbetreiber finanziell.

Im aktuellen Netzentgelterhebungsbogen werden diese zusätzlichen Kosten nicht separat erfasst, sondern müssen gemeinsam mit den anderen Kostenarten und -trägern eingegeben werden. Dabei ist eine Zuordnung zu Spannungsebenen oder zum Bereich Messung und Abrechnung erforderlich, was die Eingabe solch zusätzlicher Kosten erheblich erschwert.

Damit besteht grundsätzlich die Gefahr, dass derartige Kosten, die in die abgefragten Kostenarten einfließen, als überhöht definiert und gekürzt werden, da eine Zuordnung zu EE-Anlagen nicht eindeutig möglich ist. Insbesondere Netzbetreiber mit einem vergleichsweise hohen Anschlussgrad an EE-Anlagen sind hiervon betroffen.

Dies wiegt um so schwerer, als nach § 6 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) das dem Netzentgeltverfahren zu Grunde liegende Kostenniveau als Ausgangsbasis zur Bestimmung der Erlösobergrenze in der ersten Regulierungsperiode herangezogen wird und somit während der Regulierungsperiode nicht angepasst werden kann.

Um keinen negativen Anreiz hinsichtlich des Anschlusses von EE-Anlagen an das Netz zu erzeugen, wäre es sinnvoll, derartige Kosten kurzfristig in den Entgelterhebungsbogen mit aufzunehmen bzw. nachzuerheben und bei der Genehmigung grundsätzlich zu berücksichtigen.

Dies könnte in den Zeilen 156 ff. des Erhebungsbogens Strom unter den nachrichtlichen Erläuterungen erfolgen oder durch separate Erhebungen. Alternativ könnte auch eine neue Spalte in den Erhebungsbogen eingefügt werden, die gleichberechtigt neben den Spannungsebenen bzw. dem Komplex Messen/Abrechnung steht.

Der Beschluss der Bundesnetzagentur über die Erhebung von Daten zur Ermittlung der Effizienzwerte vom 20.11.2007 sieht Angaben nur für die Netzbetreiber vor, die nicht am vereinfachten Verfahren teilnehmen. Für Teilnehmer an diesem Verfahren müsste daher eine gesonderte Lösung in Bezug auf die Datenerhebung gefunden werden.

Neben der Nennung der verschiedenen Kostenarten und der Unterscheidung in OPEX und CAPEX sind weitere Angaben wie bspw. die geleistete Arbeit der EE-Anlagen (installierte Leistungen werden bereits abgefragt) oder Merkmale der räumlichen Verteilung geeignete Parameter, um die strukturellen Kostenunterschiede der Verteilnetzbetreiber

aus dem unterschiedlichen Anschlussgrad von EE-Anlagen zu dokumentieren. Empfohlen wird daher insbesondere die Aufnahme folgender Daten bzw. Strukturparameter für EE-Anlagen:

- OPEX nach Kostenarten analog Erhebungsbogen
- CAPEX
- Anzahl der Anlagen
- Leistung der Anlagen
- Geleistete Arbeit der Anlagen
- Räumliche Verteilung der Anlagen

Problematisch erscheint eine eindeutige Aufteilung der operativen Kosten (OPEX) in EEG-/KWKG-induzierte und sonstige Kosten. Hier werden Schlüsselungen erforderlich sein, die ebenso nachvollziehbar und plausibel sein müssen wie bereits in der bisherigen Erfassungsstruktur. Die CAPEX-Kosten dürften eindeutig identifizierbar sein.

Denkbar wäre grundsätzlich auch die Ermittlung von pauschalen Kostenansätzen nach Anzahl der angeschlossenen Anlagen und der angeschlossenen Leistung/ Arbeit der Anlagen, wie dies beispielsweise in England der Fall ist.

Mittel- und langfristig wäre eine explizite Aufnahme der Kostenkategorien in die Stromnetzentgeltverordnung wünschenswert, die die Unsicherheiten für die Netzbetreiber beseitigen würde.

Analog der Vorgehensweise in den anderen Bereichen ist auch den EE-induzierten Kosten der Nutzen aus solchen Anlagen für den Netzbetreiber gegenüber zu stellen. Dies kann wie bereits im Erhebungsbogen vorgesehen über die Erfassung der Erträge erfolgen. Entweder schlägt sich der Nutzen nämlich in im Zeitablauf wieder sinkenden Kosten nieder, die dann zu erfassen wären, oder aber in Erträgen, die den Kosten gegen gerechnet werden müssen.

Fraglich ist im System der Anreizregulierung weiterhin, wie die so ermittelten „Netto-Kosten“ dem System von beeinflussbaren bzw. dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten zugeordnet werden können. Sofern dem Netzbetreiber durch den Anschluss von EE-Anlagen zusätzliche Kosten entstehen und er zum Anschluss dieser Anlagen verpflichtet ist, könnte man zunächst davon ausgehen, dass diese Kosten aus Sicht des Netzbetreibers dauerhaft nicht beeinflussbar sind. Schwieriger werden dann allerdings Fragen, die auf mögliche Skaleneffekte bzw. Lerneffekte oder auch Effizienzeffekte beim Netzbetreiber hin zielen und die dazu führen, dass mittelfristig zumindest ein Teil der Kosten eben doch beeinflussbar sein

dürfte. Zumindest eine Zuordnung des CAPEX zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten erscheint aber nachvollziehbar und sachgerecht.

### **4.3.2 Kostenpauschalierung**

Um auch für den Bereich der EE-induzierten Netzkosten Effizianzanreize zu setzen, reicht die Ermittlung und Anerkennung der nachgewiesenen Kosten nicht aus. Vielmehr besteht im Rahmen der Anreizregulierung der Anspruch, nur diejenigen Kosten anzuerkennen, die für eine effiziente Leistungserstellung unabdingbar sind bzw. die sich bei Wettbewerb einstellen würden.

Dieser Anspruch lässt sich am ehesten durch die Anerkennung von Kostenpauschalen einlösen, die auf effizienten Lösungen beruhen.

In einer der wenigen vorliegenden empirischen Analysen wurde bei der Kostenpauschalierung zwischen einmaligen Kosten pro Anlage und laufenden Kosten pro Anlage/Jahr unterschieden (vgl. (Dörsam 2007)). Zudem wurden Anlagen unter 100 kW und größeren Anlagen bis 1 MW getrennt betrachtet. Generell wurde bestätigt, dass im Wesentlichen der Anlagentyp und die Anlagengröße die spezifischen, durch dezentrale Erzeugungsanlagen verursachten Kosten beeinflussen. Neben einmaligen initialen Kosten zwischen rund 1.000 und 10.000 Euro pro Anlage machten hierbei die jährlichen laufenden Kosten bei kleinen Anlagen noch einmal zwischen 5 und 10% der initialen Kosten aus, bei größeren Anlagen bis zu 20%.

Diese Kostenpauschalierungen sind sicherlich weiter zu untersuchen und zu differenzieren. In Großbritannien beispielsweise werden von der Regulierungsbehörde OFGEM 1,5 £/kW und Jahr für dezentrale Erzeugungsanlagen auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen, um die damit verbundenen zusätzlichen Kosten für die Netzbetreiber abzudecken (s. dazu Kapitel 1.2). Die Erlösobergrenze wird um zusätzlich £ 1 pro kW und Jahr erhöht, um darüber hinaus Kosten von Netzbetrieb und -unterhalt zu berücksichtigen. Diese Werte sind sicherlich nicht ohne weiteres auf Deutschland übertragbar.

Einen ersten groben Anhaltswert für die Größenordnung der DE-induzierten Mehrkosten gibt die Bundesnetzagentur, die von Mehrkosten von rund 5% bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Höchstlast des Netzes ausgeht (Bundesnetzagentur 2006, S.134).

### 4.3.3 Definition von Strukturmerkmalen

Wenn dem Netzbetreiber die DE-spezifischen Kosten nicht als „dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten“ erstattet werden, muss diesem zusätzlichen „beeinflussbaren“ Kostenblock beim Effizienzvergleich Rechnung getragen werden. Dieser Fall kann allerdings nur dann auftreten, wenn bei der Kostenanerkennung keine Pauschalierung angewendet wird, sondern die tatsächlichen DE-spezifischen Kosten in Ansatz gebracht werden.<sup>27</sup> In diesem Fall bedarf der Effizienzvergleich einer Korrektur durch ein oder mehrere geeignete Strukturmerkmale, damit dieser zusätzliche Kostenblock nicht fälschlicherweise als überflüssig und damit ineffizient identifiziert wird.

Ausgangspunkt der Definition geeigneter Strukturmerkmale wäre die Zuordnung der anfallenden Zusatzkosten zu ihrer Verursachung. Die folgende Tabelle gibt einen entsprechenden Überblick:

Kostenkategorie	Verursachung durch
Vertragskosten / Messkosten / sonstige Transaktionskosten	Anzahl der Vertragspartner, d.h. in der Regel Anzahl der Anlagen
Abwicklung von Förderungen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Betriebsführungsaufwendungen	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Leistungscharakteristika
Eventuelle Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten inkl. Netzleitsysteme	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast

Es gelten grob die folgenden beiden Zusammenhänge:

- Je größer die Anzahl der dezentralen Anlagen im Netzgebiet, desto höher die zusätzlichen laufenden Betriebskosten (OPEX).
- Je höher die (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast und je stochastischer, desto wahrscheinlicher der Anfall zusätzlicher Investitionskosten beim Netzbetreiber (CAPEX).

<sup>27</sup> Die Kostenpauschalierung gibt dem Netzbetreiber bereits genügend Effizienzreize, so dass der betreffende Kostenblock beim Effizienzvergleich außen vor bleiben kann.

Daher bietet es sich an, zumindest zwei Strukturmerkmale zur Relativierung des einfachen Effizienzvergleichs zu definieren:

- I. Strukturmerkmal für höhere OPEX-Kosten: Anzahl der Anlagen
- II. Strukturmerkmal für potenziell höhere Kapitalkosten: gesamte (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast im Netzgebiet

Eine empirische Analyse auf der Grundlage von 143 Netzbetreibern kam hingegen zu dem Ergebnis, dass die dezentral installierte Gesamtleistung am besten mit den Kosten der Netzbetreiber korreliert (Müller 2008).

Insgesamt müsste es das Bestreben sein, ein aggregiertes Strukturmerkmal festzulegen, das alle DE-relevanten Parameter sinnvoll zusammenfasst. Dies ist nicht nur methodisch ein überaus ehrgeiziges Unterfangen, hinzu kommt, dass die Kosten der DE-Integration stark von der individuellen Situation des Verteilnetzes und der zu integrierenden Anlage abhängt.

Würde man sich auf eines der oben genannten Strukturmerkmale festlegen, müsste man sich darüber im Klaren sein, dass

- die Nutzungsdauer der Anlagen unberücksichtigt bleibt (im Extremfall könnten es sogar Anlagen sein, die gar nicht betrieben werden)
- die räumliche Verteilung ausgeblendet wird
- die Netzebene, in die eingespeist wird, keine Rolle spielt.

Diese grundsätzlichen Defizite, verbunden mit der Schwierigkeit, belastbare Daten zusammen zu tragen und durch die Bundesnetzagentur bzw. die Landesregulierungsbehörden überprüfen zu lassen, legen zu diesem Zeitpunkt den Schluss nahe, dass eine pauschalierte Kostenanerkennung, wie sie in UK schon praktiziert wird, der pragmatischere und praktikablere Ansatz ist und daher der Erweiterung des Effizienzvergleichs um ein oder mehrere Strukturmerkmale vorzuziehen ist.

#### **4.3.4 Umsetzung Artikel 14/2 Systemoptimierung**

##### **Grundlagen und Probleme**

Die EU-Kommission verpflichtet in ihrer Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität vom Juni 2003 dazu, die Netzbetreiber über ihre angesprochene Neutralisierung hinaus als aktive, „optimierende“ Akteure anzusehen und ihnen entsprechende Aufgabenstellungen zu übertragen. Dort heißt es in Artikel 14 Abs. 7:

*„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“*

In Deutschland wurde diese Vorgabe in den § 14,2 EnWG übernommen, wo es heißt:

*„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der in Satz 1 genannten Belange bei Planungen festzulegen.“*

Diese rechtliche Vorgabe ist auch die Grundlage für den in Kapitel 2.1 dargestellten Netzbetreibertyp des ‚Systemoptimierers‘. Auch die einzelwirtschaftliche Betrachtung in Kapitel 2.2 basiert auf dieser Vorgabe. Dort haben wir bereits darauf hingewiesen, dass der regulatorische Unterbau, der für eine praktische Umsetzung dieses Paragraphen notwendig ist, bislang fehlt. Als Folge ist es oft auch in den Fällen, in denen dezentrale Optionen einzelwirtschaftlich günstiger sind, für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich attraktiver, auf den Netzausbau zu setzen. Dabei sind die folgenden konkreten Probleme zu nennen:

- Es ist unklar, ob der Netzbetreiber die laufenden Vergütungen an die Anlagenbetreiber zur Verhinderung oder zumindest Verzögerung einer Aufstockung der Netzanschlussleistung in die Netznutzungsentgelte einrechnen darf.
- Falls der Netzbetreiber die Aufstockung der Netzanschlussleistung bevorzugt, auch wenn die Kosten dieser Variante die Kosten einer Lösung mit dezentralen Optionen übersteigen, ist unklar, ob er die Differenzkosten in die Netznutzungsentgelte einrechnen darf oder nicht („Untersagung“).
- Wie wird das Risiko bewertet, das der Netzbetreiber eingeht, wenn er sich auf Dritte im Hinblick auf die sichere Abdeckung der Netzlast verlassen muss? Wer trägt die Kosten, falls die involvierten Dritten ihrer Verantwortung für die Versorgungssicherheit nicht gerecht werden und die Anlagen nicht zur Verfügung stehen?
- Dabei spielen auch die unterschiedlich langen Investitionszeiträume für dezentrale Anlagen und Netz eine Rolle. Dass mit dezentralen Optionen nicht eine Investitionsentscheidung für Jahrzehnte mit entsprechenden versunkenen Kosten getroffen werden muss und

man gegebenenfalls relativ flexibel zum Beispiel auf sich verändernde Nachfrage reagieren, mag aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ein Vorteil sein. Für den Netzbetreiber kann die kürzere Lebensdauer der von Dritten betriebenen dezentralen Optionen jedoch das Risiko bergen, dass er sich in eine Abhängigkeit von diesen Anlagen begibt und seine Versorgungsaufgabe nicht mehr wahrnehmen kann, wenn die dezentralen Anlagen außer Betrieb gehen.

Prinzipiell sollten die Netzbetreiber verpflichtet werden, die Vorgabe des § 14,2 EnWG umzusetzen. So werden zum Beispiel Netzbetreiber in Großbritannien in ihrer Lizenz dazu verpflichtet, die in der britischen Fallstudie beschriebene ‚Engineering Recommendation‘ P 2/6 anzuwenden, und bei der Netzplanung den möglichen Kapazitätsbeitrag dezentraler Kraftwerke nach der in P 2/6 festgelegten Methode zu berücksichtigen.

Allerdings wird ein reiner ‚command and control‘ Ansatz mindestens aus den folgenden Gründen nicht ausreichen, um den § 14,2 EnWG in der Praxis zu implementieren:

- Für ein umfassendes Monitoring müsste die Regulierungsbehörde in der Lage sein, den Entscheidungsprozess des VNB datenmäßig zu unterfüttern und im Detail nachzuvollziehen. Dies birgt die Gefahr eines *Mikromanagements* der Netzbetreiber mit dem Anspruch der Behörde, die ökonomischen Parameter jeder Einzelentscheidung im Rahmen der Systemoptimierung nicht nur nachzuvollziehen, sondern auch bewerten zu können. Ein solches Mikromanagement ist unter ordnungspolitischen und ökonomischen Gesichtspunkten nicht nur nicht gewünscht, sondern wegen der grundsätzlich bestehenden Informationsasymmetrie zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreibern auch nicht praktisch durchführbar.
- Die Bewertung des Kostenvergleichs zwischen dezentralen Optionen und netzseitigen Maßnahmen wird zusätzlich durch folgende Faktoren erschwert: Erstens sind die DE-Kosten, die zusätzlich dadurch anfallen, dass Netzinvestitionen ersetzt werden, zu unterscheiden von den netzseitigen Gesamtkosten der beteiligten dezentralen Optionen. In die Bewertung sollten folglich nur diese zusätzlichen Kosten einfließen, die notwendig sind, um die Anlagen so aufzurüsten und zu betreiben, dass sie netzseitige Investitionen ersetzen können. Zweitens werden netzseitige Investitionen i.A. nicht durch eine dezentrale Anlage ersetzt, sondern mehrere Anlage und erzeugungs- und nachfrageseitige Maßnahmen müssen zusammenwirken. Der Kostenvergleich muss entsprechend dieses Portfolio umfassen.

- Ein systemoptimierender Abwägungsprozess berührt fundamental die Frage der Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit. Wird dieser Prozess von dritter Seite nicht nur eingefordert, sondern auch detailliert nachgeprüft und bei fehlender oder unkorrekter Durchführung möglicherweise sanktioniert, d.h. wenn eine dritte Seite in Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber eingreift und Vorschriften erlässt, die sich vom geplanten Vorgehen der Netzbetreiber unterscheiden, geht ein Teil der *Verantwortung* für die Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit auf diesen Dritten – in der Regel den Staat – über. Wenn man aber grundsätzlich private, auf Renditebasis wirtschaftende Netzbetreiber zulässt, muss diese Verantwortung und damit das *Investitionsrisiko* in Gänze bei ihnen bleiben.

### **Anreizbasierte Umsetzung**

Aus diesen Überlegungen heraus kommt nur ein Anreizsystem für die Netzbetreiber in Frage, das ihnen die Systemoptimierungsentscheidungen vollständig überlässt und sie für "gute" Entscheidungen finanziell belohnt. Daher ist es notwendig, die bislang eher technisch inspirierte Herangehensweise an eine Systemoptimierung im Sinne des § 14, 2 EnWG mit einer ökonomischen Rationalität zu hinterlegen.

Diese Überlegungen sprechen auch dafür, kein spezielles Regime im Rahmen der Anreizregulierung zu etablieren für die Umsetzung des § 14, 2 EnWG, d.h. für dezentrale Optionen, die Netzinvestitionen ersetzen können. Vielmehr sollten die allgemeine Regulierung der Netzentgelte und die dargestellten speziellen Mechanismen für dezentrale Optionen soweit wie möglich genutzt werden, um den Netzbetreibern Anreize für die Umsetzung des § 14, 2 EnWG zu geben.

Anzustreben ist damit ein Regime, bei dem alle dezentralen Optionen den gleichen Regeln unterliegen und bei dem der Regulierungsbehörde nicht die Aufgabe aufgebürdet wird, zwischen allgemeinen DE-Kosten und solchen Kosten zu unterscheiden, die durch § 14, 2 EnWG verursacht worden sind. Gegen ein spezielles Regime spricht auch, dass in der Praxis die Regulierung zusätzlicher DE-Kosten weit mehr Relevanz hat als die Umsetzung des § 14, 2 EnWG – wie im Projekt OPTAN auch das Praxisbeispiel der Stadtwerke Schwäbisch Hall gezeigt hat.

Zur Diskussion verschiedener Regulierungsansätze zur Umsetzung von 14, 2 EnWG rufen wir in der folgenden Abbildung noch einmal die zuvor unterschiedenen Fälle in Erinnerung, an die auch die Netzbetreibertypen anknüpfen. Bei dem hier betrachteten Fall 4 geht es darum, Kosten im Netz, die ohne DE vorhanden gewesen wären, mit Hilfe von DE zu reduzieren – im

Gegensatz zu Fall 3, wo die durch DE entstandenen zusätzlichen Kosten reduziert werden sollen.

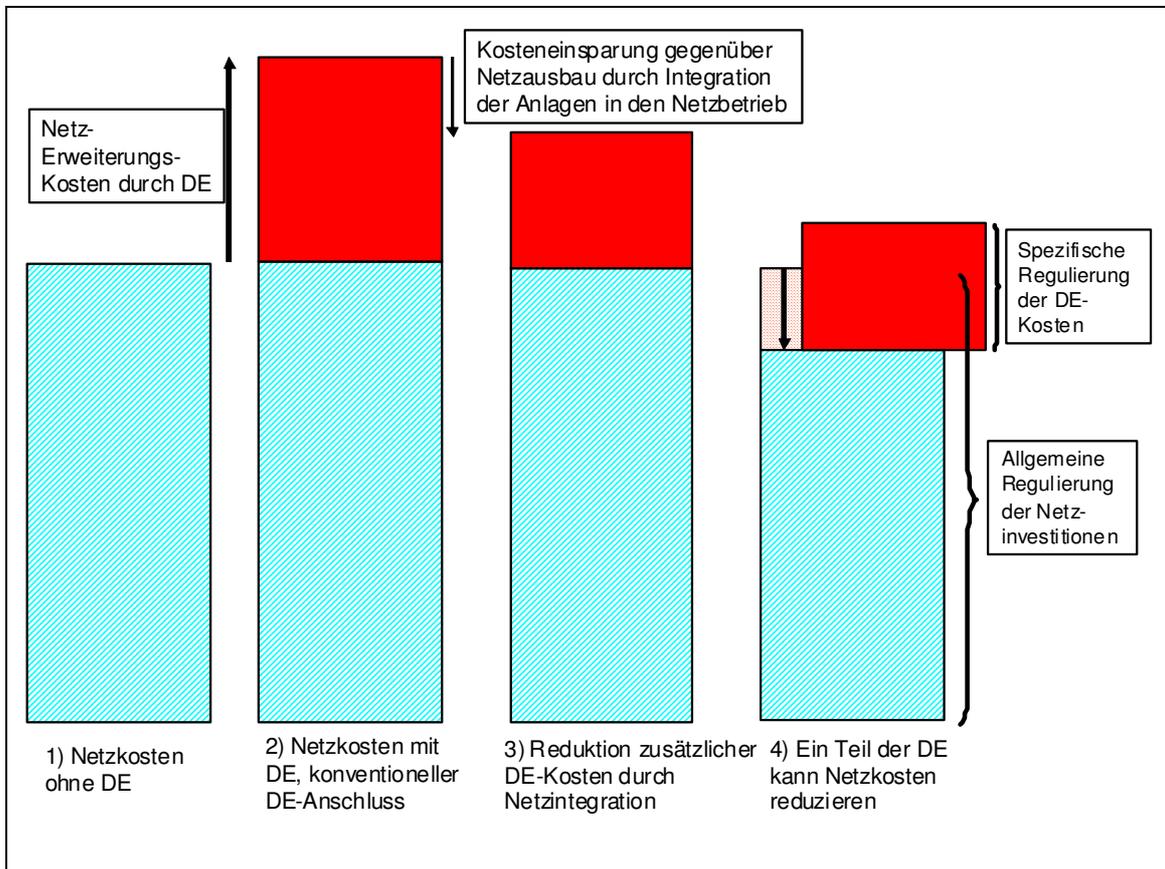


Abbildung 4-8: Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des VNB

Im Gegensatz zur oben beschriebenen allgemeinen Regulierung der Netzkosten dezentraler Optionen, wo es um die Regulierung von DE-Zusatzkosten geht, geht es hier um die regulatorische Erschließung einer möglichen Kostenreduktion im Netz. Die Regulierung entscheidet darüber, wie diese Kostenreduktion zwischen Netzbetreiber und Netznutzer aufgeteilt wird. Kommt der Effizienzgewinn nur den Netznutzern zugute und macht es für den VNB im gegebenen Regulierungskontext betriebswirtschaftlich keinen Unterschied, ob er die einzelwirtschaftlich optimale oder eine andere Variante wählt, ist davon auszugehen, dass er der bewährten und für ihn übersichtlicheren Option des Netzausbaus den Vorzug geben wird, bei der er keine zusätzlichen Vertragsbeziehungen mit Dritten eingehen muss und sich auf bewährte Netzlösungen verlassen kann.

Bei der allgemeinen Darstellung der Anreizregulierung und der regulatorischen Umsetzung von Fall 3 „Aktiver Netzbetreiber“ haben wir in Kapitel 2.1.3 bzw. 2.1.4 bereits dargestellt, dass preisbasierte Mechanismen den VNB einen Anreiz zur Kostenreduktion geben können, indem

Netzbetreiber einen Teil des Effizienzgewinns einbehalten können. Da es auch im Falle des 14,2 EnWG um eine Kostenreduktion geht und für den VNB ein Anreiz geschaffen werden soll, diese Kostenreduktion zu implementieren, sollten prinzipiell auch hier preisbasierte Elemente zum Einsatz kommen. Werden Netzinvestitionen dagegen kostenbasiert reguliert, profitieren nur die Netzkunden von einer Optimierung nach 14,2 EnWG, nicht aber die Netzbetreiber. Während kostenbasierte Elemente bei der Regulierung der DE-Zusatzkosten also eine wichtige flankierende Rolle einnehmen, um Netzbetreiber gegen das Kostenrisiko abzusichern und negative Anreize zu neutralisieren, sind sie weniger geeignet für die Regulierung der Reduktion von Netzkosten durch DE.

### **Preisbasierte Regulierung der Netzinvestitionen: Investitionsbudget**

Da die Kostenreduktion nun aber nicht mehr bei den DE-induzierten Kosten erzielt wird, sondern bei den allgemeinen Netzinvestitionen, sollte der preisbasierte Mechanismen entsprechend auch dort ansetzen. Eine preisbasierte Regulierung der Investitionskosten im Netz kann prinzipiell durch die Vorgabe eines individuellen *Investitionsbudgets* für jeden Netzbetreiber umgesetzt werden. Der Netzbetreiber wird dann automatisch bestrebt sein, im ureigensten Interesse die optimalen Entscheidungen zu fällen. Allerdings sind mit diesem Ansatz zwei Fragen verbunden, die sorgfältig bedacht werden müssen:

- a) Wie wird der Umfang des Budgets für jeden Netzbetreiber ermittelt?
- b) Wie wird dem starken Anreiz begegnet, das Budget möglichst wenig auszuschöpfen und dadurch den Gewinn zu erhöhen ?

zu a)

Idealerweise wird das notwendige Investitionsbudget für Netzbetreiber an Hand von Vergleichskennzahlen als Gesamtbudget festgelegt. Diese Kennzahlen könnten grundsätzlich aus theoretischen Modellnetzanalysen gewonnen werden, angereichert um empirische Werte. Dabei sind die Kostentreiber der capital expenditures/CAPEX (z.B. Leitungslänge, Zahl der Anschlüsse, Netzhöchstlast etc.) zu analysieren und mit Investitionsvolumina über definierte Nutzungsdauern zu hinterlegen. Bei der erstmaligen Festlegung der Budgets sind die unterschiedlichen Abschreibungszyklen und Aktivierungspraxen zu berücksichtigen. Die Festlegung umfasst die gesamte Regulierungsperiode, ist also innerhalb dieses Zeitraums für die Netzbetreiber disponibel. Zu Klären ist, inwieweit mögliche dezentraler Optionen ex-ante bei der Festlegung des Budgets bereits berücksichtigt werden. Kostenreduktionen werden bei der Festlegung des Budgets für die nächste Regulierungsperiode an die Netzkunden weitergegeben.

zu b)

Die Vorgabe eines Budgets ohne Nachkalkulation und Abschöpfung des Saldos zwischen genehmigtem und tatsächlich verausgabtem Budget birgt für den Netzbetreiber den inhärenten Anreiz, das Budget möglichst wenig auszuschöpfen und das Delta als Gewinn zu vereinnahmen. Damit verbunden ist der Anreiz, Investitionen zu verzögern und zu verschleppen. Daher muss die Budgetvorgabe zwingend mit einer sorgfältigen und strengen Qualitätsregulierung einhergehen, die die Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung der Versorgungssicherheit und –qualität im Netzbereich zum Ziel hat. Zu diesem Zweck sind entsprechende Qualitätskennziffern zeitnah und kontinuierlich zu überprüfen und Unterschreitungen von Mindeststandards zu sanktionieren.

Bei einer kostenbasierten obligatorischer Abschöpfung des Saldos ginge der Anreiz für den Netzbetreiber, das Budget möglichst optimal zu verausgaben, vollständig verloren. Im Gegenteil wäre er stets bestrebt, das Budget vollständig auszuschöpfen, da ihm ein Saldo in der nächsten Periode von seinen Entgelten abgezogen würde. Im Hinblick auf unser Ziel, dem Netzbetreiber ein Anreizsystem zur Systemoptimierung zu geben, käme diese Variante daher nicht in Betracht.

Insgesamt ist beim Ansatz eines Investitionsbudgets noch zu beachten, dass eine Rückkopplungsschleife zur Anreizregulierung dahingehend besteht, dass eine mögliche Veralterung der Netzanlagen (die gerade noch die Qualitätsstandards einhalten) in der Regel zu einer Erhöhung der laufenden Betriebskosten (v.a. Wartung) führt. Insofern gibt es einen „break even point“ zwischen zusätzlichen CAPEX- und OPEX-Kosten, der nicht auf Dauer zu Lasten höherer OPEX-Kosten überschritten werden sollte. Es ist Aufgabe der Anreizregulierung, hier die entsprechenden OPEX-Rationalisierungssignale zu setzen.

### **Wechselwirkung zwischen Regulierung der Netz- und der DE-Kosten**

Ein Investitionsbudget für die Netzbetreiber ist ein Mechanismen, der alle Netzinvestitionen abdeckt, nicht nur solche, die durch dezentrale Optionen reduziert oder verschoben werden können. Die Entscheidung über einen solchen Mechanismus wird folglich nicht nur aus der Perspektive der Umsetzung des § 14,2 EnWG erfolgen, sondern zum Beispiel auch berücksichtigen, ob damit insgesamt ein angemessenes Investitionsniveau erzielt werden kann.

Ebenso zu berücksichtigen ist der Einfluss der oben beschriebenen Regulierung zusätzlicher DE-Kosten. Denn in der regulatorischen Umsetzung des § 14,2 EnWG entsteht eine starke Wechselwirkung zwischen der allgemeinen Regulierung der Netzinvestitionen und der spezifischen Regulierung der DE-Kosten im Netz - wie es in der obigen Abbildung durch die Beschriftung am rechten Rand angedeutet wird. Da es gerade um die

Reduzierung von Netzinvestitionen geht, die *ohne* DE anfallen würden, geht es hier sowohl um die Regulierung der DE-Kosten, die wie oben beschrieben mit einem speziellen Regime reguliert werden können, als auch um die allgemeine Regulierung der Netzinvestitionen.

Für die Anreizwirkung des VNB in Bezug auf die Umsetzung des § 14, 2 EnWG ist es daher entscheidend, wie die beiden Regime gestaltet sind und interagieren. Davon hängt ab, wie sich die Regulierung der anfallenden Kosten ändert, wenn ein VNB Kosten von den Netzinvestitionen zur Sicherung der Leistungsbereitstellung durch DE verschiebt und wie sich die DE-Option relativ zur Netzoption betriebswirtschaftlich darstellt. Die folgende Tabelle zeigt im Überblick, wie kosten- und preisbasierte Regulierung für die beiden Bereiche kombiniert werden können und welche Anreizwirkung daraus jeweils entsteht.

<b>Allgemeine Regulierung der Netzkosten</b>	<b>Spezifische Regulierung der DE-Kosten</b>	<b>Anreizwirkung</b>
Kostenbasiert	Kostenbasiert	DE-Kosten werden anerkannt und an Netzkunden durchgereicht, Netzeinsparung aber wird ebenso komplett an Netzkunden weitergereicht.  Kein spezieller Anreiz pro § 14, 2 EnWG
Kostenbasiert	Preisbasiert	Risiko erhöht sich für den VNB durch § 14, 2 EnWG. Während Kosten für den Netzausbau durchgereicht werden können, trägt er bei den DE-Kosten das Kostenrisiko. Da DE, die zur Umsetzung von § 14, 2 EnWG genutzt werden, gegenüber ‚normalen‘ DE außerdem tendenziell zusätzliche Kosten verursachen, läuft der VNB Gefahr, mit den Kosten über dem Benchmark zu liegen. Einsparung bei den Netzinvestitionen wird dagegen komplett an die Kunden weitergegeben, VNB kann Netzeinsparung nicht dazu nutzen, in der Gesamtbetrachtung den DE-Benchmark zu schlagen.  Anreiz gegen Umsetzung § 14, 2 EnWG
Preisbasiert	Kostenbasiert	VNB kann beim Investitionsbudget einsparen, gleichzeitig die DE-Kosten, die diese Einsparung ermöglichen, durchreichen.  Starke Anreize für den VNB, § 14, 2 EnWG umzusetzen. Regulatorisch aber nicht akzeptabel.
Preisbasiert	Preisbasiert	Umsetzung § 14, 2 EnWG lohnt sich für den VNB dann, wenn DE-Kosten maximal um den Wert der eingesparten Netzinvestitionen über dem DE-Benchmark liegen.  VNB hat einen Anreiz, § 14, 2 EnWG umzusetzen.

		Problem ist, dass eine rein preisbasierte Regulierung für DE insgesamt wie oben dargestellt keine ausreichenden Anreize bietet.
Kostenbasiert	Hybrid aus Kosten- und preisbasiert	Im Prinzip wie oben kostenbasiert/preisbasiert, Anreiz gegen Umsetzung § 14, 2 EnWG.
Preisbasiert	Hybrid aus Kosten- und preisbasiert	Ein Teil der DE-Kosten, die zur Netzeinsparung führen, können durchgereicht werden; beim preisbasierten Element der DE-Regulierung trägt der VNB aber das Risiko der DE-Kosten, das durch die tendenziell höheren Kosten von DE nach § 14, 2 EnWG erhöht wird. Dadurch gibt diese Kombination Anreize für § 14, 2 EnWG, ohne dass die Netzkunden komplett die Kosten übernehmen müssen.  Weiterer Vorteil: Hier kann das Regulierungsregime genutzt werden, dass wir oben allgemein für die Regulierung der DE-Kosten empfohlen haben.  VNB hat einen Anreiz §14-DE zu suchen, diese müssen vom Regulierer aber nicht explizit als solche identifiziert werden, da Belohnung des VNB über die Wechselwirkung der beiden Regime erfolgt

Tabelle 4-2: Interaktion der Regulierung von Netzinvestitionen und DE-Kosten

Insgesamt erscheint eine Kombination des hybriden Mechanismus, den wir für die allgemeine Regulierung der DE-Kosten empfohlen haben, und einer preisbasierten Regulierung der Investitionskosten geeignet, dem Netzbetreiber auch Anreize für die Umsetzung des für § 14, 2 EnWG zu geben. Ein grundsätzlicher Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass kein spezielles Regulierungsregime für jene dezentrale Optionen geschaffen werden muss, die Netzkosten einsparen können. Der Regulierer muss folglich auch nicht im Einzelfall beurteilen, welche Variante um wie viel günstiger ist. Mit Hilfe dezentraler Optionen Netzkosten einzusparen wird vielmehr zu einer Effizienzoption für den Netzbetreiber. Dass er einen Teil der dabei entstehenden Kosten als DE-Kosten an die Netzkunden weiterreichen kann, sollte ihm einen zusätzlichen Anreiz geben, diese Optionen zu nutzen. Damit sollte auch das zusätzliche Risiko kompensiert werden, dass für Netzbetreiber entstehen kann, wenn sie sich auf Dritte anstatt auf eigene Netzlösungen verlassen.

Voraussetzung ist natürlich immer, dass alle zusätzlichen Kosten, die dem VNB dadurch entstehen, dass DE Netzkapazität ersetzen, von der Regulierungsbehörde auch anerkannt werden. Das Hauptproblem in der Praxis wird dabei sein, wie diese Kosten im Einzelnen zu bewerten sind.

### 4.3.5 Qualitätsregulierung

Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unzureichend, da niedrige Netzentgelte noch nichts darüber aussagen, ob die Qualität den Anforderungen genügt. Neben einem Kostenvergleich muss deshalb immer auch ein Qualitätsvergleich treten. Übliche Qualitätskennziffern erfassen zurzeit in erster Linie die Dimensionen Zuverlässigkeit und Servicequalität. Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Indizes:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Mittlere Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden im Betrachtungszeitraum
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden im Betrachtungszeitraum
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden

Die Einbeziehung dieser oder ähnlicher Kennziffern in die Anreizregulierung kann über ein Bonus-/Malus-System erfolgen, das entweder Belohnungen oder Pönalen nach vorgegebenen Staffeln festlegt und in Form des Q-Faktors in die Anpassungsformel (Revenue-Cap) integriert.

Nach § 19 ARegV orientieren sich die aktuellen Definitionen von Qualitätselementen ausschließlich an der Netzzuverlässigkeit und der Netzleistungsfähigkeit. Da die Einbindung insbesondere der stochastischen EE in das Netz gegenüber konventionellen Netzen höhere Anforderungen und damit höhere Kosten für die Sicherstellung der Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit des Netzes bedeuten, resultieren hieraus für die Netzbetreiber negative Anreize zur stärkeren Integration von dezentralen Anlagen, da entsprechende Bemühungen keine zusätzlichen Netzentgelte induzieren. Im vereinfachten Verfahren ist zudem die Anwendung von Qualitätsfaktoren nach § 24 Abs. 3 ARegV nicht vorgesehen.

Es stellt sich die Frage, ob die Qualitätsregulierung eine Möglichkeit ist zur Berücksichtigung von zusätzlichen Kosten aus dem Anschluss und der Integration dezentraler Anlagen. Dabei können prinzipiell mehrere Qualitätsdimensionen unterschieden werden.

Zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen gehören zunächst angemessene Service- und Dienstleistungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschancen abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Dabei geht es zum Beispiel um die Servicequalität bei der Bearbeitung des Anschlussbegehrens und beim Anschluss der dezentralen Anlagen ans Netz, die sich zum Beispiel darin ausdrückt, dass dem Betreiber der

dezentralen Optionen zeitnah die benötigten Informationen bereitgestellt werden und das Anschlussbegehren insgesamt ohne Verzögerung bearbeitet wird. Diese Leistungen des ‚neutralen Dienstleisters‘ sollten ebenfalls im Rahmen einer Qualitätsregulierung honoriert bzw. eine Unterschreitung von Mindeststandards sanktioniert werden.

Darüber hinaus könnte auch die Integration der Anlagen in das Netz als eine Qualitätskennziffer definiert werden. So könnte der Beitrag der dezentralen Optionen zur Reduktion der Bezugslast aus dem vorgelagerten Netz oder die Nutzung dezentraler Optionen als Alternative zum Netzausbau als Qualitätskennziffer definiert werden. Hier ginge es um die ‚Qualität der Integration‘. Damit würden die Leistungen des Aktiven Netzbetreibers und des Systemoptimierers in der Qualitätsregulierung erfasst. Da wir aber bereits im Rahmen der Diskussion um die Kombination kosten- und preisbasierter Elemente dargestellt haben, wie dem Netzbetreiber Anreize zur effizienten Integration der dezentralen Optionen gegeben werden können, halten wir es nicht für erforderlich, über die Qualitätsregulierung zusätzliche Anreize zu schaffen, die ggf. auch zu einer doppelten Anrechnung der Leistungen des Aktiven Netzbetreibers führen können.

### **4.3.6 Zahlungs- und Informationsströme zwischen VNB und Anlagenbetreiber**

#### **4.3.6.1 Netzanschlussgebühren**

In Deutschland sind „flache“ Anschlussgebühren für dezentrale Anlagen in §13 EEG sowie in § 4 KWK-G gesetzlich festgelegt. In § 17, Abs. 1 EnWG ist zudem festgelegt, dass der Netzanschluss von Erzeugungsanlagen Dritter „angemessen, diskriminierungsfrei und transparent“ erfolgen soll. Im § 35 EnWG sowie den §§ 69-71 EnWG wird die Aufsicht des Anschlussgebühren-Regimes durch die Bundesnetzagentur (BNA) geregelt. Zusätzlich zu diesen Regelungen sind noch die entsprechenden Regelungen der „Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV)“, die „Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)“ sowie die „Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung“ (Stromnetzanschlussverordnung – StromNAV) zu berücksichtigen.

Grundsätzlich fließen die Anschlussgebühren, die den Netzkunden auf einem separaten Preisblatt mitgeteilt werden, direkt vom Anlagen- zum Verteilnetzbetreiber, wo sie im Rahmen der Netzentgeltregulierung als

kostenmindernde Erlöse und Erträge nach §9 Stromnetzentgeltverordnung berücksichtigt werden.

Nach § 9 Stromnetzanschlussverordnung ist der Netzbetreiber berechtigt, vom Anschlussnehmer die Erstattung der bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung notwendigen Kosten für

1. die Herstellung des Netzanschlusses,
2. die Änderungen des Netzanschlusses, die durch eine Änderung oder Erweiterung der Kundenanlage erforderlich oder aus anderen Gründen vom Anschlussnehmer veranlasst werden,

zu verlangen.

Die Kosten können auf der Grundlage der durchschnittlich für vergleichbare Fälle entstehenden Kosten pauschal berechnet werden.

Insgesamt ergibt sich dadurch für den Verteilnetzbetreiber kein unmittelbarer finanzieller Anreiz, den Anlagenbetreiber bei der Berechnung der Anschlussgebühren zu übervorteilen und dadurch möglicherweise ein Zutrittschloß aufzubauen. Zudem haben die Regulierungsbehörden die Möglichkeit, die Höhe der Netzanschlussgebühren einer entsprechenden Prüfung zu unterziehen.

Umstrittener sind Fragen nach der Festlegung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes, der wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzanschlusses sowie nach der Unverzögerlichkeit der Durchführung dieses Anschlusses. Diese Fragen werden derzeit in einem anderen Projekt für das BMU insbesondere unter rechtlichen Aspekten geprüft (vgl. IZES u.a.: Strom aus erneuerbaren Energien im Kontext des aktuellen und künftigen nationalen und europäischen Energiewirtschaftsrechts (SEEKER), Abschlussbericht voraussichtlich Ende September 2008).

#### **4.3.6.2 Entgelt für dezentrale Einspeisung**

##### **4.3.6.2.1 Grundlagen**

Die Kosten der Netznutzung Strom werden in Deutschland zu 100% vom abnehmenden Netznutzer nach der jeweils jährlich in Anspruch genommenen Höchstlast der Netzkapazität aufgebracht. Der vielfach vorgebrachte Vorschlag, die Netzentgelte nach der vorgehaltenen Netzkapazität zu bestimmen, ist in den deutschen Rechtsrahmen nicht aufgenommen worden. Einspeisende Netznutzer zahlen kein Netzentgelt. Strom, der in die Netzebenen unterhalb der Höchstspannungsebene eingespeist wird, vermindert die Einspeisung aus dem Höchstspannungsnetz und entlastet so die Netzebenen, die der dezentralen Einspeisung vorgelagert sind. In Einzelfällen der Einspeisung, nämlich im Falle der verbrauchnahen Einspeisung, wird auch die Netzebene der

Einspeisung entlastet. Da dem abnehmenden Netznutzer die Netzentgelte mit Hilfe eines transaktionsunabhängigen Punktmodells bis zur Höchstspannungsebene berechnet werden, sind die Netznutzungsentgelte für den Letztverbraucher unabhängig vom Grad der dezentralen Einspeisung.

Dezentrale Einspeiser erhalten für die Entlastung der vorgelagerten Netzebenen ein Entgelt (vNE). "Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen".<sup>28</sup> Das vNE war wiederholt Gegenstand grundsätzlicher Kritik. Diese zielte vor allem darauf, dass die Netzkosten kurzfristig fast ausschließlich Fixkosten sind, und dass durch die dezentrale Einspeisung und den verringerten Strombezug von übergeordneten Netzebenen praktisch keine Reduktion der Netzkosten stattfindet. Die vNE, die in der Summe niedrigere Einnahmen der Netzbetreiber der vorgelagerten Netzebenen zur Folge haben, führen deshalb dazu, dass die spezifischen Netznutzungsentgelte steigen müssen, um die Netzkosten abdecken zu können (z.B. Lewald, Brendel 2005). Dadurch wiederum werden auch die vNE zunehmen, was zu einer Steigerungsspirale der Netznutzungsentgelte führen kann.

Mit Verabschiedung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sind in § 18 die Entgelte für dezentrale Einspeisung (VNE) festgeschrieben und damit der Konflikt um die Beeinflussung der Netzkosten durch dezentrale Einspeisungen politisch entschieden.

#### **4.3.6.2.2 Stromnetzentgeltverordnung StromNEV**

Maßgeblich für das Entgelt für dezentrale Einspeisung sind nach StromNEV die tatsächliche Vermeidungsarbeit und die tatsächliche Vermeidungsleistung sowie die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene, die für jede Netz- oder Umspannebene einzeln zu ermitteln sind. Während die Berechnung der Vermeidungsarbeit trivial ist (sie entspricht der eingespeisten Strommenge), ist die Berechnung der Vermeidungsleistung strittig. Im Wortlaut der StromNEV ist in § 18 (2) zur Vermeidungsleistung konkretisierend definiert:

"Die Vermeidungsleistung ist die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz oder Umspannebene und der Bezugslast aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene im Zeitpunkt der zeitgleichen Jahreshöchstlast in Kilowatt."

---

<sup>28</sup> Verbändevereinbarung Strom 1999.

Mit der Festlegung der Berücksichtigung der zeitgleichen Entnahmen aus dem vorgelagerten Netz zum Zeitpunkt der höchsten Entnahmen aus dem Netz berücksichtigt die StromNEV nicht, dass zeitgleich ein höherer Bezug aus dem vorgelagerten Netz erfolgen kann, als zum Zeitpunkt der höchsten Entnahmen aus dem Netz, in das eingespeist wird. Die Definition der Vermeidungsleistung in §18 (2) StromNEV ist somit energiewirtschaftlich nicht sachgerecht. Energiewirtschaftlich sachgerecht ist die Betrachtung nach Superposition, in der die Differenz aus der Netzbezugshöchstlast ohne dezentrale Einspeisung (verlustbehaftete Netzlast) und der Netzbezugshöchstlast mit dezentraler Einspeisung (tatsächliche Netzbezugslast) unabhängig von den jeweiligen Zeitpunkten als Vermeidungsleistung bestimmt wird (siehe Abbildung 4-9). Wesentlich bei der Ermittlung der tatsächlichen Vermeidungsleistung ist die Berücksichtigung einer möglichen zeitlichen Verschiebung der (verbleibenden) Netzbezugshöchstlast durch die dezentrale Einspeisung. Im Ergebnis ist die Vermeidungsleistung nach Superposition immer kleiner gleich der Vermeidungsleistung nach wortgetreuer Anwendung der StromNEV. Mit der Größe der dezentralen Einspeisung im Verhältnis zur Netzbezugshöchstlast steigt der Unterschied der Ergebnisse der beiden Berechnungswege.

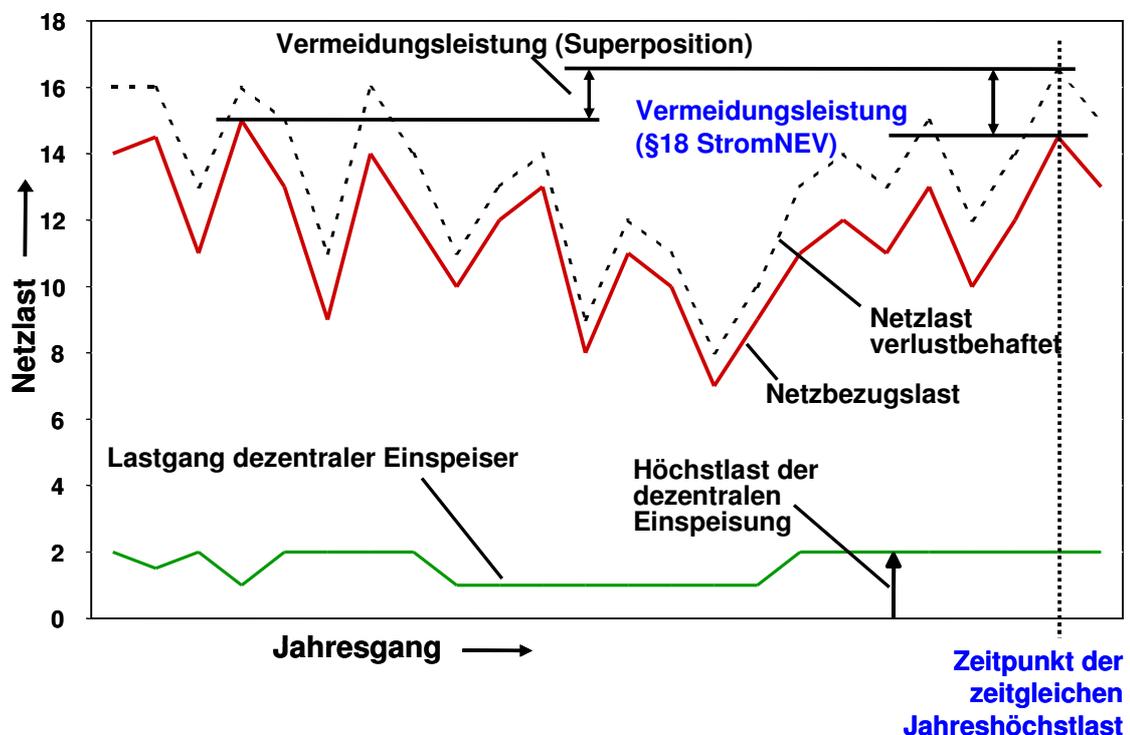


Abbildung 4-9: Berechnung der vermiedenen Netzentgelte

In der Praxis werden beide Berechnungswege, die nach den tatsächlichen Verhältnissen (Superposition) oder die nach dem Wortlaut des § 18

StromNEV angewendet. Die Unklarheit in der StromNEV ist energiewirtschaftlich schädlich, da sie in einzelnen Fällen zu eklatant überhöhten Entgelten für dezentrale Einspeisungen führen kann. Es bleibt abzuwarten, ob die Frage der Berechnung der vNE einer rechtlichen Klärung zugeführt werden kann.

Das Entgelt wird nicht für EEG-Einspeiser und nicht für Einspeisungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) gewährt. Die Nichtgewährung hat rechtssystematische Gründe:

- Das Entgelt soll nicht an EEG-Einspeiser ausgezahlt werden, da die Mindestvergütungen des EEG an der Auskömmlichkeit orientiert sind. Das Entgelt wird in den Kostenmechanismus des EEG zur Entlastung der rückgewälzten EEG-Kosten eingebracht.
- Das Entgelt für vermiedene Netzentgelte ist in KWKG bereits Bestandteil des "vereinbarten Preises" und nicht zusätzlich an den KWK-Betreiber auszuführen. Der Ausschluss in der StromNEV soll eine Doppelzahlung verhindern.

### **Verstetigungsverfahren**

Nach StromNEV haben Einspeiser, die keinen überwiegenden Anteil an der Vermeidungsleistung haben – also kleine Anlagen – das Recht, zwischen der Berechnung der tatsächlichen Vermeidungsleistung und der Vermeidungsleistung in einem verstetigten Verfahren zu wählen. Als verstetigte Vermeidungsleistung wird von vielen Netzbetreibern der Quotient aus der Einspeisemenge und 8760 h/a, also die Jahresdurchschnittsleistung herangezogen. Das Zusammenspiel verstetigter und nicht-verstetigter Vermeidungsleistung ist vom VDN<sup>29</sup> dargelegt worden.

Bei dezentralen Einspeisern ohne Lastgangmessung ist nach StromNEV nur die Vermeidungsarbeit zu berücksichtigen. Warum hier nicht gleichermaßen mit der verstetigten Vermeidungsleistung verfahren wird, bleibt unklar.

### **Mehrere Einspeiser**

Bei mehreren Einspeisern ist nach StromNEV die Vermeidungsleistung sachgerecht auf die individuellen Einspeisungen aufzuteilen. Der Beitrag des einzelnen Einspeisers ist je nach Berechnungsweg (§18 StromNEV oder Superposition) unterschiedlich:

---

<sup>29</sup> Kalkulationsleitfaden § 18 StromNEV, VDN 3.März 2007.

- Bei der Bestimmung der Vermeidungsleistung nach dem Wortlaut der StromNEV kann für jeden einzelnen Einspeiser die in der Viertelstunde der höchsten Netzlast eingespeiste Leistung unkompliziert herangezogen werden.
- Bei der Bestimmung der Vermeidungsleistung nach Superposition muss zuerst die Vermeidungsleistung der Gesamtsumme der dezentralen Einspeiser bestimmt und dann die gesamte Vermeidungsleistung auf die einzelnen Einspeiser geschlüsselt werden. Eine unstrittige Schlüsselung der vermiedenen Netzentgelte auf die einzelnen dezentralen Einspeiser ist nicht möglich, da nicht gegeben ist, in welcher Reihenfolge die Vermeidung erfolgt ist. Die Vermeidungsleistung aus der Gesamtsuperposition kann dabei größer oder kleiner als die Summe der Vermeidungsleistungen der Einzelsuperpositionen sein. Es bietet sich hier nur an, den Mittelwert aus mehreren Modellrechnungen heranzuziehen und damit die Gesamtvermeidungsleistung statistisch aufzuschlüsseln. Dies erfordert ambitionierte Rechnungen, da es bei zum Beispiel 4 Einspeisern schon 24 verschiedene Rangfolgen der Lastvermeidung für die Einzelsuperpositionen gibt.

In der Praxis des Netzbetriebs ist davon auszugehen, dass es schwer fallen wird, eine unangreifbare Aufteilung der Vermeidungsleistung in einer Netzebene auf die individuellen Einspeiser vorzunehmen.

### **Höhe des Entgelts für dezentrale Einspeisung**

Das vermiedene Netzentgelt ist für viele KWK-Anlagen eine unverzichtbare strommarktunabhängige Erlös-komponente für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen. In der Konzeption der Anlagen wird üblicherweise angestrebt, in die technisch tiefstmögliche Spannungsebene einzuspeisen, in der die vermiedenen Netzentgelte naturgegeben höher sind.

Durch die Regulierung der Netzentgelte wird eine Abschmelzung dieser Erlös-Komponente erwartet. In Abbildung 4-10 ist für den Verteilnetzbetreiber RWE das Entgelt für dezentrale Einspeisung mit der Berücksichtigung von Netzreservekapazität über den Benutzungsstunden der Anlage dargestellt. Es wird dabei deutlich, dass die Erlös-komponente zum überwiegenden Teil aus der Leistungskomponente besteht und insofern eine netzlastorientierte Einsatzstrategie von hoher wirtschaftlicher Bedeutung für den Betreiber einer einspeisenden Anlage ist.

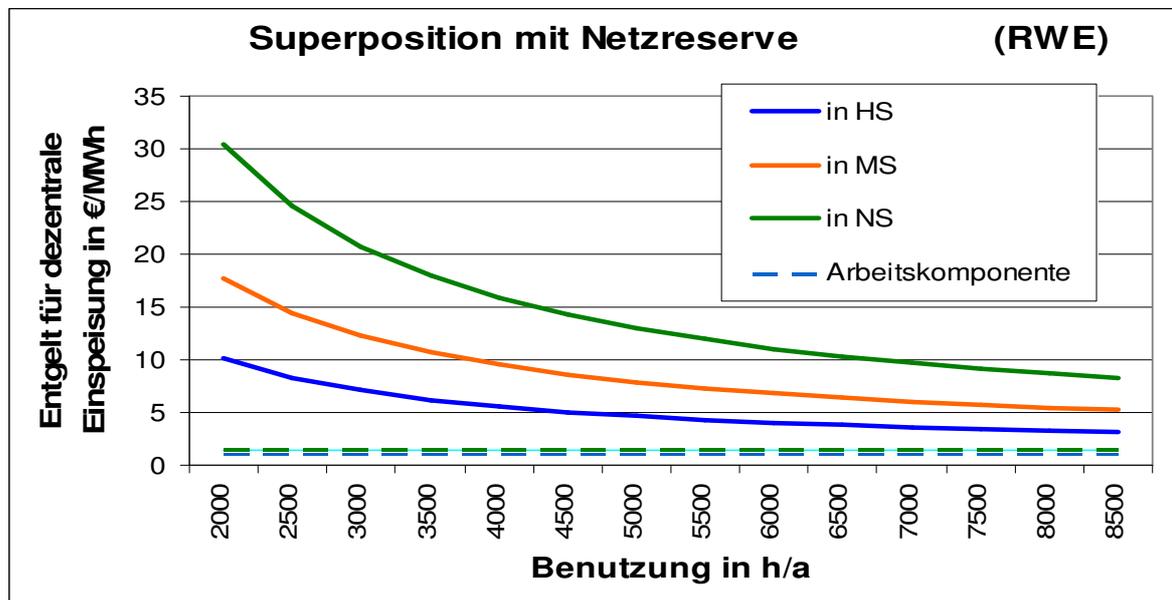


Abbildung 4-10: Höhe der vermiedenen Netzentgelte

### Optimierung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung

Die Optimierung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung ist für KWK-Anlagenbetreiber und im Falle der Alternativvermarktung von EEG-Strom auch für EEG-Anlagenbetreiber interessant. Sie erfordert ein komplexes Zusammenspiel von Maßnahmen:

- Kenntnis über den Lastgang der vorgelagerten Netzebene. Hierzu ist eine Signalübertragung der Leistung aus der vorgelagerten Netzebene an den dezentralen Anlagenbetreiber erforderlich, damit er seine Anlage netzlastorientiert mit einem einzustellenden Maximalwert ansteuern kann. In den Monopolzeiten haben alle Netzbetreiber mit eigenen Erzeugungsanlagen solche Signalleitungen realisiert.
- Verlagerung des Wärmebedarfs von KWK-Anlagen durch Entkoppelungs-systeme in die Hochlastzeiten des Netzbezuges (Peak).
- Verlagerung von Revisionsarbeiten in die off-peak-Zeiten.

Generell besteht das Problem der Planbarkeit von vNE auf der Basis von tatsächlicher Vermeidungsleistung, da die höchste Netzlast erst am Jahresende bekannt ist.

#### **4.3.7 Bundesweiter Ausgleich der durch Erschließung dezentraler Anlagen induzierten Zusatzkosten zur Vermeidung regionaler Disparitäten?**

Die Möglichkeiten zur Nutzung dezentraler Erzeugungsanlagen insbesondere im Bereich der erneuerbaren Energien (v.a. Wind, Photovoltaik, aber auch Biomasse und Geothermie) sind ohne Zweifel regional sehr ungleich verteilt. So gibt es beispielsweise im Norden und Osten Deutschlands Netzbetreiber, deren Einspeiseleistung die Abnahmeleistung heute bereits deutlich übersteigt, während z.B. im Südwesten der Republik noch Netzbetreiber anzutreffen sind, die vor Ort so gut wie gar keine Erzeugungsanlagen aufweisen.

Da häufig eine größere Anzahl dezentraler Anlagen im Netzgebiet zunächst mit höheren Kosten für den Netzbetreiber einhergeht, sind in solchen Gebieten ceteris paribus höhere Netzkosten und damit höhere Netzentgelte zu erwarten. Plakativ wird dann der Vorwurf erhoben, dass das bundesweite Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energien überproportional von denjenigen Netzkunden finanziert werde, die das „Pech“ haben, in einer Gegend mit guten Wind- oder Sonnenverhältnissen zu leben. Schon aus Gerechtigkeitsgründen müsse daher ein bundesweiter Ausgleich dieser Zusatzkosten vorgenommen werden, der alle Netzbetreiber gleichmäßig belaste.

Führt man diesen Gedanken konsequent zu Ende, landet man bei einem einheitlichen Entgelt für alle Stromverteilnetze in Deutschland. Bisherige Kostendifferenzen durch Bodenbeschaffenheit, Bevölkerungsdichte, Netzlänge etc. lassen sich ebenfalls auf regionale Besonderheiten zurück führen und müssten dann genauso bundesweit ausgeglichen werden.

Hinzu kommt, dass in Deutschland auch in vielen anderen Bereichen regionale Disparitäten bestehen, ohne dass jemand auf die Idee käme, hier einen Ausgleich zu fordern: beispielsweise im Bereich der Mieten, der Schnelligkeit von Internetzugängen oder der Luft- und Wasserqualität.

Gleichwohl lassen sich diese Beispiele nicht unmittelbar auf die Netzkostenfrage übertragen, da bei letzterer ein staatlich reguliertes Monopol im Spiel ist und es gilt, die Umsetzung einer bundespolitischen Zielsetzung auf möglichst viele Schultern zu verteilen. Dem wird einerseits durch die einheitliche EEG-Umlage auf alle (nicht privilegierten) Endkunden Rechnung getragen, andererseits jedoch wird dieser Aspekt bei den induzierten Netzfolgekosten vollständig ausgeblendet.

Zu überlegen wäre daher eine weitere Härtefallregelung, die besonders betroffene Verteilnetzbetreiber entlastet. Vorstellbar wären folgende Eckpunkte:

- Besondere Kostenprüfung bei denjenigen Netzbetreibern, deren Einspeiselasst größer ist als die Nachfragelast („Aufgreifkriterium“).
- Bei nachweislich höheren Kosten in Höhe von x% der Gesamtkosten, die sich auf die induzierten Netzfolgekosten zurückführen lassen, Erstattung dieser Kosten durch die Übertragungsnetzbetreiber; die Überprüfung erfolgt durch die Bundesnetzagentur.
- Einbeziehung dieser zusätzlichen Kosten in die EEG-Umlage und damit Verteilung auf alle Endkunden.

Will man diesen zusätzlichen und insgesamt nicht unerheblichen Aufwand vermeiden, ließe sich zumindest im Sinne der Netzbetreiber auf die Regelung zum bereinigten Effizienzwert in der ARegV zurückgreifen (§15 Abs. 1). Hier heißt es:

*„Weist ein Netzbetreiber nach, dass Besonderheiten seiner Versorgungsaufgabe bestehen, die im Effizienzvergleich durch die Auswahl der Parameter nach § 13 Abs. 3 und 4 nicht hinreichend berücksichtigt wurden, und dies die nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 und 2 ermittelten Kosten um mindestens **3 Prozent** erhöht, so hat die Regulierungsbehörde einen Aufschlag auf den nach §§ 12 bis 14 oder 22 ermittelten Effizienzwert anzusetzen (bereinigter Effizienzwert).“*

Dies würde allerdings nur denjenigen Netzbetreibern helfen, die einen Effizienzwert von unter 100% aufweisen. Das ist auf Grund der angewandten statistischen Verfahren, die auf niedrige Gesamtkosten abstellen, wahrscheinlich der größte Teil der überhaupt in Frage kommenden Netzbetreiber. Den betroffenen Netzkunden freilich würde dies allenfalls indirekt helfen.

Gleichwohl plädieren wir in erster Linie für die Anwendung des §15 Abs. 1 ARegV zur Vermeidung von unbilligen Härten bei den Netzbetreibern, da eine weitere Härtefallregelung zur Vermeidung möglicher regionaler Disparitäten unter Nutzen-Kosten-Gesichtspunkten als zu aufwändig erscheint.

## 5 Leitfaden Innovationszone

### 5.1 Einleitung: Die Innovationszone im Projekt OPTAN

In den vorangegangenen Kapiteln haben wir verschiedene Netzbetreibertypen vorgestellt, ihre jeweiligen Ziele beschrieben, die einzelwirtschaftliche Optimierung anhand konkreter Beispiele quantitativ illustriert und die Grundzüge eines Regulierungsrahmens dargestellt, mit dem diese Konzepte in der Anreizregulierung berücksichtigt werden können.

Im Rahmen des Projekts OPTAN war ursprünglich geplant, bei einem ausgewählten kommunalen Netzbetreiber eine so genannte Innovationszone einzurichten. Die konzeptionellen Arbeiten sollten so gemeinsam mit einem Netzbetreiber und den Regulierungsbehörden in der Praxis erprobt und in den Detailfragen weiter ausgearbeitet werden. Aufbauend auf den Überlegungen und Vorschlägen des Projekts sollten in enger Absprache mit der Bundesnetzagentur und der zuständigen Landesregulierungsbehörde insbesondere die zusätzlichen Kosten und die Zahlungsströme für die regenerative Innovationszone seitens des Netzbetreibers identifiziert und im Rahmen des Netzentgeltverfahrens exemplarisch geltend gemacht werden.

Ziel war es, die Bundesnetzagentur und den Gesetzgeber für die Probleme zu sensibilisieren, die sich aus einem veränderten Selbstverständnis des Netzbetreibers bei den bestehenden Rahmenbedingungen ergeben, und gemeinsam konkrete Lösungswege für den Umgang damit zu entwickeln.

Die ursprüngliche geplante ‚Innovationszone‘ konnte in diesem Projekt nicht wie geplant durchgeführt werden. Dazu haben eine Reihe von Faktoren beigetragen: mangelnde Kapazitäten bei den beteiligten Akteuren, die zunächst mit der Einführung und Umsetzung der grundlegenden Mechanismen der Anreizregulierung beschäftigt sind, ein teilweise noch konflikthafte Verhältnis zwischen Regulierern und Netzbetreibern und nicht zuletzt auch das Selbstverständnis der Regulierer, die ihr Hauptziel zunächst darin sehen, Ineffizienzen bei den Netzbetreibern abzubauen und die die Förderung von Innovationen, wie sie mit dem Begriff ‚Innovationszone‘ verbunden ist, nicht als ihre Hauptaufgabe betrachten.

Obwohl wir die Innovationszone im Rahmen des Projekts OPTAN nicht in der ursprünglich geplanten Form durchführen konnten, gehen wir davon aus, dass sie ein nützliches regulatorisches Instrument sein kann und in Zukunft wieder auf die Agenda kommen wird, wenn die Anreizregulierung eingeführt und erprobt ist und neben der Steigerung der Effizienz auch das

Thema der Weiterentwicklung der Netze verstärkt an Bedeutung gewinnt. Voraussetzung für die praktische Implementierung einer Innovationszone scheint aber zu sein, dass zunächst die Grundlagen der Anreizregulierung gelegt und das ‚regulatorische Spiel‘ zwischen Regulierern und Netzbetreibern etabliert wird und sich dann auch der Blick auf die langfristige Entwicklung der Netze über Re-Investitionen hinaus öffnen kann.

In Abstimmung mit dem BMU und dem Projektträger haben wir deshalb entschieden, einen Leitfaden für die Durchführung einer Innovationszone zu erstellen, der auf den Erfahrungen im Projekt aufbaut und als Grundlage für zukünftige Innovationszonen dienen kann. Der Leitfaden richtet sich vor allem an die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden, für die die Innovationszone ein wichtiges regulatorisches Instrument zur Bearbeitung neuer regulatorischer Probleme wie der Integration dezentraler Optionen sein kann. Sie kann aber auch von anderen Akteuren wie dem BMU genutzt werden, um die Regulierungsbehörden für die netzseitigen Themen des Ausbaus dezentraler Optionen zu sensibilisieren und die praktische Schnittstelle zwischen den Instrumenten zur Förderung der dezentralen Optionen wie z.B. dem EEG und der Netzregulierung zu verbessern. Es wäre zu überlegen, ob die Pilotprojekte im Rahmen des E-Energy Programms ([www.e-energie.info](http://www.e-energie.info)), die gemeinsam von BMWi und BMU finanziert werden, mit einer regulatorischen Innovationszone verknüpft werden können.

Der Leitfaden ist folgendermaßen strukturiert: Im ersten Schritt stellen wir dar, warum eine Innovationszone ein wichtiges regulatorisches Instrument für die Entwicklung der Netzinfrastruktur sein kann. Im zweiten Schritt erstellen wir einen Leitfaden mit Empfehlungen zur Vorbereitung und Durchführung einer Innovationszone.

## **5.2 Konzeptioneller Hintergrund**

### **5.2.1 Einordnung in das regulatorische Instrumentarium**

Das Konzept der Anreizregulierung, das ab 2009 auch in Deutschland die Grundlage für die Regulierung der Netzentgelte ist, beruht auf der grundlegenden Erkenntnis, dass zwischen dem Regulierer und den regulierten Netzbetreibern Informationsasymmetrien bestehen, d.h. die Netzbetreiber haben einen Informationsvorsprung bezüglich der effizienten Kosten ihres Netzes. Wenn der Regulierer vollständige und zeitnahe Informationen über die effizienten Kosten der Unternehmen hätte, könnte er auf dieser Grundlage die Entgelte bestimmen und müsste den Netzbetreibern keine Anreize geben, effizienter zu werden (die auf Kosten der allokativen Effizienz zwischen Netzbetreibern und Netzkunden gehen).

Ein weiteres wesentliches Kennzeichen der Anreizregulierung sind die ex-ante festgelegten Regulierungsperioden. Jeweils zu Beginn dieser Regulierungsperiode bietet sich dem Regulierer die Möglichkeit, die Regulierung an die Entwicklung und Erfahrungen aus der zurückliegenden Periode anzupassen. Regulierung wird damit zu einem institutionalisierten Entdeckungsverfahren.

Diese Eigenschaften des Regulierungsverfahrens bekommen eine zusätzliche Bedeutung, wenn es um die hier diskutierten Veränderungen des Stromsystems durch die Zunahme und Systemintegration der dezentralen Optionen geht. Hier besteht nicht nur eine Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und den regulierten Unternehmen, sondern eine durch die neuen Entwicklungen bedingte grundsätzliche Unsicherheit bei allen beteiligten Akteuren, wie dezentrale Optionen am besten in das System integriert werden können, wie das bestehende System am besten angepasst werden kann, welche Kosten dabei entstehen, wie diese reduziert werden können und wie sich diese Entwicklung auf die Netzbetreiber auswirkt. Zur Informationsasymmetrie kommt eine allgemeine Unsicherheit über Handlungsalternativen und ihre Auswirkungen. Davon sind auch die Netzbetreiber betroffen, deren Risiko wiederum durch die Unsicherheit über die regulatorische Behandlung neuer Entwicklungen steigt. Und bei der regelmäßigen Anpassung der Regulierung geht es nicht mehr nur darum, die Regulierungsmechanismen zur Erhöhung der Effizienz anzupassen und feinzustimmen. Vielmehr muss die Regulierung auch an dynamische Veränderungen bei den Netzbetreibern angepasst werden, wie sie v.a. durch dezentrale Optionen entstehen.

Um auf diese Entwicklungen angemessen reagieren zu können, kann es für den Regulierer sinnvoll sein, verschiedene regulatorische Maßnahmen auf der Grundlage der konkreten Situation bei einzelnen Netzbetreibern zu entwickeln und ihre Auswirkungen zu testen. Aber auch bei anderen neuartigen Fragen zur Weiterentwicklung und Innovation der Infrastruktur kann dieses Instrument zum Einsatz kommen.

Die Überprüfung der möglichen Auswirkungen regulatorischer Maßnahmen wurde zum Beispiel bereits in Großbritannien mit dem „Regulatory Impact Assessment“ eingeführt, das von der Regulierungsbehörde Ofgem für neue Regulierungsmechanismen durchgeführt wird (z.B. Ofgem 2004). Hierbei handelt es sich allerdings um konzeptionelle Studien, die in allgemeiner Weise die Auswirkungen neuer Regulierungsinstrumente abzuschätzen versuchen.

Eine Innovationszone kann als Ergänzung zu einer solchen allgemeinen Folgenabschätzung dazu dienen, verschiedene Regulierungsmechanismen im Detail überhaupt erst zu entwickeln und vor allem die Feinjustierung vorzunehmen, sowie die Auswirkungen bei einem Netzbetreiber im Detail zu überprüfen. Die übergreifende Betrachtung aller Netzbetreiber, wie sie zum

Beispiel auch durch Effizienzvergleiche durchgeführt wird, kann so durch detaillierte Einzelfallbetrachtungen ergänzt werden.

In der Innovationszone geht es nicht um die Unterstützung bestimmter Technologien oder Lösungsvarianten, sondern darum, regulatorische Instrumente zu entwickeln und zu justieren und grundsätzlich Raum für neue Lösungen zu eröffnen und dadurch die Effizienz der Integration dezentraler Ressourcen in die Netze zu erhöhen und Netzkosten zu senken. Auch geht es nicht um die Unterstützung eines bestimmten Netzbetreibers, sondern darum, Lösungen zu entwickeln, die für die Regulierung aller Netzbetreiber relevant sind.

Obwohl die Regulierung der Netze zukünftig weniger als bisher auf einer detaillierten Betrachtung einzelner Netzbetreiber und einer Einzelfallregulierung aufbauen soll, gibt es gute Gründe dafür, gerade im Falle neuer Entwicklungen, wie die Integration dezentraler Erzeugung und die Einführung innovativer Netzkonzepte, bei einzelnen Netzbetreibern einen Experimentierraum zu schaffen, da hier viele Detailfragen ungeklärt sind, viele Konflikte zu erwarten und neue Ansätze notwendig sind.

## **5.2.2 Von der technischen zur regulatorischen Innovationszone**

Im Gegensatz zu anderen Pilotprojekten liegt der Schwerpunkt der hier vorgeschlagenen Innovationszone nicht auf technischen Entwicklungen, sondern auf der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens.<sup>30</sup>

Ein Ideengeber für die Innovationszone war die ‚Registered Power Zone‘ (RPZ), die 2005 in Großbritannien eingeführt worden ist (Kapitel 1.2.4).<sup>31</sup> Wie wir dargestellt haben, ist diese vor allem auf technische Innovation ausgerichtet, wofür der Regulierer im Rahmen der Anreizregulierung spezifische Anreizmechanismen entwickelt hat.<sup>32</sup>

Die hier vorgestellte regulatorische Innovationszone dient dazu, anhand der konkreten Situation bei einzelnen Netzbetreibern die regulatorischen Mechanismen zu entwickeln und zu testen, die erforderlich werden durch

---

<sup>30</sup>Ein Beispiel für ein mehr technisch orientiertes Demonstrationsprojekt, in dem die Entwicklung aktiver Verteilnetze untersucht wird, ist das österreichische Projekt DG DemoNetz. In diesem Projekt wurde auch ein „Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz“ entwickelt (Lugmaier, Brunner 2008).

<sup>31</sup>Ein Leitfaden zur Durchführung von Registered Power Zones wurde von der britischen Energy Networks Association herausgegeben (ENA 2005).

<sup>32</sup>Ein Überblick über solche Mechanismen findet sich in Brunnekreeft, Bauknecht (forthcoming).

den zunehmenden Anteil der dezentralen Optionen und die dadurch notwendigen organisatorischen und technischen Änderungen bei den Netzbetreibern.

Je mehr sich der Netzbetreiber zum Aktiven Netzbetreiber entwickelt und die Handlungsoptionen von den heute üblichen Standards abweichen, empfiehlt es sich, die rein regulatorische Betrachtung in der Innovationszone mit einer Analyse der jeweiligen technischen, organisatorischen und institutionellen Optionen und auch mit Fragen des Marktdesigns zu verknüpfen<sup>33</sup>.

Ein solches Demonstrationsprojekt, das diese verschiedenen Aspekte umfasst, wurde in Dänemark mit dem Ecogrid-Projekt auf der Insel Bornholm begonnen (Kapitel 1.3.3).

Die folgende Tabelle zeigt die genannten Instrumente im Vergleich. Im Gegensatz zu technischen Pilotprojekten und zur Registered Power Zone geht es in der hier vorgeschlagenen Innovationszone nicht vorrangig um technische Innovationen, sondern vor allem um regulatorische Entwicklungen. In der technisch-regulatorischen Innovationszone werden die verschiedenen Aspekte integriert behandelt.

	<b>Technische Pilotprojekte</b>	<b>Technische Experimente mit regulatorischer Unterstützung</b> <b>z.B. Registered Power Zone in UK</b>	<b>Regulatorische Innovationszone</b>	<b>Technisch-regulatorische Innovationszone</b>
	Experimentieren in ausgewählten Netzen			
<b>Ziel</b>	Technische Innovationen	Technische Innovationen	Weiterentwicklung der Regulierung	Erprobung und Entwicklung der verschiedenen Elemente eines dezentralen Stromsystems  Technik, Marktdesign, Regulierung, Akteure, Kooperationsbeziehungen
<b>Fokus</b>	Verschiedene Innovationen in einem Netzgebiet	Nur einzelne Innovationen innerhalb eines Netzgebiets	Regulatorische Konsequenzen aller DE-Optionen im Netzgebiet  technische Innovationen als	Gesamtoptimierung im Netzgebiet

<sup>33</sup>Als Hintergrund dafür kann auch die Literatur zum „Strategic Niche Management“ dienen (Hoogma et al. 2002; Kemp et al. 1998).

			Randbedingung	
<b>Rolle der Regulierung</b>	Nicht beteiligt	Regulierung schafft Raum für Innovationen: Spezifische Mechanismen für technische RD&D	Regulierung selbst beteiligt sich an der Innovationszone	Regulierung selbst beteiligt sich an der Innovationszone

Tabelle 5-1: Vom technischen Pilotprojekt zur technisch-regulatorischen Innovationszone

Das Verständnis der Innovationszone als regulatorisches Experimentierfeld zeigt auch, dass hier mit Innovation nicht ein technisches Leuchtturmprojekt gemeint ist, das von der Regulierungsbehörde gefördert werden soll. Vielmehr geht es auch um nicht-technische, organisatorische und institutionelle Innovationen, wie zum Beispiel Vergütungen der Netzbetreiber an dezentrale Optionen für eine netzorientierte Fahrweise oder die Verknüpfung mehrerer dezentraler Optionen, die evtl. von mehreren Akteuren betrieben werden. Hierbei handelt es sich oft nicht um das rundum erneuerte „intelligente Netz“, sondern um Änderungen im Detail, die notwendig sind, um die Netze an eine sich verändernde Erzeugungsstruktur anzupassen. In der Innovationszone soll folglich keine gänzlich neue Netztechnologie demonstriert werden, sondern die Anpassungen, die bei einem konkreten Netzbetreiber notwendig sind, untersucht und so aufbereitet werden, dass sie in der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens berücksichtigt werden können.

Die Notwendigkeit, nicht nur technische Innovation zu erproben, sondern auch die regulatorischen Mechanismen zu testen, die für deren Umsetzung notwendig sind, wurde zum Beispiel von der EU-Technologieplattform SmartGrids hervorgehoben (European Commission 2006: 23): *“There is a strong need for pilot projects, not only in the technical sense, but also at the markets and organisational level. For example, regulatory regimes should be revised, based on new knowledge about how regulation should work to provide incentives for innovation”*.

## 5.3 Leitfaden Innovationszone

### Fragestellungen

In der Innovationszone geht es vor allem darum, regulatorische Mechanismen an einem konkreten Beispielfall im Detail zu entwickeln und in der Praxis zu testen, mit denen den VNB Anreize gegeben werden, den Anteil der dezentralen Optionen zu erhöhen, diese möglichst effizient in ihr Netz zu integrieren und dabei auch neue Lösungen zu suchen. Auch soll erkundet werden, wie die Regulierung gestaltet werden muss, um die in diesem Bericht vorgestellte einzelwirtschaftliche Betrachtung zu ermöglichen und dezentrale Optionen zur Lösung netzseitiger Probleme zu nutzen.

Die folgende Abbildung zeigt mögliche Fragestellungen, die in der Innovationszone in den einzelnen Phasen des Regulierungsverfahrens bearbeitet werden können.

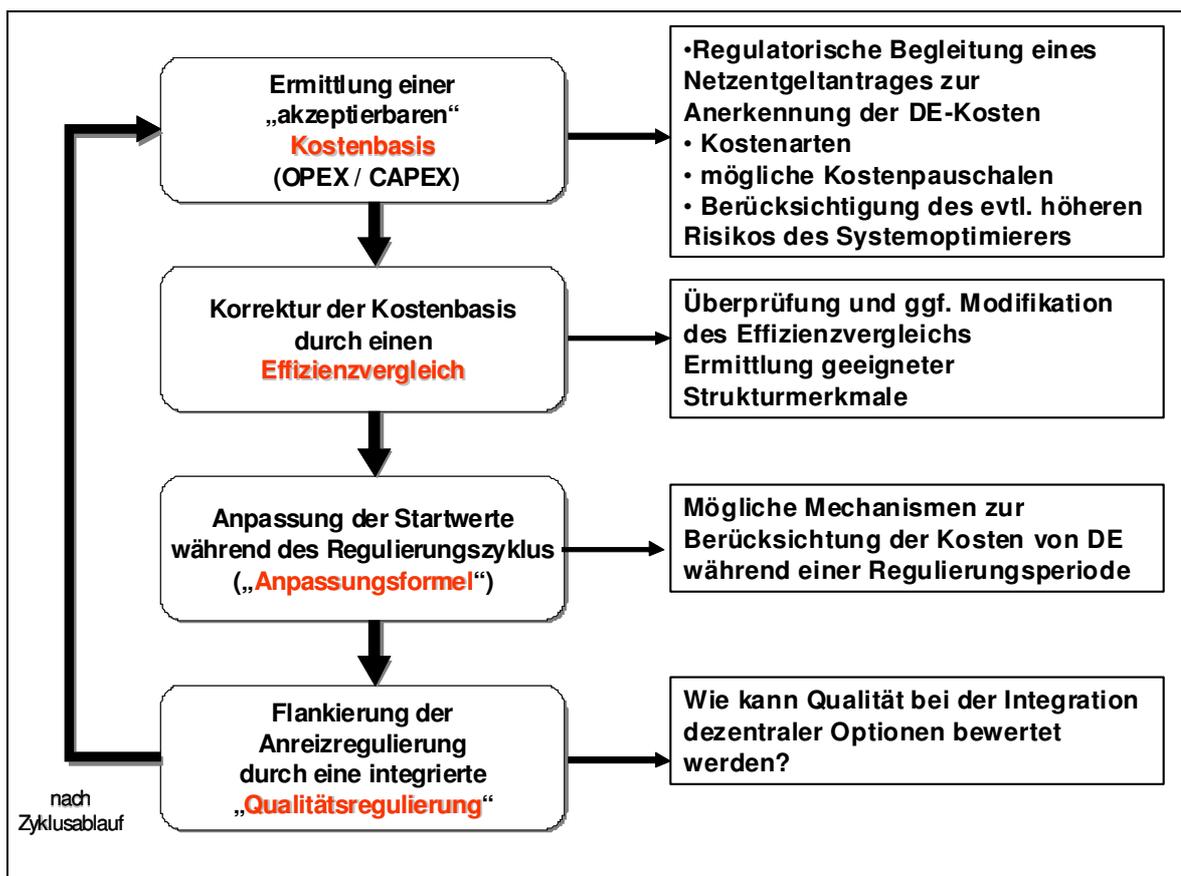


Abbildung 5-1: Mögliche Fragestellungen für eine Innovationszone

Eine weitere Funktion der Innovationszone ist es, weitere Fragestellungen in der Detaildiskussion am konkreten Einzelfall zwischen Netzbetreiber und Regulierungsbehörde zu identifizieren.

## **Wichtige Rolle der Bundesnetzagentur**

Auch wenn für viele Verteilnetzbetreiber die jeweilige Landesregulierungsbehörde zuständig ist, ist es wichtig, die Bundesnetzagentur an zentraler Position in die Gestaltung und Durchführung einer Innovationszone einzubinden. Denn in einer Innovationszone geht es nicht um die Regulierung einzelner Unternehmen, sondern um die Klärung grundsätzlicher Fragen, die für die bundesweite Regulierung der Netzbetreiber und die Integration dezentraler Erzeugung relevant sind. Auch ist davon auszugehen, dass bei der Bundesnetzagentur größere personelle Kapazitäten vorhanden sind als bei den Landesregulierungsbehörden, um grundsätzliche Fragen zu bearbeiten und neue Mechanismen zu entwickeln und zu testen. Die Federführung für die Durchführung von Innovationszonen sollte deshalb idealerweise bei der Bundesnetzagentur liegen. Die zuständigen Landesregulierungsbehörden sollten aber selbstverständlich ebenfalls beteiligt werden.

## **Innovationszone nach Netzbetreibertyp**

Aufbauend auf unserer Unterscheidung zwischen verschiedenen Netzbetreibertypen, empfehlen wir die Durchführung verschiedener Innovationszonen bei unterschiedlichen Netzbetreibern. Diese sollten sich auch unterscheiden durch die bereits bestehende Durchdringung dezentraler Optionen und das Know-how und die Infrastruktur, die beim Netzbetreiber bereits aufgebaut worden sind, um dezentrale Optionen zu integrieren.

Bei Netzbetreibern, die sich von passiven Netzbetreibern zunächst zu neutralen Dienstleistern entwickeln, geht es darum, die grundlegende technische Infrastruktur und Prozesse zum Anschluss dezentraler Erzeugung aufzubauen. Regulatorisch müssen die entsprechenden Kosten erfasst und berücksichtigt werden. Bei den VNB, die sich zum Aktiven Netzbetreiber entwickeln und in deren Netzgebiet i.A. schon ein größerer Anteil dezentraler Optionen betrieben wird, liegt der Schwerpunkt dagegen auf der Integration dezentraler Optionen, den dadurch zu erreichenden Kostenreduktionen und damit der Frage, welche regulatorischen Konsequenzen diese Entwicklungen haben. Auch muss hier untersucht werden, welche innovativen Konzepte für die Integration dezentraler Optionen genutzt werden können und wie dies durch die Regulierung befördert werden kann. Für die Untersuchung des Systemoptimierers und der Umsetzung des § 14,2 EnWG sind schließlich Netzbetreiber auszuwählen, bei denen Netzinvestitionen anstehen, die durch dezentrale Optionen ersetzt werden können.

## **Abgrenzung der Innovationszone**

Im Gegensatz zur britischen Registered Power Zone, die nur eine spezifische Innovation in einem Netzgebiet abdeckt, erfassen die hier beschriebenen Innovationszonen idealerweise das gesamte Netzgebiet und den ganzen Netzbetreiber. Denn es geht ja gerade darum, Auswirkungen auf das Gesamtunternehmen und sämtliche Handlungsoptionen im Netzgebiet zu berücksichtigen.

Während die Einrichtung technischer Pilotprojekte zur Entwicklung und Erprobung technischer Neuerungen nichts Ungewöhnliches ist, kann eine regulatorische Innovationszone als Fremdkörper erscheinen: Denn obwohl alle Unternehmen dem gleichen Regulierungsregime unterworfen sein sollen, werden in der Innovationszone am Beispiel eines Unternehmen neue Regulierungsmechanismen entwickelt und getestet.

Wir empfehlen deshalb, die Innovationszone klar von der ‚normalen‘ Regulierung des jeweiligen Netzbetreibers zu trennen und sie parallel dazu durchzuführen. Das bietet auch die Möglichkeit, die Wirkung des bestehenden Regulierungsverfahrens mit alternativen Mechanismen zu vergleichen. Alle regulatorischen Maßnahmen in der Innovationszone werden deshalb nur ‚simuliert‘. Eine Herausforderung besteht darin, von vorneherein sicherzustellen, dass die beiden Prozesse sich nicht gegenseitig verzerren, zum Beispiel dadurch, dass der Netzbetreiber sich in der Innovationszone strategisch verhält und Informationen nicht preisgibt, die sich negativ auf seine Position im regulären Verfahren auswirken könnten.

Insgesamt sollten Netzbetreiber ein Interesse an einer Innovationszone haben, weil sie dazu beitragen kann, den Netzbetreibern neue Lösungen im Netzgebiet zu ermöglichen und die Aufgabe der DE-Integration zu erleichtern. Für den einzelnen Netzbetreiber ist aber evtl. wenig attraktiv, die Innovationszone gerade in seinem Netz durchzuführen und gerade sein Unternehmen zu „durchleuchten“. Da der parallele Prozess in der Innovationszone zudem zusätzliche Ressourcen beim Netzbetreiber erfordert, sollte für den Netzbetreiber im Rahmen der Innovationszone ein entsprechendes Budget zur Verfügung gestellt werden, gerade auch um bei bislang „Passiven Netzbetreibern“ eine Innovationszone errichten zu können.

## **Betreiber dezentraler Ressourcen und Stromkunden einbinden**

Wenn dezentrale Ressourcen stärker integriert werden sollen und die regulatorische Behandlung in der Innovationszone getestet wird, dann müssen auch die Betreiber dieser Ressourcen (auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite) an der Innovationszone beteiligt werden. Während dezentrale Kraftwerke oft von Stadtwerken selbst betrieben werden, kommt es bei einer Innovationszone vor allem darauf an, dezentrale Optionen

einzubinden, die von Dritten betrieben werden (siehe hierzu insbesondere Kapitel 2.2), um so auch die sich daraus ergebenden Transaktionen und Konsequenzen für den Netzbetreiber (z.B. Ausgleichszahlungen für netzorientierte Fahrweise, erhöhtes Risiko für den Netzbetreiber) und deren regulatorische Konsequenzen untersuchen zu können.

Die Kooperation zwischen den verschiedenen Akteuren ist eine zentrale Voraussetzung für ein dezentrales Stromsystem. Dies haben auch die Erfahrungen mit der britischen Registered Power Zone gezeigt. Obwohl es Unterschiede gibt zwischen der britischen RPZ und der Innovationszone im Projekt OPTAN, sollte bei der Gestaltung der OPTAN-Innovationszone berücksichtigt werden, dass die Kooperation zwischen den Netzbetreibern und den Betreibern dezentraler Anlagen als wichtiger Faktor für den Erfolg von RPZs identifiziert worden ist.

Für die Betreiber dezentraler Optionen können sich durch Entwicklungen, die mit der Innovationszone befördert werden sollen, eine Reihe von Vorteilen ergeben:

- geringere Anschlusskosten
- schnellerer Anschluss an bestehendes Netz, besserer Service
- zusätzliche Einnahmemöglichkeiten (höhere VNNE, zusätzliche Einnahmen durch netzorientierte Fahrweise)

Während die Betreiber dezentraler Optionen insgesamt ein Interesse daran haben dürften, dass neue regulatorische Mechanismen entwickelt und getestet werden, die auf die spezifischen Probleme der Integration dezentraler Optionen zugeschnitten sind, stellt sich ebenso wie bei den Netzbetreibern die Frage, wie groß die Bereitschaft einzelner Betreiber ist, sich selbst an einer Innovationszone zu beteiligen. Denn für den einzelnen Betreiber steht das Interesse im Vordergrund, an das Netz angeschlossen zu werden und möglichst problemfrei einspeisen zu können – weniger die Erhöhung der Leistungsfähigkeit der Netze oder des Regulierungsrahmens insgesamt. Es ist deshalb zu überlegen, wie den Betreibern dezentraler Optionen Ressourcen zur Verfügung gestellt werden können, mit denen sie sich an der Innovationszone beteiligen und ihre Sichtweise und ihr Know-how einbringen können.

Wenn die in der Innovationszone entwickelten Regulierungsinstrumente zu höheren Kosten führen, müssen diese von den verbrauchsseitigen Netzkunden in Form höherer Netzentgelte getragen werden. Das ist nicht unproblematisch und kann zu Widerständen auch bei den Netzbetreibern führen, zumal mit der Förderung der Erneuerbaren Energien und der KWK ein nationales Politikziel implementiert werden soll, das aber zu regional stark unterschiedlichen Kosten führen kann. Wichtig ist, dass es in der Innovationszone gerade auch darum geht, die Kosten der Integration

dezentraler Ressourcen zu senken, wovon mittelfristig auch die nachfrageseitigen Netzkunden profitieren. Diese Fragestellungen können ggf. in der Innovationszone unter Einbeziehung der Netzkunden thematisiert werden.

## **Ablauf der Innovationszone**

Obwohl die Innovationszone parallel zur regulären Regulierung laufen soll, wäre es von Vorteil, sie zeitlich an diese zu koppeln. Dafür spricht eine bessere Vergleichbarkeit zwischen dem regulären Verfahren und den neuen Ansätzen. Auch sollte die Innovationszone idealerweise zeitlich so organisiert sein, dass die Ergebnisse für die Revisionen zu Beginn der nächsten Regulierungsperiode genutzt werden können. Konkret bedeutet das, dass schon bald nach Beginn der ersten Regulierungsperiode im Jahr 2009 Innovationszonen initiiert werden sollten, um dann rechtzeitig eine Auswertung und konkrete Verbesserungsvorschläge vorliegen zu haben, die in die Revision der Regulierung einfließen können.

Für den Ablauf der Innovationszone können die folgenden Schritte vorgesehen werden. Beteiligt sind jeweils vor allem die Regulierungsbehörden und der Netzbetreiber. Wie beschrieben sollten aber auch die Netzkunden eingebunden werden, um Informationen über die mögliche Entwicklung und Integration der dezentralen Optionen zu gewinnen, die Sichtweise der dezentralen Optionen in die Entwicklung der Regulierung einzubringen und um auch bei diesen Akteuren die Akzeptanz zu erhöhen.

- **Status Quo erfassen**

Im ersten Schritt muss in der Innovationszone der Status Quo erfasst werden. Dieser umfasst:

- Welche dezentralen Optionen werden in dem Netzgebiet bislang genutzt?
- Welche Optionen hat der Netzbetreiber gewählt, um dezentrale Anlagen in sein Netz zu integrieren?
- Welche Kostenarten fallen beim Netzbetreiber dafür an?

- **Alternativen erfassen**

- Welche Maßnahmen stehen dem Netzbetreiber im konkreten Fall zur Verfügung, um dezentrale Optionen zu integrieren?
- Diese Alternativen können mit der in OPTAN vorgestellten einzelwirtschaftlichen Methode verglichen werden.
- **Auswirkungen des Regulierungsrahmens**
- Inwieweit wurden die bisherigen Entscheidungen des Netzbetreibers durch den regulatorischen Rahmen bestimmt?

- Fallen die betriebswirtschaftliche Entscheidung und die einzelwirtschaftliche Betrachtung auseinander?
- **Optional: Szenarien entwickeln**
  - Zukünftige Entwicklung dezentraler Optionen
  - Zukünftige Handlungsmöglichkeiten für den VNB
  - Welche Auswirkungen sind durch den Regulierungsrahmen für die Zukunft zu erwarten?
- **Regulierungsalternativen entwickeln**
  - Wie können die Kosten von DE erfasst werden?
  - Wie können dem VNB Effizianreize gegeben werden?
  - Mit welchen weiteren Maßnahmen kann die Integration von DE befördert werden (z.B. Qualitätsregulierung).
- **Exemplarisches Entgeltverfahren**
  - Unter Anwendung der entwickelten Regulierungsalternativen wird ein exemplarisches Entgeltverfahren durchgeführt.
- **Ergebnisse transparent machen**
  - Wichtig ist, dass die Erfahrungen, die in der Innovationszone gewonnen werden, ausführlich dokumentiert und verallgemeinert werden und für alle Betreiber der Netze und der dezentralen Optionen sowie für weitere interessierte Akteure transparent gemacht werden.

## 6 Literatur

(Bach 2003): Bach, P.-F. et al., Active Networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation. Beitrag zur Konferenz "Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term". Risø, Denmark 2003.

(Bauknecht et al. 2007): Bauknecht, D., Leprich, U., Späth, P., Skytte, K., Esnault, B. 2007: Regulating Innovation & Innovating Regulation. Klagenfurt 2007.

(Bauknecht, Brunekreeft 2008): Bauknecht, D., Brunekreeft, G., Distributed Generation and Network Regulation. In: Sioshansi, F.P. (Hg.), Competitive Electricity Markets: Design, implementation and performance. Oxford 2008. S. 469-497.

(BENA (Energy Networks Association) 2005): Innovation in Electrical Distribution Network Systems; A Good Practice Guide, London 2005.

(Brunekreeft, Bauknecht forthcoming): Brunekreeft, G., Bauknecht, D. (i.E.), Regulierung und Innovationstätigkeit: eine ökonomische Perspektive. In: W. Hoffmann-Riem, M. Eifert (Hrsg.): Innovationsfördernde Regulierung. Berlin: Duncker&Humblot.

(BNetzA 2006): Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112 EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Bonn 30.06.2006.

(BNetzA 2008): Bundesnetzagentur: Sprechzettel „Sachstand zur Einführung der Anreizregulierung im Bereich Strom und Gas zum 1. Januar 2009“, Bonn, 7. Juli 2008

(Brauner 2005): Brauner, G., Dezentrale nachhaltige Energiesystemversorgung als virtuelles Kraftwerk unter Nutzung von Demand Side Management, TU-Wien 2005.

(Cao 2006): Cao, D.M. et al. 2006, Costs and Benefits of DG Connections to Grid System. D 8. DG-Grid. Brüssel.

(Consentec 2004): Consentec, Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung in Österreich. Studie im Auftrag der Energie-Control GmbH. Aachen.

(Crouch 2006): Crouch, M., Developing long-term incentives for investment within a RPI-X framework. Presented at the conference "Distribution Europe" Barcelona 2006.

(DEA 2005): Copenhagen strategy on offshore wind power deployment. Presented at the conference "European policy seminar on offshore wind power.", organised by Danish Energy Authority Copenhagen, Denmark 2005.

(DERA 2006): Annual Report 2005. Danish Energy Regulatory Authority.

(DGCG 2005): Technical Architecture - A first report: The way ahead, Distributed Generation Coordination Group 2005.

(Dörsam 2007): Dörsam, Barbara: Netzwirtschaftliche Integration von dezentralen Anlagen – Factbook, Master Thesis 2007 (unveröffentlicht)

(DTI 2001): Embedded Generation Working Group. Report into Network Access Issues. Main Report and Appendices, Department of Trade and Industry 2001.

(DTI 2003): Energy White Paper: Our energy future - creating a low carbon economy, Department of Trade and Industry 2003.

(DTI 2006): The energy challenge. Energy Review, Department of Trade and Industry 2006. London.

(Econnect 2006): Accommodating Distributed Generation. Report to the DTI to support the Energy Review.

(Energiegipfel 2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, EWI/Prognos, für das BMWi 2007.

(Energinet.dk 2005): Plan for udmøntning af indsatsområder - PSOprogram 2006-1. Denmark.

(ENSG 2006): Annual Report 2005, Electricity Networks Strategy Group 2006.

(European Commission 2006): European SmartGrids Technology Platform; Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future, Brussels 2006.

(EWI/Prognos 2007): Energieszenarien für den Energiegipfel 2007, EWI/Prognos, für das BMWi 2007.

(Frontier Economics 2003): Regulatory mechanisms for dealing with uncertainty., Report for Ofgem.

(Helm 2003): Helm, D., Energy, the State, and the Market. British Energy Policy since 1979. Oxford, New York.

(Helm 2004): Helm, D., The New Regulatory Agenda. London.

(Helm 2005): Helm, D., The case for regulatory reform. In: Helm, D. (ed.), The future of infrastructure regulation. Oxford, pp. 1-9.

(Holt 2005): Holt, D., Where has the innovation gone? R&D in UK utility regulation. Oxera, Agenda November 2005.

(Hoogma 2002): Hoogma, R., Kemp, R., Schot, J.P., Truffer, B., Experimenting for Sustainable Transport. The approach of Strategic Niche Management. London/New York 2002.

(IEA 2006): Energy Policies of IEA Countries - Denmark 2006 Review 3, International Energy Agency 2006. Paris.

(IPART 2007): Demand management in the 2004 distribution review: progress to date. NSW Electricity Information Paper No 2/2007.

(ISI 2005): Fraunhofer Institut für Innovationsforschung: „Gutachten zur CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien“; Karlsruhe, Januar 2005.

(Jensen 2002): Jensen, J., Integrating CHP and Wind Power - how western Denmark is leading the way. Cospo Volume 3 Issue 6 (Nov/Dez), pp. 55-62.

(Joskow 2006): Joskow, P. L., Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Distribution and Transmission Networks. MIT, CWPE 0607 and EPRG 0511.

(Kemp 1998): Kemp, R., Schot, J.P. and Hoogma, R., Regime Shifts to Sustainability Through Processes of Niche Formation: The Approach of Strategic Niche Management, In: Technology Analysis & Strategic Management, 10 (02), S.175-195.

(Kleimaier 2005): Kleimaier, M., Auswirkungen dezentraler Elektrizitätserzeugung auf die Strukturen der Verteilnetze. E-world 2005. 9. Fachkongress Zukunftsenergien NRW. Workshop D: Zukunft der elektrischen Netze. Essen 15.03.2005.

(Laskowski 2006): Laskowski, K., Life Cycle Cost-Betrachtungen von Hochspannungsschaltanlagen. Vergleichende Beurteilung konventioneller Anlagenkonzepte und aktueller Hybridlösungen. Dissertation. TU Darmstadt.

(Leprich 2004): Leprich U., Stadtwerke der Zukunft – aktive Netzbetreiber als entflohene und regulierte Unternehmen. Vortrag im Rahmen eines Seminars des ver.di-Landesfachbereichs Ver- und Entsorgung in NRW am 19.März 2004 in Bielefeld. IZES. Saarbrücken.

(Leprich 2005): Leprich, Uwe; Bauknecht, Dierk; Evers, Elfried; Gaßner, Hartmut; Schrader, Knut, Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN). Endbericht. Saarbrücken u.a..

(Leprich 2007): Leprich, Uwe: Ist die Anreizregulierung zu kurz gesprungen?  
in: Dow Jones Energy Weekly, Nr. 25, 22. Juni 2007

(Lund 2006): Lund, P., Cherian, S., Ackermann, T., A Cell Controller for autonomous Operation of a 60 KV Distribution Area. International Journal of Distributed Energy Resources 2 (2), pp. 83-100.

(Lugmaier 2008): Lugmaier, A. and Brunner, H., Leitfaden für den Weg zum aktiven Verteilernetz, bmvit, Wien 2008.

(MacKerron 2003): MacKerron, G., Electricity in England and Wales: efficiency and equity. In: Finon, D., Glachant, J.M. (ed.), Competition in European Electricity Markets - A cross-country comparison. Cheltenham, pp. 41-56.

(Müller 2003): Müller, P. et al., Ein Modell zur Berechnung der Kostenwirksamkeit von Investitionen. Beispiele für Life-Cycle-Cost-Berechnungen für einen 170-kV-Leistungsschalter und ein Unterwerk. In: Bulletin SEV/VSE 25/25 03.

(Müller 2008): Müller, Julian, Die Rolle der dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Rahmen des Effizienzvergleichs der Anreizregulierungsverordnung, Diplomarbeit 2008 (unveröffentlicht)

(Monopolkommission): Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes: Strom und Gas 2007 - Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, 20.11.2007

(OECD 2002): Regulatory reform in gas and electricity and the professions, Organisation for Economic Co-operation and Development 2002.

(Ofgem 2002): Distributed Generation - "The way forward", Office of Gas and Electricity Markets 2002.

(Ofgem 2003): Innovation and Registered Power Zones. Discussion paper, Office of Gas and Electricity Markets 2003.

(Ofgem 2004): Electricity Distribution Price Control Review - Regulatory Impact Assessment for Registered Power Zones and the Innovation Funding Incentives, London 2004.

(Ofgem 2004a): Regulatory Impact Assessment for distributed generation and structure of distribution charges, Office of Gas and Electricity Markets 2004a.

(Ofgem 2004b): Electricity Distribution Price Control Review - Final Proposals, Office of Gas and Electricity Markets 2004b.

(Ofgem 2004c): Electricity Distribution Price Control Review - Regulatory Impact Assessment for Registered Power Zones and the Innovation Funding Incentives, Office of Gas and Electricity Markets 2004c. London.

(Ofgem 2004d): Electricity distribution price control review. Appendix - Further details on the incentive schemes for distributed generation, innovation funding and registered power zones, Office of Gas and Electricity Markets 2004d.

(Owen 2004): Owen, G., Economic regulation and sustainability policy, Office of Gas and Electricity Markets 2004. London.

(PolitikszENARIO IV 2008): PolitikszENARIO für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030, Öko-Institut, FZ Jülich, DIW Berlin, FhG-ISI, Umweltbundesamt 2008.

(Prüggler 2008): Prüggler, W., Brunner, H., Bletterie, B., Kupzog, F., Aktive Netzintegration dezentraler Stromerzeuger unter verbesserter Ausnutzung bestehender Verteilnetzinfrastrukturen - eine österreichische Fallstudie. Beitrag zur Veranstaltung "Symposium Energieinnovation". Graz, 01.02.2008.

(SDC 2007): SDC (Sustainable Development Commission), Lost in Transmission? The role of Ofgem in a changing climate, London.

(SimREN 2007): SimREN Dynamische Simulation von Energieversorgungssystemen, V0704, isusi, April 2007.

(Skytte, Ropenus 2005): Skytte, K., Ropenus, S. (eds), Regulatory Review and International Comparison of EU-15 Member States.

(Strbac et al. 2007): Strbac, G., Jenkins, N., Green, T., Pudjianto, D., Review of Innovative Network Concepts., DG-GRID project report.

(Strbac et al. 2006): Strbac, G., Jenkins, N., Green, T., Future Network Technologies. Report to DTI.

(van der Vleuten, Raven 2006): van der Vleuten, E., Raven, r., Lock-in and change: Distributed Generation in Denmark in a long-term perspective. Energy Policy 34 (18), pp. 3739-3748.

(VIK 2005): Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft Jahrespresse-konferenz am 26. Oktober 2005

(WADE (ed.) 2006): World Survey of Decentralized Energy 2006, World Alliance for Decentralized Energy 2006.

(WindGuard 2007): Rehfeldt, K. (Deutsche WindGuard GmbH), Speichertechnologien (§20 EEG) in „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 20 EEG - 2. Zwischenbericht“; Juni 2007.

(Woodman 2007): Woodmann, B., Innovation in distribution networks. Centre for Management under Regulation, University of Warwick, mimeo.