

STUDIE

Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem

Eine Systematisierung und Bewertung von
Ausgestaltungen des Strommarkts

14. November 2018

Verfasst von

Lion Hirth und Ingmar Schlecht (Neon),
Christoph Maurer und Bernd Tersteegen (Consentec)

Im Auftrag des

Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Zusammenspiel von Markt und Netz im Stromsystem

Eine Systematisierung und Bewertung von Ausgestaltungen des Strommarkts

11. November 2018

Lion Hirth und Ingmar Schlecht (Neon), Christoph Maurer und Bernd Tersteegen (Consentec)

Die vorliegende Studie ist ein Arbeitsergebnis des Vorhabens „Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Projekt-Nr. 055/17). Das Gesamtvorhaben beschäftigt sich mit der Interaktion zwischen Stromnetz und Strommarkt im Allgemeinen und der Beschaffung von Redispatch im Besonderen. Es hat zum Ziel, Organisationsformen des Engpassmanagements zu untersuchen, die sich an unterschiedlichen Punkten des Spektrums zwischen einer vollständig regulatorischen und einer weitgehend marktbasierten Organisation befinden. Dieses Dokument ist der Abschlussbericht von Arbeitspaket 2 des Vorhabens. Der Bericht dient der theoretischen Grundlage des Vorhabens und behandelt auf abstrakterer Ebene grundsätzlich unterschiedliche Marktdesigns an der Schnittstelle zwischen Markt und Netz. Im Weiteren Vorhaben werden Beschaffungsformen von Redispatch qualitativ bewertet (Arbeitspaket 4), quantitativ modelliert (Arbeitspaket 6) und bewertet (Arbeitspaket 7).

Wir danken Kristin Walter, Frauke Braun und Nils Saniter sowie den Teilnehmern mehrerer Projektworkshops für hilfreiche Kommentare.

Ansprechpartner:

Neon Neue Energieökonomik GmbH
Karl-Marx-Platz 12
12043 Berlin

Prof. Dr. Lion Hirth
hirth@neon-energie.de
+49 157-55 199 715

neon neue
energieökonomik

consentec

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Tabellenverzeichnis.....	5
Abbildungsverzeichnis.....	5
Abkürzungsverzeichnis.....	6
Zusammenfassung	7
Inhalt der Studie	7
Systematisierung von Vorschlägen zum Engpassmanagement	7
Fünf Prototypen	8
Bewertung der Prototypen	10
Verteilernetze	12
Summary.....	13
About this study.....	13
Structuring proposals for congestion management.....	13
Five prototypes	14
Evaluation of prototypes.....	15
Distribution grids	17
1 Marktliche versus Regulatorische Organisation des Stromnetzes.....	18
1.1 Aufgaben des Stromnetzbetreibers	19
1.2 Netz als natürliches Monopol	20
1.3 Entflechtung.....	21
1.4 Systemdienstleistungen	22
1.4.1 Zentrale Koordinierung von SDL notwendig?	22
1.4.2 Beschaffung von SDL	24
1.5 Bewirtschaftung der knappen Ressource Netz	25
2 Physikalische Handlungsoptionen	26
3 Theoretischer Benchmark	28
3.1 Definition des Benchmarks	28
3.1.1 Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	29
3.1.2 Gewährleistung von lokaler Versorgungssicherheit	30
3.1.3 Netzkostendeckung.....	30
3.1.4 Keine Marktmacht.....	31
3.1.5 Keine Einflussnahme auf Preise durch Staat oder ÜNB	32

3.1.6	Keine regulatorische Auswahl von technologischen Lösungen	33
3.1.7	Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last oder Erzeugung	34
3.1.8	Abwesenheit von Transaktionskosten	35
3.2	Hypothetisches Nodal Pricing als Benchmark	35
4	Prototypische Marktdesigns	38
4.1	Große Gebotszone mit regulatorischem Redispatch (Prototyp 1)	40
4.1.1	Ökonomische Wirkungsweise	42
4.1.2	Variante: „Große Zone“ mit Netzreserve	44
4.2	Kleine Gebotszonen mit regulatorischem Redispatch (Prototyp 2)	45
4.2.1	Ökonomische Wirkungsweise	45
4.2.2	Varianten	47
4.3	Lokale Marktpreise (Prototyp 3)	48
4.3.1	Ökonomische Wirkungsweise	48
4.3.2	Variante 1: Spotmärkte mit Knotenpreisen	50
4.3.3	Variante 2: Zonale Spotmärkte mit lokal hochaufgelösten Zusatzmärkten	53
4.4	Lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung (Prototyp A)	56
4.4.1	Ökonomische Wirkungsweise	56
4.4.2	Variante 1: Mit Strommarktteilnahme	57
4.4.3	Variante 2: Reine Redispatch-Leistung	59
4.5	Regulatorisch bestimmte lokale Preissignale (Prototyp B)	61
4.5.1	Ökonomische Wirkungsweise	61
4.5.2	Netznutzungsentgelte	63
4.5.3	Netzanschlussentgelte	64
4.5.4	Lokal differenzierte EE-Förderung	65
5	Systematisierung der Prototypen	67
5.1	Lokale Anreize	67
5.2	Rückkopplung auf den Spotmarkt	68
5.3	Kombinierbarkeit von Prototypen	69
6	Verteilernetz	72
7	Diskussion	76
7.1	Quervergleich	76
7.2	Der Kontext Energiewende in Deutschland	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Physikalische Handlungsoptionen zur Beseitigung von Netzensperrungen.	27
Tabelle 2: Verhalten des Prototyps: Große Gebotszone mit regulatorischem Redispatch (1)	43
Tabelle 3: Verhalten des Prototyps: Kleine Gebotszone mit regulatorischem Redispatch (2)	46
Tabelle 4: Verhalten des Prototyps: Lokale Marktpreise (3)	50
Tabelle 5: Verhalten des Prototyps: Spotmärkte mit Knotenpreisen (3 Variante 1)	52
Tabelle 6: Verhalten des Prototyps: Zonale Spotmärkte mit lokal hochaufgelösten Zusatzmärkten (3 Variante 2)	56
Tabelle 7: Verhalten des Prototyps: Lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung (A) mit Strommarktteilnahme	58
Tabelle 8: Verhalten des Prototyps: Lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung (A) mit Reiner Redispatch-Leistung	60
Tabelle 9: Verhalten des Prototyps: Regulatorisch bestimmte lokale Preissignale (B)	62
Tabelle 10: Überblick über die Prototypen (1,2,3)	77
Tabelle 11: Überblick über die Prototypen (A,B)	77

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1. Prototypen und ihre Kombinierbarkeit.	8
Abbildung 2: Preise in Texas, einem Knotenpreissystem mit circa 12.000 Netzknoten. Die Farbskala zeigt den aktuellen lokalen Strompreis.	37
Abbildung 3: Ansätze zur Bewirtschaftung des Netzes (Auswahl). Einige dieser Instrumente sind (z.T. international) implementiert, andere sind Vorschläge oder Konzepte.	38
Abbildung 4: Strukturierung der Prototypen	39
Abbildung 5: Netzbedarf und Systemkosten im Prototyp (1) „Große Zone“ relativ zu Benchmark	40
Abbildung 6. Netzausbau zur Lastdeckung in einem drei-Knoten-Modell	41

Abbildung 7: Lokale Anreize in den untersuchten Prototypen	67
Abbildung 8: Wirkung der Prototypen auf Engpässe auf dem Spotmarkt	69
Abbildung 9. Kombinierbarkeit der Prototypen	70

Abkürzungsverzeichnis

BKV	–	Bilanzkreisverantwortliche
CACM-Verordnung	–	EU-Verordnung 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement
EE	–	Erneuerbare Energien
EEG	–	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	–	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	–	Energy-Only-Markt
FERC	–	Federal Energy Regulatory Commission, Bundes-Energieregulierungsbehörde der USA
HGÜ	–	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ISO	–	Independent System Operator
kWh	–	Kilowattstunde
KWK	–	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	–	Megawatt
MWh	–	Megawattstunde
RD	–	Redispatch
SDL	–	Systemdienstleistungen
SINTEG	–	Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende, Förderprogramm des Bundes
ÜNB	–	Übertragungsnetzbetreiber

Zusammenfassung

Inhalt der Studie

Vorschläge für Engpassmanagement. Vor dem Hintergrund zunehmender Engpässe in den europäischen Stromnetzen wurden in den letzten Jahren zahlreiche Vorschläge zur Weiterentwicklung des Engpassmanagements gemacht, oder allgemeiner: Überlegungen zur Anpassung des Marktdesigns mit Blick auf das Stromnetz. Die Bandbreite der Konzepte ist groß und beinhaltet beispielsweise lokale Flexibilitäts-Märkte, Knotenpreise (Nodal Pricing), marktbasierten Redispatch, Netzreserve, Aufteilung von Gebotszonen, Netzausbaubereiche, lokal differenzierte Netzentgelte, lokale Ausschreibung von Erzeugungskapazität und lokal differenzierte Förderung Erneuerbarer Energien.

Ziele des Berichts. Dieser Bericht hat zwei Ziele:

1. Systematisierung dieser Vorschläge hinsichtlich ihrer ökonomischen Wirkungsweise. Dazu werden die Vorschläge gruppiert und hinsichtlich Kombinierbarkeit diskutiert.
2. Bewertung der Vorschläge gegenüber einem theoretischen Benchmark.

Systematisierung von Vorschlägen zum Engpassmanagement

Theoretischer Benchmark. Als Grundlage für die Systematisierung und als Maßstab für die darauffolgende Bewertung dient uns ein Marktdesign, das zu einer wohlfahrtsoptimalen Ressourcenallokation führt. Konkret muss ein solches optimales Marktdesign folgende Anforderungen erfüllen:

1. Bereitstellung von effizienten lokalen Kraftwerkseinsatz-Signalen
2. Sicherstellung lokaler Versorgung
3. Netzkostendeckung
4. Abwesenheit von Marktmacht
5. Keine staatliche Beeinflussung von Preisen
6. Keine regulatorische Lösungsauswahl
7. Den Trade-Off „Netzausbau versus Verlagerung von Last/Erzeugung“ optimal lösen
8. Abwesenheit von Transaktionskosten

Ein zentrales Ergebnis dieser Studie ist, dass kein reales System den theoretischen Benchmark erreichen kann.

Grundtypen. Bei der Systematisierung von Vorschlägen unterscheiden wir grundsätzlich zwischen (Markt-)Designs, die sich auf die geographische Auflösung des Strommarkts selbst beziehen (z.B. Gebotszonenteilung, Nodal Pricing) und solche, die außerhalb des Strommarkts wirken (z.B. lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung, Netznutzungsentgelte). Dabei lassen sich unterschiedliche geographische Auflösungen des Strommarkts nicht miteinander kombinieren; jedes Strommarktdesign hingegen lässt sich mit einem oder mehreren zusätzlichen Instrumenten kombinieren, die außerhalb des Strommarkts angesiedelt sind

(Abbildung 1). Wir unterscheiden drei geographische Auflösungen des Strommarkts (1,2,3) und zwei Klassen von zusätzlichen Instrumenten (A,B).

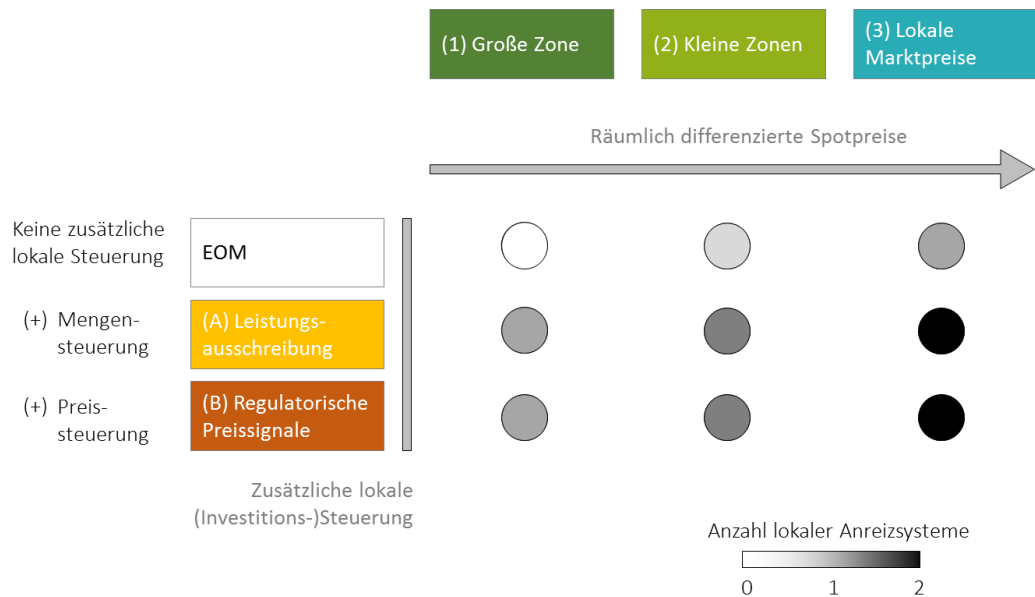


Abbildung 1. Prototypen und ihre Kombinierbarkeit.

Fünf Prototypen

Zur Analyse ordnen wir alle Vorschläge einem von fünf stilisierten, prototypischen Marktde-signs zu.

(1) Große Zone. Der Prototyp „Große Zone“ zeichnet sich durch große und zeitlich stabile Preis-zonen, regulatorischen Redispatch mit Kostenerstattung, Abwesenheit lokaler Investi-tionsanreize innerhalb der Preiszone und vom Netzbetreiber garantierten freien Handel zwischen Marktakteuren innerhalb einer Preiszone aus. Dies entspricht dem Leitbild des deutschen Energiewende-Strommarkts, dem Strommarkt 2.0. Die Intention hierfür ist ein li-qui-der Strommarkt, der glaubwür-dige Investitionssignale für Kraftwerke und Flexibilitäten aussendet. In der Reinform gibt es keinen Mechanismus, der ausreichende lokale Erzeu-gungsleistung sicherstellt, weshalb langfristig ein vollständiger Netzausbau mindestens zur Lastdeckung notwendig ist. Verzögert sich dieser, sind zusätzliche Instrumente nötig, um die lokale Versorgungssicherheit zu garantieren.

(2) Kleine Zonen. Dieser Prototyp zeichnet sich durch kleinere, sowie regelmäßig neu konfigu-rierte Gebotszonen aus. Dies ist in etwa das Leitbild der CACM-Verordnung. Die Intention hierbei ist, im Vergleich zur großen Zone eine bessere lokale Steuerung von Kraftwerkseinsatz und Investitionen zu ermöglichen. Als Kernproblem sehen wir das regulatorische Risiko von Zonenänderung und daraus resultierend die mangelnde Glaubwürdigkeit von Preisen als In-vestitionssignale.

(3) Lokale Marktpreise. In diesem Prototyp werden Marktdesigns zusammengefasst, die zumindest auf den ersten Blick sehr unterschiedlich erscheinen, darunter Nodal Pricing, marktbasierter Redispatch und lokale Flexibilitätsmärkte. Diesen Designs ist jedoch gemein, dass sich zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Marktpreise bilden. Last und Erzeugung werden also nicht nur auf der Ebene von Preiszonen, sondern auf lokaler Ebene (zum Beispiel Übertragungsnetzknuten) unter Berücksichtigung verfügbarer Netzkapazitäten zum Ausgleich gebracht. Dieser Ausgleich basiert auf freiwilligen Angeboten und Nachfragen auf einem Marktplatz. Die lokale Auflösung der Preise kann dabei so hoch sein, dass Netzengpässe über lokal differenzierte Preise sicher vermieden werden können. Dabei unterscheiden wir zwischen zwei Varianten:

- **Nodal Pricing.** Hier erfolgt der physische Handel mit elektrischer Energie über alle Marktstufen hinweg auf Basis netzknotenscharfer Preise, die von einem *Independent System Operator (ISO)* auf Basis eines Computermodells berechnet werden. Dieses in den USA verbreitete Design hat aus unserer Sicht den entscheidenden Nachteil, dass lokale Marktpreise keine glaubwürdigen Investitionssignale bieten dürften und der Strommarkt mit Kapazitätzahlungen komplementiert werden dürfte.
- **Lokale Zusatzmärkte.** In dieser Variante bleibt der zonale Strommarkt erhalten, wird aber um einen zusätzlichen Markt in lokaler Auflösung ergänzt. Märkte für lokale Flexibilität und Redispatchmärkte fallen in diese Gruppe. Wir sehen die große Gefahr, dass bei prognostizierbaren Netzengpässen diese lokalen Zusatzmärkte Rückkopplungen auf den zonalen Spotmarkt haben: Erzeuger in Engpassregionen halten ihre Kapazität am Spotmarkt zurück, weil sie antizipieren, dass sie auf dem lokalen Markt höhere Erlöse erzielen werden („*INC-DEC gaming*“); ein analoger perverser Anreiz besteht in Überschussregionen. Mit diesem Verhalten verstärken Strommarktteilnehmer den Engpass. Der Zusatzmarkt wird zum Leitmarkt, der Kraftwerkseinsatz und Erlöse bestimmt. Im Ergebnis wird faktisch ein Nodalpreissystem „durch die Hintertür“ eingeführt, allerdings ohne den notwendigen institutionellen Rahmen.

(A) Leistungsausschreibung. Dieses Konzept ergänzt eines der oben diskutierten Marktdesigns mit einer lokalen Ausschreibung von Neuinvestitionen in Kraftwerksleistung. Die Ausschreibungen haben zum Ziel, aus Netzengpässen resultierende, lokale Versorgungengpässe zu adressieren, die nicht durch Bestandsanlagen gedeckt werden können. Probleme sehen wir hier sowohl in der Schwierigkeit technologie neutrale Ausschreibungen zu definieren als auch in der Schwächung des Strommarkts als Anreizmechanismus für Investitionen.

(B) Regulatorische Preissignale. In diesem Prototyp fassen wir verschiedene Instrumente zusammen, bei denen der Regulierer lokale Preissignale administrativ festlegt. Aufgrund der Notwendigkeit von regulatorischen Festlegungen sind solche Preissignale üblicherweise zeitlich wenig variabel und gelten oft über mehrere Jahre hinweg. Sie beinhalten auch bewusst rein auf die Investitionsentscheidung wirkende Signale, die sich über die Lebenszeit von Anlagen überhaupt nicht mehr ändern. Beispiele für Instrumente dieses Prototyps sind lokal differenzierte Netznutzungsentgelte, tiefe Netzanschlussentgelte oder auch eine lokal differenzierte Förderung von Erneuerbaren Energien; diese werden im Bericht als Subtypen diskutiert. Die Intention dieser Instrumente ist die glaubwürdige regionale Steuerung von Investitionen (oder auch Kraftwerkseinsatz), ohne destruktive Anreize für engpassverstärkendes

Verhalten zu setzen. Ein Nachteil besteht darin, dass die Anreize zeitlich grob aufgelöst und daher „verwischt“ sind, was Anreize für Investitionen in Flexibilitäten und Spitzenlastkraftwerke mindert. Außerdem werden die Preissignale administrativ festgelegt oder in einem zentralen ComputermodeLL errechnet: Dadurch ergibt sich ein Informationsnachteil gegenüber dem Markt, der verteiltes Wissen von Akteuren erschließt und aggregiert.

Bewertung der Prototypen

Alle Prototypen haben Schwächen. Alle Prototypen haben bedeutsame Nachteile und Probleme. Kein Marktdesign erreicht den theoretischen Benchmark, insbesondere auch reales Nodal Pricing nicht. Die Entscheidung für ein und gegen ein anderes Marktdesign impliziert das subjektive Gewichten von Kriterien, ist also immer auch eine politische Entscheidung. Aus diesem Grund kann der Bericht keine Empfehlung für eines der untersuchten Marktdesigns aussprechen. Folgende Einschätzungen entlang der oben genannten acht Kriterien können jedoch festgehalten werden:

1. **Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale.** Mechanismen mit lokalen, durch freie Verhandlung zwischen Angebot und Nachfrage entstehenden Preisen wie Nodal Pricing sind regulierten Kraftwerkseinsatz-Eingriffen überlegen, da sie Problemen asymmetrischer Information einerseits und unvollständiger Erschließung von Flexibilitätpotenzialen andererseits entgegenwirken.
2. **Lokale Versorgungssicherheit.** Die Gewährleistung lokaler Versorgungssicherheit ist in keinem der betrachteten Modelle trivial. Bei verzögertem Netzausbau müssen zonale Strommärkte mit anderen Mechanismen (wie Netzreserve oder lokalen Investitionsausschreibungen) flankiert werden. Designs mit lokalen Marktpreisen wie Nodal Pricing sind im Grundsatz in der Lage, diese Herausforderungen über Preissignale zu lösen. Praktische Erfahrungen weisen allerdings eher darauf hin, dass derartige Designs mit Mechanismen zur regulatorischen Absicherung von Investitionen flankiert werden, die dann aber die langfristige Steuerungs- und Allokationswirkung von lokalen Preissignalen untergraben können.
3. **Netzkostendeckung.** Keiner der betrachteten Prototypen kommt ohne zusätzliche Mechanismen aus, die die Refinanzierung der Netzkosten sicherstellen. Allerdings generieren Knotenpreissysteme Engpassrenten, die als Beitrag für die Deckung der Netzkosten verwendet werden können, während zonale Systeme zu zusätzlichen Kosten für den Redispatch führen.
4. **Keine Marktmacht.** Große und liquide Handelsplätze sind tendenziell geeignet, das Entstehen von Marktmacht zu verhindern oder zumindest zu begrenzen. Gleichzeitig gehen damit aber auch marktliche Anreize zur lokalen Gewährleistung von Versorgungssicherheit verloren. Umgedreht können die Marktmachtpotenziale bei geographisch hoch aufgelösten Märkten zu einer hohen Regulierungsintensität führen, in deren Folge sich Probleme wie fehlende Innovationen ergeben können.
5. **Keine regulatorische Lösungsauswahl.** Je höher die Regulierungsintensität, desto höher ist die Gefahr, dass Lösungen langfristig nicht mehr wettbewerblich im Markt gefunden, sondern durch Entscheidungen der Regulierer vorgegeben werden. Damit

wird die dynamische Effizienz negativ beeinflusst. Besonders ausgeprägt ist die regulatorische Lösungsvorgabe bei lokalen Ausschreibungen, aber auch bei regulatorisch vorgegebenen lokalen Preissignalen besteht diese Gefahr.

6. **Trade-Off Netzausbau versus Last- & Erzeugungsverlagerung.** Eine effiziente Abwägung zwischen Netzausbau und Last- beziehungsweise Erzeugungsverlagerung bedeutet, die wohlfahrtsoptimale Menge an Netzausbau zu finden und umzusetzen. Dabei ist unklar, welches der diskutierten prototypischen Designs auf lange Sicht zu besseren Lösungen führt. Ansätze mit reguliertem Redispatch bieten keine lokalen Investitionsanreize und tendieren zu Überinvestitionen in das Netz. Bei zumindest teilweise marktbasierten Lösungen zur Erzeugungsverlagerung bestehen zwar Koordinationschwierigkeiten, gleichzeitig sind solche Systeme aber zumindest im Grundsatz in der Lage, auch lokale Anreize zu setzen.
7. **Keine staatliche Beeinflussung von Preisen.** Die meisten der untersuchten Modelle unterliegen erheblichen staatlichen Einflüssen auf die Preisbildung, die zu dynamischen Ineffizienzen führen können. Dies liegt daran, dass der Staat die Preise oder Preiskomponenten selbst vorgibt, durch selektive Förderung einzelner Akteure die relativen Preise verzerrt, auf die für die Preisbildung relevanten Preiszonen Einfluss nimmt oder eine strikte Preisaufsicht durchführen muss. Im Grundsatz sind große Preiszonen gegenüber staatlicher Preisbeeinflussung weniger anfällig. Dies ist aber auch darin begründet, dass an die von großen Preiszonen ausgehenden Preissignale der Anspruch einer lokalen Steuerungswirkung überhaupt nicht gestellt wird. Eine Besonderheit im Zusammenhang mit der staatlichen Einflussnahme stellen lokale Zusatzmärkte dar. Hier führt das staatlich vorgegebene Marktdesign zu einer bewussten Inkonsistenz von Preisen über verschiedene Marktstufen hinweg. Diese kann stark verzerrende und engpassverschärfende Wirkungen haben.
8. **Abwesenheit von Transaktionskosten.** Transaktionskosten können in keinem realen Marktmodell vollständig vermieden werden. Wir vermuten, dass insbesondere kleinteilig organisierte Märkte besonders hohe Transaktionskosten aufweisen.

Investitionsanreize als zentrale Herausforderung. Ein statisch effizienter Kraftwerkseinsatz ist wichtig. Nach unserer Einschätzung dürften jedoch im Kontext der grundlegenden Transformation des Stromsystems Anreize für effiziente lokale Investitionen ausschlaggebend sein für den langfristigen Erfolg eines Marktdesigns. Welcher der diskutierten Prototypen geeignet ist, Anreize für dynamisch effiziente Investitionen zu setzen, ist allerdings zum jetzigen Zeitpunkt für uns nicht zu beantworten.

Lokale Zusatzmärkte sind inkonsistent. Zwar sprechen wir keine Empfehlung für ein Marktdesign aus, von einigen Vorschlägen raten wir jedoch explizit ab: Die Kombination von zonalen Strommärkten mit lokalen Zusatzmärkten – etwa im Rahmen von marktbasiertem Redispatch oder lokalen Flexibilitäts-Märkten – ergibt ein inkonsistentes Marktdesign, das engpassverstärkendes Verhalten und unerwünschte Rentenabschöpfung bewirkt. Wenn ein lokaler Strommarkt eingeführt werden soll, dann empfehlen wir ein „echtes“ Nodal Pricing mitsamt seinem institutionellen Rahmen.

Weitere Untersuchung. Vor dem Hintergrund der komplexen Abwägungen empfehlen wir die weitergehende Untersuchung von lokalen administrativen Preissignalen, insbesondere Netzanschluss- und Netznutzungsentgelten, aber auch die lokale Steuerung im Rahmen der Förderung von Erneuerbaren Energien.

Verteilernetze

Verschärfte Probleme. Alle genannten Argumente lassen sich prinzipiell auf das Engpassmanagement in Verteilernetzen übertragen. Eine Reihe von Problemen marktbasierter Ansätze sind hier allerdings in verschärfter Form vorzufinden, insbesondere Marktmacht und Transaktionskosten.

Summary

About this study

Proposals for congestion management. Given increasing congestion in European electricity grids, a number of policy proposals have been made in recent years to better reflect network constraints in Europe's zonal electricity markets. The range of such concepts is large and includes locational flexibility markets, nodal pricing, market-based redispatch, a network reserve, locally differentiated renewable support, locally differentiated network charges, subdivision of bidding zones, and locational tendering of generation capacity.

Aims. This report has two aims:

1. To structure the above-mentioned policy proposals according to their economic functioning. We group proposals and discuss if and how they can be combined.
2. To evaluate these proposals against a theoretical benchmark.

Structuring proposals for congestion management

Theoretical benchmark. As a basis for structuring the proposals and the subsequent evaluation, we develop a benchmark market design that leads to a welfare-optimal resource allocation. Such a market design has to meet the following requirements:

1. Efficient local dispatch signals
2. Local security of supply
3. Grid cost coverage
4. No market power
5. No regulatory influence on prices
6. No regulatory selection of solution
7. Optimal trade-off "grid extension vs. relocation of generation and load"
8. Absence of transaction costs

A key finding of this study is that no real-world system can reach this theoretical benchmark.

Two dimensions. When systematizing proposals, at a first level we distinguish between those that relate to the geographical resolution of the electricity market itself (e.g., reconfiguring bidding zones, nodal pricing) and those that operate outside the electricity market (e.g., locational tenders of generation capacity, grid tariffs). Different geographical resolutions of the electricity market cannot be combined with one another (you cannot have both small bidding zones and nodal pricing), but any electricity market design can be combined with one or more additional instruments located outside the electricity market (Figure 1). We distinguish three geographical resolutions of the electricity market (1,2,3) and two classes of additional instruments (A, B).

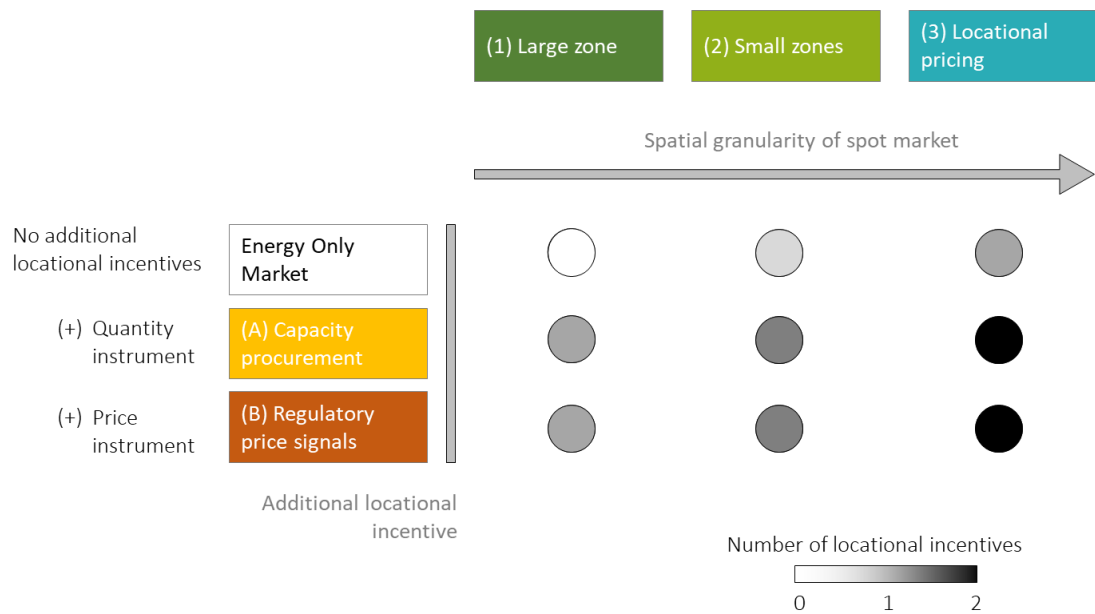


Figure 1. Prototypes and possible combinations.

Five prototypes

We assign all proposals to one of five stylized, prototypical market designs.

(1) Large zone. The prototype "large zone" is characterized by large and stable bidding zones, regulatory redispatch with cost-based compensation, absence of local investment incentives within the price zone and free trade between market players within a price zone guaranteed by the network operator. This represents a stylized version of Germany's current market design. The intention is to maintain a large liquid electricity market, which sends credible investment signals to power plants and flexibility resources. In its pure form, there is no mechanism that ensures sufficient local generation capacity. Therefore, to guarantee local security of supply, the grid must be expanded to cover load at all locations. If grid expansion is delayed or insufficient, additional instruments are needed to guarantee local security of supply.

(2) Small zones. This prototype features smaller bidding zones that are reconfigured every couple of years. This corresponds roughly to the idea behind the Capacity Allocation & Congestion Management (CACM) Regulation. The intention is to create some degree of locational signals for power plant operation and investment. We see the regulatory risk of zone change and the resulting lack of credibility of prices as investment signals as a key problem.

(3) Locational pricing. This prototype summarizes a variety of market designs that seem to be quite different at first glance, including nodal pricing, market-based redispatch, and locational markets for flexibility. However, these designs have in common that they create market prices with high temporal and spatial granularity, e.g. for each node of the transmission system. Load

and generation are thus kept in balance not only at the level of price zones but also at the locational level, taking into account available network capacities and hence avoiding network congestion. This is based on voluntary bids and offers on a marketplace. We distinguish between two variants:

- **Nodal pricing.** Under nodal pricing, the electricity market itself is of nodal granularity. Nodal prices are calculated by an Independent System Operator (ISO) on the basis of a computer model. In our view, this design, which is widespread in the US, has the major disadvantage that local market prices might not provide credible investment signals and therefore capacity payments could be necessary.
- **Local additional markets.** In this variant, the zonal electricity market is maintained, but is supplemented by an additional market in local resolution. Both markets for locational flexibility and redispatch markets fall into this group. To the extent network bottlenecks are predictable, these local "extra" markets will have significant feedback on the zonal spot market. Producers in scarcity regions will hold back their capacity in the spot market, anticipating higher revenues in the local market (this is the infamous "INC-DEC game"). An analogous perverse incentive exists in surplus regions. By acting strategically, market parties aggravate the bottleneck. As a consequence, the locational market will become the *de facto* lead market, determining power plant dispatch and revenues. As a result, nodal pricing is introduced "through the back door", but without the necessary institutional framework.

(A) Capacity procurement. This concept complements one of the market designs discussed above with a local tender for generation capacity. The purpose of the tenders is to address local supply bottlenecks resulting from network congestion. For this instrument, the main problems we see lie in the difficulty of defining technology-neutral tenders and that it might undermine the investment signals sent by the energy market.

(B) Regulatory price signals. This prototype summarizes various instruments in which the regulator sets locational price signals administratively, such as locally differentiated grid usage charges, deep connection charges or locally differentiated renewable support. Due to the need for regulators to set the price signals, they usually have limited temporal variability and are often valid for several years. This prototype includes signals that purely impact the investment decision and do not change over the lifetime of assets at all. The intent of these instruments is to steer investment (some also dispatch) to the right place without undermining the credibility of price signals and without incentivizing INC-DEC gaming. One drawback is that the incentives have a low time resolution and are therefore "blurred", which reduces incentives for investment in flexibilities and peak load power plants. In addition, the price signals are determined administratively or calculated in a central computer model. This results in an information disadvantage compared to the market, given that the strength of markets is to aggregate distributed knowledge efficiently.

Evaluation of prototypes

All prototypes have their flaws. All prototypes have significant disadvantages and problems. No market design is able to reach the theoretical benchmark. The decision for or against a

market design implies the subjective weighting of criteria, so it is always to some degree a political decision. We cannot make a recommendation for one of the examined market designs. However, the following assessments along the above eight criteria can be noted:

1. **Efficient local dispatch signals.** Mechanisms with local prices resulting from free negotiation between supply and demand, such as nodal pricing, are superior to regulatory intervention to power plant dispatch. This is both because they address asymmetric information and because they provide incentives to a broad spectrum of actors, including loads and flexibility resources.
2. **Local supply security.** Ensuring local security of supply is not trivial in any of the prototypes considered. In the event of delayed grid expansion, zonal electricity markets must be supported by other mechanisms such as local capacity tenders or grid reserves. In principle, designs with local market prices such as nodal pricing are able to meet these challenges via price signals. However, due to practical experience, such designs are often accompanied by regulatory investment support mechanisms that may undermine the long-term effect of local price signals in steering and allocating investments.
3. **Grid cost coverage.** All of the considered prototypes require additional mechanisms to ensure the refinancing of network costs. However, locational pricing usually generates congestion rent while zonal systems incur redispatch costs.
4. **Absence of market power.** Large and liquid markets tend to reduce market power. At the same time, market incentives for ensuring local supply security are also lost. In reverse, market power potentials in markets with a high geographical resolution can lead to a high regulatory intensity, which might lead to problems such as stifled innovation.
5. **No regulatory selection of solution.** The higher the regulatory intensity, the higher the risk that solutions will no longer be determined by the market, but will be dictated by regulators' decisions. This adversely affects dynamic efficiency. Such regulatory selection of solution is particularly pronounced in local capacity tenders, but also regulatory local price signals often implicitly pre-determine solutions.
6. **Optimal trade-off "grid extension vs. relocation of generation and load".** An efficient choice between grid expansion and load or generation relocation means finding and implementing the welfare-optimal amount of grid expansion. It is unclear which of the discussed prototypical designs lead to better solutions in the long term. Zonal markets do not provide local investment incentives and hence require over-investing in grids. Prototypes that provide market-based locational signals are in principle capable of incentivizing generation relocation, yet coordination difficulties with grid expansion remain.
7. **No regulatory influence on prices.** Most of the models studied are subject to significant government influence on pricing, which can lead to dynamic inefficiencies. This is due to the fact that the state either itself determines the prices or price components, distorts relative prices, selectively promotes individual players, influences price zones relevant for price formation or strictly supervises price formation. In principle, large price zones are less vulnerable to government influence on prices. However, this is also due to the fact that the burden of local steering of investments and dispatch is not placed at all on the price signals in large price zones.

8. **Absence of transaction costs.** Transaction costs cannot be avoided completely in any real market model.

Investment incentives as a key challenge. A statically efficient power plant dispatch is important. However, in the context of the fundamental transformation of the electricity system, we regard incentives for efficient local investment as crucial for the long-term success of a market design. However, at this point in time we cannot answer which of the discussed prototypes is most suitable to provide the incentives for dynamically efficient investments.

Local additional markets are inconsistent. Although we do not recommend a specific market design, we do advise against certain proposals: the combination of zonal electricity markets with locational “extra” markets such as market-based redispatch or markets for local flexibility results in an inconsistent market design, aggravates congestion in the spot market and leads to undesirable windfall profits. If a local electricity market is to be introduced, we recommend opting for fully-fledged nodal pricing and its institutional framework.

Further research. Against the background of these complex considerations, we recommend further investigation of local administrative price signals, in particular grid connection and grid usage charges, but also locally differentiated promotion of renewable energy.

Distribution grids

Aggravated problems. In principle, all these arguments can be transferred to congestion management in distribution grids. In such smaller scale networks, the problems of market-based approaches tend to be more pronounced, in particular market power and transaction costs.

1 Marktliche versus Regulatorische Organisation des Stromnetzes

Engpässe im Stromnetz. Das bestehende Stromnetz – also Eigentum, Betrieb und Ausbau des Übertragungs- und Verteilernetzes – ist über viele Jahrzehnte gewachsen und stammt zum größten Teil noch aus der Zeit vertikal integrierter Versorger. Durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Abschaltung der Kernkraftwerke sowie die europäische Strommarktintegration ist das Stromnetz großen Herausforderungen ausgesetzt: Das Volumen der Stromflüsse nimmt zu und es treten vermehrt Netzengpässe auf. Diese spiegeln sich in steigenden Kosten für Redispatch (RD) und Einspeisemanagement sowie Instrumenten wie der Netzreserve wider.

Ziel der Studie. Vor diesem Hintergrund soll in dieser Studie das Verhältnis von Strommarkt und Stromnetz grundlegend beleuchtet werden. Insbesondere wird die Bewirtschaftung der knappen Ressource „Stromnetz“ diskutiert. Im Zentrum stehen die Fragen: Welche Instrumente zur Bewirtschaftung von Netzengpässen existieren? In welcher Beziehung stehen die unzähligen Vorschläge für Instrumente zur Netzbewirtschaftung und wie lassen sie sich vergleichen? Welche Vor- und Nachteile haben diese und wo bestehen Trade-Offs? Sollen Erzeuger und Verbraucher lokalen Preissignalen ausgesetzt sein und welche Optionen gibt es dazu? Wie wirken die Anreize, die von den unterschiedlichen Ansätzen ausgehen?

Markt als Organisationsform. Eine zentrale Erkenntnis der Volkswirtschaftslehre ist, dass in bestimmten Situationen eine wettbewerbliche Organisationsform einer regulatorischen Organisation¹ überlegen ist, in anderen Situationen gilt das Gegenteil. Wettbewerbliche Organisation heißt hier (innerhalb von gesetzlichen Grenzen) freie, profitmaximierende Entscheidung von Unternehmen mit Koordination auf Märkten über Preise. Bei Abwesenheit von Marktversagen – insbesondere der Abwesenheit von Marktmachtmissbrauch sowie von externen Effekten – sind Märkte einer rein regulatorischen Steuerung überlegen, insbesondere weil ...

- ... Anreize in statischer Perspektive dazu führen, dass Akteure durch ihr Handeln private Informationen offenlegen und Märkte diese Information effizient aggregieren können;
- ... Anreize in dynamischer Perspektive dazu führen, dass (potentielle) Akteure neue Lösungen für Probleme entwickeln, indem sie investieren und innovieren.

Bei Vorliegen von Marktversagen sind diese Vorteile von Märkten abgeschwächt und/oder es treten zusätzliche Nachteile auf. Hier kann eine regulatorische Steuerung unter Umständen

¹ Wenn im Rahmen dieser Studie von regulatorischer Organisation die Rede ist, gehen wir in der Regel davon aus, dass nationale Regulierer diese Handlungen koordinieren würden. Die Schlussfolgerungen würden aber auch gültig bleiben, wenn andere staatliche oder im staatlichen Auftrag handelnde Stellen diese Rolle übernähmen.

bessere Wohlfahrtsergebnisse erzielen. Wir verstehen unter „regulatorischer“ Organisation dabei eine hierarchische, nicht durch ökonomische Anreize bestimmte Koordinationsform. Diese kann durch Handeln der Legislative, der Exekutive, eines (unabhängigen) Regulierers oder eines anderen ökonomisch interessenlos gestellten Akteurs erfolgen.

Diese Studie befasst sich mit der Anwendung dieser generellen Erkenntnisse der Volkswirtschaftslehre auf das Stromnetz: Soll das Stromnetz wettbewerblich oder regulatorisch organisiert werden?

Markt und Stromnetz. Kann und sollte das Netz marktwirtschaftlich organisiert werden? Diese Frage lässt sich auf fünf Ebenen diskutieren:

1. Welche Aufgaben fallen im Bereich des Stromnetzes an und wie lassen sich diese voneinander abgrenzen? Diese Frage betrifft die Aufspaltung von Netzeigentum, Netzbetrieb und Netzausbau in verschiedene Unternehmen.
2. Können Netzbetrieb und Netzausbau wettbewerblich, das heißt in Form von konkurrierenden Netzbetreibern, organisiert werden? Diese Frage betrifft das Netz als natürliches Monopol.
3. Sollen Netzbetrieb und -ausbau von anderen Funktionen des Stromsektors, insbesondere Erzeugung und Vertrieb, getrennt sein? Dies ist die Frage nach Entflechtungsregeln.
4. Wie sollen Systemdienstleistungen organisiert werden? Diese Frage betrifft sowohl die Möglichkeit einer dezentral-marktlichen Erbringung von Systemdienstleistungen als auch die Beschaffung im Falle einer zentralisierten Erbringung.
5. In welcher Form soll die knappe Ressource „Netzkapazität“ bewirtschaftet werden? Dies ist die Frage nach Engpassmanagement und lokalen Preissignalen.

Im Folgenden werden diese fünf Ebenen kurz andiskutiert. Der weitere Bericht konzentriert sich dann auf den letzten Punkt: die Bewirtschaftung von Netzengpässen.

1.1 AUFGABEN DES STROMNETZBETREIBERS

Im Bereich des Stromnetzes fallen verschiedene Aufgaben an, die je nach gesetzgeberischer und unternehmerischer Ausgestaltung von einem einzigen oder mehreren Unternehmen ausgeführt werden können. Diese Aufgaben lassen sich in drei Bereiche unterteilen.

Eigentum. Mit dem Eigentum des Stromnetzes ist das Eigentum der Vermögenswerte (Assets) sowie Erhaltungsinvestitionen in die Komponenten des Netzes gemeint. Dazu gehören Freileitungen, Kabel, Masten, Transformatoren, Umspannwerke, Schaltanlagen und alle weiteren technischen Anlagen, die für die Funktionsfähigkeit des Netzes benötigt werden.

Betrieb. Der Netzbetrieb umfasst alle Aufgaben, die mit einem reibungslosen Betrieb des Stromnetzes einhergehen. Dazu gehören die Schaltung des Netzes, Systemführung, Flussmessungen, Störungsbeseitigung, die Beschaffung und Aktivierung von Systemdienstleistungen, die Modellierung des Netzbetriebs und die Ergreifung von Maßnahmen bei Grenzwertverletzungen.

Netzausbau. Für die mittel- bis langfristige Anpassung des Netzes an die Anforderungen der Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen besteht zudem die Notwendigkeit baulicher Maßnahmen am Netz: Aus-, Um- und Rückbau sowie der Anschluss von neuen Netznutzern, hier zusammenfassend als „Netzausbau“ bezeichnet. Innerhalb dieses Aufgabenbereichs fallen eine Reihe von Aufgaben an, darunter die Ausbauplanung, Szenario-Rechnungen, Abstimmung von Zukunftsannahmen, Stakeholder-Konsultationen, Genehmigungsverfahren, sowie schließlich die Durchführung der Baumaßnahmen. Sobald das Netzelement erbaut ist, geht es in den Eigentums- und Betriebsbereich über.

Organisation der Aufgaben im Stromnetz. Es gibt starke Synergien zwischen den einzelnen Aufgaben innerhalb der Blöcke, wie zum Beispiel zwischen dem Durchführen von Flussmessungen und dem Schalten des Netzes. Es erscheint daher nicht sinnvoll, innerhalb dieser Bereiche eine Aufteilung vorzunehmen. Gleichzeitig wäre es denkbar und auf Basis internationaler Erfahrungen auch möglich, dass die Verantwortung *entlang* der genannten drei Aufgabenblöcke unterschiedlichen Akteuren zugeordnet wird. So ist beispielsweise in großen Teilen der USA der Independent System Operator (ISO) für den Betrieb verantwortlich, nicht aber Eigentümer des Netzes. In Europa dagegen sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für alle drei Bereiche zuständig, wobei beim Netzausbau sehr weitreichende und detaillierte Kontrollfunktionen bei der Regulierungsbehörde liegen.

Trennung von Eigentum, Betrieb, Ausbau. Obwohl auch zwischen Eigentum, Betrieb und Netzausbau Synergien existieren, gibt es Argumente für eine Trennung entlang dieser Grenzen, um Anreizprobleme zu vermindern. Ein strukturelles Anreizproblem bei der institutionellen Zusammenfassung von Netzbetrieb und Netzausbau ist beispielsweise, dass je nach konkreter Ausgestaltung ein Anreiz bestehen kann, das Netz über das optimale Maß hinweg auszubauen. Dies geschieht, um Eigenkapitalbedarf und somit regulierte Gewinnschwellen auch im Betriebsbereich zu erhöhen. Wie im folgenden Abschnitt argumentiert, sind jedoch auch Eigentum, Betrieb und Netzausbau für sich jeweils ein natürliches Monopol – auch bei einer Aufspaltung wäre es also kaum denkbar, horizontalen Wettbewerb zwischen konkurrierenden Unternehmen herzustellen. Insofern hat die Frage der Aufspaltung im Kontext dieser Studie eine untergeordnete Bedeutung und wird nicht weiter vertieft.

1.2 NETZ ALS NATÜRLICHES MONOPOL

Netzbetrieb als Monopol. Seit der Liberalisierung der europäischen Strommärkte in den 1990ern und 2000ern sind Erzeugung und Vertrieb wettbewerblich organisiert, mit höchstens punktuellen regulatorischen Eingriffen. Das Stromnetz, sowohl Übertragungs- wie auch Verteilernetz, ist dagegen in Form von regulierten regionalen Monopolen organisiert. Der Grund hierfür liegt darin, dass Netze sogenannte „natürliche Monopole“ sind.

Skaleneffekte. Stromnetze haben sehr hohe Fixkosten und sehr geringe Grenzkosten, das heißt der Anschluss eines einzelnen weiteren Kunden verursacht in der Regel nur sehr geringe Zusatzkosten. Als Konsequenz ist das Netz dann am günstigsten, wenn es (in einer Region) nur ein Stromnetz gibt. Beispielsweise wäre der Aufbau und Betrieb von zwei parallelen Netzen,

die einerseits alle gerade und andererseits alle ungeraden Hausnummern in einer Stadt versorgen, insgesamt nahezu doppelt so teuer wie der Aufbau und Betrieb eines einzigen Netzes.

Natürliches Monopol. Als Folge von signifikanten Skaleneffekten ist die kostengünstigste Marktstruktur ein Monopol. Ökonomen sprechen hier von einem „natürlichen Monopol“. Anders als andere Monopole lässt sich ein natürliches Monopol nicht sinnvoll aufspalten und liberalisieren – denn damit würden die Skalenvorteile vernichtet. Wettbewerbliche Marktstrukturen sind hier kein stabiles Gleichgewicht: Würde ein Netzbetreiber aufgeteilt, würde sich mittelfristig durch Wettbewerb eine der Firmen durchsetzen und als Monopolist übrigbleiben.

Regulierung. Da natürliche Monopole nicht aufgespalten werden können, müssen sie reguliert werden, um einen Missbrauch der Marktmacht des Netzbetreibers als Monopolist weitestgehend zu verhindern. Die Regulierung beschränkt sich nicht auf eine Regulierung der Preise (Netzentgelte), sondern erstreckt sich zum Beispiel auch auf eine grundsätzliche Verpflichtung zur Lieferung (Anschlusspflicht) des Netzbetreibers gegenüber neuen Netznutzern. Die Natur des Netzes als natürliches und reguliertes Monopol wird im weiteren Bericht nicht weiter hinterfragt.

1.3 ENTFLECHTUNG

Einflussnahme auf Preise. Netzbetreiber haben an verschiedenen Stellen Möglichkeiten, Einfluss auf den Großhandelspreis zu nehmen und damit Erzeugern und Verbrauchern (oder Vertrieben) Vor- oder Nachteile zu verschaffen. Das klassische Beispiel hierfür ist die Verweigerung eines Netzanschlusses für ein Kraftwerk aus angeblich netztechnischen Gründen, um den längerfristigen Strompreis auf hohem Niveau zu halten. Weitere Beispiele mit Potenzial zur Preisbeeinflussung sind die Festlegung von grenzüberschreitenden Handelskapazitäten oder deren Berechnungsregeln beziehungsweise dafür verwendete Modelle.

Interessenlos stellen. Wenn ein Netzbetreiber auch Erzeugungsanlagen besäße, hätte er ein Interesse an möglichst hohen Strompreisen. Dies bedeutet ein Interesse daran, dass möglichst wenig neue Kraftwerke einen Netzanschluss erhalten; zudem würde dieser Netzbetreiber möglichst wenig Importkapazität in die Gebotszone freigeben. Um zu verhindern, dass Netzbetreiber sich selbst oder Schwesterunternehmen so Vorteile verschaffen, ist es wünschenswert, dass sie im Hinblick auf die Erlösmöglichkeiten für Erzeuger interessenlos gestellt werden.

Entflechtung. Eine Möglichkeit dazu ist Entflechtung, das heißt die eigentumsrechtliche oder sonstige strikte Trennung des Netzes von Erzeugung und Vertrieb. Anders ausgedrückt bedeutet Entflechtung das Verbot für Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen unmittelbar oder mittelbar über die Verflechtung mit Schwesterunternehmen zu besitzen. Je größer die Rolle des Netzbetreibers bei der Preisfindung ist, desto wichtiger dürfte eine weitgehende Entflechtung sein.

Marktliche Beschaffung. Entflechtung heißt unserem Verständnis nach *nicht*, dass der Netzbetreiber keine Systemdienstleistungen oder Verlustenergie marktlich beschaffen kann (siehe auch Abschnitt 1.4). Zwar besteht die theoretische Möglichkeit, durch Einflussnahme auf den

Spotpreis auch den Preis für Regelenergie zu beeinflussen, doch dürfte diese Möglichkeit unter realen Bedingungen sehr klein sein. Da Beschaffungskosten in irgendeiner Form auch zumeist in die regulierten Entgelte übernommen werden dürfen, sinkt der Anreiz zur Beeinflussung weiter. Zudem dürfte ein entflochtener Netzbetreiber, der am Markt agiert, eher Interesse an einem hohen Wettbewerbsniveau haben als an einem geringen. Das Prinzip der Entflechtung wird im weiteren Bericht als gegeben hingenommen.

1.4 SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN

Systemdienstleistungen. Zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen Netzbetreiber verschiedene sogenannte Systemdienstleistungen (SDL) mit dem Ziel der Gewährleistung eines sicheren Systembetriebs und einer hohen Versorgungsqualität. Gemäß Transmission Code 2007 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber² zählen zu den Systemdienstleistungen Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und System-/Betriebsführung. Die Systemdienstleistungen werden heute zentral vom Netzbetreiber erbracht. Sofern zur Erbringung der Rückgriff auf Leistungen Dritter, zum Beispiel von Marktakteuren, notwendig ist, erfolgt eine Beschaffung durch die Netzbetreiber.

Zwei Fragen. Mit Blick auf das Zusammenspiel von Markt und Netz stellt sich insbesondere die Frage, ob eine wettbewerbliche Organisation der Erbringung von Systemdienstleistungen möglich und sinnvoll ist. Dabei können zwei Fragen unterschieden werden:

- Koordinationsmechanismus: Sind SDL als zentralistisch koordinierte Dienstleistungen notwendig oder können die über sie abgedeckten Funktionen auch in dezentraler Verantwortung der Marktakteure erbracht werden und über Marktmechanismen koordiniert werden?
- Beschaffung: Sollten im Falle einer zentralen Koordination durch den Netzbetreiber SDL unter freier Preisbildung marktlich beschafft werden oder regulativ beschafft werden? Sind hier gegebenenfalls auch Mischformen denkbar?

1.4.1 Zentrale Koordinierung von SDL notwendig?

Frequenzhaltung durch Marktakteure. Prinzipiell ist zumindest bei einzelnen SDL die Erbringung einer vergleichbaren Funktion durch dezentral agierende Marktakteure denkbar, etwa bei Frequenzhaltung. Frequenzhaltung wird heute zum einen durch die Bilanzkreisverantwortung der Marktakteure bis zu einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten bewirkt. Auf kürzeren Zeitskalen wird die Frequenzhaltung zum anderen zentral durch ÜNB in Form von Regelenergie sichergestellt. Analog zum bestehenden System der Bilanzkreisverantwortlichkeit wäre beispielsweise auch denkbar, dass Bilanzkreisverantwortliche (BKV) für das hochfrequente

² Abrufbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/937758/14f1b92ea821e9e19ee13fc798c1ee0e/transmissioncode-2007--netz--und-systemregeln-der-deutschen-uebertragungsnetzbetreiber-data.pdf>

Ausregeln ihres Bilanzkreises verantwortlich wären und hierfür dezentral Regelleistung vorhalten oder beschaffen. Allgemeiner ausgedrückt wäre es denkbar die Bilanzkreisverantwortung in Richtung kürzerer Zeitintervalle auszuweiten und so einen Teil der heute durch Regelenergie erbrachten Funktion marktlich-dezentral zu erbringen.

Systemsicherheit und Transaktionskosten. Mit einer solchen „erweiterten Bilanzkreisverantwortlichkeit“ die Regelenergie komplett zu ersetzen, scheint allerdings sowohl aus Gründen der Systemsicherheit wie auch Transaktionskosten nicht praktikabel. Mit einer dezentralen Verpflichtung zu hochfrequentem Bilanzkreisausgleich wäre ein perfekter Ausgleich durch alle einzelnen Bilanzkreise notwendig. Beim Abweichen auch nur eines Bilanzkreises wäre dagegen die Systemsicherheit in Gefahr. Bilanzkreisabweichungen würden damit für andere Netznutzer eine erhebliche Externalität darstellen und die Gefahr von Marktversagen bergen. Zudem sind die Kosten für einen Bilanzausgleich mit zentraler Koordination geringer. Hier muss eine Stelle den Ausgleich für die Überlagerung der Abweichungen aller Bilanzkreise beschaffen. Die dafür notwendigen Mengen sind wegen Portfolioeffekten und aufgrund statistischer Mittelung über eine große Zahl von Bilanzkreisen gut prognostizierbar. Wenn diese Ausgleichseffekte dezentral durch Handel zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen erschlossen werden sollten, fielen erhebliche Transaktionskosten an. Zudem sind angesichts der nicht vollständigen Echtzeit-Leistungsmessung des Verbrauchs Abweichungen von einer ausgeglichenen Leistungsbilanz nur systemweit (aus einem Vergleich von Soll- und Ist-Austausch mit benachbarten Netzen) und nicht bilanzkreisscharf ermittelbar. Somit ist eine dezentral-marktliche Koordination ungeeignet.

Andere SDL. Bei anderen Systemdienstleistungen wäre eine dezentrale Koordination noch schwieriger. So kann der Bedarf für die Systemdienstleistung Spannungshaltung beziehungsweise die dafür notwendige Blindleistung nicht aus den Blindleistungsbilanzen der Netznutzer abgeleitet oder diesen zugeordnet werden, sondern ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Netznutzung und Netztopologie. Auch Systemführung und Versorgungswiederaufbau erfordern Informationen, die nur beim Netzbetreiber vorliegen. Darüber hinaus stellen Teilbereiche der Systemsicherheit offensichtlich ein öffentliches Gut dar.³ Beispielsweise können von einem ausreichend hohen Spannungsniveau im Netz weder einzelne Netznutzer ausgeschlossen werden, noch besteht eine explizite Rivalität zwischen unterschiedlichen Nutzern. Die effiziente Bewirtschaftung öffentlicher Güter erfordert – zumindest bei einer so großen Nutzerzahl wie im Stromnetz – eine zentrale Koordination. Eine dezentral-marktliche Koordination von Systemdienstleistungen ist deshalb nicht praktikabel.

³ Dies unterscheidet Systemsicherheit von der Versorgungssicherheit am Strommarkt, für die der Öffentliche-Gut-Charakter mit Blick auf die Rivalität der Nutzung elektrischer Energie zumindest von vielen Diskutanten bestritten wird.

1.4.2 Beschaffung von SDL

Erbringung durch Kraftwerke. Die meisten SDL können nur durch Erzeugungsanlagen oder Lasten erbracht werden. Aufgrund der Entflechtung von Netz und Erzeugung sind die Netzbetreiber deshalb auf die Unterstützung Dritter angewiesen.

Beschaffung von SDL. Dies führt zur Frage der Beschaffung von SDL. Können und sollen SDL durch wettbewerbliche Ausschreibungen mit freier Preisbildung beschafft werden? Beispielsweise wird Primärregelleistung in Deutschland marktlich beschafft, während in Irland die Erbringung für alle Kraftwerke verpflichtend ist und kostenfrei zu erfolgen hat.

Marktliche Beschaffung von Regelennergie. Für eine wettbewerbliche Beschaffung von Regelennergie sprechen verschiedene Gründe:

- Nicht alle Marktteilnehmer haben die gleichen (Opportunitäts-)Kosten für die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen. Die Idee eines Marktmechanismus ist es, diejenigen Marktakteure für die Erbringung heranzuziehen, die die geringsten Kosten dafür haben. Regelennergie ist vergleichsweise teuer und für einen nicht unerheblichen Teil der gesamten Netzkosten verantwortlich, so dass Effizienzvorteile bei der Beschaffung schwer wiegen können.
- Da die Bereitstellung von Regelleistung die Möglichkeiten zur Spotmarktteilnahme beeinflusst, trägt eine marktbasierende Beschaffung zu einer effizienten Allokation von Flexibilität im Stromsystem bei. Anders als bei nachfolgend noch vertieft diskutierten Wechselwirkungen zwischen dem Spotmarkt und anderen Marktsegmenten (siehe Abschnitt 4.3.3) hängt der Bedarf an Regelleistung nicht vom Ergebnis des Spotmarktes ab und vice versa. Es ergeben sich deshalb im Spothandel als Leitmarkt für das Stromsystem keine verzerrenden Anreize hinsichtlich einer Abkehr von anreizkompatiblen Bietverhalten.
- Regelleistung muss nicht lokal beschafft werden (im Vergleich zu anderen Systemdienstleistungen wie z.B. Blindleistung), sondern kann irgendwo innerhalb einer Regelzone erbracht beziehungsweise bei Verfügbarkeit entsprechender Übertragungskapazitäten sogar importiert werden. Insofern ist grundsätzlich mit einer Vielzahl möglicher Erbringer und liquiden Marktplätzen zu rechnen.
- Die Prüfung der Angemessenheit der für die Beschaffung von Systemdienstleistungen anfallenden Kosten im Rahmen der Netzregulierung ist bei einer marktlichen Beschaffung vergleichsweise einfach und vermeidet ansonsten zwangsläufige Informationsasymmetrien zwischen Regulierer und reguliertem Unternehmen.

Die marktliche Beschaffung von Regelennergie über diskriminierungsfreie Beschaffungsplattformen ist deshalb in Deutschland seit langem Standard und wird im Zuge der *Guideline Electricity Balancing* europaweit vorgeschrieben.

Marktliche Beschaffung von lokalen SDL. Die Argumente für eine marktliche Beschaffung von Regelennergie lassen sich jedoch nicht auf alle anderen Systemdienstleistungen übertragen. So ist zum Beispiel Spannungshaltung ein lediglich lokal zu beschaffendes Produkt. Eine wettbewerbliche Beschaffung kann deshalb aufgrund von Marktmachtproblemen problematisch

sein. Darüber hinaus kann die für die Spannungshaltung benötigte Blindleistung auch und teilweise effizienter als bei Fremdbezug aus Netzbetriebsmitteln wie Drosseln, Kondensatoren oder Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) -Konverterstationen erbracht werden. Netzbetreiber sind deshalb nicht wie bei Regelleistung zwangsläufig auf Dienstleistungen Dritter angewiesen. Eine obligatorische Ausschreibung des gesamten Bedarfs an dieser Systemdienstleistung über eine zentrale Beschaffungsplattform ist deshalb nicht sinnvoll. Grundsätzlich kann jedoch jede auf freiwilligen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Anbietern beruhende Erbringung von Systemdienstleistungen als marktlich bezeichnet werden. Eine marktliche Beschaffung in diesem Sinne – und gegebenenfalls in Konkurrenz zur Eigenerbringung durch Netzbetreiber – kann durchaus sinnvoll sein. Da die Netzbetreiber selbst jedoch nicht im Wettbewerb stehen, obliegt es in diesem Fall der Netzregulierung Anreize für eine effiziente Beschaffung von Systemdienstleistungen zu setzen und eine diskriminierungsfreie Behandlung aller potenziellen Anbieter zu erreichen.

1.5 BEWIRTSCHAFTUNG DER KNAPPEN RESSOURCE NETZ

Engpassmanagement und lokale Preissignale. Als fünftes Themenfeld innerhalb der Frage „Marktliche versus Regulatorische Organisation des Stromnetzes“ bleibt die Bewirtschaftung der knappen Ressource Netz: In welcher Form sollen Netzengpässe bewirtschaftet werden und sollen Erzeuger und Verbraucher lokalen Preissignalen ausgesetzt werden – und wenn ja, in welcher Form? Mit dieser Frage beschäftigt sich der Rest dieser Studie. Dabei werden auch die Rolle des Netzausbaus und die Frage, nach welchen Prinzipien über diesen entschieden wird, aufgegriffen.

2 Physikalische Handlungsoptionen

Physikalische Handlungsoptionen. In einem Strommarkt, der Netzengpässe unberücksichtigt lässt und einen geographisch einheitlichen Preis bietet, ist das Netz in manchen Situationen engpassfrei, das heißt der gewünschte Kraftwerkseinsatz und Handel sind ohne Eingriffe möglich. In anderen Situationen ist dies nicht möglich, das heißt es liegen Netzengpässe vor. Es bestehen eine Reihe von Optionen, um mit Engpässen im Netz umzugehen.

Netz. Auf Seiten des Netzes bestehen folgende Maßnahmen zur Behebung von Engpässen:

- Kurzfristig: Netztechnische Maßnahmen wie Topologieänderungen im Netz oder Schalten von Netzbetriebsmitteln (zum Beispiel Mehrsammelschienenbetrieb)
- Mittelfristig: Netzoptimierung (zum Beispiel durch Phasenschieber-Transformatoren)
- Langfristig: Netzausbau, das heißt der Neubau oder die Verstärkung von Netzelementen wie Transformatoren und Leitungen

Erzeugung. Auf Seiten der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs stehen folgende Maßnahmen zur Verfügung:

- Kurzfristig: „Verlagerung von Erzeugung“⁴ zwischen dafür zur Verfügung stehenden Anlagen im Vergleich zum Kraftwerkseinsatz ohne Eingriffe und ohne lokale Preisunterschiede (zum Beispiel Redispatch oder Nodal Pricing)
- Mittelfristig: Ertüchtigung und Aufnahme zusätzlicher bestehender Anlagen in das System zur Erzeugungsverlagerung (zum Beispiel Erweiterung des Redispatch auf Anlagen <10MW, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), Erneuerbare Energien (EE), Lasten)
- Langfristig: Kraftwerksinvestitionen in Engpassregionen beziehungsweise Verbrauchsinvestitionen in Überschussregionen

Tabelle 1 fasst diese Handlungsoptionen nochmal zusammen.

⁴ Wenn im Folgenden von „Erzeugungsverlagerung“ gesprochen wird, ist immer auch die Entsprechung auf der Last-Seite gemeint. In der kurzen Frist (Netzbetrieb) bedeutet es somit die geographische Verlagerung von Erzeugung (das heißt das gleichzeitige Hoch- und Herunterregeln von räumlich getrennten Kraftwerken) oder die Verlagerung von Lasten (das heißt das gleichzeitige Herunter- und Hochregeln von räumlich getrennten Lasten) oder eine Kombination aus beidem (zum Beispiel das gleichzeitige Hochregeln von räumlich getrennten Kraftwerken und Lasten).

Tabelle 1: Physikalische Handlungsoptionen zur Beseitigung von Netzengpässen.

	Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
Netz	Netztechnische Maßnahmen	Netzoptimierung	Netzausbau
Erzeugungsverlagerung (auch Lasten)	Erzeugungsverlagerung zwischen dafür zur Verfügung stehenden Anlagen	Ertüchtigung und Aufnahme zusätzlicher bestehender Anlagen in das System zur Erzeugungsverlagerung	Investitionen in Engpass-beziehungsweise Überschussregionen

Anreizwirkung. Im Rahmen der Diskussion von Markt und Netz sollen bei der Analyse von Instrumenten und Marktdesigns deren Auswirkungen auf alle sechs genannten Handlungsoptionen des Engpassmanagements berücksichtigt werden. Dabei muss bedacht werden, dass Marktteure (Erzeuger, Verbraucher) je nach Art der Regulierung möglicherweise anders auf Anreize reagieren als regulierte Firmen (Netzbetreiber). Beispielsweise dürften lokale Spotpreisunterschiede die Standortentscheidung von Kraftwerksinvestitionen beeinflussen, könnten aber Netzinvestitionen im Rahmen von Anreiz- oder Kostenregulierung unbeeinflusst lassen.

3 Theoretischer Benchmark

Theoretischer Benchmark. Im folgenden Abschnitt werden (prototypische) Ansätze und Designs zur Bewirtschaftung des Stromnetzes diskutiert. Als Bezugspunkt dieser Diskussion soll ein Benchmark dienen, der eine ideale Lösung ermöglicht, das heißt eine wohlfahrt-maximierende Allokation von Ressourcen sicherstellt. Dies wird als „theoretischer“ oder „*first best*“ Benchmark bezeichnet. In diesem Abschnitt definieren wir diesen Benchmark. Eine operationalisierbare Definition und genauere Beschreibung eines solchen Benchmarks ist auf Grund der Vielschichtigkeit und Komplexität des Stromsystems nicht trivial, wie auch die Länge dieses Abschnitts zeigt.

Benchmark versus Bewertungskriterien. Der Benchmark kann verwendet werden, um eine Liste von Bewertungskriterien für Designs zu entwickeln. In gewissem Sinne sind die Eigenschaften des Benchmarks die optimale Ausprägung der Kriterien. Im folgenden Abschnitt 3 werden wir dann die gleichen Kriterien verwenden, um prototypische Marktdesigns zu bewerten (Tabelle 2 und weitere).

3.1 DEFINITION DES BENCHMARKS

Abstrakte Definition. Abstrakt lässt sich der Benchmark definieren als „ein Marktdesign, das zu einer wohlfahrtsoptimalen Ressourcenallokation führt“. Eine derart abstrakte Definition ist exakt, rigoros und zutreffend – und findet sich in ähnlicher Form auch in der wissenschaftlichen Literatur –, sie ist aber wenig hilfreich für die Diskussion, Einordnung und Bewertung von konkreten Vorschlägen im energiepolitischen Diskurs.

Anforderungen an den Benchmark. Aus diesem Grund definieren wir den Benchmark anhand konkreter energiewirtschaftlicher Bedingungen. Wir gehen dabei davon aus, dass es keinen allwissenden und allmächtigen sozialen Planer gibt, sondern eine Ressourcenallokation unter realen Bedingungen – etwa Informationsasymmetrie – erreicht werden muss. Als theoretischer Benchmark lässt sich ein Marktdesign bezeichnen, wenn es die in diesem Kapitel dargestellten Bedingungen erfüllt:

1. Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale
2. Lokale Versorgungssicherheit
3. Netzkostendeckung
4. Keine Marktmacht
5. Keine staatliche Beeinflussung von Preisen
6. Keine regulatorische Lösungsauswahl
7. Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last oder Erzeugung
8. Abwesenheit von Transaktionskosten

Im Folgenden diskutieren wir diese Bedingungen im Detail.

3.1.1 Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale

Im theoretischen Benchmark bieten Marktpreise effiziente lokale Signale für den Kraftwerkseinsatz.

Marktpreise zur Steuerung von Kraftwerkseinsatz und -Investitionen. In einem optimalen Marktdesign führen Marktpreise zu einer effizienten zeitlichen und räumlichen Steuerung von Kraftwerkseinsatz und Stromverbrauch. Dabei wird angenommen, dass Externalitäten (einschließlich Klima-Externalitäten) durch andere Politikinstrumente internalisiert werden und dies nicht im Rahmen des Engpassmanagements geschieht. Da es keinen allwissenden sozialen Planer gibt, existiert keine äquivalente Alternative zu Marktpreisen als Koordinationsmechanismus.

Räumlich und zeitlich aufgelöste Preise. Der an einem Knoten gültige Marktpreis muss dem systemweiten Grenznutzen (beziehungsweise den Grenzkosten) für die marginale an diesem Knoten produzierte oder verbrauchte Megawattstunde Strom entsprechen. Dies muss zeitlich hoch aufgelöst in allen einzelnen Zeitpunkten gelten.

Grenznutzen. Der systemweite Grenznutzen für eine an einem Knoten produzierte zusätzliche Stromeinheit muss sich durch den Nutzen ergeben, den diese an diesem Knoten sowie im gesamten restlichen System entfaltet. In einem Zeitpunkt, in dem keine Netzenspässe bestehen, kann dieser beispielsweise durch die Zahlungsbereitschaft eines Verbrauchers an einem beliebigen Ort im System gegeben sein, der seinen Verbrauch bei einer marginalen Preissenkung erhöhen würde. Alternativ kann der Grenznutzen einer produzierten Einheit auch durch die Grenzkosten anderer Erzeuger an einem beliebigen Ort im System gegeben sein, die bei erhöhter Einspeisung am betrachteten Knoten ihre Einspeisung reduzieren könnten.

Grenzkosten. Die systemweiten Grenzkosten für eine an einem Knoten verbrauchte marginale zusätzliche Stromeinheit ergeben sich äquivalent zu dem eben diskutierten Grenznutzen.

Preis gleich Grenzkosten. Bei Erfüllung dieser Anforderungen gilt im Ergebnis im langfristigen ökonomischen Gleichgewicht an allen Netzknoten: Grenzkosten = Grenznutzen = Marktpreis.⁵

Langfristiges Gleichgewicht und Investitionsanreize. Die Identität von Grenzkosten und Grenznutzen ist eine Gleichgewichtsbedingung, die nur im eingeschwungenen Zustand gilt. Bei Abweichungen vom langfristigen Gleichgewicht sind es gerade Differenzen zwischen Grenzkosten und Preis, die Anreize für Investitionen bieten.

⁵ In der Realität ergeben sich dadurch, dass die Angebotsfunktion (Merit-Order) auf dem Strommarkt durch ganze Kraftwerke (und nicht durch ein beliebig teilbares Kontinuum) gebildet wird, Abweichungen von der „Grenzkosten = Grenznutzen“-Bedingung. Wenn Angebots- und Nachfragekurve sich also in den Sprungstellen zwischen den Kostenblöcken einzelner Kraftwerke (beziehungsweise auf Nachfrageseite zwischen den Nachfrageblöcken einzelner Nachfrager) oder nach Erschöpfung des letzten Kraftwerks (im Sinne von Knappheitspreisen) schneiden, sind teilweise entweder die Grenzkosten oder der Grenznutzen preissetzend, aber in diesen Fällen nicht beide gleichzeitig. Dies ist im Rahmen des theoretischen Benchmarks aber unproblematisch und beeinträchtigt nicht die ökonomische Effizienz.

Knappheitspreise. Knappheitspreise, das heißt Preise über den variablen Kosten der Stromerzeugung, sind dabei explizit möglich. In diesem Bereich sind die Nachfrager, und nicht die Anbieter, preissetzend. Der Preis ergibt sich so durch die Zahlungsbereitschaft des letzten Nachfragers, wenn diese über den Grenzkosten des letzten Kraftwerks liegt. Eine bei hohen Preisen elastische Nachfrage ist dafür die Voraussetzung.

3.1.2 Gewährleistung von lokaler Versorgungssicherheit

Im theoretischen Benchmark muss die Last zu jedem Zeitpunkt an jedem Ort gedeckt sein. Lokale Versorgungssicherheit schließt also „zonale Versorgungssicherheit“ und Systemsicherheit mit ein.

Versorgungssicherheit an jedem Knoten. Lokale Versorgungssicherheit in diesem Kontext heißt, dass die Last, welche sich beim vorherrschenden Marktpreis einstellt, an jedem Knoten gedeckt wird. Um Versorgungssicherheit nach dieser Definition zu gewährleisten, muss auch die Netzkapazität ausreichend sein, um den Transport vom Erzeugungsknoten zum Verbrauchsknoten zu ermöglichen, sofern die Erzeugung nicht lokal am gleichen Knoten geschieht.⁶

Lokale Investitionsanreize zentral. Um nach dieser Definition Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind lokale Investitionsanreize zentral. Im theoretischen Benchmark gewährleisten Investitionsanreize, dass an jedem Ort die notwendige Erzeugungskapazität vorgehalten wird, die für Versorgungssicherheit notwendig ist. Marktdesigns, die keine lokale Investitionssteuerung vornehmen und zur Erreichung lokaler Versorgungssicherheit allein auf Netzausbau setzen, sind in diesem Kontext als problematisch einzustufen. Dies liegt daran, dass Netzausbau strukturell nachlaufend zu Änderungen im Erzeugungs- und Verbrauchsmix ist. Somit kann erst mit Verzögerung lokale Versorgungssicherheit erfüllt werden, sofern das Netz nicht im Vorhinein deutlich überdimensioniert ausgebaut wurde.

3.1.3 Netzkostendeckung

Eine weitere Anforderung an den theoretischen Benchmark ist, dass die Finanzierung des Netzbetriebs nicht verzerrend ist. Beispielsweise führen Netzentgelte zu einer Verhaltensänderung von Akteuren, wirken also verzerrend.

Finanzierung durch Engpassrenten. Dies ist zum einen möglich, wenn die Netzkosten exakt durch die Engpassrenten gedeckt werden, die sich als Preisdifferenziale zwischen den Knotenpunkten ergeben. In einem – in der Realität gleichwohl nie erreichten – langfristigen Gleichgewicht wäre die Finanzierung des Netzbetriebs durch Engpassrenten erfüllt.

⁶ In diesem Kontext ist eine Unterscheidung zwischen Versorgungssicherheit (ausreichend Kraftwerkskapazität) und Systemsicherheit (ausreichend Übertragungskapazität), wie sie in zonalen Systemen oft getroffen wird, nicht sinnvoll.

Finanzierung durch Pauschalsteuern. Zum anderen kann natürlich angenommen werden, dass eine verzerrungsfreie Finanzierungsmöglichkeit außerhalb des Strommarktes existiert, etwa eine Pauschalsteuer. Da in der Realität keine verzerrungsfreien Steuern existieren und außerdem Übernutzungsanreize in Bezug auf die Netznutzung entstehen können, ist das Erwirtschaften von Erlösen tendenziell als positiv zu bewerten. Marktdesigns unterscheiden sich sowohl darin, wie hoch die zu finanzierenden Netzkosten ausfallen als auch darin, ob Erlöse erwirtschaftet werden.⁷ Dieses Argument wird in der Umweltökonomik oft als „Doppelte Dividende“ (*double dividend*) diskutiert: Neben der Steuerungswirkung entfalten manche Instrumente zusätzlich Erlöse.

3.1.4 Keine Marktmacht

Im theoretischen Benchmark darf es kein Potential zum Missbrauch von Marktmacht geben.

Marktmacht führt zu Abweichung von effizientem Kraftwerkseinsatz. Als Marktmacht wird die Fähigkeit von Marktakteuren bezeichnet, Einfluss auf das Marktergebnis zu nehmen. Im Allgemeinen hat dies zum Ziel, den erzielbaren Marktpreis, und damit den Erlös, über das wettbewerbliche Niveau hinaus zu erhöhen. Marktmacht führt daher dazu, dass das Preissignal sich vom effizienten Preissignal entfernt und damit auch der Kraftwerkseinsatz nicht mehr effizient ist.

Unteilbarkeit kann zu Marktmacht führen. Auf dem Strommarkt sind Investitionen häufig „unteilbar“ (*lumpy*), da Kraftwerke und Netzelemente nicht in beliebigen Größen ökonomisch gebaut werden können, sondern einer gewissen Mindestgröße bedürfen. Dies führt dazu, dass an einzelnen Knoten im Übertragungsnetz häufig nicht viele kleine Kraftwerke, sondern wenige große existieren – auch wenn dies im Rahmen der Energiewende im Wandel begriffen ist. Neben Kraftwerkskapazitäten gilt dies auch für Leitungen, die nur in diskreten Leistungsstufen erhältlich sind. Die Fähigkeit eines Marktdesigns, das Potenzial von Marktmachtmissbrauch einzudämmen misst sich daher auch daran, wie gut es mit Unteilbarkeiten von Kraftwerken umgehen kann.

Freier Markteintritt als Voraussetzung für Marktmachtbegrenzung. Wenn ein Eintritt in den Markt für neue Teilnehmer problemlos möglich ist, ist die Marktmacht für bestehende Anbieter begrenzt (sogenannte „bestreitbare Märkte“). Auf dem Strommarkt ist in diesem Bereich insbesondere ein faktisch freier Marktzugang von Relevanz. Nicht gegeben ist die Anforderung eines faktischen freien Marktzugangs beispielsweise dann, wenn die einzigen möglichen Standorte für Kraftwerksbauten nur wenigen Firmen zur Verfügung stehen. Ein Marktdesign sollte also nicht zu einer defacto Marktmacht von Firmen führen, die bereits in der Vergangenheit an wichtigen beziehungsweise gut angebundenen Standorten Kraftwerke betrieben haben, zum Beispiel Standorte von ehemaligen Kernkraftwerken.

⁷ Eine Diskussion der Vor- und Nachteile verschiedener Netzentgeltsystematiken hinsichtlich Verzerrung und Wirkung auf Energieeffizienz, Eigenverbrauch, Flexibilität etc. ist jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

Marktdesign beeinflusst Marktmachtpotenzial. Der theoretische Benchmark eines Marktdesigns liegt in der vollkommenen Abwesenheit des Potenzials von Marktmachtmissbrauch. Ein Marktdesign sollte also trotz der Widrigkeiten im Strommarkt (Unteilbarkeit von Kraftwerksinvestitionen, beschränkte Standorte für Großkraftwerke) nicht zu einer Marktmacht von einzelnen Anbietern führen. Herausfordernd ist dies insbesondere für Marktdesigns, die in Richtung eines knotenscharfen Marktes gehen. Hier ist die Marktregion klein, während in großen Preiszonen viele Anbieter miteinander konkurrieren, sodass die Probleme weniger ins Gewicht fallen.

3.1.5 Keine Einflussnahme auf Preise durch Staat oder ÜNB

Eine weitere Anforderung an den theoretischen Benchmark besteht in der Abwesenheit von staatlicher Einflussnahme auf Preise sowie der Abwesenheit von Einflussnahme durch Regulierer, Übertragungsnetzbetreiber oder andere Nicht-Marktakeure.

Glaubwürdigkeit von Preissignalen. Damit (lokale) Preissignale als Investitionsanreize wirken, ist ihre Glaubwürdigkeit von zentraler Bedeutung. Besteht auf Seiten des Investors die Befürchtung, Preise könnten gezielt gedämpft werden, lösen selbst hohe Preise keine Investitionen aus. Dies gilt insbesondere bei langfristigen Investitionen wie Kraftwerken.

Netzausbau als regulatorisches Risiko. Je nach Marktdesign kann Netzausbau einen starken Einfluss auf (lokale) Preissignale haben. In einem Knotenpreissystem beispielsweise würden die Preise an einem historischen Hochpreisknoten schlagartig sinken, wenn ein Netzelement ausgebaut wird, das den Engpass zwischen diesem Knoten und dem vorigen Tiefpreisknoten behebt. Eine ähnliche Wirkung können andere staatlich getriebene Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen, etwa bezüglich der geographischen Struktur des Erneuerbaren-Zubaus, erzwungener Stilllegungen, aber auch staatlich induzierte Veränderungen/Anreize auf der Nachfrageseite (zum Beispiel Anreize für Sektorkopplung) haben. Diese beeinflussen unweigerlich die Preisbilder auf lokalen Märkten, in großen Zonen dagegen sind die Auswirkungen auf den Gesamtmarkt tendenziell geringer.

Marktliche versus regulatorische Risiken. Während Marktrisiken – zum Beispiel Unsicherheit über die Brennstoffpreisentwicklung – im Prinzip von Märkten beherrscht werden können und der Umgang damit zum unternehmerischen Kalkül gehört, sind politische und regulatorische Risiken von besonderer Natur. Dadurch, dass staatliches Handeln auf das beobachtete Marktergebnis reagieren kann, ist es nicht zufällig, sondern von Preisen selbst abhängig. Denkbar wäre beispielsweise, dass einzelne Hochpreisknoten politisch nicht gewollt sind und daher der Netzausbau zu diesen Knoten politisch priorisiert wird. Wenn potenzielle Investoren dies antizipieren, führt das dazu, dass an eben jenen Knoten Investitionen nicht stattfinden, auch wenn sie sich bei aktuellen Preisen lohnten. In der Regel sind derartige regulatorische Risiken nicht absicherbar, d.h., es ist kein *hedging* möglich.

Nicht-Einflussnahme auf (lokale) Preise als theoretischer Benchmark. Im theoretischen Benchmark wird daher vorausgesetzt, dass staatliche Stellen und Netzbetreiber keinen Einfluss auf (insbesondere lokale) Preissignale nehmen. Die staatlichen Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen sollten daher grundsätzlich kalkulierbar sein beziehungsweise einer

antizipierbaren Zielfunktion folgen. Stochastische Streuungen, die zu einer Abweichung zwischen antizipiertem staatlichen Verhalten (zum Beispiel Planung und Umsetzung des Netzausbaus) führen, sind unproblematisch, solange sie tatsächlich zufällig sind. Dies bedeutet zwar zusätzliches Risiko, ist aber im Hinblick auf das Entstehen von glaubwürdigen Preissignalen unproblematisch (würde allerdings bei Risikoaversion zu Wohlfahrtsverlusten führen). Ausgeschlossen im theoretischen Benchmark ist aber, dass das staatliche Verhalten aktiv auf Marktreaktionen reagiert, also zum Beispiel lokale Preisspitzen oder regionale Preisdifferenzen zu mindern versucht.

Abwesenheit regulatorischer Preis-Obergrenzen. Eine weitere Bedingung ist die Abwesenheit von regulatorischer Kappung von (Knappheits-)Preisen. Knappheitspreise sind in Energy-Only-Märkten (EOM) Voraussetzung für ausreichende Investitionsanreize. Nur wenn sich auch Spitzenlastkraftwerke und Flexibilitätsoptionen am Markt refinanzieren können, ist Versorgungssicherheit gewährleistet. Dies ist hingegen nur möglich, wenn regulatorisch diese Preise nicht künstlich durch Preisobergrenzen begrenzt werden. Marktdesigns unterscheiden sich hier insofern, als dass einzelne besser und andere schlechter ohne Preisobergrenzen auskommen.

3.1.6 Keine regulatorische Auswahl von technologischen Lösungen

Im theoretischen Benchmark entscheiden Marktakteure, nicht staatliche oder regulierte Stellen, über die Auswahl von Technologien. Das Marktdesign setzt also Anreize, ist aber selbst innovationsoffen.

Informationsasymmetrien. Dem theoretischen Benchmark liegt, wie bereits genannt, die Feststellung zugrunde, dass ein allwissender sozialer Planer nicht existiert und somit Informationsasymmetrien zwischen den Marktakteuren und dem Regulierer existieren. Eine dezentrale Lösungsauswahl, die innovative, noch nicht am Markt etablierte Lösungen gleichermaßen in die Entscheidungsfindung einbezieht wie bestehende Technologien, ist somit einem Marktdesign vorzuziehen, das auf zentrale, regulatorische Lösungsauswahl setzt.

Kraftwerkseinsatz und Investition. Eine solche dezentrale Lösungsfindung ist sowohl in der kurzen, als auch in der langen Frist relevant. Während es in der kurzen Frist darum geht, den optimalen Kraftwerkseinsatz zu koordinieren, geht es in der langen Frist darum, die richtigen Investitionsanreize zu setzen. In beiden Fällen ist eine dezentrale Lösungsauswahl einer zentralen vorzuziehen. Marktdesigns unterscheiden sich in ihrer Fähigkeit, eine (implizite) regulatorische Technologie-Vorauswahl insbesondere bei Investitionen zu vermeiden.

3.1.7 Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last oder Erzeugung

Im theoretischen Benchmark wird das Netz bis zum effizienten Maße ausgebaut, das heißt bis zum dem Punkt, an dem eine Investition⁸ in lokale Erzeugung (oder Last) günstiger wäre. Mit anderen Worten: Im theoretischen Benchmark bieten Marktpreise effiziente lokale Signale für Kraftwerksinvestitionen.

Verhältnis von Netzausbau zu Last-/Erzeugungsverlagerung. Um lokale Versorgungsengpässe zu beheben sind häufig unterschiedliche Kombinationen aus Netz- und Erzeugungsausbau beziehungsweise Lastflexibilisierung möglich. Beispielsweise könnte ein lokaler Versorgungsengpass entweder dadurch gelöst werden, dass lokal Erzeugungskapazität zugebaut wird, oder aber dadurch, dass das Netz ausgebaut wird, um von anderen Knoten mit freien Erzeugungskapazitäten Elektrizität zum Verbrauchsknoten zu transportieren. Wiederrum eine andere Lösung wäre, sowohl neue Kapazität an einem entfernten Knoten als auch das Netz zum Transport zuzubauen.

Abhängigkeit von lokalen Erzeugungskosten. Die optimale Lösung dieses Trade-Offs wird dadurch beeinflusst, wie sehr die Stromgestehungskosten zwischen verschiedenen Standorten variieren. Wenn beispielsweise in einer Region deutlich bessere Bedingungen für erneuerbare Stromerzeugung existieren als in einer anderen, liegt ein Netzausbau nahe. Wenn dagegen die Gestehungskosten vergleichbar sind, kann eine an der Nachfrage ausgerichtete Verteilung der Erzeugungskapazität sinnvoller sein. Ähnliches gilt für konventionelle Stromerzeugung in Bezug auf die Transportkosten der Brennstoffe zum Kraftwerk, die je nach Region variieren können.

Marktdesign beeinflusst Lösung des Trade-Offs. Je nach Marktdesign wird der Trade-Off unterschiedlich gelöst. In Marktdesigns, die keinerlei lokale Anreize geben, werden Standortentscheidungen primär nach Gestehungskosten getätigt, sodass immer ausreichend Netz zur Lastdeckung ausgebaut werden muss. In anderen Marktdesigns ist eine Abwägung möglich. Im theoretischen Benchmark wird dieser Trade-Off optimal gelöst, sodass immer und nur dann Netzausbau die präferierte Lösung ist, wenn es die langfristig kostenoptimale Lösung ist.

Informationsgrundlage für den Netzausbau. Die Marktdesigns unterscheiden sich zudem darin, inwiefern aus dem Marktergebnis ablesbare Größen für den Netzbetreiber resultieren, die ihm einen Anhaltspunkt dafür geben, welche Leitungen ausgebaut werden sollten. In einem Knotenpreissystem sind dies beispielsweise die Preisdifferenziale zwischen einzelnen Knoten. In einem auf Redispatch setzenden Marktdesign mit großen Zonen sind es die Kosten für Redispatch. Im theoretischen Benchmark geben die Preisdifferenziale zwischen Knoten perfekte Informationen darüber, ob ein Netzausbau lohnenswert ist.

⁸ Im Rahmen dieser Arbeit sind mit Investitionen neben Neuinvestitionen immer auch Erhaltungsinvestitionen gemeint, außer wenn explizit darauf hingewiesen wird.

3.1.8 Abwesenheit von Transaktionskosten

Transaktionskosten. Als Transaktionskosten werden Kosten bezeichnet, die durch die Benutzung des Marktes bei Transaktionen anfallen, also mit anderen Worten die „Organisationskosten“ auf Seiten aller beteiligter Akteure (Firmen, Regulierer, ÜNB, Marktbetreiber). Diese variieren je nach Marktdesign. Im theoretischen Benchmark sind Transaktionskosten vollkommen abwesend.

3.2 HYPOTHETISCHES NODAL PRICING ALS BENCHMARK

Kein real mögliches Marktdesign kann die genannten Anforderungen an den theoretischen Benchmark erfüllen. Wie kann man sich ein solches Marktdesign zur Bewirtschaftung der Resource Netz dennoch konkret vorstellen?

Hypothetisches Nodal Pricing. Eine Ausprägung des Benchmarks wäre beispielsweise ein *hypothetisches* Nodal-Pricing-System. Hypothetisch ist das Marktdesign deshalb, weil Transaktionskosten abwesend sind, genauso wie Markteintrittsbarrieren, Unteilbarkeiten und Anfahrkosten von Kraftwerken, sowie die Politik vollständig glaubwürdig auf Einflussnahme auf (lokale) Preise verzichtet und Netzinvestitionen basierend auf einem transparenten Modell zur Wohlfahrtsmaximierung getätigt werden. Es sei explizit darauf hingewiesen, dass auf reale Knotenpreis-Systeme diese Annahmen nicht zutreffen. Das Prinzip von Nodal Pricing wird in Box 1 erläutert.

Einheitliche geographische Auflösung. Der Strommarkt kann für jede Entscheidungsstufe (Kraftwerksinvestition, Kraftwerkseinsatz) nur eine geographische Auflösung haben (nodal, kleine Zonen, große Zonen). Eine Mischung von Auflösungen – zum Beispiel ein nodaler Flexibilitätsmarkt mit einem zonalen Spotmarkt – führt zu strategischem, das heißt engpassverstärkendem Verhalten auf dem Spotmarkt, wie in Abschnitt 4.3.3 erläutert wird. Dies ist hochgradig problematisch.

Box 1: Nodal Pricing

Zonal versus nodal. Neben dem in der EU verwendeten „zonalen“ System gibt es mit dem System „nodaler“ Preise eine alternative Art, räumlich differenzierte Preise auf dem Großhandelsmarkt für Strom darzustellen. In einem zonalen Preissystem⁹ gilt der gleiche Strompreis für eine gesamte Gebotszone. In nodalen Preissystemen kann hingegen für jeden Einspeise- oder Entnahmepunkt („Netzknoten“) ein individueller Preis gelten. Nodale Preissysteme sind eine Form des präventiven Engpassmanagements, bei dem die Restriktionen des Netzes bei der Kraftwerkseinsatzentscheidung bereits berücksichtigt werden. Es tritt somit an die Stelle des kurativen Engpassmanagements im zonalen System, bei dem Engpässe innerhalb von Gebotszonen, wie oben beschrieben, in einem zweiten Schritt nach der Preisbildung des zonalen Spotmarkts behoben werden.

Nodale Preise. In nodalen Preissystemen wird ein individueller Preis für jeden Ein- oder Ausspeisepunkt des Übertragungsnetzes bestimmt. Hierdurch kann der Strompreis die aktuellen Netzrestriktionen mit abbilden (siehe unten „Preisbildung“). Nodale Preise werden auch als „Knotenpreise“ oder „*locational marginal pricing*“ bezeichnet. Der Begriff Knotenpreise leitet sich davon ab, dass Ein- und Ausspeisepunkte im Stromnetz auch als „Knoten“ bezeichnet werden; *locational marginal pricing* bezieht sich auf lokal differenzierte Grenzbepreisung. Nodale Preise werden in mehreren US-amerikanischen Systemen verwendet (Texas, New England, New York, Kalifornien sowie PJM, das 14 Bundesstaaten umfasst) und sind Kernelement des Standard-Marktdesign der Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Außerdem finden sie in Russland, Australien, Neuseeland und Singapur Anwendung. In Texas, einem Stromsystem etwa von der Größe Deutschlands, werden Preise an rund 12.000 einzelnen Knoten ausgewiesen.

Preisbildung in nodalen Systemen. Wenn freie Übertragungskapazität zwischen einzelnen Knoten besteht, gleicht sich der Preis in nodalen Systemen auf das gleiche Niveau an – ähnlich wie Preise von Gebotszonen bei ausreichender Interkonnektorkapazität konvergieren. Die Übertragungskapazität zwischen Knoten wird dabei nicht unbedingt nur durch die direkte Verbindungsleitung festgelegt. Freie Übertragungskapazität zwischen Knoten bedeutet vielmehr, dass ein Leistungsaustausch zwischen den Knoten bis zu dem für das Eintreten von Preisgleichheit erforderlichen Umfang möglich ist, ohne die maximale Belastbarkeit auf einer Übertragungsleitung zu überschreiten.

⁹ „Preissystem“ und „Preisregime“ werden hier synonym verwendet und beziehen sich auf die räumliche Auflösung von Großhandelspreisen, also zonale versus nodale Preise.

Steigt die Auslastung der Netze hingegen bis zur Kapazitätsgrenze – wird also so viel transportiert wie das Netz gerade noch aushält – drückt sich diese Knappheit in Preisen aus. Die Strompreise an verschiedenen Knoten unterscheiden sich dann. Die Preise bestimmen sich an jedem einzelnen Knoten als „Grenznutzen für das Gesamtsystem, wenn an diesem Knoten eine MWh zusätzlich eingespeist wird“, *unter Berücksichtigung aller Netzrestriktionen*. Würde beispielsweise durch eine zusätzliche Einspeisung am Knoten X das Netz entlastet und dadurch an anderer Stelle im Netz ein kostengünstigerer Kraftwerkseinsatz ermöglicht, wäre der Strompreis am Knoten X besonders hoch, um den hohen netzdienlichen Wert der Stromeinspeisung dort abzubilden. Weil Stromflüsse im Netz physikalischen Gesetzen (den sogenannten Kirchhoff'schen Regeln) folgen, sind Knotenpreise in größeren Systemen nur mit Computermodellen zu berechnen. Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft Knotenpreise in Texas zu einem Zeitpunkt. Im größten Teil des Systems besteht ein einheitlicher Preis von rund 28 USD/MWh, im Westen des Landes liegt der Preis stellenweise um den Faktor fünf höher.

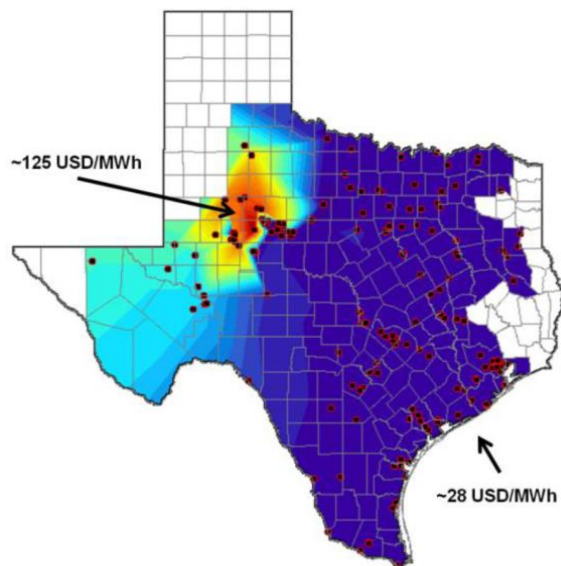


Abbildung 2: Preise in Texas, einem Knotenpreissystem mit circa 12.000 Netzknoten. Die Farbskala zeigt den aktuellen lokalen Strompreis.

4 Prototypische Marktdesigns

Eine Vielzahl von Ideen. Eine große Anzahl von Ansätzen und Marktdesigns zur räumlichen Steuerung von Stromerzeugung und -verbrauch werden international verwendet; eine noch größere Anzahl von Instrumenten wird diskutiert (Abbildung 3).



Abbildung 3: Ansätze zur Bewirtschaftung des Netzes (Auswahl). Einige dieser Instrumente sind (z.T. international) implementiert, andere sind Vorschläge oder Konzepte.

Prototypen. Ziel dieses Abschnitts ist die Zusammenfassung und Einordnung diverser Vorschläge zur Bewirtschaftung der knappen Ressource Stromnetz in prototypische Designs anhand ihrer ökonomischen Wirkungsweise. Dies soll helfen, die zentralen Wirkmechanismen der Instrumente herauszuarbeiten und diese somit, bildlich gesprochen, auf einer Landkarte ökonomisch zu verorten. Folgende Prototypen werden verwendet:

- (1) Große Gebotszone mit regulatorischem Redispatch (kurz: Große Zone)
- (2) Kleine Gebotszonen mit regulatorischem Redispatch (kurz: Kleine Zonen)
- (3) Lokale Marktpreise
- (A) Lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung (kurz: Leistungsausschreibung)
- (B) Regulatorisch bestimmte lokale Preissignale (kurz: Regulatorische Preissignale)

Strommarktdesign versus Zusatzinstrument. Der Bruch in der Benennung (1,2,3 gegenüber A,B) deutet an, dass die ersten drei Prototypen eine unterschiedliche geographische Auflösung des Strommarkts selbst – also des Spotmarkts und des darauf aufbauenden finanziellen Markts – darstellen, während die Prototypen A und B zusätzliche Instrumente außerhalb des Strommarkts zusammenfassen (Abbildung 4.) So lassen sich die Typen 1,2,3 jeweils mit einem oder mehreren Instrumenten von A,B, aber nicht untereinander kombinieren.

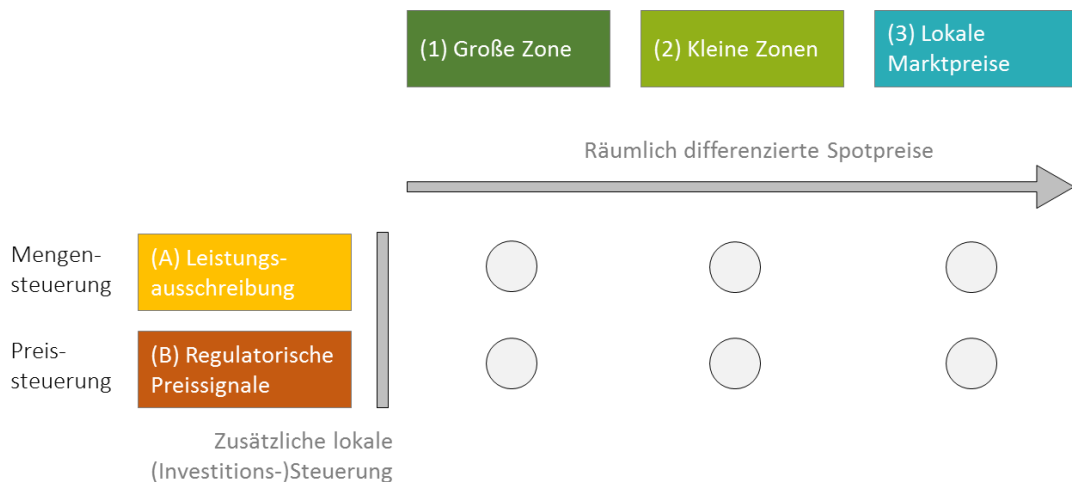


Abbildung 4: Strukturierung der Prototypen

Entflechtung. Allen betrachteten prototypischen Designs liegt der Grundsatz der Entflechtung, also der Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb zugrunde, bei der der Netzbetrieb als natürliches Monopol der staatlichen Regulierung unterliegt. Integrierte Stromversorgungsunternehmen werden als Design also nicht betrachtet.

Zielmodell. Die im Folgenden diskutierten Designs werden als Zielmodelle verstanden, das heißt für einen Strommarkt und -netz im eingeschwungenen Zustand. Dies bedeutet im Besonderen, dass dafür das Netz soweit ausgebaut wird, wie es im jeweiligen Design notwendig ist. An einigen Stellen im Text wird dagegen explizit der Übergangszeitraum betrachtet (so zum Beispiel bei der Diskussion von Versorgungssicherheit, bis das Netz voll zur Lastdeckung ausgebaut ist). Dies ist insbesondere deshalb von Relevanz, da ein Zielmodell ein primär abstraktes Konzept ist und nicht notwendigerweise in einem realen Zeitpunkt existieren kann. Es ist beispielsweise fraglich, ob der eingeschwungene Zustand eines Zielmodells in allen Modellen dynamisch überhaupt erreichbar ist oder der Netzausbau nicht kontinuierlich erst mit Verzögerung auf Marktentwicklungen reagiert.

Weiteres Vorgehen. Wir beschränken uns hierbei zunächst gedanklich auf das Übertragungsnetz; die Übertragbarkeit aufs Verteilernetz wird dann in Abschnitt 6 diskutiert. In der folgenden Diskussion der fünf Prototypen gehen wir jeweils in drei Schritten vor:

- Definition und Charakterisierung des Prototyps.
- Darstellung der ökonomischen Wirkungsweise (Intention, Nachteile und Probleme, Abweichungen gegenüber dem Benchmark, Konsequenzen).
- Nennung alternativer Varianten mit gleicher oder ähnlicher ökonomischer Wirkungsweise (Varianten).

Im folgenden Abschnitt 5 wird dann das Verhältnis der Prototypen zueinander, etwa ihre Kombinierbarkeit, diskutiert.

4.1 GROßE GEBOTSZONE MIT REGULATORISCHEM REDISPATCH (PROTOTYP 1)

Charakterisierung. Der Prototyp (1) „Große Zone“ – oder auch „Strommarkt 2.0“ – zeichnet sich durch große und zeitlich stabile Preiszonen, regulatorischen Redispatch mit Kostenerstattung, Abwesenheit lokaler Investitionsanreize innerhalb der Preiszone, langfristig vollständigen Netzausbau mindestens zur Lastdeckung und vom Netzbetreiber garantierten freien Handel zwischen Marktakteuren innerhalb einer Preiszone aus. Netzengpässe werden durch Redispatch, das heißt das gleichzeitige Herunter- und Hochregeln von Kraftwerken vor beziehungsweise nach dem Engpass behoben. Durch Redispatch entstandene Kosten und entgangene Gewinne werden den Erzeugern erstattet. In der Reinform gibt es keinen Mechanismus, der sicherstellt, dass genügend lokale Erzeugungsleistung vorhanden ist. Wir diskutieren unter 4.1.2 eine Variante mit Netzreserve, die Bestandsanlagen zur Beibehaltung der lokalen Erzeugungsleistung heranzieht.

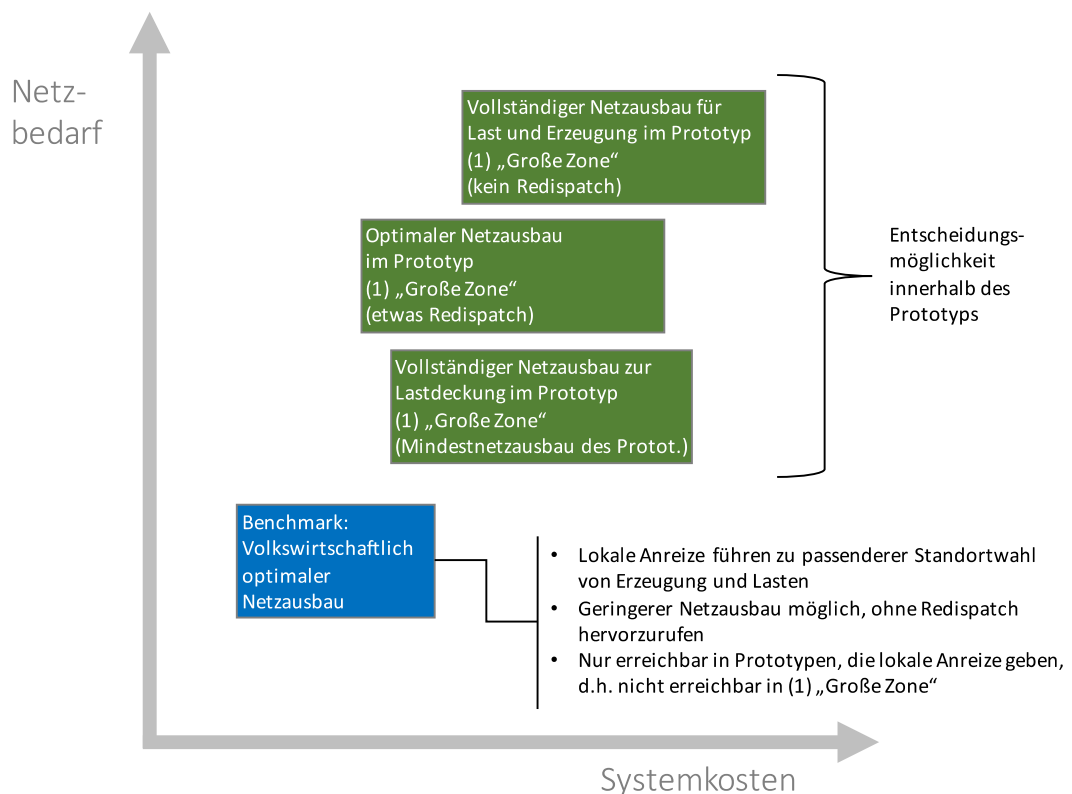


Abbildung 5: Netzbedarf und Systemkosten im Prototyp (1) „Große Zone“ relativ zu Benchmark

Vollständiger Netzausbau zur Lastdeckung. Da in diesem Prototyp keine lokalen Preissignale existieren und Erzeugungseinheiten keinen Anreiz haben ihren Standort systemdienlich zu wählen, muss dies durch Netzausbau kompensiert werden. Der Mindestnetzausbau in diesem Prototyp ist daher der „Vollständige Netzausbau zur Lastdeckung“. Dies bedeutet, dass ausreichend Netz ausgebaut werden muss, um die maximal erwartete zonale Last mit gegebenenfalls nicht vor Ort vorhandener Erzeugungsleistung zuverlässig zu decken.

Spitzenkappung von Erzeugung möglich. Während das Netz lastseitig „bis zur letzten Kilowattstunde (kWh)“ ausgebaut werden muss, bedeutet dies hingegen *nicht*, dass auch bis zur letzten kWh *eingespeist* werden kann. Hier ist eine Abwägung zwischen Redispatch-Kosten (bzw. Spitzenkappung) und Netzausbau möglich. Ein im Rahmen des Prototyps optimaler Netzausbau berücksichtigt diese Abwägung und würde so lange zu einem Zubau von Netz führen, bis der Zubau weiterer Elemente teurer wäre, als die durch ihn aufgrund vermiedenen Redispatch eingesparten Systemkosten. Ein nicht nur last-, sondern auch erzeugungsseitig vollständiger Netzausbau hingegen ist auch im Prototyp (1) „Große Zone“ im Normalfall weder notwendig noch sinnvoll, da er einen unnötigen Überausbau des Netzes z.B. für einzelne Wind-Einspeisespitzen im Jahr bedeuten würde. Abbildung 5 visualisiert die Netzausbau-Wahlmöglichkeiten im Rahmen des Prototyps relativ zum Benchmark. Die Box 2 „Vollständiger Netzausbau und Spitzenkappung: ein Beispiel“ verdeutlicht diese Zusammenhänge.

Box 2: Vollständiger Netzausbau und Spitzenkappung: ein Beispiel

Drei-Knoten Beispiel. Anhand eines illustrativen Beispiels auf Basis eines Netzes mit drei Knoten soll verdeutlicht werden, was „vollständiger Netzausbau zur Lastdeckung“ bedeutet und warum dies mit Spitzenkappung der Einspeisung einhergehen kann (Abbildung 6). Wind ist in diesem Beispiel an Knoten 1 angeschlossen, konventionelle Erzeugungskapazität an Knoten 2 und alle Last an Knoten 3; Knoten 1 und 2 sind durch Leitung A verbunden, Knoten 2 und 3 durch Leitung B. Wir nehmen an, dass die konventionelle Leistung zur Lastdeckung ausreicht. In einem solchen Netz müsste die Leitung B bis zur maximal erwarteten Last am Knoten 3 ausgebaut werden, um die Last jederzeit zumindest mit regelbarer Erzeugung decken zu können. Leitung A könnte hingegen auch geringer ausgebaut sein als die maximal auftretende Winderzeugung in Knoten 1. Das dann erforderliche Vermindern der vom Markt gewünschten Erzeugung an diesem Knoten kann als Engpassmanagement beziehungsweise Spitzenkappung der Winderzeugung bezeichnet werden. Ein solcher zwar lastdeckender, aber erzeugungsseitig nicht vollständiger Netzausbau ist mit diesem Prototyp auch im eingeschwungenen Zustand kompatibel.

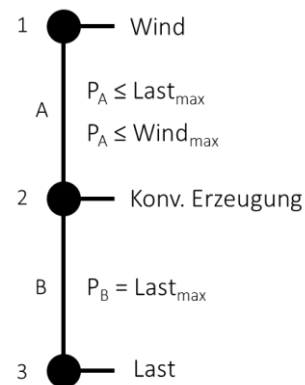


Abbildung 6. Netzausbau zur Lastdeckung in einem drei-Knoten-Modell.

Vermaschtes Netz. In einem komplexeren, vermaschten Netz ist diese Unterscheidung weniger trivial. Im Grundsatz bleibt es aber dabei, dass Leitungen nur zur Lastdeckung voll ausgebaut werden müssen, damit ein Marktdesign mit regulatorischem Redispatch funktionsfähig ist. Während also Netzausbau zur Einspeisung eine ökonomische Abwägung ist, ist der Netzausbau zur Lastdeckung in diesem Prototyp zur Versorgungssicherheit notwendig und damit zwingend erforderlich.

Mindest- versus optimaler Netzausbau. Der Mindestnetzausbau ist der Netzausbau, der zur Vermeidung von unfreiwilligem Lastabwurf notwendig ist. Dies ist nicht mit dem im Rahmen des Prototyps kostenoptimalen Netzausbau zu verwechseln. Letzterer ist der Netzausbau, der im Rahmen des Prototyps zu minimalen Systemkosten führt. Im Beispiel von Abbildung 6 würde im Mindestnetzausbau Leitung A überhaupt nicht gebaut werden; im kostenoptimalen Fall würde die Kapazität von A so weit ausgebaut werden, bis sich die Ausbaurkosten

die Waage halten mit den Kosten für die Abregelung der Winderzeugung und deren Ersatz durch konventionelle Energieträger.

4.1.1 Ökonomische Wirkungsweise

Intention. Folgende Probleme werden durch das System großer Gebotszonen mit regulatorischem Redispatch adressiert:

- Marktakteure werden vor lokalen Preisen geschützt und damit auch vor staatlicher Einflussnahme auf lokale Preise. Dies steigert die Glaubwürdigkeit von Preisen als Investitionssignale.
- Durch die große Preiszone werden Probleme durch Unteilbarkeit, regulatorische Überreaktion und Markteintrittsbarrieren gemindert.
- Zeitpunkt, Art und Ort von (Des-)Investitionen werden völlig unabhängig von Belangen des Stromnetzes entschieden.

Nachteile und Probleme. Bei regulatorischem Redispatch ohne Investitionsausschreibung ergeben sich Probleme beim Kraftwerkseinsatz (statisch) und bei Investitionen (dynamisch). Statische Probleme sind folgende:

- Die statische Allokation ist ineffizient, da der Preis nicht den (lokalen) Grenzkosten der Erzeugung entspricht und regulatorischer Redispatch aufgrund von Informationsasymmetrien imperfekt ist. Dies führt zu höheren volkswirtschaftlichen Kosten als im theoretischen Benchmark, was einen Teil der Redispatch-Kosten erklärt.
- Die Berechnung von Kosten und entgangenen Gewinnen im Rahmen des kostenbasierten Redispatch ist nicht trivial und nicht immer eindeutig möglich, vor allem hinsichtlich Erhaltungsaufwand und bezüglich Wasserkraft. Dies schafft Rechtsunsicherheit und setzt Anreize für *rent-seeking*.

Das Fehlen lokaler Investitionsanreize führt zu zwei Problemen dynamischer Natur:

- Langfristig, das heißt nach dem notwendigen Netzausbau (hier vollständiger Netzausbau zur Lastdeckung), besteht eine Ineffizienz beim *trade-off* „Netzausbau versus Erzeugungsverlagerung“. Es besteht eine Tendenz von ineffizient viel Netzausbau zumindest von Teilen des Netzes, was höhere volkswirtschaftliche Kosten bedeutet. Wie groß die Ineffizienzen in einem realen System sind, ist eine empirische Frage.¹⁰
- Mittelfristig, das heißt vor bedarfsgerechtem Netzausbau, ist man zur Lastdeckung auf Bestandsanlagen angewiesen. Es besteht kein Preisanreiz für eine erweiterte Teilnahme am Redispatch oder für (Erhaltungs-)Investitionen in Kraftwerke in

¹⁰ Vergleiche hierzu zum Beispiel Fraunhofer ISI, Consentec et al.: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland; Studie im Auftrag des BMWi, 2017, <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/langfrist-und-klimaszenarien.html>. Die Ergebnisse dieser Studie deuten darauf hin, dass bezüglich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland eine Verlagerung der Erzeugung an dargebotschwache Standorte eher ineffizient wäre.

Engpassregionen. Daraus ergibt sich ein Versorgungssicherheitsrisiko beziehungsweise die Notwendigkeit zusätzlicher Instrumente, sofern keine Überkapazitäten vorliegen.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. Tabelle 2 stellt den Prototyp dem Benchmark gegenüber.

Tabelle 2: Verhalten des Prototyps: Große Gebotszone mit regulatorischem Redispatch (1)

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	--	Egalisierung von Preisdifferenzen, die durch Transportkosten/-probleme bedingt sind.
Lokale Versorgungssicherheit	--	Kein Instrument für ausreichende lokale Leistung bis Netzausbau vollständig. ¹¹
Netzkostendeckung	-	Keine Erlöse zur Netzkostendeckung. Netzkosten müssen daher vollständig durch (mehr oder weniger) verzerrende Netzentgelte refinanziert werden.
Keine Marktmacht	++	Große Preiszone führt zu hohem Wettbewerbsniveau.
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	++	Aufgrund der großen Zone mitteln sich viele staatliche Eingriffe wieder aus.
Keine regulatorische Lösungsauswahl	++	Im Wesentlichen erfüllt, Redispatch aber reguliert und damit hierbei administrative Lösungsauswahl.
Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last oder Erzeugung	--	Keine Lösung des Trade-Offs; Keinerlei Anreize für lokale Erzeugungsinvestitionen
Abwesenheit von Transaktionskosten	+	Transaktionskosten vorhanden, aber moderat.

¹¹ In unserer Bewertung zur Versorgungssicherheit gehen wir davon aus, dass Netzausbau strukturell nachlaufend (also erst mit Verzögerung reagierend) zu Veränderungen auf der Last- und Erzeugungsseite ist. Daher beurteilen wir die lokale Versorgungssicherheit bei noch nicht vollständig zur Lastdeckung ausgebauten Netzen als nicht ausreichend.

Konsequenzen. Mögliche Konsequenz eines solchen Systems ist ein funktionierender Markt auf Preiszonenebene, der mit hohem Wettbewerbsniveau einhergeht und weitgehend ohne regulatorische Interventionen auskommt. Gleichzeitig besteht ein kontinuierlicher Druck zum Netzausbau, gegebenenfalls auch über das theoretisch effiziente Maß hinaus. Wenn der Netzausbau sich verzögert, kommt es temporär gegebenenfalls zu sehr hohen RD-Mengen und -Kosten. Insbesondere bei langandauernden Verzögerungen beim Netzausbau hin zum eingeschwungenen Zustand können sich durch das Fehlen lokaler Investitionsanreize Versorgungssicherheitsrisiken ergeben.

4.1.2 Variante: „Große Zone“ mit Netzreserve

Charakterisierung. Dieser Subtyp unterscheidet sich von der Reinform des regulativen Redispatch durch das Vorhalten einer Netzreserve. Gemeint ist hier die Verpflichtung, bestimmte regulatorisch definierte Bestandsanlagen verfügbar zu halten sowie das Recht auf Kompensation der entstandenen Kosten. Die betroffenen Anlagen dürfen nicht mehr am Strommarkt vermarktet werden. Der Prototyp entspricht in etwa dem System in Deutschland mit einer Netzreserve ohne Interessenbekundungsverfahren.

Intention. Die Einführung einer Netzreserve hat das Ziel, das Versorgungssicherheitsrisiko zu adressieren, solange der notwendige Netzausbau noch nicht realisiert ist. Sie verhindert, dass durch Marktaustritt von Anlagen das Kapazitätspotenzial zum Hochregeln von Anlagen in Netzengpassgebieten vermindert wird.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich die folgenden Probleme:

- Die Beschränkung auf Bestandsanlagen ist möglicherweise unzureichend. Das Risiko technischer Unmöglichkeit (Versorgungssicherheitsrisiko) ist zwar geringer als ohne Netzreserve, aber vorhanden: Bei Anstieg der (regionalen) Spitzenlast oder bei technisch oder politisch bedingten Marktaustritten (zum Beispiel Atomausstieg) kann es trotz Netzreserve zu lokalen Leistungsengpässen kommen.
- Die Beschränkung auf Bestandsanlagen ist möglicherweise ineffizient. Beispielsweise könnte der Neubau von Spitzenlastanlagen günstiger sein als die Erhaltung eines Kohlekraftwerks.
- Die Berechnung der bei den Betreibern angefallenen Kosten ist komplex, da es hier nicht nur um variable Kosten, sondern auch um Betriebsbereitschaft, Wartung und Instandhaltung geht.

Konsequenzen. Die Variante mit Netzreserve verhält sich im Wesentlichen wie die Reinform des regulativen Redispatch und stellt einen Markt mit stabilen Preissignalen und hohem Wettbewerbsniveau dar. Durch die Netzreserve wird das Risiko für Versorgungssicherheitsprobleme verringert, aber nicht ausgeschlossen. Gleichzeitig gehen mit einer Netzreserve ordnungspolitisch diskussionswürdige Eingriffe (Stilllegungsverbot)¹²

¹² Eingriffe in das Eigentum können ordnungspolitisch problematisch sein, da sie zu erhöhtem Risiko für Marktakteure und somit verminderter Investitionsbereitschaft führen. Gleichwohl können sie im Sinne des Gemeinwohls aber im Einzelfall geboten sein (im Sinne von Art. 14, Grundgesetz).

einher, die die Akzeptanz für das System schwächen. Die Kosten der Netzreserve müssen mit (mehr oder weniger) verzerrenden Netzentgelten refinanziert werden. Da die Netzreserve Kraftwerke nicht für einen unendlich langen Zeitraum in Bereitschaft halten kann, liegen auch bei dieser Variante die langfristigen Probleme vor (zum Beispiel Notwendigkeit einer Überinvestition ins Netz gegenüber dem theoretischen Benchmark eines optimalen Trade-Offs zwischen Netzausbau und Last-/Erzeugungsverlagerung).

4.2 KLEINE GEBOTSZONEN MIT REGULATORISCHEM REDISPATCH (PROTOTYP 2)

Charakterisierung. Dieser Prototyp „Kleine Zonen“ ähnelt dem Prototyp (1) „Große Zone“, aber mit kleineren, sowie regelmäßig neu konfigurierten Gebotszonen. Im Falle Deutschlands entspricht dies einer – sich gegebenenfalls regelmäßig anpassenden – Aufteilung der einheitlichen Zone in circa 2 bis 6 Gebotszonen. Dieser Prototyp entspricht in etwa dem Leitbild der EU-Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Verordnung).

4.2.1 Ökonomische Wirkungsweise

Intention. Folgende Probleme werden durch das System adressiert:

- Bei strukturellen, andauernden Netzengpässen können Gebotszonen geteilt beziehungsweise neu zugeschnitten werden, sodass Engpässe zwischen den Gebotszonen bereits im Marktergebnis berücksichtigt sind. Dies führt zu geringeren Redispatch-Mengen und -Kosten.
- Dadurch werden auch lokale Investitionsanreize auf Ebene von Gebotszonen geschaffen.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich die folgenden Probleme:

- Zonengrenzen sind kurzfristig statisch. Häufig sind jedoch Engpässe dynamisch und variieren auf physikalischer Ebene saisonal und tageszeitabhängig. Auf dieser Zeitskala sind kleine Gebotszonen jedoch fix und können dies nicht berücksichtigen.
- Von kleinen Preiszonen ausgehende lokale Investitionsanreize können nur Anreize für lokal passende Leistung zwischen den Zonen setzen. Zonenintern gibt es jedoch weiterhin keine lokalen Anreize; hier besteht weiterhin Redispatch-Bedarf.
- Durch die Gefahr der regulativen Zonenänderung ist die Stabilität und Glaubwürdigkeit der Preise eingeschränkt. Anders als Marktrisiken lässt sich dieses regulatorische Risiko nicht absichern. Dies stellt eine Gefahr für effiziente lokale Investitionen beziehungsweise sogar Investitionen generell dar, der möglicherweise mit staatlichen Absicherungsmechanismen wie Kapazitätsausschreibungen (4.4) oder administrativ gesetzten Preissignalen (4.5) begegnet werden muss.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. Tabelle 3 stellt den Prototyp dem Benchmark gegenüber.

Tabelle 3: Verhalten des Prototyps: Kleine Gebotszone mit regulatorischem Redispatch (2)

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	0	Bei kleiner Zonengröße näherungsweise erfüllt. Zonenintern jedoch Angleichung der Preise, zonenintern daher keine lokalen Signale.
Lokale Versorgungssicherheit	-	Lokaler Investitionsanreiz durch kleine Gebotszone. Zonenintern aber keine lokalen Anreize. Gefahr, dass instabile Preiserwartungen nicht ausreichen, um ausreichende Investitionen hervorzurufen. Dies kann sich auf den Gesamtmarkt übertragen, wenn erhebliche Teile der Standorte für Erzeugungskapazitäten dem Risiko ausgesetzt sind, zukünftig in einer Niedrigpreiszone zu landen.
Netzkostendeckung	0	Engpassrenten zwischen den Preiszonen. Verringerte Redispatch-Kosten durch Zonenteilung. Notwendigkeit für Netzentgelte für darüber hinausgehende Kosten.
Keine Marktmacht	+	Zonengröße und Grenzkuppelkapazitäten bestimmen Gefahr von Marktmacht: je größer die Gebotszonen und Kuppelleitungen, desto weniger Marktmachtkontrolle notwendig.
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	-	Innerhalb der Zone gleichen sich viele Eingriffe wieder aus, regelmäßiger Neuzuschnitt der Zonen ist aber kritischer Eingriff. Er verändert die Erlösbasis für die im Vertrauen auf ein Preisniveau getätigten Investitionen nachträglich – und führt somit unter Umständen bereits von vornherein zu Investitionszurückhaltung.
Keine regulatorische Lösungsauswahl	+	Durch Investitionsunsicherheit werden gegebenenfalls staatliche Absicherungsmechanismen notwendig.

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last- oder Erzeugung	-	Keine systematischen Anreize für zielgenaue Lösung des Trade-Offs. Redispatch-Kosten geben zonenintern, Preiskonvergenzstunden zonenübergreifend jedoch Hinweise.
Abwesenheit von Transaktionskosten	-	Transaktionskosten deutlich höher als bei stabilen Zonen (höherer Aufwand für Bilanzkreisbewirtschaftung, kleinere Pools, regelmäßige Umstellung der Zonen).

Konsequenzen. Das Konzept kleiner Preiszonen vereint viele der Vor- und Nachteile des Konzepts (1) Große Zone mit gewissen Eigenschaften von (3) Lokale Marktpreise; die genaue Verortung zwischen diesen beiden Prototypen hängt von der Anzahl der Zonen ab. Das regulatorische Risiko eines Zonen-Neuzuschnitts trifft jedoch nur auf diesen Prototyp zu. Es führt einerseits zu (eingeschränkten) lokalen Preissignalen zwischen den Zonen, andererseits ist es aber weiterhin auf zoneninternen Redispatch angewiesen. Aufgrund der in der kurzen Frist statischen Zonenzuteilung sind kleine Preiszonen nicht geeignet, tageszeitlich oder saisonal variable Engpassgrenzen zu berücksichtigen. Sie sind daher besser für Länder geeignet, die eine eher lineare Netztopologie (und damit natürliche Engpassgrenzen eher an stabilen Punkten) besitzen, als solche, die eine stark vermaschte Netztopologie mit saisonal und/oder tageszeitabhängig sich ändernden Engpassgrenzen besitzen.

4.2.2 Varianten

Der Prototyp kleiner Preiszonen lässt sich vor allem in Bezug auf die Größe und Anzahl der Preiszonen sowie die Häufigkeit der Anpassung variieren.

Größe und Anzahl der Preiszonen. Diese Entscheidungsvariable ermöglicht es, zwischen einer Variante des Prototyps, die sich eher wie eine Große Zone (viele Wettbewerber, wenig regulatorische Eingriffe, aber viel Redispatch-Bedarf) oder einer, die sich eher wie Lokale Marktpreise (weniger Redispatch-Bedarf, aber unter Umständen lokale Marktmacht und instabile Preissignale) verhält, zu wählen.

Häufigkeit der Anpassung. Eine zweite Entscheidungsvariable im Rahmen des Prototyps betrifft die Häufigkeit der Anpassung der Zonengrenzen. Einerseits sollten Zonengrenzen langfristig und mit sich strukturell wandelnden Engpässen (also zum Beispiel neuen Erzeugungslokalitätsmustern) angepasst werden. Andererseits führt jede Änderung zu hohen Transaktionskosten und zu einer Instabilität des Preissignals und somit einer Schwächung der Zonenpreise als Investitionsanreiz. In Bezug auf diese Auswirkungen ist also eine Abwägung zu treffen. Wichtig ist, dass allein die Erwartung einer zukünftigen Zonenanpassung das Investitionssignal in von einer Anpassung bedrohten Hochpreiszone schwächen kann. Es ist daher

von zentraler Bedeutung, dass der Prozess eines Zonenneuzuschnitts klar definiert ist und transparent stattfindet, was durchaus herausfordernd ist. Die in der CACM-Verordnung genannten Kriterien ermöglichen beispielsweise keinen eindeutigen Neuzuschnitt.

4.3 LOKALE MARKTPREISE (PROTOTYP 3)

Charakterisierung. In diesem Abschnitt werden Marktdesigns zusammengefasst, die zumindest auf den ersten Blick sehr unterschiedlich erscheinen, darunter Nodal Pricing, marktbasierter Redispatch und lokale Flexibilitätsmärkte. Allen hier diskutierten Designs gemeinsam ist jedoch, dass sich zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Marktpreise bilden. Last und Erzeugung werden also nicht nur auf der Ebene von Preiszonen, sondern auf lokaler Ebene (zum Beispiel Übertragungsnetzknoten) unter Berücksichtigung verfügbarer Netzkapazitäten zum Ausgleich gebracht. Dieser Ausgleich basiert auf freiwilligen Angeboten und Nachfragen an einem Marktplatz.¹³ Die mögliche lokale Auflösung der Preise ist dabei so hoch, dass Netzengpässe über lokal differenzierte Preise sicher vermieden werden können.

4.3.1 Ökonomische Wirkungsweise

Intention. Folgende Probleme werden durch das System adressiert:

- Engpässe können marktbasiert und ohne regulatorische Zwangsmaßnahmen bewirtschaftet beziehungsweise ihr Entstehen sogar vermieden werden.
- Durch Nutzung auf freiwilligen Angeboten basierender Marktmechanismen wird die Effizienz des Kraftwerkeinsatzes gesteigert.
- Gleichzeitig wird allen Flexibilitätsoptionen die Möglichkeit gegeben, ihre Flexibilität zur Netzentlastung einzusetzen und am Nutzen dieser Entlastung zu partizipieren. Es können somit gegenüber einem regulierten Redispatch zusätzliche Redispatch-Potenziale wie flexible Lasten, Speicher etc. erschlossen werden.
- Durch die lokal aufgelösten Preise werden effiziente Signale zur lokalen Steuerung von Investitions-/Desinvestitionsentscheidungen an die Marktteilnehmer gesandt.

Nachteile und Probleme. Folgende Probleme ergeben sich:

- Unabhängig von der konkreten Ausgestaltung eines auf lokale Preissignale setzenden Marktdesigns können sich wettbewerbliche Probleme ergeben, zum Beispiel, weil geeignete Investitionsstandorte in einer Region nur einzelnen/wenigen Unternehmen zugänglich sind beziehungsweise weil bereits einzelne unteilbare Investitionsentscheidungen den lokalen Marktpreis signifikant verändern können. Um den potenziell möglichen Missbrauch von Marktmacht in einem solchen System zu verhindern, sind

¹³ Beim Redispatch-Markt tritt zwar der ÜNB als zentraler Einkäufer von Redispatch-Erzeugung an Knappheitsknoten und als zentraler Verkäufer an Überschussknoten auf. Da er in dieser Funktion aber nur zwischen wiederum freiwilligen Angebots (Knappheitsregion)- und Nachfrage (Überschussregion)-Geboten vermittelt, bezeichnen wir auch auf diesem Markt die Gebote der Erzeuger und Nachfrager als freiwillig.

deshalb intensive Maßnahmen der Marktüberwachung und Wettbewerbsaufsicht notwendig. Dabei kann die Unterscheidung zwischen missbräuchlicher Ausübung von Marktmacht und im Prinzip erwünschter Rendite für unternehmerisches Handeln schwierig sein. Sowohl eine nicht geahndete Marktmachtausübung als auch eine ungerechtfertigte Renditeabschöpfung können die Wirksamkeit der lokalen Preissignale wie auch die Akzeptanz des Systems schwächen.

- Insbesondere wäre zu befürchten, dass infolge einer intensiven Marktüberwachung das Entstehen zur Refinanzierung von Investitionen notwendiger Knappheitspreise unterdrückt würde. Die Folge einer solchen Fehlregulierung könnte ein sogenanntes „*Missing Money*“-Problem sein, bei dem die Rentabilität eigentlich effizienter Investitionen durch regulatorische Maßnahmen zumindest gefährdet wird. Tatsächliches oder befürchtetes *Missing Money* war dabei in der Vergangenheit in existierenden Märkten mit Knotenpreisen häufig ausschlaggebend für die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Durch die Kombination von lokalen Preisen mit Kapazitätsmechanismen würde aber letztlich ein wesentlicher Vorteil, nämlich die marktbasierte und damit bedarfsorientierte und nicht durch administrative Vorgaben gelenkte Gewährleistung von Versorgungssicherheit, zunichtegemacht.
- Schließlich kann die Glaubwürdigkeit von lokalen Preisen als Signal für das langfristige Handeln der Marktteilnehmer, also insbesondere Investitions- und Stilllegungsentscheidungen, in Frage gestellt werden. Denn neben den Handlungen der Marktteilnehmer (mit zumindest strukturell ähnlichem Kalkül und Gewinnerzielungsabsicht auf Basis der lokalen Preise) werden die lokalen Preise in erheblichem und gegebenenfalls sogar dominierendem Maße durch Netzausbauentscheidungen der regulierten, einem anderen ökonomischen Kalkül folgenden Netzbetreiber beeinflusst. Es besteht somit das Risiko, dass mögliche unternehmerische Gewinne auf lokalen Strompreisen basierender Investitionsentscheidungen durch Netzbetreiberhandeln abgeschöpft oder sogar in Verluste umgekehrt werden können. Selbstverständlich unterliegen viele Märkte politisch-regulatorischen Einflüssen, ohne dass hierdurch direkt ein Marktversagen induziert wird. Allerdings ist die Relevanz dieses Einflusses im Falle lokaler Elektrizitätsmarktpreise aufgrund der Struktur der elektrischen Netze und der Möglichkeiten zur Beeinflussung der Engpasssituation und damit der lokalen Preise durch planerische und betriebliche Entscheidungen der Netzbetreiber erheblich und potenziell kritisch.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. In der nachfolgenden Bewertungstabelle sind Bewertungen enthalten, die grundsätzlich für alle auf lokale Preissignale setzenden Marktdesigns gelten. In der nachfolgenden Diskussion konkreter Designs werden die Bewertungen dort ergänzt, wo eine zusammenfassende Bewertung nicht möglich ist.

Tabelle 4: Verhalten des Prototyps: Lokale Marktpreise (3)

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Keine Marktmacht	--	Marktmachtmissbrauch relevantes Problem, diskrete Größe von Investitionen verstärkt dieses.
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	--	Bei Notwendigkeit reg. Absicherung von Investitionen werden lok. Preissignale unterwandert.
Keine regulatorische Lösungsauswahl	0	Im Prinzip Marktpreise, aber starke Rolle der Wettbewerbsaufsicht → daraus resultiert auch Preisbeeinflussung und gegebenenfalls Notwendigkeit, dynamisch Lösungen reg. vorzugeben und abzusichern.
Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last- oder Erzeugung	0	Koordination zwischen Netzausbau und Erzeugung enorm komplex, da Akteure das nicht marktbasierende Handeln der NB antizipieren müssen.
Abwesenheit von Transaktionskosten	--	Hohe Transaktionskosten
<i>weitere Kriterien</i>		<i>Die Bewertungen zu den weiteren Kriterien unterscheiden sich zwischen den zwei betrachteten Varianten und befinden sich daher in den zugehörigen Unterabschnitten.</i>

4.3.2 Variante 1: Spotmärkte mit Knotenpreisen

Charakterisierung. Bei diesem typischerweise unter den Begriffen Nodal Pricing oder Locational Marginal Pricing (siehe Box in Abschnitt 3.2) bekannten System erfolgt der physische Handel mit elektrischer Energie über alle Marktstufen hinweg auf Basis hochaufgelöster (netz-knotenscharfer) Preise.¹⁴ Ein unabhängiger Systembetreiber (engl.: Independent System Operator, ISO), der auch für die Netzbetriebsführung verantwortlich ist, bestimmt auf Basis

¹⁴ Dies gilt vielfach verpflichtend nur für Erzeugungsanlagen. Verbraucher werden in vielen realen Nodalmärkten wie z. B. Kalifornien (CAISO) mehrere Knoten umfassenden Zonen zugeordnet und zahlen nur den Durchschnittspreis in dieser Zone.

einheitenscharfer Gebote der Marktteilnehmer zentral den gemäß der definierten Zielfunktion optimalen, Netzengpässe vermeidenden Kraftwerkseinsatz und die dazugehörigen knotenscharfen Marktpreise (sogenannter *central dispatch*).¹⁵ Im Verlauf der unterschiedlichen Marktstufen (analog zum Beispiel zu Day-Ahead, Intraday, Balancing) werden die Einsätze und Preise auf Basis der jeweils aktuellsten vorliegenden Informationen angepasst. Da innerhalb der begrenzten Knoten ein liquider Langfristhandel mit elektrischer Energie zum Beispiel für Absicherungsgeschäfte kaum möglich ist, werden Absicherungsgeschäfte bevorzugt an liquiden Hubs, die mehrere Knoten zusammenfassen, und auf Basis von finanziellen Übertragungsrechten, sogenannten *Financial Transmission Rights*, zwischen Hubs oder Knoten abgeschlossen. In der Realität implementierbare Knotenpreissysteme unterscheiden sich in verschiedenen Punkten vom in Kapitel 3 als theoretischer Benchmark definierten „Hypothetischen Nodal Pricing“. So liegen hier aufgrund der Eigenschaften realer Elektrizitätsversorgungssysteme typischerweise Transaktionskosten, Markteintrittsbarrieren, Unteilbarkeiten etc. vor. Gleichzeitig werden kleinere Verbraucher häufig nicht gegenüber den Knotenpreisen exponiert, sondern auf Basis von durchschnittlichen Preisen innerhalb von Zonen abgerechnet.

Intention. Folgende Probleme werden durch Nodal Pricing adressiert:

- Knotenpreissysteme verfolgen das Ziel, zeitlich und räumlich hoch aufgelöste Preissignale konsistent über alle Preisstufen hinweg und nicht nur in einzelnen Marktstufen zu vermitteln.
- Somit sollen in allen Marktstufen Anreize für ein unter Berücksichtigung der physikalischen Realität und knappen Netzstrukturen effizientes Handeln der Marktteilnehmer gesetzt werden:
 - Kraftwerkseinsatz-Entscheidungen in allen Marktstufen sind unter Berücksichtigung der jeweils vorliegenden Informationen und der verfügbaren Netzkapazitäten effizient.
 - Investitionsentscheidungen und Desinvestitionsentscheidungen in Erzeugungsanlagen berücksichtigen die lokale Netzsituation.
 - Falls auch Verbraucher gegenüber den lokalen Preissignalen exponiert sind, ergeben sich ebenso Anreize zur Lastflexibilisierung unter Berücksichtigung der Netzsituation.

Nachteile und Probleme.

- Die oben generell mit Blick auf lokale Preise genannten Nachteile gelten vollumfänglich auch für Spotmärkte mit Knotenpreisen.

¹⁵ Im Gegensatz dazu ist das in Deutschland und den meisten europäischen Staaten genutzte Modell der sogenannte self-dispatch. Hierbei geben die Marktteilnehmer Gebote nur für ihr Gesamtportfolio ab und übernehmen selbständig die Zuordnung verkaufter Energiemengen zu produzierenden Einheiten. Anders als beim central dispatch erfolgt die Optimierung der Fahrweise des Anlagenparks und die Berücksichtigung von dessen technischen Eigenschaften dabei dezentral auf Basis individuell festgelegter Methoden durch die Betreiber und nicht durch einen zentralen Algorithmus mit vorgegebenen Schnittstellen.

- Reale Implementierungen liefern Evidenz für den theoretisch herausgearbeiteten Nachteil der Notwendigkeit einer regulatorischen Absicherung von Investitionen: alle uns bekannten Nodalpreissysteme nutzen eine Form von Kapazitätzahlungen.
- Die Rolle des Netzausbaus in einem System mit Knotenpreisen verschiebt sich. Langfristiges Ziel ist nicht die Schaffung einer weitgehend engpassfreien Gebotszone wie in zonalen Märkten, sondern Netzausbau ist nur noch eine Option neben Erzeugungs-/Lastverlagerung. Die Abwägung zwischen diesen Optionen erfolgt aber nicht notwendigerweise effizient. Ursachen sind wie oben ausgeführt unter anderem nicht marktbasierende Investitionsentscheidungen in Netzinfrastruktur und lokale Wettbewerbsprobleme. Anders als in zonalen Märkten ohne lokale Investitionsanreize kommt es in Knotenpreissystemen somit zwar nicht systematisch zu einer Überinvestition in Netzinfrastruktur, die Ineffizienzen in der Abwägung zwischen Netzausbau und Erzeugungs-/Lastverlagerung können aber dennoch erheblich sein und insbesondere auch eine Unterinvestition in Netzinfrastruktur beinhalten.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. In Tabelle 5 wird auf die Anforderungen aus dem theoretischen Benchmark dort eingegangen, wo sie sich von der generellen Bewertung von Systemen mit lokalen Preisen unterscheidet.

Tabelle 5: Verhalten des Prototyps: Spotmärkte mit Knotenpreisen (3 Variante 1)

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	++	Wesentliche Eigenschaft von Knotenpreissystemen, reale Modelle haben aber oft keinen lokal aufgelösten Preis für Nachfrage.
Lokale Versorgungssicherheit	0	Lokale Investitionsanreize, aber Glaubwürdigkeitsproblem (erwartete Preisregulierung). Elastische Nachfrage kann in diesem Modell lokale Versorgungssicherheit verbessern.
Netzkostendeckung	+	Engpassrenten zwischen allen Knoten tragen zu Netzkostendeckung bei. Keine Redispatch-Kosten. Dennoch signifikante verbleibende Netzkosten, die über Netzentgelte gedeckt würden.
<i>weitere Kriterien</i>		<i>Die Bewertungen zu den hier nicht aufgeführten Kriterien befinden sich obenstehend im allgemeinen Abschnitt zu lokalen Marktpreisen (Abschnitt 4.3).</i>

Konsequenzen. Zu erwarten ist ein effizienter statischer Kraftwerkseinsatz, der aber gleichzeitig mit einer sehr intensiven Marktüberwachung und Zentralisierung des Handels einhergeht. Ob dynamische Effizienz bei Investitionen in Last und Erzeugung gewährleistet werden kann, ist fraglich. Es droht zumindest die Notwendigkeit, Investitionen staatlich abzusichern, was

den Wert lokaler Preissignale zur Investitionslenkung unterminieren würde. Netzinvestitionen sind weiterhin nicht notwendigerweise effizient gegen Erzeugungs-/Lastverlagerung abgewogen.

4.3.3 Variante 2: Zonale Spotmärkte mit lokal hochaufgelösten Zusatzmärkten

Charakterisierung. In diesem Marktdesign wird angestrebt, große und stabile Gebotszonen als Leitmarkt zu erhalten. Entsprechend beziehen sich die von den Spotmärkten (Day-Ahead, Intraday) ausgehenden Preissignale auf den zonenweiten Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Die durch die Vernachlässigung der Netzsituation innerhalb der Gebotszone entstehenden unvermeidbaren Engpässe sollen vom Netzbetreiber durch Aktivierung von auf freiwilliger Basis an einem separaten Markt mit höherer lokaler Auflösung abgegebenen Geboten behoben werden. Es werden dabei unter Stichworten wie marktbasierter Redispatch, lokale Flexibilitätsmärkte oder kombinierte Redispatch- und Balancing-Märkte unterschiedliche Konzepte diskutiert. Diese unterscheiden sich vor allem in der lokalen Auflösung (von Regionen über Übertragungsnetzknotten bis hin zu Verteilernetzgebieten unterhalb eines Übertragungsnetzknottens) und der Frage, ob grundsätzlich alle Marktakteure und Netzbetreiber an diesen Märkten direkt miteinander handeln können oder ob Marktakteure ihre Flexibilität lediglich an Netzbetreiber veräußern können.¹⁶

Intention. Derartige Marktdesigns setzen auf dem Modell zonaler Spotmärkte auf, versuchen aber die im Modell (1) „Große Zone“ aufgezeigten Probleme zu vermeiden. Die Intention ist, dass sich auf dem lokal hochaufgelösten Zusatzmarkt Preissignale ergeben, die Anreize sowohl für einen statisch effizienten Kraftwerkseinsatz unter Beteiligung aller Flexibilitätsoptionen als auch für lokal effiziente Investitionen setzen. Ein temporärer Mangel an Netzausbau kann durch (temporär) starke lokale Preissignale kompensiert werden.

Nachteile und Probleme. In der Praxis ergeben sich jedoch eine Reihe von Nachteilen und Problemen, die das angedachte Ziel kaum erreichbar erscheinen lassen. Das Grundproblem von lokalen Zusatzmärkten besteht darin, dass die dort erzielbaren Erlöse Opportunitäten darstellen, die zu strategischem Verhalten auf den zonalen Märkten führen.

- Für Marktteilnehmer (auch atomistisch kleine, die keine Marktmacht besitzen) bilden die erwarteten Marktpreise an dem lokalen Zusatzmarkt (die im Optimalfall den Knotenpreisen in einem Knotenpreissystem entsprechen) eine Opportunität. Rationales ökonomisches Verhalten vorausgesetzt, werden Marktakteure versuchen, ihren Erlös

¹⁶ Verschiedene in der Praxis derzeit erprobte lokale „Flexibilitätsmärkte“ setzen sehr ähnliche Anreize für das Handeln der Marktakteure und haben daher vergleichbare ökonomische Wirkungen. Dazu gehören zum Beispiel „local order books“, die im Rahmen eines SINTEG-Projekts von der Strombörse EPEX Spot getestet werden. Ein vergleichbares Beispiel sind die in den Niederlanden im Testbetrieb befindlichen „Intra-day Congestion Spreads“ auf der Handelsplattform ETPA (Energy Trading Platform Amsterdam). Es ist für die ökonomischen Effekte weitgehend irrelevant, ob der räumlich hoch aufgelöste Zusatzmarkt durch die Einführung eines weiteren Marktes oder die Anfügung räumlich differenzierter Geboten auf einem bestehenden Markt (Intraday, Balancing) implementiert wird.

aus der Vermarktung über alle Marktplätze hinweg zu maximieren.¹⁷ Hierdurch ergeben sich Verzerrungen an den zonalen Spotmärkten, die zu engpassverstärkendem Verhalten führen können und die Signalwirkung der Spotmarktpreise entwerten. Der eigentlich als Zusatzmarkt gedachte Markt mit hoher lokaler Auflösung wird somit zum Führungsmarkt.

- Diese Verzerrungen haben wiederum Rückwirkungen auf die Effizienz des gesamten Marktdesigns wie zum Beispiel die langfristigen Absicherungsmöglichkeiten für Marktteilnehmer. In dieser Hinsicht sind lokale Zusatzmärkte konsequent auf lokale Marktpreise setzenden Marktdesigns wie Nodal Pricing unterlegen.

Opportunitäten. Im heutigen Marktdesign besteht am Spotmarkt Anreizkompatibilität, so dass Akteure in aller Regel Gebote in Höhe der realen Grenzkosten abgeben dürften. Dies ändert sich durch die Einführung eines nachgelagerten, lokal hoch aufgelösten Zusatzmarktes mit systematisch abweichenden Preisen grundlegend. Nun wird das Gebotsverhalten am Spotmarkt von strategischen Überlegungen bestimmt. Erwartet ein Marktteilnehmer zum Beispiel am Zusatzmarkt höhere Preise für sein Produkt, als er am Spotmarkt erzielen würde, so wird er sein Gebot (unabhängig von variablen Erzeugungskosten) am Spotmarkt auf den erwarteten Marktpreis am Zusatzmarkt erhöhen. Wird er deswegen nicht bezuschlagt, wirkt das im Verhältnis zum Ergebnis eines zonalen Marktes ohne Zusatzmarkt tendenziell engpassverstärkend. Entsprechend ergeben sich für alle Marktteilnehmer mit einer Preiserwartung am Zusatzmarkt unterhalb des zonalen Marktpreises Anreize zum Verkauf von Leistung am Spotmarkt und zum späteren Rückkauf am Zusatzmarkt. Auch dieses Gebotsverhalten wird nur von den Preiserwartungen und nicht von den eigenen Erzeugungskosten bestimmt; auch dieses Verhalten wirkt engpassverstärkend. Ein solches Verhalten ist die rationale Strategie eines Marktteilnehmers, der seine Gewinne über die verschiedenen Marktsegmente hinweg optimiert und ist auch für beliebig kleine, atomistische Marktakteure durchführbar – es ist hier also keine Marktmacht erforderlich. Für den Spotmarkt wirkt es hingegen engpassverstärkend.

Antizipierbarkeit. Dieses Verhalten wird umso relevanter, je klarer Netzengpässe und damit eine Nachfrage der Netzbetreiber nach Flexibilität auf dem Zusatzmarkt antizipierbar sind. Treten Netzengpässe nur sporadisch auf und können von den Marktteilnehmern nicht beziehungsweise nur sehr unzuverlässig antizipiert werden, sind Erlöschancen am lokalen Zusatzmarkt sehr unsicher. Die Gebotsstrategie am zonalen Markt wird sich dann nicht oder nur wenig verändern. Dementsprechend können unter derartigen Randbedingungen lokale Zusatzmärkte durchaus funktionieren.

Rückwirkungen auf andere Marktsegmente. Hingegen kann es bei strukturellen und gut antizipierbaren Engpässen – wie aktuell im deutschen Übertragungsnetz zu beobachten – dazu kommen, dass Marktteilnehmer im zonalen Markt engpassverstärkende Gebote abgeben, um

¹⁷ Nach unserer Auffassung ist ein solches Verhalten als wettbewerbsrechtlich unproblematisch einzustufen, da die Wahl des Marktplatzes den Marktteilnehmern freisteht, ähnlich wie heute eine Vermarktung am Spot- oder Regulenergiemarkt.

an der Engpassentlastung im Zusatzmarkt zu partizipieren.¹⁸ Dieses Verhalten wird in der Literatur als INC-DEC-Game beschrieben. Da die Gebote am Spotmarkt nicht mehr kostenbasiert, sondern strategisch erfolgen, bildet der sich ergebende Spotmarktpreis kein effizientes Preissignal mehr. Es ist deshalb zu erwarten, dass der Zusatzmarkt mit hoher lokaler Auflösung zum eigentlichen Führungsmarkt wird. Gleichzeitig können sich Effizienzverluste und Verzerrungen bei Terminmärkten ergeben, deren Abrechnungsmechanismen sich auf Spotmärkte beziehen, wenn die Preisbildung an letztgenannten nicht fundamental, sondern aufgrund von strategischem Bietverhalten erfolgt.

Vergleich mit Nodal Pricing. Diese Situation würde den oben erläuterten Knotenpreissystemen ähneln, in denen ebenfalls erwartete Knotenpreise die Führungsgröße für das Handeln der Marktteilnehmer sind. Ein wesentlicher Unterschied besteht allerdings darin, dass in einem Knotenpreissystem alle Marktstufen und Prozesse (zum Beispiel Absicherungsmärkte, Gebotsstrukturen, *central dispatch*) auf die hohe lokale Auflösung zugeschnitten sind. Im Zonalpreissystem mit lokalen Zusatzmärkten bezögen sich hingegen viele für das effiziente Funktionieren des Systems relevante Mechanismen wie Terminmärkte weiterhin auf den „entwerteten“ und strategisch verzerrten Zonenpreis, während am Führungsmarkt mit lokalen Preisen Absicherungsmöglichkeiten fehlten. Insofern ist zweifelhaft, ob ein solches gegenüber einem Knotenpreissystem offensichtlich nachteiliges System, in dem zonale Preise keine ökonomische Bedeutung mehr haben, dauerhaft Bestand haben könnte.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. In Tabelle 6 wird auch hier auf die Anforderungen aus dem theoretischen Benchmark dort eingegangen, wo sie sich von der generellen Bewertung von Systemen mit lokalen Preisen unterscheidet.

¹⁸ Ähnliches Verhalten ist zu erwarten, wenn wenige Marktteilnehmer bereits allein durch ihr Verhalten das Auftreten eines Engpasses „erzwingen“ können. Dies kann insbesondere in Verteilernetzen relevant sein (siehe Kapitel 5).

Tabelle 6: Verhalten des Prototyps: Zonale Spotmärkte mit lokal hochaufgelösten Zusatzmärkten (3 Variante 2)

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	0	Im RD Markt ja, im zonalen Markt nein (dort strategisches Bieten).
Lokale Versorgungssicherheit	-	Lokale Anreize, aber Instabilität des Systems.
Netzkostendeckung	0	Keine Erlöse zur Netzkostendeckung; zudem hohe Redispatch-Kosten. Netzentgelte zur Refinanzierung erforderlich.
<i>weitere Kriterien</i>		<i>Die Bewertungen zu den hier nicht aufgeführten Kriterien befinden sich obenstehend im allgemeinen Abschnitt zu lokalen Marktpreisen (Abschnitt 4.3).</i>

Konsequenzen. Das Modell einer Kombination zonaler Spotmärkte mit lokalen Zusatzmärkten kombiniert viele Nachteile von Knotenpreissystemen, ohne deren Vorteile zu heben. Aufgrund der Rückwirkungen des lokalen Zusatzmarktes auf den zonalen Spotmarkt ist es vermutlich kein stabiles System, sondern nur ein Zwischenschritt auf dem Weg zu Knotenpreisen.

4.4 LOKALE AUSSCHREIBUNG VON ERZEUGUNGSLEISTUNG (PROTOTYP A)

Charakterisierung. Dieses Konzept ergänzt eines der oben diskutierten Marktdesigns mit einer lokalen Ausschreibung von Neuinvestitionen in Kraftwerksleistung. Eine lokale Ausschreibung von Leistung könnte man auch als nodalen Kapazitätsmechanismus bezeichnen. Im Folgenden werden zwei Subtypen diskutiert, die sich darin unterscheiden, ob die Anlagen nur für Redispatch zur Verfügung stehen oder zusätzlich auch am Spotmarkt vermarktet werden dürfen.

4.4.1 Ökonomische Wirkungsweise

Intention. Die Ausschreibungen haben zum Ziel, aus Netzensgüssen resultierende, lokale Versorgungsengpässe zu adressieren, die nicht durch Bestandsanlagen gedeckt werden können. Werden lokale Ausschreibungen nicht nur als Notmaßnahme und ultima ratio eingesetzt, sondern systematisch gegen Netzausbaumaßnahmen abgewogen, besteht zumindest theoretisch die Möglichkeit, Erzeugungsinvestitionen und Netzausbau zu koordinieren und somit unnötigen Netzausbau zu vermeiden, indem zum Beispiel lokale Ausschreibungen in Regionen mit Erzeugungsmangel gezielt zur Behebung von Netzproblemen eingesetzt werden. Lokale Ausschreibungen sind im Prinzip mit allen drei bisher diskutierten Marktdesigns kombinierbar.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich jedoch die folgenden Probleme:

- Eine staatliche Stelle wie zum Beispiel der Regulierer muss die Art und technische Spezifikation der auszuschreibenden Leistung definieren. Aufgrund der Anreizstrukturen für Regulierer, die typischerweise stark risikovermeidend agieren, besteht dabei zumindest grundsätzlich die Gefahr einer Überschätzung des Bedarfs und einer ineffizienten, weil gegenüber Innovationen eher skeptischen Technologiewahl.
- Wegen lokaler Markteintrittsbarrieren (zum Beispiel beschränkter Verfügbarkeit von Kraftwerksstandorten) besteht die signifikante Gefahr von Marktmacht(-missbrauch) und somit überhöhten Kosten. Bei einem örtlich sehr kleinteilig definierten lokalen Kapazitätsmarkt kann es unter Umständen nur einen oder wenige Anbieter mit geeigneten Standorten geben, sodass aufgrund der Marktmacht dieser Anbieter Ausschreibungspreise oberhalb des wettbewerblichen Niveaus zu erwarten wären.
- Die oben angesprochene Koordinierung mit Netzausbau dürfte in der Praxis eher schwierig sein, vor allem über längere Zeiträume. Ausschreibungen von Erzeugungsanlagen werden gegebenenfalls getätigt, um kurzfristige Versorgungssicherheitsprobleme zu lösen. Da gleichzeitig aber der Netzausbau weitergetrieben wird, kann es letztlich zu einer ineffizienten Kombination von Erzeugungs- und Netzausbau kommen.
- Je nach Ausgestaltung und Glaubwürdigkeit kann eine lokale Ausschreibung von Leistung, wie auch andere Formen eines Kapazitätsmarkts, zur Verminderung von Investitionen auf Basis des Energy-Only-Markts führen.

4.4.2 Variante 1: Mit Strommarktteilnahme

Charakterisierung. Die ausgeschriebenen Anlagen dürfen in diesem Untermodell auch am Strommarkt vermarktet werden. Dieses Modell wurde beispielsweise für die vom französischen Übertragungsnetzbetreiber RTE zur Adressierung lokaler Systemsicherheitsprobleme in der Bretagne ausgeschriebenen Gasturbinen angewandt.

Intention. Ziel ist die Adressierung lokaler Versorgungsengpässe, die nicht durch Bestandsanlagen gedeckt werden können, bei möglichst geringen Kosten. Durch die Möglichkeit der Vermarktung am Strommarkt müssen nicht die gesamten Investitionskosten der Neuanlagen über die Ausschreibungserlöse refinanziert werden, sondern nur die über die am Strommarkt erwirtschafteten Deckungsbeiträge hinausgehenden Kosten.

Nachteile und Probleme. Das grundlegende Problem dieses Designs sind die Rückwirkungen auf Angebotssituation und Preise am zonalen Spotmarkt: Die über Ausschreibungen teilweise refinanzierte Leistung weist ein niedrigeres Investitionsrisiko als voll im Wettbewerb stehende Investitionen auf. Gleichzeitig reduziert die Erzeugung dieser Anlagen das Preisniveau am Strommarkt und mögliche Knappheitspreise. Dadurch werden Investitionsanreize für Anlagen ohne spezielle finanzielle Unterstützung verringert. Der Energy-Only-Markt kann in einem solchen Szenario seine Glaubwürdigkeit verlieren. Es besteht die Gefahr von Unterinvestitionen auf dem Energy-Only-Markt und in der Folge eine Notwendigkeit für einen Ausbau der Leistungsausschreibungen. Langfristig kann dies zu einem Übergang in einen breiten

Kapazitätsmechanismus führen, mit all seinen Problemen wie etwa Zusatzkosten für Stromverbraucher, regulatorischen Fehlsteuerungen, technologischen Lock-Ins etc.¹⁹

Verhalten gegenüber dem Benchmark. Tabelle 7 stellt den Prototyp dem Benchmark gegenüber.

Tabelle 7: Verhalten des Prototyps: Lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung (A) mit Strommarktteilnahme

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	--	Egalisierung von Preisdifferenzen, die durch Transportkosten/-probleme bedingt werden.
Lokale Versorgungssicherheit	++	Regulierer kann ausreichend hohe lokale Leistung ausschreiben.
Netzkostendeckung	-	Keine Erlöse zur Netzkostendeckung; zusätzlich Kosten für Refinanzierung ausgeschriebener Leistung.
Keine Marktmacht	-	Die Neuanlagenausschreibung ist anfällig für Marktmachtmisbrauch durch regional starke Akteure.
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	--	Gefahr der Schwächung des Spot-Preissignals → Gefahr, die Konsistenz des gesamten Marktdesigns zu verspielen.
Keine regulatorische Lösungswahl	--	Preise für Vorhaltung von lokal benötigter Erzeugungsleistung marktbasiert, Redispatch-Abruf bleibt aber reguliert.
Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last- oder Erzeugung	-	Koordination zwischen Netzausbau und Erzeugung ausschließlich regulatorisch, gegebenenfalls sogar doppelter Ausbau beziehungsweise bewusst ineffiziente Erzeugungsverlagerung zur Umgehung unpopulären Netzausbaus.

¹⁹ Vergleiche hierzu zum Beispiel Frontier Economics, und Consentec. 2014. Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.; Connect Energy Economics. 2014. Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Abwesenheit von Transaktionskosten	+	Durch grundsätzliches Festhalten an zonalem Marktdesign nur moderate Transaktionskosten.

Konsequenzen. Im Verhältnis zum Modell (1) „Große Zone“ in der Variante mit Netzreserve werden Versorgungssicherheitsrisiken durch fehlenden/nicht zeitgerechten Netzausbau und gleichzeitigen Verzicht auf lokale Preissignale weiter verringert. Es besteht zwar die Möglichkeit, durch Erzeugungsverlagerung Netzausbau zu vermeiden, da Koordination aber schwierig umzusetzen ist, besteht die Gefahr für ineffiziente Doppelinvestitionen (Kraftwerke und Netz). Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass durch die selektive Förderung von einzelnen Erzeugungsanlagen auch die zonalen Preissignale verzerrt werden und damit die Funktionalität des Energy-Only-Marktes unterminiert wird. In diesem Fall könnten neue Versorgungssicherheitsprobleme entstehen, die letztlich wiederum regulatorische Interventionen erfordern würden. Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Unterstützungs-/Fördersysteme ist zu vermuten, dass die Akzeptanz für ein solches System im politischen Raum und auf europäischer Ebene, die gegebenenfalls mit Blick auf die Notifizierung der Ausschreibung als staatliche Beihilfe relevant ist, gering wäre.

4.4.3 Variante 2: Reine Redispatch-Leistung

Charakterisierung. Die ausgeschriebenen Anlagen dürfen in diesem Konzept nicht am Strommarkt vermarktet werden; sie sind ausschließlich dem Einsatz im Redispatch vorbehalten. Eine Ausschreibung von reiner Redispatch-Leistung entspricht der Ausschreibung von Kraftwerksleistung durch ÜNB als Reservekraftwerke oder – wenn auch mit anderem Einsatzkonzept – besonderen netztechnischen Betriebsmitteln.

Intention. Durch die striktere Trennung von Redispatch und Strommarkt soll eine Verzerrung von Preisen auf dem Spotmarkt verhindert werden.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich die folgenden Probleme:

- Es können sich hohe Kosten durch Investitionen in Kraftwerke ergeben, die nur für Engpassmanagement genutzt werden. Anders ausgedrückt: Dass die Kraftwerke bei hohen marktlichen Strompreisen ungenutzt bleiben, ist zumindest bei statischer Betrachtung ineffizient.
- Das Modell stellt nur dann eine Verbesserung in Bezug auf die Unterminierung der Preissignale am EOM gegenüber dem Modell mit Spotmarktteilnahme dar, wenn glaubhaft sichergestellt ist, dass die Netzreserve nicht bei allgemeinen Knappheitssituationen, sondern nur im Rahmen des Engpassmanagements eingesetzt wird. Eine solche glaubwürdige Versicherung ist allerdings nicht einfach: zum einen aus politischen Gründen (es ist der Öffentlichkeit schwer zu vermitteln, warum bei Knappheitspreisen diese Kraftwerke nicht laufen sollten); zum anderen ist die Abgrenzung von Netzengpassbehebung und (zonaler) Knappheitsbehebung insbesondere im

Flow-Based Market Coupling nicht immer einfach. Wenn zum Beispiel Netzreserve eingesetzt wird, um die Exportkapazitäten eines Landes zu erhöhen und damit das Entstehen von Knappheitspreisen in anderen Ländern zu verhindern, ergibt sich faktisch eine Beeinflussung der Spotmärkte.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. Tabelle 8 stellt den Prototyp dem Benchmark gegenüber.

Tabelle 8: Verhalten des Prototyps: Lokale Ausschreibung von Erzeugungsleistung (A) mit Reiner Redispatch-Leistung

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	--	Egalisierung von Preisdifferenzen, die durch Transportkosten/-probleme bedingt werden.
Lokale Versorgungssicherheit	++	Regulierer kann ausreichend hohe lokale Leistung ausschreiben.
Netzkostendeckung	--	Keine Erlöse zur Netzkostendeckung; zusätzlich Kosten für RD-Leistung.
Keine Marktmacht	-	Die Neuanlagenausschreibung ist anfällig für Marktmachtmissbrauch durch regional starke Akteure.
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	-	Gefahr der Unterminierung des Spot-Preissignals → Gefahr, die Konsistenz des gesamten Marktdesigns zu verspielen.
Keine regulatorische Lösungsauswahl	--	Weniger regulierte Preise als in 3.1.2, RD Abruf bleibt aber reguliert.
Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last- oder Erzeugung	0	Koordination zwischen Netzausbau und Erzeugung ausschließlich regulatorisch, gegebenenfalls sogar doppelter Ausbau, Risiko, dass ineffiziente Erzeugungsverlagerung erfolgt, ist geringer als bei 3.2.1.
Abwesenheit von Transaktionskosten	+	Transaktionskosten vorhanden, aber moderat.

Konsequenzen. Die Nichtteilnahme der ausgeschriebenen RD-Leistung am Spotmarkt kann die Funktionalität des zonalen Marktes erhalten, wenn sie ausreichend glaubwürdig ist. Glaubwürdigkeitsprobleme sind allerdings zumindest denkbar, gerade weil im Modell unterschiedlichste Fördermechanismen kombiniert werden. In der öffentlichen Wahrnehmung kann die Nichtteilnahme am Spotmarkt (offensichtliche Verschwendung von

Ressourcen) die Akzeptanz weiter verringern. In der Praxis sind gegebenenfalls Debatten über Recht zur Vermarktung nach einem bestimmten Zeitraum oder Ähnliches zu erwarten, was wiederum die Glaubwürdigkeit der Trennung unterminiert.

4.5 REGULATORISCH BESTIMMTE LOKALE PREISSIGNALE (PROTOTYP B)

Charakterisierung. In Prototyp (B) fassen wir verschiedene Instrumente zusammen, bei denen der Regulierer lokale Preissignale administrativ festlegt. Genau wie lokale Ausschreibungen (Prototyp A) sind diese Preissignale außerhalb des Strommarkts implementiert. Aufgrund der Notwendigkeit von regulatorischen Festlegungen sind solche Preissignale üblicherweise zeitlich wenig variabel und gelten oft über mehrere Jahre hinweg. Sie beinhalten auch bewusst rein auf die Investitionsentscheidung wirkende Signale, die sich über die Lebenszeit von Anlagen überhaupt nicht mehr ändern. Beispiele für solche Signale sind lokal differenzierte Netznutzungsentgelte, tiefe Netzanschlussentgelte oder auch eine lokale differenzierte Förderung von Erneuerbaren Energien; diese werden unten als Subtypen diskutiert.

4.5.1 Ökonomische Wirkungsweise

Intention. Folgende Probleme werden adressiert:

- Mit lokalen regulatorischen Preissignalen können lokale Preissignale für Investitionen überhaupt erst erzeugt oder verstärkt werden.
- Wirken die lokalen Signale auch auf einsatzabhängige Kosten, können sie auch den Kraftwerkseinsatz lokal beeinflussen und Netzengpässe reduzieren.
- Werden derartige regulatorische Preissignale auf längere Zeit festgeschrieben, verringert sich die Unsicherheit für Marktakteure bezüglich der sonstigen Entwicklung lokaler Preise (, die zum Beispiel durch Netzinvestitionen beeinflusst werden könnten). Dadurch erhalten solche Preissignale eine hohe Glaubwürdigkeit.

Nachteile und Probleme. Gleichzeitig ergeben sich die folgenden Probleme:

- In vielen Fällen werden derartige regulatorische Preissignale zeitlich nicht oder jedenfalls deutlich weniger variabel sein als Spotmarktpreise. Dadurch ergibt sich eine Mittelung von Anreizen über die Zeit und damit eine „Verwischung“ lokaler Preissignale – Preisspitzen nach oben wie nach unten werden „weggemittelt“. Diese Verwischung verringert in der Tendenz die Anreize zur Erschließung/Errichtung von Flexibilitätsoptionen wie Lastflexibilitäten, Spitzenlastkraftwerken und Speicher und begünstigt im Umkehrschluss unflexiblere Optionen wie Grundlastkraftwerke.
- Die lokalen Preissignale werden administrativ festgelegt oder in einem zentralen Computermodell errechnet: Dadurch ergibt sich ein Informationsnachteil gegenüber dem Markt, der verteiltes Wissen von Akteuren erschließt und aggregiert.
- Begrenzte Effektivität: Lokale Preissignale sind der Versuch, ein Mengenproblem (notwendige Erzeugungsinvestitionen an bestimmtem Knoten) über ein Preissignal zu erreichen. Zur Erreichung eines Mengenziels ermöglichen administrativ vorgegebene und nicht im Wettbewerb bestimmte Preissignale nur eine ungenaue Steuerung, da

der Regulierer die Kosten der Unternehmen nicht kennt. Eine Über- oder Untersteuerung ist daher möglich.

Fließender Übergang zu lokalen Marktpreisen. Regulatorisch bestimmte lokale Preissignale lassen sich entweder auf lange Zeit im Voraus stabil festlegen oder häufig aktualisieren. Je häufiger eine Neu Anpassung erfolgt, desto mehr nähern sich diese Instrumente in ihren Vor- und Nachteilen den in Abschnitt 4.3 diskutierten zeitlich hoch aufgelösten lokalen Marktpreisen an. Im Extremfall von stündlich neu festgesetzten lokal differenzierten Preisauf-/abschlägen ist das System nicht weit von nodalen Preisen entfernt. Gleichzeitig verlieren die Instrumente bei häufiger Aktualisierung ihre Glaubwürdigkeit als Investitionssignal.

Verhalten gegenüber dem Benchmark. Tabelle 9 stellt den Prototyp dem Benchmark gegenüber.

Tabelle 9: Verhalten des Prototyps: Regulatorisch bestimmte lokale Preissignale (B)

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	-	Durch im Zweifel träge und jedenfalls nicht marktbasierte administrative Preiskomponenten nicht erreichbar.
Lokale Versorgungssicherheit	-	Glaubwürdige lokale Anreize, aber sehr ungenaue Steuerung.
Netzkostendeckung	+	Wird mit den regulatorisch festgelegten lokalen Preiskomponenten in der Summe ein Erlös erzielt, könnte dieser zur Finanzierung der Netzkosten genutzt werden und damit von den heutigen nicht kostenreflexiven Netzentgelten ausgehende Verzerrungen mildern. Gleichzeitig würden derartige Preissignale aber in engpassfreien Stunden selbst wie ein verzerrendes Netzentgelt wirken.
Keine Marktmacht	0	Keine lokalen Marktpreise, daher wie zonaler Markt. Gegebenenfalls können auf geografisch hoch aufgelöste Preissignale nur wenige Akteure reagieren. Der Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung ist allerdings durch die regulatorische Preisfestlegung erschwert.

Anforderung aus theoretischem Benchmark	Bewertung	Bemerkung
Keine staatl. Beeinflussung von Preisen	-	Kein direkter Eingriff in Marktpreise, gegebenenfalls werden durch administrative Preisauf-/abschläge aber ineffiziente Anreize gesetzt und gegebenenfalls sogar notwendige Investitionen unmöglich.
Keine reg. Lösungsauswahl	0	Wesentliches Element zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit regulatorisch festgelegt, Wirksamkeit unklar.
Trade-Off Netzausbau versus Verlagerung von Last- oder Erzeugung	0	Vermutlich besser als bei rein reguliertem Redispatch, aber nicht effizient.
Abwesenheit von Transaktionskosten	+	In der Umsetzung mit vergleichsweise geringen Transaktionskosten.

Konsequenzen. Alle Modelle mit administrativen Preissignalen zielen letztlich darauf, Netzkosten bei der Standortentscheidung von Investitionen und Stilllegungen zu internalisieren. Allerdings sind die zusätzlichen Effizienzrisiken durch stärkere regulatorische Intervention gegenüber den möglichen Effizienzvorteilen durch Internalisierung von Netzkosten abzuwägen. Inwieweit die Abwägung zwischen Netzausbau und Last- beziehungsweise Erzeugungsverlagerung besser gelingt als bei anderen Konzepten ist unklar. Sie wäre nur dann effizient möglich, wenn die Netzausbauplanung die Reaktion der Akteure auf regulatorische Preissignale korrekt antizipieren könnte. Dies ist jedoch schwierig, da Rückkopplungsschleifen, wie zum Beispiel in Marktpreisen enthalten, fehlen. Der Versuch der Internalisierung von Netzeffekten und damit die theoretische Möglichkeit der Erreichung eines Gesamtoptimums kann allerdings in der politischen Debatte die Akzeptanz im Vergleich zu Modellen wie dem regulatorischen Redispatch, der Akteure gegenüber Netzeffekten neutral stellt, erhöhen.

Nachfolgend werden unterschiedliche Konzepte für die praktische Umsetzung regulatorisch bestimmter lokaler Preissignale dargestellt.

4.5.2 Netznutzungsentgelte

Charakterisierung. Eine Möglichkeit der Umsetzung derartiger Signale ist die Erhebung lokal differenzierter Netznutzungsentgelte für Verbraucher und Erzeuger (letztere als sogenannte G-Komponente bezeichnet). Diese würden als Auf-/Abschlag auf entnommene beziehungsweise eingespeiste Energie erhoben. Die Netznutzungsentgelte könnten modellbasiert und übertragungsnetzknottenscharf auf Basis von Prognosen zur Entwicklung des Stromversorgungssystems entwickelt werden. Denkbar wäre zum Beispiel eine Festlegung im Voraus auf eine Dauer von 1-5 Jahren. Ein ähnliches System wird in Großbritannien verwendet.

Intention. Ein derartiges System verfolgt vor allem zwei Ziele:

- Durch die lokal differenzierten Netzentgelte ergeben sich lokale Preissignale für Kraftwerkseinsatz und Investitionen ähnlich wie bei lokalen Marktpreisen.
- Gleichzeitig werden Marktakteure durch die Festlegung für längere Perioden vor Risiken mit Blick auf die Stabilität lokaler Preissignale geschützt. Die Hoffnung ist somit, glaubwürdige und dadurch wirksame lokale Preissignale zu erreichen.

Nachteile und Probleme. Es ergeben sich die folgenden Probleme:

- In der Realität wird die zeitliche Auflösung derartiger Signale und in der Folge die Wirkung begrenzt sein durch „Verwischung“ lokaler Preissignale bei Mittelung über die Zeit. Dadurch ergibt sich eventuell kein Anreiz für Investitionen in Flexibilitäten und Spitzenlastkraftwerke – selbst dann, wenn diese effizienter wären als Investitionen in neue Grundlastkraftwerke.
- In engpassfreien Stunden sind die produzierten Energiemengen an unterschiedlichen Orten ein homogenes Gut (abgesehen von Netzverlusten), das aber durch die lokalen Preisaufschläge unterschiedlich und damit ineffizient bepreist wird. In diesen Stunden wirkt das Instrument also verzerrend.
- Die lokalen Preissignale werden in einem Modell auf Basis von Annahmen ermittelt: Dies entspricht nicht den realen Knappheiten und Kostenparameter – Prognose für die Dauer der Netznutzungsentgelte notwendig (1-5 Jahre); Außerdem besteht die Möglichkeit von Einflussnahme auf Preise durch Manipulation von Modell oder Annahmen. Dies politisiert die Entscheidung über Netzentgelte und öffnet Raum für Lobbyismus.

4.5.3 Netzananschlussentgelte

Charakterisierung. In diesem Konzept würden die lokalen Preisanreize nicht über wiederkehrende Preisauf-/abschläge wie bei den Netznutzungsentgelten vermittelt, sondern als Einmalzahlungen beim Netzananschluss neuer Lasten und Erzeugungseinheiten fällig.²⁰ Diese Netzananschlussentgelte sollten optimalerweise die gesamten Zusatzkosten berücksichtigen, die der Netzananschluss im Netz verursacht. Dies entspricht der Idee von „tiefen Netzentgelten“ (*Deep Connection Charges*), die von einer Reihe von europäischen Ländern vor allem in Zentral- und Osteuropa angewendet werden. Sofern neue Anlagen zur Netzentlastung beitragen, sind Netzananschlussentgelte auch als Zahlungen an die Anschlussnehmer denkbar.

Intention. Ein derartiges Modell zielt auf die Beeinflussung der Standortentscheidung bei Neuansiedlungen von Lasten beziehungsweise Investitionen in Erzeugungsanlagen.

- Hier entsteht durch das Netzananschlussentgelt ein lokal differenziertes Preissignal.

²⁰ Theoretisch könnten Zahlungen auch über längere Zeiträume gestreckt werden, solange die Höhe des zu zahlenden/zu erhaltenden Entgelts mit Anschluss feststeht und sich abhängig von der Nutzung der Anlage nicht verändert. Werden Veränderungen zugelassen, rückt das Modell näher an das zuvor diskutierte Modell lokal differenzierter Netznutzungsentgelte.

- Anders als bei anderen lokal differenzierten Preisen entstehen keine Glaubwürdigkeitsprobleme, da die Höhe des Anschlussentgelts bei der Investition feststeht und nachfolgend nicht mehr verändert wird.

Nachteile und Probleme. Aus diesem Design ergeben sich jedoch auch verschiedene Probleme.

- Das Preissignal reflektiert lediglich die zum Zeitpunkt der Investition abgeschätzten Kosten beziehungsweise Nutzen der neu angeschlossenen Anlage und ist damit rein statisch. Es berücksichtigt somit gerade nicht, dass sich die Kosten- und Nutzeneffekte von Erzeugungsanlagen dynamisch über die Zeit verändern können.
- Durch das Netzanschlussentgelt entsteht ein Preissignal, das lediglich auf Investitions-, nicht auf Kraftwerkseinsatz-Entscheidungen wirkt. Dies ist nur dann effizient, wenn durch das Instrument Netzengpässe vollständig vermieden werden können.
- Die lokalen Preissignale werden in einem Modell auf Basis von zentralen Annahmen berechnet: Diese entsprächen nicht den realen Knappheiten und Kostenparametern – insbesondere, da eine Prognose von Kosten- und Nutzeneffekten über die Nutzungsdauer der Anlage notwendig ist. Außerdem besteht die Möglichkeit von Einflussnahme auf Preise durch Manipulation von Modell oder Annahmen.
- Die Modellierung von Deep Connection Charges ist nicht eindeutig möglich, da die netztechnische Wirkung einer Quelle/Senke allein nicht beurteilt werden kann. Damit werden Annahmen und Parametrierungsentscheidungen notwendig. Hier besteht das Risiko von Intransparenz der Modellierung und von befürchteter beziehungsweise tatsächlicher Benachteiligung oder Bevorzugung einzelner Akteure. Im Kontext der Entflechtung war dies das wichtigste Argument gegen die Einführung von tiefen Netzanschlussentgelten in den meisten westeuropäischen Märkten.

Ähnliche Modelle. Vergleichbar mit tiefen Netzanschlussentgelten ist beispielsweise der Vorschlag, einen Baukostenzuschuss für den Netzanschluss zu erheben.²¹

4.5.4 Lokal differenzierte EE-Förderung

Charakterisierung. Dieses Modell zielt auf die Internalisierung von Netzeffekten bei der Förderung von Erneuerbaren Energien. Die ausgezahlte Förderung ist dabei nicht nur von den Kostenstrukturen/Geboten der Anlagen, sondern auch von der Netzsituation in der Anschlussregion/am Anschlusspunkt abhängig. Die Umsetzung kann zum Beispiel durch lokal differenzierte Zu-/Abschläge auf die Förderhöhe erfolgen. Die Berechnung gleicht dann dem Vorgehen bei lokal differenzierten Netznutzungsentgelten.

Intention. Die angestrebten Wirkungen gleichen denen regional differenzierter Netznutzungsentgelte, beschränken sich aber auf Erneuerbare-Energien-Anlagen.

- Als Vorteil kann sich ergeben, dass zur Umsetzung keine Reform der Netzentgeltsystematik notwendig ist. Eine beschränkte Änderung des EE-Förderregimes sollte

²¹ https://www.e-bridge.com/wp-content/uploads/2015/05/201505_Praesentation_E-Bridge-Studie_enviaM_Baukostenzuschuss_Einspeiser.pdf

rechtlich und administrativ deutlich einfacher umsetzbar sein, weil deutlich weniger Akteure betroffen sind.

Nachteile und Probleme. Gleichzeitig ergeben sich damit wiederum spezifische Probleme:

- Durch das Modell werden faktisch technologiespezifische Lokalpreise implementiert. Dies führt zu Ineffizienzen bei der Technologiewahl zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen wie erneuerbare und konventionelle Erzeugung und Lastflexibilität.
- Die Problematik der Prognose von Kosten- und Nutzeneffekten über die Laufzeit der Anlagen ist ähnlich wie bei Netzanschlussentgelten einzustufen.
- Gleichzeitig ist wegen der fehlenden Technologieneutralität und damit beschränkter Optionen zur Reaktion auf Netzprobleme die Effektivität mit Blick auf die Engpassentlastung geringer als bei allgemeinen Mechanismen. Es ist zu erwarten, dass ein derartiger Mechanismus ein Transportbedarfsproblem nur verringert und nicht gesamthaft behebt. Insbesondere können allein durch einen solchen Mechanismus lokale Versorgungssicherheitsprobleme nicht sicher ausgeschlossen werden.

Ähnliche Modelle. Im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind mittlerweile verschiedene Mechanismen zur lokal differenzierten Förderung angelegt. Diese sind allerdings unterschiedlich motiviert. Das Referenzertragsmodell dient primär der Nivellierung von Standortunterschieden und Abschöpfung von hohen Renditen an besonders guten Standorten, zielt aber nicht auf einen systemisch effizienten Zubau. Demgegenüber adressieren Netzausbaugebiet und die Verteilernetzkomponente²² in den gemeinsamen Ausschreibungen gezielt Netzaspekte. Allerdings werden auch hier bewusst Vereinfachungen und Verallgemeinerungen vorgenommen, um zum Beispiel Effekten der diskreten Größenstufen beim Netzausbau oder der möglichen Marktmacht lokaler Akteure zu begegnen. Als weiteres Beispiel kann das Mexikanische Modell (seit 2016) dienen: Hier werden Ausschreibungen für Erneuerbare Energien kombiniert mit Boni/Mali, die ex ante auf Basis eines Modells berechnet werden.²³ Hier werden lokale Preisdifferenzen auf Jahre im Voraus modellbasiert abgeschätzt und dann unter Verlust der zeitlichen Auflösung regulatorisch umgesetzt.

²² Letztere verfolgt einen gegenüber dem hier geschilderten Modell etwas abweichenden Ansatz, in dem Netzwirkungen nur bei der Zuschlagsentscheidung internalisiert werden, nicht jedoch die Höhe der ausgezahlten Förderung beeinflussen.

²³ Vergleiche hierzu zum Beispiel IRENA (2017), Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. IRENA, Abu Dhabi.

5 Systematisierung der Prototypen

In Abschnitt 3 wurden aus einer Vielzahl von diskutierten Instrumenten zur Engpassbewirtschaftung fünf Prototypen gebildet. Diese werden nun gegenübergestellt. Dabei gehen wir zunächst auf lokale Anreizwirkung ein und diskutieren dann die Kombinierbarkeit von Instrumenten.

5.1 LOKALE ANREIZE

Lokale Investitions- und Kraftwerkseinsatz-Steuerung. Die betrachteten prototypischen Systeme unterscheiden sich grundsätzlich darin, inwieweit sie lokale Anreize in Bezug auf Investitionen und marktlichen (Kraftwerks-) Einsatz setzen. Während in der „Großen Gebotszone mit regulativem Redispatch“ (4.1) keine solche lokale Steuerung vorgenommen wird, setzen alle anderen Instrumente lokalisierte Anreize für Investitionen und/oder Kraftwerkseinsatz. Die Anreizsetzung erfolgt dabei entweder marktlich, das heißt, ein aus Angebot und Nachfrage entstehender Preis setzt den Anreiz, oder regulativ, das heißt, der Anreiz wird durch staatliche Organe bestimmt. Letzterer lässt sich in Mengen- und Preissteuerung unterteilen. Abbildung 7 verdeutlicht diese Zusammenhänge.

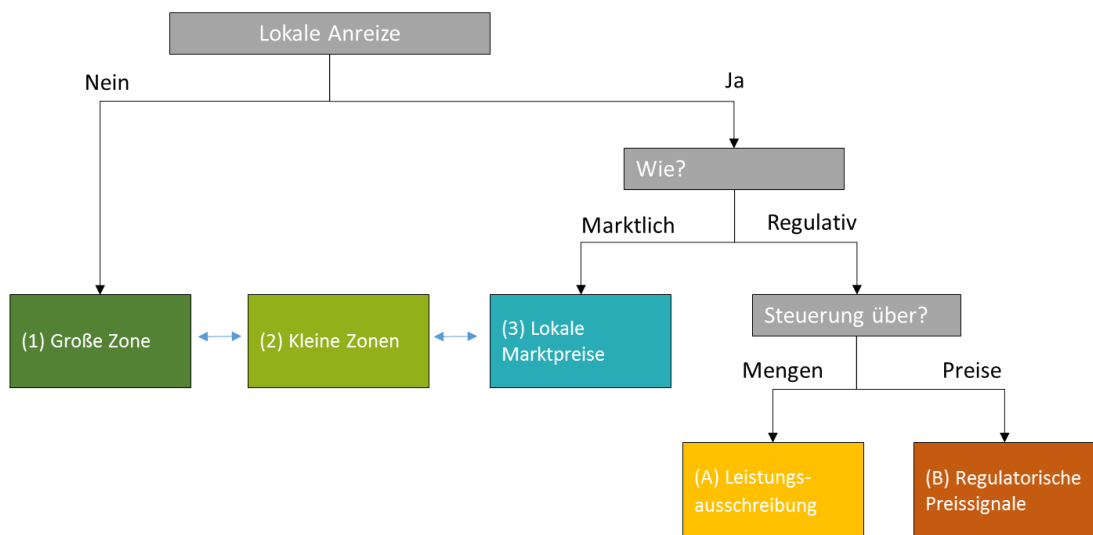


Abbildung 7: Lokale Anreize in den untersuchten Prototypen

Lokale Anreize via Spot. Die ersten drei Prototypen (1) „Große Zone“, (2) „Kleine Zonen“ und schließlich (3) „Lokale Marktpreise“, bilden in ansteigendem Maße lokal differenzierte Preise im Spotmarkt ab. Wie in Abschnitt 4.3.3 dargelegt, werden lokale Preise in der Variante (3.1) „Zonale Spotmärkte mit lokal hochaufgelösten Zusatzmärkten“ zwar nicht im zonalen Spotmarkt selbst abgebildet sondern in einem separaten Markt, jedoch dürfte dieser Markt dann

die Koordinierungsfunktion des Spotmarkt übernehmen. In diesem Sinne wird der Redispatch-Markt dann zum neuen Spotmarkt. Bei diesen Konzepten gehen die lokalen Anreize also vom Strommarkt selbst aus.

Separate lokale Anreizmechanismen. Auf der anderen Seite stehen Instrumente, die über regulative Instrumente explizite lokale Anreize jenseits des und zusätzlich zum Spotmarkt bereitstellen. Diese lassen sich unterscheiden in Instrumente der Mengensteuerung (Typ A „Leistungsausschreibung“) und der Preissteuerung (Typ B „Regulatorische Preissignale“).

Beschränktheit expliziter Investitionsinstrumente. Explizite, vom Spotmarkt losgelöste Investitionssignale haben notwendigerweise drei fundamentale Schwächen, unabhängig davon, ob sie als Preis- oder als Mengeninstrument ausgestaltet werden.

1. Sie aggregieren hoch aufgelöste Spotpreissignale in einfache Instrumente und nehmen damit Lösungen vorweg. Beispiele hierfür sind die Spezifikation von Ausschreibungs-Kriterien (A) oder die „Verschmierung“ von stundenscharfen Preissignalen auf ein unterjährig konstantes Netznutzungsentgelt (B). Beide Beispiele sind zwar formal technologieneutral, die Parametrierung des Instruments bevorteilt aber notwendigerweise bestimmte Technologien, zum Beispiel Grundlastkraftwerke versus Spitzenlast/Flexibilitätsoptionen.
2. Die Anreize stammen aus Modellen. Die Bedarfsberechnung für Ausschreibungen wie auch die Ermittlung von Netzentgelten sind notwendigerweise fehlerbehaftete Schätzwerte und können nicht auf die Informationsvorteile von Märkten zurückgreifen.
3. Die Instrumente sind regulatorischer Natur. Notwendigerweise werden sie durch den Staat, den Regulierer oder den Netzbetreiber ausgestaltet, womit sie anfällig für Einflussnahme werden.

5.2 RÜCKKOPPLUNG AUF DEN SPOTMARKT

Wirkung auf Spotmarkt-Engpässe. Eine weitere Dimension, in der sich die betrachteten Prototypen unterscheiden, betrifft die unterschiedliche Wirkung auf Engpässe im Spotmarkt. Während der Prototyp (1) „Große Zone“ alleine oder auch in Verbindung mit der Ausschreibung reiner Redispatch-Leistung (A.2) per Design die Lokalität der Erzeugung am Spotmarkt nicht beeinflusst, ist dies bei den anderen Prototypen zum Teil stark der Fall (vergleiche Abbildung 8).

Engpassreduktion. Die Prototypen (A.1) „Ausschreibung lokaler Leistung mit Strommarktteilnahme“ und (B) „Regulatorische Preissignale“ reduzieren Netzengpässe. Je nach Ausgestaltung und Parametrierung kann die engpassreduzierende Wirkung unterschiedlich stark ausfallen; alle Engpässe können allerdings durch diese Instrumente nicht behoben werden.

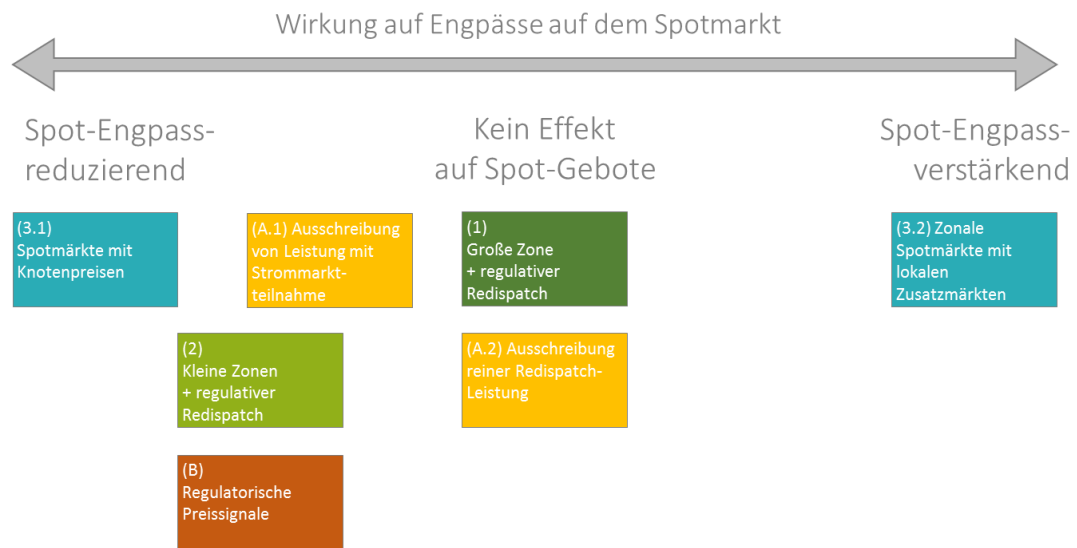


Abbildung 8: Wirkung der Prototypen auf Engpässe auf dem Spotmarkt

Lokale Marktpreise an beiden Extrempunkten. In der Analyse sticht heraus, dass die konkreten Ausgestaltungen des Prototyps (3) „Lokale Marktpreise“ an den unterschiedlichen Extrempunkten angesiedelt sind. Während die Variante (3.1), „Spotmärkte mit Knotenpreisen“ zu einem engpassfreien Spotmarkt-Resultat führt und somit den stärksten engpassverringenden Effekt der betrachteten Prototypen aufweist, führt die Variante (3.2) „Zonale Spotmärkte mit lokal hochaufgelösten Zusatzmärkten“ zum gegenteiligen Resultat: einer Erhöhung der Engpässe auf dem Spotmarkt. Dies ist die direkte Folge des in Abschnitt 4.3.3 beschriebenen strategischen Anreizes für Marktteure, durch die Opportunitäten im lokalen Zusatzmarkt den Engpass auf dem Spotmarkt zu verstärken (INC-DEC-Game). Mit anderen Worten: Es ist die Folge des Nebeneinanders von lokalen und zonalen Märkten.

5.3 KOMBINIERBARKEIT VON PROTOTYPEN

Kombination von Designs. Bislang wurden die prototypischen Konzepte jeweils für sich stehend betrachtet. An dieser Stelle soll nun die Kombinierbarkeit der Modelle und die Sinnhaftigkeit einer solchen analysiert werden. Abbildung 9 stellt dabei die grundsätzlich „technisch“ möglichen Kombinationsmöglichkeiten dar. Als Ergebnis der Kombination entstehen Situationen, in denen keines, eines oder mehrere Instrumente gleichzeitig lokale Anreize setzen.

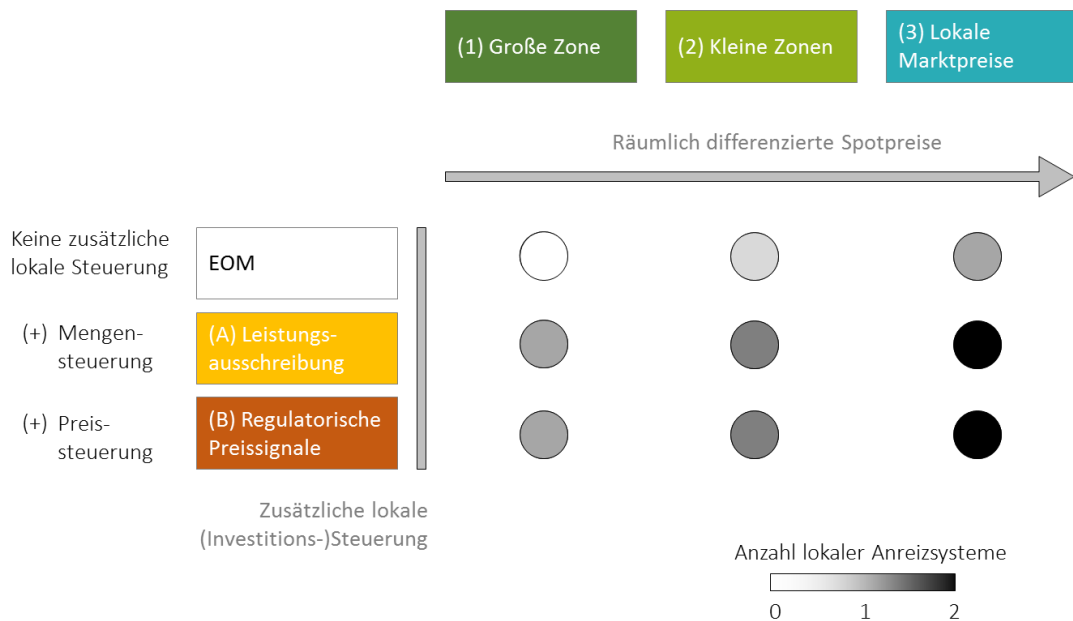


Abbildung 9. Kombinerbarkeit der Prototypen

Spotmarkt-Auflösung. Die ersten drei Prototypen (1,2,3) bilden in ansteigendem Maße lokal differenzierte Preise im Spotmarkt ab. Diese Prototypen sind in sich logisch nicht miteinander kombinierbar. Abbildung 9 zeigt dementsprechend (1) „Große Preiszone“, (2) „Kleine Preiszonen“ und (3) „Lokale Marktpreise“ ansteigend auf der kontinuierlichen Achse zunehmend ausdifferenzierter lokaler Preise. Während (1) und (3) logische Schlusspunkte dieser Achse sind, lässt sich (2) durch die Anzahl der Gebotszonen beliebig auf der Achse verschieben.

Zusätzliche lokale Anreizmechanismen. Auf der anderen Achse sind die zusätzlichen Instrumente lokaler regulatoriver Anreizmechanismen abgebildet (A, B). Diese Instrumente sind optional und kombinierbar – jedes Spotmarktdesign lässt sich also ohne explizite lokale Investitionsanreize oder mit einem solchen Instrument oder auch mit mehreren Instrumenten darstellen. Eine Ausnahme stellt die „Ausschreibung reiner Redispatch-Leistung“ (A.2) dar, die natürlich nur mit Systemen kombinierbar ist, in denen Redispatch existiert (daher nicht mit einem Knotenpreissystem).

Sinnhaftigkeit von Kombinationen. Ob explizite lokale Investitionsanreize sinnvoll sind und wenn ja, welche Kombinationen Sinn ergeben, hängt vom Glauben an den Spotmarkt als Investitionsanreiz ab.

- Nach dem Leitbild des Energy-Only-Marktes mit Knappheitspreisen ergeben sich Investitionssignale aus (erwarteten) Spotpreisen. Wendet man diese Perspektive auf lokale Preissignale an, macht es keinen Sinn, Knotenpreissysteme mit lokalen Investitionsinstrumenten zu kombinieren – denn (lokale) Investitionssignale sollen sich ja eben aus den (lokalen) Spotpreisen ergeben. Nach dieser Perspektive sind also die beiden rechts unten stehende Punkte in Abbildung 9 nicht sinnvoll.

- Dagegen verstehen viele amerikanische Autoren den Spotmarkt primär oder fast ausschließlich als kurzfristigen Koordinierungsmechanismus für den Kraftwerkseinsatz. Nach dieser Perspektive müssen (auch lokale) Investitionsanreize von einem getrennten Mechanismus stammen. Wer davon ausgeht, dass ohnehin ein Kapazitätsmechanismus notwendig ist, um Investitionen auszulösen, wird ebenso die geographisch-spezifische Variante eines solchen Mechanismus (A) für notwendig halten.

6 Verteilernetz

Verteilernetze verstärkt im Fokus. Der Fokus der bisherigen Überlegungen in diesem Papier lag auf dem Übertragungsnetz und Engpässen, die dort auftreten. Diese Fokussierung erlaubt in der Diskussion bis hierhin eine reduzierte Komplexität. Tatsächlich spielen Verteilernetze im Zusammenhang mit der Frage nach der Bewirtschaftung von Engpässen aber – insbesondere zukünftig – eine nicht unerhebliche Rolle:

- Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sind zu erheblichen Teilen im Verteilernetz angeschlossen; für Verbrauchsanlagen gilt dies „schon immer“, bei Erzeugungsanlagen erfolgt der Anschluss durch die schwindende Bedeutung von (konventionellen) Großkraftwerken und die steigende Bedeutung kleinerer, dezentraler EE-Anlagen, ebenfalls zunehmend in den Verteilernetzen.
- Veränderungen (nicht zuletzt im Zusammenhang mit der Energiewende) in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur verändern auch die Anforderungen an die Verteilernetze; dies führt zu erheblichem Netzausbaubedarf auf Ebene der Verteilernetze, dessen quantitatives Ausmaß (gemessen in monetärem Aufwand für Investitionen) in Summe spürbar höher liegen dürfte als im Übertragungsnetz (vergleiche etwa Untersuchungen in den Langfristszenarien (ISI/Consentec/ifeu für BMWi)).
- Die laufende öffentliche Diskussion um lokale Flexibilitätsmärkte (zum Beispiel im Rahmen der SINTEG-Projekte) dreht sich vielfach um die Bewirtschaftung von Engpässen in Verteilernetzen. Weiterhin beinhaltet sie die Vermeidung von Netzausbau im Verteilernetz durch entsprechende Beeinflussung des Einsatzes von Erzeugungs- und flexiblen Verbrauchsanlagen.

Übertragbarkeit der Überlegungen zu Übertragungsnetzen. Nachfolgend wird diskutiert, inwiefern sich die Überlegungen aus den vorangegangenen Kapiteln 1 bis 3 auch auf die Situation in Verteilernetzen übertragen lassen. Auch wird diskutiert, ob sich die Bewertung der in Kapitel 3 diskutierten prototypischen Designs auf Verteilernetze übertragen lässt, auch wenn gegebenenfalls abweichende Voraussetzungen in den Verteilernetzen im Vergleich zum Übertragungsnetz vorliegen.

Aufgaben der Netzbetreiber. Die grundsätzlichen Überlegungen aus Kapitel 1 zur Strukturierung der Frage nach einer marktlichen oder regulatorischen Organisation des Stromnetzes gelten prinzipiell auch für Verteilernetze. In Bezug auf die Aufgaben im Stromnetz (Abschnitt 1.1) steigt die Komplexität der Diskussion, wenn zusätzlich Verteilernetze betrachtet werden, da bei den drei betrachteten Aufgabenblöcken (Eigentum, Betrieb, Netzausbau) letztlich eine Koordination über alle Netzebenen hinweg erforderlich ist. Dies gilt insbesondere beim Netzbetrieb, wo derzeit – zum Beispiel im Zusammenhang mit dem Energieinformationsnetz – eine zum Teil kontroverse Diskussion über die Zuordnung von Verantwortlichkeiten zwischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern zu beobachten ist.

Natürliches Monopol. Was das Netz als natürliches Monopol und dessen Regulierung angeht (Abschnitt 1.2), so ist in Bezug auf das Verteilernetz zusätzlich die Frage zu diskutieren,

ob weiterhin wie heute eine Anschlussverpflichtung (bei Verbrauchern in Verbindung mit einem unbeschränkten Zugangsrecht) der Netzbetreiber bestehen sollte. Alternativ gilt es zu überlegen, ob – als Bestandteil eines Designs zur Engpassbewirtschaftung – gegebenenfalls Einschränkungen sinnvoll sein könnten (ähnlich wie heute bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §14a angelegt).

Handlungsoptionen zum Umgang mit Netzengpässen. Die in Kapitel 2 ausgeführten physikalischen Handlungsoptionen zum Umgang mit Netzengpässen verändern sich für Engpässe in Verteilernetzen teilweise:

- Unter den netzbezogenen physikalischen Handlungsoptionen zur Engpassbeseitigung verbleibt in den Verteilernetzen letztlich nur der Netzausbau, da Topologieänderungen (in Kapitel 2 als kurzfristige Option diskutiert) in Verteilernetzen technisch aufgrund der anderen Netzstrukturen meistens keine Option sind (dies gilt jedenfalls für Mittel- und Niederspannungsnetze; netztopologische Maßnahmen in Hochspannungsnetzen sind teilweise sinnvoll möglich). Anders als im Übertragungsnetz spielen in Verteilernetzen nicht nur potentielle Stromgrenzwertverletzungen – damit dürfte zumeist der Begriff „Netzengpass“ assoziiert werden – sondern auch drohende Verletzung von Spannungsgrenzwerten eine Rolle. Dies führt dazu, dass zum Teil andere Typen von Netzausbaumaßnahmen (zum Beispiel regelbare Ortsnetztransformation) in Verteilernetzen relevant sind.
- Die Verlagerung von Erzeugung als kurz- und mittelfristige Handlungsoption zur Behebung von Engpässen ist in Verteilernetzen zum Teil im Potenzial beschränkt, da kleinere Erzeugungsanlagen (zum Beispiel PV-Aufdachanlagen mit Anschluss in der Niederspannungsebene) nicht die technischen Voraussetzungen für Fernsteuerbarkeit erfüllen (jedenfalls heute nicht; zukünftig gleichwohl aber denkbar zumindest für Neuanlagen).
- Gerade in Verteilernetzen dürfte zukünftig insbesondere die Verlagerung von Verbrauch (oder auch die Absenkung von Verbrauch, wenn dieser einen Engpass auslöst und Bilanzausgleich anderorts die gleichzeitige Absenkung von Erzeugung) als physikalische Handlungsoption stärker als im Übertragungsnetz an Bedeutung gewinnen. Wie nachfolgend noch näher ausgeführt wird, erscheint die Organisation (ob marktlich oder regulatorisch) einer Verbrauchsverlagerung grundsätzlich deutlich komplexer als die Erzeugungsverlagerung. Auch Speicher, die bislang nicht explizit diskutiert wurden, aber von ihrer physikalischen Wirkung im Hinblick auf die Engpassvermeidung wie Erzeugungs- beziehungsweise Verbrauchsanlagen verstanden werden können, könnten zukünftig für die Engpassvermeidung in Verteilernetzen eine größere Rolle spielen.

Theoretischer Benchmark. Die Anforderungen an den theoretischen Benchmark (Kapitel 3) bleiben im Grundsatz bestehen. Allerdings dürfte man im Hinblick auf die Frage, inwieweit die Anforderungen in der Realität erreichbar sind, in Bezug auf Verteilernetze zu im Detail anderen Ergebnissen kommen. Genau dies ist aber schließlich für die Gewichtung der Vor- und Nachteil der in Kapitel 3 diskutierten prototypischen Designs besonders relevant:

- In Bezug auf die Anforderung „Grenzkosten = Grenznutzen“ besitzen Preise bei Ausweitung der Betrachtung auf Verteilernetze nicht mehr nur eine räumliche und

zeitliche Dimension, sondern sind auch noch nach Netzebenen zu differenzieren. So kann der Preis am räumlich gleichen Ort und zur gleichen Zeit unterschiedlich sein, je nachdem, ob Erzeugung/Verbrauch im Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsnetz betrachtet werden.

- Im Zusammenhang mit der Anforderung der „Abwesenheit von Marktmachtmissbrauch“ wurde in Abschnitt 4.3 bereits darauf hingewiesen, dass Unteilbarkeiten (*lumpiness*) bei kleinen Preiszonen (bis hin zu nodal) besonders relevant sind, da sie die Anfälligkeit für Marktmachtmissbrauch erhöhen können. Auf Ebene der Verteilernetze verschärft sich dies noch zusätzlich, da Preiszonen durch die notwendige nicht mehr nur räumliche, sondern Netzebenen-bezogene Differenzierung noch „kleiner“ werden können. Außerdem sind die Investitionsmöglichkeiten je nach Netzebene teilweise auf sehr wenige Akteure beschränkt, was das Risiko einer Ausübung von Marktmacht zusätzlich erhöht.
- Aufgrund der im Extremfall sehr viel feineren Auflösung von Preisen – selbst im Vergleich zu einem Nodalpreissystem auf Übertragungsnetzebene – wäre zur Erfüllung der Anforderung des theoretischen Benchmarks auch bei Berücksichtigung von Verteilernetzen ein vielfach höheres Maß an Zurückhaltung staatlicherseits im Hinblick auf die mögliche Einflussnahme auf Preise erforderlich. Im Extremfall können die Anforderungen des theoretischen Benchmarks dazu führen, dass zwei benachbarte Haushalte abhängig von netzplanerischen Entscheidungen des Netzbetreibers (gegebenenfalls stark) unterschiedliche Strompreise zahlen. Es ist realistisch kaum zu erwarten, dass ein solches Preisregime in der Praxis umsetzbar und vermittelbar wäre.
- Die sehr viel feinere Auflösung von Preisen erhöht auch die Transaktionskosten.

Keine ausführliche Diskussion von Prototypen. Eine ausführliche Diskussion von prototypischen Designs für die Bewirtschaftung von Engpässen in Verteilernetzen, wie in Kapitel 3 mit Blick auf Engpässe im Übertragungsnetz durchgeführt, erfolgt in diesem Papier nicht, da der Fokus des Arbeitspakets auftragsgemäß auf dem Übertragungsnetz liegt. Wie dargelegt, sind aber Engpässe in Verteilernetzen und die Kosten für deren Beseitigung zukünftig nicht vernachlässigbar. Insofern sollte bei der Bewertung der in Kapitel 3 diskutierten Prototypen beachtet werden, ob Ansätze, die im Hinblick auf den Umgang mit Engpässen im Übertragungsnetz vorzugswürdig erscheinen (siehe auch Kapitel 7), auf Engpässe im Verteilernetz anwendbar sind.

Bedarf an weiteren Lösungen. Es ist nicht auszuschließen, dass sogar keiner der in Kapitel 3 diskutierten Prototypen für Verteilernetze sinnvoll anwendbar ist und somit der Bedarf besteht, weitere Lösungen auszuarbeiten. Für eine mögliche Anwendung der in Kapitel 3 diskutierten Prototypen auf die Bewirtschaftung von Engpässen in Verteilernetzen scheinen verschiedene Aspekte bedenkenswert:

Koordination zwischen Netzausbau und Netznutzung. Im Zusammenhang mit dem Prototyp „Große Gebotszonen mit regulatorischem Redispatch“ wurde als Problem thematisiert, dass ein solches Design in Ermangelung lokaler Preissignale grundsätzlich zu einem ineffizient hohen Netzausbau führt. Gleichzeitig wurde aber auch darauf hingewiesen, dass auf Basis empirischer Befunde – abgeleitet aus verschiedenen quantitativen Studien (zum Beispiel Langfristszenarien) – davon auszugehen ist, dass dieser „Überausbau“ nicht sehr gravierend

sein dürfte, der so resultierende Netzausbau also nicht weit weg vom Optimum liegt. Der Grund liegt in der begründeten Vermutung, dass eine Erzeugungsverlagerung, die grundsätzlich durch räumlich differenzierte Preise beanreizt werden könnte, im Weiteren zu Mehrkosten aufgrund höherer Erzeugungskosten an schlechteren Standorten führt. Diese Mehrkosten werden durch die im Gegenzug eingesparten Kosten in Folge eines geringeren Übertragungsnetzausbaus *nicht* aufgewogen. Schließt man sich dieser Vermutung an, so wiegt zumindest dieser grundsätzliche Nachteil des untersuchten Prototyps weniger schwer. Erweitert man allerdings die Systemgrenze und betrachtet auch Engpässe (und Netzausbau sowie dessen Kosten) in Verteilernetzen, so ist die Studienlage weit weniger eindeutig, was die Frage anbelangt, welche Ineffizienzen aus lokal undifferenzierten Preisen resultieren. So deuten verschiedene Studien, die sich mit der Netzintegration von Elektromobilität beschäftigen, darauf hin, dass Elektromobilität ohne netzorientierte Steuerung erheblichen Netzausbaubedarf in den Verteilernetzen verursachen kann (siehe zum Beispiel Vortrag von H. Vennegeerts zu ersten Ergebnissen der Meta-Studie „Forschungsüberblick Konzepte für die Netzintegration Elektromobilität“ der FGH e.V. im Auftrag von BDEW und FNN bei FGE-Tagung 2017, Aachen).

Einbeziehung von Verbrauchern. Im Zusammenhang mit dem regulatorischen Redispatch wurden Probleme im Hinblick auf die statische Effizienz diskutiert; insbesondere, dass der regulatorische Redispatch aufgrund von Informationsasymmetrien ineffizient ist. Diese wiegen bei der Einbeziehung von Verbrauchern – was für eine effiziente Bewirtschaftung von Engpässen in Verteilernetzen erforderlich sein dürfte – schwerer: Erstens ist die Zahl der im Rahmen des Redispatch zu koordinierenden Akteure deutlich größer, was die Komplexität der Steuerung und Transaktionskosten erhöht. Zweitens ist die mit dem regulatorischen Redispatch verbundene kostenbasierte Vergütung bei Verbrauchern noch deutlich schwieriger, da der Maßstab für die Bemessung der Kosten der Redispatchmaßnahme der den Verbrauchern entgangenen Nutzen ist.

Geringer Wettbewerb. Aus den vorgenannten Punkten lässt sich aber noch nicht ableiten, dass marktbasierter gegenüber regulatorischen Lösungen bei der Einbeziehung von Verteilernetzen zu präferieren wären. Denn auch die in Kapitel 3 diskutierten Nachteile von Prototypen, die auf lokal differenzierte Preissignale setzen, wiegen bei der Einbeziehung von Verteilernetzen schwerer. Hier wird dann, wie erläutert, nicht nur eine räumliche, sondern auch eine netzbezogene Differenzierung erforderlich (vergleiche hierzu obige Ausführung zur Frage, inwieweit die Anforderungen des theoretischen Benchmarks in der Realität bei der Betrachtung auch von Verteilernetzengpässen erfüllt sind). Insbesondere können potentieller Marktmachtmissbrauch und Anreize zu kollusivem Verhalten eine große Rolle spielen. Dies gilt vor allem dann, wenn der Netzbetreiber – der je nach Variante marktbasierter Lösungen („Lokale Flexibilitätsmärkte“) – als Nachfrager von Flexibilität zur Engpassvermeidung auftritt und gleichzeitig ein unbeschränktes Netzzugangsrecht erfüllen muss. Diesem Nachfrager mit dann letztlich beliebig hoher Zahlungsbereitschaft stehen gegebenenfalls nur sehr wenige Anbieter gegenüber, die starke Anreize zur Ausübung von Marktmacht haben dürften. Marktbasierter Ansätze zur Behebung von Engpässen in Verteilernetzen führen darüber hinaus zu lokalen Preissignalen. Hierbei ist dann unerheblich, ob solche Preissignale aus Engpässen im Übertragungsnetz oder in den Verteilernetzen entstehen. Insofern gelten alle Überlegungen zu lokalen Preissignalen (auch, wenn sie regulatorisch bestimmt sind) aus Kapitel 3 hier ebenfalls.

7 Diskussion

Benchmark ist nicht erreichbar. Die Diskussion der prototypischen Designs und der Vergleich mit dem theoretischen Benchmark haben gezeigt, dass kein real implementierbares Modell die Anforderungen an den theoretischen Benchmark vollständig oder auch nur weitgehend erfüllen kann. Aus den hier angestellten abstrakten Betrachtungen kann deshalb keine objektive Präferenz für oder gegen ein bestimmtes Modell zur Koordination von Markt und Netz hergeleitet werden.

Subjektive Abwägung. Die Diskussion ermöglicht aber dennoch die Identifikation bestimmter Problemfelder und erlaubt die Einordnung der Designs mit Blick auf ihren Lösungsbeitrag zu diesen. Die Abwägung zwischen den Modellen erfordert jedoch eine subjektive Einschätzung der Bedeutung der unterschiedlichen Probleme und der Vor- und Nachteile der Modelle, die sich vielfach nicht in kardinalen Bewertungsgrößen ausdrücken lassen.

Energiepolitischer Kontext entscheidet. Es gibt deshalb keinen ausgezeichneten und eindeutig präferierten Mechanismus zur Koordination von Markt und Netz. Vielmehr ist die Abwägung zwischen den verschiedenen nicht perfekten Mechanismen stark davon abhängig, welche Problemfelder Entscheidungsträger für besonders relevant halten. Des Weiteren kann die Ausgangssituation für unterschiedliche Energieversorgungssysteme deutlich anders sein. So ist in weitgehend stabilen und eingeschwungenen Systemen die Frage der statischen Effizienz des Kraftwerkseinsatzes eventuell entscheidend. Unterliegt ein System im Zeitablauf großen Veränderungen, wie sie zum Beispiel die Energiewende in Deutschland hervorruft, sind Anreize für eine dynamisch effiziente Entwicklung potenziell relevanter als Ineffizienzen im Kraftwerkseinsatz. Die nachfolgende Diskussion greift deshalb die identifizierten Bewertungsmerkmale jeweils einzeln auf und schildert die wesentlichen Erkenntnisse der Analyse.

7.1 QUERVERGLEICH

Quervergleich. Nachfolgend dargestellt ist ein Überblick über die in Abschnitt 4 abgeleiteten Einschätzungen zu den Modellen. Dabei sind die Prototypen zur Spotmarkt-Auflösung (Tabelle 10) und zu lokalen Anreizmechanismen (Tabelle 11) bewusst separat dargestellt, da ein Quervergleich zwischen diesen (im Wesentlichen kombinierbaren) Gruppen nicht sinnvoll erscheint. Darüber hinaus ist es wegen der subjektiven Einschätzung der Bedeutung der einzelnen Kriterien nicht möglich und nicht sinnvoll, einen Prototyp summarisch über alle Kriterien hinweg zu bewerten. Explizit möglich ist jedoch der Quervergleich zwischen den Prototypen bezüglich einzelner Kriterien, was im Folgenden getan wird.

Tabelle 10: Überblick über die Prototypen (1,2,3)

	(1) Große Zone	(2) Kleine Zo- nen	(3.1) Spot- markt mit Knotenpreisen	(3.2) Zonal+nodaler Zusatzmarkt
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	--	0	++	0
Lokale Versorgungssicherheit	--	-	0	-
Netzkostendeckung	-	0	+	0
Keine Marktmacht	++	+	--	--
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	++	-	--	--
Keine regulatorische Lösungsauswahl	++	+	0	0
Trade-Off Netzausbau versus Last- & Erzeugungsverlag.	--	-	0	0
Abwesenheit von Transaktionskosten	+	-	--	--

Tabelle 11: Überblick über die Prototypen (A,B)

	(A.1) Ausschreibung lok. Leistung mit Strommarktteilnahme	(A.2) Ausschreibung reiner Redispatch-Leistung	(B) Regulatorische lokale Preissignale
Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale	--	--	-
Lokale Versorgungssicherheit	++	++	-
Netzkostendeckung	-	--	+
Keine Marktmacht	-	-	0
Keine staatliche Beeinflussung von Preisen	--	-	-
Keine regulatorische Lösungsauswahl	--	--	0
Trade-Off Netzausbau versus Last- & Erzeugungsverlag.	-	0	0
Abwesenheit von Transaktionskosten	+	+	+

Effiziente lokale Kraftwerkseinsatz-Signale. Mechanismen mit lokalen, durch freie Verhandlung zwischen Angebot und Nachfrage entstehenden Preisen wie Nodal Pricing sind regulierten Kraftwerkseinsatz-Eingriffen überlegen, da sie Probleme asymmetrischer Information einerseits und unvollständiger Erschließung von Flexibilitätspotenzialen andererseits entgegenwirken. Dies gilt jedenfalls, solange Transaktionskosten für diese Designs nicht extrem hoch werden. Sie können allerdings (zum Beispiel mit Blick auf marktmächtige Stellung einzelner Akteure) zu unerwünschten Verteilungseffekten führen.

Lokale Versorgungssicherheit. Die Gewährleistung lokaler Versorgungssicherheit ist in keinem der betrachteten Modelle trivial. Dies gilt insbesondere, wenn Netzausbau als Alternative zu den hier betrachteten Modellen nicht oder zumindest nicht zeitgerecht zur Verfügung steht. Verschiedene der untersuchten prototypischen Designs sind zum Beispiel auf Grund der bei realistischer Betrachtung immer wieder zu erwartenden Verzögerungen im Netzausbau konzeptgemäß nicht geeignet, alleine die langfristig sichere Versorgung der Verbraucher zu gewährleisten und müssen mit anderen Mechanismen (wie Netzreserve oder lokalen Investitionsausschreibungen) flankiert werden. Designs mit lokalen Marktpreisen wie Nodal Pricing sind im Grundsatz in der Lage, diese Herausforderungen über Preissignale zu lösen. Angesichts der damit einhergehenden Herausforderungen zum Beispiel im Bereich Marktmachtmissbrauch, aber auch der hohen Risiken für Investoren, die durch technologisch bedingte diskrete Investitionsgrößen entstehen, ist jedoch unsicher, ob dies in der Praxis auch erreichbar ist. Praktische Erfahrungen weisen eher darauf hin, dass derartige Designs mit Mechanismen zur regulatorischen Absicherung von Investitionen flankiert werden, die dann aber die langfristige Steuerungs- und Allokationswirkung von lokalen Preissignalen untergraben können. Zusätzliche lokale Anreizmechanismen wirken entweder zeitlich sehr ungenau (Preissteuerung) oder bergen die Gefahr von Fehlsteuerung durch regulatorische Über- oder Unterschätzung der benötigten Kapazität.

Netzkostendeckung. Keiner der betrachteten Prototypen kommt ohne zusätzliche Mechanismen aus, die die Refinanzierung der Netzkosten sicherstellen. Allerdings liefern einzelne Mechanismen wie lokale Netzentgelte oder Nodal Pricing im Vergleich deutlich höhere Beiträge zur Deckung der Netzkosten. Das kann dann relevant sein, wenn die zur Refinanzierung der verbleibenden Netzkosten eingesetzten Mechanismen (zum Beispiel nutzungsabhängige Netzentgelte) an sich nicht verursachungsgerecht und damit tendenziell effizienzhemmend sind. Setzt das Netzentgeltsystem hingegen grundsätzlich effiziente Anreize, ist die Frage der Netzkostendeckung weniger relevant.

Keine Marktmacht. Große und liquide Handelsplätze sind tendenziell geeignet, das Entstehen von Marktmacht zu verhindern oder zumindest zu begrenzen. Gleichzeitig gehen damit aber auch marktliche Anreize zur lokalen Gewährleistung von Versorgungssicherheit verloren. Umgedreht können die Marktmachtpotenziale bei geographisch hoch aufgelösten Märkten zu einer hohen Regulierungsintensität führen, in deren Folge sich Probleme wie fehlende Innovationen ergeben können. Insbesondere lokale Marktpreise unterliegen sehr signifikanten Marktmissbrauchspotenzialen. Um den potenziell möglichen Missbrauch von Marktmacht in einem solchen System und damit einhergehende unerwünschte Verteilungseffekte zu verhindern, sind deshalb intensive Maßnahmen der Marktüberwachung und Wettbewerbsaufsicht

notwendig. Dabei kann die Unterscheidung zwischen missbräuchlicher Ausübung von Marktmacht und im Prinzip erwünschter Rendite für unternehmerisches Handeln schwierig sein.

Keine regulatorische Lösungsauswahl. Je intensiver die Regulierungsintensität in Modellen ist, umso höher ist die Gefahr, dass Lösungen langfristig nicht mehr wettbewerbsfähig im Markt gefunden, sondern durch Entscheidungen der Regulierer vorgegeben werden. Damit wird die dynamische Effizienz negativ beeinflusst. Besonders ausgeprägt ist die regulatorische Lösungsvorgabe bei lokalen Ausschreibungen. Aber auch regulatorisch vorgegebene lokale Preissignale können die Lösungsauswahl beeinflussen, indem sie zum Beispiel durch ihre zeitliche Auflösung einzelne Technologien bevorzugen.

Trade-Off Netzausbau versus Last- & Erzeugungsverlagerung. Eine effiziente Abwägung zwischen Netzausbau und Last- beziehungsweise Erzeugungsverlagerung bedeutet, die wohlfahrtsoptimale Menge an Netzausbau zu finden und umzusetzen. Aufgrund der natürlichen Monopolstellung der Netzbetreiber und der damit einhergehenden Notwendigkeit einer Regulierung können Preise und eine durch unternehmerisches Handeln geprägte Lösungssuche nur in sehr eingeschränktem Maß genutzt werden, um diese Abwägung effizient zu gestalten. Dabei ist unklar, welches der diskutierten prototypischen Designs auf lange Sicht zu besseren Lösungen führt. Ansätze mit reguliertem Redispatch bieten keine lokalen Investitionsanreize und tendieren zu Überinvestitionen in das Netz. Bei zumindest teilweise marktbasierten Lösungen zur Erzeugungsverlagerung bestehen zwar Koordinationsschwierigkeiten, die zu Fehlinvestitionen führen können, gleichzeitig sind solche Systeme aber zumindest im Grundsatz in der Lage, auch lokale Anreize zu setzen.

Keine staatliche Beeinflussung von Preisen. Die meisten der untersuchten Modelle unterliegen erheblichen staatlichen Einflüssen auf die Preisbildung. Dies liegt daran, dass der Staat die Preise/Preiskomponenten selbst vorgibt, durch selektive Förderung einzelner Akteure die relativen Preise verzerrt, auf die für die Preisbildung relevanten Preiszonen Einfluss nimmt oder eine strikte Preisaufsicht durchführen muss. Im Grundsatz sind große Preiszonen gegenüber staatlicher Preisbeeinflussung, die wiederum zu Ineffizienzen in der dynamischen Entwicklung des Elektrizitätsversorgungssystems führen können, weniger anfällig. Dies ist aber auch darin begründet, dass an die von großen Preiszonen ausgehenden Preissignale der Anspruch einer lokalen Steuerungswirkung überhaupt nicht gestellt wird. Eine Besonderheit im Zusammenhang mit der staatlichen Einflussnahme stellen lokale Zusatzmärkte dar. Hier führt das staatlich vorgegebene Marktdesign zu einer bewussten Inkonsistenz von Preisen über verschiedene Marktstufen hinweg. Diese kann stark verzerrende und engpassverschärfende Wirkungen haben und im schlimmsten Fall die Funktionalität ganzer Marktsegmente unterminieren.

Abwesenheit von Transaktionskosten. Transaktionskosten können in keinem realen Marktmodell vollständig vermieden werden. Die Analyse hat jedoch gezeigt, dass insbesondere kleinteilig organisierte Märkte besonders hohe Transaktionskosten aufweisen. In dieser Hinsicht sind sie auch regulatorischen lokalen Anreizmechanismen mit deutlich geringerem Koordinationsaufwand – allerdings potenziell auch geringerer Effizienz – unterlegen.

7.2 DER KONTEXT ENERGIEWENDE IN DEUTSCHLAND

Konkrete Schlussfolgerungen zu den anzustrebenden Koordinationsmechanismen zwischen Markt und Netz fordern neben einer Klärung der Präferenzen der Entscheider bezüglich der Gewichtung oben genannter Bewertungskriterien auch eine Berücksichtigung der Ausgangssituation. In Deutschland ist dabei insbesondere die Kompatibilität mit den Anforderungen der Energiewende relevant. Hierzu werden nachfolgend einige Überlegungen angestellt.

Innovative Technologien. Das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem unterliegt einem erheblichen Transformationsprozess. Dabei werden sowohl auf Seiten der Netznutzer wie in den Netzen selbst innovative Technologien eingesetzt werden müssen, um die Energiewende-Ziele zu erreichen. Die benötigten Technologien sind dabei heute teilweise noch unbekannt beziehungsweise sind ihre Einsatzbereiche zumindest unsicher. Die dynamische Effizienz spielt für das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem deshalb eine besonders große Rolle, genauso wie eine möglichst große Technologieneutralität der Instrumente. Gleichzeitig nimmt die Bedeutung der Kraftwerkseinsatz-Effizienz bei steigenden Anteilen erneuerbarer Erzeugung mit sehr niedrigen Grenzkosten vermutlich tendenziell eher ab.

Kleine Akteure. Im Zuge der Energiewende wird die Anzahl und Vielfalt der Akteure weiter ansteigen. Vor diesem Hintergrund ist daher ein Marktdesign zu bevorzugen, das mit geringen Transaktionskosten einhergeht sowie möglichst wenig auf zentrale Steuerung aufbaut und stattdessen dezentrale Steuerung zulässt. Marktmacht- und Unteilbarkeitsproblematiken auf Seiten der Netznutzung nehmen tendenziell ab, spielen aber im Bereich des Netzausbaus eine weiterhin entscheidende und mit Technologien wie HGÜ-Korridoren gegebenenfalls sogar eine zunehmende Rolle.

Verteilernetze. Mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien steigt auch die Zahl der Erzeugungsanlagen, die unterhalb des Höchstspannungsnetz angeschlossen sind. Dies führt, genauso wie die Sektorkopplung, zu einer größeren Rolle von Verteilernetz-Engpässen in der Beurteilung der Marktdesigns. Ein System, das auch in Verteilernetzen zu korrekten lokalen Investitions- und Betriebsanreizen führt, ist also zu bevorzugen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Engpässe in Verteilernetzen zukünftig auch in erheblichem Maße durch verbrauchsseitige Entwicklungen (neue Verbraucher wie Elektromobilität oder Wärmepumpen) getrieben sein können.

Erneuerbare Energien. Erneuerbare Energieträger weisen möglicherweise größere regionale Unterschiede in den Erzeugungskosten als konventionelle aus. Dies verschiebt die optimale Lösung des Trade-Offs zwischen Erzeugungsverlagerung und Netzausbau möglicherweise stärker in Richtung Netzausbau. Dies mildert das Argument einer suboptimalen Abwägung zwischen Erzeugungsverlagerung und Netzausbau im Modell (1) „Große Zone“ ab, da die Lösung vollständiger Netzausbau in einem Erneuerbaren-Erzeugungssystem näher an der optimalen Lösung ist, als in einem konventionellen. Wird der Netzausbau allerdings erheblich verteuert, zum Beispiel durch eine umfängliche Erdverkabelung aller Übertragungsleitungen, kann sich das Verhältnis wieder verschieben.

EU-Binnenmarkt. Das deutsche Elektrizitätsversorgungssystem stellt keine Insel dar, sondern ist in den europäischen Strombinnenmarkt eingebettet. Damit einher geht eine zwischen Nationalstaaten und europäischen Institutionen geteilte Kompetenz bezüglich der Gesetzgebung

für den Strommarkt. Insbesondere bei Designs mit erheblichen Rückwirkungen für die Partner im Strombinnenmarkt, wie zum Beispiel bei der Einführung von Knotenpreissystemen, ist deshalb eine rein nationale Umsetzung problematisch. Hingegen scheinen regulatorisch festgelegte lokale Anreizmechanismen auch auf lokaler Ebene umsetzbar, auch wenn sie gegebenenfalls den EU-Regularien für die Gewährung von Beihilfen unterliegen.