



# **Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke**

**EIN GUTACHTEN FÜR DAS BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT  
UND TECHNOLOGIE**

November 2008



# Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke

Zusammenfassung.....	3
<b>1 Einführung und Problemstellung .....</b>	<b>11</b>
1.1 Problemstellung .....	11
1.2 Aufbau der Analyse und des Berichts.....	12
1.3 Aufbau des Berichtes.....	13
<b>2 Konzeptionelle Defizite bei Koordination von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung.....</b>	<b>15</b>
2.1 Beschreibung der Rahmenbedingungen.....	15
2.2 Unternehmerische Entscheidungsprozesse .....	16
<b>3 Empirische Analyse von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung .....</b>	<b>23</b>
3.1 Erläuterung des Analyseansatzes .....	23
3.2 Transport von Strom.....	25
3.3 Transport der Primärenergieträger.....	28
3.4 Diskussion sonstiger Kostentreiber .....	41
3.5 Kostenvergleich und Indikation potenzieller Ineffizienzen .....	42
3.6 Schlussfolgerungen für die zukünftige Entwicklung in Deutschland	44
<b>4 Diskussion und Bewertung von Handlungsoptionen .....</b>	<b>49</b>
4.1 Überblick über Handlungsoptionen.....	49
4.2 Bewertungskriterien.....	52
4.3 Netznutzerseitige Handlungsoptionen .....	54
4.4 Netzbetreiberseitige Handlungsoptionen.....	80
4.5 Zusammenwirken von netzbetreiber- und netznutzerseitige Maßnahmen .....	84
<b>5 Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen.....</b>	<b>89</b>
5.1 Schlussfolgerungen bezüglich des Steuerungsdefizits .....	89
5.2 Schlussfolgerungen bezüglich Handlungsoptionen .....	91
5.3 Fazit .....	95
<b>6 Literaturverzeichnis .....</b>	<b>97</b>

## **Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke**

Abbildung 1: Auswahl von Handlungsoptionen durch Entscheidungsprozess .	13
Abbildung 2: Zusatzkosten verbrauchsnahe und verbrauchsferner Kraftwerksansiedlung.....	24
Abbildung 3: Verlauf der Stromtransportkosten in Abhängigkeit von Entfernung und Verkabelungsgrad.....	27
Abbildung 4: Übersicht Standorte Steinkohlekraftwerke.....	30
Abbildung 5: Kostenkomponenten des Steinkohletransportes.....	31
Abbildung 6: Transportkosten Steinkohle.....	34
Abbildung 7: Binnenfrachtraten für ausgewählte Ziele ab ARA Häfen .....	35
Abbildung 8: Transportkosten Steinkohle entlang der Rheinschiene .....	36
Abbildung 9: Übersicht Standorte Erdgaskraftwerke .....	38
Abbildung 10: Kosten des Gastransports.....	39
Abbildung 11: Anteile der Brennstoffkosten bei Kernenergie.....	40
Abbildung 12: Gesamtvergleich der Transportkosten für Brennstoffe und Strom .....	42
Abbildung 13: Angenäherte Lastdichteverteilung in Deutschland (rot/gelb: hohe Lastdichte, blau: niedrige Lastdichte).....	47
Abbildung 14: Überblick über Handlungsoptionen.....	50
Abbildung 15:: Generische Lösungsansätze zur Internalisierung externer Effekte .....	55
Abbildung 16: Einspeisezonen im UK Stromübertragungsnetz.....	65
Abbildung 17: Differenzierung der Entry/Exit Entgelte in UK .....	66
Abbildung 18: Differenzierung der Entry/Exit Leistungspreise im schwedischen Stromübertragungsnetz .....	67
Abbildung 19: Abfolge von Investitionsentscheidungen bei Netzbetreiber und Erzeuger.....	85

## Zusammenfassung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat mit Projekt ID 4-020815/44/08 „Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke“ einen Gutachtensauftrag an ein Konsortium aus Frontier Economics Ltd. und CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH vergeben.

### *Auftrag*

Der Auftrag umfasst die Behandlung der Fragen,

- ob ein über die heutigen Planungen hinausreichender Netzausbau zur Vermeidung von Netzengpässen in jedem Fall effizient ist, und - wenn dies nicht der Fall ist -;
- wie Anreize geschaffen werden können und sollen sowie dort, wo dies energiewirtschaftlich geboten ist, eine lastnahe Standortwahl für neue Erzeugungsanlagen zu bewirken und damit den Netzausbaubedarf zu reduzieren; und
- wie in diesem Zusammenhang Anreize für effizienten Netzausbau gesetzt werden können.

### *Vorgehen*

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse unseres Gutachtens. Dabei haben wir insbesondere folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Konzeptionelle Prüfung, ob ein Steuerungsdefizit für Kraftwerksstandortentscheidungen vorliegt.
- Empirische Untersuchung, ob bzw. unter welchen Voraussetzungen es effizienter ist, das Übertragungsnetz auszubauen oder Kraftwerksneubauten durch politische oder regulatorische Maßnahmen in die Nähe der Verbrauchszentren zu verlagern.
- Konzipierung und Untersuchung möglicher Anreizsysteme für die Beeinflussung der Kraftwerksallokation einerseits und des Netzausbaus andererseits und Bewertung der Maßnahmen einschließlich von Kombinationsmöglichkeiten und Wechselwirkungen; dabei Berücksichtigung des Einflusses unterschiedlicher Ausgestaltungsoptionen auf Versorgungs- und Netzsicherheit, Kosteneffizienz der vertikalen Wertschöpfungskette und Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs.

### *Prüfung, ob Steuerungsdefizit vorliegt*

Die Analyse der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland zeigt, dass heute Rahmenbedingungen fehlen, die eine systematische und hinsichtlich gesamtwirtschaftlich effizienter Entscheidungen optimierte Koordination von Kraftwerksstandortentscheidungen einerseits und Netzausbau andererseits bewirken können:

- Kraftwerksstandortentscheidungen: Kraftwerksinvestoren werden im geltenden Ordnungsrahmen grundsätzlich nicht mit den Kosten des Übertragungsnetzes belastet und berücksichtigen deshalb in ihren Investitionsrechnungen heute nicht systematisch die Kosten eines Netzausbaus, der aufgrund von Kraftwerksinvestitionen möglicherweise induziert wird. Insofern fehlt heute konzeptionell eine Schnittstelle zwischen Kraftwerksinvestoren und Netzbetreibern, über die den Kraftwerksbetreibern Kostensignale aus dem Netzbereich vermittelt werden.
- Netzzubauentscheidungen: Die deutsche Regulierung sieht innerhalb des Anreizsystems für Netzbetreiber keine Abwägung zwischen Netzausbaukosten und Kraftwerksstandortverlagerungen vor. Es erfolgt also keine explizite und inhärente Koordination über das Regulierungssystem. Insofern ist nicht unmittelbar über das Anreizsystem sichergestellt, dass Netzinvestitionen tatsächlich in effizienter Weise durchgeführt werden. Allerdings müssen Netzbetreiber z.B. im Rahmen von Investitionsbudgets der BNetzA ihre Ausbauentscheidungen begründen. Insofern unterstehen die in Investitionsentscheidung erfassten Netzausbauentscheidungen einer Prüfung durch die BNetzA. Dies bewirkt allerdings eher eine regulatorische, politische oder technische statt einer betriebswirtschaftlichen Lenkung von Investitionen.

### ***Netzausbau versus lastnahe Kraftwerksansiedlung - Empirie***

Die empirische Analyse zeigt, dass diese Steuerungsdefizite durchaus in der Praxis relevant (oder unter einer ausreichenden Anzahl von Zukunftsszenarien relevant werden können) und nicht vernachlässigbar sind. So beobachten wir unter den derzeitigen Kraftwerksprojekten eine Reihe von Standortentscheidungen, die einen Anstieg der lastfernen Stromerzeugung nach sich ziehen und möglicherweise bei einer zunehmenden Verknappung innerdeutscher Netzkapazitäten nicht effizient sein könnten bzw. bei Fortsetzung des Trends (und gleichzeitig verzögertem Netzausbau) sogar die Versorgungssicherheit gefährden könnten. Insbesondere zeigt die Analyse auf Basis eines Vergleichs der Transportkosten für Brennstoffe und Strom, dass die lastnahe Erzeugung in folgenden Fällen Effizienzvorteile erwarten lässt:

- Für Kohlekraftwerke, falls der Transport von der Küste in das Binnenland über *längere* Strecken (oberhalb eines Grenzbereichs von 100 bis 300 km) und v.a. auf der Rheinschiene erfolgt.
- Für Kohlekraftwerke, falls eine Entscheidung zwischen Binnenstandorten zu treffen ist (z. B. Kraftwerk in der Region Mannheim gegenüber der Region Rhein/Ruhr).
- Für Gaskraftwerke – es ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine generelle Präferenz für lastnahe Erzeugung.
- Für Kernkraftwerke – es ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine generelle Präferenz für lastnahe Erzeugung (in Deutschland allerdings Kernkraftwerksneubauten derzeit politisch ausgeschlossen).

Zudem kann ein zunehmender Verkabelungsgrad bei Stromleitungen Stromtransport gegenüber Brennstofftransport zunehmend unwirtschaftlich machen: Sollten zukünftig die Netzausbau- und damit Stromtransportkosten insbesondere bedingt durch zunehmende Verkabelungsanforderungen stark ansteigen, sinkt die Transportentfernung, ab der der Stromtransport gegenüber einer lastnahen Ansiedlung von Kohlekraftwerken unwirtschaftlich wird. Bei Annahme hoher Verkabelungsanteile (z. B. ab ca. 25%) für neue Höchstspannungsleitungen ist der Stromtransport in keinem Fall wirtschaftlich.

Es gibt also deutliche Hinweise darauf, dass in einer Vielzahl von Fällen die lastferne Standortwahl von neuen Kraftwerken auch bei Berücksichtigung zusätzlicher Brennstofftransportkosten im Vergleich mit dem alternativ notwendigen Netzausbau und Stromtransport zu Wohlfahrtsverlusten führt. Dies gilt umso mehr, als ein relevanter Teil der Last in Deutschland in Regionen konzentriert ist, in denen eine lastnahe Erzeugung als potenziell effizient erscheint.

Andererseits ist die Frage, ob es volkswirtschaftlich günstiger ist, konventionelle Kraftwerke verbrauchsnahe anzusiedeln und die (v.a. durch den dann notwendigen Brennstofftransport) anfallenden Mehrkosten in Kauf zu nehmen, oder alternativ den notwendigen Netzausbau zur Ermöglichung des Elektrizitätstransports bzw. den verlustbedingten Kosten dieses Transports selbst durchzuführen, nicht für alle Fälle eindeutig zu beantworten. Vielmehr haben unsere Untersuchungen ergeben, dass fallspezifisch auch eine verbrauchsferne Ansiedlung vorteilhaft sein kann. So kann unter Annahme akzeptabler Netzausbaukosten (d. h. keine oder nur geringe Verkabelungsanteile) eine Kraftwerksansiedlung an Küstenstandorten volkswirtschaftlich effizient sein kann.

Es besteht damit nicht für alle Fälle eine Zwangsläufigkeit, Anreize zu einer lastnahen Standortwahl zu setzen. In jedem Fall sollten Anreizsysteme die Flexibilität haben, dass auch Kraftwerkszubau an lastfernen Standorten möglich ist und sich die Marktakteure (Kraftwerksinvestoren und/oder Netzbetreiber) an die unterschiedlichen Gegebenheiten anpassen können.

### ***Handlungsoptionen***

Zu unterscheiden sind netznutzer- und netzbetreiberseitige Handlungsoptionen

- *Netznutzerseitige* Maßnahmen zielen darauf ab, zur Behebung von Netzengpässen die Netzeinspeisungen (Erzeugung) und/oder Netzlasten räumlich anzupassen.
- *Netzbetreiberseitige* Maßnahmen zielen darauf ab, die technisch und/oder kommerziell verfügbare Netzkapazität zu erhöhen, indem die Nutzung bestehender Anlagen (über verbesserte Lastflussberechnungen, neue Leit- und Schutzkonzepte, Einbau von Phasenschiebern etc.) optimiert oder Leitungskapazität physisch ausgebaut wird.

Wir haben uns in dieser Studie im Wesentlichen auf strategische (langfristige) Maßnahmen fokussiert, die die Beeinflussung der Investitionsentscheidungen von Netznutzern bzw. Netzbetreibern zum Ziel haben.

## **Zusammenfassung**

### *Netznutzerseitige Maßnahmen*

Grundlegende Aufgabestellung der netznutzerseitigen Maßnahmen ist es, Allokationssignale für die Standortwahl von Kraftwerken zu geben, die den Kostenimplikationen von Standortwahl und Netzausbau Rechnung trägt und daher für die diejenigen Fälle, in denen eine geänderte Standortwahl gesamtwirtschaftliche Vorteile schafft, ein wirksames Allokationssignal schafft,

Weiterhin bestehen für die Ausgestaltung von Anreizsystemen in Deutschland eine Reihe von grundsätzlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen, die bei jedem denkbaren Maßnahmensystem zu beachten wären:

- Verzicht auf Anreizsignale für Ausspeisungen/Entnahmen: Grund hierfür ist die Vermeidung von Strukturbrüchen bei gleichzeitig deutlich eingeschränkten Erwartungen bezüglich der praktischen Realisierbarkeit von Lastverschiebungen in Deutschland.
- (Hohe) Belastungen für Erzeuger/Kraftwerksinvestoren vermeiden: Anders als z.B. UK ist Deutschland in das kontinentaleuropäische Verbundnetz eingebettet. So könnten (signifikante) Zahlungen von Kraftwerken für die Einspeisung in Deutschland Kraftwerksverlagerungen in das Ausland induzieren oder Kraftwerksinvestitionen verzögern.
- Koordination zwischen Netzbetreibern erforderlich: Aufgrund der heutigen Struktur des Eigentums und Betriebs des Stromübertragungsnetzes müsste in allen Anreizsystemen eine technische und wirtschaftliche Koordination zwischen Netzbetreibern erfolgen.

Aus einer Reihe international diskutierter Ansätze können für Deutschland insbesondere zwei ökonomisch fundierte Ansätze relevant sein, die auch die mögliche Bandbreite der Instrumentenausgestaltung beschreiben:

- **Geografisch differenzierte Tarifsysteme** (Einspeise-/Ausspeisetarife, Entry/Exit Tarife) für das gesamte Übertragungsnetz, evtl. mit einer regelmäßigen Anpassung der Tarife an die tatsächlichen Gegebenheiten; und
- Durchführung eines **Ausschreibungswettbewerbs** mit einem Auktionsverfahren für die Errichtung von Kraftwerkskapazität in ausgewählten Netzregionen evtl. mit einer Beschränkung auf Einzelfälle.

Zwischen den beiden so beschriebenen Ausprägungen findet sich eine Bandbreite von weiteren Ausgestaltungsoptionen entlang der folgenden Dimensionen, für deren Ausgestaltung Freiheitsgrade bestehen:

- *Granularität* – soll das Instrument einen Bezug auf Netzregionen oder auf genau definierte Netzknoten aufweisen?
- *Flächendeckung* – soll das Instrument auf ausgewählte Netzgebiete oder auf das gesamte deutsche Übertragungsnetz Anwendung finden?

- *Preisfindung* – soll die tatsächliche Höhe der Anreizzahlung durch rechnerische Verfahren oder durch Ausschreibungs- bzw. Auktionsverfahren ermittelt werden?
- *Stabilität* – soll der Allokationsanreiz gegenüber einzelnen oder allen Kraftwerken zeitlich konstant oder zeitlich veränderlich gehalten werden (Variabilität der Anreize für einzelne Netznutzer??)
- *Auszahlung* – soll die Anreizzahlung einmalig oder über einen längeren Zeitraum verteilt oder mit Bezug auf die Kapazitätsbereitstellung oder tatsächliche Einspeisung erfolgen?

Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Modellen ist, dass regional differenzierte Ein-/Auspeisetarife einen Preissteuerungsmechanismus, Auktions-/Ausschreibungsverfahren eine Mengensteuerung darstellen.

Ziel **geografisch differenzierter Einspeise- und Auspeisetarife** ist es, den Netznutzern (Erzeugern, Last/Verbrauchern) über die Netzentgelte ein Preissignal zu geben, das die Kostenwirkungen ihrer Standortentscheidungen (bzw. Netzeinspeisungen und –ausspeisungen) widerspiegelt und das sie entsprechend bei ihren Standortentscheidungen bzw. Netzeinspeisungen und -ausspeisungen berücksichtigen. Die Tarife werden hierbei ex-ante von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt, von der Regulierungsbehörde überprüft und periodisch angepasst. Bei der Ermittlung der Tarife könnte der Übertragungsnetzbetreiber z.B. auf bei den im Rahmen der Investitionsbudgetierung nach § 23 ARegV ermittelten Netzausbaubedarfe und -kosten ansetzen. Die Steuerung der Entscheidungen der Netznutzer erfolgt dann über vorab festgelegte Preissignale, das Ausmaß der induzierten Lastverschiebung ist ex-ante offen.

Wesentliche Merkmale geografisch differenzierter Ein- und Auspeisetarife sind

- aus der Praxis z.B. aus Großbritannien und Schweden bekannt und deshalb konzeptionell bereits umgesetzt;
- hohe Flexibilität der Kraftwerksinvestoren, gemäß ihrer Standortverfügbarkeit und Kostenstrukturen auf geografische Preissignale zu reagieren;
- Strukturbrüche oder Mitnahmeeffekte, sofern das System auch auf Altanlagen angewendet wird;
- Bei Orientierung der regionalen Preisdifferenzierung der Netztarife an den aktuellen Grenzkosten des Netzausbaus Abschöpfung der Renten durch die Kraftwerksbetreiber.

Ein durch die Netzbetreiber aus Kapazitätssicht unmittelbar steuerbares Anreizsystem für Kraftwerksallokation im Netz sind Auktionen/Ausschreibungsverfahren. Ein mögliches Verfahren besteht darin, dass in einem ersten Schritt der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner ohnehin erforderlichen regelmäßigen Netzausbauplanung konkreten Netzausbaubedarf identifiziert. Für diesen Netzausbaubedarf muss der Übertragungsnetzbetreiber – beispielsweise im Rahmen der

Investitionsbudgetierung nach § 23 ARegV – die Netzausbaukosten bereits heute quantifizieren. Deren Höhe stellt die Obergrenze der möglichen Kosten für eine lastnahe Kraftwerksstandortwahl dar. In einem zweiten Schritt organisiert der Übertragungsnetzbetreiber einen Ausschreibungswettbewerb, bei dem er die zur Vermeidung des Netzausbaus notwendige Erbringung der Dienstleistung Netzentlastung durch lastnahe Errichtung und Betrieb eines Kraftwerkes zu möglichst niedrigen Kosten (Obergrenze: vermiedene Netzausbaukosten) beschafft. Ziel ist demnach eine Kompensation des Kraftwerksinvestors nur für die zusätzlichen Brennstofftransportkosten. Die ihm entstehenden Kosten muss der ÜNB über die Netzentgelte sozialisieren können.

Wesentliche Merkmale eines Auktions-/Ausschreibungsverfahrens sind:

- Flexibilität des Übertragungsnetzbetreibers bezüglich der Kapazitätssteuerung:
- Bei funktionsfähigem Wettbewerb teilweise oder vollständiges Abschöpfen der aus den Kraftwerksstandortentscheidungen im Vergleich zum Netzausbau entstehen Renten.
- Bis heute nur punktuelle Anwendungserfahrung für ähnliche Problemstellungen, Ausgestaltung (z.B. Auktionsregeln, Frequenz etc.) und Funktionsfähigkeit (z.B. bezüglich notwendiger Anbieterzahl) des Ausschreibungswettbewerbs noch offen.
- Ggf. ungenutztes Potenzial der Kraftwerksinvestoren, außerhalb des Auktionssystems entsprechend ihrer Standortverfügbarkeit und individuellen Kostensituation Standortentscheidungen anzupassen; ggf. punktuelle Verzögerungen von Investitionen wegen Optionswert zukünftiger Auktionen für die Kraftwerksinvestoren.

Bei der Abwägung der Optionen ergibt sich keine grundlegende Präferenz. Vielmehr sind beide Varianten mit Vor- und Nachteilen behaftet.

### ***Regulierungsanreize an Netzbetreiber***

Die Anreize an den Netzbetreiber, entsprechende Allokationsinstrumente einzusetzen und im geeigneten Fall auch Netzinvestitionen zu tätigen, müssen über den Regulierungsrahmen gegeben werden:

- Investitionsanreize – Diese setzen eine weiter präzierte Definition des Regulierungsinstrumentes der Investitionsbudgets voraus. Dies ist eine notwendige Voraussetzung für Investitionsanreize. Damit die Netzinvestitionen auch in die richtigen Investitionsprojekte gelenkt werden, wäre eine Qualitätsregulierung für Übertragungsnetze zu erwägen, bei der die Risiken für den Netzbetreiber aber klar begrenzt werden sollten.
- Einsatz Allokationsinstrumente – Die Entwicklung eines entsprechenden erzeugerseitigen Anreizes könnte einerseits politisch vorgegeben werden – hier besteht allerdings die Gefahr eines nicht optimalen Regimes. Andererseits könnten dem Netzbetreiber kommerzielle Anreize gegeben werden, ein solches Instrument umzusetzen. Hierzu wäre z.B. eine entsprechende Ausgestaltung der Qualitätsregulierung geeignet.

### **Fazit**

Es gibt keine eindeutige generelle Vorteilhaftigkeit von Brennstoff- oder Stromtransport. In einer Reihe von Fallkonstellationen ist zu erwarten, dass ohne Einführung von Allokationsinstrumenten erhebliche Wohlfahrtsverluste auftreten würden. Daher besteht nach unserer Untersuchung grundsätzlicher Handlungsbedarf, der in Zukunft deutlich zunehmen kann. Wir halten daher zunächst ein regelmäßiges Monitoring für erforderlich, das eine laufende Beobachtung der Rahmenbedingungen (z. B. im Abstand von zwei Jahren im Rahmen der Berichterstattung nach § 63 EnWG) für Kraftwerksbau und Energietransport abdeckt und dabei die folgenden Aspekte mit erfasst

- Verfügbarkeit und Nutzung von Kraftwerksstandorten (u.a. Anlehnung an Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV);
- Belastung der Übertragungsnetze (erfolgt bereits); und
- Durchsetzbarkeit und Verkabelungsanteil neuer Stromleitungen.

Nach unseren Analysen sind bestimmte netzbetreiber- und erzeugerseitige Maßnahmen sinnvoll:

- Netzbetreiberseitig: Präzisierungen der Umsetzung der Investitionsbudgetierung nach § 23 ARegV und ggf. investitionsanreizorientierte Ausgestaltung der Qualitätsregulierung auch für das Übertragungsnetz.
- Erzeugerseitig: Allokationssignale für Kraftwerke über geografisch differenzierte Einspeisetarife oder Ausschreibungswettbewerb für die geografisch gezielte Ansiedlung von Kraftwerkskapazität.

Neben der grundsätzlichen Auswahl und detaillierten Ausgestaltung der Anreizsysteme - durch die ÜNB (in Koordination) - ist zudem regulatorische Aufsicht durch die Bundesnetzagentur sicherzustellen.

Daher sollten zügig die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden. Für beide Ausprägungen des Allokationsinstrumentes sollte bereits heute durch eine Anpassung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens die grundsätzliche Anwendung eröffnet werden. Hierzu sollten in den einschlägigen Verordnungen die Voraussetzungen und erforderlichen Kompetenzen für die BNetzA geschaffen werden. Dies umfasst im Einzelnen:

- § 15 StromNEV sollte gestrichen oder geändert werden (z. B. in Orientierung an den Regelungen des § 15 GasNEV); und
- § 11 und § 23 ARegV sollten ggf. erweitert werden, um auch Kosten für die Vermeidung von Netzausbauinvestitionen durch Einspeisetarife oder Kraftwerksallokation durch den Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen zu können.

Es sollten zudem Details für eine Umsetzung konkreter Maßnahmen (Voraussetzungen, Ausgestaltung, Kompetenzen, Aufgabenverteilung, Ablaufschritte) vorbereitet werden. Die tatsächliche Umsetzung der damit

grundsätzlich eröffneten Maßnahmen sollte auf Initiative der ÜNB und mit Zustimmung und unter Aufsicht der BNetzA erfolgen.

# 1 Einführung und Problemstellung

## 1.1 PROBLEMSTELLUNG

Die stromwirtschaftliche Entwicklung der vergangenen Jahre in Deutschland zeigt eine zunehmende geografische Konzentration der elektrischen Energieerzeugung. Dies ist einerseits durch die vom Dargebot abhängige und damit zwangsläufig lokal stark konzentrierte Energieerzeugung mit Windenergie bedingt. Andererseits ist aber auch bei konventionellen, insbesondere Kohlekraftwerksprojekten eine starke Konzentration an küstennahen Standorten und im Rhein-Ruhr-Raum zu beobachten.

Angesichts von Lastschwerpunkten, die großenteils weiter südlich liegen (z. B. Rhein-Main, Rhein-Neckar, Großraum München) ist dies eine Abkehr vom lange Zeit verfolgten Grundsatz einer verbrauchsnahe Erzeugung elektrischer Energie. Als Konsequenz sind stark steigende Transportanforderungen für die bereits heute teilweise grenzwertig hoch ausgelasteten Übertragungsnetze zu erwarten.

Zwar sind bereits Netzausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz eingeleitet, die die Übertragungsfähigkeit insbesondere in Nord-Süd-Richtung verstärken sollen. Trotzdem erwarten Übertragungsnetzbetreiber, Marktteilnehmer und Aufsichtsbehörden kurz- bis mittelfristig das verstärkte Auftreten von Nord-Süd-Engpässen im Übertragungsnetz. Ursache hierfür sind v.a. Verzögerungen bei der Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen, die auf vielfältige Widerstände in der Bevölkerung und dementsprechend langwierige Genehmigungsverfahren zurückzuführen sind.

Darüber hinaus wäre bei einer langfristigen Fortsetzung des oben beschriebenen Trends zur regionalen Konzentration von zusätzlicher Stromerzeugung und einer gleichzeitigen absehbaren Außerbetriebnahme von Kraftwerken in Mittel- und Süddeutschland eine weitere Erhöhung der Nord-Süd-Transporte zu erwarten. Dies würde entweder zu zusätzlichen Netzengpässen führen, oder Stromnetze müssten zusätzlich, über die aktuellen Planungen hinaus ausgebaut werden.

Vor dem Hintergrund stellt sich die Frage,

- ob ein über die heutigen Planungen hinausreichender Netzausbau zur Vermeidung von Netzengpässen in jedem Fall effizient ist, und – wenn dies nicht der Fall ist;
- wie Anreize geschaffen werden können, eine lastnahe Standortwahl für neue Erzeugungsanlagen (oder – nachrangig - eine Verschiebung der Verbraucherlast) zu bewirken und damit den Netzausbaubedarf zu reduzieren; und
- wie in diesem Zusammenhang Anreize für effizienten Netzausbau gesetzt werden können.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat zur Klärung dieser offenen und für die Steuerung der weiteren stromwirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland wichtigen Frage mit Projekt ID 4-020815/44/08

„Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke“ einen Gutachtensauftrag an ein Konsortium aus Frontier Economics Ltd. und CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH vergeben. Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse unseres Gutachtens. Dabei haben wir insbesondere folgende Schwerpunkte gesetzt:

- Konzeptionelle Prüfung, ob ein Steuerungsdefizit für Kraftwerksstandortentscheidungen vorliegt;
- Empirische Untersuchung, ob bzw. unter welchen Voraussetzungen es effizienter ist, das Übertragungsnetz auszubauen oder Kraftwerksneubauten durch politische Maßnahmen in die Nähe der Verbrauchszentren zu verlagern;
- Konzipierung und Untersuchung möglicher Anreizsysteme für die Beeinflussung der Kraftwerksallokation einerseits und des Netzausbaus andererseits und Bewertung der Maßnahmen einschließlich von Kombinationsmöglichkeiten und Wechselwirkungen; dabei Berücksichtigung des Einflusses unterschiedlicher Ausgestaltungsoptionen auf Versorgungs- und Netzsicherheit, Kosteneffizienz der vertikalen Wertschöpfungskette und Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs geprüft;
- Ableitung von Handlungsempfehlungen.

Im Fokus unserer Betrachtungen stand dabei nicht die kurzfristige, sondern die mittel- und langfristige Perspektive. Insbesondere sollen die Ergebnisse des vorliegenden Gutachtens keinen direkten Einfluss auf laufende Netzausbau- und Kraftwerksprojekte haben.

## 1.2 AUFBAU DER ANALYSE UND DES BERICHTS

Wir bauen unsere Analyse und die Auswahl von Handlungsoptionen in Anlehnung an einen klassischen Entscheidungsprozesses auf. Hierbei werden vier Stufen durchlaufen:

1. Analyse der Problemstellung: Für Kraftwerksbetreiber und Last/Verbraucher bestehen heute keine bzw. nur unsystematische Anreize zur Berücksichtigung von Netzausbaukosten bei der Standortwahl. Ob hierdurch heute ein reales Steuerungsdefizit vorliegt, ist ex ante unbekannt: Solange die z.B. von Kraftwerksinvestoren bei der Standortwahl berücksichtigten Kosten auch die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des Kraftwerksbaus dominieren, ist die getroffene Standortwahl unproblematisch. Sind jedoch beispielsweise Brennstofftransportkosten systematisch geringer als Netzausbaukosten, sollten Kraftwerke lastnah gebaut werden. Die Standortwahl der Investoren ohne Berücksichtigung der Netzeffekte eines Kraftwerks wäre in diesem Fall systematisch ineffizient. Um einen politischen Handlungsbedarf zu begründen, stellen wir daher in dem ersten Teil unserer Analyse einen empirischen Vergleich von Netzausbaukosten und Brennstofftransportkosten an.

2. Alternativensuche: Wird ein Steuerungsdefizit festgestellt, stellt sich die Frage, welche Alternativen für kraftwerks- und netzbetreiberseitige Maßnahmen grundsätzlich für die Behebung des Defizits zur Verfügung stehen. Entsprechend sind Handlungsoptionen zu entwickeln und zu diskutieren.
3. Beurteilung: Die gelisteten Handlungsoptionen werden auf Basis Kriterienkatalogs, der ökonomische und politische Ziele umfasst, beurteilt bzw. bewertet.
4. Auswahl: Schließlich werden auf Basis der Bewertung der Alternativen geeignete Optionen ausgewählt und Empfehlungen für die Praxis formuliert.

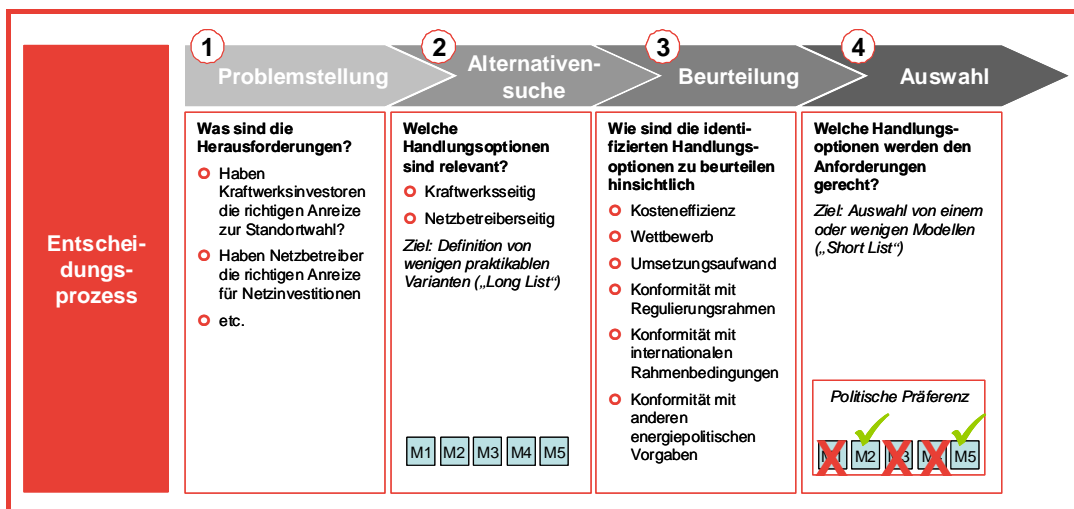


Abbildung 1: Auswahl von Handlungsoptionen durch Entscheidungsprozess

Quelle: Frontier

### 1.3 AUFBAU DES BERICHTES

Der Aufbau des Berichtes spiegelt im Wesentlichen die beschriebenen Analyseschritte wider.

In Abschnitt 2 werden konzeptionelle Defizite bei Koordination von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung diskutiert. Der Abschnitt beinhaltet zudem eine Beschreibung der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen sowie eine Charakterisierung von unternehmerischen Entscheidungsprozessen.

In Abschnitt 3 diskutieren wir auf empirischer Grundlage, ob Netzausbau oder die Verlagerung von Kraftwerksansiedlung aus ökonomischer Perspektive vorteilhafter sind. Im Grundsatz geht es hierbei um die Abwägung von Netzausbaukosten (Stromtransport) einerseits gegenüber Transportkosten für Primärenergieträger (Steinkohle, Erdgas, Uran) andererseits.

Abschnitt 4 beinhaltet die Analyse möglicher Handlungsoptionen sowie deren Bewertung. Zunächst werden ein Überblick über potenzielle Handlungsoptionen gegeben und Bewertungskriterien entwickelt. Darauf aufbauend werden verschiedene netznutzerseitige sowie netzbetreiberseitige Handlungsoptionen in Detail erläutert und hinsichtlich des Kriterienkatalogs beurteilt. Hierbei werden

auch Optionen für Kombinationen aus netzbetreiber- und netznutzerseitige Maßnahmen beurteilt.

Abschnitt 5 beinhaltet eine Zusammenfassende Bewertung der Handlungsoptionen sowie Schlussfolgerungen für ein mögliches deutsches System.

## 2 Konzeptionelle Defizite bei Koordination von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung

In diesem Abschnitt werden die wesentlichen heutigen Rahmenbedingungen für Investitionsentscheidungen für Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber, niedergelegt in deutschen Gesetzen und Verordnungen, eingeführt (Abschnitt 2.1). Die heutige rechtliche Situation dient als Referenz für die Frage, ob konzeptionelle Defizite bei der Koordination Netzausbau und Kraftwerksstandortentscheidungen vorliegen. Anschließend werden die unternehmerischen Entscheidungsprozesse der Netzbetreiber bezüglich des Netzausbaus (Abschnitt 2.2.1) sowie der Erzeuger bezüglich des Kraftwerkszubaus erläutert (Abschnitt 2.2.2).

### 2.1 BESCHREIBUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN

Die Rahmenbedingungen für Bau und Betrieb von elektrischen Netzen und Kraftwerken sind bekannter Maßen im Wesentlichen durch das **Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** und seine Verordnungen gegeben. Maßgebliche Vorschriften sind

- §§ 1 und 2 EnWG, die eine sichere Versorgung und einen langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betrieb von Energieversorgungsnetzen als Zweck des Gesetzes und der Regulierung und Aufgabe der Energieversorgungsunternehmen festschreiben;
- § 11 EnWG, der die Verpflichtung der Netzbetreiber zu Betrieb, Wartung und bedarfsgerechtem Ausbau sicherer, zuverlässiger und leistungsfähiger Energienetze beinhaltet;
- § 12 EnWG mit der Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zu sicherem und zuverlässigem Verbundbetrieb, Ausbau und Koordination; und
- § 13 EnWG, der die Übertragungsnetzbetreiber zur Gewährleistung der Systemsicherheit verpflichtet.

Daneben bestehen maßgebliche Vorgaben für neu zu errichtende Kraftwerke und die Übertragungsnetzbetreiber aus der **Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV)**, die die Bedingungen für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen ab 100 Megawatt an Hoch- und Höchstspannungsnetze regelt:

- §§ 3 bis 6 KraftNAV schreiben umfangreiche Planungs- und Veröffentlichungspflichten sowie den Ablauf von Vertragsabschluss und –umsetzung für den Kraftwerksanschluss vor;
- § 7 KraftNAV garantiert für ein definiertes Zeitfenster einen bevorzugten Netzzugang im Fall von Engpässen im deutschen Übertragungsnetz.

Das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** regelt den vorrangigen Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien die vorrangige Abnahme, Übertragung und Vergütung dieses Stroms und den bundesweiten Ausgleich des abgenommenen und vergüteten Stroms:

- §§ 5 bis 8 und 13 bis 33 EEG regeln die Abnahme-, Übertragungs- und Vergütungspflichten einschließlich der Kostentragung;
- §§ 9 bis 11 EEG behandeln möglichen Kapazitätsmangel im Netz und insb. die Netzausbauverpflichtung der Netzbetreiber.

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber werden in wesentlichen Zügen durch die **Anreizregulierungsverordnung (ARegV)** bestimmt:

- § 4 ARegV legt die Grundlagen für die Bestimmung der Erlösobergrenze während der fünfjährigen Regulierungsperiode;
- § 11 trifft die Unterscheidung zwischen beeinflussbaren und (dauerhaft oder vorübergehend) nicht beeinflussbaren Kostenanteilen, hierunter den verfahrensregulierten Kosten;
- § 23 regelt die Beantragung und Genehmigung von Investitionsbudgets für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze.

Weitere einschlägige Vorgaben finden sich in den Verordnungen über die Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen (StromNEV und GasNEV):

- in § 15 Abs.1 S.3 StromNEV wird die Zulässigkeit einer Netzentgeltzahlung für Kraftwerkseinspeisungen (üblicher Weise als G-Komponente für Generation bezeichnet) ausgeschlossen;
- § 15 GasNEV enthält hingegen eine differenzierte Regelung, wie Netzbetreiber bei der Erhebung differenzierter Einspeiseentgelte für Gasnetze vorzugehen haben.

## 2.2 UNTERNEHMERISCHE ENTSCHEIDUNGSPROZESSE

### 2.2.1 Netzausbauentscheidungen

Grundsätzlich werden Kapitalgeber eine Investition nur dann durchführen, wenn das Investitionsprojekt bestimmte Kriterien bezüglich erwarteter Mindestrenditen, Cash Flows und/oder Amortisationszeiten erfüllt - sofern die Investition wirtschaftlich getrieben ist. Ein aus der betriebswirtschaftlichen Literatur bekanntes und in der Praxis regelmäßig angewendetes Konzept der Renditeermittlung ist die Kapitalwertmethode (NPV) bzw. die Methode der Discounted Cash Flows (DCF Analyse). Hierbei werden die mit Investition verbundenen erwarteten Ein- und Auszahlungen (Cash Flows) des Investors

**Konzeptionelle Defizite bei Koordination von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung**

über den Lebenszyklus der Anlagen mit dem Kapitalzinssatz (WACC, gewichteter Zinssatz für Eigen- und Fremdkapital) diskontiert und summiert.

$$NPV = \sum_{t=1..n} \frac{\Delta Erlöse_t - \Delta Kosten_t}{(1+i)^t} - I_0 > 0 ?$$

Hierbei sind

$\Delta$  Erlöse: durch die Investition induzierte Veränderung der Erlöse

$\Delta$  Kosten: durch die Investition induzierte Veränderung der Kosten

i - interner Zinsfuß/WACC

$I_0$  - Investitionskosten

t – laufender Zeitindex (z.B. Jahr)

n: wirtschaftliche Nutzungsdauer der Anlage.

Ist der so ermittelte Kapitalwert (NPV, Net Present Value) der Investition unter einer ausreichenden Anzahl von realistischen Szenarien positiv, wird sich der Investor für die Investition entscheiden.

Netzbetreibersicht müssen zunächst die in Abschnitt 2.1 aufgeführten gesetzlichen Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung und Ausbau einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur beachten. Allerdings sind auch für Netzbetreiber wirtschaftliche Erwägungen bei Investitionsentscheidungen relevant, d.h. auch Netzbetreiber werden Investitionen mit Hilfe der beschriebenen Renditeermittlungsverfahren bewerten. Die Netzkosten (Cash Outs) setzen sich hierbei aus den Investitionskosten und zusätzlichen Betriebskosten für das Netz zusammen. Die Erlöse (Cash In) sind die für diese Leistung und das damit verbundene Risiko erzielbaren angemessenen Netzentgelte, die sich aufgrund der Investition realisieren lassen.

Im regulierten Netzbereich sind Netzkosten und Netzkosten über die Entgeltregulierung unmittelbar oder mittelbar gekoppelt. So vollzieht sich die Kalkulation der Netzentgelte (Erlöse) in zwei wesentlichen Schritten:

1. Ermittlung der **Netzkosten** – Es wird zunächst ermittelt, welche Kosten dem betreffenden Netzbetreiber insgesamt in der Periode, auf die sich die Entgeltkalkulation bezieht, entstehen werden. Dieses Niveau der Netzkosten wird als zulässiges Umsatzniveau des Netzbetreibers interpretiert.
2. Ermittlung der **Netztarife** – Hier werden die im ersten Schritt ermittelten Netzkosten mittels eines Umlageverfahrens in Netztarife verrechnet und auf die Netznutzer verteilt.

In der Regel - und insbesondere auch im deutschen Rechtsrahmen – orientiert sich die Tarifkalkulation grundsätzlich an historischen Werten. Im Rahmen der Anreizregulierung wird diese Orientierung allerdings für jeweils fünf Jahre dauernde Zeiträume aufgehoben. Für die Grundsätze der Kalkulation gilt aber dennoch:

- Mindestniveau – Die Kosten sind so zu bewerten, dass der Netzbetreiber einen Umsatz generieren kann, der eine nachhaltige Investition in die

Netzinfrastruktur erlaubt. Dies setzt voraus, dass der Netzbetreiber Investitionsausgaben decken kann und auf das gebundene Kapital eine marktgerechte Verzinsung erhält.

- Kostendeckung – Im Sinne eines Schutzes der Netznutzer sollten die zulässigen Netzsätze andererseits so begrenzt werden, dass Netznutzer keine höheren Entgelte entrichten, als mindestens für die Nachhaltigkeit der Netzentwicklung erforderlich ist.

Der zugebilligte Netzerlös muss dabei – auch dies ist im deutschen Ordnungsrahmen vorgesehen – nicht nur die laufenden Betriebskosten, sondern auch die Kapitalkosten im Netz abdecken. Zu den Kapitalkosten zählen:

- Abschreibungen;
- Zinsen – hierzu zählen die Zinsen auf das Fremdkapital (z.B. Kreditzinsen) aber auch die Verzinsung des Eigenkapitals.

In der ARegV werden im Rahmen der Regulierungsformel, die der Berechnung der Erlösbergrenze für die Netzentgelte der ÜNB für die fünfjährige Regulierungsperiode zugrunde liegt, zwei Klassen von Kosten unterschieden:

- Nicht beeinflussbare Kosten bzw. vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten – diese Kosten unterliegen nicht der Anreizregulierung und somit auch nicht dem Effizienzbenchmarking.
- Beeinflussbare Kosten: Diese Kosten unterliegen der Anreizregulierung, d.h. die Netzbetreiber haben das Risiko, dass diese Kosten im Verlauf der Regulierungsperiode nicht vollständig gedeckt werden, sofern die individuellen und industrieweiten Effizienzziele nicht erreicht.

Für die in dieser Studie relevanten Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen sind die Regelungen des § 23 ARegV zu Investitionsbudgets eingeführt worden, um Unsicherheiten der Bewertung und Anerkennungsfähigkeit von Kosten bei Investitionen zu vermeiden. Im Rahmen von Investitionsbudgets durch die BNetzA genehmigte Kosten gelten, für einen bestimmten Zeitraum, als nicht beeinflussbare Kosten und unterliegen somit nicht der Anreizregulierung. Diese Regelung gilt allerdings nur für Kapitalkosten, die für die Durchführung von Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Übertragungs- und Fernleitungsnetze erforderlich sind, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems oder für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz sowie für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes notwendig sind. Damit kann die Genehmigung der Investitionsbudgets bereits vor Durchführung der Investition erfolgen. Über die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit aus Sicht des Netzbetreibers entscheidet dann im Wesentlichen die anerkennungsfähige Verzinsung des eingesetzten Fremd- und vor allem Eigenkapitals.

Um die Investitionssicherheit und Rendite von Umstrukturierungs- und Erweiterungsinvestitionen im Übertragungsbereich weiter zu erhöhen, hat die BNetzA weitere Anpassungen in der Regulierungspraxis angekündigt. So

genehmigt die BNetzA nun auch Investitionsbudgets für Neubauten in den Jahren 2007 und 2008. Zudem können für neue Projekte die tatsächlichen, aufwandsgleichen reale Fremdkapitalkosten projektspezifischen anstatt kalkulatorischer Fremdkapitalkosten angesetzt werden. Weiterhin genehmigt die BNetzA sowohl Fremdkapitalkosten als auch Eigenkapitalkosten in der Bauphase. Schließlich ist der Ansatz eines Kostenausgleichs für die zweijährige Verzögerung der Kostenweiterreichung an die Netznutzer bei den nicht kontrollierbaren Kosten möglich.

Diese Regelungen bedürfen noch einer weitergehenden Konkretisierung und Ausarbeitung. Dennoch zeigen die Ankündigungen der BNetzA, dass ein Interesse besteht, für Umstrukturierungs- und Erweiterungsinvestitionen auf Übertragungsebene ein sachgerechtes Investitionsklima zu schaffen.

Die deutsche Anreizregulierung sieht allerdings auch mit den neu angekündigten Maßnahmen keine Abwägung zwischen Netzausbaukosten und kurzfristigen Kosten von Netzengpässen (Redispatchkosten, Netzverlustkosten) vor. Auch eine Abwägung zwischen Kraftwerksstandortverlagerungen und Netzausbau ist nicht vorgesehen bzw. es bestehen für die ÜNB keine Anreize, diese selbständig durchzuführen. Hier erfolgt also keine explizite Koordination. Insofern ist nicht über das Anreizsystem sichergestellt, dass Netzinvestitionen tatsächlich in effizienter Weise durchgeführt werden.

## 2.2.2 Kraftwerkszubauentscheidungen

Bei Kraftwerkszubauprojekten lassen sich gedanklich unterscheiden

- die Entscheidungen, ob ein Kraftwerk grundsätzlich zugebaut werden soll (Zubauentscheidung); sowie
- die Entscheidung, an welchem Standort das Kraftwerk zugebaut werden soll.

In der Praxis beeinflussen auch die spezifischen Kosten eines Kraftwerksstandorts die Entscheidung, ob ein Kraftwerk grundsätzlich zugebaut werden soll. Im Folgenden sollen diese Faktoren allerdings differenziert werden.

### *Grundsatzentscheidungen über Kraftwerksinvestitionen*

Auch Kraftwerksbetreiber führen bei Investitionsprojekten die oben genannten Renditeberechnungen durch, d.h. die Kraftwerksinvestoren berechnen z.B. den im vorhergehenden Kapitel beschriebenen NPV, d.h. der Zubau erfolgt dann, wenn der prognostizierte Deckungsbeiträge (Großhandelsmarktpreis abzüglich der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung und der fixen Betriebskosten) aus dem Stromverkauf höher sind als die Investitionskosten plus geforderter Kapitalrendite.

Die Erlöse des projektierten Kraftwerks werden durch den Großhandelspreis und den Stromabsatz bestimmt. Bestimmende Variablen sind hierbei die Einschätzung des potenziellen Investors über die Nachfrage nach elektrischer Energie, seine Erwartung über ihre künftige Entwicklung, die Kraftwerkserzeugung der Wettbewerber im In- und Ausland, der Netzausbau

**Konzeptionelle Defizite bei Koordination von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung**

im In- und Ausland sowie z.B. die politischen Regeln wie Kernenergieausstieg, EEG Förderung etc.

Die laufenden Kosten des Kraftwerks werden bestimmt durch die Brennstoffbezugspreise und –verträge, CO<sub>2</sub> Preise, die Kraftwerkstechnologie und Wirkungsgrade sowie fixe Betriebskosten. Schließlich sind die Investitionskosten zu decken, die Kosten für Finanzierung und Kauf des Kraftwerkes (EPC), Netzanschlusskosten und sonstige Kosten wie Grundstückskosten etc beinhalten.

Nebenbedingungen der Investitionsentscheidungen sind z.B. Verfügbarkeit von Standorten und Kraftwerksgenehmigungen. Eine Vielzahl von Kraftwerksprojekten kann z.B. deshalb nicht durchgeführt werden, da Genehmigungen nicht erteilt werden oder lokale Widerstände (z.B. gegen Kohlekraftwerke) den Kraftwerksbau verhindern.

### ***Standortentscheidungen bei Kraftwerksinvestitionen***

Im Rahmen dieses Gutachtens ist weniger die Frage nach der grundsätzlichen Zubauentscheidung für Kraftwerke sondern vielmehr die Standortwahl relevant. Hierbei lassen sich Erzeugungstechnologien unterscheiden, deren Standort sich in der Praxis unter Berücksichtigung der Kosten der natürlichen Verhältnisse frei wählen lassen, und Technologien, die prinzipiell ortsgebunden sind:

- Standortvariable Technologien: Bei gas- und kohlebefeueten Kraftwerken ist durch die Transport- und Lagerfähigkeit ein Kraftwerksstandort grundsätzlich frei zu wählen und kann daher aus Sichte des potenziellen Investors und Betreibers einem betriebswirtschaftlichen Optimierungsprozess zugeführt werden. Dies gilt grundsätzlich auch für die Kernenergie, wobei die zukünftige Nutzung der Kernenergie in der Praxis nach derzeitigem Sachstand politisch begrenzt ist (Standortentscheidungen sind deshalb heute nicht relevant in Deutschland).
- Technologien mit gebundenen Stanborten: Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (v.a. Wind- und Wasserkraft) und Braunkohle sind weitestgehend standortgebunden oder für das Erzeugungssystem nur von untergeordneter Relevanz (Biomasse, Solar). Diese Technologien können daher von der weiteren Analyse in diesem Gutachten ausgeschlossen werden.

Kraftwerksinvestoren werden bei ihrer Standortentscheidung – neben der Verfügbarkeit und dem Erschließungsgrad der potenziellen Standorte („Greenfield“ vs. „Brownfield“) - zunächst v.a. die Kosten der Brennstoffversorgung berücksichtigen.<sup>1</sup> Diese richtet sich wiederum maßgeblich

---

<sup>1</sup> Ein weiterer Aspekt sind Preisunterschiede zwischen verschiedenen Absatzmärkten und der notwendige Zutritt zu einem bestimmten Markt mit der im Kraftwerk erzeugten elektrischen Energie. Wir unterschieden Preisunterschiede auf verschiedenen Absatzmärkten aus folgenden Gründen nicht:

1. Es ist möglich, dass ein potenzieller Kraftwerksinvestor zu Energielieferungen an bestimmten Lieferorten verpflichtet ist.

2. Aufgrund internationalen Stromhandels lassen sich absatzmarktbedingte Preisunterschiede weitgehend auf eine reine Großhandelsorientierung zurückführen, indem zusätzlich

nach den Kosten des stofflichen Transports der Energieträger Steinkohle, Erdgas und Uran, die wir in Kapitel 3.3 detailliert untersuchen.

Weitere Kostenfaktoren für die Standortwahl bzw. -bewertung weisen geringere Relevanz oder keine vergleichbare Systematik ihres Einflusses auf (d.h. sind sehr standortindividuell) und können daher im Weiteren nicht quantifiziert werden. Zu nennen sind z.B.

- Kühlwasserverfügbarkeit
  - Verbesserter Wirkungsgrad bei Durchlaufkühlung
  - Sichere Kühlwasserverfügbarkeit bei Küstenstandorten
  - Ggf. geringere Investitionskosten bei Verzicht auf Kühltürme
- Netzanbindung
  - Bei Greenfield-Entwicklungen, insbes. abhängig von Entfernung zum nächsten geeigneten Netzknoten
- Lokale Genehmigungsverfahren
  - Lokale Unterstützung / Akzeptanz für Projekt
  - Ggf. Lokale Emissions-/Umweltschutzaufgaben
- Greenfield vs. Brownfield
  - Erschließungskosten
  - Synergieeffekte (Mit-Nutzung von Support-Einrichtungen)

Keinen Eingang in die Investitionsrechnung eines Kraftwerksinvestors finden heute Kosten eines Netzausbaus, der aufgrund der Kraftwerksinvestition möglicherweise erforderlich wird. Insofern fehlt heute konzeptionell eine Schnittstelle zwischen Kraftwerksinvestoren und Netzbetreibern, über die den Kraftwerksbetreibern Kostensignale aus dem Netzbereich vermittelt werden.

---

Engpasskapazitätskosten berücksichtigt werden.

3. Eine internationale Optimierung der Kraftwerksinvestitionen würde die Aufgabenstellung dieses Gutachtens übersteigen.

Wir zielen mit unseren Untersuchungen daher auf ein Marktgebiet – nämlich den deutschen Stromgroßhandelsmarkt – mit einem einheitlichen Absatzpreis ab. Andere Absatzmärkte würden auch das Ziel der Versorgungssicherheit in Deutschland gefährden.



### 3 Empirische Analyse von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung

In diesem Kapitel analysieren wir, ob die vorangehend diskutierten konzeptionellen Defizite der Koordination zwischen Netznutzern (Kraftwerken) und Netzbetreibern in der Praxis tatsächlich zu ineffizienten Kraftwerksansiedlungen führen. Dies wäre dann der Fall, wenn aufgrund dieser Koordinationsdefizite die Marktakteure heute Standorte für Kraftwerke wählen, die bei Betrachtung der gesamtwirtschaftlichen Kosten teurer als mögliche Alternativen sind. Ausschlaggebend dafür ist, wie sich kraftwerks- und netzseitige Kostenelemente für verschiedene Standorte in der Praxis zueinander verhalten.

In diesem Kapitel analysieren wir daher empirisch die Kostentreiber für Standortentscheidungen einerseits und Stromtransport andererseits. Besonders relevant sind dabei die mit den Standorten verbundenen Transportkosten für die Primärbrennstoffe (zum Kraftwerk) sowie die Kosten des Netzausbaus (für den Stromtransport vom Kraftwerk zum Verbraucher).

Wir gehen in diesem Abschnitt wie folgt vor:

- Diskussion des Untersuchungsrahmens (Abschnitt 3.1);
- empirische Ermittlung von Stromtransportkosten (Abschnitt 3.2);
- empirische Ermittlung der Transportkosten von Kohle, Gas und Kernbrennstoff (Abschnitt 3.3);
- Diskussion sonstiger standortvariabler Kosten (Abschnitt 3.4); sowie
- Gegenüberstellung der Kosten und Identifikation möglicher Ineffizienzen der gegenwärtigen Investitionsentscheidungen (Abschnitt 3.5).

Darauf basierend werden wir abschließend mögliche Schlussfolgerungen für die zukünftige Entwicklung in Deutschland ableiten (Abschnitt 3.6).

#### 3.1 ERLÄUTERUNG DES ANALYSEANSATZES

Für die empirische Überprüfung möglicher konzeptioneller Defizite der Koordination zwischen Netznutzern und Netzbetreibern im derzeitigen Ordnungsrahmen ist es ausreichend, wenn bereits für einige ausgewählte Standortalternativen nachgewiesen werden kann, dass es eine systematische und signifikante Abweichung von betriebswirtschaftlichen Anreizen für die Investoren von der gesamtwirtschaftlich effizienten Lösung existiert. Hieraus lässt sich bereits ein Handlungsbedarf für die Adjustierung der gegenwärtigen Anreize für die Marktakteure ableiten.

Wie bereits erläutert, unterscheiden sich mögliche Kraftwerksstandorte bezüglich der anfallenden gesamtwirtschaftlichen Kosten:

- Verbrauchserferne Ansiedlung (Bsp.: Nord- und Ostseeküste): Es ergeben sich Kosten für den Stromtransport (insbesondere Netzausbau und Verluste).

- Verbrauchsnahe Ansiedlung: Es ergeben sich Zusatzkosten (s.o.) der „Standortverlagerung“ von Kraftwerken.

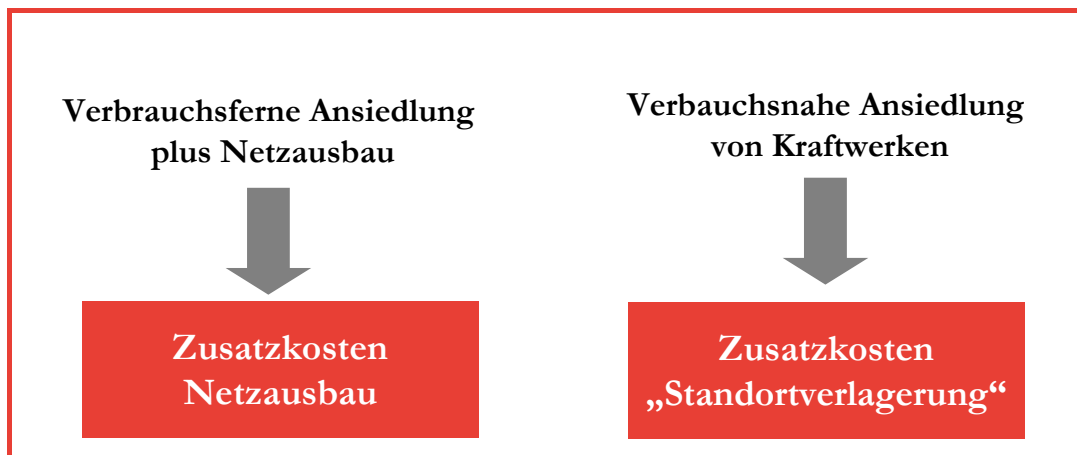


Abbildung 2: Zusatzkosten verbrauchsnaher und verbrauchsferner Kraftwerksansiedlung

Quelle: Frontier

Im Folgenden ermitteln wir indikativ die jeweiligen Zusatzkosten der Optionen und vergleichen diese miteinander. Sind die Zusatzkosten für Standortverlagerungen zumindest für ein realistisches Spektrum von möglichen Rahmenbedingungen geringer als die Zusatzkosten des Stromtransports, liegt mit Blick auf die derzeitigen Kraftwerksprojekte mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Steuerungs- bzw. Koordinationsdefizit vor. Dieses Defizit ist umso ausgeprägter, je größer die Differenz zwischen Zusatzkosten des Stromtransports einerseits und Kosten von Standortverlagerungen andererseits ist bzw. je höher die Wahrscheinlichkeit ist, dass sich Zukunftsszenarien einstellen, die zu einer derartigen Kostenkonstellation führen.

Die Zusatzkosten des Stromtransports umfassen insbesondere die Kosten für die Schaffung der entsprechenden Netzinfrastruktur (Netzkapazität) sowie zusätzliche Betriebskosten für Instandhaltung und v.a. Verlustausgleich. Wesentliche Variablen für die Kalkulation der Kosten sind der kraftwerksstandortbedingte Netzausbaubedarf, die Investitions- und Betriebskosten für Höchstspannungsfreileitungen, ggf. auch Zusatzkosten für Erdverkabelung, die Höhe der Verluste sowie die Beschaffungspreise für Verlustenergie.

Die Zusatzkosten für Standortverlagerungen umfassen v.a. zusätzliche Kosten für den Transport der Primärbrennstoffe zum Kraftwerk (Steinkohle, Erdgas, Kernbrennstoff). Andere Kostentreiber sind entweder stark einzelfallabhängig (Bsp.: Netzanbindung, „Brownfield“ vs. „Greenfield“) oder von eher untergeordneter Bedeutung (Bsp.: geringfügige Wirkungsgradunterschiede bei Kraftwerken in Abhängigkeit vom Standort). Wir konzentrieren uns dementsprechend bei der empirischen Analyse auf die Transportkosten für Brennstoffe und diskutieren die übrigen Kostentreiber im Anschluss qualitativ.

Nicht analysiert haben wir weiterhin Standortverlagerungen für Erneuerbare Energien, da diese in den überwiegenden Fällen dargebots- und damit

standortgebunden und unter realistischen Bedingungen nicht verlagerbar sind (Bsp.: Windstromerzeugung, Wasserkrafterzeugung).

Unsere Analysen zeigen, dass die empirischen Ergebnisse von einer Vielzahl von Faktoren abhängen und nicht als allgemeingültige Regeln ermittelt werden können. Wir können daher Aussagen stets nur in Form von Faustregeln für klar definierte Szenarien ableiten. Beispielsweise gilt dies für die Betrachtung der variablen Kohletransportkosten im Binnenland auf Kraftwerksstandorte entlang der Rheinschiene mit der in diesen Fällen eindeutigen Aussage, dass Wohlfahrtsverluste drohen, wenn Kohlekraftwerke im Rhein/Ruhr-Gebiet errichtet werden und die elektrische Energie nach Süden abtransportiert werden muss. Dies zeigt, dass ein Steuerungsdefizit für die Koordination zwischen Netznutzern und Netzbetreibern im derzeitigen Ordnungsrahmen bereits dann vorliegt, wenn für eine begrenzte Anzahl realistischer Szenarien eine Fehlallokation von Kraftwerken erfolgt.

### 3.2 TRANSPORT VON STROM

Stromtransport erfolgt zur Verringerung von Transportverlusten auf möglichst hohen Spannungsebenen. Die gängige Technologie in Deutschland sind Drehstrom-Höchstspannungsnetze (380 kV), die üblicher Weise als Freileitungen errichtet werden. Lediglich in Ausnahmefälle erfolgte in der Vergangenheit auch eine Verlegung von Kabelleitungen. Für die Zukunft ist eine Verkabelung nach dem Energieleitungs-Ausbaugesetz (EnLAG) für zunächst vier Pilotprojekte vorgesehen.

Für die Ermittlung typischer Vergleichswerte für die Kosten des Stromtransports sind die folgenden Determinanten zu berücksichtigen:

- **Leitungserrichtungskosten** – Für Freileitungen fallen für die Errichtung von Masten (Gestänge) und Leitungen (Beseilung) Material- und Installationskosten an. Vergleichbar entstehen für die Verlegung von Kabelleitungen Installationskosten (im Wesentlichen Tiefbaukosten) und die Kosten für die zu verlegenden Kabel (Materialkosten).
- **Betriebskosten** – Für Wartung, Instandhaltung und Betrieb fallen in gewissem Umfang auf die einzelnen Leitungen zurechenbare laufende Kosten an.
- **Übertragungskapazität** – Die bereitgestellte, die nutzbare, die genutzte und die durchschnittliche Übertragungsleistung einer Leitung hängen wesentlich vom Leitermaterial und –querschnitt, von der sonstigen Netztopologie und von der Auslastung der Leitung ab.
- **Übertragungsverluste** – Die Leiterseile (Material, Querschnitt), die Auslastung und die Stromtransportentfernung bestimmen die Höhe der Verluste.

Für die Bewertung des Einflusses der Übertragungsverluste bestehen grundsätzlich zwei Aspekte:

- Die Bewertung hat explizit die Verlustenergiemengen zu berücksichtigen, indem die rechnerischen Übertragungsverluste mit einem üblichen Preis

## Empirische Analyse von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung

bewertet werden. Der methodische Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass mit dem Preis ein zusätzlicher Parameter angenommen werden muss, dessen Quantifizierung das Gesamtergebnis beeinflussen kann.

- Der zweite Aspekt besteht in einer Verringerung der effektiven Übertragungskapazität entsprechend den rechnerischen Verlusten. Durch Bezug der Infrastrukturkosten auf die so verringerte Netto-Übertragungsleistung werden geringfügig erhöhte spezifische Kosten ausgewiesen.
- Die beiden Aspekte sind zwei Facetten des gleichen physikalischen Phänomens und könnten miteinander gekoppelt werden, indem der Verlustausgleich in natura (als zusätzliche Einspeisung aus zusätzlicher Kraftwerkskapazität) am Einspeisepunkt bewertet würde. Gedanklich ist also ein zusätzliches (Teil)Kraftwerk für die Verlustdeckung vorzusehen, das Erzeugungskapazität den Übertragungsverlusten in der Leitung entspricht. Die ökonomische Bewertung dieser zusätzlichen Kraftwerkskapazitäten wirft aber weitere Bewertungsfragen auf und soll daher hier nicht weiter verfolgt werden.

Neben dem Ausbau der Übertragungskapazität über die Errichtung neuer Leitungen bestehen Möglichkeiten, durch die Ertüchtigung oder teilweise Aufrüstung bestehender Leitungen eine Erhöhung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten zu erreichen. Ein Beispiel hierfür ist die Anhebung der Spannung auf einer Trassenverbindung. Unter günstigen Umständen ist hierfür keine grundlegende Veränderung der Masten erforderlich und der Aufwand beschränkt sich damit im Wesentlichen auf den Austausch der Isolatoren und Leiterseile. Solche Maßnahmen ziehen mitunter nur einen Bruchteil der Kosten für die Neuerrichtung von Leitungen nach sich und weisen auch praktische Umsetzungsvorteile auf, weil teilweise Genehmigungsverfahrensschritte nicht erforderlich sind. Dass solche aufwandsarmen Maßnahmen überprüft werden sollen, bevor die Notwendigkeit oder Vorteilhaftigkeit eines Leitungsneubaus in Erwägung gezogen wird, bedarf keiner weiteren Begründung.

Auf Basis unserer Analyse<sup>2</sup> der oben aufgeführten Determinanten ergibt sich dann das in der folgenden Darstellung wiedergegebene Gesamtbild:

---

<sup>2</sup> Die Optionen Netzausbau und Kraftwerksverlagerung wirken sich beide auch auf die Systemstabilität und damit auch auf die Versorgungssicherheit aus. Dabei können sowohl zusätzliche Transportleitungen, vor allem aber Erzeugungskapazitäten an den netzorientiert optimierten Standorten einen positiven Beitrag zu Systemstabilität leisten. Es ist im Rahmen dieser Untersuchung aber nicht möglich, diese Wirkungsmechanismen hinreichend genau zu quantifizieren, um einen hieraus resultierenden Beitrag zur Vorteilhaftigkeit der einen oder anderen Option sicher abzuleiten.

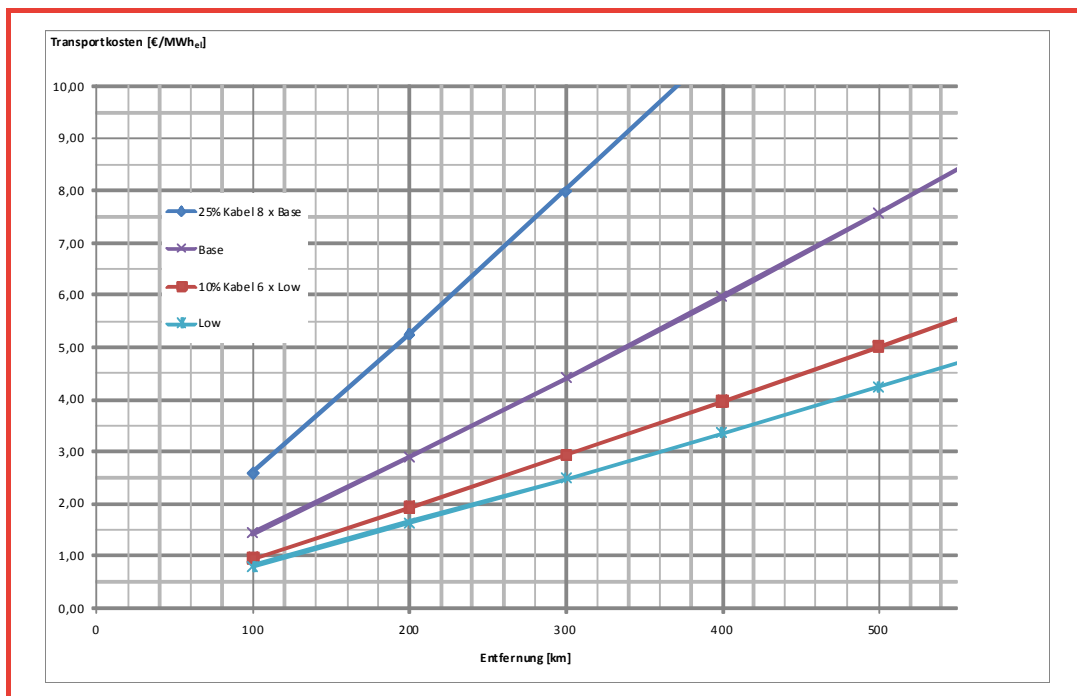


Abbildung 3: Verlauf der Stromtransportkosten in Abhängigkeit von Entfernung und Verkabelungsgrad

Die in Abbildung 3 dargestellten Verläufe zeigen den maßgeblichen Einfluss der Entfernung, da in hoher Linearität die Kosten der Leitungserrichtung und des Verlustenergieausgleichs mit der Entfernung ansteigen. Der weitere maßgebliche Parameter, der in Abbildung 3 erkennbar ist, ist der Verkabelungsgrad, der die resultierenden Kosten deutlich erhöht.

Die beiden Fallkonstellationen ‚Base‘ und ‚Low‘ stellen Abschätzungen des Gesamtniveaus der spezifischen Kosten dar, die auf realistischen (‚Base‘) bzw. optimistischen Grundannahmen für die Rahmenbedingungen des Stromtransports basieren. Dies betrifft insbesondere die Kosten für die Leitungserrichtung und die Verluste, die

- im Fall ‚Base‘ mit einem Wert von
  - 1,0 Mio. €/km 380-kV-Doppelfreileitung mit einer
  - n-1-sicheren Gesamtkapazität von 1.834 MVA und
  - 1,5 % Verlusten je 100 km sowie
  - Verlustenergiepreisen in Höhe von 50 €/MWh bewertet wurden.
- Die Bewertungen für den Fall ‚Low‘ liegen insgesamt sehr kostengünstig,
  - bei 0,6 Mio. €/km,
  - n-1/2-sicherer Kapazität von 2.457 MVA (dies setzt ggf. die Lastübernahme durch andere Leitungssysteme zwingend voraus) und
  - 1,25 % Verlusten je 100 km á 40 €/MWh.

Die beiden Verkabelungsvarianten basieren ebenfalls auf diesen Grunddaten für ‚Base‘ und ‚Low‘ und gehen zusätzlich von einer 10%igen Teilverkabelung bei sechsfachen Leitungskosten (‚Low‘) bzw. von einer 25%igen Teilverkabelung bei achtfachen Leitungskosten (‚Base‘) aus.

Die Leitungen sind jeweils für einen gerichteten Stromtransport bei voller Kapazitätsnutzung mit einer Auslastung von 7.000 h/a ausgelegt. Die annuitätische Bewertung erfolgte mit einem Zinsfuß von 8 % und 40 a unterstellter Nutzungsdauer.

Die Ergebnisse kennzeichnen damit mit den beiden ‚Low‘-Varianten eine Untergrenze der zu erwartenden Stromtransportkosten auf Basis neu zu errichtender Leitungsprojekte, die sinnvoll mit den volkswirtschaftlichen Kosten einer Verlagerung von Kraftwerken verglichen werden kann. Diese untere Kostenabschätzung stellt den Maßstab dar, ob auch gegenüber einem optimalen, also zu geringst möglichen Kosten durchgeführten, Netzausbau eine durch geeignete Maßnahmen veränderte Kraftwerksallokation die volkswirtschaftlich vorzugswürdige Option darstellt. Diese Grenzbetrachtung muss durchgeführt werden, damit eine durch fehlerhaft hoch angesetzte Ausbaurkosten begründete Empfehlung zur Einführung von Kraftwerksallokationssignalen sicher ausgeschlossen wird.

Gleichfalls muss aber auch durch eine höhere, realitätsnähere Abschätzung sichergestellt werden, dass im umgekehrten Fall keine Fehlentscheidung resultiert, nämlich der Verzicht auf eine Einführung eines Allokationssignals aufgrund zu niedrig angesetzter Ausbaurkosten.

Als Zwischenfazit können wir aus diesem Untersuchungsschritt festhalten:

- Kosten durch zusätzliches Stromtransportaufkommen im Verbundnetz sind durch Netzeffekte per se isoliert nur näherungsweise zu bestimmen;
  - Unter Annahme einer effizienten Netzgröße nähern sich die Vollkosten für langfristig zusätzliche Mengen denen des gerichteten Stromtransportes an;
- Hohe Entfernungsabhängigkeit der Transportkosten;
  - Baukosten entwickeln sich annähernd linear;
  - Zusätzlich mit der Entfernung zunehmende Leitungsverluste ;
- Eine Erdverkabelung – auch nur von Teilstrecken – vervielfacht dabei die Gesamtkosten des Stromtransportes.

### 3.3 TRANSPORT DER PRIMÄRENERGIETRÄGER

Wie eingangs des Kapitels dargestellt, konzentrieren wir uns bei der Analyse der Zusatzkosten von Kraftwerksstandortverlagerungen insbesondere auf die Transportkosten für die Brennstoffe thermischer Kraftwerke. Schwerpunkt der Analyse stellen dabei

- die Transportkosten für Import-Kesselkohle; sowie

## Empirische Analyse von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung

- die Transportkosten für importiertes Erdgas über das deutsche Hochdruckpipelinesystem dar.

Zusätzlich diskutieren wir kurz die Kosten des Transports von Brennelementen (Uran) für Kernkraftwerke.

### 3.3.1 Steinkohle

Die Versorgung mit Brennstoff ist für die Standortwahl von Steinkohlekraftwerken von entscheidender Bedeutung. Durch die Abhängigkeit von Importen ist für neue Kraftwerke insbesondere ein kostengünstiger Zugang zu den Anlandehäfen der am Weltmarkt gehandelten Kraftwerkskohlen (z.B. Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen) ausschlaggebend. Um die entscheidungsrelevanten Kosten des Brennstofftransports für Kohlekraftwerke zu analysieren, werden wir im weiteren Verlauf des Kapitels

- zunächst die historische und aktuelle Standortwahl für Kraftwerksprojekte analysieren und Trends ableiten;
- anschließend die für die Standortentscheidung innerhalb Deutschland relevanten Kostenfaktoren identifizieren und hierbei v.a. auf den Unterschied zwischen Binnen- und Küstenstandorten eingehen, sowie abschließend;
- eine Quantifizierung der relevanten Kosten insbesondere für den Binnenschifftransport vornehmen und exemplarisch die Kosten einer Standortverlagerung entlang der Rheinschiene analysieren.

#### *Standortwahl Steinkohlekraftwerke*

Die Brennstoffversorgung von Steinkohlekraftwerken kann grundsätzlich per Schiff oder Bahn erfolgen. Wie unsere weiteren Analysen zeigen, ist der Bahntransport dabei jedoch signifikant teurer als der Schifffahrttransport. Steinkohlekraftwerke wurden und werden in Deutschland daher nahezu ausschließlich an Standorten mit Hafenanbindung errichtet. Dies sind zum einen Küstenstandorte mit Seehäfen sowie Binnenstandorte an Schifffahrtswegen.

Abbildung 4 zeigt, dass die aktuell diskutierten Standorte für geplante Kraftwerke sich dementsprechend auf nur zwei Regionen in Deutschland konzentrieren:

- **Küstenstandorte** – In weit stärkerem Maße als in der Vergangenheit werden für neue Kraftwerke gegenwärtig Standorte entlang der Nord- und Ostseeküste gewählt. Mit Blick auf die Brennstoffversorgung bieten diese Standorte den Vorteil eines unmittelbaren Zugangs zu Seehäfen, so dass keine weiteren Umlade- und Binnentransportkosten anfallen. Zudem besteht eine geringe Gefahr von Transportunterbrechungen, die an Binnenstandorten bspw. durch Niedrigwasser oder Flussperrungen auftreten können.
- **Erweiterte Rheinschiene** – Die aktuell geplanten Binnenstandorte in Deutschland finden sich nahezu ausschließlich entlang bzw. in direkter Nähe des Rheins als Hauptschifffahrtsroute. Ausschlaggebend dürften hier vor allem die an vielen Kanälen existierenden Kapazitätsgrenzen sein, die Skalenerträge bei Transportkosten durch große Schubverbände verhindern.

Zudem ist der Rhein als eine der wenigen Binnenwasserstraßen in Deutschland abgabenfrei.

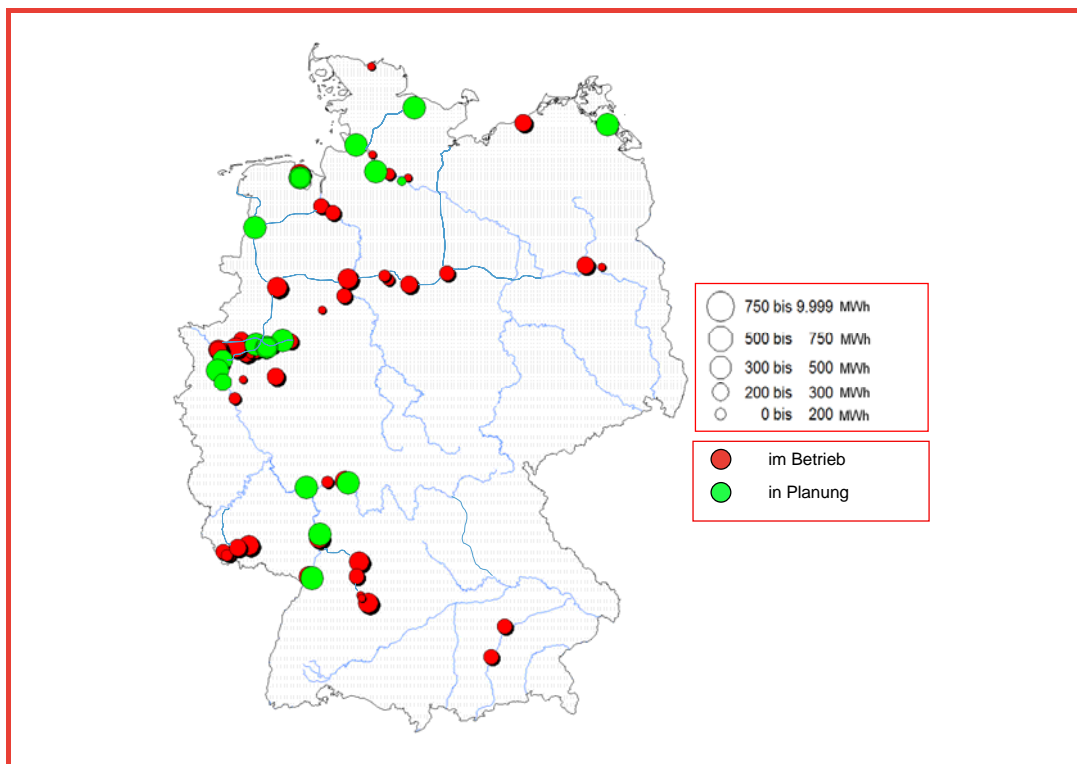


Abbildung 4: Übersicht Standorte Steinkohlekraftwerke

Quelle: Frontier

Bereits diese erste indikative Betrachtung der Kraftwerkstandorte verdeutlicht somit, in welchem Maße die notwendige Brennstoffversorgung für Steinkohlekraftwerke eine der ausschlaggebenden Standortdeterminanten darstellt.

### ***Kostenfaktoren Kohletransport***

Die Kosten für importierte Kesselkohle frei Kraftwerk werden maßgeblich durch die verschiedenen Preise / Kosten entlang der Werstschöpfungs- und Transportkette bestimmt, die in Abbildung 5 skizziert ist.

- **Importkosten** – Gängige Preisnotierungen für Kesselkohle beziehen sich auf die Lieferung frei Exporthafen (Free on Board „FOB“). Diese erhöhen sich um die Kosten für den Seetransport (Cost, Insurance and Freight „CIF“). Alternativ wird häufig auch Kesselkohle frei Zielhafen gehandelt und preisnotiert. „CIF ARA“ beispielsweise ist eine gängige Preisreferenz für Kesselkohle frei der Zielhäfen Antwerpen/Rotterdam/Amsterdam (ARA). Zusätzlich sind die Kosten für den Hafenumschlag zum Weitertransport (Binnenschiff oder Bahntransport) bzw. bei Küstenstandorten zur Verwendung vor Ort zu tragen.

- **Ggf. Transportkosten Binnenschiff** – Bei einem Weitertransport via Binnenschiff ergeben sich weitere Kosten, die wir im folgenden Kapitel näher analysieren:
  - *Abgaben* für die Nutzung von Häfen und ggf. Kanälen / Wasserstraßen;
  - *Frachtraten* für den eigentlichen Transport;
  - Frachtraten erhöhen sich bei Niedrigwasser ggf. zusätzlich um einen *Kleinwasserzuschlag*.
- **Ggf. Transportkosten Bahn** – Falls ein Weitertransport via Bahn erfolgt, sind die entsprechenden Frachtraten anzusetzen. Wie eingangs erwähnt, stellt der Bahntransport die Ausnahme für den Kohletransport zu aktuellen Kraftwerksstandorten in Deutschland dar, da die Kosten für Bahntransport die Transportkosten via Schiff deutlich übertreffen. Wir werden in der folgenden Analyse diese Option daher nur indikativ betrachten.
- **Entladekosten Kraftwerk** – Am Kraftwerksstandort muss das für den Binnentransport genutzte Verkehrsmittel entladen werden.

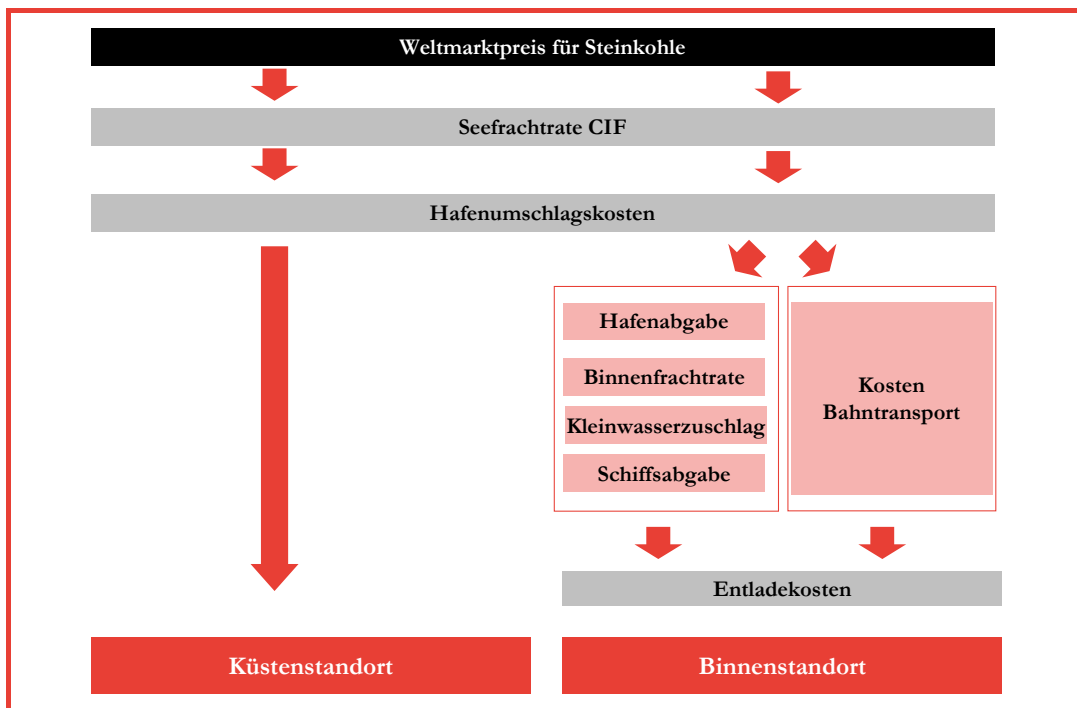


Abbildung 5: Kostenkomponenten des Steinkohletransportes

Quelle: Frontier

Für die weitere Analyse sind insbesondere die Kostenkomponenten relevant, die sich durch die Standortwahl innerhalb Deutschlands durch den Kraftwerksinvestor beeinflussen lassen. Hierzu muss weiter differenziert werden:

- *Vergleich von Küstenstandorten und Binnenstandorten*: Anhand der vorangehenden Aufstellung ist ein Kostenvorteil von Küstenstandorten direkt ersichtlich: Die Bezugskosten beschränken sich dort auf die reinen Importkosten, da faktisch von einer Nutzung der Kohle direkt am Seehafen ausgegangen werden kann.

D.h. die Entscheidung für einen Küstenstandort ist im Hinblick auf die Brennstoffversorgung mit einem vergleichsweise hohen Kostenvorteil verbunden, da die zusätzlichen Kosten für Umladen und Binnentransport nicht anfallen. Bei Standorten entlang der Nord- und Ostseeküste muss bei einem Vergleich zwar berücksichtigt werden, dass sich ggf. unterschiedliche Seewege ergeben. Für Importkohle aus Südafrika beispielsweise verlängert sich der Seeweg bei einem Transport nach Hamburg um rd. 400km gegenüber dem Transport nach Rotterdam oder Antwerpen. Im Vergleich zu den sonstigen Kosten sind die dazu zu berücksichtigenden Aufschläge jedoch nicht signifikant. Dies betrifft zudem nur einen Teil der Quellländer für Importkohlen. In den folgenden Darstellungen wurde für Küstenstandorte daher eine entsprechende Adjustierung vorgenommen. Grundsätzlich relativiert sich daher der Kostenvorteil von Küstenstandorten jedoch gegenüber Binnenstandorten nicht.

- *Vergleich verschiedener Binnenstandorte:* Bei einer Verlagerung von Binnenstandorten ergeben sich zunächst keine Unterschiede der grundsätzlichen zu berücksichtigen Kostenpositionen. Die Größe der jeweiligen Kostenanteile variiert jedoch:
  - *Frachtraten* – zwar werden die Frachtraten als Marktpreise abhängig von Angebot und Nachfrage bestimmt, approximativ lassen sich diese jedoch als entfernungsabhängig ansehen. D.h. Standorte, die kürzere Transportentfernungen zu den Importhäfen ermöglichen, haben einen Kostenvorteil. Zudem steigt bei zunehmend flussaufwärts gelegenen Standorten das Risiko von Niedrigwasser entlang der Strecke, wodurch sich langfristig die durchschnittlichen Transportkosten weiter erhöhen. Zudem steigt auch das Risiko vollständiger Lieferunterbrechungen, z.B. durch Flussperrungen.
  - *Abgaben* – Neben den entfernungsabhängigen Frachtraten sind für die Nutzung von Wasserwegen und Infrastruktureinrichtungen wie Häfen Abgaben zu errichten, die bspw. im Fall zahlreicher Kanäle ebenfalls entfernungsabhängig erhoben werden. Für den nachfolgend schwerpunktmäßig betrachteten Fall der Verlagerung entlang der Rheinschiene sind Abgaben jedoch nicht von Relevanz.

Diese Analysen zeigen bereits, dass sich die einzelnen Kostenniveaus für die Brennstoffversorgung verschiedener Standorte signifikant unterscheiden. Dabei kann es aufgrund der jeweils unterschiedlich anfallenden Kostenkomponenten durchaus zu „Sprungstellen“ kommt. In diesem Fall führen bereits vergleichsweise kleine Standortunterschiede zu größeren Kostenunterschieden.

Abbildung 6 stellt für verschiedene Standorte in Deutschland exemplarisch die Kosten der Brennstoffversorgung via Schiff bzw. für ausgewählte Standorte per Bahn gegenüber. Angegeben sind jeweils die Transportkosten in €/t ab Importhäfen (CIF)<sup>3</sup>, die sich wie folgt zusammensetzen:

---

<sup>3</sup> Bei den Küstenstandorten wurde dabei für eine direkte Vergleichbarkeit eine Adjustierung aufgrund unterschiedlicher Seeweglängen berücksichtigt.

### **Transportkosten Schiff**

- Ladekosten Ab-/Umladen im Seehafen;
- Frachtkosten entsprechend dem Mittelwert der veröffentlichten Frachtpreise von 2007 bis August 2008;
- Berücksichtigung von bis zu 34% Abschlag auf die veröffentlichten Frachtpreise aufgrund von langfristigen Verträgen;
- Niedrigwasserzuschläge entsprechend dem 5 Jahres Mittel der relevanten Pegel;
- Hafengebühren;
- Schiffsverkehrsgebühren (Befahrungsgebühren Kanäle sowie ggf. Flüsse); und
- Entladekosten Kraftwerk.

### **Transportkosten Bahn**

- Ladekosten Ab-/Umladen im Seehafen;
- Frachtkosten unter Berücksichtigung der Streckenlänge vom Entladehafen zum Kraftwerks; und
- Entladekosten am Kraftwerk.

Anhand der Karte sind die Kostenvorteile der Küstenstandorte unmittelbar ersichtlich. Diese betragen rund ein Viertel der Transportkosten für Standorte im Ruhrgebiet. Zusätzlich wird deutlich, dass Binnenstandorte außerhalb der Rheinschiene einen signifikanten Kostenaufschlag beinhalten. Hier schlagen sich insbesondere die Schiffsverkehrsgebühren der zu nutzenden Wasserstraßen nieder. Insofern lässt sich die oben diskutierte regionale Konzentration der Neubaustandorte fundamental aus den Brennstofftransportkosten erklären.

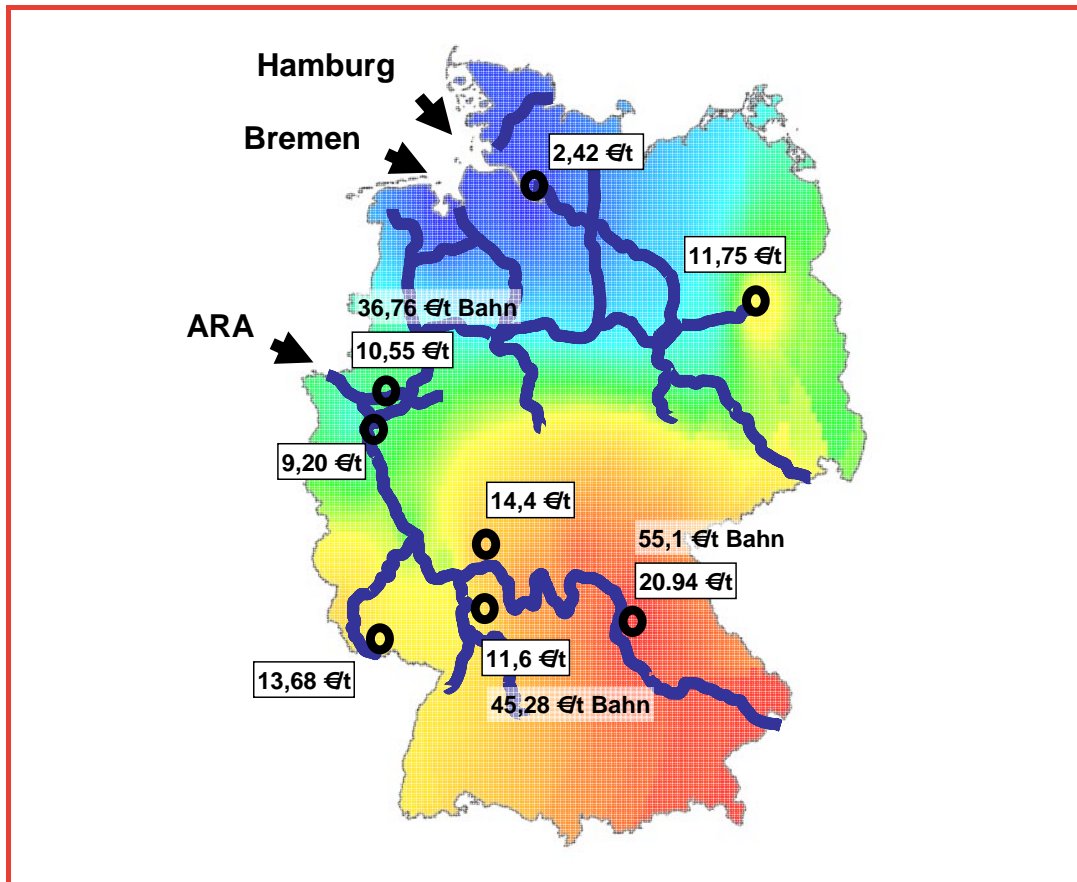


Abbildung 6: Transportkosten Steinkohle

Quelle: Frontier

### *Detailbetrachtung Standorte entlang der Rheinschiene*

Für den Vergleich der Brennstofftransportkosten von Küstenstandorten zu Standorten im Binnenland zeigt die bisherige Analyse bereits, dass es einen systematischen Kostenvorteil für Investoren gibt, sich entlang der Küste anzusiedeln. Aufgrund der zusätzlichen Kostenelemente für den Binnentransport – zusätzliche Umladung, ggf. Schifffahrt Seehafen zur deutschen Grenze sowie die Frachtraten und Abgaben für den Transport in Deutschland – ist jede Verlagerung von Küstenstandorten in das Binnenland unmittelbar mit deutlich höheren Kosten verbunden.

Wenn alleine Brennstofftransportkosten unterschiedlicher Standorte im Binnenland betrachtet und verglichen werden, ist eine differenziertere Betrachtung notwendig. In diesem Fall führt eine Standortverlagerung nicht zu entfernungsunabhängigen Umladekosten, sondern nur zur Änderung der entfernungsabhängigen Kosten des Binnenschifftransports. Um die Größenordnung der Transportkosten für diesen Fall abzuschätzen, betrachten wir im Folgenden detailliert die Transportkostenunterschiede, die sich für eine Standortverlagerung von Kraftwerken entlang des Rheins ergeben. Die Wahl der Rheinschiene für eine weitergehende Analyse deckt dabei einen Großteil der in Abbildung 4 dargestellten Neubauprojekte im Binnenland ab.

Da entlang des Rheins keine Schifffahrtsabgaben anfallen, beschränken sich die Mehrkosten für einen Transport über weitere Entfernungen allein auf die Frachtraten (ggf. erhöht um einen Niedrigwasserzuschlag). Für die Analyse stellt sich das generelle Problem, dass für den Kesselkohletransport spezifische Frachtraten nicht öffentlich verfügbar sind, sondern nur allgemeine Angaben für den Transport von Schüttgut. Die generelle Referenz zur Bestimmung von Frachtraten für Schüttgut stellt für Deutschland der monatlich erscheinende Frachtenpiegel der Zeitschrift Binnenschifffahrt dar. Abbildung 7 enthält eine Übersicht der Frachtratenentwicklung für ausgewählte Ziele ab ARA-Häfen.

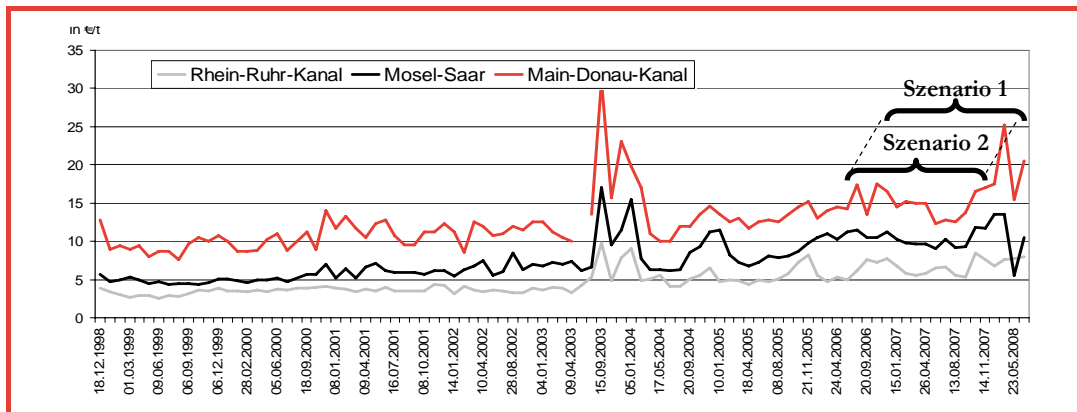


Abbildung 7: Binnenfrachtraten für ausgewählte Ziele ab ARA Häfen

Quelle: Frachtenpiegel der Zeitschrift Binnenschifffahrt

Es wird deutlich, dass die Raten in den vergangenen zehn Jahren einem ansteigenden Trend unterlagen. Mögliche Treiber sind dabei u.a. steigende Energiepreise, zunehmende Nachfrage nach Transportleistungen, ggf. eingeschränktes Transportangebot (z.B. Niedrigwasser Sommer 2003), etc. Um Verzerrungen durch kurzfristige Effekte auszublenden leiten wir deshalb aus den verfügbaren Preisdaten zwei Szenarien ab:

- **Szenario 1** – basierend auf dem Durchschnitt der Frachtraten von Anfang 2007 bis Sommer 2008.
- **Szenario 2** – basierend auf dem Durchschnitt der Frachtraten von Sommer 2006 bis Ende 2007. In Szenario 2 bleiben somit die jüngsten Preisspitzen in 2008 für die Durchschnittsbildung unberücksichtigt.

Langfristige Transportverträge beinhalten zudem üblicherweise einen Abschlag auf die im Frachtenpiegel veröffentlichten Werte, den wir mit 33% berücksichtigen. Bei der Interpretation der gewonnenen Werte muss zudem berücksichtigt werden, dass es sich bei den Frachtraten um Marktpreise handelt mit unbekannter Marge. Daher beinhalten die daraus abgeleiteten Werte die Gefahr, die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Kohletransports zu überschätzen. Jedoch sollten aufgrund der Wettbewerbssituation im Binnenschifffahrtsmarkt zumindest im langfristigen Trend keine massiven Preisaufschläge zu erwarten sein.

Unter Rückgriff auf die beschriebene Datengrundlage lassen sich die rein entfernungsabhängigen Kosten für den Transport entlang des Rheins (zwischen

Duisburg und Mannheim) mit 0,6 ct/t/km approximieren. Wie Abbildung 8 zeigt dominieren somit die entfernungsunabhängigen Kosten die gesamten Transportkosten für den Kohletransport zu Binnenstandorten entlang der Rheinschiene. Eine Standortverlagerung entlang dieser Achse hat nur vergleichsweise geringe Auswirkungen auf die *Veränderung* der Gesamtkosten des Brennstofftransports.

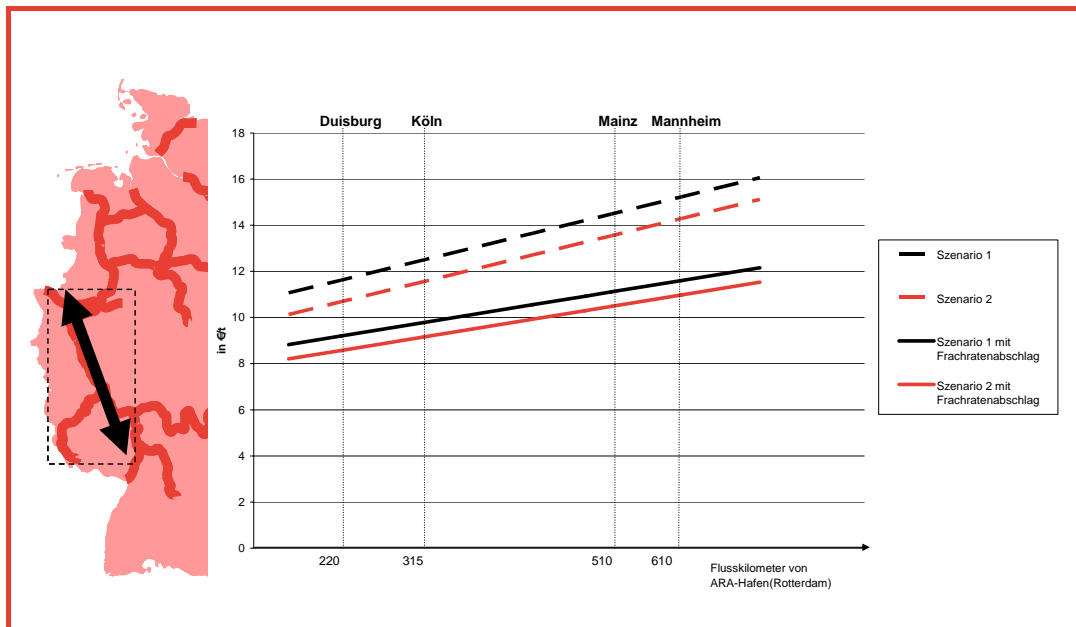


Abbildung 8: Transportkosten Steinkohle entlang der Rheinschiene

Quelle: Frontier

### Fazit

Die Analyse zeigt, dass eine allgemeingültige Bestimmung von Kohletransportkosten für ganz Deutschland nicht möglich ist. Stattdessen muss zumindest eine Differenzierung zwischen Küsten- und Binnenstandorten vorgenommen werden. Entsprechend den aktuell geplanten Standorten für Kraftwerksneubau beschränken wir uns in unserer Analyse dabei vor allem auf Binnenstandorte entlang der Rheinschiene. Basierend auf den Ergebnissen lassen sich damit folgende Aussagen treffen:

- *Küstenstandorte haben deutliche Kostenvorteile vor allen Binnenstandorten* – Durch das notwendige zusätzliche Umladen (sowie die entlang der Rheinschiene zunächst zu überbrückende Transportentfernung von den Seehäfen zur deutschen Grenze) haben die Binnenstandorte eine deutlich höhere entfernungsunabhängige Kostenbelastung. Eine Verlagerung von Küstenstandorten in das Binnenland ist somit mit „sprunghaft“ ansteigenden Brennstofftransportkosten verbunden.
- *Binnenstandorte sind nur entlang der Wasserwege realistisch* – Der Transport per Binnenschifffahrt ist deutlich günstiger als Bahntransport. Kraftwerksstandorte abseits der Rheinschiene besitzen zudem signifikante

Kostennachteile durch höhere Abgabenbelastung und Kapazitätsbegrenzungen.

- *Unterschiede zwischen Standorten entlang der Rheinschiene sind vergleichsweise gering* – Unabhängig von der entfernungsunabhängigen Kostenbelastung des Kohletransports im Binnenland sind die reinen entfernungsabhängigen Brennstofftransportkosten entlang der Rheinschiene vergleichsweise gering.

Für die weitere Analyse ergibt sich damit die Implikation, dass auch bei der Gegenüberstellung mit Stromtransportkosten eine Fallunterscheidung vorzunehmen ist:

- Fall 1: Verlagerung von Küstenstandorten in das Binnenland - induziert relativ signifikante entfernungsunabhängige Brennstofftransportkosten.
- Fall 2: Verlagerung von Binnenstandorten zu Binnenstandort (z.B. entlang der Rheinschiene) – induziert nur geringe Zusatzkosten.

### 3.3.2 Erdgas

Die Kostenanalyse des Gastransportes muss differenziert werden zwischen

- betriebswirtschaftlicher Sicht des Kraftwerksinvestors; und
- volkswirtschaftlicher Sicht.

In der **betriebswirtschaftlichen Sicht** des einzelnen Netznutzers bestanden in der Vergangenheit zwar vielfach regionale Preisunterschiede, die historisch und/oder regional begründet waren, allerdings keinen gezielten Steuerungseffekt zur Vermeidung von Netzbelastungen hatten. Regionale Daten zu Kraftwerksgaspreisen liegen nicht veröffentlicht vor, Preise für große Industrieverbraucher können allerdings indikative Anhaltspunkte liefern. Allgemein zeigte sich in der Vergangenheit ein Süd-Nord- sowie Ost-West Gefälle bei Gaspreisen. Zusätzlich ergeben sich auch heutzutage Preisunterschiede zwischen den verschiedenen Grenzübergangspunkten an den deutschen Außengrenzen. Bei dieser Betrachtung überlagern sich allerdings Netznutzungsentgelte und Preiseffekte. Zunächst kann jedoch basierend auf diesen Werten eine tendenzielle Korrelation von günstigen Gas- und Kohlestandorten im Nordwesten Deutschlands festgestellt werden.

Angesichts der zunehmenden Integration der Marktgebiete und der grundsätzlichen Charakteristik eines tatsächlichen Entry-Exit-Modells ist der zukünftige Bestand von signifikanten Preisunterschieden im Gasbereich jedoch nicht zu erwarten. Die Transportkosten richten sich nach dem Entry / Exit-Modell. Innerhalb eines Gas-Marktgebietes ergeben sich üblicher Weise keine Standortunterschiede und damit keine Anreize, Netzengpässe (Gas) für Standorte zu berücksichtigen, und keine Minimierung von Transportwegen (Gas) innerhalb eines Marktgebietes. Durch das Zusammenlegen von Marktgebieten wird dieser Effekt zukünftig tendenziell zunehmen. Dies führt dazu, dass das Preissystem der Gasnetzentgelte grundsätzlich keine Anreize zu einer Konzentration von Gaskraftwerksprojekten erkennen lässt.

Allerdings gibt es andere Wirkungsmechanismen, die die Standortwahl für die Errichtung von Gaskraftwerken durchaus beeinflussen. Zu nennen ist hier insbesondere der direkte Zugang zu Gasbeschaffungsmärkten und die möglicher Weise höhere Sicherheit und geringere Unterbrechungswahrscheinlichkeit von Transportkapazitäten. Aus Sicht des Kraftwerksbetreibers ist also der Zugang zu Gas (d.h. insbesondere Zugriff auf Grenzübergangspunkte) maßgeblich. Dies führt zu der in Abbildung 9 sichtbaren Konzentration von Neubauprojekten entlang wichtiger Import / Transitrouten.

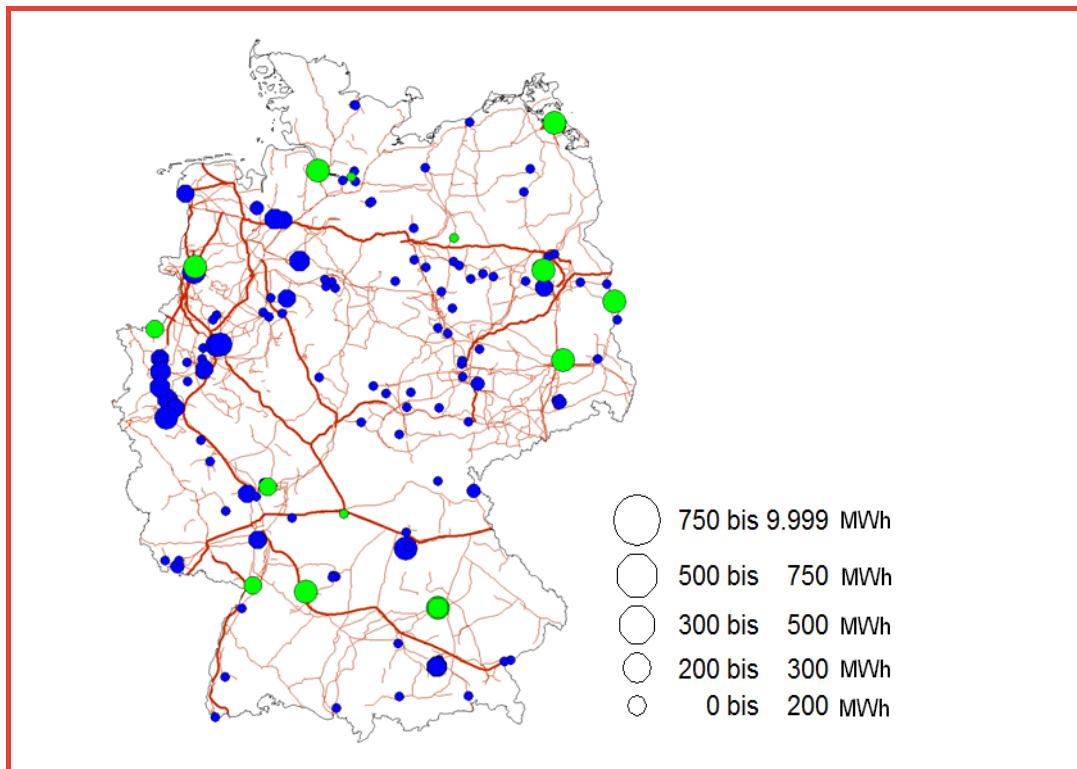


Abbildung 9: Übersicht Standorte Erdgaskraftwerke

Erdgastransport über lange Strecken erfolgt durch Hochdruck-Pipelinesysteme, die Leitungsdurchmesser im Bereich von ca. 1.000 mm und Verdichterkapazitäten für den Ausgleich von Druckdifferenzen und –verlusten infolge des Langstreckentransports umfassen. Die **volkswirtschaftlichen Kosten** des Erdgastransports werden demnach durch die folgenden Determinanten bestimmt:

- Gasimport (inkl. Transport bis zum Grenzübergangspunkt)
- Transportkosten entfernungsabhängig innerhalb Deutschlands, u.a.:
  - Leitungskosten;
  - Betriebskosten; sowie
  - Kompressorkosten.

Auf Basis üblicher Kostenansätze haben wir für eine Transportkapazität von 10.000.000 kWh/h bei einer zu überwindenden Druckdifferenz von 30 bar und

einem Leitungsdurchmesser DN 950 mm Kosten für die Verdichtung in Höhe von 42 Mio. € und für den Leitungsbau im Bereich von 1,1 Mio. €/km abgeschätzt, die zu dem nachfolgend dargestellten Gesamtbild für die Kosten des Gastransportes führen.

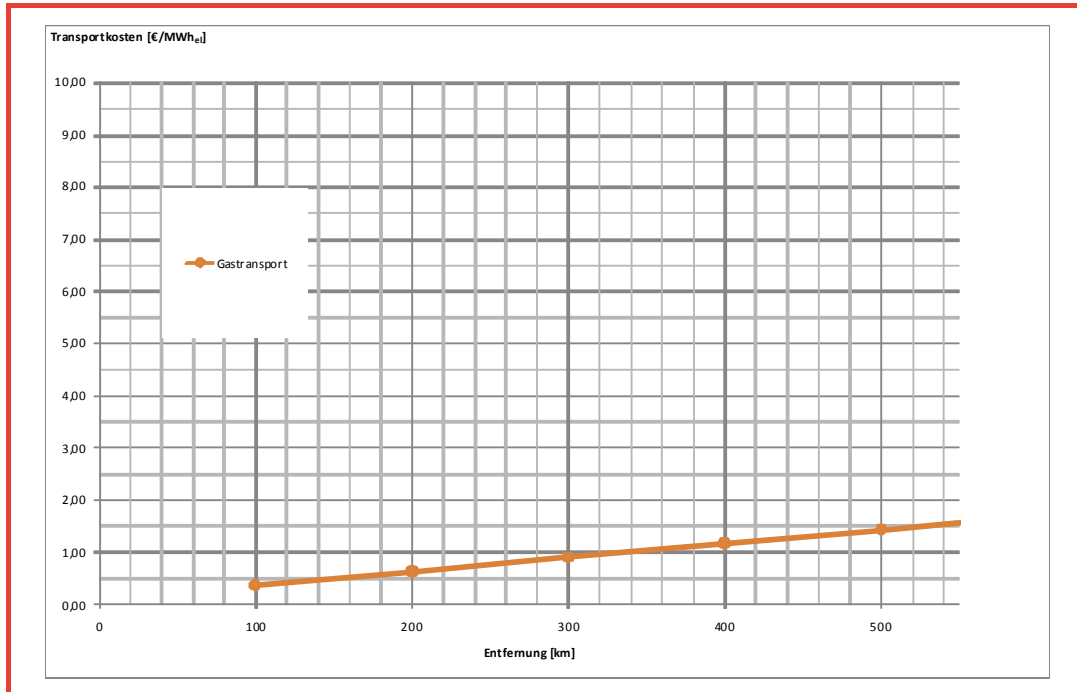


Abbildung 10: Kosten des Gastransports

Auch hier wurde wieder eine Abschätzung der Kosten zu Absicherung der Ergebnisse vorgenommen. Die Kosten für Verdichter und Leitungserrichtung liegen in einem üblichen Bereich, der allerdings bei strukturellen Erschwernissen auch überschritten werden kann. Wie im Vergleich zwischen den verschiedenen Transportvarianten zu sehen sein wird, ändern diese Unsicherheiten der Eingangsdaten für die Kostenberechnung des Gastransportes nichts Wesentliches an der Auswertung der Ergebnisse und den hierauf basierenden Schlussfolgerungen (siehe Abschnitte 3.5 und 3.6).

Entgegen der betriebswirtschaftlichen Sichtweise sind die tatsächlichen Kosten des Gastransportes durchaus Entfernungsabhängig. Es besteht also grundsätzlich bereits eine Anreizproblematik auf Seiten des Gastransports zwischen gesamtwirtschaftlichem und betriebswirtschaftlichem Optimum.

Zusammenfassend lässt sich somit feststellen, dass

- es aufgrund der betriebswirtschaftlich wirksamen Kosten für Kraftwerksinvestoren aufgrund des Gastransportes keine Anreize zu einer besonders günstigen Standortwahl gibt. In der Praxis wird diese Entscheidung von Überlegungen zur Gasverfügbarkeit überlagert. Aufgrund der verschiedenen Gasimportrouten ergibt sich dadurch jedoch keine signifikante regionale Konzentration von Standorten; und

- andererseits sind für die Abwägung, ob lastnahe oder –ferne Standorte effizient sind, die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Kosten des Gastransportes zu berücksichtigen, die durchaus entfernungsabhängig sind.

### 3.3.3 Uran

Als thermische Kraftwerkstechnologie ist die Kernenergie ebenfalls auf die Versorgung mit Brennstoffen angewiesen. Potentiell haben die Kosten des Brennelementtransports somit ebenfalls Auswirkungen auf die Standortentscheidungen. Für Kernkraftwerke kann aufgrund unserer Analyse die Bedeutung der Brennstoffversorgung für die Standortwahl jedoch insbesondere aus zwei Gründen vernachlässigt werden:

- **Nur kleiner Anteil der Brennstofftransportkosten an Gesamtkosten** – Generell stellen die gesamten Brennstoffkosten für Kernenergie nur einen untergeordneten Faktor dar, deren Anteil an den gesamten variablen Kosten der Stromerzeugung mittels Kernenergie bei lediglich 10-20 % liegt. Die Spannweite reflektiert dabei den jüngsten starken Preisanstieg für Uran am Weltmarkt.

Abbildung 11 stellt approximativ eine weitergehende Aufteilung der Brennstoffkosten für Kernenergie dar. Detaillierte Angaben zu dem Anteil der reinen Transportkosten liegen dabei nicht vor. Diese sind Bestandteil der Brennelementkosten, die wiederum jedoch nur einen geringen Anteil an den gesamten Brennstoffkosten ausmachen. Insgesamt kann daher davon ausgegangen werden, dass die Transportkosten keinen signifikanten Anteil der variablen Stromgestehungskosten ausmachen und entsprechend für die Standortwahl nicht entscheidungsrelevant sind. Zudem erfolgt der Transport üblicherweise per Straße (LKW) oder Bahn, so dass keine besondere Verkehrsanbindung für die Kraftwerksstandorte, z.B. an befahrbaren Wasserstraßen, notwendig ist.

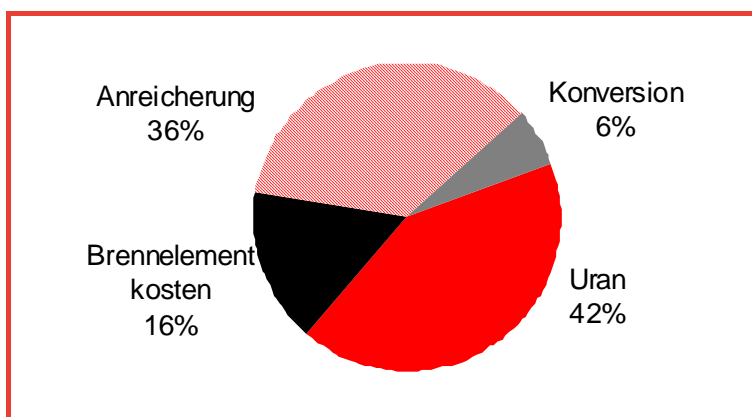


Abbildung 11: Anteile der Brennstoffkosten bei Kernenergie

Quelle: Frontier

- **Standortwahl für Kernkraftwerke in Deutschland zur Zeit nicht relevant** - Grundsätzlich bestünde auf Basis der obigen Analyse also die Möglichkeit, durch besondere Standortanreize möglichst günstige Standorte aus Netzsicht zu favorisieren, ohne dass dies wesentliche Mehrkosten beim Brennstofftransport induzieren würde. Allerdings ist dieses theoretisch

vorhandene Potential für Optimierungen in der Praxis in der gegenwärtigen Situation in Deutschland nicht relevant, da zur Zeit keine Neubauten von Kernkraftwerken geplant sind bzw. diese für die mittelfristige Zukunft auch nicht absehbar sind. Zudem ist davon auszugehen, dass die Verfügbarkeit und Vorteilhaftigkeit von neuen Kernenergiestandorten von anderen, d.h. v.a. politischen Faktoren und z.B. der Kühlwasserverfügbarkeit dominiert würde.

Zusammenfassend ergibt sich somit hinsichtlich der Steuerung der geografischen Allokation von Kernkraftwerken gegenwärtig kein Handlungsbedarf.

### 3.4 DISKUSSION SONSTIGER KOSTENTREIBER

Neben den detailliert analysierten standortbezogenen Kostenpositionen Brennstofftransport (Abschnitt 3.3) sowie Stromtransport (Abschnitt 3.2) existieren darüber hinaus weitere Faktoren, über die die Standortwahl Auswirkungen auf die Rentabilität von Kraftwerksprojekten nimmt. Diese sind nicht Gegenstand der quantitativen Analyse, werden jedoch im Folgenden kurz qualitativ skizziert:

- *Kühlwasserverfügbarkeit* – Grundsätzlich hat der Grad der Verfügbarkeit von Kühlwasser Auswirkungen auf den Wirkungsgrad von Kraftwerken mit Durchlaufkühlung. Diese ist an Küstenstandorten regelmäßig besser gegeben als an Binnenstandorten. An Binnenstandorten drohen daher insbesondere während der Sommermonate Betriebseinschränkungen, da der maximale Wärmeeintrag in die Flüsse Beschränkungen unterliegt. Diese Beschränkungen können teilweise durch die Errichtung von Kühltürmen vermieden werden, allerdings ergeben sich dadurch wiederum höhere Investitionskosten. Die Kühlwasserverfügbarkeit bevorteilt somit Küstenstandorte, die Größenordnung der Unterschiede wird jedoch im Vergleich zu den anderweitig diskutierten Kostenpositionen (z.B. Kohletransportkosten) als nachrangig angesehen.
- *Kosten der Netzanbindung* – Dies trifft insbesondere Greenfield-Entwicklungen, d.h. die Erschließung von neuen Kraftwerksstandorten, zu. Der Kraftwerksinvestor trägt die Kosten der Anbindung an das Stromnetz bis zur nächsten Hauptleitung bzw. dem nächsten Netzknotenpunkt. Damit stellt die existierende Netztopologie einen zusätzlichen Einflussfaktor für die Standortentscheidung dar. Insbesondere führt dieser Aspekt jedoch zu einer Bevorteilung bereits erschlossener Standorte (Brownfield-Entwicklung) und nimmt nur lokal bzw. regional Einfluss auf die Lage von Neustandorten.
- *Greenfield vs. Brownfield* – Neben der reinen Netzanbindung bieten entwickelte Standorte (Brownfield) weitere signifikante Kostenvorteile. Diese dürften beispielsweise bei der Standortwahl der gegenwärtig im östlichen Ruhrgebiet geplanten Kraftwerksneubauten von nicht unerheblicher Bedeutung sein. Dazu zählen die Vermeidung von zusätzlichen Erschließungskosten. Zudem ergeben sich regelmäßig Synergieeffekte mit bestehenden Kraftwerken, beispielsweise durch die Mit-Nutzung von Support-Einrichtungen oder Hafenanlagen.

- *Lokale Genehmigungsverfahren* – Angesichts einer zunehmend kritischen Öffentlichkeit gegenüber neuen Kraftwerksprojekten stellen die lokale Unterstützung und Akzeptanz für die Projekte ein wichtiger Standortfaktor dar. Darüber hinaus variieren lokale Emissions- und Umweltschutzaufgaben mit den Standorten, wodurch sich weitere Kostenvor- bzw. Nachteile ergeben. Allerdings ist keine systematische regionale Konzentration oder Verlagerung von Standorten aufgrund derartiger Aspekte auf bundesweiter Ebene ersichtlich.

### 3.5 KOSTENVERGLEICH UND INDIKATION POTENZIELLER INEFFIZIENZEN

Die quantitativen Ergebnisse für die verschiedenen Transportoptionen sind nachfolgend in Abbildung 12 zusammengefasst. Dabei werden einige Bereiche deutlich, in denen sich die Kostenverläufe schneiden. Ein maßgeblicher Grund hierfür sind die unterschiedlichen Preisstrukturen, da für den Transport von Kohle zusätzlich eine entfernungsunabhängige Komponente (v.a. Umladekosten) enthalten ist.

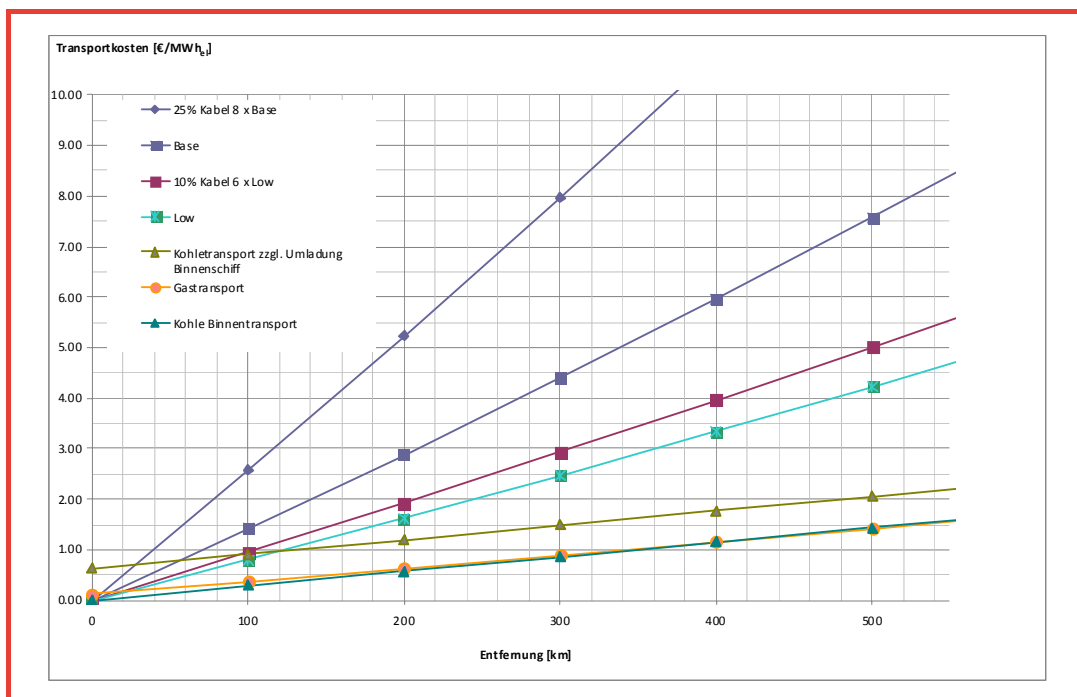


Abbildung 12: Gesamtvergleich der Transportkosten für Brennstoffe und Strom

Es ist zu beachten, dass die Entfernungsunterschiede (Abszisse) einer Interpretation bedürfen: Wie auch bereits in Abschnitt 3.3.1 angesprochen, sind die Entfernungen, die mit dem Transport von Strom, Kohle oder Gas zu überwinden sind, nicht die gleichen. Zum einen weisen Flussverläufe Biegungen auf, die gegenüber einer Luftlinienentfernung zu höheren tatsächlichen km-Zahlen führen. Dieser Verhältnis wurde in der Abbildung vereinfachend mit konstant 1,5 angenommen. Zum anderen – und dieser Effekt hat erheblichere

Auswirkungen – liegt die geografische Orientierung für die unterschiedlichen Energietransport nicht gleich, sondern unterschiedlich

- Stromtransport im Wesentlichen in Nord-Süd-Ausrichtung;
- Kohletransport mit Orientierung von Nordwest nach Südost;
- Gastransport: von den Grenzübergabepunkten (deutschen Außengrenzen) nach Deutschland hinein

Zudem sind die geografischen Orientierungen für eine Vielzahl von Einzelprojekten oder Alternativbetrachtungen wiederum unterschiedlich.

Trotz der unterschiedlichen geografischen Orientierung der Transporte und der Abhängigkeit der Ergebnisse von den Annahmen und der nur Einschränkungen bezüglich einer Verallgemeinerung, lassen sich wesentliche Tendenzen aus Abbildung 12 ablesen:

- **Gastransport** (und Urantransport) sind günstiger als Stromtransport.<sup>4</sup> Es ist festzuhalten, dass sich die relative Position des Gastransports in Abbildung 12 auch dann nicht ändert, wenn in einer Parametervariation für sensitivitätsanalytische Zwecke eine Verdopplung der Kosten unterstellt würde. Hinzu kommt, dass die tatsächlichen geografischen Orientierungen in der Regel zu einer kürzeren Transportentfernung für Gas als für Strom führen.
- Im Vergleich zu **Küstenstandorten** ergeben sich für den Kohletransport zu Binnenstandorten entfernungsabhängige und entfernungsunabhängige **Kosten**. Für den Kohletransport zu Binnenstandorten ergeben sich beispielsweise zusätzliche Umladekosten, die in Abbildung 12 berücksichtigt wurden. Bei kurzen Transportentfernungen in Küstennähe muss zudem berücksichtigt werden, dass in den dort verlaufenden Wasserstraßen im Gegensatz zur Rheinschiene höhere entfernungsabhängige Kosten anfallen (durch Kapazitätsbeschränkungen und Schifffahrtsabgaben). Da diese Kosten nur fallweise analysiert werden können, sind sie bei der vergleichenden Betrachtung in der Abbildung nicht enthalten. Der Stromtransport ist daher über kurze Distanzen (bis zu einem Grenzbereich von 100 bis maximal 300 km) typischer Weise günstiger als eine Standortverlagerung, wobei aufgrund der genannten Aspekte jedoch die Abschätzung des relevanten Entfernungsbereichs nur qualitativ möglich ist. Eine Verlagerung von Kraftwerken ist in einer Reihe von Fallkonstellationen bei **längeren Transportstrecken** sinnvoll.
- Im Vergleich von Binnenstandorten ist Kohletransport entlang der Rheinschiene günstiger als Stromtransport. Werden allein Binnenstandorte verglichen, die sich hinsichtlich des Brennstofftransportes nur durch unterschiedliche Transportentfernungen ohne zusätzliche

---

<sup>4</sup> Ein Vergleich von Gastransport und Kohletransport in Abbildung 4 ist nicht zielführend, da mit der Brennstoffwahl auch andere Entscheidungen und Kosten einhergehen, deren Bewertung in Abbildung 4 unberücksichtigt bleibt.

entfernungs~~un~~abhängige Kostenpositionen unterscheiden, ist der Kohletransport schon bei kurzen Entfernungen die günstigste Alternative. Die reinen Transportkosten je km sind bei bereits verladener Kohle geringer als die entsprechenden Stromtransportkosten. Z. B. ist der Kraftwerksstandort Mannheim günstiger als der Standort Duisburg zzgl. Stromtransport bis Mannheim.

- Eine **Verkabelung** lässt Stromtransport tendenziell zu der teuersten Variante werden.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass *keine universelle Aussage* möglich ist. Folgende **Faustregeln** gelten allerdings unter den aktuellen Marktbedingungen:

- Gastransport und Urantransport sind günstiger als Stromtransport.
  - ⇒ Dies spricht *für* Allokationsinstrumente.
- Stromtransport ist in einer Reihe von Fällen günstiger als Kohletransport, in einigen Fällen wiederum nicht:
  - Entlang der Rheinschiene ist eher Kohletransport günstiger.
    - ⇒ Dies spricht für Allokationsinstrumente.
  - Abseits der Rheinschiene ist eher Stromtransport günstiger.
    - ⇒ Dies spricht *gegen* Allokationsinstrumente.
  - Ungünstige Leitungsbaukosten und nennenswerte Verkabelungsanteile kehren die Präferenz um.
    - ⇒ Dies spricht *für* Allokationsinstrumente.

### 3.6 SCHLUSSEFOLGERUNGEN FÜR DIE ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNG IN DEUTSCHLAND

Die Frage, ob es volkswirtschaftlich günstiger ist;

- konventionelle Kraftwerke verbrauchsnahe anzusiedeln und die (v.a. durch den dann notwendigen Brennstofftransport) anfallenden Mehrkosten in Kauf zu nehmen; oder
- alternativ den notwendigen Netzausbau zur Ermöglichung des Elektrizitätstransports bzw. den verlustbedingten Kosten dieses Transports selbst durchzuführen,

ist nicht eindeutig zu beantworten. Vielmehr haben unsere Untersuchungen ergeben, dass fallspezifisch sowohl eine verbrauchsnahe Ansiedlung als auch der Stromtransport inkl. Netzausbau vorteilhaft sein können. Dies gilt umso mehr, als dass die derzeit beobachteten Kostenrelationen bereits in den letzten Jahren starken Schwankungen unterlegen haben und sich auch zukünftig gegeneinander verschieben können.

Die durchgeführten Untersuchungen erlauben für heutige Kostenverhältnisse dennoch eine Reihe von Schlussfolgerungen:

## Empirische Analyse von Netzausbau vs. Kraftwerksansiedlung

- Kohletransport von der Küste in das Binnenland über *kurze bis mittlere* Distanzen (bis zu einem Grenzbereich von 100 bis maximal 300 km) ist im Regelfall unwirtschaftlich (Dies spricht *gegen* Allokationsinstrumente): Die grundsätzliche Vorteilhaftigkeit für Kohlekraftwerke bei kurzen und mittleren Transportdistanzen in Relation zu den Küstenstandorten, die z. B. in einer Studie von Prognos aufgezeigt wurde<sup>5</sup>, werden durch unsere Untersuchungen bestätigt. Mit der Umladung auf dem Seeweg angelieferter Kohle auf Binnenschiff oder Bahn sind erhebliche entfernungsunabhängige Kosten verbunden. Diese Kosten machen einen Kohletransport gegenüber einem mit Netzausbau verbundenen Stromtransport über kurze bis mittlere Strecken unwirtschaftlich. Dies gilt zumindest dann, wenn der Netzausbau in Freileitungstechnik und mit eher niedrigen entfernungsabhängigen Kosten erfolgt, die sich typischerweise vor allem in einfachem Gelände, z. B. Flachland, realisieren lassen. Allerdings kann sich das Kostenverhältnis umkehren, wenn z.B. bereits entwickelte Standorte im Binnenland („Brownfield“) mit noch nicht entwickelten Standorten an der Küste („Greenfield“) konkurrieren oder wenn Freileitungen durch anspruchsvolleres Gelände verlaufen.
- Kohletransport von der Küste in das Binnenland über *längere* Strecken günstiger als Stromtransport – aber nur auf einigen Kohletransportrouten (Effekt fallabhängig, spricht aber *für* Allokationsinstrumente): Die entfernungsabhängigen Kosten des Kohle- wie des Gastransports liegen unter den Vergleichskosten für den Stromtransport, selbst wenn für letzteren eher niedrige Kosten angesetzt werden. Damit verschiebt sich bei längeren Transportentfernungen die Vorteilhaftigkeit grundsätzlich in Richtung des Brennstofftransportes. Abhängig von den bestehenden Unsicherheiten wird der „Break-Even“ jedoch bei unterschiedlichen Entfernungen erreicht. Diese generelle Aussage gilt allerdings für Kohlekraftwerke nur entlang der Rheinschiene. Abseits der Rheinschiene ist tendenziell eher der Stromtransport zu bevorzugen.
- Zunehmender Verkabelungsgrad bei Stromleitungen kann Stromtransport gegenüber Kohletransport zunehmend unwirtschaftlich machen (Dies spricht *für* Allokationsinstrumente): Sollten zukünftig die Netzausbau- und damit Stromtransportkosten bedingt durch zunehmende Verkabelungsanforderungen stark ansteigen, sinkt die Transportentfernung, ab der der Stromtransport gegenüber eine lastnahen Ansiedlung von Kohlekraftwerken unwirtschaftlich wird. Bei Annahme hoher Verkabelungsanteile (z. B. ca. 25%) für neue Höchstspannungsleitungen ist der Stromtransport in keinem Fall wirtschaftlich.
- Bei alternativen Binnenstandorten ist möglichst weiter Kohletransport zu bevorzugen (dies spricht *für* Allokationsinstrumente): Für Kohlekraftwerke ist – nach erfolgter Umladung auf Binnenschiff und damit in der Abwägung

---

<sup>5</sup> Prognos (2006): Variantenvergleich Küste versus Binnenland – Ein volkswirtschaftlicher Vergleich der Kosten, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit von Kraftwerksstandorten; Studie im Auftrag der Electrabel Deutschland AG.

verschiedener Binnenstandorte – entlang der Rheinschiene aufgrund der niedrigen entfernungsabhängigen Transportkosten eine lastnahe Erzeugung einer regionalen Konzentration z. B. im Rhein-Ruhr-Raum aus gesamtwirtschaftlicher Sicht grundsätzlich vorzuziehen<sup>6</sup>. Der vergleichsweise hohe entfernungsunabhängige Kostenanteil bei der Umladung auf Binnenschiffe erklärt die teilweise kontroversen Ergebnisse verschiedener Untersuchungen zur Vorteilhaftigkeit von Strom- oder Primärenergietransport.

- Für Gaskraftwerke ist lastnahe Erzeugung vorteilhaft (dies spricht *für* Allokationsinstrumente): Für Gaskraftwerke ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine generelle Präferenz für lastnahe Erzeugung, da entfernungsunabhängige Kosten wie durch die Umladung von Seeschiff auf Binnentransportmittel nicht auftreten und die entfernungsabhängigen Kosten deutlich niedriger liegen als dies für den Stromtransport der Fall ist. Systematisch ist dies maßgeblich durch die höhere Energietransportdichte zu begründen, die üblicher Weise in Gasleitungen gegenüber Stromleitungen erreicht werden kann.
- Für Kernkraftwerke ist lastnahe Erzeugung vorteilhaft: Die Präferenz gilt auch für den Urantransport, da hier die Brennstoffkosten generell und damit auch die Brennstofftransportkosten keinen relevanten Anteil an den Kosten der Energieerzeugung haben. Dies spiegelt auch die über das Land verteilte Positionierung von Kernkraftwerksstandorten wider<sup>7</sup>.

Einerseits lässt sich demnach schlussfolgern, dass zumindest für Kohlekraftwerke unter einer Reihe von denkbaren Szenarien die Zusatzkosten einer lastnahen Erzeugung höher sein können als die Kosten des Netzausbaus und von daher auf erzeugerseitige Anreizsysteme verzichtet werden könnte. So kann - zumindest unter Annahme akzeptabler Netzausbaukosten (insbesondere keine oder geringen Verkabelungsanteilen) eine - Kraftwerksansiedlung an Küstenstandorten effizient sein. Es besteht damit keine Zwangsläufigkeit für Anreize zu einer lastnahen Standortwahl in jedem Fall.

Eine analoge Schlussfolgerung wäre für den Fall ableitbar, dass zwar durch die Einführung von geografischen Anreizsystemen eine Effizienzverbesserung bezüglich der Kraftwerksansiedlungsentscheidungen möglich wäre, die Kosteneinsparungen aber so gering wären, dass sie die zusätzlichen Transaktionskosten eines solchen Systems nicht rechtfertigen würden. Aufgrund der Vielzahl nicht eindeutig bestimmter Parameter kann eine umfassende Kosten-Nutzen Analyse, die auch sekundäre Markteffekte abzuwägen hätte, an dieser Stelle nicht durchgeführt werden. Hierzu würde z.B. auch gehören, dass die Ausgestaltung des Anreizsystems nicht bestimmte (neue oder etablierte)

---

<sup>6</sup> Es ist zu vermuten, dass die zu beobachtende Konzentration von Kraftwerksprojekten in dieser Region weniger auf Vorteile bei den Brennstoffkosten als auf die relativ leichte Verfügbarkeit von Kraftwerksstandorten zurückzuführen ist.

<sup>7</sup> Die Positionierung von Kernkraftwerken wurde in der Vergangenheit neben der Lastnähe stark von der ausreichenden Kühlwasserverfügbarkeit beeinflusst, weshalb z. B. Standorte an großen Flüssen bevorzugt wurden.

Marktakteure einseitig in Vor- oder Nachteil bringen dürfte und volkswirtschaftlich sinnvoller Ausbau von Erzeugungskapazität in Deutschland nicht insgesamt behindert würde. Eine einfache Abschätzung auf Basis unserer Untersuchungsergebnisse gibt aber einen Hinweis auf die grundsätzlichen Verhältnisse: Sie zeigt, in welcher Größenordnung die Wohlfahrtsverluste liegen, die eine suboptimale Kraftwerksallokation prinzipiell nach sich zieht.

Ausgangspunkt sind unsere empirischen Befunde, die in Abbildung 13 wiedergegeben sind. Dort ist zu sehen, dass in praktisch allen Fällen und bei vergleichsweise geringen Entfernungen schon Kostenunterschiede von einigen €/MWh auftreten. Ein Minimalwert von 1 €/MWh Kostenunterschied wird in fast allen Fällen deutlich überschritten und kann daher als untere Abschätzung der drohenden Wohlfahrtsverluste verstanden werden. Mit diesem spezifischen Wert errechnet sich für einen ineffizienten Kraftwerksstandort bei einer üblichen Blockgröße 800 MW und Auslastung von 7.000 h/a (Standardwerte für Steinkohle-Kraftwerke) ein Wohlfahrtsverlust von 5.600.000 €/a. Dieser Wert, ggf. skaliert über mehrere Anlagen, kann in Relation zu den Transaktionskosten für die Einführung eines Allokationsinstrumentes gesetzt werden.

Andererseits gibt es deutliche Hinweise darauf, dass in einer Vielzahl von Fällen (insbesondere Gaskraftwerke, Kohlekraftwerksstandorte im Binnenland) die lastnahe Standortwahl von neuen Kraftwerken auch bei Berücksichtigung zusätzlicher Brennstofftransportkosten im Vergleich zu den alternativ notwendigen Netzausbau und Stromtransport effizient ist. Dies gilt umso mehr, als ein relevanter Teil der Last in Deutschland in Regionen konzentriert ist, für welche die vorangegangenen Überlegungen eine lastnahe Erzeugung als potenziell effizient erscheinen lassen (siehe auch Abbildung 13).

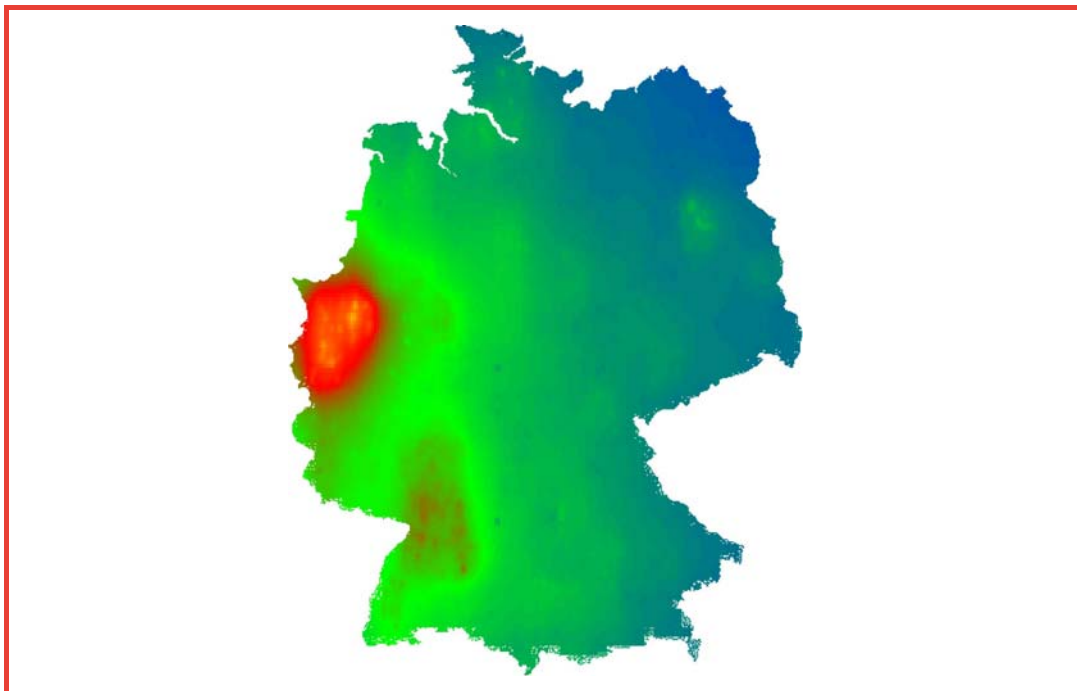


Abbildung 13: Angenäherte Lastdichteverteilung in Deutschland (rot/gelb: hohe Lastdichte, blau: niedrige Lastdichte)

Da der bestehende Ordnungsrahmen für Kraftwerksbetreiber keine Anreize setzt, die Stromtransportkosten in ihre Standortentscheidung mit einzubeziehen und damit zu einer gesamtwirtschaftlich optimalen Standortwahl zu kommen, erscheinen Veränderungen am Ordnungsrahmen geboten. Diese sollten darauf abzielen, dem Ordnungsgeber ein Instrumentarium zu schaffen, mit dem nicht zwangsläufig grundsätzlich, aber in allen relevanten Fällen effektive Anreize für eine lastnahe Kraftwerksstandortwahl erreicht werden können.

Dabei ist darauf v.a. darauf zu achten, dass das gewählte Anreizsystem

- eine kostengerechte Abwägung bei der Standortwahl ermöglicht und z.B. Küstenstandorte für Kohlekraftwerke nicht grundsätzlich ausschließt;
- Kraftwerksinvestoren flexibel und nach Maßgabe ihrer individuellen Kostenstrukturen (z.B. Verfügbarkeit entwickelter Standorte, individuelle Kraftwerksspezifika wie Technologiewahl etc.) auf die Standortsignale reagieren können; und
- die Transaktionskosten eines Anreizsystems im Verhältnis zu den erzielbaren Effizienzgewinnen stehen sollten.

Weiterhin zeigt die Analyse, dass zwischen temporären und strukturellen Notwendigkeiten für die Einführung eines Anreizsystems zu unterscheiden ist:

- Temporäre Netzengpässe können z.B. durch Verzögerungen von effizientem Netzausbau auftreten, d.h. die Netzinvestitionen sind grundsätzlich effizient, können aber aus verschiedenen Gründen nicht durchgeführt werden. Diesen temporären Effekten kann entweder mit operativen Engpassmanagement (v.a. Redispatch<sup>8</sup>) begegnet werden, oder es werden Anreize für schneller durchzuführenden Kraftwerksverlagerungen eingeführt. In diesem Fall sollte das Anreizsystem allerdings auch nur temporär ausgestaltet sein.
- Strukturelle Steuerungserfordernisse: Eine strukturelle Notwendigkeit zur Steuerung von Kraftwerksansiedlungsentscheidungen ist dann gegeben, wenn in einer Reihe von realistischen Fällen Netzausbau ineffizient und Erzeugungsverlagerung von Vorteil.

Die Analyse zeigt, dass für Deutschland nicht nur temporäre, sondern auch strukturelle Steuerungserfordernisse vorliegen, da in einer Reihe von Fällen lastferne Kraftwerksansiedlung nicht effizient ist. Insofern erscheint die Einführung eines strategischen Anreizsystems für Kraftwerksallokation geboten.<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Die Abwägung zwischen kurzfristigem Engpassmanagement (v.a. Redispatch) und langfristigen Maßnahmen (Netzausbau, Erzeugungsverlagerung) wird in diesem Gutachten nicht detailliert untersucht. Allerdings zeigen Beispielrechnungen, dass der systematische Einsatz von kurzfristigen Engpassmanagementmaßnahmen grundsätzlich mit sehr hohen Kosten einhergeht und damit nicht zur Behebung von größeren strukturellen Netzengpässen, sondern lediglich von temporär auftretenden Netzengpässen geeignet ist.

<sup>9</sup> Zwar besteht die Möglichkeit, dass nach Einführung des Anreizsystems eine starke Reaktion der Kraftwerksinvestoren erfolgt und damit Netzengpässe vorübergehend behoben werden, doch wurde nach Abschaffung des Systems die heutige Situation wieder hergestellt und Neuinvestitionen würden wieder lastfern erfolgen. Damit würden aber wieder neue Engpasssituationen entstehen.

## 4 Diskussion und Bewertung von Handlungsoptionen

In diesem Kapitel werden Handlungsoptionen für die Vermeidung von Netzengpässen entwickelt und bewertet. Hierbei fokussieren wir uns – im Gegensatz zu kurzfristigem Engpassmanagement – im Wesentlichen auf langfristig orientierte Maßnahmen für die bedarfsgerechte Anpassung des Systems aus Energieerzeugung und –übertragung, d.h. v.a. Anreize für die Verlagerung von Kraftwerkszubauten/Netzlast oder den Netzausbau. Kurzfristige operative Maßnahmen wie z.B. Redispatch werden dagegen nicht im Detail diskutiert.<sup>10</sup>

Einführend wird in diesem Kapitel zunächst ein Überblick über möglich Handlungsoptionen für strategisches Engpassmanagement gegeben (Abschnitt 4.1). In Abschnitt 4.2 werden weiterhin die relevanten Kriterien zur Bewertung der Optionen diskutiert.

Grundsätzlich lassen sich netznutzerseitige und netzbetreiberseitige Handlungsoptionen unterscheiden. Abschnitt 4.3 widmet sich möglichen netznutzerseitigen Maßnahmen, in Abschnitt 4.4 werden mögliche netzbetreiberseitige Optionen analysiert und bewertet. Diskutiert wird weiterhin eine mögliche Koordination von netzbetreiber- und netznutzerseitigen Maßnahmen (Abschnitt 4.5).

### 4.1 ÜBERBLICK ÜBER HANDLUNGSOPTIONEN

In der Praxis wird in der Regel eine Kombination aus Maßnahmen zum Umgang mit Netzengpässen eingesetzt:

- *Netznutzerseitige* Maßnahmen zielen darauf ab, zur Behebung von Netzengpässen die Netzeinspeisungen (Erzeugung) und/oder Netzlasten räumlich anzupassen. Dies kann z.B. geschehen, indem kurzfristig der Einsatz bestehender Kraftwerke verändert und/oder langfristig die Standortwahl für Neubaukraftwerke beeinflusst wird.
- *Netzbetreiberseitige* Maßnahmen zielen darauf ab, die technisch und/oder kommerziell verfügbare Netzkapazität zu erhöhen, indem die Nutzung bestehender Anlagen (über verbesserte Lastflussberechnungen, neue Leit- und Schutzkonzepte, Einbau von Phasenschiebern etc.) optimiert oder Leitungskapazität physisch ausgebaut wird (Bsp.: Installation von Neuanlagen mit/ohne Einbau von modernen mittels Leistungselektronik gesteuerten Drossel- und Kondensatoranlagen).

---

<sup>10</sup> Wir verweisen diesbezüglich auf unser Gutachten „Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)“ (Consentec/Frontier, 2007)

Ziel	Einspeisung/Entnahmen verlagern	techn./komm. verfügbare Netzkapazität erhöhen
	Netznutzer: Erzeugung/Last	Netzbetreiber
Kurzfristig	Änderung Kraftwerksfahrweise/ Anpassung Last (DSM)	Schaltungen, Betriebsführung
Langfristig	Ansiedelung/Ausbau Kraftwerke, Lastansiedelung	Netzausbau, Netzkapazität
Instrument	<b>Ex ante Signale</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Standortabhängige Prämien/ Entgelte für Einspeiser (G-Komponente)</li> <li>Weitergehende Anreizsysteme, z.B. Auktionierung von Standorten, Kapazität</li> </ul> <b>„Echtzeit“ Signale</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Dauerhaftes Engpassmanagement (EPM) mit Kostenbeteiligung der Kraftwerke</li> <li>Etablierung regionaler Preiszonen (Market Splitting) - Nodal Pricing</li> </ul>	<b>Sicherung Amortisation</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Investitionsbudgets (§23 ARegV)</li> <li>Einzelfallbezogene Zusatzrendite auf „strategische“ Netzinvestitionen</li> </ul> <b>Anreizregulierung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>Engpasskosten als beeinflussbare Kosten</li> <li>Engpasskosten in der Qualitätsregulierung</li> </ul>

Abbildung 14: Überblick über Handlungsoptionen

Quelle: Frontier

Unterschieden werde zudem operative (kurzfristige) und (langfristige) Maßnahmen des Engpassmanagements.

**Kurzfristige** Maßnahmen zum Management von Netzengpässen sind im Erzeugungsbereich z.B.:

- **Redispatch:** Übertragungsnetzbetreiber sichern sich bei den Kraftwerksbetreibern das Recht, bei Netzengpässen kurzfristig in den Kraftwerksabruf eingreifen zu können. Dies geschieht in der Weise, dass Kraftwerke, deren Einspeisung sich engpassverstärkend auswirkt, heruntergeregelt und gleichzeitig in gleichem Umfang die Erzeugungsleistung von Kraftwerken, deren Einspeisung engpassentlastend wirkt, erhöht wird. Die Entscheidung über den Einsatz von Redispatch erfolgt im Rahmen der kurzfristigen Netzbetriebsplanung, d. h. in Kenntnis von Nominierungen für Ein- und Ausspeisungen sowie Prognosen für Last und dargebotsabhängige Erzeugung (z.B. Wind).
- **Explizite Versteigerung von Einspeiserechten:** Die in der Engpasszone angeschlossenen Erzeugungsanlagen benötigen kurzfristige (z.B. jährliche, monatliche, wöchentliche, tägliche) Einspeiserechte, um erzeugte Energie ins Netz einspeisen zu dürfen und damit Zugang zum Strom- und Regenergiemarkt zu erhalten. Die Einspeiserechte werden in einer expliziten Auktion versteigert.

Kurzfristige Maßnahmen des Engpassmanagements sind für die Beeinflussung der Standortwahl von Kraftwerken nur sehr begrenzt geeignet, da <sup>11</sup>

- die Wirkung kurzfristiger Engpassmanagementsysteme (z.B. bei Markttrennung oder Redispatch) auf Standortentscheidungen von Kraftwerken nur indirekt wirkt und der Steuerungseffekt aufgrund der Volatilität der Preissignale unklar ist;
- kurzfristige Engpassmanagementsysteme bei mittel- bis langfristigem Einsatz z. T. mit hohen Kosten einhergehen können (Redispatch)

Als eher kurzfristig orientiertes Engpassmanagementsystem würden wir auch die Einführung einer **Markttrennung** bzw. eines **Market Splittings** einstufen: Deutschland würde nach diesem Modell in mehrere Marktzone unterteilt, knappe Netzkapazitäten an den Marktgebietsgrenzen würden mit Hilfe von impliziten (z.B. day ahead) oder expliziten (day/month/year ahead) Kapazitätsauktionen an die Netznutzer vergeben. Das wesentliche Argument für die Einführung von Market Splitting ist die marktbasierende Bewirtschaftung von Engpässen. Dabei liegt die Effizienz des Kraftwerkseinsatzes im Verhältnis zum heutigen kostenbasierten Redispatch höher, da bei der Gebotsabgabe für den impliziten Day-Ahead-Spotmarkt anders als beim kostenbasierten Redispatch auch kurzfristige Faktorpreisveränderungen berücksichtigt werden können.

Ein wesentlicher Effekt des Market Splitting wäre, dass der Strom in den verschiedenen Marktgebieten eine unterschiedliche Wertigkeit erhielte. Der Großhandelspreis für Strom würde sich in allen Perioden, in denen mindestens ein Netzengpass im Gesamtsystem „greift“, von Marktgebiet zu Marktgebiet unterscheiden. Grundsätzlich kann also von der Unterschiedlichkeit der Großhandelspreise ein Signal für Kraftwerksstandortentscheidungen ausgehen. Andererseits ist unklar, inwieweit ein solches Signal in der Praxis greifen würde, da die Preissignale volatil und von kurzfristiger Natur sind, und die langfristige Signalwirkung und der Bestand des Systems u.a. von den Netzausbauentscheidungen abhängt, die den Kraftwerksbetreibern möglicherweise nicht im Detail bekannt sind.

Eindeutige Nachteile von Market Splitting betreffen v.a. die Marktwirkungen dieser Engpassbewirtschaftungsmethoden. So führt die mit Market Splitting verbundene Aufteilung der Preiszone Deutschland in mehrere Preiszone einerseits zu politisch schwer durchsetzbaren regional unterschiedlichen Großhandelspreisen. Zudem ist mit der Aufteilung unmittelbar ein Absinken der Liquidität auf den in den Zonen entstehenden Teilmärkten für Fahrplan- wie für Reserveenergie verbunden. So wird von Stromhändlern die Liquidität gerade des börslichen Fahrplanenergiehandels in Deutschland als hoher Wert eingeschätzt. Eine Aufteilung in nur wenige Preiszone hätte dagegen Konsequenzen für die Liquidität und damit die Funktionsfähigkeit dieses Marktes. Auch erscheint eine solche Aufteilung, speziell vor dem Hintergrund regional strukturierter Eigentumsverhältnisse bei Bestandskraftwerken, durchaus kritisch. Insbesondere

---

<sup>11</sup> Vgl. Gutachten „Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie)“ (Consentec/Frontier, 2007)

könnten sich verstärkt Möglichkeiten für die Ausübung von Marktmacht ergeben.

In dieser Studie konzentrieren wir uns deshalb auf *langfristige (strategische)* Maßnahmen des Engpassmanagements. Diese Maßnahmen haben unmittelbar die Beeinflussung der Investitionsentscheidungen von Netznutzern bzw. Netzbetreibern zum Ziel. Kraftwerksseitig können dies z.B. standortabhängige Netzentgelte für Einspeiser/Ausspeiser oder weitergehende Anreizsysteme wie z.B. die Auktionierung von Standorten und/oder von Ein-/Ausspeisekapazitäten sein. Langfristig orientierte netzbetreiberseitige Handlungsoptionen sind z.B. Investitionsbudgets (§23 ARegV); oder einzelfallbezogene Zusatzrenditen auf „strategische“ Netzinvestitionen. Diese Maßnahmen werden detailliert in den Abschnitt 4.3 (netznutzerseitige Maßnahmen) bzw. Abschnitt 4.4 (netzbetreiberseitige Maßnahmen) aufgegriffen.

## 4.2 BEWERTUNGSKRITERIEN

Um die verschiedenen Handlungsoptionen miteinander vergleichen zu können, zu einer objektiven Einschätzung ihrer jeweiligen Vor- und Nachteile zu kommen und letztendlich Empfehlungen für oder gegen eine Anwendung dieser Optionen aussprechen zu können, erweist sich die Entwicklung eines Katalogs von Bewertungskriterien als sinnvoll und notwendig.

Wir haben bei der nachfolgenden Beurteilung der Handlungsoptionen folgende Bewertungskriterien zugrunde gelegt:

- **Kosteneffizienz:** Die Handlungsoptionen sollen ergriffen werden, um die Gesamtkosten der Versorgung mit elektrischer Energie, hier der Erzeugung und Übertragung, zu minimieren. Insofern stellt die Kosteneffizienz ein besonders wichtiges Bewertungskriterium dar. Dabei ist zu untersuchen, ob eine Handlungsoption grundsätzlich die richtigen Signale und Anreizwirkungen entfaltet. Das bedeutet, dass Signale grundsätzlich in die richtige Richtung gehen müssen, eine ausreichende Effektivität haben und somit die erwünschte Wirkung entfalten müssen. Gleichzeitig dürfen diese jedoch nicht zu einem „Überschwingen“ führen, wodurch lediglich ein Übergang von einer suboptimalen Situation in eine andere herbeigeführt würde. Insbesondere kann eine Handlungsoption als kosteneffizient angesehen werden, wenn sie dazu führt, dass im heutigen Ordnungsrahmen externe Kosten (z. B. die Stromtransportkosten für einen Kraftwerksbetreiber) bei der Entscheidung durch die handelnden Akteure berücksichtigt werden.
- **Wettbewerb:** Neben der ökonomischen Effizienz einer Handlungsoption sind bei ihrer Bewertung auch mögliche Wettbewerbsfolgen zu beachten. Insbesondere kann eine auch effiziente Maßnahme zu unerwünschten oder sogar unakzeptablen Wettbewerbswirkungen führen. Dies wäre z. B. der Fall, wenn neue Wettbewerber vom Marktzutritt ausgeschlossen würden. Bei jedem Eingriff in den Erzeugungsmarkt ist darauf zu achten, dass die Bestrebungen der Liberalisierung hinsichtlich eines Erzeugungswettbewerbs nicht beeinträchtigt oder erschwert wird.

Insbesondere sind dominante Stellungen einzelner Erzeugungsgesellschaften, die die Ausübung von Marktmacht erleichtern würden, zu vermeiden.

- **Verteilungswirkungen:** Die Einführung von Anreizsystemen hat Auswirkungen auf die Verteilung von Kosten und Renditen. So könnte die Einführung eines Einspeisetarifs Ausspeise generell belasten oder, oder bei negativen Tarife, belasten. Auch wenn Gewinne oder Belastungen mit hoher Wahrscheinlichkeit lediglich bei wenigen Marktteilnehmern anfallen würden, könnte dies verteilungspolitisch ungewünscht sein. Die ökonomische Effizienz der Anreizsysteme bleibt aber hiervon unberührt, sofern dies keine Sekundäreffekte auf Wettbewerb o.ä. nach sich zieht.
- **Praktikabilität:** Neben den direkten ökonomischen Wirkungen sind auch der Einführungsaufwand für eine Handlungsoption und die mit ihr verbundenen Transaktionskosten für die Marktteilnehmer entscheidungsrelevant. So können einerseits unpraktikable Lösungen auch bei prinzipieller Vorteilhaftigkeit ausgeschlossen werden, andererseits vermögen Einführungsaufwand und Transaktionskosten bei der Abwägung mehrerer in ihren ökonomischen Wirkungen vergleichbarer Handlungsoptionen ausschlaggebend sein.
- **Konformität mit internationalem Netzverbund:** Die deutschen Übertragungsnetze werden nicht als Inselsystem, sondern eingebettet in das europäische Verbundnetz betrieben. Da dieses europäische Verbundsystem die Plattform für die Abwicklung des internationalen Stromhandels und die Realisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes darstellt, kann der Betrieb von Übertragungsnetzen nur in enger Kooperation mit ausländischen Übertragungsnetzbetreibern stattfinden. Diese wird in verschiedenen Institutionen (ENTSO, UCTE, zukünftig ENTSO-E, Engpassmanagement-Regionen) koordiniert und durch Vereinbarungen, Grid Codes und Regelwerke, die nicht einseitig verändert werden dürfen, gesteuert. Bei der Beurteilung verschiedener Handlungsoptionen ist deshalb die Konformität mit diesen Rahmenbedingungen zu prüfen.
- **Konformität mit internationalem Rechtsrahmen:** Wegen ihrer Bedeutung für die Realisierung des Elektrizitätsbinnenmarktes sind Tarifierung und Zugang zu den Übertragungsnetzen nicht nur Gegenstand der nationalen Gesetzgebung, sondern auch durch europäisches Recht (z. B. Regulation EG 1228/2003, Congestion Management Guidelines) umfassend geregelt. Die Konformität mit diesen Regelungen ist zwingende Voraussetzung für die Zulässigkeit einer Handlungsoption.

**Konformität mit nationalem Rechtsrahmen und politischen Vorgaben:** Bei der Beurteilung von Handlungsoptionen ist zu prüfen, dass die Kompatibilität zu übergeordneten politischen Vorgaben (z. B. Klimaschutz) und Konformität mit der das Energierecht berührenden Spezialgesetzgebung (z. B. EEG) gegeben ist.

Wir halten es hingegen für wahrscheinlich, dass die hier grundsätzlich erwogenen Handlungsoptionen Veränderungsnotwendigkeiten im nationalen Energierecht herbeiführen könnten. Wir werden diese nicht als Ausschlusskriterium betrachten, sondern darauf hinweisen, wo in unseren Augen Änderungsbedarf bestünde, um eine Handlungsoption umzusetzen. Dabei sollte allerdings darauf geachtet werden, dass Eingriffe in den Ordnungsrahmen zur Umsetzung der Handlungsoptionen nur in dem Maße vorgenommen, wie unbedingt erforderlich. Bestenfalls können Anpassungen auf punktuelle Fortentwicklung des derzeitigen Rahmens beschränkt bleiben.

### 4.3 NETZNUTZERSEITIGE HANDLUNGSOPTIONEN

Im Folgenden diskutieren wir netznutzerseitige Maßnahmen des strategischen Engpassmanagements. Hierbei leiten wir zunächst generisch mögliche Handlungsoptionen ab (Abschnitt 4.3.1). Darauf aufbauend diskutieren und bewerten wir in den folgenden Abschnitten die Optionen der Staatlichen Investitionslenkung (4.3.2), geografisch differenzierte Einspeise-/Auspeisetarife (4.3.3), Ausschreibungs/Standortwettbewerb (4.3.4) sowie sonstige, auf Verhandlung basierende Optionen (4.3.5)

#### 4.3.1 Generische Ableitung von Handlungsoptionen

Die Entscheidung eines Kraftwerksinvestors, Erzeugungskapazität lastfern anzusiedeln, kann Netzengpässe und damit Kosten beim Netzbetreiber (also bei Dritten) verursachen, für die der Kraftwerksbetreiber im derzeitigen Ordnungsrahmen nicht aufkommen muss. Die Ansiedlungsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber können somit zu Ergebnissen führen, die aus Systemsicht nicht (kosten-)optimal sind.<sup>12</sup>

Die Wirkungen der Standortwahl von Kraftwerksbetreibern bzw. Netzlast/Verbrauch auf die Übertragungsnetzbetreiber kann ökonomisch mit dem Konzept der externen Effekte beschrieben werden. Dieses Konzept ist aus der Wohlfahrtstheorie bekannt. Das Auftreten von externen Effekten ist letztlich darauf zurückzuführen, dass Eigentumsrechte nicht klar definiert oder nicht durchsetzbar sind. So hat z.B. der Kraftwerksinvestor (relativ) freie Standortwahl und ein Recht auf Netzanschluss. Im Gegenzug verfügt der Netzbetreiber derzeit nicht über das Recht, Kostenwirkungen, die von der Ansiedlungsentscheidung ausgehen, beim Kraftwerksbetreiber geltend zu machen.

Zur „Internalisierung“ externer Effekte, d.h. zur Zuordnung externer Effekte zu den Marktakteuren, sind insbesondere drei Gruppen von marktlichen Lösungsansätzen aus der wirtschaftswissenschaftlichen Literatur bekannt:

- **Abgaben/Ausgleichszahlungen:** Die Internalisierung der externen Effekte in die Entscheidungen der Marktakteure erfolgt unmittelbar

---

<sup>12</sup> Gleiches gilt für die Ansiedlung von Netzlast/Verbrauch, die wir aufgrund der sehr limitierten örtlichen Flexibilität im Weiteren nicht im Detail betrachten.

über die Beeinflussung der Marktpreise (z.B. Steuern auf Emissionen im Umweltbereich).

- **Cap/Trade System:** Die Internalisierung erfolgt zunächst über eine Beschränkung der Mengen des Gutes, das die externen Effekte verursacht (Cap). Im Gegensatz zu einem reinen ordnungspolitischen Management des so geschaffenen Engpasses wird die effiziente Verteilung der Nutzungsrechte jedoch einem Marktmechanismus überlassen. Das System kann bspw. so ausgestaltet werden, dass die Marktakteure Rechte für das Gut erwerben müssen, das die externen Effekte verursacht. Diese Rechte können ggf. zudem auch nachträglich zwischen den Marktakteuren handelbar (Trade) sein (z.B. CO2 Zertifikate im Umweltbereich)
- **Definition von Eigentumsrechten und daran anschließende Verhandlungslösung:** Bereits die eindeutige Definition von Eigentumsrechten und Zuordnung der Rechte zu einem der Marktparteien kann zu effizienten Lösungen führen. (Z.B. Definition und Zuordnung von Patentrechten zum Erfinder; andere Akteure können Patentrechte abkaufen). Voraussetzung sind jedoch entsprechende Freiheitsgrade für die Akteure zur Gestaltung der Verhandlungen und der Vereinbarung möglicher Kompensationen. Zudem ergeben sich hohe Anforderungen an die Transparenz und reibungslose Abwicklung von Prozessen.



Abbildung 15:: Generische Lösungsansätze zur Internalisierung externer Effekte

Quelle: Frontier

In der strom- und gaswirtschaftlichen Praxis werden diese ökonomischen Ansätze zur Internalisierung externer Effekte in verschiedener Form zum Management von Netzengpässen angewendet:

- **Abgabensysteme:** Beispiel sind hier v.a. lokal/regional differenzierte Einspeise-/Ausspeisetarife (Entry/Exit Tarife) für Netznutzer. Durch geografisch differenzierte Entry/Exit Tarife werden Erzeugern und Stromverbrauchern Preissignale vermittelt, die bei entsprechender Ausgestaltung die langfristige Kostenwirkung ihrer Stromeinspeisungen und –entnahmen auf das Netz widerspiegeln können (vertiefende Diskussion in Abschnitt 4.3.3).

- **Cap (& Trade):** In UK werden im Gasbereich knappe Einspeisekapazitäten über Auktionen an die Marktakteure versteigert (Cap). Die Einspeiserechte können zudem handelbar sein (Trade). Dieses Auktionssystem der britischen Gaswirtschaft ist allerdings eher als kurzfristiges Engpassmanagementsystem konzipiert. Es sind jedoch auch langfristig orientierte Auktions- und Ausschreibungsverfahren zur Beeinflussung der Standortwahl von Kraftwerken und damit zur Netzentlastung denkbar. (s. Abschnitt 4.3.4)
- **Verhandlungslösung:** Eine Verhandlungslösung könnte auf der Definition und Zuordnung von netznutzerseitigen oder netzbetreiberseitigen Rechten aufbauen. Dies kann z.B. bedeuten, dass Netznutzer für sämtliche Netzerweiterungen aufkommen müssen, die durch ihre zusätzliche Einspeisung im Netz entstehen – also nicht nur die Kostentragung für den unmittelbaren Netzanschluss – (sog. Deep Connection Principle), oder der Netzbetreiber Netznutzern einen Ausgleich zahlen darf, wenn sie durch Standortverlagerungen das Netz entlasten (s. Abschnitt 4.3.5).

Schließlich besteht die Option, nicht über ökonomische Anreize, sondern unmittelbar durch hoheitliche Anweisungen (staatliche Lenkung) externe Effekte zu internalisieren. Ein solch grundlegender staatlicher Eingriff wäre in einem marktwirtschaftlichen System z.B. dann gerechtfertigt, wenn eine anderweitige Internalisierung der externen Effekte grundsätzlich nicht möglich oder z.B. aufgrund hoher Transaktionskosten zu kostspielig wäre. Im Falle des strategischen Engpassmanagements könnten Auflagen bzw. Verbote z.B. umgesetzt werden, indem Kraftwerksansiedlungen an bestimmten Netzpunkten in Deutschland unmittelbar untersagt werden. Bei derartigen ordnungspolitischen Lösungen ergeben sich zur Sicherstellung von Effizienzverbesserungen jedoch regelmäßig prohibitiv hohe Informationsanforderungen. (vertiefende Diskussion im, folgenden Abschnitt 4.3.2).

### 4.3.2 Staatliche Investitionslenkung / Auflagen / Verbote

#### *Charakterisierung*

Der Ansatz der staatlichen Investitionslenkung zielt darauf ab, die als gesamtwirtschaftlich ineffizient erkannte lastferne Ansiedlung von Kraftwerken zu verhindern. Dies kann entweder durch strenge ordnungspolitische Auflagen geschehen, die eine lastferne Ansiedlung unwirtschaftlich oder unpraktikabel machen. Alternativ könnte man eine Kraftwerksansiedlung in bestimmten Regionen vollständig verbieten.

Gemeinsam ist beiden Optionen, dass sie lediglich darauf hinwirken, einen unerwünschten Zustand zu verhindern, nicht jedoch einen erwünschten Zustand herbeizuführen. Es kann lediglich vermutet oder erhofft werden, dass Kraftwerksinvestitionen als Alternative zu aus ihrer Sicht präferierten Kraftwerksstandorten auf alternative Standorte z. B. in Süddeutschland ausweichen. Nur in diesem Fall wäre der effiziente Zustand einer weitgehend lastnahen Erzeugung zu erreichen.

### ***Bewertung***

Im Folgenden soll die Möglichkeit einer staatlichen Investitionslenkung mit Blick auf den oben entwickelten Katalog von Bewertungskriterien diskutiert werden:

- Aus gutachterlicher Sicht erscheint es uns fraglich, ob eine staatliche Investitionslenkung zu einer effizienten Ausgestaltung des Energieversorgungssystems führen kann. Bedenken ergeben sich in zweierlei Hinsicht. Einerseits haben unsere in Kapitel 3 dargestellten quantitativen Untersuchungen keine generelle Ineffizienz der lastfernen Erzeugung aufgezeigt. Ein generelles Verbot z. B. von küstennahen Kraftwerksstandorten scheint deshalb nicht erstrebenswert. Eine fallweise Entscheidung über ein Ansiedlungsverbot ist aber u. a. aus Gründen der notwendigen Gleichbehandlung von Kraftwerksinvestoren nicht praktikabel. Wir sehen deshalb die Gefahr, dass sich eine staatliche Investitionslenkung als zu restriktiv auswirken könnte und dadurch neue Ineffizienzen herbeigeführt würden.

Gleichzeitig ist zu beachten, dass als Folge eines Verbotes aus Investorensicht attraktiver, aus Systemsicht zumindest teilweise ineffizienter Kraftwerksansiedlungen eine lastnahe Ansiedlung von Kraftwerken in Deutschland keineswegs gesichert ist. Gerade international agierende Investoren oder neue Anbieter könnten alternativ einen Verzicht auf eine Kraftwerksansiedlung in Deutschland und eine Alternativinvestition im Ausland in Betracht ziehen. Dagegen wird vielfach vorgebracht, dass produzierte Energie dann nach Deutschland transportiert werden müsse, was zusätzliche wirtschaftliche Risiken mit sich bringe und deshalb die Abwanderung von Kraftwerken begrenze. Dies ist jedoch differenziert zu beurteilen. Die Gefahr einer Abwanderung ins Ausland sehen wir insbesondere bei neuen Anbietern ohne hochvolumigen Stromabsatz in Deutschland. Diese sind nicht an den Absatzmarkt Deutschland gebunden. Ein anderer Kraftwerksstandort könnte zugleich die Orientierung auf einen anderen Absatzmarkt bedeuten. In einer solchen Situation ergäben sich negative Konsequenzen für die Wettbewerbssituation in Deutschland wie auch für die Versorgungssicherheit.

- Wie bereits im vorherigen Absatz diskutiert, könnte ein Investitionsverbot für Kraftwerke an bestimmten Standorten eine Verlagerung von Kraftwerksprojekten neuer Anbieter ins Ausland bewirken und sich nachteilig auf den Erzeugungswettbewerb auswirken.
- Bezüglich der Praktikabilität der Umsetzung würde sich eine staatliche Investitionslenkung durch Auflagen und Verbote vermutlich als relativ einfach handhabbar herausstellen. Schwieriger erscheint die richtige Parametrierung dieser Handlungsoption, d. h. die Entscheidung, welche Optionen zulässig sein sollten und welche nicht. Um effiziente von ineffizienten Standorten abzugrenzen bedarf es insbesondere umfangreicher Kenntnisse seitens der politischen Akteure zu allen relevanten Kostenpositionen. Ein derartiges Vorgehen scheint daher generell nur praktikabel, falls eindeutig zu benennende ineffiziente Standorte existieren und eignet sich nur sehr bedingt für ein differenziertes Vorgehen.

- Staatliche Investitionsauflagen oder -verbote für Kraftwerke in bestimmten Regionen sind im bestehenden Ordnungsrahmen nicht vorgesehen. Sie erscheinen aber grundsätzlich möglich und wären vermutlich sowohl mit dem internationalen Rechtsrahmen als auch mit der Einbindung des deutschen Übertragungsnetzes in das europäische Verbundsystem kompatibel. Voraussetzung hierfür wäre jedoch eine Gleichbehandlung aller Kraftwerksinvestoren, somit ein Ausschluss der unter Effizienzgesichtspunkten möglicherweise gebotenen, fallspezifischen Behandlung.

In Summe erscheint eine staatliche Investitionslenkung zwar umsetzbar. Aus gutachterlicher Sicht ergeben sich jedoch erhebliche Zweifel an der ökonomischen Effizienz dieser Handlungsoption. Sie birgt zumindest das Risiko, sich nachteilig auf Wettbewerbssituation und Versorgungssicherheit in Deutschland auszuwirken. Wir würden deshalb eindeutig empfehlen, von dieser Handlungsoption abzusehen.

### 4.3.3 Differenzierte Einspeise-/Ausspeisetarife

#### *Charakterisierung*

Ziel regional oder lokal differenzierter Einspeise- und Ausspeisetarife ist es, den Netznutzern (Erzeugern, Last/Verbrauchern) über die Netzentgelte ein Preissignal zu geben, das die Kostenwirkungen ihrer Standortentscheidungen (bzw. Netzeinspeisungen und –ausspeisungen) widerspiegelt und das sie entsprechend bei ihren Standortentscheidungen bzw. Netzeinspeisungen und -ausspeisungen berücksichtigen. Die Tarife werden hierbei „ex-ante“ von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt und periodisch überprüft. Die Steuerung der Entscheidungen der Netznutzer erfolgt also über vorab festgelegte Preissignale, das Ausmaß der induzierten Lastverschiebung ist ex-ante offen.

In Deutschland könnten zur mittel- bis langfristigen Entlastung des Netzes grundsätzlich die Netzentgelte z.B. so ausgestaltet sein, dass

- im Norden Deutschlands tendenziell höhere Einspeisetarife und niedrigere Ausspeisetarife; und
- im Süden tendenziell niedrigere Einspeisetarife und höhere Ausspeisetarife für die Netznutzung gelten.

Die Abstufung der Entgelte wäre allerdings entsprechend der tatsächlichen Lastflüsse zu berechnen.

Im Vergleich zur heutigen Ausgestaltung der Netzentgelte wären entsprechend

- einspeiseitig ein Einspeiseentgelt für Stromerzeuger einzuführen (sog. G-Komponente) und dieses Einspeiseentgelt geografisch differenziert auszugestalten; und/oder
- ausspeiseitig die heutigen Netzentgelte geografisch zu differenzieren.

Dies würde weiterhin implizieren, dass ggf. die vertikale Kostenwälzung der Netzentgelte (heute von der Höchstspannung „nach unten“ zur

Niederspannung) angepasst werden müsste. Je nach Ausgestaltung des Systems müsste ggf. ein Kosten-/Entgeltwälzungsmechanismus „von unten nach oben“ eingeführt werden. Weiterhin wäre ein erweiterter Ausgleichsmechanismus für die Netzentgelte zwischen den Übertragungsnetzbetreibern zu etablieren.

Die Wirksamkeit der Tarife, d.h. das Ausmaß, zu dem die Netznutzer auf die Preissignale reagieren, hängt v.a. ab von

- der **Stärke der geografischen Differenzierung der Netzentgelte** (d.h. wie hoch die Preisunterschiede zwischen den Regionen/Netzknoten ist);
- der **Verlässlichkeit des Preissignals** in den Augen der Netznutzer mit Blick auf mögliche zukünftige Anpassungen; und
- die **tatsächlichen Realisierbarkeit** von alternativen Entscheidungsoptionen für die Netznutzer, d.h. der Frage, ob die Netznutzer in der Praxis auf die Preissignale auch reagieren können.

Bezüglich der **Stärke des Preissignale**, d.h. der Höhe der geografischen Differenzierung der Netzentgelte besteht die Herausforderung darin, dass einerseits die Signale so stark ausgeprägt sein sollten, dass Netznutzer reagieren und ihre Entscheidungen anpassen (sofern dies effizient ist), andererseits sollte das Signal auch nicht so stark ausgeprägt sein, dass eine zu starke Lastverschiebung resultiert und damit ggf. bestehende Netzkapazitäten nicht mehr ausgelastet werden (dies wäre ineffizient).

Grundsätzlich sollte die geografische Differenzierung der Netzentgelte die Kostenwirkung zusätzlicher Netzeinspeisungen bzw. zusätzlicher Netzentnahmen widerspiegeln. Ökonomisch basiert dieser Ansatz auf dem Konzept der langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus bzw. dem langfristigen Grenznutzen einer Netzentlastung.<sup>13</sup> Im Idealfall wären die Tarife so zu berechnen, dass sie die langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus in einem *langfristigen Gleichgewicht* (und nicht auf Basis der heutigen Netzsituation) widerspiegeln. Diese Grenzkosten entsprechen im langfristigen Gleichgewicht den Zusatzkosten von Kraftwerksstandortanpassungen. Da dieser Zustand allerdings ex ante und aufgrund der Komplexität nicht eindeutig zu bestimmen ist, muss in der Praxis in der Regel mit heutigen oder in der planbaren Zukunft absehbaren Netzgrenzkosten gerechnet werden.

Die Preissignale werden also explizit so gewählt, dass die Netznutzer eine Änderung bei der Standortwahl in Erwägung ziehen, wenn dies günstiger ist als der Netzausbau (reflektiert in den Preisdifferenzen) bzw. dann von einer Verlagerung absehen, wenn dies zu höheren Kosten führen würde als der Netzausbau.

---

<sup>13</sup> In der Praxis wird mit dem Konzept der Inkrementalkosten gearbeitet, da der Netzausbau mit sprungfixen Kosten verbunden ist. Beim Inkrementalkostenkonzept werden die Zusatzkosten einer zusätzlichen Netzbelastung nicht auf Basis einer „marginalen“ Erhöhung der Netzkapazität (wie beim Grenzkostenkonzept) sondern auf Basis einer typischen Netzerweiterung berechnet.

Basierend auf der Wohlfahrtstheorie ist es dabei volkswirtschaftlich irrelevant, ob diese Preissignale negativ (höhere Kosten für lastferne Standorte) oder positiv (durch Transferzahlungen verringerte Kosten für lastnahe Standorte) ausgestaltet werden. Diese Verteilungswirkungen, d.h. ob diese Rendite bei den Kraftwerksbetreibern, dem Netzbetreiber oder den Auspeisern anfällt, sind für die grundsätzlichen Wirkmechanismen nicht relevant. Volkswirtschaftlich von Bedeutung ist lediglich, ob effiziente Standort- und Netzausbauentscheidungen getroffen werden.<sup>14</sup>

Aus Verteilungsgesichtspunkten könnte der ÜNB allerdings versuchen, die Höhe der (negativen) Einspeisetarife so zu gestalten, dass ein Teil der Rente des Kraftwerksbetreibers abgeschöpft wird (d.h. geringere „Prämien“ an die Kraftwerksbetreiber zu zahlen sind), aber das Standortsignal noch ausreichend hoch ist. Dies setzt allerdings voraus, dass

- der ÜNB über die Kostentreiber der Investitionsentscheidungen der Kraftwerksbetreiber sehr genau informiert ist; oder
- ein effizienter Wettbewerbsmechanismus (Auktionsverfahren) organisiert wird, der die Kraftwerksbetreiber anreizt, zumindest einen Teil dieser Informationen zu offenbaren.

Die Eignung derartiger Auktionsverfahren wird in Abschnitt 4.3.4 weiter diskutiert.

Bezüglich der **Verlässlichkeit des Preissignals** besteht die Herausforderung darin, dass Netzentgelte in der Praxis mittel- bis langfristig angepasst würden und den Netznutzern diese Anpassungen heute nicht bekannt sind. Wie beschrieben, würden die Netzentgelte im Idealfall die langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus in einem *langfristigen Gleichgewicht* (und nicht auf Basis der heutigen Netzsituation) widerspiegeln und wären demnach weitgehend stabil. In der Praxis wird in der Regel mit heutigen oder in der planbaren Zukunft abschbaren Netzgrenzkosten gerechnet werden, so dass es i.d.R. zu Tarifschwankungen kommt. So könnten die Zahlungen an Kraftwerksbetreiber vom Einführungszeitpunkt eines Preissignals bis zum (erstmaligen) Erreichen des langfristigen Gleichgewichtszustands kontinuierlich sinken. Dies würde einerseits bedeuten, dass sich die Risiken der Kraftwerksinvestoren tendenziell erhöhen und somit Investitionsanreize vermindert und Standortsignale abgeschwächt werden. Andererseits bewegten sich bei zeitlich variablen Tarifen für alle Netznutzer im Zeitablauf die Netzentgelte in Richtung der effizienten, im Gleichgewicht zu erwarteten Einspeise-Preisdifferenzierung. Über- oder Unteranreize für Standortanpassungen wird auf diese Weise tendenziell entgegengewirkt, wenn die Netznutzer diese Bewegung bei strukturellen Netzengpässen abschätzen und antizipieren können.

Die **tatsächliche Realisierbarkeit** von alternativen Entscheidungsoptionen läuft kraftwerksseitig auf die Frage hinaus, ob alternative Standorte an günstigen Netzpunkten überhaupt verfügbar sind. Konkret für das deutsche Netz müsste

---

<sup>14</sup> Von Sekundäreffekten wie z.B. Wirkungen auf den Strompreis wird hier abgesehen.

also sichergestellt sein, dass im Süden Deutschlands Standorte für Kraftwerksneubauten zur Verfügung stehen. Ansonsten laufen jedwede Anreizsysteme ins Leere und sind obsolet. Marktberichte sind diesbezüglich nicht eindeutig. Wir gehen allerdings davon aus, dass sich zumindest mittel- bis langfristig (und v.a. für Gaskraftwerke) auch Standorte im Süden Deutschlands entwickeln lassen.

Netznutzerseitig stellt sich zudem die Frage, ob Verbraucher auf Preissignale unter praxisnahen Bedingungen reagieren können bzw. wollen. Dies dürfte nur für die energieintensive Industrie relevant sein, da für andere Industrien, für Gewerbe und für Privathaushalte Ausgaben für Energie i.d.R. kein wesentlicher Standortfaktor sind. Die Neuansiedlung von energieintensiven Industrien ist jedoch für Deutschland heute und in Zukunft nicht oder nur im Einzelfall zu erwarten. Insofern stellt sich die Frage, inwieweit ausspeiseseitige Preissignale eine Lastverschiebung überhaupt induzieren können.

Es lässt sich also bereits auf Basis dieser grundsätzlichen Überlegungen für die mögliche Ausgestaltung von geografisch differenzierten Entry/Exit Tarifen festhalten, dass

- die Differenzierung der Tarife ausgewogen gewählt sein muss und die langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus zumindest berücksichtigen (wenn nicht widerspiegeln) sollte,
- die Preissignale in den Augen der Netznutzer auch als langfristig stabil interpretiert werden müssen, und
- von einer ausspeiseseitigen Differenzierung der Netzentgelte in Deutschland grundsätzlich abgesehen werden kann.

Im Folgenden werden mögliche Ausgestaltungsoptionen für Entry/Exit Tarife vertieft diskutiert.

### ***Grundsätzliche Ausgestaltungsoptionen***

Für die Ausgestaltung von regional differenzierten Einspeise- und Ausspeisetarifen steht eine Vielzahl von Optionen zur Verfügung. Varianten betreffen v.a.

- die Bepreisungsgrundlage;
- Variable vs. fixe Tarife;
- die Art der geografischen Differenzierung; und
- die Verteilung der Netzkosten auf Einspeisungen und Entnahmen.

**Bepreisungsgrundlage:** Geografisch differenzierte Ein- und Ausspeisetarife können gestaltet werden als

- *Leistungspreise:* jährlich oder monatliche Leistungspreise, abgerechnet auf Basis der individuellen Spitzenlast oder während Systemspitze (Beispiel: UK) etc.;

- *Arbeitspreise*: Arbeitspreise können z.B. geografisch differenziert zur Deckung von Netzverlusten erhoben werden; und
- *Kombination*: es sind auch Kombinationen aus geografisch differenzierten Leistungs- und Arbeitspreisen möglich (Beispiel Schweden).

Das deutsche Netzpreissystem basiert – für die Abdeckung der Infrastrukturkosten – zu einem hohen Anteil auf der Bepreisung der Leistungsanspruchnahme, ausschließlich auf einem Leistungspreissystem. Es bestünde keine Notwendigkeit, bei einer möglichen Einführung einer geografischen Preisdifferenzierung in Deutschland von diesem Prinzip abzuweichen.

**Variable vs. fixe Tarife:** Entry/Exit Preise werden i.d.R. jährlich variabel gestaltet, da Änderungen in den Netzkosten entsprechende Anpassungen (abwärts wie aufwärts) notwendig machen können. Ändern sich weiterhin die Grenzkosten bzw. Grenznutzen zusätzlicher Netzeinspeisungen bzw. – entnahmen über die Zeit (z.B. wegen Netzausbau, Standortverlagerungen von Erzeugung/Last), müssten in einem Entry-/Exit-System derartige Effekte bei der Anpassung der Tarife mittel- bis langfristig über den Zeitablauf berücksichtigt werden. Langfristig sollten die Grenzkosten des Netzausbau mit den Zusatzkosten für Kraftwerksstandortanpassungen konvergieren.

Die geografische Differenzierung der Arbeitspreise wird sich ebenfalls über den Zeitablauf ändern. Spiegeln die Arbeitspreise z.B. die Kostenwirkungen von Ein-/Ausspeisungen auf die Netzverluste wider, werden Preise mit sich ändernder Lastsituation variieren. Dies kann langfristig ebenso wie kurzfristig der Fall sein.

Grundsätzlich sei nochmals darauf hingewiesen, dass die langfristige Wirksamkeit der Steuerungsfunktion der Preissignale umso höher ist, je stabiler die geografische Preisdifferenzierung in den Augen der Netznutzer ist. Insofern besteht langfristig ein Trade-Off zwischen der Erfordernis, die jeweils aktuelle Kostensituation im Netz widerzuspiegeln, und der Erfordernis, die Erwartung möglichst stabiler Netzentgeltstrukturen zu erfüllen.

**Art der geografischen Differenzierung:** Es besteht die Möglichkeit, Ein- und Ausspeisentgelte

- zonal zu differenzieren (Definition von Preiszonen, statisch oder im Zeitablauf flexibel); und/oder
- die Entgelte nach Anschlusspunkten/Netzknoten zu differenzieren.

So sind z.B. die Netzentgelte im Stromübertragungsnetz in UK zonal differenziert, während in Schweden eine Differenzierung nach Knotenpunkten erfolgt. Für die zonale Aufteilung spricht v.a. die Einfachheit und Transparenz für die Netznutzer, von Nachteil sind möglicherweise notwendige Neudefinitionen von Zonengrenzen und eine weniger „zielgenaue“ Differenzierung der Entgelte. Inwiefern ein gröberes Zonenmodell ausreichend ist, wird dabei auch von den tatsächlichen physischen Engpässen in der Netztopologie determiniert.

## Verteilung der Netzkosten auf Einspeisungen und Entnahmen

Grundsätzlich stellt sich bei Einführung von Einspeise- und Ausspeiseentgelten die Frage, wie die Netzentgelte auf die Erzeugung (Einspeisungen) einerseits und die Last (Ausspeisungen) andererseits verteilt werden sollen. Diese Frage ist zunächst unabhängig davon, ob die Netzentgelte überhaupt geografisch differenziert werden sollen und v.a. wie stark die Netzentgelte zu differenzieren wären! Möglich wären z.B. einspeiseseitig

- nur positive Einspeiseentgelte bzw. minimales Einspeiseentgelt von Null (d.h. Erzeuger zahlen Entgelte an ÜNB) - hohe Kostenbeteiligung der Erzeugung;
- positive Netzentgelte in Regionen mit hoher Einspeisung (Erzeuger zahlen an ÜNB), negative Entgelte in Regionen mit niedriger Einspeisung (ÜNB zahlt an Erzeuger) – mittlerer Kostenbeteiligung der Erzeugung; und
- nur negative Einspeiseentgelte bzw. maximales Erzeugerentgelt von Null – keine Kostenbeteiligung der Erzeugung.

In allen drei Fällen können die Kraftwerksbetreiber über eine identische Differenzierung der Netzentgelte *identische Anreize* für die Standortentscheidung für Kraftwerke innerhalb Deutschlands erhalten.

Allerdings gehen mit der Wahl des Niveaus der Einspeiseentgelte weitergehende Effekte einher, die von den geografischen Anreizen strikt zu unterscheiden sind:

- **Verteilungswirkungen:** Je geringer der Beitrag der Erzeuger zu den Netzentgelten ist, desto höher sind die Lasten für die Ausspeiser - und umgekehrt. Heute tragen in Deutschland die Ausspeiser die gesamten Netzinfrastrukturkosten.
- **Investitionsanreize:** Je höher das Niveau der Einspeiseentgelte ist, desto geringer sind die Anreize, überhaupt in neue Kraftwerkskapazitäten zu investieren - und umgekehrt. Grund sind die Mittelabflüsse für Netzentgelte, mit denen die Kraftwerksinvestoren in ihren Investitionsrechnungen kalkulieren müssen und die möglicherweise bestimmte Investitionen unrentabel machen könnten.

Im Falle rein negativer Erzeugerentgelte (bzw. einer Begrenzung der Erzeugerentgelte auf maximal Null) ergäbe sich ein Zahlungsfluss von den Ausspeisern zu den ÜNB und weiter zu den Erzeugern. Im Vergleich zum heutigen Status-Quo würde dies tendenziell eine Erhöhung der Netzentgelte für Verbraucher bedeuten. Andererseits profitieren Ausspeiser/Verbraucher von diesem Transfer durch

- verstärkte Kraftwerksinvestitionen und damit mittelfristig einem niedrigeren Strompreis (d.h. der Investitions- und Strompreiseffekt kann mittelfristig die höheren Netzentgelte für Ausspeiser teilweise oder vollständig kompensieren); und

- von einer Verminderung des Netzausbaus und damit geringeren Kapitalkosten im Netz, die ihrerseits Netzentgelt senkend wirken (im Vergleich zu einer Situation ohne Standortanreize).

### ***Exkurs: Ausgestaltung in UK***

In UK bestehen Netzengpässe v.a. zwischen dem Norden und Süden. So besteht z.B. ein struktureller Netzengpass an der Grenze zwischen Schottland und England. Die Netzengpässe werden zum einen kurzfristig über Kraftwerksredispatch und zum anderen langfristig über eine Differenzierung der Netzentgelte „gemanaged“.

Die Netzentgelte im UK Stromübertragungsnetz sind grundsätzlich differenziert in drei Komponenten:

- Connection Charging: Netzanschluss/-ausbau, Instandhaltung und Betrieb (wird anschlussindividuell erhoben);
- TNUoS - Transport Network Use of System: Entgelt für Nutzung der Netzinfrastruktur; und
- BSUoS - Balancing Services Use of System: Ausgleich von Lastschwankungen im System.

Von diesen Entgeltkomponenten unterliegen lediglich die „Transport Network Use of System Charges“ einer geografischen Differenzierung. Die übrigen Entgelte werden entweder anschlussindividuell erhoben (Connection Charge) oder sind nicht weiter geografisch differenziert (Balancing Services Use of System Charges).

Die „Transport Network Use of System Charges“ weisen folgende Charakteristika auf:

- Sowohl einspeiseseitige als auch ausspeiseseitige Differenzierung;
- Leistungspreise (keine Arbeitspreiskomponente);
- Tarife sind mindestens 1 Jahr fixiert (aber nicht zwingend für einen längeren Zeitraum); und
- Zonale Differenzierung
  - Einspeisung in 20 Zonen; und
  - Ausspeisung in 15 Zonen.

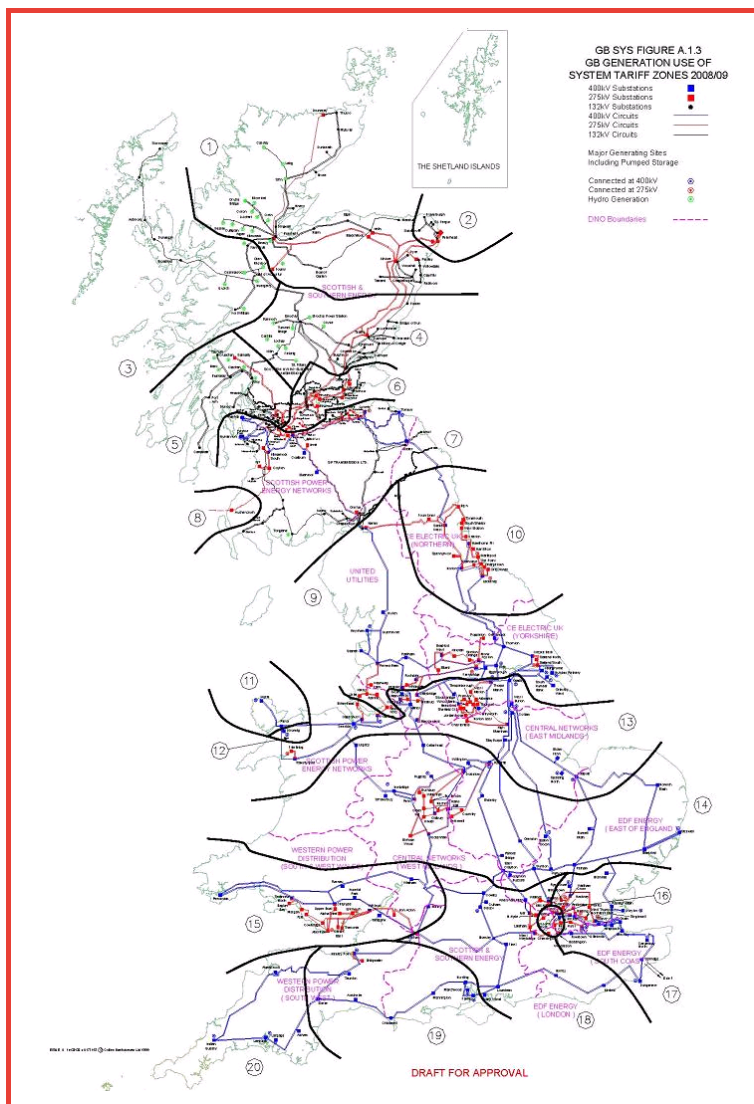


Abbildung 16:  
Einspeisezonen im UK  
Stromübertragungsnetz

Quelle: NGT

Die Kalkulationen der Differenzierung der Netzentgelte („Deltas“) basiert auf einem Gleichstromlastfluss-Modell, das unter einem Referenzszenario notwendige inkrementelle Netzausbauerfordernisse identifiziert. Hieraus werden die Inkrementalkosten bzw. der inkrementelle Nutzen zusätzlicher Netzbe-/entlastungen nach Anschlusspunkten ermittelt und die Ergebnisse zu zonalen Einspeise- und Ausspeisepreisen zusammengefasst. Weiterhin werden die auf diese Weise ermittelten Preise skaliert, um insgesamt die Deckung der Netzkosten bzw. der erlaubten Netzerlöse sicherzustellen. Der Rechenweg ist den Netznutzern bekannt.

In der folgenden Abbildung ist die Differenzierung der Entry/Exit Tarife im Stromübertragungsnetz in UK dargestellt: Die Ausspeisetarife sind in allen Zonen positiv, während bei den Einspeisetarifen sowohl positive als auch negative Preise zu finden sind.



Abbildung 17: Differenzierung der Entry/Exit Entgelte in UK

Quelle: NGT, Frontier

Das britische Netzpreissystem hat dazu geführt, dass für neue Erdgas- und Kohlekraftwerke teilweise Standorte im Süden des Landes (z.B. an der Themse Mündung) genutzt und entwickelt werden. Die Steuerungswirkung ist in der Praxis dennoch nur eingeschränkt wirksam, da

- die Vorteilhaftigkeit, auf bereits bestehende und erschlossene Kraftwerkstandorte („Brownfield“) zurückgreifen zu können, in einigen Fällen den Vorteil der Entlastung bei Netzentgelten überwiegt (Neuerschließung z.T. teurerer, Kraftwerksstandorte nicht überall verfügbar);
- neue Gaskraftwerke z.T. unmittelbar neben Gasanlandestationen und LNG Terminals gebaut werden, um die Tarife für die Nutzung des Gastransportnetzes zu umgehen; und
- Technologien wie Windstromerzeugung (windbedingt) oder Kernenergie (politisch bedingt) sich nur begrenzt räumlich verlagern lässt.

Unter der Annahme, dass die Differenzierung der Netzentgelte den tatsächlichen Netzkosten folgt, sind die Standortentscheidungen jedoch als effizient anzusehen, da die Kraftwerke die mit der Standortwahl einhergehenden zusätzlichen Netzkosten vollständig tragen.

### ***Exkurs: Ausgestaltung in Schweden***

Schwedens Stromübertragungsnetz ist insbesondere für den Nord-Süd Transport ausgelegt. Allerdings bestehen auch im schwedischen Stromtransportnetz strukturelle Netzengpässe zwischen dem Norden des Landes (Erzeugungsüberschuss v.a. wegen Wasserkrafterzeugung) und dem Süden (Lastzentren). So teilt sich das schwedische Übertragungsnetz aufgrund von 3 strukturellen Netzengpässen gedanklich in 4 Bereiche auf.

Die Netznutzungsentgelte weisen sowohl einspeiseseitig als auch ausspeiseseitig eine geografische Differenzierung auf. Hierbei sind

- die Leistungspreise nach Anschlusspunkten differenziert:
  - Anstieg von Süden (5 SEK/kW) nach Norden (25 SEK/kW) bei der Einspeisung;
  - Anstieg von Norden (11 SEK/kW) nach Süden (47 SEK/kW) bei der Ausspeisung;
- die Arbeitspreise zur Abdeckung der Kosten von Verlustenergie regional und zeitlich differenziert:
  - die Auf-/Abschläge variieren regional von -10% bis +10%;
  - die Arbeitspreise variieren nach Tageszeit vs. Nachtzeit/Wochenenden;
  - die Preise sind differenziert nach Peak load (November-März) vs. low load (April-Oktober);
  - die Arbeitspreise können auch negativ sein (z.B. Einspeisung im Süden);
  - im Jahr 2004 fielen durchschnittlich Arbeitspreise in Höhe von etwa 0,25 SEK/kWh an.

Die Netzanschlusskosten werden in Schweden individuell nach Netzanschlüssen ermittelt.

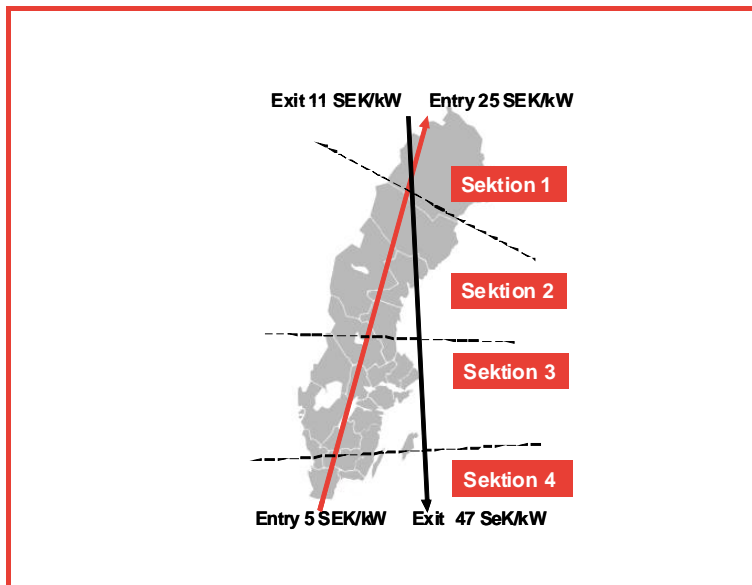


Abbildung 18:  
Differenzierung der  
Entry/Exit  
Leistungspreise im  
schwedischen  
Stromübertragungsnetz

Quelle: Svenska Kraftnät,  
Frontier

Die Ansiedlung neuer Wasserkraftwerke in Schweden lässt sich in geografischer Hinsicht nicht oder nur wenig beeinflussen. Zudem verfügt Schweden über keine nennenswerte Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken und keine Erzeugung aus

Gaskraftwerken, deren Ansiedlung sich theoretisch am leichtesten beeinflussen ließe.<sup>15</sup> Auch der Bau neuer Kernenergieanlagen kommt kaum in Betracht.

Insofern ist die langfristige Steuerungswirkung des schwedischen Netzpreissystems auf der Erzeugungsseite als sehr eingeschränkt einzuschätzen.

### ***Bewertung***

Für die Bewertung regional differenzierter Ein- und Ausspeisetarife greifen wir auf die in Abschnitt 4.2 entwickelten Beurteilungskriterien zurück. Hierbei gehen wir zunächst von dem gedanklichen Referenzfall aus, dass in Deutschland ein geografisch differenziertes Entry/Exit System einzuführen wäre, wie es in UK bzw. Schweden anzutreffen ist. Im nächsten Abschnitt diskutieren wir dann mögliche Abweichungen von diesem Referenzmodell mit Blick auf die spezifischen Rahmenbedingungen in Deutschland.

- **Kosteneffizienz:** Theoretisch ist durch die Einführung von Entry/Exit Tarifen Kosteneffizienz gegeben, sofern die geografische Differenzierung der Netzentgelte die langfristigen Grenzkosten/Inkrementalkosten des Netzausbaus bzw. den Grenznutzen der Netzentlastung widerspiegeln (bzw. das Marktergebnisse dem Ergebnis dieses Referenzfalls entspricht). Allerdings ist die Berechnung des Preissystems nicht trivial und von den Annahmen bezüglich der zukünftigen Marktentwicklung abhängig. Fehlerhafte Berechnungen/Annahmen können demnach zu suboptimalen Ergebnissen führen.
- **Wettbewerbs- und Marktwirkungen:** Es erfolgt keine Unterscheidung zwischen neuen und alten Kraftwerken bei der Erhebung der Einspeiseentgelte. Insofern werden neue Kraftwerke nicht gegenüber alten Kraftwerken systematisch benachteiligt bzw. zusätzlich belastet

Allerdings verfügt eine Reihe von „Newcomern“ im deutschen Erzeugungsmarkt v.a. über Kraftwerksstandorte im Norden Deutschlands, d.h. v.a. an den deutschen Küsten. Insofern besteht die Gefahr, dass in der stromwirtschaftlichen Praxis Newcomer stärker belastet werden als etablierte Erzeuger, die auch über bereits entwickelte Standorte im Süden Deutschlands verfügen. Es ist nicht auszuschließen, dass somit Newcomer teilweise nicht oder nur verzögert in den deutschen Markt eintreten.

Weiterhin besteht die Gefahr, dass insbesondere bei Einführung positiver erzeugerseitiger Einspeiseentgelte Kraftwerksinvestitionen nicht oder verzögert getätigt werden oder Investitionen in das Ausland verlagert werden. Es ist zu erwarten, dass sich dementsprechend mittel- bis langfristig etwas höhere Strompreise einstellen würden als ohne positive G-Komponente.

---

<sup>15</sup> Der Bau von Gaskraftwerken in Schweden würde die Realisierung der Nordstream Gaspipeline durch die Ostese mit einem Abzweig nach Schweden oder den Bau einer Gaspipeline von Norwegen voraussetzen. Bei beiden Optionen wäre die Standortwahl von Gaskraftwerke grundsätzlich auf die Verfügbarkeit der Pipelineverbindung beschränkt.

- **Verteilungswirkungen/Erzeuger:** Für die bereits bestehenden Erzeuger hätte die Einführung einer regional differenzierten G-Komponente unmittelbare Verteilungswirkungen. Im Vergleich zum Status Quo würden
  - bei Einführung einer rein positiven G-Komponente alle Erzeuger stärker belastet;
  - bei Einführung einer rein negativen G-Komponente alle Erzeuger entlastet;
  - bei Einführung einer positiven G-Komponente im Norden Deutschlands die norddeutschen Erzeuger belastet und bei Einführung einer negativen G-Komponente im Süden die süddeutschen Erzeuger entlastet.

Damit besteht erzeugerseitig zum einen die Gefahr von Strukturbrüchen (Mehrbelastungen) im Vergleich zum heutigen System, zum anderen besteht die Gefahr von Mitnahmeeffekten bei Altanlagen (Zahlung von „Prämien“ ohne faktische Anreizwirkung).

- **Verteilungswirkungen/Ausspeiser:** Ausspeiserseitig gehen wir davon aus, dass eine geografische Differenzierung der Netzentgelte wenig effektiv ist. Deshalb sehen wir an dieser Stelle von diesem Fall ab.

Bei Einführung geografisch differenzierter *Einspeiseentgelte* kann es - je nach Ausgestaltung - zu Be- oder Entlastungen der Last/Verbraucher kommen. Wie bereits beschrieben, sind hierbei allerdings auch die indirekten mittel- und langfristigen Strompreiseffekte zu berücksichtigen. Dies bedeutet z.B. bei einer signifikanten Beteiligung der Erzeuger an den Netzkosten (positive G-Komponente) sind mittel- bis langfristig höhere Strompreise zu erwarten als bei anderer Lastenverteilung. Bei Finanztransfers in Richtung Erzeuger (negative G-Komponente) sind eher niedrigere Strompreise zu erwarten.

- **Praktikabilität / Umsetzungsaufwand:** Wie beschrieben ist die Kalkulation und Implementierung von geografisch differenzierten Netzentgelten nicht trivial. Allerdings ist die Implementierung und Umsetzung von Entry/Exit Tarifsystemen aus UK und Schweden grundsätzlich bekannt. Dort haben sie ihre Praktikabilität bereits unter Beweis gestellt.

Eine Herausforderung für Deutschland ist zudem die Existenz von vier Verbundnetzbetreibern. Ein Entry/Exit Tarifsystem wäre nur dann sinnvoll implementierbar, wenn das System deutschlandweit unter Beteiligung aller ÜNB eingeführt würde. Entsprechend wäre die Tarifikalkulation zwischen den Netzbetreibern zu koordinieren und Ausgleichszahlungen zwischen den ÜNB zu etablieren.

- **Konformität mit Regulierungsrahmen:** Die Einführung von Entry/Exit Entgelten wäre mit dem System der Anreizregulierung in Deutschland kompatibel. Da die ÜNB einen Anreiz haben, Netzkosten zu senken, kann dies sogar zu einer Optimierung des Netzpreissystems durch den ÜNB führen, wenn hierdurch Kostensenkungen realisiert werden können (z.B. durch Senkung der Kapitalkosten). Die Anreize zur Tarifoptimierung sind

allerdings umso geringer, je stärker Kostenelemente (Kapitalkosten, Kosten für Redispatch, Kosten für Verluste) von der Anreizregulierung ausgenommen werden.

Weiterhin ist in einem System mit ÜNB, deren Muttergesellschaften auch in die Stromerzeugung integriert sind, sicherzustellen, dass das Tarifsysteem nicht genutzt wird, um z.B. eigene Erzeugungsanlagen ungerechtfertigt zu begünstigen oder Wettbewerber aus dem Markt herauszuhalten. Insofern würde es einer Regulierungsbehörde bei vertikal integrierten EVU obliegen, nicht nur die Einhaltung der Umsatzgrenzen, sondern auch die Angemessenheit der Tarifstrukturen zu prüfen. Dies könnte bei vertikal entbündelten Netzbetreibern, die einer effektiven Anreizregulierung unterliegen, ggf. entfallen.

- **Konformität mit internationalen Rahmenbedingungen:** Entry/Exit Tarife sind mit verschiedenen Engpassmanagementsystemen an deutschen Außengrenzen kompatibel. Dies zeigt z.B. das Beispiel Schweden: Schweden hat intern ein Entry/Exit Preissystem etabliert, unterliegt aber an den Außengrenzen zu Norwegen und Finnland einem Regime mit impliziten Kapazitätsauktionen.

Daneben stellt sich die Frage, ob positive Einspeisetarife in Deutschland Kraftwerksverlagerungen in das Ausland induzieren würden. Einerseits können diese Kapazitäten bei Existenz von Netzengpässen an den Außengrenzen nur begrenzt für den Export nach Deutschland eingesetzt werden (es besteht also bei Netzengpässen eine Markttrennung), so dass ein Ausweichen in das Ausland nur eingeschränkt ein Substitut für die Errichtung von Kraftwerken in Deutschland ist, andererseits könnten Investitionsoptionen im Ausland grundsätzlich attraktiver erscheinen als in Deutschland. Insofern besteht die Gefahr, dass neue Erzeugungskapazitäten teilweise in Nachbarländer ohne positive G-Komponente abwandern könnten.

- **Kompatibilität mit anderen politischen Vorgaben:** Geografisch differenzierte Ein- und Ausspeisetarife widersprechen nach unserer Auffassung keinen sonstigen politischen Vorgaben wie Kraftwerksanschlussverordnung oder den Verordnungen zur Förderung Erneuerbarer Energien.

Zusammenfassend lässt sich auf Grundlage der durchgeführten Bewertung also festhalten, dass geografisch differenzierte Entry/Exit Tarife effiziente Steuerungssignale für Netznutzer darstellen können. Allerdings ginge diese Maßnahme mit einer Reihe von Nachteilen einher wie v.a.

- Strukturbruch zum heutigen System mit möglichen Zusatzlasten oder Mitnahmeeffekten für alte Erzeugungsanlagen;
- Rentenverteilung: Kraftwerksbetreiber schöpfen, sofern das Netzpreissystem auf Basis der Grenzkosten/Grenznutzen der Netzbelastung/-entlastung kalkuliert ist, die Differenz zwischen Netzausbaukosten (reflektiert in der Entgeltstruktur) und den eigenen Standortverlagerungskosten ab. Netzbetreiber und damit

Verbraucher/Last werden an dieser Rente nicht beteiligt. Volkswirtschaftlich ist dieser Verteilungseffekt unproblematisch, sofern die sich eine effiziente Kraftwerksallokation einstellt. Politisch könnte dieser Verteilungseffekt allerdings schwer zu vermitteln sein.

### ***Leitlinien für mögliche Ausgestaltung in Deutschland***

Auf Basis der obigen Analysen könnten für Deutschland Entry/Exit Tarife effizient sein, deren Spezifikationen von denen in UK und Schweden abweichen. So wären auf Basis der obigen Analyse folgende Leitlinien für ein mögliches deutsches Einspeise-/Auspeisetarifsystem zu erwägen:

- **Keine ausspeiseseitige Differenzierung** der Netzentgelte: Grund hierfür wäre die Vermeidung von Strukturbrüchen bei gleichzeitig deutlich eingeschränkter Erwartung bezüglich der praktisch realisierbaren Lastverschiebung in Deutschland. In Einzelfällen könnte bei der Neuansiedlung energieintensiver Industrie ein diskretionärer Discount auf die Netzentgelte gewährt werden, wenn die Ansiedlung an günstigen Netzpunkten erfolgt.
- Beibehaltung des im Wesentlichen auf die Leistungsanspruchnahme orientierten **Preissystems**: Die Einführung und geografische Differenzierung von Arbeitspreisen erscheint uns weder einspeise- noch ausspeiseseitig als erforderlich.
- **Begrenzte Beteiligung der Erzeugung** an den Netzkosten: Aufgrund des Risikos der Abwanderung von Erzeugung in das Ausland und der Risiken für neue Kraftwerksprojekte erscheint uns eine geringe Beteiligung der Netzbetreiber an den Netzkosten oder ein Verzicht auf eine Beteiligung erwägenswert. Letzteres würde bedeuten, dass Einspeisetarife grundsätzlich negativ zu gestalten bzw. maximal Null wären. Hierbei ist jedoch mit den sich ergebenden Verteilungseffekte zu Ungunsten der Verbraucher abzuwägen.
- **Begrenzung des Tarifsystems auf Neuanlagen**: Es wäre zu erwägen, die geografisch differenzierten Einspeiseentgelte auf Neuanlagen zu beschränken. Nachteilig an dem System wäre, dass keine Anreizwirkungen für Altanlagen bestehen würde z.B. länger als geplant am Netz zu bleiben oder frühere Stilllegungen durchzuführen. Von Vorteil wäre, dass Mitnahmeeffekte und Strukturbrüche für Altanlagen vermieden würden.
- **Höhe der Tarife**: Die Differenzierung der Tarife nach Zonen/Netzpunkten sollte sich grundsätzlich an den vermiedenen bzw. erforderlichen Netzausbaukosten orientieren, um eine Abwägung zwischen zusätzlichen Kosten einer Standortverlagerung und den Netzausbaukosten zu ermöglichen. Im Idealfall wären die Tarife so zu berechnen, dass sie die langfristigen Grenzkosten des Netzausbaus in einem *langfristigen Gleichgewicht* (und nicht auf Basis der heutigen Netzsituation) widerspiegeln. Diese Grenzkosten entsprechen im langfristigen Gleichgewicht den Zusatzkosten von Kraftwerksstandortanpassungen. Da dieser Zustand allerdings ex ante und aufgrund der Komplexität nicht eindeutig zu bestimmen ist, muss in der

Praxis in der Regel mit heutigen oder in der planbaren Zukunft absehbaren Netzgrenzkosten gerechnet werden.

- **Fixe oder variable Tarife:** Um die Planungssicherheit zu erhöhen, könnten die Tarife für eine bestimmte Zeitperiode (z.B. kalkulatorische Lebensdauer der Anlagen) fixiert bleiben. Im Grundsatz könnte der Tarif dann auch in eine Einmalzahlung transformiert werden, was allerdings mit Blick auf die Verstetigung der Netzentgelte für alle übrigen Netznutzer zu vermeiden wäre.

Alternativ könnten die Netztarife über die Zeit variabel ausgestaltet sein. Dies würde einerseits bedeuten, dass sich die Risiken der Kraftwerksinvestoren tendenziell erhöhen. Andererseits bewegen sich bei zeitlich variablen Tarifen für alle Netznutzer im Zeitablauf die Netzentgelte in Richtung der effizienten, im Gleichgewicht zu erwarteten Einspeise-Preisdifferenzierung. Über- oder Untereinreizen für Standortanpassungen wird auf diese Weise tendenziell entgegengewirkt, da die Netznutzer diese Bewegung abschätzen und antizipieren werden.

Praktisch könnte die Kalkulation der Einspeiseentgelte z.B. in den folgenden Schritten ablaufen:

1. ÜNB macht Langfristplan und identifiziert Netzengpässe unter Status Quo Annahmen.
2. ÜNB definiert Preiszonen (bis zu Einzelpunkten möglich).
3. ÜNB kalkuliert Grenzkosten bzw. Grenznutzen (Inkrementalkosten/-nutzen) der Netzbelastung/-entlastung an verschiedenen Netzzonen/Netzpunkten. Hier ließe sich die Engpasssensitivität zusätzlicher Einspeisungen bzw. Netzentlastungen abbilden.
4. ÜNB definiert Einspeiseentgelte, ggf. beschränkt auf Neukapazitäten (Zahlungen könnten variabel, einmalig oder über die Lebensdauer der Kraftwerke fixiert erfolgen).

Von Nachteil ist v.a weiterhin die Rentenverteilung: Kraftwerksbetreiber schöpfen die Differenz zwischen Netzausbaukosten (reflektiert in der Entgeltstruktur) und den eigenen Standortverlagerungskosten solange ab, bis die Entgeltdifferenzierung ein langfristige Gleichgewicht (die Zusatzkosten der Standortverlagerungen) erreicht. Netzbetreiber und damit Verbraucher/Last werden an dieser Rente nicht beteiligt. Volkswirtschaftlich ist dieser Verteilungseffekt unproblematisch, sofern die richtige sich die effiziente Kraftwerksallokation einstellt. Politisch könnte dieser Verteilungseffekt allerdings schwer zu vermitteln sein.

Um die Rentenverteilung kurz- bis mittelfristig zu korrigieren, wären grundsätzlich zwei Ansätze möglich:

- Erhöhung der Kostenbeteiligung der Kraftwerksbetreiber: Das Niveau der Einspeiseentgelte könnte insgesamt angehoben, ohne die Entgeltspreizung zu ändern. Hierdurch würden die Einspeiseentgelte z.B. im Norden Deutschlands in den positiven Bereich gelangen. Abzuwägen sind hierbei

möglich Sekundäreffekte auf die Kraftwerksinvestitionen und den Strommarkt (weniger Investitionen insgesamt, Abwanderung ins Ausland)

- Ermittlung der (negativen) „Zahlungsbereitschaft“ der Kraftwerksbetreiber: Sind die Kosten der Standortverlagerung den Netzbetreibern bekannt, könnten mit der gleichen Steuerungswirkung ggf. auch geringere negative Netzentgelte gezahlt werden. Dies setzt in der Praxis aber ein sehr hohes Informationsniveau bei den Netzbetreibern bezüglich der Kraftwerkskosten voraus. Da dies nicht das Kerngeschäft der ÜNB ist, ist diese Variante abzulehnen.

Alternativ könnte über Ausschreibung/Auktionen die (negative) Zahlungsbereitschaft der Kraftwerksbetreiber ermittelt werden. Dieser Vorschlag wird in Abschnitt 4.3.4 aufgegriffen.

#### 4.3.4 Ausschreibungs-/Standortwettbewerb

##### *Grundsätzliche Ausgestaltungsoptionen*

Ausschreibungs-/bzw. Auktionsverfahren setzen grundsätzlich an einer Mengensteuerung von Gütern an, während sich die Preise über Marktprozesse einstellen: Im Rahmen des hier diskutierten Koordinationsproblems zwischen Netzbetreibern und Kraftwerksbetreibern bedeutet dies, dass Netzbetreiber lokale oder regionale Kraftwerkskapazitätsbedarfe (oder –beschränkungen) zur Netzentlastung definieren und die Kapazitäten im Rahmen eines Auktionsverfahrens ausschreiben. Der Preis für die Netzentlastung bildet sich entsprechend über einen Marktprozess.

Im Rahmen dieser Handlungsoption besteht die Option, fallweise vorzugehen. Damit kann berücksichtigt werden, dass eine eindeutige und in jedem Fall anwendbare Regel zur Präferenz von Brennstofftransport vs. Stromtransport nicht abgeleitet werden kann. So hat sich gezeigt, dass es eine relevante Zahl von Fällen gibt, in denen eine lastnahe Kraftwerksansiedlung mit der Konsequenz des Brennstofftransports aus gesamtwirtschaftlicher Sicht gegenüber dem Stromtransport vorzuziehen ist. Für die Beurteilung der Vorteilhaftigkeit sind dabei verschiedene Entwicklungen und Kostendaten relevant, die sowohl standortabhängig als auch zeitvariabel sind (z. B. Brennstoffart eines Kraftwerksprojekts, Entwicklung Verkabelungsanteil, Entwicklung Frachtraten).

Überblicksartig könnte die Handlungsoption Standortausschreibungswettbewerb z.B. den folgenden mehrstufigen Prozess darstellen:

- Im ersten Schritt würde der Übertragungsnetzbetreiber – wie ohnehin im Rahmen der permanent durchgeführten Netzzustands- und Ausbauanalyse – als Folge allgemein fehlender lastnaher Erzeugung oder einer speziellen, aus seiner Sicht suboptimalen Kraftwerksstandortwahl konkreten Netzausbaubedarf identifizieren. Für diesen Netzausbaubedarf, der sich ohne Anreize für eine lastnahe Kraftwerksstandortwahl ergäbe, müsste der Übertragungsnetzbetreiber die Netzausbaukosten quantifizieren. Deren Höhe stellt die Obergrenze der möglichen Kosten für eine lastnahe Kraftwerksstandortwahl dar.

- Zur Minimierung der anfallenden Kosten veranstaltet der Übertragungsnetzbetreiber im zweiten Schritt einen Ausschreibungswettbewerb, bei dem er die zur Vermeidung des Netzausbaus notwendige Erbringung der Dienstleistung *Netzentlastung durch lastnahe Errichtung und Betrieb eines Kraftwerkes* zu möglichst niedrigen Kosten (Obergrenze: vermiedene Netzausbaukosten) beschafft.

Die ihm entstehenden Kosten muss der ÜNB über die Netzentgelte sozialisieren können. Generell bietet sich hier eine Verallgemeinerung des Konzepts der Investitionsbudgets an, da die aus dem Ausschreibungswettbewerb entstehenden Kosten alternativ anfallende, investitionsbudgetfähige Netzausbaukosten ersetzen. Gleichzeitig würde der Mechanismus der Investitionsbudgetierung mit einzelfallbezogener Antragsprüfung durch die Regulierungsbehörde die notwendige regulatorische Aufsicht ermöglichen und ineffiziente Kraftwerksverlagerungen sowie den Missbrauch des Instruments verhindern. Gleichzeitig wäre jedoch gewährleistet, dass die konkreten Anwendungsfälle von den Übertragungsnetzbetreibern als der zentralen Instanz zur Systemoptimierung mit ohnehin vorhanden Informationen zu absehbaren Entwicklungen bei der Netznutzung und dem Netzausbaubedarf erarbeitet werden und keine zusätzlichen nebengeordneten Koordinationsstellen notwendig würden.

### ***Leitlinien für mögliche Ausgestaltung in Deutschland***

Ein derartiger Ausschreibungswettbewerb ist in der internationalen Praxis bisher selten angewandt und in der Literatur als regulatorische Maßnahme nicht diskutiert. Im Folgenden soll deshalb auf verschiedene Detailspekte näher eingegangen werden, um eine mögliche Ausgestaltung in der Praxis deutlicher zu machen.

- **Beantragung eines Ausschreibungswettbewerbs:** Vorbedingung für die Durchführung eines Ausschreibungswettbewerbs wäre ein entsprechender bei der Bundesnetzagentur einzureichender und von ihr zu genehmigender Antrag. Der antragstellende ÜNB muss einerseits einen durch Fehlen lastnaher Erzeugung in einer begrenzten Region bedingten nachhaltigen Netzausbaubedarf nachweisen und seine Kosten quantifizieren. Andererseits muss er begründen, dass dieser Netzausbaubedarf durch Ansiedlung lastnaher Erzeugung zuverlässig verringert/vermieden werden kann. Dabei begrenzt die zuverlässige Vermeidung des Netzausbaubedarfs die maximale Größe der Region, für die eine Kraftwerksansiedlung beanreizt werden soll.

Weiterhin hat der Antrag aufzuzeigen sowie durch ausreichende Sensitivitätsanalysen abzusichern, dass die mit einer lastnahen Erzeugung verbundenen (natürlich für den ÜNB nur grob quantifizierbaren) Zusatzkosten der Energieerzeugung die ansonsten anfallenden Kosten für Netzausbau und Stromtransport unterschreiten können. Gleichzeitig muss der ÜNB – z. B. durch Abgleich mit im Kraftwerksanschlussregister erfassten Kraftwerksanschlussbegehren und Kraftwerksprojekten – darlegen, dass ohne Veranstaltung eines Ausschreibungswettbewerbs lastnahe Erzeugung vermutlich nicht angesiedelt werden kann. Bei der Antragstellung sollte sich der ÜNB auf die gleiche Planungsgrundlage wie bei der Antragstellung im

Rahmen der Investitionsbudgetierung (z. B. Planungsnetzmodell oder ähnliche allgemein anwendbare Szenariodefinitionen und Netzmodelle) stützen.

Auslöser für die Durchführung eines Ausschreibungswettbewerbs sollte nicht primär die Verhinderung einer Kraftwerksansiedlung an einem speziellen Ort sein. Vielmehr ist grundsätzlich im Rahmen der kontinuierlich von den Netzbetreibern durchgeführten Engpass- und Netzausbaubedarfsanalyse zu prüfen, ob Anreize zur Kraftwerksansiedlung eine effiziente Alternative zu überregionalen Netzausbaumaßnahmen sein können. Sollte dies grundsätzlich möglich sein, ist weiter zu spezifizieren, wie eine solche Kraftwerksansiedlung aussehen müsste (Leistung, Benutzungsstunden). Weiterhin wären Erfolgsaussichten zumindest grob zu prüfen. Dazu gehören bspw. – ggf. von externen Dienstleistern zu beschaffende – Aussagen zur prinzipiellen Verfügbarkeit von Kraftwerksstandorten.

Um eine möglichst hohe Teilnahme am Ausschreibungswettbewerb und damit eine tatsächliche Wettbewerbssituation erreichen zu können, erscheint es empfehlenswert, Ausschreibungswettbewerbe nicht beliebig häufig zu veranstalten, sondern Anträge zu bündeln und über die Durchführung von Wettbewerben einmal jährlich (also im Rhythmus der Beantragung von Investitionsbudgets) zu entscheiden.

- **Prüfung eines Antrags auf Ausschreibungswettbewerb:** Die Bundesnetzagentur hätte bei der Prüfung eines Antrags auf Durchführung eines Ausschreibungswettbewerbs grundsätzlich analog zur Prüfung von Investitionsbudgetanträgen vorzugehen. Insbesondere wären die Bedarfsgerechtigkeit des hinter dem Antrag stehenden Netzausbaus, die Möglichkeit seiner Vermeidung durch erfolgreiche Standortausschreibung und die für den Netzausbau angesetzten Kosten zu prüfen. Gleichzeitig hätte die Bundesnetzagentur sicherzustellen, dass verschiedene Anträge auf Ausschreibungswettbewerbe (insbesondere wenn sie von unterschiedlichen ÜNB stammen) miteinander abgestimmt sind und ggf. die notwendige Koordination herbeiführen. Diese könnte auch die Zusammenlegung unterschiedlicher Anträge und die Verpflichtung zur gemeinsamen Durchführung eines Ausschreibungswettbewerbs beinhalten.

Im Falle einer positiven Bescheidung des Antrags hätte die Bundesnetzagentur eine Obergrenze der Kosten festzusetzen, die aus dem Ausschreibungswettbewerb resultieren und über die Netzentgelte sozialisiert werden dürfen. Diese Obergrenze darf die vermiedenen Netzausbaukosten nicht übersteigen. Um einen Effizienzgewinn für das Gesamtsystem sicherzustellen und unnötige Kosten zu vermeiden, empfiehlt sich insbesondere bei den ersten Anwendungen ein signifikanter zusätzlicher Abschlag.

- **Durchführung des Ausschreibungswettbewerbs:** Prinzipiell sollte der Ausschreibungswettbewerb so organisiert werden, dass sowohl die Erfolgsaussichten als auch die Beteiligung und damit die Chancen für das Zustandekommen eines Wettbewerbspreises maximal sind. So könnte sich z. B. anbieten, bei mehreren Ausschreibungswettbewerben diese nicht parallel,

aber in enger zeitlicher Folge zu veranstalten, um keine Aufteilung der Bieter auf mehrere Wettbewerbe zu riskieren, unterlegenen Bietern einer Runde aber evtl. mit begrenztem Zusatzaufwand für wirtschaftliche Analysen eine zusätzliche Chance zum Zuschlag zu bieten.

Eine – allerdings nicht die einzige – Möglichkeit zur Durchführung des Ausschreibungswettbewerbs wäre die Durchführung einer Auftragsauktion oder *Reverse Auction*. Bei einer solchen Reverse Auction bestimmt die (hier klar durch die ohne lastnahe Kraftwerksansiedlung anfallenden Netzausbaukosten abzgl. evtl. Abschläge nach oben begrenzte) maximale Zahlungsbereitschaft des Einkäufers einer Dienstleistung den Startpreis. Bieter können durch Unterbieten dieses Preises in einen Wettbewerb um die günstigste Erbringung der Dienstleistung treten. Dabei erhält das niedrigste Gebot den Zuschlag. Bei der Umsetzung einer solchen Reverse Auction ist angesichts des zu erwartenden Volumens große Sorgfalt beim Auktionsdesign geboten. Erfahrungen aus der Vergangenheit, z. B. aus der Versteigerung der UMTS-Frequenzen, zeigen aber, dass Auktionen auch bei großen Volumina erfolgreich durchgeführt werden können. Dass dies auch für Reverse Auctions gilt, belegt z. B. der Vorschlag des Auktionstheoretikers Prof. Axel Ockenfels, Reverse Auctions zur Preisfindung bei der Übernahme problematischer Kredite durch den Staat einzusetzen<sup>16</sup>. Als wesentlicher Vorteil werden dabei die Fähigkeit „Marktteilnehmer konzentriert zusammenzubringen“ und „Informationen über Marktwerte und Bewertungen [...] effektiv [zu] offenbaren“ angesehen.

Bei der Ausgestaltung des Ausschreibungswettbewerbs müssen Rechte und Pflichten der beteiligten Parteien klar definiert werden. Dabei ist einerseits den Sicherheitsbedürfnissen der Kraftwerksinvestoren Rechnung zu tragen, andererseits muss die netzentlastende Wirkung der Investition sichergestellt werden. Dies erfordert, dass ein lastnah errichtetes Kraftwerk auch für relevante Zeitbereiche des Jahres in Betrieb ist. Prinzipiell sehen wir hierzu zwei Möglichkeiten:

- Im ersten Fall verpflichtet sich der Übertragungsnetzbetreiber zu einer dem Einmalzahlung bzw., vermutlich präferiert zur Verringerung der Liquiditätseffekte und Netzentgeltkalkulation, zu einer jährlichen Zahlung über einen Zeitraum von z. B. 10-15 Jahren. Dafür garantiert der Kraftwerksbetreiber eine jährliche Mindestbetriebsstundenzahl des errichteten Kraftwerks von z. B. 4000 – 5000 Stunden.
  - Im zweiten Fall verpflichtet der Übertragungsnetzbetreiber sich zu einer jährlichen, zur jeweils eingespeisten Energie proportionalen Zahlung, wodurch ein direkter Anreiz zum Einsatz des Kraftwerkes und damit zur Netzentlastung resultiert.
- Um dem Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich Sicherheit zu geben, dass die angestrebte netzentlastende Wirkung auch erzielt wird, ist ferner zu erwägen,

---

<sup>16</sup> Axel Ockenfels, „Der kleinste Preis gewinnt“, Interview in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung vom 26. September 2008

dass sich der im Ausschreibungswettbewerb erfolgreiche Kraftwerksinvestor verbindlich verpflichtet, in einem Zeitraum von z. B. 5-7 Jahren ab Zuschlag die ausgeschriebene Dienstleistung zu erbringen. Tut er dies nicht, sollten signifikante Strafzahlungen fällig werden, um dem Ergebnis des Ausschreibungswettbewerbs nicht lediglich den Charakter einer Option zu geben.

### ***Bewertung***

Auch für diese Handlungsoption soll im Folgenden ein Abgleich mit den definierten Bewertungskriterien durchgeführt werden:

- Der Ausschreibungswettbewerb erscheint geeignet, eine kosteneffiziente Gesamtkonfiguration des Systems aus Energieerzeugung und –transport und damit eine Entlastung der Endverbraucher zu erreichen. Da die Zahlungsbereitschaft des Übertragungsnetzbetreibers durch die ohne lastnahe Erzeugung anfallenden Netzausbau- und Stromtransportkosten begrenzt ist, wird es vermutlich nicht zu einer ineffizienten lastnahen Ansiedlung von Kraftwerken kommen. Für diese wären nämlich Ausgleichszahlungen notwendig, die über der Zahlungsbereitschaft des Übertragungsnetzbetreibers liegen. Gleichzeitig erscheinen bei einer für alle beteiligten Parteien ausreichende Sicherheiten bietenden Ausgestaltung, auch angesichts der wettbewerblich organisierten Erzeugungslandschaft in Deutschland mit vielen am Markteintritt interessierten neuen Anbietern, der erfolgreiche Abschluss eines Ausschreibungswettbewerbs und damit die Effektivität der Handlungsoption insbesondere in Zeiten mit hohem Kapazitätszubaubedarf vermutlich erreichbar. Darüber hinaus verhindert die Handlungsoption nicht die in Grenzen erwünschte Ansiedlung von Kraftwerken an aus Sicht der Erzeugungskosten begünstigten Standorten z. B. an der Küste, sondern kann lediglich Anreize schaffen, übermäßige Kraftwerkskonzentrationen, die aus einer Nichtberücksichtigung der Stromtransportkosten bei der Ansiedlungsentscheidung herrühren, zu vermeiden.<sup>17</sup> Die Handlungsoption zielt darauf, solche Standorte für Kraftwerksinvestoren attraktiv zu machen, die aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll, im betriebswirtschaftlichen Kalkül von Kraftwerksbetreibern aber bisher unrentabel sind. Sie zielt - ähnlich wie eine rein negative G-Komponente - nicht darauf, heute attraktive Standorte zukünftig unrentabel zu machen. Somit wäre in Summe mit verbesserten Bedingungen für eine Kraftwerksansiedlung in Deutschland zu rechnen, ein Abwandern von Erzeugungsleistung mit negativen Konsequenzen für Wettbewerbssituation und Versorgungssicherheit ist nicht zu befürchten. Gleichzeitig besteht die

---

<sup>17</sup> Allerdings wird es durch die Zahlung von Boni an lastnahe Erzeugung zu insgesamt höheren Kapazitäten im Strommarkt und damit zu einem strompreissenkenden Effekt kommen. Dieser wäre je nach Stärke des Effekts in Investitionsrechnungen für Kraftwerke an allen Standorten entsprechend zu berücksichtigen mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Attraktivität des Kapazitätszubaues. Ähnliche Überlegungen gelten auch für eine rein negative geografisch differenzierte G-Komponente.

Option, fallweise vorzugehen und den Einsatz des Instruments in einfacher Weise auf ausgewählte Regionen und Zeiträume zu begrenzen.

- Bezüglich der Verteilungswirkungen erscheint der Ausschreibungswettbewerb gegenüber anderen Optionen wie der in Abschnitt 4.3.3 beschriebenen Einführung von G-Komponenten als präferiert. Beide Handlungsoptionen erlauben eine prinzipiell effiziente Gesamtsystemkonfiguration, unterscheiden sich jedoch in ihren Verteilungseffekten. Dabei zeichnet sich der Ausschreibungswettbewerb durch einen prinzipiell höheren Anteil der Konsumentenrente an der Gesamtwohlfahrt aus. So werden Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber nur dann ausgelöst, wenn damit tatsächlich Kraftwerksinvestitionen bewirkt werden. Selbst in diesem Fall ermöglicht die wettbewerbliche Preisfindung mit klar definierter Preisobergrenze im Ausschreibungswettbewerb, dass die an Kraftwerksbetreiber geleisteten Ausgleichszahlungen niedriger sind als bei einer G-Komponente, deren Gesamtvolumen sich an der Referenz der Netzausbaukosten orientieren müsste.
- Bei der Umsetzung ist zu beachten, dass einschlägige Vorerfahrungen aus anderen Ländern nicht vorliegen. Insofern muss die Konfiguration des Ausschreibungswettbewerbs mit besonderer Sorgfalt erfolgen. Kritische Erfolgsfaktoren sind dabei aus unserer Sicht u. a. die Verfügbarkeit von Kraftwerksstandorten in der Region, in der eine Kraftwerksansiedlung erfolgen soll, die Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers, die Sicherstellung der Sozialisierungsfähigkeit der Kosten für den Übertragungsnetzbetreiber sowie eine ausreichende Sicherheit und Verbindlichkeit der resultierenden Rechte und Pflichten für alle beteiligten Parteien.
- Die Durchführung eines Ausschreibungswettbewerbs ist nach unserer Einschätzungen mit geltenden regulatorisch-technischen Regelwerken zur Zusammenarbeit im europäischen Stromverbund kompatibel.
- Gleichwohl ist sie im geltenden Ordnungsrahmen nicht vorgesehen. Eine Anpassung des nationalen Rechtsrahmens wäre deshalb unvermeidlich. Diese müsste z. B. auf die netzausbauanaloge Behandlung von Ausschreibungswettbewerben in der in der Anreizregulierungsverordnung geregelten Investitionsbudgetierung zielen. Widersprüche zum europäischen Rechtsrahmen sind nicht erkennbar.

In Summe erscheint die Durchführung von Ausschreibungswettbewerben eine mögliche effiziente Handlungsoption, um eine lastnahe Ansiedlung von Kraftwerken zu erreichen. Aufgrund der fehlenden Vorerfahrungen aus anderen Ländern wäre jedoch bei der Parametrierung des Systems besondere Sorgfalt anzuwenden.

### 4.3.5 Sonstige Optionen

#### *Verhandlungslösung – Deep connection principle*

Wie bereits in Abschnitt 4.3.1 beschrieben, bauen Verhandlungslösungen darauf auf, dass für externe Effekte klare Eigentumsrechte definiert werden und diese Rechte eine der Marktparteien zugeordnet werden. Werden den Akteuren dabei entsprechende Freiheitsgrade eingeräumt, können diese über freie Verhandlungen und entsprechende Kompensationsvereinbarungen zu einer effizienten Lösung finden. Im Rahmen des strategischen Engpassmanagements kann dies bedeuten, dass netzbetreiberseitige oder netznutzerseitige Rechte definiert werden:

- **Netzbetreiberseitige Rechte:** Der Übertragungsnetzbetreiber erhält das Recht, bei absehbaren Netzengpässen den Netzzugang für neue Kraftwerke (und ggf. Verbraucher) zu verweigern. Es wird zudem zugelassen, dass der Kraftwerksbetreiber dem Netzbetreiber dieses Recht abkauft. Der Netzbetreiber wird dann sein Recht verkaufen, wenn der Kraftwerksbetreiber bereit ist, mehr zu zahlen als der Netzausbau kostet. Dieses Prinzip ist im Grundsatz unter dem Stichwort „Deep Connection Charge“ bekannt.
- **Netznutzerseitige Rechte:** Kraftwerksbetreiber (und Verbraucher) erhalten das Recht, an jedem Netzknoten Netzanschluss für Neuanlagen zu erhalten. Die daraus entstehenden Engpasskosten trägt der ÜNB. Zudem erhält der ÜNB die Option, dem Kraftwerksbetreiber dieses Recht abzukaufen, ihm also eine Ausgleichszahlung zu gewähren, wenn das Kraftwerk an einem anderen Ort im Netz errichtet wird. Der Kraftwerksbetreiber wird sich dann für eine Standortverlagerung entscheiden, wenn die Ausgleichszahlung höher ist als seine durch die Verlagerung entstehenden Zusatzkosten. Die Zahlungsbereitschaft des ÜNB liegt maximal in Höhe der Netzausbaukosten. Um seine Zahlungen zu minimieren kann der ÜNB zudem die einzelfallbezogenen Ausgleichszahlungen über Wettbewerb zwischen den Kraftwerksbetreibern ermitteln oder sogar selbst die Entwicklung von Standorten übernehmen und diese ausschreiben.

Das Deep Connection Principle ist z.B. aus der amerikanischen Regulierungspraxis bekannt. Für den ÜNB ergeben sich hierdurch Anreize, mit den Kraftwerksbetreibern in Verhandlungen zu treten und eine Kostenübernahme für den Netzanschluss und den Netzausbau im System zu vereinbaren. Der Verhandlungsablauf könnte z.B. wie folgt strukturiert sein:

1. Kraftwerk beantragt Netzanschluss;
2. ÜNB prüft Kapazitätsverfügbarkeit im Netz;
3. Falls Kapazitätsknappheit: Berechnung der notwendigen Netzausbaukosten und „Kostenvoranschlag“ durch ÜNB;
4. Kraftwerksbetreiber entscheidet über Standort und Zubau.

Die genannte Methodik könnte auch angewandt werden, um Kraftwerkszubauten an bestimmten Standorten im Netz zu „belohnen“ (s. unten, „Ausgleichszahlungen an Kraftwerksbetreiber“)

Theoretisch ist der genannte Ansatz als effizient zu bewerten, da die externen Effekte der Standortentscheidung auf den Kraftwerksbetreiber übertragen werden. In der Praxis ergibt sich jedoch eine Reihe von Nachteilen:

- Ermittlung der Grenzkosten des Netzzubaus: Aufgrund der sprunghaften Charakteristik des Netzausbaus (sprungfixe Kosten) und der Vermaschung des Netzes führt eine isolierte Berechnung der Netzausbaukosten bzw. Netzentlastungen für Einzelprojekte ggf. zu Fehlanreizen.
- Sekundäreffekte auf Erzeugungsmarkt und Wettbewerb: positive Einspeiseentgelte könnten neue Kraftwerksprojekte unrentabel machen oder zeitlich verzögern. Dies wird in der Praxis in Deutschland v.a. „New Entrants“ treffen. Insbesondere würden neue Standorte im Norden Deutschlands benachteiligt.
- Missbrauchsanfällig: In einem System mit vertikal integrierten Stromunternehmen ist ein solcher einzelfallbezogener Ansatz mit einem komplexen Kalkulationsmechanismus anfällig für Missbrauch. Das Regulierungserfordernis wäre entsprechend hoch.

Aus diesen Gründen halten wir die Einführung eines einzelfallbezogenen „Deep Connection Principles für Deutschland für wenig geeignet und politisch nur schwer durchsetzbar.

#### ***Verhandlungslösung – Einzelfallbezogene Ausgleichszahlungen an Kraftwerksbetreiber***

Verhandlungslösungen sind grundsätzlich auch bei der Definition netznutzerseitiger Rechte möglich: Kraftwerksbetreiber würden z.B. in diesem Fall das Recht erhalten, an jedem beliebigen Netzknoten Kraftwerke zu errichten, ohne Berücksichtigung netzseitiger Beschränkungen. Netzbetreibern müsste dann erlaubt sein, mit den Kraftwerksbetreibern einzelfallbezogen Ausgleichszahlungen für Standortverlagerung zu verhandeln und an diese zu zahlen.

Theoretisch ist der genannte Ansatz – analog zum Deep Connection Principle – als effizient zu bewerten. In der Praxis würden sich aber auch ähnliche Nachteile einstellen. Insofern halten wir auch diese einzelfallbezogene Verhandlungsvariante für Deutschland für wenig geeignet und politisch nur schwer durchsetzbar.

#### **4.4 NETZBETREIBERSEITIGE HANDLUNGSOPTIONEN**

Letztlich sollte der Ordnungsrahmen so ausgestaltet werden, dass entweder Netzbetreiber oder Kraftwerksinvestoren die effizientesten Ausbauentscheidungen (entweder Netzausbau und lastnahe Kraftwerksansiedlung) vornehmen. Das setzt voraus, dass nicht nur Anreize für erzeugerseitige Maßnahmen geschaffen werden, sondern auch entsprechende Anreize für netzbetreiberseitige Maßnahmen zur Auflösung struktureller Engpässe ergriffen werden.

Im nachfolgenden befassen wir uns daher mit den netzbetreiberseitigen Maßnahmen. Dabei gehen wir insbesondere ein auf folgende potentielle Instrumente:

- Investitionsbudgets;
- Kapitalverzinsung und ggf. Zusatzrenditen auf strategische Projekte;
- Elemente der Anreiz- bzw. Qualitätsregulierung.

Dabei zeigen wir, dass insbesondere Klarstellungen und Konkretisierungen bei der Anwendung der sogenannten Investitionsbudgets erforderlich sind, um den notwendigen Netzausbau anzuregen. Daneben können ergänzend auch Instrumente der Anreiz- bzw. Qualitätsregulierung eingesetzt werden.

#### 4.4.1 Investitionsbudgets

Im Rahmen der Investitionsbudgets nach § 23 ARegV können sich Übertragungsnetzbetreiber Kapitalkosten (Abschreibungen und Kapitalverzinsung) von der Bundesnetzagentur als nicht beeinflussbar genehmigen lassen. Im Rahmen von Investitionsbudgets genehmigte Kosten sind damit von der Anreizregulierung ausgenommen und im Rahmen der Netztarife auf Netznutzer wälzbar. Investitionsbudgets werden genehmigt, bevor eine Investition getätigt wird. Investitionsbudgets werden für Erweiterungs- und Restrukturierungsinvestitionen, nicht jedoch für Ersatzinvestitionen genehmigt.

Durch das Instrument der Investitionsbudgets ist damit ein grundsätzlicher Lösungsansatz vorgesehen, über den die Amortisation von Investitionen gewährleistet und damit eine Planungssicherheit für den Investor geschaffen werden kann.

Mit Blick auf die praktische Umsetzung erscheint eine Präzisierung einiger Verfahrensschritte durch die Bundesnetzagentur sinnvoll. Solange die entsprechenden Präzisierungen nicht erfolgen, können Unsicherheiten beim Netzinvestor fortbestehen, die bestimmte energiewirtschaftlich gebotene Investitionen als betriebswirtschaftlich zu riskant erscheinen lassen. Dies könnte in Folge zu einer Verzögerung oder gar der Unterlassung von bestimmten energiewirtschaftlich angezeigten Investitionen führen. Präzisierungsbedarf besteht insbesondere hinsichtlich:

- *Abschläge vom Antragsvolumen* – Die Bundesnetzagentur hat angekündigt, einen Anteil an neuen Investitionen als Ersatzinvestition anzusehen. Dieser Investitionsanteil würde als kontrollierbare Kosten behandelt und der Anreizregulierung unterworfen. Für entsprechende Investitionen besteht damit keine Garantie der Kostenwälzung. Das genaue Vorgehen wurde noch nicht festgelegt, und damit besteht für Investoren ein bestimmtes Maß an Unsicherheit.
- Unsicherheit über *Geltungsdauer* - Genehmigungen von Investitionskosten als nicht beeinflussbare Kosten sollen zeitlich befristet sein. Nach Ablauf der Frist würden die Kapitalkosten als beeinflussbar gelten und der Anreizregulierung unterliegen. Die genaue Dauer der Befristung ist noch

nicht endgültig festgelegt, und auch damit besteht für Investoren ein bestimmtes Maß an Unsicherheit.

Daneben ist auch unklar, wie die Bundesnetzagentur in Einzelfällen entscheiden wird. Je nach Entscheidung der Behörde kann sich dies weitergehend auf Investitionsentscheidungen auswirken:

- *Prüfung* – Die Bundesnetzagentur prüft die Investitionsbudgets der Netzunternehmen und behält sich eine künftige Nachprüfung vor. Damit werden Netzbetreiber mit dem Beginn einer Investitionsmaßnahme zumindest bis zu einer Entscheidung der Behörde warten, und ggf. selbst im Fall einer positiven Entscheidung besteht noch keine vollständige Planungssicherheit.
- *Keine Garantie für Erstattung Betriebskosten* - Investitionsbudgets sind auf die Kapitalkosten beschränkt. Die laufenden Betriebskosten, die im Zusammenhang mit Investitionen stehen, sind damit einer Anreizregulierung unterworfen, und es ist unklar, inwiefern die laufenden Betriebskosten wälzbar sind.

Planungssicherheit stellt sich hier ggf. erst nach ersten Erfahrungen mit Entscheidungen der Behörde ein. Hier ist es sinnvoll entsprechende Entscheidungen schnell herbeizuführen.

#### 4.4.2 Ansatzpunkt: Kapitalverzinsung

Im Grundsatz ist den Netzbetreibern für das investiv eingesetzte Kapital eine angemessene Verzinsung zu zahlen, so dass sie sich selbst über Eigen- und Fremdkapital finanzieren können. Insofern kommt der Bestimmung einer angemessenen Kapitalverzinsung eine wesentliche Rolle bei der Finanzierbarkeit von Investitionen zu. Andererseits ist eine unangemessen hohe Verzinsung des Kapitals zu vermeiden, um ungerechtfertigt hohe Netzentgelte zu verhindern.

Die Bundesnetzagentur bereitet derzeit eine Entscheidung zur zulässigen (kalkulatorischen) Verzinsung des Eigenkapitals vor. Daneben gestattet die Bundesnetzagentur bei Erweiterungs- und Restrukturierungsinvestitionen eine Wälzung der tatsächlichen Fremdkapitalkosten, sofern diese marktgerecht sind.

Im Rahmen des vorliegenden Gutachtens soll nicht die Frage nach der Angemessenheit des Verzinsungsniveaus aufgeworfen werden. Dies wird in separaten Entscheiden der Bundesnetzagentur geklärt. Vielmehr soll darauf hingewiesen werden, dass prinzipiell die Möglichkeit bestünde, Zusatzrenditen auf Investitionsprojekte von besonderer Bedeutung zu gewähren. Hierdurch könnten Investitionsanreize gesteigert werden, und es kann ggf. eine Fokussierung des Managementinteresses auf entsprechende Investitionsprojekte erreicht werden (wir lassen dabei an dieser Stelle offen, ob dies Anpassungen oder Klarstellungen des Rechtsrahmens erfordern würde). Entsprechende Ansätze erwiesen sich in der Vergangenheit z.B. in der italienischen und französischen Gaswirtschaft als effektiv.

Trotz der Effektivität der Maßnahme ist diese jedoch auch durchaus kritisch zu sehen:

- Politische statt energiewirtschaftliche Auswahl von Prioritätsprojekten – die Regulierungsbehörde müsste entscheiden, auf welche Investitionsprojekte eine Zusatzrendite gewährt werden soll. Damit besteht ein bestimmtes Risiko, dass nicht notwendigerweise die energiewirtschaftlich sinnvollsten Projekte gefördert werden.
- Risiko von Windfall Profits – mitunter erzielen Netzbetreiber Windfall Profits, da ggf. Investitionsprojekte eine Zusatzrendite erhalten, die auch ohne die Zusatzrendite getätigt worden wären.

Bedeutender als das Nachdenken über Zusatzrendite ist damit die Sorgfalt bei der Bestimmung des Renditeniveaus, das den Netzbetreibern allgemein zugbilligt wird. Damit setzt sich die Bundesnetzagentur bei der Vorbereitung aktueller Entscheidungen ohnehin auseinander.

#### 4.4.3 Ansatzpunkt: Anreizregulierung

Anreize zu Investitionen in den Netzausbau mit dem Ziel der Beseitigung struktureller Engpässe können mittelbar auch über die Anreizregulierung gegeben werden. Danach könnten folgende Ansätze greifen:

- **Anreizregulierung –**
  - Engpasskosten als Symptom - strukturelle Netzengpässe spiegeln sich in der Erfordernis eines Eingriffs in den Kraftwerksabrufl wider. Entgegen der Erzeugungsabsicht der Kraftwerksbetreiber müssen ggf. Kraftwerke „vor“ einem Engpass gedrosselt gefahren werden und hinter einem Engpass „hochgefahren“ werden. Man spricht auch von Redispatch-Kosten. Hierfür entstehen Kosten, z.B. da nicht mehr die kostengünstigsten, sondern die netztopologisch am günstigsten platzierten Kraftwerke eingesetzt werden. Diese Kosten manifestieren sich in Zahlungen, die der Netzbetreiber an die Kraftwerksbetreiber leisten muss, um diese zu einer Abweichung von ihrem eigentlich beabsichtigten Kraftwerksfahrplan zu bewegen.
  - Kostenanreize – wird der Netzbetreiber für die so entstehenden Engpasskosten verantwortlich gemacht – d.h. kann er diese nicht einfach im Rahmen der Netzentgelte an die Netznutzer überwälzen – hätte er ein inhärentes Interesse, Netzengpässe möglichst kostengünstig aufzulösen. Er würde dann ggf. abwägen, ob die Engpasskosten am günstigsten durch einen Netzausbau, oder langfristig durch Anreize zur Standortverlagerung von Kraftwerken zu beheben wären. Der Netzbetreiber hätte damit regulatorische Anreize, ein Anreizsystem für Kraftwerksinvestoren zu entwickeln, das auch Preissignale zur Kraftwerksansiedlung enthielte. Durch die Einführung einer Anreizregulierung auf die Engpasskosten, könnten so effiziente Anreize dafür gegeben werden, dass der Netzbetreiber effiziente Standortsignale gibt.
  - Risiken – Dieses System erscheint theoretisch attraktiv, bringt aber in der Praxis Probleme mit sich. Der Netzbetreiber kann zwar über

Netzinvestitionen oder Standortanreize die Engpasskosten beeinflussen. Eine solche Beeinflussung kann aber nur langfristig wirken, nämlich nachdem entsprechende Netz- oder Kraftwerksinvestitionen getätigt wurden. Kurzfristig wäre der Netzbetreiber hingegen erheblichen Kostenrisiken ausgesetzt. Erfahrungsgemäß können die Engpasskosten nämlich in Abhängigkeit von Häufigkeit und Umfang von Engpässen und den spezifischen Kosten einer Änderung der Kraftwerksfahrweise um z.B. ein MWh von Monat zu Monat und Jahr zu Jahr stark variieren. Entsprechende kommerzielle Risiken könnten bedingen, dass die Risikokapitalkosten des Unternehmens steigen, ggf. in einem Ausmaß, so dass sich Netzinvestitionen nicht mehr rechnen. In diesem Fall könnte die Anreizregulierung sogar kontraproduktiv wirken. Sofern eine entsprechende Logik verfolgt werden sollte, wäre es also sinnvoll, das Risiko für den Netzbetreiber zu begrenzen. Das wird mit dem nachfolgenden Ansatz verfolgt.

- **Qualitätsregulierung** – Es besteht die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber nicht voll den Risiken der Engpasskosten ausgesetzt wird, er aber trotzdem in definierten Grenzen für diese verantwortlich gemacht wird. Ein solcher Ansatz ließe sich ggf. im Rahmen einer Qualitätsregulierung nach Anreizregulierungsverordnung implementieren. Danach wäre die Zielqualität z.B. als Umfang von Netzengpässen oder den daraus entstehenden Redispatch-Kosten zu definieren. Wird der Zielwert erreicht oder übererfüllt, erhielte der Netzbetreiber eine Anreizzahlung, erreicht er den Zielwert nicht, muss er eine Pönale leisten. Die Anreizzahlung kann aus den eingesparten Engpasskosten finanziert werden (im Fall einer Pönale müsste der Netzbetreiber praktisch einen Teil der Engpasskosten selber tragen). In einem solchen Regime lässt sich andererseits das Risiko des Netzbetreibers begrenzen:

- Gewinnteilung – die Qualitätsregulierung kann so eingestellt werden, dass der Netzbetreiber nur einen Teil der Kostenersparnis als Gewinn einbehalten darf bzw. er nur einen Teil der höheren Engpasskosten finanzieren muss.
- Risikolimit – zugleich kann das maximale jährliche Risiko, dem der Netzbetreiber ausgesetzt wird, a priori begrenzt werden.

Ein entsprechender Ansatz hat sich in der britischen Stromwirtschaft unter dem Begriff des „Transmission Services Scheme“ als sehr effektiv erwiesen.

#### 4.5 ZUSAMMENWIRKEN VON NETZBETREIBER- UND NETZNUTZERSEITIGE MAßNAHMEN

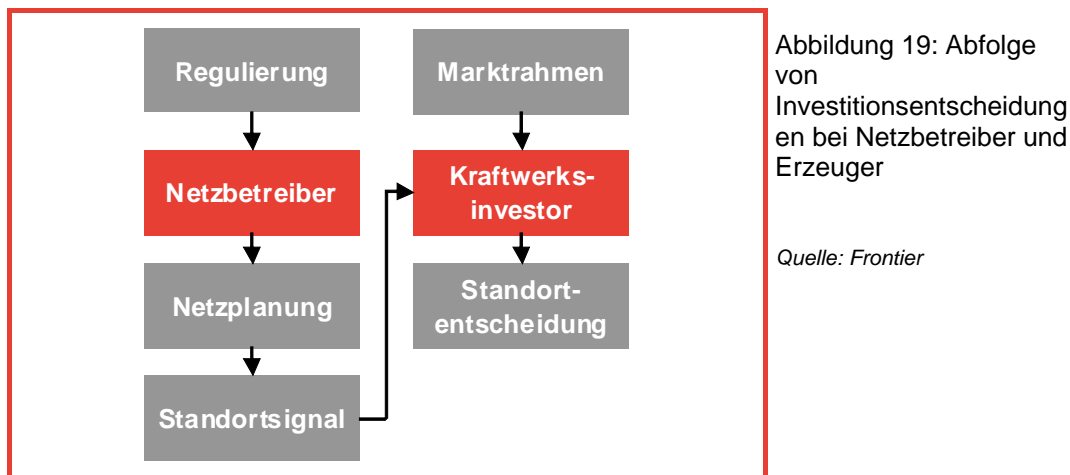
Ziel der zu ergreifenden Maßnahmen ist eine effiziente Weiterentwicklung des Stromsystems – bestehend aus dem Übertragungsnetz einerseits und den Kraftwerkskapazitäten und ihren Standorten, andererseits. Um diese Weiterentwicklung zu gewährleisten, ist die historische integrierte Planung von Netz und Erzeugung in vertikal integrierten Verbundunternehmen durch eine

marktliche Koordination zwischen Netzbetreibern und Erzeugern zu ersetzen. Dabei muss dieses Regime gewährleisten, dass (unter Beachtung sonstiger standort- und netzrelevanter Kosten):

- Netzausbau erfolgt, wenn dies die kostengünstigere Variante ist als der Brennstofftransport über weite Distanzen zu lastnah zu errichtenden Kraftwerken;
- Kraftwerke lastnah errichtet werden, wenn der Brennstofftransport günstiger ist als der Stromtransport über weite Distanzen.

Dabei gelten folgende Grundsätze:

- **Entscheidungen erfolgen sequenziell** – Die Herausforderung besteht darin, dass Kraftwerksansiedlungsentscheidungen von einem Akteur (dem Erzeuger), die Netzausbauentscheidungen von einem anderen Akteur (dem Netzbetreiber) getätigt werden. Daher stellt sich die Frage, bei welchem Akteur der Hebel anzusetzen ist. Da der Kraftwerksinvestor nicht die Investitionsentscheidung des Netzbetreibers steuern kann, bietet es sich an, den Hebel beim Netzbetreiber anzusetzen (Abbildung 19).



- **Standortsignal an Kraftwerksinvestor orientiert an den Ausbaukosten des Netzes bzw. den Brennstofftransportkosten** – Dabei müssen die Entscheidungen zu Netzausbau und Kraftwerksansiedlung, die in den vertikal integrierten Unternehmen traditionell simultan erfolgten, nun gedanklich sequenziell ablaufen. In dieser „Entscheidungskette“ ist die Standortentscheidung des Kraftwerksinvestors der Ausbauentcheidung des Netzbetreibers nachgelagert. Mithin muss der Netzbetreiber dem Kraftwerksinvestor ein Preissignal geben, das ihn zu einer effizienten Standortwahl bewegt. Es wäre z.B. effizient, ein Kraftwerk lastnah zu bauen, wenn der Netzausbau zu teuer wäre. Mithin muss das Standortsignal an den Kraftwerksinvestor die alternativen Kosten des Netzausbaus reflektieren bzw. muss mindestens für die höheren Brennstofftransportkosten bei lastnaher Kraftwerksansiedlung kompensieren. Hierzu haben wir im Rahmen der Diskussion der netznutzerorientierten Ansätze zwei mögliche Varianten diskutiert:

- Preissignale an den Investor reflektieren die inkrementellen Ausbaukosten des Netzes – Ein solches Regime könnte z.B. implementiert werden, indem das heute bestehende Netzentgeltregime um erzeugerseitige Netzentgelte (sogenannte G-Komponente) ergänzt werden. Diese Entgelte könnten z.B. auch „negativ“ ausgestaltet werden: die G-Komponente könnte im Normalfall „0“ betragen und an solchen Standorten negativ sein (der Kraftwerksinvestor erhielte vom Netzbetreiber also eine Zahlung), an denen die Errichtung eines neuen lastnahen Kraftwerks zur Vermeidung von Netzausbaukosten beitragen könnte. Eine solche „negative“ G-Komponente wäre über Nachfrageentgelte zu finanzieren. Hierdurch würden Nachfrager aber nicht stärker (sondern eher weniger stark) belastet als im Fall der Alternative: einer Investition in die Netzverstärkung. Der Vorteil einer negativen G-Komponente wäre, dass Deutschland – im Vergleich zum benachbarten Ausland - als Kraftwerksstandort attraktiv bliebe. Von Nachteil ist allerdings, dass die Netzausbaukosten die zusätzlichen Brennstofftransportkosten des Kraftwerksinvestors signifikant übersteigen können, so dass die Investoren (zumindest vorübergehend) eine zusätzliche Rente erhalten und die gewünschten Allokationseffekte auch mit niedrigeren Transfers von den Netzbetreibern (also letztlich Verbrauchern) zu den Kraftwerksinvestoren erreichbar wären.
- Zahlungsbereitschaft des Kraftwerksinvestors wird über Auktion festgestellt – Es wäre auch möglich, die erläuterte negative G-Komponente als Ausgangswert zu nehmen. Per Auktion könnte dann ermittelt werden, ob es Kraftwerksinvestoren gibt, die auch bereit wären, die Kraftwerksansiedlung in einer Region für einen günstigeren Preis zu gewährleisten. Dabei dürften sich die Angebotspreise in einer entsprechenden Auktion an den Brennstofftransportkosten der jeweiligen Investoren orientieren. Sofern die Brennstofftransportkosten deutlich unter den korrespondierenden Netzausbaukosten liegen, würde eine niedrigere (negative) G-Komponente realisiert. Mithin wären die Zahlungen an Erzeuger weniger stark über Nachfragerentgelte zu finanzieren, und die Nachfrager würden stärker an den Vorteilen des Regimes beteiligt.
- **Regulierungsanreize an Netzbetreiber** – Die Anreize an den Netzbetreiber ein entsprechendes Netzentgeltregime für Erzeuger zu entwickeln und im geeigneten Fall auch Netzinvestitionen zu tätigen, müssen über den Regulierungsrahmen gegeben werden:
  - Investitionsanreize – Diese setzen wie erläutert eine präzise Definition des Regulierungsinstruments der Investitionsbudgets voraus. Dies ist eine notwendige Voraussetzung für Investitionsanreize. Damit die Netzinvestitionen auch in die richtigen Investitionsprojekte gelenkt werden, wäre eine Qualitätsregulierung für Übertragungsnetze zu erwägen, bei der die Risiken für den Netzbetreiber aber klar begrenzt zu wären.

- Einsatz Allokationsinstrumente – die Entwicklung eines entsprechenden erzeugerseitigen Anreizes könnte einerseits politisch vorgegeben werden – hier besteht allerdings die Gefahr eines nicht optimalen Regimes. Andererseits könnten dem Netzbetreiber kommerzielle Anreize gegeben werden, ein solches Instrument umzusetzen. Hierzu wäre z.B. eine entsprechende Ausgestaltung der Qualitätsregulierung geeignet.

Mit dem hier beschriebenen Ansatz ist es prinzipiell möglich, die vormals simultanen Entscheidungsprozesse zu Kraftwerksansiedlung und Netzausbau über kommerzielle Interaktion am Markt nachzubilden.



## 5 Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen

Im Rahmen des Gutachtens waren grundsätzlich zwei Fragestellungen zu analysieren:

- Besteht grundsätzlich ein Steuerungsdefizit im deutschen Stromnetz bezüglich Kraftwerksstandortentscheidungen und Netzausbau?
- Mit welchen Handlungsoptionen könnte das Steuerungsdefizit behoben werden und wie sind diese Optionen zu bewerten?

Im Folgenden werden die wesentlichen Ergebnisse bezüglich dieser Fragestellung erläutert und in einem Fazit zusammengefasst:

### 5.1 SCHLUSSFOLGERUNGEN BEZÜGLICH DES STEUERUNGSDEFIZITS

Die Analyse der rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in Deutschland zeigt, dass heute keine systematische und hinsichtlich gesamtwirtschaftlich effizienter Entscheidungen optimierte Koordination von Kraftwerksstandortentscheidungen einerseits und Netzausbau andererseits erfolgt:

- Kraftwerksstandortentscheidungen: Kraftwerksinvestoren werden im geltenden Ordnungsrahmen grundsätzlich nicht mit den Kosten des Übertragungsnetzes belastet und berücksichtigen deshalb in ihren Investitionsrechnungen heute nicht systematisch die Kosten eines Netzausbaus, der aufgrund von Kraftwerksinvestitionen möglicherweise induziert wird. Insofern fehlt heute konzeptionell eine Schnittstelle zwischen Kraftwerksinvestoren und Netzbetreibern, über die den Kraftwerksbetreibern Kostensignale aus dem Netzbereich vermittelt werden.
- Netzzubauentscheidungen: Die deutsche Regulierung sieht innerhalb des Anreizsystems für Netzbetreiber keine Abwägung zwischen Netzausbaukosten und Kraftwerksstandortverlagerungen vor. Es erfolgt also keine explizite und inhärente Koordination über das Regulierungssystem. Insofern ist nicht unmittelbar über das Anreizsystem sichergestellt, dass Netzinvestitionen tatsächlich in effizienter Weise durchgeführt werden. Allerdings müssen Netzbetreiber z.B. im Rahmen von Investitionsbudgets der BNetzA ihre Ausbauentscheidungen begründen. Insofern unterstehen die in Investitionsentscheidung erfassten Netzausbauentscheidungen einer Prüfung durch die BNetzA. Dies bewirkt allerdings eher eine regulatorische, politische oder technische statt einer betriebswirtschaftlichen Lenkung von Investitionen.

Die empirische Analyse zeigt, dass diese Steuerungsdefizite durchaus in der Praxis relevant (oder unter einer ausreichenden Anzahl von Zukunftsszenarien relevant werden können) und nicht vernachlässigbar sind. So beobachten wir unter den derzeitigen Kraftwerksprojekten eine Reihe von

Standortentscheidungen, die einen Anstieg der lastfernen Stromerzeugung nach sich ziehen und möglicherweise bei einer zunehmenden Verknappung innerdeutscher Netzkapazitäten nicht effizient sein könnten bzw. bei Fortsetzung des Trends (und gleichzeitig verzögertem Netzausbau) sogar die Versorgungssicherheit gefährden könnten. Insbesondere zeigt die Analyse auf Basis eines Vergleichs der Transportkosten für Brennstoffe und Strom, dass die lastnahe Erzeugung in folgenden Fällen Effizienzvorteile erwarten lässt:

- Für Kohlekraftwerke, falls der Transport von der Küste in das Binnenland über *längere* Strecken und v.a. auf der Rheinschiene erfolgt.
- Für Kohlekraftwerke, falls eine Entscheidung zwischen Binnenstandorten zu treffen ist (z. B. Kraftwerk in der Region Mannheim gegenüber der Region Rhein/Ruhr).
- Für Gaskraftwerke – es ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine generelle Präferenz für lastnahe Erzeugung.
- Für Kernkraftwerke - ergibt sich aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eine generelle Präferenz für lastnahe Erzeugung (in Deutschland allerdings Kernkraftwerksneubauten derzeit politisch ausgeschlossen).

Zudem kann ein zunehmender Verkabelungsgrad bei Stromleitungen Stromtransport gegenüber Brennstofftransport zunehmend unwirtschaftlich machen: Sollten zukünftig die Netzausbau- und damit Stromtransportkosten insbesondere bedingt durch zunehmende Verkabelungsanforderungen stark ansteigen, sinkt die Transportentfernung, ab der der Stromtransport gegenüber einer lastnahen Ansiedlung von Kohlekraftwerken unwirtschaftlich wird. Bei Annahme hoher Verkabelungsanteile (z. B. ab ca. 25%) für neue Höchstspannungsleitungen ist der Stromtransport in keinem Fall wirtschaftlich.

Es gibt also deutliche Hinweise darauf, dass in einer Vielzahl von Fällen die lastferne Standortwahl von neuen Kraftwerken auch bei Berücksichtigung zusätzlicher Brennstofftransportkosten im Vergleich mit dem alternativ notwendigen Netzausbau und Stromtransport zu Wohlfahrtsverlusten führt. Dies gilt umso mehr, als ein relevanter Teil der Last in Deutschland in Regionen konzentriert ist, in denen eine lastnahe Erzeugung als potenziell effizient erscheint.

Andererseits ist die Frage, ob es volkswirtschaftlich günstiger ist, konventionelle Kraftwerke verbrauchsnahe anzusiedeln und die (v.a. durch den dann notwendigen Brennstofftransport) anfallenden Mehrkosten in Kauf zu nehmen, oder alternativ den notwendigen Netzausbau zur Ermöglichung des Elektrizitätstransports bzw. den verlustbedingten Kosten dieses Transports selbst durchzuführen, nicht für alle Fälle eindeutig zu beantworten. Vielmehr haben unsere Untersuchungen ergeben, dass fallspezifisch auch eine verbrauchsferne Ansiedlung vorteilhaft sein kann. So kann unter Annahme akzeptabler Netzausbaukosten (d. h. keine oder nur geringe Verkabelungsanteile) eine Kraftwerksansiedlung an Küstenstandorten volkswirtschaftlich effizient sein kann.

## Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen

Es besteht damit nicht für alle Fälle eine Zwangsläufigkeit, Anreize zu einer lastnahen Standortwahl zu setzen. In jedem Fall sollten Anreizsysteme die Flexibilität haben, dass auch Kraftwerkszubau an lastfernen Standorten möglich ist und sich die Marktakteure (Kraftwerksinvestoren und/oder Netzbetreiber) an die unterschiedlichen Gegebenheiten anpassen können.

## 5.2 SCHLUSSFOLGERUNGEN BEZÜGLICH HANDLUNGSOPTIONEN

Zu unterscheiden sind netznutzer- und netzbetreiberseitige Handlungsoptionen

- *Netznutzerseitige* Maßnahmen zielen darauf ab, zur Behebung von Netzengpässen die Netzeinspeisungen (Erzeugung) und/oder Netzlasten räumlich anzupassen.
- *Netzbetreiberseitige* Maßnahmen zielen darauf ab, die technisch und/oder kommerziell verfügbare Netzkapazität zu erhöhen, indem die Nutzung bestehender Anlagen (über verbesserte Lastflussberechnungen, neue Leit- und Schutzkonzepte, Einbau von Phasenschiebern etc.) optimiert oder Leitungskapazität physisch ausgebaut wird.

Unterschieden werde zudem operative (kurzfristige) und (langfristige) Maßnahmen des Engpassmanagements. Kurzfristige Maßnahmen zum Management von Netzengpässen zielen darauf ab, den aktuellen Einsatz der bestehenden Kraftwerkskapazitäten zu modifizieren oder kurzfristig durch technische oder kommerzielle Maßnahmen die verfügbare Netzkapazität zu erhöhen.

Wir haben uns in dieser Studie im Wesentlichen auf strategische (langfristige) Maßnahmen des Engpassmanagements fokussiert. Langfristige (strategische) Maßnahmen des Engpassmanagements haben die Beeinflussung der Investitionsentscheidungen von Netznutzern bzw. Netzbetreibern zum Ziel.

### *Netznutzerseitige Maßnahmen*

Grundlegende Aufgabestellung der netznutzerseitigen Maßnahmen ist es, Allokationssignale für die Standortwahl von Kraftwerken zu geben, die den Kostenimplikationen von Standortwahl und Netzausbau Rechnung trägt und daher für die diejenigen Fälle, in denen eine geänderte Standortwahl gesamtwirtschaftliche Vorteile schafft, ein wirksames Allokationssignal schafft,

Weiterhin bestehen für die Ausgestaltung von Anreizsystemen in Deutschland eine Reihe von grundsätzlichen Rahmenbedingungen und Anforderungen, die bei jedem denkbaren Maßnahmensystem zu beachten wären:

- Verzicht auf Anreizsignale für Ausspeisungen/Entnahmen: Grund hierfür ist die Vermeidung von Strukturbrüchen bei gleichzeitig deutlich eingeschränkten Erwartungen bezüglich der praktischen Realisierbarkeit von Lastverschiebung in Deutschland.
- (Hohe) Belastungen für Erzeuger/Kraftwerksinvestoren vermeiden: Anders als z.B. UK ist Deutschland in das kontinentaleuropäische Verbundnetz eingebettet. So könnten (signifikante) Zahlungen von Kraftwerken für die

Einspeisung in Deutschland Kraftwerksverlagerungen in das Ausland induzieren oder Kraftwerksinvestitionen verzögern.

- Koordination zwischen Netzbetreibern erforderlich: Aufgrund der heutigen Struktur des Eigentums und Betriebs des Stromübertragungsnetzes müsste in allen Anreizsystemen eine technische und wirtschaftliche Koordination zwischen Netzbetreibern erfolgen

Netznutzerseitig werden in der strom- und gaswirtschaftlichen Praxis zum Management von Netzengpässen verschiedene Maßnahmen bzw. Ansätze eingesetzt:

- Abgabensysteme: Beispiel sind hier v.a. lokal/regional differenzierte Einspeise-/Ausspeisetarife (Entry/Exit Tarife) für Netznutzer. Durch geografisch differenzierte Entry/Exit Tarife werden Erzeugern und Stromverbrauchern Preissignale vermittelt, die bei entsprechender Ausgestaltung die langfristige Kostenwirkung ihrer Stromeinspeisungen und –entnahmen auf das Netz widerspiegeln können (Steuerung über Preise).
- Cap (& Trade): Es werden verfügbare Einspeise/Ausspeisekapazitäten festgelegt, die z.B. über ein Auktions- und Ausschreibungsverfahren vergeben werden. Der Preis für die Kapazitäten ergibt sich in diesem Fall über den Auktions-/Ausschreibungsprozess (Steuerung über Mengen).
- Verhandlungslösung: Verhandlungslösungen bauen auf der Definition und Zuordnung von netznutzerseitigen oder netzbetreiberseitigen Rechten auf. Dies kann z.B. bedeuten, dass Netznutzer für sämtliche Netzerweiterungen aufkommen müssen, die durch ihre zusätzliche Einspeisung im Netz entstehen – also nicht nur die Kostentragung für den unmittelbaren Netzanschluss – (sog. Deep Connection Principle), oder der Netzbetreiber Netznutzern einen Ausgleich zahlen darf, wenn sie durch Standortverlagerungen das Netz entlasten.

Schließlich besteht die Option, nicht über ökonomische Anreize, sondern unmittelbar durch hoheitliche Anweisungen (staatliche Lenkung) externe Effekte zu internalisieren.

Staatliche Investitionslenkung und Verhandlungslösungen sind u.E. keine für Deutschland geeigneten Instrumente des strategischen Engpassmanagements. Hoheitliche Eingriffe bergen das Risiko der ökonomischen Ineffizienz. Ein solch grundlegender staatlicher Eingriff wäre zudem in einem marktwirtschaftlichen System nur dann gerechtfertigt, wenn eine anderweitige Internalisierung der externen Effekte grundsätzlich nicht möglich oder z.B. aufgrund hoher Transaktionskosten zu kostspielig wäre. Dies ist nach unserer Auffassung nicht der Fall.

Auch einzelfallbezogene Verhandlungslösungen halten wir für nicht empfehlenswert. Verhandlungslösungen erweisen sich in der Praxis als schwierig, erfordern einen hohen Regulierungsbedarf u.a. um Missbrauch zu vermeiden und sind wenig transparent.

## Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen

Aus diesen Grund erscheint eine Fokussierung der Diskussion auf

- geografisch differenzierte Tarifsysteme (Einspeise/Ausspeisetarife, Entry/Exit Tarife) für das gesamte Übertragungsnetz, evtl. mit einer regelmäßigen Anpassung der Tarife an die tatsächlichen Gegebenheiten; und
- Durchführung eines **Ausschreibungswettbewerbs** mit einem Auktionsverfahren für die Errichtung von Kraftwerkskapazität in ausgewählten Netzregionen evtl. mit einer Beschränkung auf Einzelfälle.

Zwischen den beiden so beschriebenen Ausprägungen findet sich eine Bandbreite von weiteren Ausgestaltungsoptionen entlang der folgenden Dimensionen, für deren Ausgestaltung Freiheitsgrade bestehen:

- *Granularität* – soll das Instrument einen Bezug auf Netzregionen oder auf genau definierte Netzknoten aufweisen?
- *Flächendeckung* – soll das Instrument auf ausgewählte Netzgebiete oder auf das gesamte deutsche Übertragungsnetz Anwendung finden?
- *Preisfindung* – soll die tatsächliche Höhe der Anreizzahlung durch rechnerische Verfahren oder durch Ausschreibungs- bzw. Auktionsverfahren ermittelt werden?
- *Stabilität* – soll der Allokationsanreiz gegenüber einzelnen oder allen Kraftwerken zeitlich konstant oder zeitlich veränderlich gehalten werden (Variabilität der Anreize für einzelne Netznutzer??)
- *Auszahlung* – soll die Anreizzahlung einmalig oder über einen längeren Zeitraum verteilt oder mit Bezug auf die Kapazitätsbereitstellung oder tatsächliche Einspeisung erfolgen?

Wesentlicher Unterschied zwischen beiden Modellen ist, dass regional differenzierte Ein-/Ausspeisetarife einen Preissteuerungsmechanismus, Auktions-/Ausschreibungsverfahren eine Mengensteuerung darstellen.

Ziel **geografisch differenzierter Einspeise- und Ausspeisetarife** ist es, den Netznutzern (Erzeugern, Last/Verbrauchern) über die Netzentgelte ein Preissignal zu geben, das die Kostenwirkungen ihrer Standortentscheidungen (bzw. Netzeinspeisungen und -ausspeisungen) widerspiegelt und das sie entsprechend bei ihren Standortentscheidungen bzw. Netzeinspeisungen und -ausspeisungen berücksichtigen. Die Tarife werden hierbei ex-ante von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegt, von der Regulierungsbehörde überprüft und periodisch angepasst. Bei der Ermittlung der Tarife könnte der Übertragungsnetzbetreiber z.B. auf bei den im Rahmen der Investitionsbudgetierung nach § 23 ARegV ermittelten Netzausbaubedarfe und -kosten ansetzen. Die Steuerung der Entscheidungen der Netznutzer erfolgt dann über vorab festgelegte Preissignale, das Ausmaß der induzierten Lastverschiebung ist ex-ante offen.

Wesentliche Merkmale geografisch differenzierter Ein- und Ausspeisetarife sind

- aus der Praxis z.B. aus Großbritannien und Schweden bekannt und deshalb konzeptionell bereits umgesetzt;
- hohe Flexibilität der Kraftwerksinvestoren, gemäß ihrer Standortverfügbarkeit und Kostenstrukturen auf geografische Preissignale zu reagieren.
- Strukturbrüche oder Mitnahmeeffekte, sofern das System auch auf Altanlagen angewendet wird;
- Bei Orientierung der regionalen Preisdifferenzierung der Netztarife an den aktuellen Grenzkosten des Netzausbaus Abschöpfung der Renten durch die Kraftwerksbetreiber.

Ein durch die Netzbetreiber aus Kapazitätssicht unmittelbar steuerbares Anreizsystem für Kraftwerksallokation im Netz sind Auktionen/Ausschreibungsverfahren. Ein mögliches Verfahren besteht darin, dass in einem ersten Schritt der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen seiner ohnehin erforderlichen regelmäßigen Netzausbauplanung konkreten Netzausbaubedarf identifiziert. Für diesen Netzausbaubedarf muss der Übertragungsnetzbetreiber – beispielsweise im Rahmen der Investitionsbudgetierung nach § 23 ARegV – die Netzausbaukosten bereits heute quantifizieren. Deren Höhe stellt die Obergrenze der möglichen Kosten für eine lastnahe Kraftwerksstandortwahl dar. In einem zweiten Schritt organisiert der Übertragungsnetzbetreiber einen Ausschreibungswettbewerb, bei dem er die zur Vermeidung des Netzausbaus notwendige Erbringung der Dienstleistung Netzentlastung durch lastnahe Errichtung und Betrieb eines Kraftwerkes zu möglichst niedrigen Kosten (Obergrenze: vermiedene Netzausbaukosten) beschafft. Ziel ist demnach eine Kompensation des Kraftwerksinvestors nur für die zusätzlichen Brennstofftransportkosten. Die ihm entstehenden Kosten muss der ÜNB über die Netzentgelte sozialisieren können.

Wesentliche Merkmale eines Auktions-/Ausschreibungsverfahrens sind

- Flexibilität des Übertragungsnetzbetreibers bezüglich der Kapazitätssteuerung;
- Bei funktionsfähigem Wettbewerb teilweise oder vollständiges Abschöpfen der aus den Kraftwerksstandortentscheidungen im Vergleich zum Netzausbau entstehen Renten.
- Bis heute nur punktuelle Anwendungserfahrung für ähnliche Problemstellungen, Ausgestaltung (z.B. Auktionsregeln, Frequenz etc.) und Funktionsfähigkeit (z.B. bezüglich notwendiger Anbieterzahl) des Ausschreibungswettbewerbs noch offen;
- Ggf. ungenutztes Potenzial der Kraftwerksinvestoren, außerhalb des Auktionssystems entsprechend ihrer Standortverfügbarkeit und individuellen Kostensituation Standortentscheidungen anzupassen; ggf. punktuelle Verzögerungen von Investitionen wegen Optionswert zukünftiger Auktionen für die Kraftwerksinvestoren.

## Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen

Bei der Abwägung der Optionen ergibt sich keine grundlegende Präferenz. Vielmehr sind beide Varianten mit Vor- und Nachteilen behaftet.

### ***Netzbetreiberseitige Maßnahmen***

Die Anreize an den Netzbetreiber, entsprechende Allokationsinstrumente einzusetzen und im geeigneten Fall auch Netzinvestitionen zu tätigen, müssen über den Regulierungsrahmen gegeben werden:

- Investitionsanreize – Diese setzen eine weiter präzierte Definition des Regulierungsinstrumentes der Investitionsbudgets voraus. Dies ist eine notwendige Voraussetzung für Investitionsanreize. Damit die Netzinvestitionen auch in die richtigen Investitionsprojekte gelenkt werden, wäre eine Qualitätsregulierung für Übertragungsnetze zu erwägen, bei der die Risiken für den Netzbetreiber aber klar begrenzt werden sollten.
- Einsatz Allokationsinstrumente – Die Entwicklung eines entsprechenden erzeugerseitigen Anreizes könnte einerseits politisch vorgegeben werden – hier besteht allerdings die Gefahr eines nicht optimalen Regimes. Andererseits könnten dem Netzbetreiber kommerzielle Anreize gegeben werden, ein solches Instrument umzusetzen. Hierzu wäre z.B. eine entsprechende Ausgestaltung der Qualitätsregulierung geeignet.

## **5.3 FAZIT**

Es gibt keine eindeutige generelle Vorteilhaftigkeit von Brennstoff- oder Stromtransport. In einigen Fallkonstellationen ist aber zu erwarten, dass ohne Einführung von Allokationsinstrumenten erhebliche Wohlfahrtsverluste auftreten würden. Daher besteht nach unserer Untersuchung grundsätzlicher Handlungsbedarf, der in Zukunft deutlich zunehmen kann. Wir halten daher zunächst ein regelmäßiges Monitoring für erforderlich, das eine laufende Beobachtung der Rahmenbedingungen (z. B. im Abstand von zwei Jahren im Rahmen der Berichterstattung nach § 63 EnWG) für Kraftwerksbau und Energietransport abdeckt und dabei die folgenden Aspekte mit erfasst:

- Verfügbarkeit und Nutzung von Kraftwerksstandorten (u.a. Anlehnung an Kraftwerksanschlussregister nach KraftNAV);
- Belastung der Übertragungsnetze (erfolgt bereits); und
- Durchsetzbarkeit und Verkabelungsanteil neuer Stromleitungen.

Nach unseren Analysen sind bestimmte netzbetreiber- und erzeugerseitige Maßnahmen sinnvoll:

- Netzbetreiberseitig: Präzisierungen der Umsetzung der Investitionsbudgetierung nach § 23 ARegV und ggf. investitionsanreizorientierte Ausgestaltung der Qualitätsregulierung auch für das Übertragungsnetz.

## **Zusammenfassende Bewertung und Schlussfolgerungen**

- Erzeugerseitig: Allokationssignale für Kraftwerke über geografisch differenzierte Einspeisetarife oder Ausschreibungswettbewerb für die geografisch gezielte Ansiedlung von Kraftwerkskapazität.

Neben der grundsätzlichen Auswahl und detaillierten Ausgestaltung der Anreizsysteme - durch die ÜNB (in Koordination) - ist zudem regulatorische Aufsicht durch die Bundesnetzagentur sicherzustellen.

Daher sollten zügig die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden. Für beide Ausprägungen des Allokationsinstrumentes sollte bereits heute durch eine Anpassung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens die grundsätzliche Anwendung eröffnet werden. Hierzu sollten in den einschlägigen Verordnungen die Voraussetzungen und erforderlichen Kompetenzen für die BNetzA geschaffen werden. Dies umfasst im Einzelnen:

- § 15 StromNEV sollte gestrichen oder geändert werden (z. B. in Orientierung an den Regelungen des §15 GasNEV); und
- §11 und § 23 ARegV sollten ggf. erweitert werden, um auch Kosten für die Vermeidung von Netzausbauinvestitionen durch Einspeisetarife oder Kraftwerksallokation durch den Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen zu können.

Es sollten zudem Details für eine Umsetzung konkreter Maßnahmen (Voraussetzungen, Ausgestaltung, Kompetenzen, Aufgabenverteilung, Ablaufschritte) vorbereitet werden. Die tatsächliche Umsetzung der damit grundsätzlich eröffneten Maßnahmen sollte auf Initiative der ÜNB und mit Zustimmung und unter Aufsicht der BNetzA erfolgen.

## 6 Literaturverzeichnis

- Bundesanstalt für Gewässerkunde & Planco Consulting GmbH (2007) – Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße, im Auftrag der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes
- Consentec, Frontier Economics Ltd. (2007) – Methodische Fragen bei der Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe im Übertragungsnetz (Energie), Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
- Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Verkehr (2005) – Marktbeobachtung der europäischen Binnenschifffahrt, Sekretariat der ZKR
- Fachausschuss für Binnenschifffahrt (1999) – Internationale Verlade- und Transportbedingungen für die Binnenschifffahrt (IVTB), Verein für europäische Binnenschifffahrt und Wasserstraßen e.V., Duisburg
- Frachtenpiegel – Zeitschrift für Binnenschifffahrt (versch. Jahrgänge)
- Greenpeace (2007) – The economics of nuclear power, Research Report 2007
- Günthner W. (2001) – Studie Donau-Logistik, fml - Lehrstuhl für Fördertechnik Materialfluß Logistik, Technische Universität München.
- Herry M. (2001) – Transportpreise und Transportkosten der verschiedenen Verkehrsträger im Güterverkehr, Verkehr und Infrastruktur Nr. 14, Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien.
- Hirschhausen C. von, Neumann A. & Rüster S. (2007) – Wettbewerb im Ferntransport von Erdgas? Technisch-ökonomische Grundlage und Anwendung aus Deutschland, Globalization of Natural Gas Markets Working Papers, WP-GG-21, DIW Berlin & EE<sup>2</sup> Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden, im Auftrag von EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
- National Grid NTS (April 2008) – The Statement of Use of System Charge, Effective from 1 April 2008
- National Grid NTS, Thorne M. (April 2008) – The Statement and Methodology for Gas Transmission Connection Charging, Effective from 1 April 2008
- National Grid NTS (April 2008) – The Statement of the Connection Charging Methodology, Effective from April 1 2008
- National Grid NTS (July 2008) – The Notice of Gas Transmission Transportation Charges
- Ohnemus J. (2006) – Uran – limitierender Faktor für die Kernenergie, Jg 105, Heft 25, Energiewirtschaft

- Prognos AG (2006) – Variantenvergleich Küste versus Binnenland, Ein volkswirtschaftlicher Vergleich der Kosten, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit von Kraftwerksstandorten, Im Auftrag der Electrabel Deutschland AG Berlin
- Svenska Kraftnät (Jan. 2007) – The Swedish Electricity Market and The Role of Svenska Kraftnät Svenska Kraftnät, Internetlink, <http://www.svk.se/Start/English/Electricity-market/Electricity/National-Grid/>
- Svenska Kraftnät, Klee I. (Aug. 2008) – Svenska Kraftnät – i samhällets tjänst
- Verein der Kohlenimporteure e.V. (2008) – Jahresbericht 2008, Fakten und Trends 2007/2008



FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd Wolfsstraße 16 D-50667 Köln

Tel. +49 (0) 221 337 13 0 Fax. +49 (0)221 337 13 130 [www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)