

**Länderstudie zu den Erfahrungen im Bereich
Strommarktliberalisierung: Effizienzsteigerung
durch verbesserte Angebotsorientierung**

Studie im Auftrag des Staatssekretariats für Wirtschaft (SECO)

Dr. Stephan Vaterlaus

Dr. Heike Worm

Stephanie Berner

Barbara Fischer

Dr. Philippe Widmer

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Das Wichtigste in Kürze | 4 |
| 1.1 | Preiselemente in Strommärkten | 4 |
| 1.2 | Relevante Regulierungsfragen | 6 |
| 1.3 | Effizienzausrichtung der Schweizer Strommarktregulierung | 8 |
| 1.4 | Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen | 9 |
| 2 | Ausgangslage und Fragestellung | 11 |
| 2.1 | Ausgangslage | 11 |
| 2.2 | Fragestellungen | 12 |
| 2.3 | Aufbau des Berichts | 12 |
| 3 | Regulierungsebenen in geöffneten Strommärkten | 13 |
| 3.1 | Wertschöpfungskette und Preisbildungsebenen im Stromsektor | 13 |
| 3.2 | Energiepreis | 14 |
| 3.2.1 | Grosshandelspreis | 15 |
| 3.2.2 | Grenzkapazitätspreis | 18 |
| 3.2.3 | Detailhandelspreis | 19 |
| 3.3 | Regelenergiepreis | 22 |
| 3.4 | Netznutzungsentgelt | 24 |
| 3.5 | Endkundengesamtpreis | 27 |
| 4 | Referenzmodell zur Beurteilung der Regulierungsdesigns | 29 |
| 4.1 | Organisation des Gross- und Detailhandelsmarktes und relevante Regulierungen | 29 |
| 4.2 | Organisation des Regelenergiemarktes und relevante Regulierungen | 31 |
| 4.3 | Organisation der Netznutzung und relevante Regulierungen | 32 |
| 4.4 | Messung der Regulierungseffizienz durch Indices | 34 |
| 4.4.1 | Referenzmodell und Effizienzoptik | 34 |
| 4.4.2 | Regulierungsziele und relevante Regulierungsfragen | 34 |
| 4.4.3 | Methodik zur Regulierungsbeurteilung | 36 |
| 4.5 | Vergleichsländer | 38 |
| 5 | Beurteilung des Regulierungsdesigns im Ländervergleich | 40 |
| 5.1 | Regulierung der einzelnen Preisbildungsebenen in den Ländern | 40 |
| 5.1.1 | Energiepreis: Grosshandelspreise | 40 |
| 5.1.2 | Energiepreis: Grenzkapazitätspreise | 41 |
| 5.1.3 | Energiepreis: Detailhandelspreise | 42 |
| 5.1.4 | Regelenergiepreise | 43 |
| 5.1.5 | Netznutzungsentgelte | 44 |
| 5.2 | Beurteilung der Effizienzorientierung der Regulierungsumsetzung | 45 |
| 5.2.1 | Langfristige Versorgungssicherheit | 46 |
| 5.2.2 | Kurzfristige Versorgungsqualität | 46 |
| 5.2.3 | Grundversorgung | 47 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 5.2.4 | Internalisierung externer Effekte..... | 48 |
| 6 | Schlussfolgerungen für die volle Marktöffnung in der Schweiz | 50 |
| 7 | Anhang – Länderberichte | 52 |
| 7.1 | Bewertungsschema und Länderergebnisse im Überblick | 52 |
| 7.2 | Deutschland | 60 |
| 7.2.1 | Energiepreis..... | 60 |
| 7.2.2 | Regelenergiepreis | 62 |
| 7.2.3 | Netznutzungsentgelt..... | 63 |
| 7.3 | Österreich..... | 64 |
| 7.3.1 | Energiepreis..... | 64 |
| 7.3.2 | Regelenergiepreis | 66 |
| 7.3.3 | Netznutzungsentgelt | 67 |
| 7.4 | Niederlande..... | 68 |
| 7.4.1 | Energiepreis..... | 68 |
| 7.4.2 | Regelenergiepreis | 70 |
| 7.4.3 | Netznutzungsentgelt..... | 71 |
| 7.5 | Norwegen..... | 71 |
| 7.5.1 | Energiepreis..... | 72 |
| 7.5.2 | Regelenergiepreis | 74 |
| 7.5.3 | Netznutzungsentgelt | 75 |
| 7.6 | Kalifornien (USA) | 76 |
| 7.6.1 | Energiepreis..... | 77 |
| 7.6.2 | Regelenergiepreis | 79 |
| 7.6.3 | Netznutzungsentgelt | 80 |
| 7.7 | Schweiz (StromVG 2008)..... | 80 |
| 7.7.1 | Energiepreis..... | 80 |
| 7.7.2 | Regelenergiepreis | 83 |
| 7.7.3 | Netznutzungsentgelt | 83 |
| 8 | Literaturverzeichnis..... | 85 |

1 Das Wichtigste in Kürze

1.1 Preiselemente in Strommärkten

In der Schweiz stehen derzeit verschiedene energiepolitische Entscheidungen an. So sind die Weichen für die zweite Stufe der Marktöffnung zu stellen sowie die Revision des Stromversorgungsgesetz (StromVG) anzugehen. Zudem gilt es die im Nachgang zu Fukushima entwickelte Energiestrategie 2050 umzusetzen und die verstärkte Einbindung der Schweiz in das europäische Stromversorgungskonzept (Stichwort Energieabkommen) sicherzustellen.

Die zukünftige (regulatorische) Gestaltung des Strommarktes beeinflusst direkt oder indirekt die Strompreise. Im Hinblick auf eine effiziente Stromversorgung ist es wichtig, dass die Preise den Akteuren die «richtigen» Knappheitssignale senden. Um die Funktionsfähigkeit des Preismechanismus zu untersuchen, hat das Staatssekretariat für Wirtschaft (seco) Polynomics beauftragt, die aktuelle Strommarktregulierung der Schweiz auf Basis eines ökonomisch fundierten Referenzmodells und im Vergleich mit ausgewählten Ländern zu beurteilen.

Im Endkundenpreis für Strom sind Abgeltungen für die verschiedenen Wertschöpfungsstufen enthalten. Für die Preisbildung auf jeder einzelnen Stufe ist im Referenzmodell zu fragen, ob es aufgrund technischer oder ökonomischer Restriktionen einen Regulierungsbedarf gibt und wenn ja, welche Regulaungsausgestaltung zielführend ist. Um dies wiederum abschätzen zu können, sind Ziele zu formulieren, an denen sich ein regulatorischer Eingriff in die Preisbildung zu orientieren hat. Dem Referenzmodell liegen folgende grundsätzliche Annahmen zu Grunde:

- Eine wettbewerbliche Marktorganisation ergibt sich auf einer Wertschöpfungsstufe ohne Regulierungseingriffe, wo weder ökonomische noch technische Restriktionen Marktversagen begründen.
- Verhindern ökonomische oder technische Restriktionen eine wettbewerbliche Marktorganisation, sind auf die Behebung des Marktversagens zugeschnittene Regulierungen notwendig.

Aus ökonomischer Sicht sind diese Regulierungen positiv zu beurteilen, falls zu erwarten ist, dass sie zu einer effizienteren Allokation der Ressourcen einer Volkswirtschaft führen. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn die Regulierung dazu beiträgt, externe Kosten der Stromproduktion zu internalisieren oder verhindert, dass Monopolpreise zu ineffizientem Konsum führt. Die Regulierung soll dabei einen volkswirtschaftlich effizienten Mitteleinsatz sichern und nicht selbst zu Ineffizienzen führen (Regulierungsversagen).

Das übergeordnete Effizienzziel wird bei der Beurteilung der einzelnen Regulierungsumsetzungen hinsichtlich der folgenden wichtigen Regulierungsziele konkretisiert:

- **Langfristige Versorgungssicherheit.** Indem der Rahmen für volkswirtschaftlich effiziente Investitionen gesichert wird, soll langfristig die Elektrizitätsversorgung möglichst eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten..

- **Kurzfristige Versorgungsqualität:** Die Sicherung des kurzfristigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage und die damit verbundene Stromqualität soll in dem Masse erreicht werden, wie dies aufgrund der Nachfragesituation volkswirtschaftlich optimal ist.
- **Sicherstellung einer Grundversorgung:** Neben der flächendeckenden Verfügbarkeit von Elektrizität beinhaltet dieses Ziel in einigen Ländern auch die «günstige bzw. erschwingliche» Stromversorgung für mindestens einen Teil der Konsumenten.
- **Internalisierung externer Effekte:** Externe Kosten z. B. in der Stromproduktion oder der Stromverteilung, sollen in die Preisbildung einfließen, so dass die Preissignale die vollständigen volkswirtschaftlichen Kosten widerspiegeln.

Der Energiepreis setzt sich aus den drei Komponenten Grosshandels-, Grenzkapazitäts- und Detailhandelspreis zusammen. Ein funktionierender Grosshandelsmarkt ist dabei eine wichtige Voraussetzung für einen wettbewerbsorientierten Strommarkt. Der Grosshandelspreis, der sich über die Börse oder bilaterale Verträge (over the counter, OTC) ergibt, bildet im Idealfall die zeitlichen Schwankungen der Stromnachfrage und die gesamten Produktionskosten inklusive der externen Kosten der Stromproduktion ab. Regulierungsbedarf auf Stufe des Grosshandels ergibt sich dann, wenn der Grosshandelsmarkt

- nicht nach wettbewerbskonformen Vorgaben organisiert ist,
- keine vollständige Internalisierung der externen Kosten der Stromproduktion vorliegt oder
- keine verursachergerechte Übernahme der mit dem Ausbau des Erzeugungspark verbundenen Mehrkosten im Netz und im Bereich Systembetrieb gegeben ist.

Der Grenzkapazitätspreis kann als transaktionsabhängige Import- oder Exportgebühr verstanden werden und ist Bestandteil des Grosshandelspreises, wenn die Übertragungskapazität im grenzüberschreitenden Handel zwischen zwei Ländern knapp ist. Idealerweise sollten die Preisunterschiede im Bereich Grosshandel zwischen zwei Ländern gerade dem Preis für die Knappheit des grenzüberschreitenden Transfers des physischen Stroms entsprechen. Verzerrungen und somit ein potenzieller Regulierungsbedarf ergeben sich beim Grenzkapazitätspreis,

- wenn die Vergabe der Grenzkapazitäten nicht nach marktwirtschaftlichen und diskriminierungsfreien Kriterien erfolgt
- und/oder die Grenzkapazitäten nicht den Marktbedürfnissen entsprechen resp. die Preise nicht verursachergerecht weiterverrechnet werden.

Der Detailhandelspreis orientiert sich an den zu verschiedenen Zeitpunkten vorliegenden Angebots- und Nachfrageverhältnissen. Potenzieller Regulierungsbedarf auf Stufe des Detailhandels kann sich ergeben,

- wenn die Rückkopplung zwischen Angebots- und Nachfrageinformationen nicht zeitnah möglich ist bzw. die Informationen zu wenig detailliert vorliegen, was eine effiziente Preissetzung verhindert.

- wenn aufgrund der nicht vollständigen Internalisierung externer Kosten der Erzeugung, des Transports und des Konsums die umgesetzte Menge an Strom zu hoch ausfällt.
- wenn der Strommarkt nicht für alle Kunden geöffnet ist. In diesem Fall gilt es die «gefangenen» Kunden vor dem Abschöpfen von Monopolrenten zu schützen. Das Referenzmodell basiert auf einer vollständigen Marktöffnung, so dass darin diesbezüglich kein Regulierungsbedarf vorgesehen ist.

Die Nicht-Speicherbarkeit von Strom führt dazu, dass ein Ausgleich von Angebot und Nachfrage nicht allein durch den Energiepreis sichergestellt werden kann. Um die Systemstabilität zu gewährleisten, wird Ausgleichsenergie benötigt, die über den Regelenergiemarkt beschafft wird. Der Markt für Regelenergie ist umso effizienter, je mehr die Verrechnungssystematik Anreize zur Minimierung der Regelenergie schafft. Hierzu sind bestimmte Regulierungen notwendig. So ist der Regelenergiemarkt klar vom sonstigen Strommarkt abzugrenzen und nach marktwirtschaftlichen Kriterien zu organisieren. Zudem sind Präqualifikationskriterien für die Kraftwerke zu definieren, die am Regelenergiemarkt teilnehmen können, damit das Angebot genügend liquide ist. Schliesslich sollen die Kosten der Regelenergie als Systemdienstleistung verursachergerecht weiterverrechnet werden.

Den Transport und die Verteilung von Strom führen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber durch. Während in der Erzeugung und im Handel Wettbewerb möglich ist, handelt es sich bei den Stromnetzen um sogenannte «monopolistische Bottlenecks», so dass aus wirtschaftlichen Gründen keine parallelen Netze bestehen können. Um zu verhindern, dass ein Netzbetreiber seine damit einhergehende Marktmachtstellung missbräuchlich ausnutzt, ist die Höhe der Kostenbasis der Netznutzungsentgelte zu regulieren. Bei der Regulierungsgestaltung ist sowohl die Effizienz der Netze zur Vermeidung überhöhter Netznutzungsentgelte als auch die Sicherung von Investitionsanreizen zur Vermeidung von Versorgungsengpässen zu berücksichtigen. Zur Sicherstellung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs für die Energielieferung sind zudem die Separierung des Netzbereichs von anderen Aktivitäten sowie die Netzzugangsbedingungen im regulatorischen Rahmen festzulegen. Direkte regulatorische Eingriffe in die Struktur der Netznutzungsentgelte sind im Referenzmodell nicht vorgesehen, da sich effiziente Preisstrukturen aufgrund der übrigen Netzregulierungen ergeben sollten.

1.2 Relevante Regulierungsfragen

Basierend auf der Analyse des Regulierungsbedarfs bei den verschiedenen Preiskomponenten lassen sich insgesamt 24 relevante Regulierungsfragen ableiten, deren Ausprägung im Referenzmodell in Tabelle 1 enthalten sind.

Tabelle 1: Relevanten Regulierungsfragen und Antworten im Referenzmodell

| Regulierungsfragen | Antworten im Referenzmodell |
|--|---|
| Grosshandelspreis | |
| Existiert ein Grosshandelsmarkt, und wie ist der Markt organisiert? | Ja, transparente und diskriminierungsfreie Plattform inkl. Intraday-Markt |
| Unterliegt der OTC-Handel speziellen Vorschriften und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet? | Ja, transparente und diskriminierungsfreie Regeln |
| Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Grosshandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | Nein |
| Welche Regelungen existieren, um die Verzerrung aufgrund der Nicht-Internalisierung von externen Kosten der Erzeugung zu minimieren: | |
| Verteuerung der Grenzkosten der Erzeugung durch CO ₂ -Zertifikate? | Möglichst grosser und somit liquider CO ₂ -Handel |
| Direkte Förderung von erneuerbaren Energien (Art der Förderung und Finanzierung)? | Technologieneutral und marktwirtschaftlich |
| Liegen Vorschriften zur integrierten Kraftwerks- und Netzplanung vor (z. B. G-Komponente) und wenn ja, welche? | Verursachergerechte Berücksichtigung der Aus- und Umbaukosten durch Erzeuger und Endkunden |
| Grenzkapazitätspreis | |
| Nach welchen Regeln werden die Preise für Grenzkapazitäten ermittelt und zugeteilt? | Implizite Auktion |
| Wie werden die Preise für Grenzkapazitäten an die Stromkunden weitergegeben? | Verursachergerecht über den Grosshandelspreis |
| Detailhandelspreis | |
| Welcher Marktöffnungsgrad gilt für den Detailhandel? | 100% |
| Existieren Eingriffe zur Steuerung der Stromnachfrage zur Internalisierung externer Kosten: | |
| Direkt über Verbote und Verbrauchsvorschriften (Reduktion Gesamtnachfrage)? | Abhängig von gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Überlegungen und dem Einsatz alternativer Instrumente |
| Direkt über Quotenregulierung (Erhöhung Nachfrage nach erneuerbarer Energie)? | Technologieneutral und marktwirtschaftlich |
| Indirekt über die Förderung von Smart Meters (Art der Förderung und Finanzierung)? | Ist eine wichtige Voraussetzung für die Preistransmission |
| Existieren Vorgaben zur Belieferung von Kunden und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet? | Definition des Letztversorgers |
| Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Detailhandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | Nein |
| Regelenergiepreis | |
| Wie unabhängig ist der Systemdienstleister von den übrigen Akteuren des Strommarktes organisiert? | Vollkommen unabhängig von Erzeugung, Verteilnetz und Vertrieb |
| Welches Verfahren findet zur Bestimmung der Regelenergiepreise Anwendung? | Auktionsverfahren in Abhängigkeit der Marktliquidität |
| Wie wird die Liquidität des Regelenergiemarktes sichergestellt? | Präqualifikation von Kraftwerken, je nach Grösse des nationalen Marktes durch Bezug von ausländischen Erzeugern |
| Wie werden die Regelenergiepreise an die Stromkunden weitergegeben? | Verursachergerecht über Energiepreis |

| Netznutzungsentgelte | |
|---|--|
| Wie stark sind die Verteilnetzbetreiber von den übrigen Aktivitäten entflochten? | Buchhalterische Entflechtung |
| Werden die Netznutzungsentgelte basierend auf einer Kosten- oder einer Anreizregulierung ermittelt? | Anreizregulierung |
| Findet ein Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern statt? | Ja |
| Bei den für die Netznutzungsentgelte relevanten anrechenbaren Kosten: | |
| Werden explizit Investitionsanreize gesetzt und wenn ja in welcher Form? | Ja, über angemessene Verzinsung, Investitionsfaktoren und -budgets sowie Qualitätsregulierung |
| Ist die Substanzerhaltung aufgrund der Kapitalbewertung gewährleistet? | Wiederbeschaffungswerte |
| Existieren Vorgaben bezüglich Struktur der Netznutzungsentgelte und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | Keine Vorgaben zur Preisstruktur jedoch verursachergerechte und diskriminierungsfrei Verrechnung |

Quelle: Polynomics.

1.3 Effizienzausrichtung der Schweizer Strommarktregulierung

Um die Effizienzausrichtung der Schweizer Strommarktregulierung zu beurteilen, wurde die konkrete Umsetzung der 24 relevanten Regulierungsfragen in der Schweiz mit der Vorgehensweise in den Ländern Deutschland, Österreich, den Niederlanden, Norwegen und Kalifornien verglichen. Die relative Beurteilung orientierte sich dabei an den aus dem ökonomisch begründeten Referenzmodell abgeleiteten Umsetzungsvorschlägen. Eine Regulierungsausprägung in einem Land gilt als umso effizienter, je stärker sie sich an der Vorgehensweise des Referenzmodells orientiert. Die konkrete Umsetzung einer Regulierung in einem Land wurde dabei auf einer Skala von eins (entspricht der Antwort im Referenzmodell) bis null (keine Effizienzwirkung) eingestuft. Um die Effizienzauswirkung des jeweiligen landesspezifischen Regulierungssystems zu beurteilen, wurden die Einzelbeurteilungen der insgesamt 24 Regulierungsfragen zu Indizes zusammengefasst. Dabei wurde jeweils ein Index für die Regulierungsziele langfristige Versorgungssicherheit, kurzfristige Versorgungsqualität, Sicherstellung einer Grundversorgung sowie der Internalisierung externer Effekte abgegrenzt.

Von den betrachteten Ländern zeichnet sich das derzeit gültige Regulierungssystem in der Schweiz (Stand, Frühjahr 2012) durch die geringste Effizienzausrichtung aus. Am stärksten wird in Norwegen bei der Regulierung des Strommarktes das Gewicht auf Effizienzorientierung gelegt. Auch in Deutschland, Österreich, den Niederlanden und Kalifornien ist das Regulierungssystem stärker auf die Effizienzwirkung ausgerichtet als in der Schweiz.

Betrachtet man die Regulierung der einzelnen Wertschöpfungsstufen, so ist in den betrachteten Ländern insbesondere die Regulierung der Grenzkapazitäts- und der Regelenergiepreise stark auf die Effizienz ausgerichtet. In der Schweiz ergeben sich insbesondere bei der Regulierung der Grenzkapazitäten Einschränkungen in der Effizienzausrichtung, da keine impliziten Auktionen durchgeführt werden. Überdies schränken die Langfristverträge, welche in der Schweiz noch bestehen, teilweise die Effizienz der Allokation von Grenzkapazitäten ein. Auch bei der

Regulierung der Regelenergiepreise positioniert sich die Schweiz bezüglich Effizienzorientierung im Mittelfeld der betrachteten Länder. Einschränkungen ergeben sich bezüglich der Weitergabe der Regelenergiepreise, da eine Einbindung der Erzeuger die Anreize für Fehlprognosen reduzieren könnte. Als Beispiel könnte hier Kalifornien dienen, welches analog einem Nodal-Pricing-System im Grosshandel die Regelenergiepreise zwischen einzelnen Netzknoten variiert und an die Erzeuger der entsprechenden Regionen weitergegeben werden.

Deutlich weniger effizienzorientiert ist in den betrachteten Ländern die Regulierung der Grosshandels-, Detailhandelspreise und der Netznutzungsentgelte. Eine Ausnahme bildet die Regulierung der Grosshandelspreise in Norwegen. Der Unterschied zwischen Norwegen und den übrigen betrachteten Ländern liegt dabei in der Art der Förderung der erneuerbaren Energien. Anstelle der in den übrigen Ländern praktizierten Einspeisevergütung besteht in Norwegen ein Zertifikatehandel.

Die Schweiz weist sowohl bei der Grosshandels- als auch bei der Detailhandelspreisregulierung im Ländervergleich die geringste Effizienzorientierung auf. Hauptsächlich verantwortlich hierfür sind auf der Grosshandelsstufe die «Gestehungskostenregulierung» und die Nicht-Teilnahme am europäischen CO₂-Handel. Beim Detailhandel sind aus Effizienzoptik die Teilmarktöffnung und die damit verbundene Gestehungskostenregulierung negativ zu beurteilen. Bei der Regulierung der Netznutzungsentgelte schliesslich ist die Effizienzorientierung in allen betrachteten Ländern vergleichsweise weniger stark ausgeprägt. Die Schweiz und Kalifornien schneiden bezüglich der Effizienzorientierung der Netznutzungsentgelte im Vergleich mit den anderen Ländern schlechter ab. Mitverantwortlich ist die kosten- statt anreizbasierte Netzentgeltregulierung. Auf die Investitionsanreize wirkt sich diese jedoch positiv aus. In Kalifornien schliesslich steht auch der relativ starke Eingriff in die Struktur der Netznutzungsentgelte der Effizienzorientierung entgegen.

1.4 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Aufgrund der Analyse der verschiedenen Regulierungen im Bereich der unterschiedlichen Preis-elemente in der Schweiz im Vergleich mit ausgewählten Ländern und dem Referenzmodell könnten folgende Anpassungen der Strommarktregulierung in der Schweiz zu einer stärkeren Effizienzausrichtung führen:

- Vollständige Marktöffnung und damit verbunden eine Abschaffung der Grundversorgungsregulierung mit der heute angewandten «Gestehungskostenregulierung».
- Einführung einer Anreizregulierung mit individuellen Effizienzreizen zur Belohnung **vergangener** Effizienzanstrengungen und der Sicherstellung genügender Investitionsanreize für den **zukünftigen** Netzum- und -ausbau. Hier wäre z. B. denkbar, dass ein Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten über die durchschnittlichen Kosten einer vergangenen Zeitperiode als Indikation für individuelle Effizienzvorgaben dient. Während der Regulierungsperiode sollten die Plankosten von Investitionen direkt in der Erlösvorgabe berücksichtigt werden. Am Ende eines Jahres wird dann über ein entsprechendes

Regulierungskonto ein Abgleich der Plan- mit den effektiven Investitionskosten vorgenommen.

- Abkehr vom Ausspeisemodell, um die Kosten des Netzum- und -ausbaus verursachergerechter zu finanzieren. Dabei könnte ein Teil der zusätzlichen Netzkosten, welche auf den Anschluss neuer Erzeugungskapazitäten zurückzuführen sind, von den Erzeugern getragen werden.
- Stärkere Beteiligung der Verursacher von Fahrplanabweichungen an den damit verbundenen Regelenergiekosten. Die heute über die Netznutzungsentgelte finanzierten Regelenergiekosten könnten über die Bilanzgruppen in Abhängigkeit der getätigten Fehlprognosen finanziert werden.
- Teilnahme am europäischen CO₂-Handel und verstärkter Einsatz von technologieneutralen Instrumenten bei der Förderung von erneuerbaren Energien. Zu denken wäre etwa an eine möglichst technologieneutrale Quotenregulierung in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energieformen am gesamtschweizerischen Strommix bei gleichzeitiger Installation eines entsprechenden gesamtschweizerischen Zertifikatshandels für erneuerbare Energien.

2 Ausgangslage und Fragestellung

2.1 Ausgangslage

Bis vor wenigen Jahren wurde die Stromversorgung durch lokale Monopolunternehmen organisiert. Die Kunden konnten ihren Stromlieferanten nicht frei wählen und in der Regel waren die Stromunternehmen mit unterschiedlichen Schwerpunkten für die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Transport, Verteilung, Handel) verantwortlich. Die Marktöffnung verfolgte das Ziel, auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Handel Wettbewerb einzuführen und den Kunden Wahlfreiheit bezüglich ihres Stromlieferanten zu ermöglichen. Weil Stromnetze sogenannte «monopolistische Bottlenecks» sind, also sich durch versunkene Investitionskosten und fallende Durchschnittskosten auszeichnen, geht mit der Marktöffnung eine Regulierung des Netzzugangs für Dritte einher. Ohne Regulierung des Netzzugangs besteht die Gefahr, dass für die Netznutzung Monopolpreise gesetzt werden.

Damit der regulierte Wettbewerb zu einer möglichst effizienten Allokation der Ressourcen führt, sind im regulierten Netzbereich Als-Ob-Wettbewerbs-Preissignale zu setzen. In der Stromproduktion und im Stromhandel ergeben sich die Preise im Wettbewerb. Damit gehen sowohl von Marktkräften als auch von Regulierungen Einflüsse auf die Preissignale aus. Führen nun spezifische Marktstrukturen oder Regulierungsausgestaltungen dazu, dass die Preissignale nicht über die verschiedenen Wertschöpfungsstufen hinweg weitergegeben werden, besteht die Gefahr, dass nicht die gesamtwirtschaftlich optimale Strommenge umgesetzt wird. Kurzfristig führen verzerrte Preissignale dazu, dass die bestehenden knappen Produktions- und Transportkapazitäten nicht optimal verteilt werden. Langfristig führen verzerrte Preissignale zu Fehlallokationen bei der Investition in Produktions- und Transportkapazitäten, so dass langfristig kein an der Nachfrage orientiertes Angebot an Elektrizität bereitgestellt werden kann.

In den nächsten Jahren stehen in der Schweiz verschiedene energiepolitische Entscheidungen an, welche sich direkt und indirekt auf die verschiedenen Komponenten des Endkundenpreises von Strom auswirken werden. Zu nennen sind:

- **Strommarktöffnung:** Revision StromVG und Entscheid bezüglich der Ausgestaltung der zweiten Marktöffnungsstufe und somit bezüglich des zukünftigen Marktöffnungsgrades.
- **Nationale Energiepolitik:** Umsetzung der Energiestrategie 2050 mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und der damit verbundenen Neustrukturierung des Erzeugerparcs in der Schweiz sowie der verstärkten Förderung der erneuerbaren Energien und der Steigerung der Energieeffizienz durch die Umrüstung der bestehenden Infrastruktur (Smart Grid und Smart Metering).
- **Einbindung in die europäische Energiepolitik:** Abschluss eines Energieabkommens zwischen der Schweiz und der EU mit der damit verbundenen verstärkten Einbindung der Schweiz in das europäische Stromversorgungskonzept.

2.2 Fragestellungen

All die anstehenden Entscheidungen beeinflussen die Strompreisbildung für den Endkunden. Im Hinblick auf eine effiziente Stromversorgung ist es wichtig, dass die Rahmenbedingungen so gestaltet werden, dass die Preise ihre Funktion wahrnehmen und allen Akteuren die richtigen Knappheitssignale senden können. Aus diesem Grund widmet sich die vorliegende Studie schwergewichtig folgenden Fragen:

- Welche Preiskomponenten sind im Stromsektor zu unterscheiden und wie funktioniert die jeweilige Preisbildung?
- Welche Rolle spielen die regulatorischen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit der Strommarktöffnung bei der Strompreisbildung?
- Welche Erfahrungen aus anderen Ländern im Hinblick auf die Preisbildung und insbesondere im Hinblick auf die Preistransmission können genutzt werden?
- Welche Lehren lassen sich daraus für den bevorstehenden Liberalisierungsprozess und die Energiestrategie 2050 in der Schweiz ableiten?

2.3 Aufbau des Berichts

Damit die obigen Fragestellungen bestmöglich beantwortet werden können, werden in einem ersten Schritt in Kapitel 3 der Zusammenhang zwischen den Wertschöpfungsstufen und den verschiedenen Preiskomponenten im Stromsektor beschrieben und darauf basierend die Einflussfaktoren der Preisbildung im Strommarkt und die aus ökonomischer Sicht relevanten Regulierungen aufgezeigt.

In Kapitel 4 wird, basierend auf den Analyseergebnissen des Kapitels 3, das Referenzmodell für die ökonomisch relevanten Regulierungen auf dem Gross- und Detailhandelsmarkt, dem Regelenergiemarkt und für die Netznutzung entwickelt. Es wird abschliessend aufgezeigt, wie eine Messung der Regulierungseffizienz durch Indices erfolgen kann.

Kapitel 5 präsentiert die Umsetzung der Regulierungsdesigns im Ländervergleich auf den Stufen Grosshandelspreise, Grenzkapazitätspreise, Detailhandelspreise, Regelenergiepreise und Netznutzungsentgelte im Hinblick auf die Effizienzorientierung bei der Verfolgung der Regulierungsziele, also die langfristige Versorgungssicherheit, die kurzfristige Versorgungsqualität, die Sicherstellung der Grundversorgung und die Internalisierung externer Effekte.

In Kapitel 6 finden sich die Schlussfolgerungen für die zukünftige Ausgestaltung des Strommarktes in der Schweiz.

Der Anhang widmet sich den Details zur Strompreisbildung in den einzelnen Vergleichsländern. Einleitend werden die relevanten Regulierungsfragen mit Wirkung auf den Strompreis zusammenfassend beantwortet. Für jedes Land wird anschliessend die Regulierung der Preiskomponenten auf den Wertschöpfungsstufen im Einzelnen erläutert.

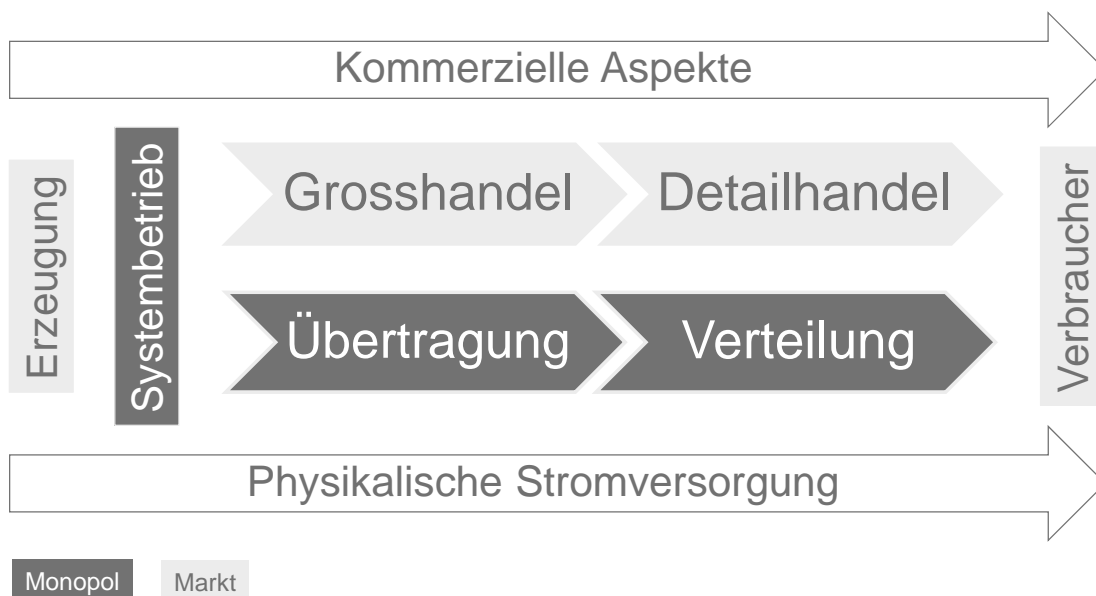
3 Regulierungsebenen in geöffneten Strommärkten

Anhand der Wertschöpfungsstufen im Stromsektor werden die für den Endkundenstrompreis relevanten Preiskomponenten identifiziert und die jeweilige Preisbildung erläutert (Abschnitt 3.1). Unterschieden werden der Energiepreis mit den Elementen Grosshandel, Detailhandel und Grenzkapazitäten (Abschnitt 3.2), der Regelenenergiepreis (Abschnitt 3.3) sowie das Netznutzungsentgelt (Abschnitt 3.4). Basierend auf diesen Ausführungen wird der Endkundengesamtpreis (Abschnitt 3.5) hergeleitet.

3.1 Wertschöpfungskette und Preisbildungsebenen im Stromsektor

Wie in Abbildung 1 dargestellt, kann der Stromsektor in verschiedene Wertschöpfungsstufen unterteilt werden, die teilweise wettbewerblich und teilweise monopolistisch organisiert sind. So liegen sowohl bei der Erzeugung als auch beim Vertrieb (Gross- und Detailhandel) keine Eigenschaften eines natürlichen Monopols vor, weshalb beide Wertschöpfungsstufen für den Markt grundsätzlich geöffnet werden können. Dagegen sind die Systemdienstleistung, dazu gehört insbesondere die Bereitstellung von Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung, und die Bereitstellung der Stromnetze sogenannte «monopolistische Bottlenecks», weshalb die entsprechenden Leistungen nicht im Wettbewerb erbracht werden können. Die verschiedenen Wertschöpfungsstufen sind zum einen über die physikalische Stromlieferung und zum anderen über kommerzielle Aspekte verbunden.

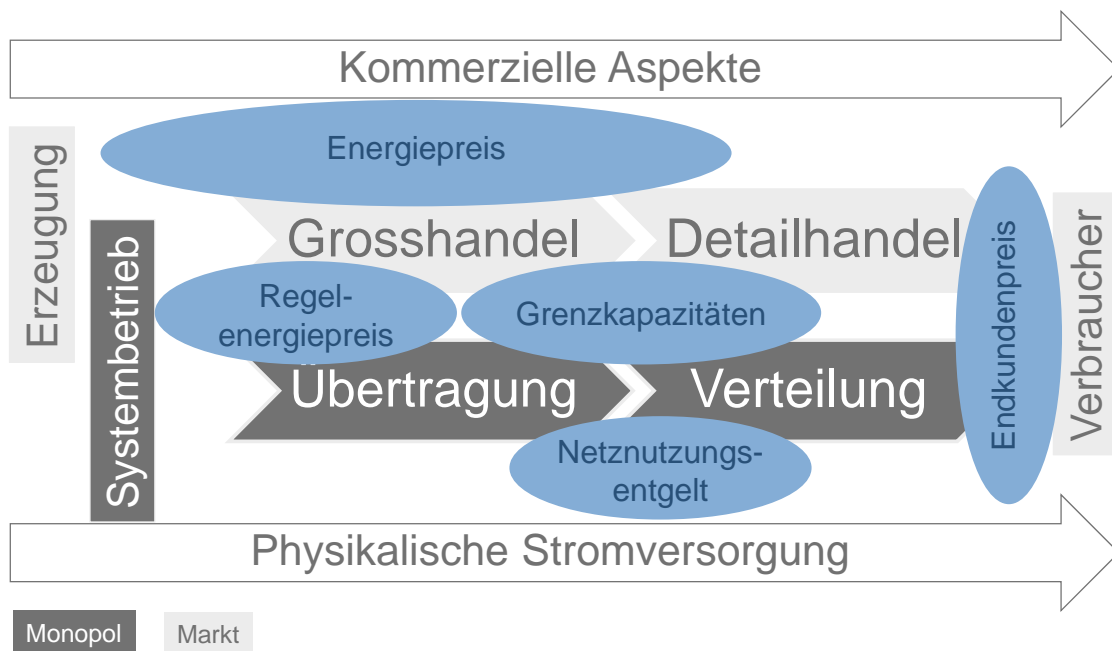
Abbildung 1: Wertschöpfungsstufen im Stromsektor



Quelle: Polynomics.

Abbildung 2 zeigt die aus Sicht des Endkunden relevanten Komponenten des Strompreises. Grundsätzlich können drei relevante Preiskomponenten identifiziert werden. Der Energiepreis (vgl. Abschnitt 3.2) kann auf den Ebenen Grosshandel und Detailhandel analysiert werden, wobei im Grosshandel die Bereitstellung im Inland betrachtet wird und somit auch die Nutzung von Übertragungskapazitäten an den Landesgrenzen relevant ist. Der Regelenergiepreis (vgl. Abschnitt 3.3) bildet sich zwischen Erzeugern als Anbieter und dem Systemdienstleister als Nachfrager. Das Netznutzungsentgelt (Abschnitt 3.4) als Preis für die Nutzung der Infrastruktur zum Transport und Verteilung von Elektrizität, ergibt sich aufgrund des jeweiligen Regulierungsrahmens für den «monopolistischen Bottleneck».

Abbildung 2: Preisbildung im Stromsektor



Quelle: Polynomics.

Im Folgenden soll die jeweilige Preisbildung hinsichtlich der relevanten Einflussgrößen auf Angebot und Nachfrage und der gegebenenfalls vorliegenden technisch-ökonomischen Restriktionen beschrieben werden.

3.2 Energiepreis

Der Energiepreis ist ein wesentlicher Bestandteil des Gesamtstrompreises und ergibt sich in einem geöffneten Strommarkt im Idealfall im Wettbewerb. Er setzt sich aus Produktions-, Verwaltungs- und Vertriebskosten zusammen, wobei eine im Wettbewerb erzielbare Verzinsung enthalten ist. Elektrizität ist ein für den Endverbraucher physisch homogenes Gut. Unterschiede bestehen in Abhängigkeit von der Produktionstechnologie in der zeitlichen Verfügbarkeit und – in Abwesenheit von Regulierungen – dem Grad der Internalisierung externer Kosten.

Zur Analyse des Energiepreises wird die Funktionsweise des Grosshandels (inklusive Preis für Nutzung der Übertragungskapazitäten an den Landesgrenzen) und des Detailhandels in den Abschnitten 3.2.1 bis 3.2.3 betrachtet. Grundsätzlich wird die Energie von Produzenten angeboten und von den Endverbrauchern nachgefragt. Händler und Energielieferanten nehmen dabei die Rolle von Intermediären wahr. Sie bündeln die individuellen Nachfragen, kaufen die aggregierte Energiemenge im Grosshandel ein und verkaufen sie im Detailhandel an die Endverbraucher. Dieses System hat den Vorteil, dass durch grössere Mengen und ausgeglichene Bezugsprofile in den jeweiligen Portfolios günstigere Preise erzielt werden. Im Gesamtsystem können zudem Transaktionskosten gegenüber einer individuellen Beschaffung insbesondere kleinerer Endverbraucher reduziert werden.

3.2.1 *Grosshandelspreis*

Preisbildung

Eine wichtige Voraussetzung eines wettbewerbsorientierten Strommarktes ist die Entstehung eines Grosshandelsmarktes, wo Produzenten und Händler, Lieferanten oder Konsumenten ihre Preisrisiken absichern und physischen Strom handeln. Zusätzlich können auch Arbitrageure Zugang zu den Grosshandelsmärkten erhalten. Dies können Termin- und Spotmärkte an elektronischen Börsen oder bilaterale (over the counter, OTC) Märkte sein. Für den Endkunden ist bei effizientem Marktdesign jedoch aufgrund der Nicht-Speicherbarkeit vorwiegend der Spotmarktpreis der elektronischen Börse relevant, der die aktuelle Knappheit des physischen Stroms widerspiegelt. Der OTC-Preis wird sich idealerweise an den Börsenpreisen orientieren. Andernfalls ergeben sich Arbitragemöglichkeiten, die von den Marktteilnehmern sofort ausgenutzt werden können.

In einem perfekten Strommarkt befinden sich alle Marktteilnehmer in einem vollständigen Wettbewerb, in dem kein Marktteilnehmer Marktmacht ausüben kann. Die nationalen Börsen ihrerseits befinden sich ebenfalls in einem länderübergreifenden Wettbewerb, der einerseits zu einer Standardisierung der angebotenen Produkte und andererseits zu einer Konzentration der Handelsplätze in wenigen Ländern führt.¹ Dies ermöglicht es, dass in einem globalisierten Strommarkt der Strom wie alle klassischen Waren länderübergreifend gehandelt werden kann. Für die Preisbildung sind dabei vorwiegend die variablen Produktionskosten relevant, d. h. die Erzeuger bieten ihren Strom entsprechend ihrer Merit-Order zu Grenzkosten an. Im Idealfall sind darin auch alle externen Kosten wie z. B. Kosten aus CO₂-Emissionen, aus einer unterschiedlichen Netzbeanspruchung oder Schadensrisiken von Produktionstechnologien internalisiert. Der markträumende Preis (Market Clearing Price) ergibt sich aus dem Schnittpunkt der

¹ Eine vollständige Standardisierung der Produkte ist jedoch für einen funktionierenden Grosshandel nicht erforderlich. Nationale Eigenheiten und Präferenzunterschiede können trotz des internationalen Wettbewerbs zu einer Produktdifferenzierung führen. Sie dürfen jedoch nicht zur Beeinträchtigung des Grenzhandels eingesetzt werden.

Angebots- und Nachfragekurve zu einem bestimmten Zeitpunkt.² Er ist starken zeitlichen Schwankungen ausgesetzt und reflektiert die Nachfrage und die Kosten der unterschiedlichen Kraftwerkstypen sowie die Kapazitätsengpässe im Stromnetz. Im Falle einer vollständigen Information der Marktteilnehmer und vollständiger Kostentransparenz führt der Marktpreis zur optimalen Allokation der Produktionstechnologien und der Nachfrage und dient als Indikator für Investitionen in Erzeugungsanlagen.

Regulierungsprobleme

Der Grosshandelsmarkt ist nur dann effizient, wenn der Preis die zeitlichen Schwankungen der Nachfrage und die gesamten Produktionskosten inklusive der externen Kosten mitberücksichtigt.

Bei der Beurteilung des Grosshandelsmarktes und des sich dabei bildenden Grosshandelspreises tritt aus folgenden Gründen ein potenzielles Marktversagen auf, was einen entsprechenden Regulierungsbedarf nach sich zieht:

1. Der Grosshandelsmarkt ist nicht nach marktwirtschaftlichen Vorgaben organisiert

Grundvoraussetzung für einen funktionierenden Grosshandelsmarkt ist eine transparente und diskriminierungsfreie Handelsplattform, die über eine genügend grosse Liquidität verfügt und die regionale Knappheit des Stromes im Strompreis differenziert abbildet. Bei zu geringer Liquidität besteht die Gefahr, dass strategisch Kapazitäten zurückgehalten werden, um den Grosshandelspreis zu beeinflussen. In Verbindung mit der kurzfristig unelastischen Stromnachfrage führt dies dazu, dass Monopolrenten abgeschöpft werden können. Damit dieses Risiko minimiert werden kann, sind Handelsregeln für die Marktteilnehmer erforderlich. Diese müssen zudem gewährleisten, dass die Preise ihre Funktion als Knappheitssignal erfüllen können. Eine Lösungsmöglichkeit bietet das Nodal-Pricing-Verfahren, das für jeden Bilanzkreis entsprechend seiner Opportunitätskosten einen eigenen Grosshandelspreis ermittelt. So ergeben sich regional differenzierte Strompreise, die nicht nur die Knappheit des Stromes, sondern auch die Knappheit des zur Verfügung stehenden Stromnetzes widerspiegeln. Regulierungen, welche diese Preisbildung behindern oder ausser Kraft setzen, gefährden nicht nur die Funktionsfähigkeit des Grosshandelsmarktes, sie können auch zu einer Marktverzerrung sowie zu einer ineffizienten Kraftwerksstruktur und Standortwahl führen.

2. Keine vollständige Internalisierung der externen Kosten der Stromproduktion

Werden externe Kosten der Stromproduktion nicht internalisiert, kann es zu einer suboptimalen Allokation der Produktionsmittel in der Erzeugung kommen, da sich die Pro-

² Der markträumende Preis ist für alle Marktteilnehmer identisch. Bei Knappheit an den Landesgrenzen und im Stromnetz können auch in einem effizienten Strommarkt die Grosshandelspreise zwischen Regionen und Bilanzkreisen unterschiedlich ausfallen, da die dadurch entstehenden Kosten idealerweise im Grosshandelspreis enthalten sind (vgl. Kap. 3.2.2).

duzenten bei ihrer strategischen Ausrichtung auf eine unvollständige Kostenbasis abstützen. In der Realität werden auf dem Grosshandelspreis fast ausschliesslich die im Unternehmen unmittelbar anfallenden Produktionskosten verrechnet. Externe Kosten, wie CO₂-Emissionen, eine unterschiedliche Netzbeanspruchung oder das von der Gesellschaft getragene Schadensrisiko von Produktionstechnologien (z. B. Atomkraftwerke) werden in den Preisen nicht automatisch in vollem Umfang berücksichtigt.

Regulierungen und politische Rahmenbedingungen können versuchen, die dadurch verursachten Fehlanreize auf die Kraftwerksstruktur zu minimieren. Dazu können einerseits die Kosten der Erzeugungsarten direkt erhöht werden, indem die Produzenten z. B. durch den Kauf von Emissionsrechten oder durch spezielle Abgaben gezwungen werden, die verursachten externen Kosten zu internalisieren. Andererseits können die Kosten von alternativen Produktionsarten, mit geringeren externen Kosten, gesenkt werden, z. B. durch Subventionen für einzelne Technologien. Beide Instrumente führen zu einer Änderung der Merit-Order des Angebots von Elektrizität, im Idealfall zu Gunsten von Erzeugungsarten, die unter Berücksichtigung externer Kosten kostengünstiger sind.

Ein weiteres Instrument sind politische Verbote bestimmter Produktionstechnologien, wie z. B. von Atomkraftwerken oder auch Gebote bzw. Verpflichtungen festgelegte Kapazitäten bestimmter Produktionstechnologien zu errichten. Andere Massnahmen setzen bei der Nachfrage nach Elektrizität an, z. B. Quotenregelungen zur Zusammensetzung des Strommixes bei der Lieferung an Endverbraucher. Tendenziell sind Massnahmen, welche individuelle Strukturen und die Marktdynamik berücksichtigen (z. B. Handel mit Emissionsrechten) aus Effizienzgesichtspunkten Massnahmen überlegen, die in diskretionären Eingriffen bestehen (z. B. Förderbeiträge für spezielle Technologien).

Bei sämtlichen Massnahmen zur Internalisierung externer Kosten der Produktion sind immer auch die externen Kosten der Produktionstechnologien im Bereich Netz und Systemdienstleistung zu berücksichtigen (vgl. nachfolgend Punkt 3). Bei der Internalisierung externer Kosten ist aus Effizienzgesichtspunkten entscheidend, dass die richtige Mass bzw. die richtige Massnahme gefunden wird um zu verhindern, dass zu hohe Kosten entstehen, d. h. mehr Kosten internalisiert werden, als bestehen. Dies hätte Unterinvestitionen in Kraftwerkskapazitäten zur Folge («Missing Money»).

3. Keine verursachergerechte Übernahme der mit dem Ausbau des Erzeugerparcs verbundenen Mehrkosten im Netz und im Bereich Systembetrieb

Aufgrund der Entbündelung der Produktion vom Systembetrieb und vom Netz werden bei der Wahl des Kraftwerksstandorts, der Produktionstechnologie und -kapazitäten diese Bereiche nicht integriert betrachtet. Dadurch können gegenüber einer integrierten Planung für das gesamte Stromsystem Mehrkosten entstehen, die internalisiert werden müssen. Ein Instrument wäre z. B. eine Beteiligung von Kraftwerken an den Netzkosten (vgl. Abschnitt 3.4) in Abhängigkeit von Mehrkosten im Netz. Um Externalitäten für den Systembetrieb zu internalisieren stehen finanzielle Anreize und technische Auflagen zur Steuerbarkeit der Kraftwerke zur Verfügung. Alternativ könnten Nodal-Pricing-

Systeme angewendet werden. In einem Grosshandelsmarkt, der es ermöglicht, die Opportunitätskosten des Netzes bereits im Preis zu berücksichtigen, erhalten die Kraftwerksbetreiber über den Grosshandelspreis Anreize, ihre Standorte optimal zu wählen.

3.2.2 Grenzkapazitätspreis

Preisbildung

Der Grenzkapazitätspreis ist ein Bestandteil des Grosshandelspreises, wenn die Übertragungskapazität im grenzüberschreitenden Handel zwischen zwei Ländern knapp ist. Er kann als transaktionsabhängige Import- oder Exportgebühr verstanden werden. Trotz eines internationalen Grosshandelsmarktes können dadurch internationale Preisunterschiede entstehen, die den internationalen Austausch des Stromes beeinflussen (vgl. Meister, 2008). Die Preisunterschiede sollten jedoch in einem perfekten Markt gerade dem Preis für die Knappheit des grenzüberschreitenden Transfers des physischen Stromes entsprechen. Abweichungen von diesen Grenzkapazitätspreisen verursachen Arbitragemöglichkeiten, die in einem perfekten Markt von den Marktteilnehmern genutzt werden können.

Regulierungsprobleme

Kapazitätsengpässe auf dem internationalen Strommarkt hemmen den grenzüberschreitenden Stromhandel, führen jedoch nicht automatisch zu Marktversagen. Zur Reduktion dieses Hemmnisses sollte die Allokation der Grenzkapazitäten jedoch auf marktwirtschaftlichen Vergabeverfahren basieren und der Zugang zu den Grenzkapazitäten soll diskriminierungsfrei sein.

Bei der Beurteilung des Grenzhandels und des sich dabei bildenden Grenzkapazitätspreises tritt daher aus den folgenden Gründen ein potenzielles Marktversagen auf, was einen entsprechenden Regulierungsbedarf nach sich zieht:

1. Die Vergabe der Grenzkapazitäten ist nicht nach marktwirtschaftlichen und diskriminierungsfreien Kriterien organisiert

Einschränkungen bei der Vergabe von Grenzkapazitäten, z. B. durch politisch motivierte Langfristverträge zwischen Ländern reduzieren den Wettbewerb und beeinträchtigen die Effizienz des länderübergreifenden Handels. Im Idealfall werden die gesamten zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten über Auktionen angeboten, bei denen sich der Höchstbietende mit dem Kauf für eine bestimmte Zeit einen bestimmten Anteil der Grenzkapazität sichert (vgl. Meister, 2008 für eine Übersicht zum Schweizer Engpassmanagement). Die Vergabemechanismen können dabei einerseits lastflussbasiert (auf Basis von Power Transmission Distribution Factors, PTDF) oder kapazitätsbasiert (auf Basis von Net Transfer Capacity, NTC) sein. Andererseits kann die Vergabe vom Grosshandelsmarkt losgelöst in expliziten Auktionen oder in Kombination mit dem Grosshandelsmarkt in sogenannten impliziten Auktionen stattfinden (Frontier Economics, 2006).

In einem effizienten Markt sollte jedoch ein flussbasiertes, implizites Auktionsverfahren gewählt werden, bei welchem die Grenzkapazität an die physische Stromlieferung ge-

koppelt ist. Die Kapazität kann somit an die effektiven Lastflüsse angepasst werden und die Auktionen können parallel zum Grosshandelsmarkt stattfinden. Dies führt zu einer besseren Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten und vermeidet unnötige Preisunterschiede zwischen den Ländern (Frontier Economics, 2006).

2. Die Grenzkapazitäten entsprechen nicht den Marktbedürfnissen und die Preise werden nicht verursachergerecht weiterverrechnet

Um beim Grenzhandel optimale Anreize zu schaffen, müssen die Grenzkapazitäten den Marktbedürfnissen entsprechen und die entstehenden Kosten verursachergerecht über den Grosshandelspreis weiterverrechnet werden. Ist dies nicht der Fall, kommt es zu einer Fehlallokation und der Anbieter der Grenzkapazitäten kann eine Monopolrente einfahren. Idealerweise werden daher Richtlinien erlassen, welche den Anbieter von Grenzkapazitäten zum bedarfsgerechten Ausbau verpflichten und die Monopolrente einschränken bzw. an Verwendungszwecke binden (z. B. Ausbau der Grenzkapazitäten).

3.2.3 *Detailhandelspreis*

Preisbildung

Für einen wettbewerbsorientierten Detailhandel bestehen im Idealfall keine Einschränkungen der Konsumenten bei der Lieferantwahl. Um dies zu erreichen, muss einerseits der diskriminierungsfreie Zutritt zum monopolistischen Netz regulatorisch gewährleistet werden (vgl. Abschnitt 3.4) und andererseits der Markt für die Endkunden vollständig geöffnet sein. Die Lieferanten, welche die Energie im Grosshandel einkaufen, bieten diese im Detailhandel den Endkunden an. Bei der Angebotsgestaltung werden die Einkaufskosten (darin enthalten sind Mengen- und Preisrisiken) sowie die eigenen Aufwendungen des Lieferanten berücksichtigt. Die Nachfrage nach Elektrizität ist volatil und kurzfristig sehr unelastisch. Diese Nachfragecharakteristika gepaart mit der Nicht-Speicherbarkeit von Elektrizität führen zu stark schwankenden Börsenpreisen und entsprechend je nach Portfolio und Beschaffungszeitpunkt zu grossen Unterschieden bei den Beschaffungskosten des Energielieferanten (vgl. Ockenfels, 2007).

Der Detailhandelspreis orientiert sich in einem perfekten Markt am Schnittpunkt der Angebots- und Nachfragekurve.

Regulierungsprobleme

Für einen effizienten Energiekonsum müssten die zu jedem Zeitpunkt geltenden Preise unmittelbar an die Endverbraucher weitergegeben werden. Entsprechend würden bei hohen Preisen nur noch diejenigen Endkunden Energie nachfragen, deren Zahlungsbereitschaft ausreichend hoch ist. Im Detailhandel kann aus folgenden Gründen Marktversagen mit entsprechendem Regulierungsbedarf auftreten:

1. Die Nachfrageinformationen liegen in Bezug auf das individuelle Verbrauchsverhalten (Nachfragstruktur) zu wenig detailliert vor, was eine effiziente Preissetzung verhindert

Da aktuell die Mehrheit der Endkunden nicht zu wirtschaftlichen Bedingungen mit den entsprechenden technischen Geräten ausgestattet werden kann, gelangen keine Preissignale von der Strombörse zu den Endkonsumenten, was eine Anpassung des individuellen Verbrauchsverhaltens dieser Kunden erschwert. Zudem können die durch das spezifische Verbrauchsverhalten verursachten Kosten bei der Energiebeschaffung den kleineren Kunden nicht spezifisch zugeordnet werden, weshalb der Energielieferant eine geeignete Durchschnittspreisbildung vornimmt. Die durchschnittlichen Energiepreise verhindern nicht nur, dass die Nachfrage auf Preissignale reagiert, sondern fördern gleichzeitig den ineffizienten Konsum von Strom, da die Kosten des Spitzenlastkonsums sozialisiert werden (vgl. Ockenfels, 2007). Den Effekt etwas abschwächen könnte man, indem die Preisbildung eine (stärkere) Differenzierung des durchschnittlichen Energiepreises in Abhängigkeit der Tages- und Jahreszeit verfolgt. Die Wirkung ist jedoch begrenzt (vgl. Nabe et al., 2009a).

Um die Nachfrage verstärkt in den Preisbildungsmechanismus zu integrieren, können Smart Meter eingesetzt werden. Diese können einerseits den genauen Energieverbrauch erfassen und andererseits den Endkunden die Preissignale aus dem Grosshandel übermitteln und ihn befähigen, sein Verbrauchsverhalten gezielt zu steuern. Der Einsatz von Smart Meters insbesondere in Verbindung mit einem Smart Grid kann ebenfalls auf den Netzausbau sowie die Energieproduktion und die Systemdienstleistung einen positiven Effekt haben, da die Netzkapazitäten langfristig besser geplant und den Endkunden verursachergerecht verrechnet werden können (vgl. Abschnitt 3.4). Überdies kann auch eine Verbesserung des Energiemanagements erreicht werden (vgl. Abschnitt 3.3) (vgl. EU-RELECTRIC, 2011), indem gezielt Verbrauchsgeräte und ein Teil der Produktionsanlagen auch in Abhängigkeit von den Marktpreisen automatisch gesteuert werden. Aufgrund der Sozialisierung des Spitzenkonsums und der unklaren Betroffenheit der Konsumenten in Kombination mit den hohen Investitionskosten einer flächendeckenden Einführung von Smart Grid besteht die Gefahr, dass sich Investitionen in Smart Grids weder aus der individuellen Sicht des Netzbetreibers noch aus der Sicht der Konsumenten rentieren. Wenn jedoch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht der Nutzen von Smart Meters im Vergleich zu den Kosten der Einführung als höher eingeschätzt wird, könnte die Einführung gesetzlich forciert werden.

Wie bereits erwähnt, ist der Stromdetailhandel im Vergleich zu anderen Branchen durch die Nicht-Speicherbarkeit des Stroms gekennzeichnet. Neben der zeitnahen Übermittlung von Preissignalen ist für die Effizienz des Marktes auch die Möglichkeit zur unmittelbaren Reaktion auf die Preissignale entscheidend. Diese sind stark an technische Restriktionen zur Steuerung von Angebot und Nachfrage geknüpft.

2. Die am Markt umgesetzte Menge an Elektrizität ist zu gross, weil in den Detailhandelspreisen die mit der Erzeugung verbundenen externen Kosten nicht vollständig abgebildet werden

In den meisten Ländern wird Elektrizität als Gut der Grundversorgung definiert. Um die Versorgung der gesamten Bevölkerung eines Landes mit Strom zu gewährleisten, können – abgesehen von der erforderlichen Netzanschlusspflicht (vgl. Abschnitt 3.4) – im Zusammenhang mit der Grundversorgung weitere regulatorische Eingriffe verbunden sein, wobei die Eingriffsintensität insbesondere vom Marktöffnungsgrad abhängig ist. Bei vollständiger Marktöffnung ist aus ökonomischer Sicht zur Gewährleistung der Versorgung lediglich der Energielieferant zu bestimmen, welcher die Energielieferung an Endkunden erbringt, deren Energielieferant ausgefallen ist (Ersatzenergie). Eine Regulierung der Preise bzw. der Kosten ist in diesem Bereich bei vollständiger Marktöffnung nicht erforderlich.

Werden die negativen Externalitäten bei der Stromproduktion nicht durch eine Beeinflussung der relativen Kosten des Angebots verschiedener Erzeugungsarten berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2.1), können regulatorische Eingriffe aufgrund dieses Marktversagens auch bei der Nachfrage nach Strom ansetzen. Über die direkte oder indirekte Steuerung der Nachfrage wird dabei Einfluss auf die Höhe des Detailhandelspreises genommen. Zum einen kann die gesamte nachgefragte Menge nach Elektrizität reduziert werden, indem z. B. Verbrauchsvorschriften (Verbot von Elektroheizungen) oder Auflagen für elektrische Geräte sowie Gebäudenormen definiert werden. Zum anderen kann die Nachfrage nach Energiequellen, die sich durch geringere Externalitäten auszeichnen, aktiv erhöht werden, indem z. B. Quotenregulierungen in Bezug auf erneuerbare Energien als Instrument zur Nachfragesteuerung eingesetzt werden. Energielieferanten werden dabei verpflichtet, einen gewissen Anteil der gelieferten Energie mit geringeren externen Kosten abzusetzen.

3. Ist der Strommarkt nicht für alle Kunden geöffnet, sind Vorgaben zur Vermeidung von Quersubventionierungen zwischen Monopol- und Marktbereich erforderlich sowie Massnahmen zur Vermeidung von Monopolrenten

Ist der Markt nur für einen Teil der Endkunden geöffnet, ist aus Effizienzoptik für die «gefangenen» Kunden eine Regulierung notwendig, da der Energielieferant in diesem Fall einen Monopolpreis durchsetzen kann. Dieser fällt umso höher aus, je weniger preissensitiv die Nachfrage reagiert. Insbesondere besteht für den Grundversorgungsanbieter auch der Anreiz, den Marktbereich über die Einnahmen der Grundversorgung zu subventionieren, um möglichst viele Marktkunden zu gewinnen. Ein Regulierungseingriff zur Kontrolle des Verhaltens der Lieferanten in der Grundversorgung kann bei den Preisen bzw. den Kosten ansetzen, welche im Bereich der Grundversorgung verrechnet werden. Dabei würde sich eine Preisregulierung an einem Referenzpreis orientieren, z. B. dem Marktpreis, der für Elektrizität erzielt wird. Die Kostenregulierung setzt hingegen bei den Gesteuerungskosten an. Eine Kombination der beiden Ansätze ist ebenfalls möglich und kommt in der Praxis auch zur Anwendung.

Für die Preistransmission im Zusammenhang mit der Regulierung der Grundversorgung ist weiter von Interesse, welche Kunden Zugang zur Grundversorgung haben. Dabei las-

sen sich Modelle unterscheiden, in denen die Endverbraucher aufgrund regulatorisch definierter Kriterien (z. B. Elektrizitätsverbrauch) der Grundversorgung oder dem Marktbereich zugeordnet werden oder in denen Endverbraucher selbst wählen, ob sie den Marktbereich oder die Grundversorgung wählen. Auch hier sind Kombinationen denkbar.

3.3 Regelenergiepreis

Preisbildung

In Stromnetzen müssen sich Angebot und Nachfrage jederzeit entsprechen, so dass ein Ausgleich allein über eine Anpassung des Energiepreises nicht innerhalb der technisch bedingten kurzen Frist möglich ist. Um den physischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage und damit die Systemstabilität zu gewährleisten, wird Ausgleichsenergie benötigt. Dies geschieht einerseits durch einen gegenseitigen Ausgleich der einzelnen Stromfahrpläne, andererseits durch zurückbehaltene Kraftwerksreserven (Regelleistung), die bei Bedarf zu- oder abgeschaltet werden. Die Beschaffung dieser Regelleistung erfolgt in einem liberalisierten Strommarkt über den Regelmarkt, der die Abgeltung der Vorhalteleistungen zu marktgerechten Preisen ermöglicht. Beim Angebot handelt es sich im optimalen Fall um grosse oder zu einem grossen Verbund zusammengeschlossene Kraftwerke des In- und Auslands, die aufgrund ihrer Technologie rasch zu- oder abgeschaltet werden können. Typischerweise sind dies Pumpspeicher- oder Gaskombikraftwerke, aber auch Grosskunden, die sich temporär vom Netz nehmen lassen. Wichtig für ein optimales Funktionieren des Regelenergiemarktes und der damit verbundenen Preisbildung ist, dass im Idealfall kein Anbieter von Regelenergie eine *pivotal*³ Grösse besitzt, die zu eigenen Gunsten ausgenutzt werden könnte.

Regulierungsprobleme

Der Regelmarkt ist nur dann optimal, wenn die Beschaffung der Regelleistung kosteneffizient ist und die Weiterverrechnung der Kosten Anreize zur Minimierung der Regelenergie schafft. Hierzu sind bestimmte Regulierungen notwendig. Regulierungen sind in den folgenden Bereichen erforderlich:

1. Der Regelenergiemarkt ist nicht klar abgegrenzt und organisiert

Die Tatsache, dass der Strom nur schwer speicherbar ist, macht eine professionelle Frequenzregelung notwendig, um die Spannungshaltung (Versorgungssicherheit) zu gewährleisten. Damit dies in einem wettbewerbsorientierten Markt effizient durchgeführt werden kann, braucht es eine klare Zuweisung der Zuständigkeiten und Kompetenzen. Aus netztechnischen Gründen wird diese vorzugsweise an die Übertragungsnetzbetreiber

³ Als *pivotal* Unternehmen werden Unternehmen resp. Anbieter bezeichnet, welche aufgrund ihrer Marktmacht unverzichtbar sind, um die Nachfrage zu befriedigen (vgl. Bundeskartellamt, 2011).

(ÜNB) übertragen, wobei der Systembetrieb unabhängig von der Produktion und den Verteilnetzen zu gestalten ist. Die ÜNB sind dabei für ein abgegrenztes Regelgebiet verantwortlich (gebietsbezogenes Monopson) und können etwaige Leistungsbilanzabweichungen mit Hilfe zeitlich abgestufter Produkte (z. B. Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) ausgleichen (vgl. Ausführungen zu nachfolgendem Punkt 3). Die (technischen) Vorgaben der ENTSO-E werden dabei für diese Studie als gegeben betrachtet.

2. Die Beschaffung der Regelleistung ist nicht nach marktwirtschaftlichen Kriterien organisiert

Die vollständige Entbündelung der Übertragungsnetzbetreiber von den Verteilnetzen und der Erzeugung machen es erforderlich, dass der Systemdienstleistungsverantwortliche seine Regelleistung auf einem separaten Markt beschafft. Damit dies effizient ablaufen kann und kein Anbieter benachteiligt wird, braucht es Vorschriften, die einen möglichst marktwirtschaftlichen Ausschreibungsprozess ermöglichen. Als Nachfragemonopolist auf dem Regelmarkt wird der ÜNB gerade so viel Regelleistung nachfragen, die es ihm erlaubt, die Versorgungssicherheit aufrecht zu erhalten. Die Beschaffung erfolgt am effizientesten über öffentliche Nachfrageauktionen, bei denen Kraftwerke ihre Kapazitäten zum Kauf anbieten können. Durch einen transparenten Auktionsmechanismus kann verhindert werden, dass der ÜNB seine Marktmacht ausnutzt und es können Diskriminierungen unabhängiger Kraftwerksbetreiber vermieden werden. Die Anbieter offerieren ihre Kapazitätsreserven entsprechend ihrer Merit-Order zu Grenzkosten. Der Angebotspreis ist demnach abhängig von der ausgeschriebenen Menge und den verfügbaren Kapazitäten zur Bereitstellung der jeweiligen Art bzw. Fristigkeit der Regelleistung.

Der Regelenergiepreis richtet sich ähnlich zum Grosshandel nach dem Angebot und der Nachfrage, d. h. das letzte Gebot, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis (Market Clearing Price). Der resultierende Marktpreis wird dabei gerade so hoch sein, dass die Anbieter zwischen dem Grosshandel und dem Regelmarkt indifferent sind. Im Unterschied zum Grosshandelspreis werden jedoch keine physischen Fahrpläne gehandelt. Es werden ausschliesslich Versicherungen ausgehandelt, die es entsprechend einer Realoption erlauben, bei Bedarf die erforderliche Leistung abzurufen.

Alternativ liesse sich hier auch ein Gebotspreisverfahren (Pay-as-bid-Verfahren) verwenden, das unter optimalen Marktbedingungen zumindest aus theoretischer Sicht zum gleichen Marktergebnis führen würde (Tierney und Schatzki, 2008). In der Realität, mit unvollständigen Informationen, zeigt sich jedoch nicht selten, dass mit dem Gebotspreisverfahren höhere Preise erzielt werden, da die Unternehmen keine Anreize haben, zu ihren Grenzkosten anzubieten. Sie versuchen den Marktpreis durch strategisches Verhalten auszuloten, was zu überhöhten Preisen führt (Tierney und Schatzki, 2008; Oren, 2004). Dieses Problem existiert beim Grenzpreisverfahren nicht, solange der Markt über genügend Liquidität verfügt und keine pivotalen Unternehmen existieren. Hier offeriert jeder Anbieter interessehalber zu seinen Grenzkosten. Korrekterweise muss hier jedoch angefügt werden, dass bei ungenügendem Angebot das Grenzpreisverfahren seine Überle-

genheit verliert, da sich strategisches Verhalten direkt für alle Marktteilnehmer auswirkt. In diesen Fällen kann sich wiederum ein Gebotspreisverfahren lohnen (Oren, 2004).

3. Das Präqualifikationsverfahren ermöglicht keine ausreichende Liquidität des Angebots

Die Voraussetzung, dass die nationalen Rahmenbedingungen nur in den seltensten Fällen zu einem genügend liquiden Regelmarkt führen, machen bestimmte Regulierungen bei der Angebotsgestaltung notwendig. Der Hauptgrund liegt in der Tatsache, dass der Systemdienstleistungsbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zwingend auf die von ihm ausgeschriebene Regelleistung angewiesen ist. Wird nicht genügend Regelleistung angeboten, kann er seine Aufgabe nicht wahrnehmen und es kommt im schlimmsten Fall zu einem temporären Blackout. Um dies zu verhindern, sollten dem Systemdienstleistungsverantwortlichen Kompetenzen zugesprochen werden, die es ihm ermöglichen, den Umfang und die Qualität des Angebots zu steuern. Die benötigten Regelleistungen hängen dabei stark vom vorherrschenden Kraftwerkspark und der Marktstruktur ab. Insbesondere bei einer zunehmenden Nutzung von Wind und Solarenergie ist von einer gesteigerten Unsicherheit und somit einer Zunahme der Regelleistung auszugehen. Eine Effizienzsteigerung könnte z. B. durch eine länderübergreifende Bedarfsplanung oder durch Market Coupling erreicht werden, weil sich dadurch die Kraftwerksparks der eingebundenen Länder gegenseitig ergänzen können. Ferner sind die Fehlmengen (Fahrplanabweichungen) zusammengeschlossener Bilanzgruppen kleiner als die Summe je Bilanzgruppe, da so ein Grossteil der benötigten Regelleistung gegenseitig ausgeglichen werden kann, was zu einer zusätzlichen Stabilisierung in der Regelzone führt. Eine weitere Möglichkeit böte der Einsatz von sogenannten Smart Grids, die durch eine Rückkopplung des Endkundenverhaltens mit den Kraftwerken dazu beitragen, den Einsatz von Regelleistung zu minimieren.

4. Die Kosten der Systemdienstleistung werden nicht verursachergerecht weiterverrechnet

Die Organisation des Regelenergiemarktes verursacht Kosten sowohl für die Vorhaltung der Kapazitätsreserven als auch für die physische Lieferung der Ausgleichsenergie. Diese werden idealerweise den Bilanzkreisverantwortlichen (Stromproduzent, Stromhändler oder Stromlieferant) verrechnet. Nur wenn die Kosten von denjenigen getragen werden, welche die Möglichkeiten zur Minimierung der Fahrplanabweichungen haben, können Anreize für einen effizienten Strommarkt bestehen.

3.4 Netznutzungsentgelt

Regulierungsbedarf

Der Stromtransport wird durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Das Übertragungsnetz besteht aus dem Höchstspannungsnetz, dient dem Transport über längere Strecken und ist Teil des Europäischen Verbundnetzes. Das Höchstspannungsnetz wird in den meisten Ländern von einem oder einigen wenigen Unternehmen betrieben, die von anderen Aktivitäten

unabhängig sind. Bei Verteilnetzen handelt es sich meist um lokale Monopole, die zumindest buchhalterisch von anderen Aktivitäten entflochten sind. Während in der Erzeugung und im Handel Wettbewerb erzielt werden kann, handelt es sich bei Elektrizitätsnetzen um sogenannte «monopolistische Bottlenecks». Dabei kann ein Netzbetreiber eine bestimmte Region kostengünstiger versorgen als mehrere Anbieter. Ausserdem liegen versunkene Kosten vor, durch die der bestehende Netzbetreiber über eine stabile Marktmacht verfügt. Dies führt dazu, dass Netzbetreiber nicht nur de facto, sondern auch de jure in den meisten Ländern Monopolisten sind, die allein für die Versorgung eines bestimmten Gebiets verantwortlich sind (Gebietsmonopol). Dadurch entsteht zum einen die Gefahr von überhöhten Preisen für die Netznutzung (Monopolpreis), zum anderen kann der Wettbewerb in den komplementären Teilmärkten eingeschränkt werden, wenn nicht alle potenziellen Wettbewerber gleiche Zugangsbedingungen erhalten. Dadurch ergibt sich ein Regulierungsbedarf für den Netzzugang sowie das Netznutzungsentgelt (vgl. z. B. Knieps, 2005).

Regulierung der Netznutzungsentgelte

Für die Regulierung der Netznutzung stehen verschiedene Instrumente zur Verfügung. Zu unterscheiden sind drei Aspekte:

1. Wahl des Regulierungsrahmens

Der Regulierungsrahmen beeinflusst zum einen das Potenzial für Quersubventionierungen z. B. des Energievertriebs durch den Netzbereich und damit das Diskriminierungspotenzial und die Preisbildung im Detailhandel sowie zum anderen das Preisniveau im Netzbereich. Zur Vermeidung diskriminierender Netznutzungsentgelte wird der Netzbereich von übrigen unternehmerischen Aktivitäten wie Energievertrieb und weiteren Dienstleistungen entbündelt. Die regulatorischen Möglichkeiten reichen dabei von der buchhalterischen bis zur rechtlichen und eigentumsrechtlichen Entflechtung. Das Verhalten der Netzbetreiber kann durch Regulierungsbehörden überwacht werden, indem die Datengrundlagen der Preisbildung hinsichtlich Quersubventionierungen überprüft werden. Je stärker der Entflechtungsgrad, desto geringer sind die diesbezüglichen Aufsichtserfordernisse.

Zur Regulierung der Preishöhe stehen als Regulierungsrahmen Formen der Kosten- und Anreizregulierung zur Verfügung. Bei der Anreizregulierung wird den Netzbetreibern anhand ihrer individuellen Ausgangskostenbasis vorgeschrieben, wie sich die Preise (Price-Cap-Regulierung) oder der Erlös (Revenue-Cap-Regulierung) innerhalb der Regulierungsperiode entwickeln sollen. Basieren die Regulierungsvorgaben nicht auf den individuellen Kosten der einzelnen Netzbetreiber, sondern orientieren sich an den Kosten des effizientesten Netzbetreibers, so spricht man von einer Yardstick-Regulierung (für eine ausführlichere Beschreibung der Methoden vgl. z. B. Filippini et al., 2001). Bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens ist als Grundlage einer effizienten Preistransmission die richtige Höhe des Preises entscheidend. Werden nicht alle Kosten in die Preise eingerechnet, die für die aktuelle und zukünftige Versorgungssicherheit anfallen,

besteht gesamtwirtschaftlich ebenso ein Problem wie bei einer zu hohen Kostenbasis, die zu ineffizienten Netzen führt.

Bei der Anreizregulierung besteht die Gefahr, dass zu wenig in das Netz investiert wird und somit die Versorgungssicherheit langfristig gefährdet ist. Um dies zu verhindern, sollten bei einer Anreizregulierung zusätzlich Investitionsanreize gesetzt werden. Ein weiteres Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist die explizite Berücksichtigung der Qualität des Netzes. Dabei kann der Erlöspfad durch Bonus-Maluszahlungen angepasst, die Qualität im Effizienzvergleich berücksichtigt oder direkte Zahlungen an die Kunden verlangt werden.

2. Bestimmung der Kostenbasis zur Berechnung der Netznutzungsentgelte

Zentral für die Höhe des Netznutzungsentgelts ist die Bestimmung der relevanten Kostenbasis bzw. der «anrechenbaren» Kosten. Diese sollten lediglich diejenigen Kosten enthalten, die für einen effizienten Netzbetrieb notwendig sind und somit als Netznutzungsentgelt den Netznutzern verrechnet werden können. Informationsasymmetrien, die zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreibern bestehen, erschweren jedoch die Beurteilung der Kostenbasis und der Effizienz eines Netzbetreibers. Mittels eines Effizienzvergleichs der Netzbetreiber kann erreicht werden, dass ineffiziente Netzbetreiber strengere Vorgaben erhalten als effiziente. Zusätzlich zu der daraus ermittelten individuellen Effizienzvorgabe kann eine allgemeine Effizienzvorgabe gefordert werden.

Die Abgrenzung der Netzkosten gegenüber anderen Tätigkeitsbereichen des Netzbetreibers muss mindestens eine buchhalterische Entflechtung des Netzbereichs von den übrigen Tätigkeiten sein. Welche Kosten konkret in den Netznutzungsentgelten enthalten sind, kann unterschiedlich definiert sein und ergibt sich im Übertragungsnetz aus den Verrechnungsmodalitäten der Systemdienstleistungen, die in den Netzkosten enthalten sein oder direkt verrechnet werden können. Ideal ist eine verursachergerechte Verrechnung der Systemdienstleistungen (vgl. Abschnitt 3.3 Punkt 4). Im Verteilnetz stellt sich insbesondere die Frage, inwieweit Messkosten enthalten sind. Sofern Messdienstleistungen nicht dem Monopolbereich zugeordnet werden, ergibt sich der Preis auf einem Markt. Dabei ist zu beachten, dass dieser Markt so organisiert werden muss, dass der Nutzen aus dem Wettbewerb die Kosten der Aufspaltung der Dienstleistungen nicht übersteigt. Ebenfalls zentral bei der Bestimmung der relevanten Kostenbasis ist die Berücksichtigung der Kapitalkosten. In einer Vollkostenbetrachtung sind die Kapitalkosten kalkulatorisch zu bestimmen. Grundlage ist eine ökonomisch fundierte Bewertung der Anlagen. Diese werden über betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern abgeschrieben und zu einem marktüblichen Zinssatz für vergleichbare Investitionen verzinst. Entscheidend ist, dass das Konzept geeignet ist, die Substanzerhaltung zu sichern, wie dies auf Basis von Wiederbeschaffungswerten möglich ist. Die Kostenbasis wird in jedem Land durch Abgaben- und Steuerregime beeinflusst, wodurch weitere Verzerrungen entstehen können.

3. Vorgaben bezüglich der Höhe und Struktur der Netznutzungsentgelte

Um eine effiziente Netznutzung zu gewährleisten, sollten die Kosten verursachergerecht verrechnet werden. Um die Netzauslastung zu optimieren, wäre aus Sicht der Netzeffizienz ein verursachergerechtes Preissystem zielführend, bei dem vor allem die Leistungsspitzen im Netz geglättet würden. So können die kapazitätsrelevanten Kosten wie Dimensionierung der Leitungen und Transformatoren möglichst gering gehalten werden. Mit den aktuell üblichen Messgeräten besteht dabei die Möglichkeit zur Verrechnung von Leistungspreisen und tageszeitlich differenzierten Arbeitspreisen, wobei letztere die Netzlast weniger gut beeinflussen können. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, einmalige Entgelte für den Netzanschluss in Abhängigkeit von der Dimensionierung zu verrechnen. Die Struktur der Netznutzungsentgelte, die dem Endverbraucher verrechnet werden, wird in einigen Ländern aufgrund politischer Zielsetzungen ausserhalb des Netzbereichs z. B. zur Förderung der Energieeffizienz oder Schutz bestimmter Konsumentengruppen regulatorisch beeinflusst.

Bei einer verursachergerechten Tarifierung ist auch eine Beteiligung der Stromerzeuger an den Netzkosten zu erwägen. Eine sogenannte «G-Komponente» ist jedoch nur dann effizienzsteigernd, wenn der Tarif vom Standort bzw. den damit verursachten Netzkosten abhängt. Damit werden die Netzkosten zumindest teilweise internalisiert und bei der Standortwahl der Kraftwerke berücksichtigt. Eine G-Komponente erhöht die Gesteuerungskosten der betroffenen Produzenten und beeinflusst damit die Merit-Order des Angebots im Grosshandel. Diese verursachergerechte Behandlung von Erzeugeranlagen gilt insbesondere auch für erneuerbare Energien, die Verstärkungen und Umbauten der bestehenden Netze erfordern. Die Externalitäten im Netz hängen unter anderem vom technischen Fortschritt der Mess- und Steuerungstechnik ab (Smart Meters und Smart Grids). Je «smarter» das Netz gebaut ist, desto besser kann es mit den zunehmenden dezentralen Einspeisungen umgehen. Hinsichtlich der verursachergerechten Verrechnung der Investitionen in intelligente Netze stellt sich die Frage, wer durch sie profitiert und wer sie verursacht.

3.5 Endkundengesamtpreis

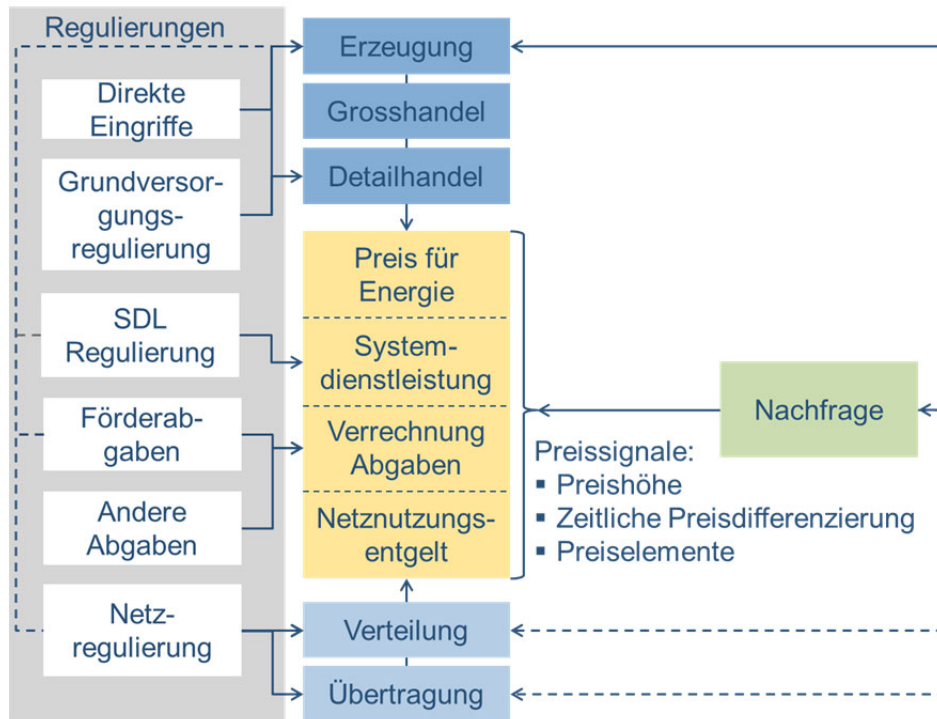
Im Idealfall setzt sich der Endkundengesamtpreis aus den einzelnen Preiskomponenten zusammen, welche den Endverbrauchern direkt weitergeleitet werden. Hierbei ist zu beachten, dass die optimale Preissetzung im Netz- und im Energiebereich auf unterschiedlichen Grundsätzen beruht und konträre Wirkungen zur Folge haben können. Während im Netzbereich verursachergerecht die Kapazität im Vordergrund der Verrechnungssystematik steht, stehen im Energiebereich Arbeitspreise pro Kilowattstunde im Vordergrund.

Neben dem Preis der Energie, der Systemdienstleistungen sowie der Netznutzung werden den Endverbrauchern in einigen Ländern zusätzlich Abgaben verrechnet (vgl. Abbildung 3). Diese Komponente kann u. a. zur Finanzierung verschiedener regulatorischer Eingriffe dienen (z. B. Abgaben zur Förderung erneuerbarer Energien). Der Endkundengesamtpreis erhöht sich entsprechend um einen gewissen Betrag. In Abhängigkeit der Anteile der verschiedenen Kompo-

nenen am Endkundengesamtpreis wird die Transmissionsmöglichkeit des jeweiligen Preises für Energie und für das Netz relativiert.

Insofern ist zu erwägen, inwieweit die Kosten des Gesamtsystems von der Stromproduktion bis zur Lieferung an den Endverbraucher effizient in Preisen abgebildet werden kann. Im Idealfall sind mindestens die Rückkoppelungen zwischen Energie, Systemdienstleistungen und Netzknappheit im Gesamtpreis enthalten.

Abbildung 3 Elemente des Endkundengesamtpreises und Zusammenhang



Quelle: Polynomics.

4 Referenzmodell zur Beurteilung der Regulierungsdesigns

Je nach technischen oder ökonomischen Restriktionen sind unterschiedliche Regulierungen notwendig, damit eine effiziente Allokation der Ressourcen im Stromsektor erfolgen kann. Basierend auf den bisherigen theoretischen Überlegungen lassen sich im Folgenden die Regulierungen zur Organisation des Gross- und Detailhandelsmarktes, des Regelenenergiemarktes und der Netznutzung identifizieren (Abschnitte 4.1 bis 4.3) und damit einhergehend ein «Referenzmodell» ableiten, das durch «Markt, wo möglich» und «Regulierung, wo notwendig» charakterisiert ist.

In Abschnitt 4.4 wird aufgezeigt, wie Regulierungseffizienz durch Indizes basierend auf dem Referenzmodell gemessen werden kann. Hierzu werden in Abschnitt 4.4.1 die Aspekte aufgezeigt, durch die sich ein Referenzmodell aus Effizienzoptik auszeichnet. Bei der Definition der Regulierungsmodelle werden in der politischen Realität vielfach einzelne Regulierungsziele verfolgt, die sich insbesondere Teilaspekten der Stromversorgung widmen. In Abschnitt 4.4.2 werden die verschiedenen aus dem Referenzmodell bekannten Regulierungsfragen hinsichtlich ihrer Wirkung auf mögliche Regulierungsziele beurteilt. Damit die Regulierungsmodelle in den Ländern in Bezug auf die Umsetzung der relevanten Regulierungsfragen verglichen werden können, ist ein Beurteilungsmassstab notwendig. Dieser wird im Abschnitt 4.4.3 vorgestellt.

Das Referenzmodell dient zur Identifikation der relevanten Regulierungsfragen und als Beurteilungshilfe bei der Analyse der Regulierungen, die für ausgewählte Vergleichsländer vorgenommen werden soll (Abschnitt 4.5).

4.1 Organisation des Gross- und Detailhandelsmarktes und relevante Regulierungen

Die Erzeugungskapazitäten (Angebot) und die Stromnachfrage werden auf dem Grosshandelsmarkt aufeinander abgestimmt. Dabei kann der Stromgrosshandel sowohl über Strombörsen als auch über einen bilateralen Handel (OTC) erfolgen. Zugang zum Handel haben grundsätzlich alle Produzenten, Händler, Verkäufer, Endverbraucher sowie andere Arbitrageure. Im Detailhandel wird entsprechend von einem Marktöffnungsgrad von 100 Prozent ausgegangen. Es wird zwar eine Lieferpflicht für Endkunden unterstellt, spezifische Regelungen hinsichtlich einer Grundversorgungsregulierung existieren aber keine. Die Detailhandelspreise sind nicht reguliert.

Konkret sind im Referenzmodell folgende Regulierungen notwendig:

Grosshandelspreis

- Organisation des Grosshandels: Regulatorisch sicherzustellen ist das Funktionieren einer transparenten und diskriminierungsfreien Handelsplattform, die über eine genügend

grosse Liquidität verfügt, so dass eine Preisbeeinflussung durch strategische Zurückhaltung von Erzeugungskapazitäten nicht möglich ist.

- Internalisierung der Kosten: Es ist über entsprechende Instrumente die Internalisierung der mit der Stromproduktion verbundenen negativen Externalitäten sicherzustellen. Dabei ist eine Abstimmung mit den Instrumenten auf der Detailhandelsstufe (direkte und indirekte Nachfragesteuerung) erforderlich.
- Verursachergerechte Finanzierung der Kosten: Zudem sollte sichergestellt werden, dass die mit dem Anschluss neuer Erzeugungskapazitäten verbundenen Kosten des Netzaus- und -umbaus verursachergerecht in die Gestehungskosten der Kraftwerke einfließen.

Grenzkapazitätspreis

- Marktwirtschaftlicher Preisfindungsmechanismus: Damit sich der Preis für die Nutzung der Übertragungskapazitäten an den Ländergrenzen auf transparente und diskriminierungsfreie Weise bildet, sind klare Vorschriften zum Vergabemechanismus (Auktion) erforderlich und die Preise sind verursachergerecht zu verrechnen. Implizite Auktionen haben dabei den Vorteil, dass sie durch eine Koppelung an die gehandelte Energie den Kapazitätspreis direkt im Energiepreis abbilden.
- Bedarfsgerechter Ausbau der Grenzkapazitäten: Es müssen Anreize bestehen, welche die Betreiber der Grenzkapazitäten zu einem bedarfsgerechten Ausbau der Kapazitäten bewegen.

Detailhandelspreis

- Vollständige Information zum Nachfrageverhalten: Das (individuelle) Verbrauchsverhalten (Nachfragestruktur) sollte möglichst gut abgebildet werden bzw. Rückmeldungen an die Produzenten sollten im Rahmen der technisch-wirtschaftlichen Möglichkeiten genutzt werden.
- Preisanpassung: Grundsätzlich sollten alle Kunden Marktzugang erhalten. Im Fall einer Teilmarktöffnung ist zu definieren, welche Preise die «gefangenen Kunden» zu bezahlen haben, wobei hier eine Orientierung an einem möglichst marktnahen Referenzpreis erfolgen sollte.

Zusammenfassend lassen sich für die Bestimmung der verschiedenen Elemente des Energiepreises folgende Regulierungsfragen ableiten:

Tabelle 2: Relevante Regulierungsfragen bei der Bildung des Energiepreises

| Relevante Regulierungsfragen | Antworten im Referenzmodell |
|--|---|
| Grosshandelspreis | |
| Existiert ein Grosshandelsmarkt, und wie ist der Markt organisiert? | Ja, transparente und diskriminierungsfreie Plattform inkl. Intraday-Markt |
| Unterliegt der OTC-Handel speziellen Vorschriften und wenn ja wie sind sie ausgestaltet? | Ja, transparente und diskriminierungsfreie Regeln |
| Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Grosshandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | Nein |
| Welche Regelungen existieren, um die Verzerrung aufgrund der Nicht-Internalisierung von externen Kosten der Erzeugung zu minimieren: | |
| Verteuerung der Grenzkosten der Erzeugung durch CO ₂ -Zertifikate? | Möglichst gross und somit liquider CO ₂ -Handel |
| Direkte Förderung von erneuerbaren Energien (Art der Förderung und Finanzierung)? | Technologieneutral und marktwirtschaftlich |
| Liegen Vorschriften zur integrierten Kraftwerks- und Netzplanung vor (z. B. G-Komponente) und wenn ja, welche? | Verursachergerechte Berücksichtigung der Aus- und Umbaukosten durch Erzeuger und Endkunden |
| Grenzkapazitätspreis | |
| Nach welchen Regeln werden die Preise für Grenzkapazitäten ermittelt und zugeteilt? | Implizite Auktion |
| Wie werden die Preise für Grenzkapazitäten an die Stromkunden weitergegeben? | Verursachergerecht über den Grosshandelspreis |
| Detailhandelspreis | |
| Welcher Marktöffnungsgrad gilt für den Detailhandel? | 100% |
| Existieren Eingriffe zur Steuerung der Stromnachfrage: | |
| Direkt über Verbote und Verbrauchsvorschriften (Reduktion Gesamtnachfrage)? | Abhängig von gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Überlegungen und dem Einsatz alternativer Instrumente |
| Direkt über Quotenregulierung (Erhöhung Nachfrage nach erneuerbarer Energie)? | Technologieneutral und marktwirtschaftlich |
| Indirekt über die Förderung von Smart Meters (Art der Förderung und Finanzierung)? | Ist eine wichtige Voraussetzung für die Preistransmission |
| Existieren Vorgaben zur Belieferung von Kunden und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet? | Definition des Letztversorgers |
| Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Detailhandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | Nein |

Quelle: Polynomics.

4.2 Organisation des Regelenenergiemarktes und relevante Regulierungen

Der Systembetrieb wird durch einen unabhängigen Systembetreiber erbracht, der auch das Übertragungsnetz plant und betreibt. Aufgrund technisch-ökonomischer Restriktionen (Frequenz- und Spannungshaltung) ist der Systembetreiber auch für die Organisation und Funktionsfähigkeit eines Regelenenergiemarktes zuständig. Hierzu bedient er sich eines Erzeugermarktes der grundsätzlich wettbewerblich organisiert ist. Das bedeutet, dass sowohl die Planung als

auch der Betrieb durch unabhängige Erzeuger erfolgt. Im Referenzmodell werden die Erzeugerkapazitäten basierend auf den jeweiligen Grenzkosten am Markt verkauft.

Konkret sind im Bereich des Regelenergiemarktes die folgenden Regeln notwendig:

- **Organisation des Marktes:** Regulatorisch ist sicherzustellen, dass der Systemdienstverantwortliche unabhängig ist und über Zuständigkeiten und Kompetenzen verfügt, den Regelmarkt zu organisieren.
- **Ausgestaltung des Marktmechanismus:** Regulatorisch ist sicherzustellen, dass die Beschaffung von Regelenergie nach einem marktwirtschaftlichen Ausschreibungsprozess (Auktion) beschafft wird. Welches Verfahren (Gebots- oder Grenzpreis) vorteilhaft ist, ergibt sich aus der jeweiligen Marktliquidität und ist im Einzelfall schwer zu beurteilen.
- **Präqualifikation des Angebots:** Regulatorisch ist sicherzustellen, dass der Systemdienstverantwortliche Kompetenzen zugesprochen bekommt, welche es ihm ermöglichen, den Umfang und die Qualität des Angebots zu steuern.
- **Weitergabe der Kosten für Regelleistung:** Die Kosten für die Vorhalteleistung der Regelenergie sollen möglichst verursachergerecht im Energiepreis verrechnet werden.

Zusammenfassend lassen sich für die Bestimmung des Regelenergiepreises folgende Regulierungsfragen ableiten:

Tabelle 3: Relevante Regulierungsfragen bei der Bildung des Regelenergiepreises

| Relevante Regulierungsfragen | Antworten im Referenzmodell |
|---|--|
| Wie unabhängig ist der Systemdienstleister von den übrigen Akteuren des Strommarktes organisiert? | Vollkommen unabhängig von Erzeugung, Verteilnetz und Vertrieb |
| Welches Verfahren findet zur Bestimmung der Regelenergiepreise Anwendung? | Auktionsverfahren in Abhängigkeit der Marktliquidität |
| Wie wird die Liquidität des Regelenergiemarktes sichergestellt? | Präqualifikation von Kraftwerken, je nach Grösse des nationalen Marktes durch Beizug von ausländischen Erzeugern |
| Wie werden die Regelenergiepreise an die Stromkunden weitergegeben? | Verursachergerecht über Energiepreis |

Quelle: Polynomics.

4.3 Organisation der Netznutzung und relevante Regulierungen

Im Referenzmodell besteht für den Netzbetreiber eine Anschlusspflicht für alle Konsumenten und Produzenten. Ebenfalls wird der diskriminierungsfreie Netzzugang reguliert, da es sich um ein natürliches Monopol handelt. Der Netzbetreiber ist frei, seine Preisstrukturen gegenüber Endverbrauchern zu bestimmen, solange sie diskriminierungsfrei und unabhängig vom Energielieferanten sind. Die regulatorischen Rahmenbedingungen sorgen dafür, dass genügend Investitionsanreize bei den Netzbetreibern vorliegen und diese Anreize haben, einen effizienten Netzbetrieb sicherzustellen.

Konkret sind im Referenzmodell folgende Regulierungen notwendig:

- **Regulierungsrahmen:** Das Übertragungsnetz ist vollkommen unabhängig⁴ und das Verteilnetz ist buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen des Netzbetreibers zu trennen. Um Diskriminierungen zu vermeiden, bestehen bezüglich Verrechnungsmechanismen an nachgelagerten Netzbetreiber regulatorische Vorgaben.
- **Relevante Kostenbasis:** Die anrechenbare Netzkostenbasis muss so bestimmt werden, dass die Erhaltung und ein Ausbau der Substanz möglich ist.
- **Preissetzungsvorgaben:** Zu definieren ist, ob die Netzkosten den Endverbrauchern oder auch von Produzenten getragen werden. Da heute die Nachfrage die Dimensionierung und die Verzweigungen des Netzes stark beeinflusst, sind Ausspeisemodelle, d. h. die Verrechnung des grössten Teils der Netznutzungskosten beim Endverbraucher grundsätzlich verursachergerecht. Sofern Erzeugungsanlagen die Netzkosten zu einem erheblichen Teil beeinflussen, ist zukünftig eine stärkere Beteiligung der Einspeisung an den Netzkosten zu berücksichtigen.

Zusammenfassend lassen sich für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte folgende Regulierungsfragen ableiten:

Tabelle 4: Relevante Regulierungsfragen bei der Definition der Netznutzungsentgelte

| Relevante Regulierungsfragen | Antworten im Referenzmodell |
|---|--|
| Netznutzungsentgelte | |
| Wie stark sind die Verteilnetzbetreiber von den übrigen Aktivitäten entflochten? | Buchhalterische Entflechtung |
| Werden die Netznutzungsentgelte basierend auf einer Kosten- oder einer Anreizregulierung ermittelt? | Anreizregulierung |
| Findet ein Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern statt? | Ja |
| Bei den für die Netznutzungsentgelte relevanten anrechenbaren Kosten: | |
| Werden explizit Investitionsanreize gesetzt und wenn ja, in welcher Form? | Ja über angemessene Verzinsung, Investitionsfaktoren und -budgets und Qualitätsregulierung |
| Ist die Substanzerhaltung aufgrund der Kapitalbewertung gewährleistet? | Wiederbeschaffungswerte |
| Existieren Vorgaben bezüglich Struktur der Netznutzungsentgelte und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | Keine Vorgaben zur Preisstruktur jedoch verursachergerechte und diskriminierungsfrei Verrechnung |

Quelle: Polynomics.

⁴ Gemäss dem dritten Energie-Binnenmarktpaket der EU (Richtlinie 2009/72/EG) sind dafür drei unterschiedliche Varianten zugelassen: Eine eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling, OU) oder eine Einrichtung eines Netzbetreibers (Independent System Operator, IOU) oder Übertragungsnetzbetreibers (Independent Transmission Operator, ITO), die unabhängig von Versorgungs- und Erzeugungsinteressen sind.

4.4 Messung der Regulierungseffizienz durch Indices

4.4.1 Referenzmodell und Effizienzoptik

Aus ökonomischer Sicht sind diese Regulierungen positiv zu beurteilen, falls zu erwarten ist, dass sie zu einer effizienteren Allokation der Ressourcen einer Volkswirtschaft führen. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn die Regulierung dazu beiträgt, externe Kosten der Stromproduktion zu internalisieren oder verhindert, dass Monopolpreise zu ineffizientem Konsum führt.

Mit anderen Worten besteht bei der Regulierung der Strommärkte das übergeordnete Ziel darin, die einzelnen Regulierungsziele durch einen effizienten Einsatz von Ressourcen sicherzustellen.

Ein Referenzmodell zeichnet sich aus Effizienzoptik durch zwei grundsätzliche Aspekte aus:

- Eine wettbewerbliche Organisation ergibt sich ohne Regulierungseingriffe, wo weder ökonomische noch technische Restriktionen ein Marktversagen begründen.
- Verhindern dagegen ökonomische oder technische Restriktionen eine wettbewerbliche Marktorganisation, sind Regulierungen notwendig.

4.4.2 Regulierungsziele und relevante Regulierungsfragen

Es werden die folgenden wichtigen Regulierungsziele untersucht:

- Langfristige Versorgungssicherheit: Bei diesem Regulierungsziel steht die langfristige allokativen Wirkung und den damit verbundenen «richtigen» Investitionsanreizen im Vordergrund.
- Kurzfristige Versorgungsqualität: Bei diesem Regulierungsziel steht der kurzfristige Ausgleich von Angebot und Nachfrage und somit die kurzfristige unterbrechungsfreie Stromversorgung im Vordergrund.
- Sicherstellung einer Grundversorgung: Bei diesem Regulierungsziel soll sichergestellt werden, dass Elektrizität flächendeckend verfügbar ist. In Ergänzung dazu wird auch das Ziel einer günstigen bzw. erschwinglichen Stromversorgung für mindestens einen Teil der Konsumenten genannt.
- Internalisierung externer Effekte: Bei diesem Regulierungsziel geht es vor allem um die Internalisierung externen Kosten der Stromproduktion, z. B. mittels Förderung erneuerbarer Energien.

In der folgenden Tabelle 5 sind die verschiedenen Regulierungsfragen und ihr Einfluss auf die vier Regulierungsziele dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass die Beantwortung einiger der relevanten Regulierungsfragen mehrere Ziele tangieren kann.

Von den 24 identifizierten Regulierungsfragen wirken alle auf die langfristige Versorgungssicherheit, 14 betreffen die kurzfristige Versorgungsqualität, 4 die Thematik der Sicherstellung der Grundversorgung und 4 die Internalisierung der externen Effekte (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Regulierungsfragen und Zuordnung zu Regulierungszielen

| Nr. | Relevante Regulierungsfragen | Langfristige Versorgungssicherheit | Kurzfristige Versorgungsqualität | Sicherstellung Grundversorgung | Internalisierung externer Effekte |
|-----------------------------|--|------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| Grosshandelspreis | | | | | |
| 1 | Existiert ein Grosshandelsmarkt, und wie ist der Markt organisiert? | x | x | | |
| 2 | Unterliegt der OTC-Handel speziellen Vorschriften und wenn ja wie sind sie ausgestaltet? | x | x | | |
| 3 | Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Grosshandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | x | x | x | |
| | Welche Regelungen existieren, um die Verzerrung aufgrund der Nicht-Internalisierung von externen Kosten der Erzeugung zu minimieren: | - | - | - | - |
| 4 | Verteuerung der Grenzkosten der Erzeugung durch CO ₂ -Zertifikate? | x | | | x |
| 5 | Direkte Förderung von erneuerbaren Energien (Art der Förderung und Finanzierung)? | x | x | | x |
| 6 | Liegen Vorschriften zur integrierten Kraftwerks- und Netzplanung vor (z. B. G-Komponente) und wenn ja welche? | x | | | x |
| Grenzkapazitätspreis | | | | | |
| 7 | Nach welchen Regeln werden die Preise für Grenzkapazitäten ermittelt und zugeteilt? | x | x | | |
| 8 | Wie werden die Preise für Grenzkapazitäten an die Stromkunden weitergegeben? | x | x | | |
| Detailhandelspreis | | | | | |
| 9 | Welcher Marktöffnungsgrad gilt für den Detailhandel? | x | | x | |
| | Existieren Eingriffe zur Steuerung der Stromnachfrage zur Internalisierung externer Kosten: | - | - | - | - |
| 10 | Direkt über Verbote und Verbrauchsvorschriften (Reduktion Gesamtnachfrage)? | x | x | | |
| 11 | Direkt über Quotenregulierung (Erhöhung Nachfrage nach erneuerbarer Energie)? | x | x | | x |
| 12 | Indirekt über die Förderung von Smart Meters (Art der Förderung und Finanzierung)? | x | x | | |
| 13 | Existieren Vorgaben zur Belieferung von Kunden und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet? | x | | x | |
| 14 | Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Detailhandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | x | x | x | |
| Regelenergiepreis | | | | | |
| 15 | Wie unabhängig ist der Systemdienstleister von den übrigen Akteuren des Strommarktes organisiert? | x | | | |
| 16 | Welches Verfahren findet zur Bestimmung der Regelenergiepreise Anwendung? | x | x | | |
| 17 | Wie wird die Liquidität des Regelenergiemarktes sichergestellt? | x | x | | |
| 18 | Wie werden die Regelenergiepreise an die Stromkunden weitergegeben? | x | x | | |
| Netznutzungsentgelte | | | | | |
| 19 | Wie stark sind die Verteilnetzbetreiber von den übrigen Aktivitäten entflochten? | x | | | |

| Nr. | Relevante Regulierungsfragen | Langfristige Versorgungssicherheit | Kurzfristige Versorgungsqualität | Sicherstellung Grundversorgung | Internalisierung externer Effekte |
|-----|---|------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
| 20 | Werden die Netznutzungsentgelte basierend auf einer Kosten- oder einer Anreizregulierung ermittelt? | x | | | |
| 21 | Findet ein Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern statt? | x | | | |
| | Bei den für die Netznutzungsentgelte relevanten anrechenbaren Kosten: | - | - | - | - |
| 22 | Werden explizit Investitionsanreize gesetzt und wenn ja in welcher Form? | x | | | |
| 23 | Ist die Substanzerhaltung aufgrund der Kapitalbewertung gewährleistet? | x | | | |
| 24 | Existieren Vorgaben bezüglich Struktur der Netznutzungsentgelte und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | x | x | | |

Quelle: Polynomics.

4.4.3 Methodik zur Regulierungsbeurteilung

Damit die unterschiedlichen Regulierungsausgestaltungen zwischen den Ländern verglichen werden können, sind die einzelnen Regulierungen hinsichtlich bestimmter Kriterien zu beurteilen. Dabei orientiert sich die Beurteilung der konkreten Regulierungsausgestaltung in den Ländern an den Überlegungen im Referenzmodell, welches an der Effizienzwirkung der Regulierungen ausgerichtet ist.

Bei der Beurteilung der Regulierungsumsetzung wird dabei die konkrete Vorgehensweise zwischen den Ländern einerseits und im Vergleich zum Referenzmodell andererseits beurteilt. Steht die Effizienzwirkung analog zum Referenzmodell im Fokus der Regulierungsumsetzung, wird die Regulierung mit einer eins bewertet. Weicht dagegen die Regulierungsumsetzung von der im Referenzmodell vorgeschlagenen Umsetzung ab, wird entweder der Wert 0.5 oder null vergeben. Je stärker die Verteilwirkungen bei der Regulierungsumsetzung angestrebt werden, desto eher liegt die Beurteilung bei null.

Die einzelnen bewerteten Regulierungsfragen können anschliessend entsprechend ihrem Einfluss auf die vier betrachteten Regulierungsziele zu je einem Regulierungsindex zusammengefasst werden (vgl. Tabelle 6).

Tabelle 6: Regulierungsindex und Anzahl Regulierungsfragen

| Anzahl Regulierungsfragen | Index Langfristige Versor- gungssicherheit | Index Kurzfristige Versorgungs- qualität | Index Sicherstellung Grundversorgung | Index Internalisierung externer Effekte |
|---------------------------|--|---|--|---|
| Grosshandelspreis | 6 | 4 | 1 | 3 |
| Grenzkapazitätspreis | 2 | 2 | 0 | 0 |
| Detailhandelspreis | 6 | 4 | 3 | 1 |
| Regelenergiepreis | 4 | 3 | 0 | 0 |
| Netznutzungsentgelt | 6 | 1 | 0 | 0 |
| Total | 24 | 14 | 4 | 4 |

Quelle: Polynomics.

Damit Gesamtaussagen bezüglich der Effizienzorientierung der Regulierung einzelner Preiselemente oder des gesamten Regulierungsindex gemacht werden können, werden die Bewertungen der Ausprägungen addiert. Dabei ist zu beachten, dass nicht jede Regulierungsfrage für die Beurteilung des Gesamtsystems von gleicher Bedeutung ist. Mit anderen Worten sind die einzelnen Regulierungsfragen vor der Aggregation zu gewichten. Aufgrund der Tatsache, dass jedes Gewichtungsschema ein gewisses Mass an Willkür enthält, ist von einer Gleichgewichtung nur dann abzuweichen, wenn entsprechende Informationen vorliegen. Gemäss dem ungefähren Anteil der einzelnen Preiskomponenten am gesamten Strompreis (in der Schweiz) werden folgende Gewichtungen der Regulierungsfragen zu den verschiedenen Preiselementen verwendet:

- Energiepreis: 60%
- Regelenergiepreis: 5%
- Netznutzungsentgelt: 35%

Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Anzahl an Fragen je Preiskomponente (unter dem Energiepreis werden der Grosshandels-, der Grenzkapazitäts- und der Detailhandelspreis zusammengefasst) resultieren für die einzelnen Indizes die folgenden Gewichte (vgl. Tabelle 7), wobei die relativen Gewichte der einzelnen Fragen untereinander in den verschiedenen Indizes konstant gehalten werden.

Tabelle 7: Regulierungsindex und Gewichtungsschema

| | Index Langfristige Versor- gungssicherheit | Index Kurzfristige Versorgungs- qualität | Index Sicherstellung Grundversorgung | Index Internalisierung externer Effekte |
|----------------------|--|---|--|---|
| Grosshandelspreis | 25.7% | 32.7% | 25.0% | 75.0% |
| Grenzkapazitätspreis | 8.6% | 16.3% | 0.0% | 0.0% |
| Detailhandelspreis | 25.7% | 32.7% | 75.0% | 25.0% |
| Regelenergiepreis | 5% | 7.2% | 0.0% | 0.0% |
| Netznutzungsentgelte | 35% | 11.1% | 0.0% | 0.0% |
| Total | 100% | 100% | 100% | 100% |

Quelle: Polynomics.

Um die entsprechenden Indizes zu bilden, werden folgende Schritte vorgenommen:

1. Bewertung der für den Index relevanten einzelnen Regulierungsfragen mit 0, 0.5 oder 1.
2. Berechnung des durchschnittlichen Wertes je Preiskomponente.
3. Gewichtung des Durchschnittswertes je Preiskomponente.
4. Aggregation der gewichteten Durchschnittswerte je Preiskomponente zum entsprechenden Index.

4.5 Vergleichsländer

Betrachtet werden neben der Schweiz die Länder Deutschland, Österreich, die Niederlande, Norwegen und USA (Kalifornien).

Die regulatorische Diskussion in der Schweiz hat verschiedentlich gezeigt, dass die Vorgehensweise in Deutschland auch für viele regulatorische Vorschläge oder aktuelle Diskussionspunkte in der Schweiz von Bedeutung sind (z. B. Unterscheidung der Netzzugangsregulierung zwischen grossen und kleinen Unternehmen). Zudem sind die Schweiz und Deutschland aufgrund der vorhandenen Infrastruktur stark miteinander verbunden und gerade die Grosshandelspreissituation in Europa hängt auch von den vorhandenen oder nicht vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen der Schweiz und Deutschland ab.

Österreich bietet sich als Vergleichsland deshalb an, weil es zum einen von der Grösse und zum anderen bezüglich der Erzeugungsstruktur (hoher Anteil an Wasserkraftwerken) mit der Schweiz vergleichbar ist.

Die Niederlande sind deshalb interessant, weil hier immer wieder innovative Regulierungsformen angewandt werden.

Norwegen ist für die vorliegende Untersuchung schon allein deshalb interessant, weil es sich dabei um ein Land handelt, welches den Strommarkt bereits seit sehr langer Zeit geöffnet hat.

Zudem eignet sich Norwegen für die Analyse der Wirkung von Preissignalen, weil hier in der Vergangenheit bewusst die Endkundenpreise Knappheit signalisieren durften und es in Phasen mit einem starken Nachfrageüberhang im Gegensatz zu anderen Ländern nicht zu entsprechenden Stromausfällen gekommen ist, sondern die steigenden Preise zu einer Disziplinierung der Nachfrage führten.

Kalifornien stellt auch heute, d. h. rund zehn Jahre nach dem grossen Stromausfall, ein lehrreiches Beispiel dar, welche Gefahren mit einer Abkoppelung von Grosshandels- und Detailhandelspreisen verbunden sind. Interessant in Kalifornien sind dabei vor allem die Lehren, welche aus dieser «Fehlregulierung» gezogen wurden.

5 Beurteilung des Regulierungsdesigns im Ländervergleich

In den folgenden Abschnitten findet sich die Bewertung der Regulierung der einzelnen Länder im Quervergleich. In Abschnitt 5.1 werden dabei die Bewertungen der Regulierungsumsetzung auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen diskutiert. Im Abschnitt 5.2 werden die Länder dahingehend vergleichend beurteilt, wie stark bei der Regulaungsausgestaltung die Effizienzwirkungen in Bezug auf die verschiedenen Regulierungsziele gewichtet worden sind.

5.1 Regulierung der einzelnen Preisbildungsebenen in den Ländern

Um das Regulierungssystem des Strommarktes zu vergleichen, wurden die verschiedenen Regulierungseingriffe im Hinblick auf die Preisbildung erfasst und vergleichend beurteilt. Im Folgenden finden sich die entsprechenden Ergebnisse. Je näher der Wert in den einzelnen Ländern bei eins liegt, desto ähnlicher ist die Regulierungsumsetzung den Vorschlägen aus dem Referenzmodell. Höhere Indexwerte deuten demnach auf höhere Gewichtung der Effizienz in der Regulierungsgestaltung eines Vergleichslandes hin.

5.1.1 Energiepreis: Grosshandelspreise

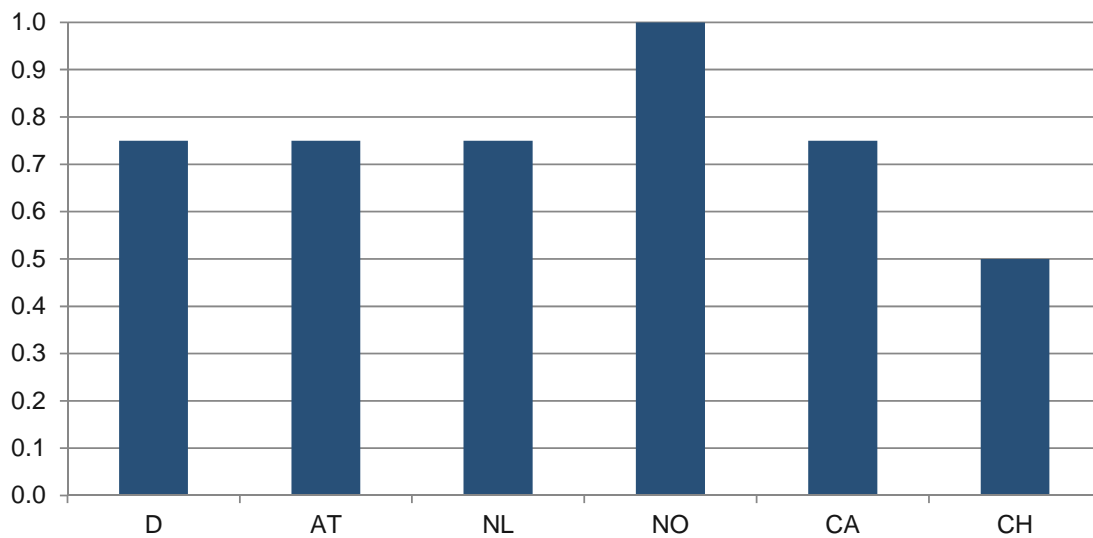
Zur Beurteilung der Regulierung im Bereich des Grosshandels wurden sechs verschiedene Regulierungsfragen betrachtet. Je grösser das Marktgebiet in Kombination mit effizienten Handelsinstrumenten und je weniger Eingriffe in die Preishöhe und -struktur desto stärker die Effizienzorientierung. Weiter wurde die Existenz und Grösse eines Emissionshandels für CO₂ bewertet, der dazu beiträgt, dass externe Kosten der Stromerzeugung auf effiziente Weise internalisiert werden können.

Bei der Regulierung der Grosshandelspreise zeigen sich zwischen den Ländern grössere Divergenzen. Die stärkste Effizienzorientierung weist Norwegen auf. Am Ende des Ländervergleichs – und dies mit deutlichem Abstand – befindet sich die Schweiz. Dazwischen liegen im Mittelfeld Deutschland, die Niederlande, Österreich und Kalifornien (vgl. Abbildung 4).

Norwegen hat bei all den relevanten Regulierungsfragen eine Umsetzung gewählt, die nahe am Referenzmodell liegt. Im Vergleich zu den übrigen Ländern unterscheidet sich Norwegen dabei vor allem durch die Art der Förderung erneuerbarer Energien, wo nicht wie in den anderen Vergleichsländern eine Einspeisevergütung angewandt, sondern ein Zertifikatshandel installiert worden ist. Aber auch bei der Frage der integrierten Kraftwerks- und Netzplanung geht Norwegen mit der starken Gewichtung einer G-Komponente andere Wege, welche dazu beiträgt, externe Kosten für Stromtransport zu internalisieren.

Die Schweiz schneidet bei der Regulierung im Bereich der Grosshandelspreise aus Effizienzoptik deutlich schlechter ab als die Vergleichsländer. Verantwortlich hierfür sind insbesondere die Gestehungskostenregulierung bei eigener Produktion sowie die Nicht-Teilnahme am europäischen CO₂-Emissionshandel.

Abbildung 4: Vergleich der Regulierung im Bereich der Grosshandelspreise



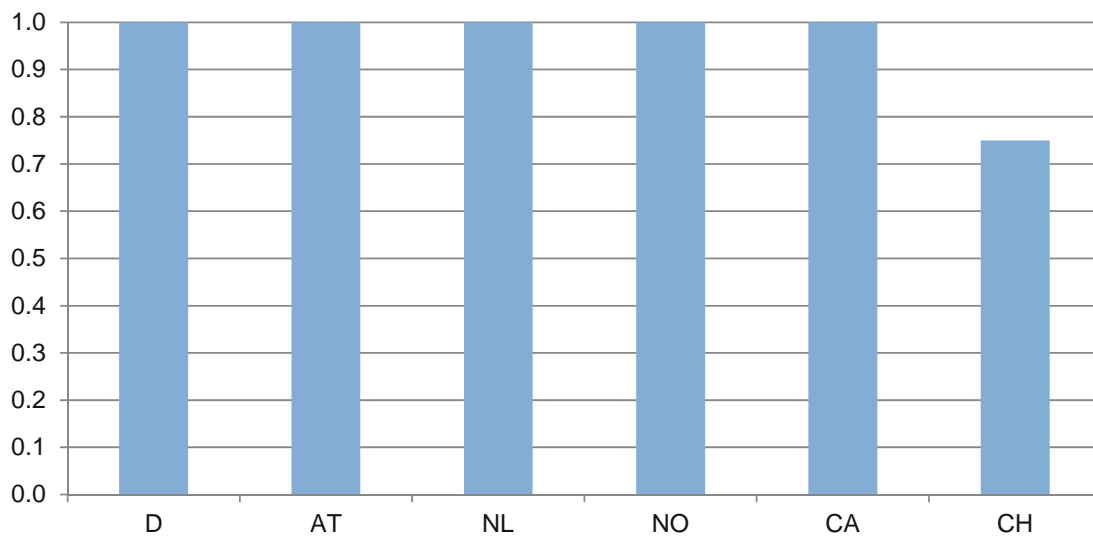
Quelle: Polynomics.

5.1.2 Energiepreis: Grenzkapazitätspreise

Als Basis für die Regulierungsbewertung der Grenzkapazitätspreise werden zwei relevante Regulierungsfragen betrachtet. Zentral war aus Effizienzoptik nach welchen Regeln die Kapazitäten zugeteilt werden und nach welcher Art und Weise die Kapazitätspreise weitergegeben werden.

Die Regulierung im Umgang mit Kapazitätsengpässen an den nationalen Grenzen (Grenzkapazitätspreise) können in den betrachteten Ländern mit Ausnahme der Schweiz gleich bewertet werden (vgl. Abbildung 5). Die Schweiz schneidet dabei aus Effizienzüberlegungen weniger gut ab, weil keine impliziten Auktionen zur Anwendung gelangen, wie das in den übrigen Ländern mindestens teilweise der Fall ist. Zwar kennt auch Österreich die implizite Auktion nicht, doch aufgrund der Kapazitätsausweitung zwischen Österreich und Deutschland hat die Frage des Engpasses im Vergleich zur Schweiz eine deutlich geringere Brisanz. Ebenfalls schwächen Langfristverträge, welche in der Schweiz teilweise bestehen, die Effizienz der Allokation von Grenzkapazitäten.

Abbildung 5: Vergleich der Regulierung im Bereich der Grenzkapazitätspreise



Quelle: Polynomics.

5.1.3 Energiepreis: Detailhandelspreise

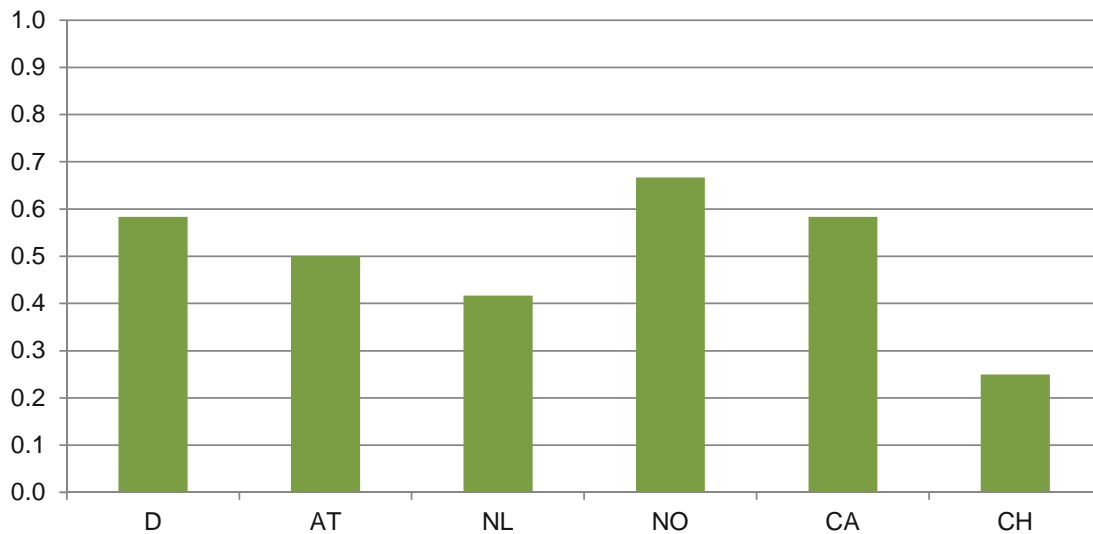
Bei der Beurteilung der Regulierung der Detailhandelspreise wurden sechs relevante Regulierungsfragen betrachtet. Wichtig war dabei aus Effizienzoptik wie die Letztversorgung geregelt wird, welche Instrumente zur Förderung der erneuerbaren Energien eingesetzt werden, inwieweit Smart Meters als Instrument zur Unterstützung der Preistransmission regulatorisch gefördert werden und welche regulatorischen Instrumente bezüglich Höhe und Struktur der Detailhandelspreise in den Ländern eingesetzt werden.

Allgemein ist die Regulierung im Bereich der Detailhandelspreise im Vergleich zu den übrigen Preiskomponenten in allen Vergleichsländern weniger effizienzorientiert. Die Verteilungsaspekte spielen somit bei dieser Preiskomponente eine gewichtigere Rolle. Ähnlich der Regulierung auf der Grosshandelsstufe gewichtet Norwegen die Effizienzoptik im Quervergleich am stärksten und die Schweiz am schwächsten. Dazwischen liegen Deutschland und Kalifornien etwa gleich auf, vor Österreich und den Niederlanden (vgl. Abbildung 6).

Positiv aus Effizienzoptik wirkt sich für Norwegen und Kalifornien die starke Verbreitung der Smart Meters aus. Bei Norwegen gesellt sich der hohe Liberalisierungsgrad sowie die wettbewerblich organisierte Preisfindung im Detailhandel dazu. In Kalifornien dagegen wird die Quotenregulierung bei der Förderung der erneuerbaren Energien aus Effizienzperspektive positiv beurteilt.

In der Schweiz werden wie schon beim Grosshandel die Verteilungsaspekte im Vergleich mit den übrigen Ländern stärker gewichtet. Besonders relevant ist dabei die Teilmarktöffnung und erneut die damit verbundene Gestehungskostenregulierung, welche sich nicht nur im Grosshandels- sondern auch im Detailhandelspreis bemerkbar macht.

Abbildung 6: Vergleich der Regulierung im Bereich der Detailhandelspreise



Quelle: Polynomics.

5.1.4 Regelenenergiepreise

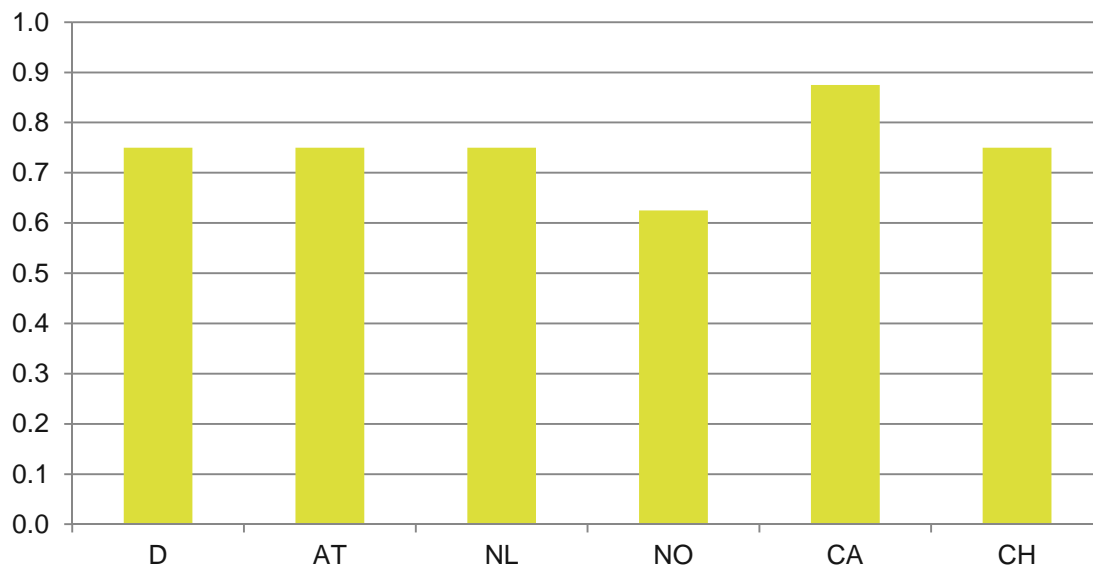
Die Beurteilung der Regulierung im Bereich der Regelenenergiepreise basiert auf vier identifizierten Regulierungsfragen. Je unabhängiger der Übertragungsnetzbetreiber ausgestaltet ist, je größer die Marktliquidität im Regelmarkt ist und je stärker die Regelenenergiepreise über die Erzeuger weiterverrechnet werden, desto stärker werden Effizienzreize bei der Regulierung berücksichtigt.

Über alle betrachteten Regulierungsfragen zur Regelenenergiepreisbildung gewichtet Kalifornien die Effizienz am stärksten und Norwegen am schwächsten. Dazwischen gewichten die Länder Deutschland, Österreich, die Niederlande und die Schweiz die Effizienzwirkungen praktisch genau gleich (vgl. Abbildung 7).

Positiv bemerkbar im Index macht sich bei Kalifornien insbesondere die Preisweitergabe, da in Kalifornien analog einem Nodal-Pricing-System im Großhandel die Regelenenergiepreise zwischen einzelnen Netzknoten variieren können und an die Erzeuger der entsprechenden Region weitergegeben werden. Bei Norwegen wirkt sich dagegen die für die Primärregelung getroffene Lösung von verhandelten Langfristverträgen negativ auf die Indexbewertung aus.

Die Schweiz positioniert sich zusammen mit Deutschland, Österreich und den Niederlanden im Mittelfeld der betrachteten Länder. Bezüglich der einzelnen Regulierungsfragen weicht die Schweiz lediglich bei der Frage der Weitergabe der Regelenenergiepreise vom Referenzmodell ab. Die heutige Lösung über die Netznutzung könnte aus Effizienzüberlegungen insofern verbessert werden, als dass durch die Einbindung der Erzeuger die Anreize für Fehlprognosen und somit der Bedarf an Regelleistung reduziert werden könnte. Ein solches System wird aber nur in Kalifornien und ansatzweise in Österreich umgesetzt.

Abbildung 7: Vergleich der Regulierung im Bereich der Regelenenergiepreise



Quelle: Polynomics.

5.1.5 Netznutzungsentgelte

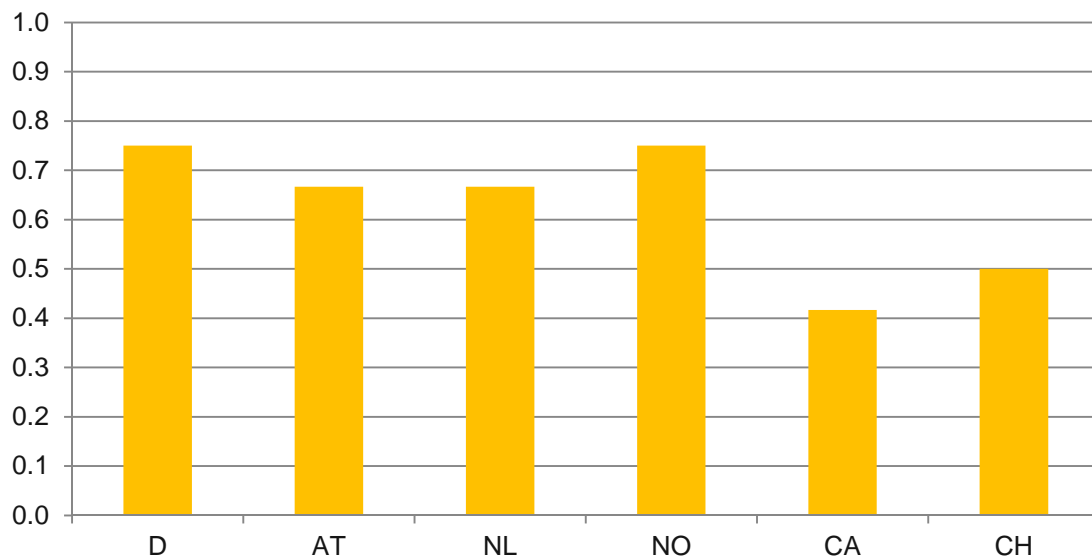
Stromnetze sind bekanntlich natürliche Monopole, weshalb deren Netzzugang und die Netznutzungsentgelte reguliert werden. Zur Beurteilung der Regulierung im Bereich der Netznutzungsentgelte werden im Referenzmodell sechs Regulierungsfragen identifiziert. Dabei wird die Effizienz umso stärker gewichtet, je unabhängiger der Netzbetreiber von anderen Aktivitäten ist, je mehr die Netznutzungsentgelte anreizbasiert festgelegt, je stärker Investitionsanreize gesetzt und die Substanzerhaltung gesichert werden. Schliesslich wirkt sich aus Effizienzoptik auch das Fehlen von Vorgaben bezüglich der Struktur der Netznutzungsentgelte positiv aus.

Auch bei der Regulierung im Bereich der Netznutzungsentgelte werden wie bei den Detailhandelsregulierungen die Verteilungsaspekte stärker gewichtet als dies bei den meist stärker effizienzorientierten Regel-, Grenzkapazitäts- und Grosshandelsmärkten der Fall ist. Mit Ausnahme von Kalifornien und der Schweiz liegen die Länder bezüglich der Effizienzorientierung der Regulierung im Bereich der Netznutzungsentgelte näher zusammen, als dies bspw. bei der Regulierung des Detailhandels der Fall ist. Darin spiegelt sich nicht zuletzt, dass Marktöffnungsschritte und damit verbundene Netzregulierungen international zu ähnlichen Zeitpunkten und mit ähnlichen Regulierungsinstrumenten erfolgten (vgl. Abbildung 8).

Die Unterschiede zwischen Deutschland und Norwegen im Vergleich zu Österreich und den Niederlanden liegen vor allem in der Berücksichtigung von Investitionsanreizen und der Sicherstellung der Substanzerhaltung. Norwegen zeichnet sich insbesondere bezüglich Investitionsanreize aus, da die Investitionsbeiträge direkt in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. In Deutschland wird die Substanzerhaltung im Quervergleich insofern aus Effizienzoptik besser beurteilt, da zumindest für Teile des Anlagevermögens die Wiederbeschaffungswerte berücksichtigt werden.

Die Schweiz und Kalifornien schneiden bezüglich der Effizienzorientierung der Netznutzungsentgelte im Vergleich mit den anderen Ländern schlechter ab. Mitverantwortlich ist die kosten- statt anreizbasierte Netzzugangsregulierung. Auf die Investitionsanreize wirkt sich diese jedoch positiv aus. Bei Kalifornien schliesslich wirkt sich auch der relativ starke Eingriff in die Struktur der Netznutzungsentgelte wenig effizienzfördernd aus.

Abbildung 8: Vergleich der Regulierung im Bereich der Netznutzungsentgelt



Quelle: Polynomics.

5.2 Beurteilung der Effizienzorientierung der Regulierungsumsetzung

In den folgenden Abschnitten sollen die Regulierungsumsetzungen im Hinblick auf die verschiedenen Zielsetzungen, welche mit der Strommarktregulierung verfolgt werden können, vergleichend beurteilt werden. Wie in Abschnitt 4.4.2 beschrieben, werden die identifizierten 24 Regulierungsfragen hinsichtlich der folgenden Ziele analysiert:

- Langfristige Versorgungssicherheit
- Kurzfristige Versorgungsqualität
- Sicherstellung der Grundversorgung
- Internalisierung externer Effekte

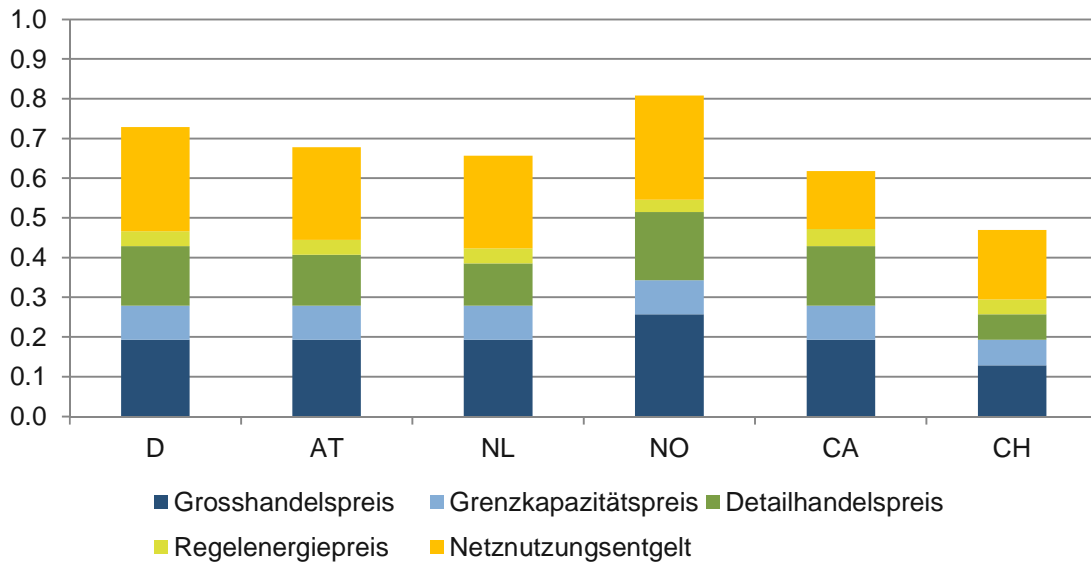
Zu Beurteilung der verschiedenen Regulierungsziele werden die einzelnen Regulierungsfragen gemäss den in Abschnitt 4.4.3 hergeleiteten Gewichte in der Berechnung der Indexwerte berücksichtigt.

5.2.1 Langfristige Versorgungssicherheit

Für die Beurteilung der Regulierung der langfristigen Versorgungssicherheit werden alle im Referenzmodell identifizierten 24 Regulierungsfragen berücksichtigt. Die Abbildung 9 zeigt, dass in Norwegen die Regulierung zur Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit am stärksten aus Effizienzoptik erfolgt. Danach folgen Deutschland und im Mittelfeld Österreich, die Niederlande und Kalifornien. Die geringsten Effizienzwirkungen dürften von der Regulierung der Versorgungssicherheit in der Schweiz ausgehen.

Zerlegt man die Regulierung der Versorgungssicherheit im Hinblick auf die Regulierung im Bereich der Einzelpreise so profitiert Norwegen von einer im Quervergleich stark auf die Effizienzoptik ausgerichteten Regulierung der Grosshandelspreise und der Netznutzungsentgelte. Die Schweiz dagegen hat im internationalen Quervergleich eine stärkere Verteilungsperspektive, insbesondere bei den Grenzkapazitäts-, den Grosshandels- und Detailhandelspreisen.

Abbildung 9: Regulierung der langfristigen Versorgungssicherheit



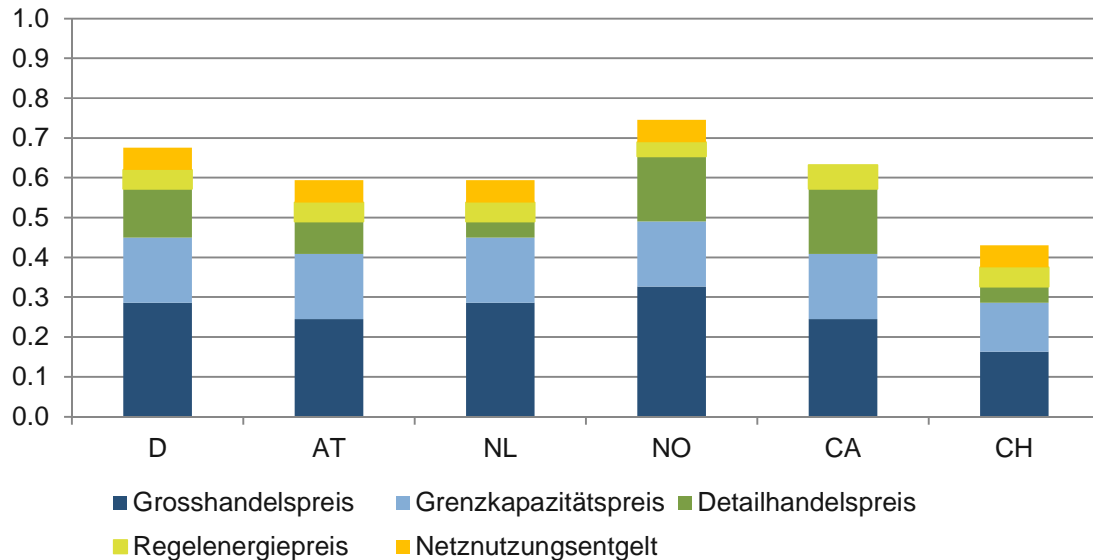
Quelle: Polynomics.

5.2.2 Kurzfristige Versorgungsqualität

Zur Beurteilung der Regulierung der kurzfristigen Versorgungsqualität fließen 14 der im Referenzmodell betrachteten 24 relevanten Regulierungsfragen ein. Auch bei den Regulierungsmassnahmen, die auf die kurzfristige Versorgungsqualität wirken, weist Norwegen die stärkste Effizienzausrichtung auf. Analog der langfristigen Versorgungssicherheit folgt auf dem zweiten Platz Deutschland. Österreich und die Niederlanden verfolgen wiederum eine gleiche Effizienzorientierung. In der Schweiz sind Regulierungseingriffe der kurzfristigen Versorgungsqualität im Vergleich mit den stärksten Verteilungseffekten verbunden.

Im Vergleich zur langfristigen Versorgungssicherheit gewichtet Kalifornien die Effizienz bei der kurzfristigen Versorgungsqualität im Quervergleich deutlich stärker. Dies obwohl in Kalifornien im Bereich der Netznutzungsregulierung hinsichtlich des Regulierungsziels kurzfristige Versorgungsqualität die Effizienzorientierung im Vergleich zu den übrigen Ländern fehlt.

Abbildung 10: Regulierung der kurzfristigen Versorgungsqualität

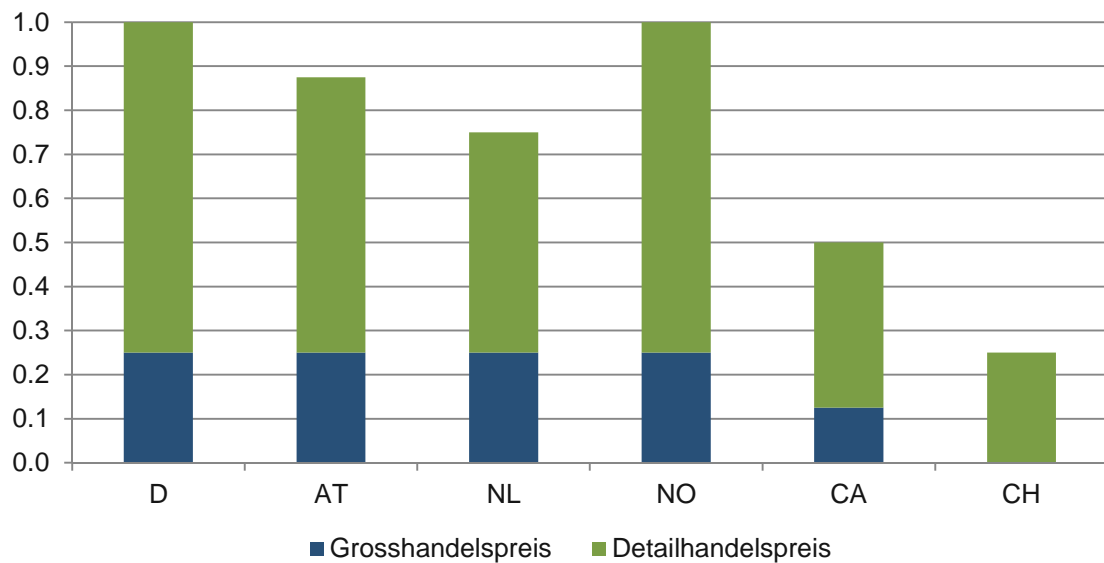


Quelle: Polynomics.

5.2.3 Grundversorgung

Für die Regulierung der Grundversorgung werden vier der 24 Regulierungsfragen des Referenzmodells betrachtet. Die Regulierung der Grundversorgung betrifft die Bereiche des Detailhandels- und des Grosshandelspreises. Dabei sind wiederum Norwegen und Deutschland die Länder, welche die Grundversorgung am stärksten aus Effizienzoptik regulieren. Die Schweiz befindet sich dagegen in diesem Quervergleich am Schluss. Mit anderen Worten ist die Regulierung der Grundversorgung in der Schweiz deutlich weniger effizienzorientiert als in den anderen Ländern. Insbesondere auf Grosshandelsebene fehlt die Effizienzorientierung (vgl. Abbildung 11).

Abbildung 11: Regulierung der Grundversorgung



Quelle: Polynomics.

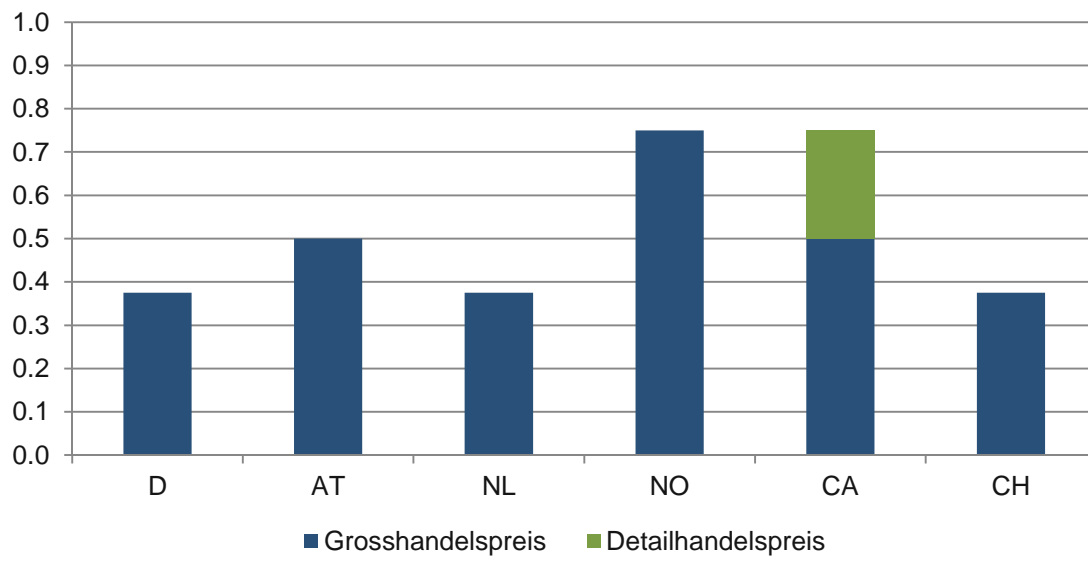
5.2.4 Internalisierung externer Effekte

Eine weitere Zielsetzung, die oft mit der Regulierung von Strommärkten anvisiert wird, ist die Internalisierung externer Effekte. Zur Regulierungseinschätzung dieser Zielsetzung können aus dem Referenzmodell vier Fragen herangezogen werden. Im Vergleich zu den übrigen Zielsetzungen ist in allen Ländern die Effizienzorientierung der Regulierung zur Internalisierung externer Effekte weniger ausgeprägt.

Bei der Regulierung zur Internalisierung externer Effekte gewichtet Norwegen und Kalifornien die Effizienz am stärksten und die Regulierung in Deutschland, in den Niederlanden und in der Schweiz berücksichtigt im Vergleich die Verteilungsüberlegungen stärker.

Sowohl was die Effizienzorientierung als auch die Beiträge der Regulierungen der einzelnen Preiselemente zur gesamten Effizienzorientierung der Regulierung zur Internalisierung externer Effekte anbelangt, können zwischen Deutschland und den Niederlanden keine Unterschiede ausgemacht werden. In Norwegen liefert die Regulierung des Grosshandels einen überdurchschnittlichen Beitrag im Gegensatz zur Schweiz, in welcher insbesondere der fehlende internationale CO₂-Emissionshandel die Effizienzorientierung beeinträchtigt. Auffallend ist schliesslich Kalifornien. Hier liefert die Regulierung im Bereich des Detailhandels mit der Quotenregulierung für Energielieferanten einen entscheidenden Beitrag zur effizienten Internalisierung der externen Effekte (vgl. Abbildung 12).

Abbildung 12: Regulierung zur Internalisierung externer Effekte



Quelle: Polynomics.

6 Schlussfolgerungen für die volle Marktöffnung in der Schweiz

Die Ausrichtung an der Effizienz bei der Ausgestaltung des Regulierungsrahmens wird in der Schweiz (Stand Frühjahr 2012) im Vergleich mit den untersuchten Ländern (Deutschland, Österreich, Norwegen, Niederlande, Kalifornien) weniger stark gewichtet.

- Der geringste Handlungsbedarf zur Anpassung der Regulierung in Richtung Referenzmodell, ist beim **Regelenergiepreis** zu identifizieren. Eine Verbesserung aus Effizienzgesichtspunkten könnte dadurch erreicht werden, dass die Verursacher von Fehlprognosen resp. Fahrplanabweichungen noch stärker direkt Regelenergiekosten tragen, d. h. auch die Kosten der Bereitstellung der Regelleitung.
- Ebenfalls nahe am Referenzmodell ist die Ausgestaltung der Regulierung im Bereich der **Grenzkapazitätspreise**. Die noch bestehenden Langfristverträge sowie die expliziten anstelle der impliziten Auktionen führen im Vergleich zu den Vergleichsländern resp. im Vergleich zum Referenzmodell zu einer schlechteren Einstufung der Effizienzwirkung der Regulierung.
- Eine im Vergleich mit dem Referenzmodell und den anderen betrachteten Ländern deutlich geringere Effizienzorientierung kann in der Schweiz bei der **Regulierung im Bereich des Grosshandels- und Detailhandelspreises** ausgemacht werden. Entscheidend hierfür sind die Teilmarktöffnung in Verbindung mit der sogenannten Gestehungskostenregulierung sowie die Nicht-Teilnahme am europäischen CO₂-Zertifikatehandel.
- Bei der Regulierung im Bereich der **Netznutzungsentgelte** führt für Schweiz die kostenbasierte Regulierung, insbesondere das Fehlen von individuellen Effizianreizen, zu einer nicht ganz positiven Beurteilung. Zudem gehen von der heutigen Kapitalkostenregulierung, welche auf Anschaffungswerten basiert, im Vergleich zum Referenzmodell weniger Investitionsanreize aus.
- Vergleicht man die Effizienzorientierung zwischen den einzelnen Regulierungszielen in der Schweiz, ist diese bei der **Sicherstellung der Grundversorgung** am wenigsten stark ausgeprägt. Insbesondere zielt die Regulierung im Bereich der Grosshandelspreise auf die Verteilungswirkung.
- Auch bei der Verfolgung des Ziels der **langfristigen Versorgungssicherheit** und der **kurzfristigen Versorgungsqualität** ist die Schweiz weniger stark effizienzorientiert als die Vergleichsländer. Der Unterschied zu den anderen Ländern ist aber weniger ausgeprägt als bei der Regulierung der Sicherstellung der Grundversorgung.
- Bei der Effizienzorientierung der **Internalisierung externer Effekte** befindet sich die Schweiz im Mittelfeld der betrachteten Länder. Bei diesem Regulierungsziel gewichten

jedoch mit Ausnahmen von Norwegen und Kalifornien alle übrigen Länder die Verteilungsaspekte stärker als bei den übrigen Regulierungszielen.

Handlungsempfehlungen

Aufgrund der Analyse der verschiedenen Regulierungen im Bereich der unterschiedlichen Preiselemente in der Schweiz im Vergleich mit ausgewählten Ländern und dem Referenzmodell könnten folgende Anpassungen der Strommarktregulierung zu einer stärkeren Effizienzausrichtung führen:

- Vollständige Marktöffnung und damit verbunden eine Abschaffung der Grundversorgungsregulierung mit der heute angewandten «Gestehungskostenregulierung».
- Einführung einer Anreizregulierung mit individuellen Effizienzanreizen zur Belohnung **vergänger** Effizienzanstrengungen und der Sicherstellung genügender Investitionsanreize für den **zukünftigen** Netzum- und -ausbau. Hier wäre z. B. denkbar, dass ein Effizienzvergleich auf Basis der Gesamtkosten über die durchschnittlichen Kosten einer vergangenen Zeitperiode als Indikation für individuelle Effizienzvorgaben dient. Während der Regulierungsperiode sollten die Plankosten von Investitionen direkt in der Erlösvorgabe berücksichtigt werden. Am Ende eines Jahres wird dann über ein entsprechendes Regulierungskonto ein Abgleich der Plan- mit den effektiven Investitionskosten vorgenommen.
- Abkehr vom Ausspeisemodell, um die Kosten des Netzum- und -ausbaus verursachergerechter zu finanzieren. Dabei könnte ein Teil der zusätzlichen Netzkosten, welche auf den Anschluss neuer Erzeugungskapazitäten zurückzuführen sind, von den Erzeugern getragen werden.
- Stärkere Beteiligung der Verursacher von Fahrplanabweichungen an den damit verbundenen Regelenergiekosten. Die heute über die Netznutzungsentgelte finanzierten Regelenergiekosten könnten über die Bilanzgruppen in Abhängigkeit der getätigten Fehlprognosen finanziert werden.
- Teilnahme am europäischen CO₂-Handel und verstärkter Einsatz von technologieneutralen Instrumenten bei der Förderung von erneuerbaren Energien. Zu denken wäre etwa an eine möglichst technologieneutrale Quotenregulierung in Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energieformen am gesamtschweizerischen Strommix bei gleichzeitiger Installation eines entsprechenden gesamtschweizerischen Zertifikatshandels für erneuerbare Energien.

7 Anhang – Länderberichte

Basis für den quantitativen Regulierungsvergleich zwischen ausgewählten Ländern sind die im Kapitel 4 diskutierten konkreten Regulierungsausgestaltungen. Die Regulierungsfragen wurden qualitativ hinsichtlich ihrer erwarteten Effizienzwirkung beurteilt. Dabei bildeten die für das Referenzmodell abgeleiteten Regulierungsvorschläge den Benchmark. Die Ergebnisse dieser Bewertung sind zum einen abhängig von der Einschätzung der Abweichung einer konkreten Regulierung von der für das Referenzmodell identifizierten «optimalen» Regulierung. Zum anderen beeinflusst die Gewichtung der einzelnen Regulierung die Ergebnisse des gesamten Regulierungsindex. Um diesen beiden Vorbehalten Rechnung zu tragen, werden im Anhang die «Bewertungsphilosophie» und die Bewertung für die einzelnen Regulierungen in den Vergleichsländern (Abschnitt 7.1) tabellarisch ausgewiesen und Gewichtungsfragen geklärt. Die Abschnitte 7.2 bis 7.7 geben einen Einblick in die Regulierungen der Strompreiselemente in den Vergleichsländern.

7.1 Bewertungsschema und Länderergebnisse im Überblick

Für jedes der Vergleichsländer werden in Tabelle 8 die Ausprägungen bzw. Antworten zu den Regulierungsfragen bezogen auf den Grosshandelspreis, den Grenzkapazitätspreis, den Detailhandelspreis, den Regelenenergiepreis und das Netznutzungsentgelt aufgeführt.

Tabelle 8: Ausprägung der Regulierungen in den Ländern

| Frage | Deutschland | Österreich | Niederlande | Norwegen | Kalifornien | Schweiz |
|-----------------------------|---|--|---|---|--|---|
| Grosshandelspreis | | | | | | |
| 1 | Ja, European Energy Exchange (EEX), inkl. Intraday-Markt | Ja, Energy Exchange Austria (EXAA) | Ja, APX, inkl. Intraday-Markt | Ja, Nord Pool Spot, inkl. Intraday-Markt | Ja, California Power Exchange (CalPX), inkl. Intraday-Markt | Handel findet grösstenteils über die Deutsche Börse EEX statt, kein Intraday-Markt |
| 2 | Bilateral oder über die EEX | Bilateral | Bilateral | Bilateral | Bilateral, z. B. durch Langfristverträge | Bilateral, z. B. Langfristverträge mit Frankreich |
| 3 | Dynamische Preisober- und Preisuntergrenzen | Dynamische Preisober- und Preisuntergrenzen | Dynamische Preisober- und Preisuntergrenzen | Regionenspezifisches Pricing, Dynamische Preisober- und Preisuntergrenzen | Feste Preisobergrenzen | Regulierte Preise für Kunden ohne Marktzutrittsberechtigung, Gestehungskostenregulierung bei eigener Produktion |
| 4 | CO ₂ -Zertifikate, Teilnahme am CO ₂ -Handel der EU | CO ₂ -Zertifikate, Teilnahme am CO ₂ -Handel der EU | CO ₂ -Zertifikate, Teilnahme am CO ₂ -Handel der EU | CO ₂ -Zertifikate, Teilnahme am CO ₂ -Handel der EU | Cap-and-Trade-Programm für Treibhausgas seit 1.1.2012; bisher nur in Kalifornien | CO ₂ -Abgabe oder Emissionsrechte, Handel hauptsächlich in der Schweiz |
| 5 | Direkte Finanzierung von Technologien durch Einspeisevergütungen | Direkte Finanzierung von Technologien durch Einspeisevergütungen | Direkte Finanzierung von Technologien durch Einspeisevergütungen | Zertifikatshandel für erneuerbare Energien | Direktsubventionen und Steuererleichterungen | Direkte Finanzierung von Technologien durch Einspeisevergütungen |
| 6 | Keine Beteiligung der Erzeuger an Netzkosten (Ausspeisemodell) | Verrechnung der Netzverlustentgelt an Erzeuger (G-Komponente); ansonsten Ausspeisemodell | Keine Beteiligung der Erzeuger an Netzkosten (Ausspeisemodell) | G-Komponente | Nodal Pricing; ansonsten keine Beteiligung der Erzeuger (Ausspeisemodell) | Begrenzte Beteiligung der Erzeuger an Netzkosten (Mehrkostentragung); ansonsten Ausspeisemodell |
| Grenzkapazitätspreis | | | | | | |
| 7 | Implizite und explizite Auktionen | Explizite Auktionen | Implizite und explizite Auktionen | Implizite Auktionen an der Nord Pool Spot | Implizite Auktionen | Explizite Auktionen und Langfristverträge |
| 8 | Über den Grosshandelspreis | Über den Grosshandelspreis | Über den Grosshandelspreis | Über den Grosshandelspreis | Über den Grosshandelspreis | Über den Grosshandelspreis |

| Frage | Deutschland | Österreich | Niederlande | Norwegen | Kalifornien | Schweiz |
|--------------------|---|--|---|---|--|---|
| Detailhandelspreis | | | | | | |
| 9 | 100% | 100% | 100% | 100% | 100%; Wahlfreiheit ab 2001 bis 2015/17 z. T. ausgesetzt; schrittweise Marktöffnung ab 2009; Wahlfreiheit für Marktkunden uneingeschränkt | Teilmarktöffnung für Kunden mit Jahresverbrauch > 10'000 kWh |
| 10 | Ja Energieeffizienzlabel insb. im Bereich Gebäude und Mobilität | Ja Energieeffizienzlabel insb. im Bereich Gebäude und Mobilität | Ja Energieeffizienzlabel insb. im Bereich Gebäude und Mobilität | Ja, von EU geforderte Massnahmen zur Verbrauchsreduktion | Ja Energieeffizienzlabel insb. im Bereich Gebäude und Mobilität | Ja Energieeffizienzlabel insb. im Bereich Gebäude und Mobilität |
| 11 | Nein | Nein | Nein | Nein | Ja Anteil 33% erneuerbare Energie an Energielieferung Endkunden bis 2020 | Nein |
| 12 | Einbau von Smart Meters seit 2010 bei Neubauten und Renovierungen. Flächendeckendes Rollout nicht gesetzlich verankert. | Flächendeckendes Rollout nicht gesetzlich verankert. | Flächendeckendes Rollout nicht gesetzlich verankert | Flächendeckendes Rollout nicht gesetzlich verankert jedoch in der Praxis bereits weit verbreitet. | Flächendeckendes Rollout bis 2012 Pflicht für grösste drei Netzbetreiber | Flächendeckendes Rollout nicht gesetzlich verankert. |
| 13 | Letzt- und Grundversorger = Energielieferant mit den meisten Endverbraucher im Netzgebiet; für drei Jahre fix | Letzt- und Grundversorger = Verteilnetzbetreiber | Letztversorger = Übertragungsnetzbetreiber für erste 10 Tage; anschliessend Aufteilung Kunden auf andere Energielieferanten gemäss Marktanteile (Grundversorgung) | Letzt- und Grundversorger = Verteilnetzbetreiber | Letzt- und Grundversorger = Verteilnetzbetreiber | Grundversorger = Verteilnetzbetreiber; Letztversorger für Marktkunden nicht definiert |

| Frage | Deutschland | Österreich | Niederlande | Norwegen | Kalifornien | Schweiz |
|--------------------------|--|--|---|--|--|---|
| 14 | Ja Höhe: Lediglich Ex-post-Kontrolle der Wettbewerbsbehörde; Struktur: Tarifstruktur soll Sparanreize setzen | Ja Höhe: Grundversorgungstarif darf Tarif für vergleichbare Marktkunden nicht übersteigen Struktur: Keine Vorgaben | Ja Höhe: Ex-ante-Kontrolle durch Energiekammer; Kürzung bei unzureichender Begründung möglich Struktur: Keine Vorgaben | Ja; Höhe: In ersten 6 Wochen nach Ausfall des Energielieferanten orientiert sich der Tarif am Spotmarkt zuzüglich eines definierten Aufschlags; anschliessend soll Tarif so ausgestaltet werden, dass Anreiz besteht, einen Energielieferanten aktiv zu wählen. Struktur: Spotpreis-Produkt ist als Standardangebot definiert. | Ja Höhe: von Regulator genehmigte Preise; progressives Pricing insb. für Kleinkunden Struktur: zeitvariable Produkte (CPP, TOU oder RTP) müssen angeboten werden insb. für Grosskunden | Ja Höhe: Orientierung an Gesteigungskosten resp. an Marktpreis; jeweils geringerer Tarif Struktur: Keine Vorgaben |
| Regelenergiepreis | | | | | | |
| 15 | Eigentumsrechtlich entbündelte ÜNB Ampiron, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und EnBW | Organisatorisch entbundelter ÜNB APG | Unabhängiger ÜNB TenneT | Rechtlich entbundelter ÜNB Statnett SF | Funktionell entbündelt, unabhängiger ÜNB California ISO (CAISO) | Eigentumsrechtlich unabhängiger ÜNB Swissgrid |
| 16 | Gemeinsame anonymisierte Ausschreibung der Regelzonen, Gebotspreisverfahren | Nationale anonymisierte Ausschreibung, Gebotspreisverfahren | Anonymisierte Ausschreibung, Grenzpreisverfahren | Verhandelte Langfristverträge für Primärregelung, internationale Ausschreibungen im Grenzpreisverfahren und Preisobergrenze | Day-ahead- und Realtime-Markt, Grenzpreisverfahren und Preisobergrenze, abhängig von Netzknotenpunkt | Anonymisierte Ausschreibung, Gebotspreisverfahren |
| 17 | Präqualifikation, inkl. Österreich, Mindestangebote, Regelverbund mit der Schweiz, den Niederlanden und Dänemark | Präqualifikation von Kraftwerken, Verpflichtung von Kraftwerken bei erfolgloser Auktion | Präqualifikation, Verpflichtung von Kraftwerken mit mehr als 60 MW Leistung, Angebotsmenge zwischen 5 und 100 MW, Preisober- und Preisuntergrenzen, Im Regelverbund von Deutschland, Dänemark und der Schweiz | Verpflichtung von Kraftwerken mit mehr als 50 MW Leistung, Preisobergrenze, Mindestgebotsmenge, Regelverbund mit Schweden, Dänemark und Finnland. | Präqualifikation, inkl. Unternehmen aus anderen Regelzonen, Preisobergrenze, bilaterale Beschaffung bei Regelzonenfremden Unternehmen | Präqualifikation, inkl. Frankreich, gemeinsame Ausschreibung mit Deutschland, Verpflichtung von Kraftwerken bei erfolgloser Auktion, Mindestangebote, im Regelverbund mit Deutschland, Niederlande und Dänemark |
| 18 | Über die Netznutzung des ÜNB (Leistungspreise) | Über Erzeuger mit mehr als 5 MW Engpassleistung, im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen | Als Systemtarife | Über Netznutzung | Über Erzeuger der entsprechenden Netzknotenpunkte | Über Netznutzung |

| Frage | Deutschland | Österreich | Niederlande | Norwegen | Kalifornien | Schweiz |
|----------------------|---|---|--|--|---|---|
| Netznutzungsentgelte | | | | | | |
| 19 | Buchhalterisch entbündelt; ab 100'000 Kunden organisatorisch und rechtlich | Gesellschaftsrechtlich und organisatorisch entbündelt | Eigentumsrechtlich entbündelt | Buchhalterisch entbündelt; ab 100'000 Kunden rechtlich | Funktionell (organisatorisch) entbündelt | Buchhalterisch entbündelt |
| 20 | Anreizregulierung | Anreizregulierung | Anreizregulierung | Anreizregulierung | Kostenregulierung | Kostenregulierung |
| 21 | Ja | Ja | Ja | Ja | Nein | Nein |
| 22 | Pauschalierter Investitionszuschlag (VNB); Investitionsbudget (ÜNB), Bonus-Malussystem für Qualität | Betriebs- und Investitionsfaktor | Bonus-Malussystem für Qualität | Bis 2011 Investitionsfaktor, neu direkter Einbezug der Investitionsbeträge in die Erlösobergrenze; Qualität berücksichtigt durch Kosten der nichtgelieferten Energie | Direkte Kostenweitergabe | Kostenregulierung |
| 23 | Anschaffungswerte und Wiederbeschaffungswerte | Buchwert | Anschaffungswert | Buchwert | Buchwert | Anschaffungswert |
| 24 | ÜNB: Leistung VNB: Jahresleistungs- und Arbeitspreis | ÜNB: Leistungs- und Arbeitspreis; VNB: Leistungs- und Arbeitspreis, Tarif differenziert in Sommer/Winter und Hoch/Nieder | ÜNB: Kapazitätsbasiert (seit 2009) VNB: Grundgebühr, kapazitätsabhängiger Preis für Kleinverbraucher; zuzgl. Arbeitspreis für Industriekunden | ÜNB: Leistungs- und Arbeitspreis VNB: Leistungs- und Arbeitspreis | ÜNB/VNB: Arbeitspreis Tarife abhängig von Konsum (Baseline, differenziert nach Region und Sommer/Winter) | ÜNB: Grundgebühr, Leistungs- und Arbeitspreis VNB: Berücksichtigung der Verursachergerechtigkeit und Energieeffizienz, 70% Arbeitspreis auf Niederspannung |

Quelle: Polynomics.

Aus Tabelle 9 gehen die Bewertungen zu den Regulierungsausprägungen in den Ländern hervor. Eine 1 bedeutet, dass die Regulierungsumsetzung derjenigen aus dem Referenzmodell entspricht. Je weiter der Wert von 1 abweicht, desto geringer ist die angenommene Effizienzwirkung. Die Werte zu den Teilüberschriften (Grosshandelspreis, Grenzkapazitätspreis etc.) in der Tabelle verstehen sich als arithmetische Mittel der entsprechenden Regulierungen. So ergibt sich die Zahl 0.75 beim Grosshandelspreis für Deutschland aus dem arithmetischen Mittel von 1 (Frage 1), 1 (Frage 2), 1 (Frage 3), 1 (Frage 4), 0.5 (Frage 5) und 0 (Frage 6).

Tabelle 9: Bewertung der Regulierungen in den Ländern

| Nr. | Relevante Regulierungsfragen | D | AT | NL | NO | CA | CH |
|-----|--|------|------|------|------|------|------|
| | Grosshandelspreis | 0.75 | 0.75 | 0.75 | 1.0 | 0.75 | 0.5 |
| 1 | Existiert ein Grosshandelsmarkt, und wie ist der Markt organisiert? | 1.0 | 0.5 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 |
| 2 | Unterliegt der OTC-Handel speziellen Vorschriften und wenn ja wie sind sie ausgestaltet? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 3 | Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Grosshandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 | 0.0 |
| | Welche Regelungen existieren, um die Verzerrung aufgrund der Nicht-Internalisierung von externen Kosten der Erzeugung zu minimieren: | - | - | - | - | - | - |
| 4 | Verteuerung der Grenzkosten der Erzeugung durch CO ₂ -Zertifikate? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 | 0.5 |
| 5 | Direkte Förderung von erneuerbaren Energien (Art der Förderung und Finanzierung)? | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 1.0 | 0.5 | 0.5 |
| 6 | Liegen Vorschriften zur integrierten Kraftwerks- und Netzplanung vor (z. B. G-Komponente) und wenn ja welche? | 0.0 | 0.5 | 0.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 |
| | Grenzkapazitätspreis | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.75 |
| 7 | Nach welchen Regeln werden die Preise für Grenzkapazitäten ermittelt und zugeteilt? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 |
| 8 | Wie werden die Preise für Grenzkapazitäten an die Stromkunden weitergegeben? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| | Detailhandelspreis | 0.58 | 0.5 | 0.42 | 0.67 | 0.58 | 0.25 |
| 9 | Welcher Marktöffnungsgrad gilt für den Detailhandel? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 | 0.5 |
| | Existieren Eingriffe zur Steuerung der Stromnachfrage zur Internalisierung externer Kosten: | - | - | - | - | - | - |
| 10 | Direkt über Verbote und Verbrauchsvorschriften (Reduktion Gesamtnachfrage)? | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 |
| 11 | Direkt über Quotenregulierung (Erhöhung Nachfrage nach erneuerbarer Energie)? | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 0.0 |
| 12 | Indirekt über die Förderung von Smart Meters (Art der Förderung und Finanzierung)? | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.5 | 0.5 | 0.0 |
| 13 | Existieren Vorgaben zur Belieferung von Kunden und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 |
| 14 | Existieren Vorgaben bezüglich Höhe und Struktur der Detailhandelspreise und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | 1.0 | 0.5 | 0.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 |

| Nr. | Relevante Regulierungsfragen | D | AT | NL | NO | CA | CH |
|-----|---|------|------|------|------|------|------|
| | Regelenergiepreis | 0.75 | 0.75 | 0.75 | 0.63 | 0.88 | 0.75 |
| 15 | Wie unabhängig ist der Systemdienstleister von den übrigen Akteuren des Strommarktes organisiert? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 16 | Welches Verfahren findet zur Bestimmung der Regelenergiepreise Anwendung? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 | 0.5 | 1.0 |
| 17 | Wie wird die Liquidität des Regelenergiemarktes sichergestellt? | 1.0 | 0.5 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 18 | Wie werden die Regelenergiepreise an die Stromkunden weitergegeben? | 0.0 | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 1.0 | 0.0 |
| | Netznutzungsentgelte | 0.75 | 0.67 | 0.67 | 0.75 | 0.42 | 0.5 |
| 19 | Wie stark sind die Verteilnetzbetreiber von den übrigen Aktivitäten entflochten? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 20 | Werden die Netznutzungsentgelte basierend auf einer Kosten- oder einer Anreizregulierung ermittelt? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.5 | 0.5 |
| 21 | Findet ein Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern statt? | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 1.0 | 0.0 | 0.0 |
| | Bei den für die Netznutzungsentgelte relevanten anrechenbaren Kosten: | - | - | - | - | - | - |
| 22 | Werden explizit Investitionsanreize gesetzt und wenn ja in welcher Form? | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 1.0 | 1.0 | 1.0 |
| 23 | Ist die Substanzerhaltung aufgrund der Kapitalbewertung gewährleistet? | 0.5 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| 24 | Existieren Vorgaben bezüglich Struktur der Netznutzungsentgelte und wenn ja, wie sind sie ausgestaltet (Preisweitergabe)? | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.5 | 0.0 | 0.5 |

Quelle: Polynomics.

Die Regulierungsfragen zu den Preiselementen können gemäss Tabelle 6 den Regulierungszielen zugeordnet werden. Die auf der Grundlage dieser Zuordnung resultierenden Regulierungsindex-Werte gehen ungewichtet aus Tabelle 10 und gewichtet aus Tabelle 11 hervor. Die Gewichtungen basieren auf den in Abschnitt 4.4.3 hergeleiteten Werten, wonach der Energiepreis ein Gewicht von 60%, der Regelenergiepreis ein Gewicht von 5% und das Netznutzungsentgelt ein Gewicht von 35% erhält.

Tabelle 10: Resultat Indizes ungewichtet

| Indizes ungewichtet | Deutschland | Österreich | Niederlande | Norwegen | Kalifornien | Schweiz |
|-----------------------------------|-------------|------------|-------------|----------|-------------|---------|
| Langfr. Versorgungssicherheit | 0.78 | 0.73 | 0.73 | 0.81 | 0.73 | 0.55 |
| Kurzfr. Versorgungsqualität | 0.68 | 0.63 | 0.63 | 0.70 | 0.62 | 0.51 |
| Grundversorgung | 1.00 | 0.92 | 0.83 | 1.00 | 0.50 | 0.17 |
| Internalisierung externer Effekte | 0.33 | 0.33 | 0.33 | 0.50 | 0.83 | 0.25 |

Quelle: Polynomics.

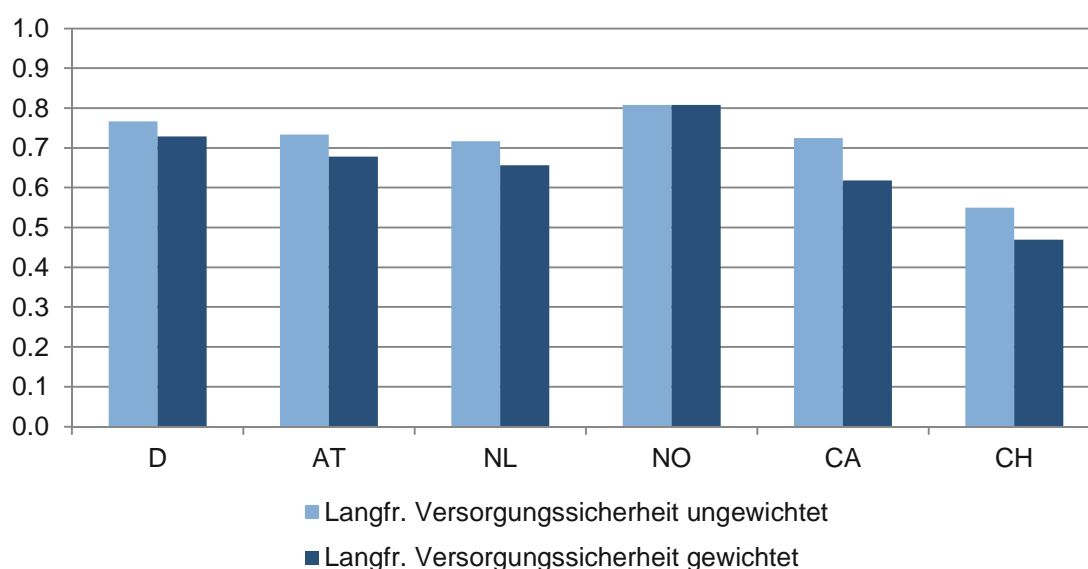
Tabelle 11: Resultat Indizes gewichtet

| Indizes gewichtet | Deutschland | Österreich | Niederlande | Norwegen | Kalifornien | Schweiz |
|-----------------------------------|-------------|------------|-------------|----------|-------------|---------|
| Langfr. Versorgungssicherheit | 0.75 | 0.68 | 0.68 | 0.81 | 0.62 | 0.47 |
| Kurzfr. Versorgungsqualität | 0.68 | 0.59 | 0.59 | 0.75 | 0.63 | 0.43 |
| Grundversorgung | 1.00 | 0.88 | 0.75 | 1.00 | 0.50 | 0.25 |
| Internalisierung externer Effekte | 0.50 | 0.50 | 0.50 | 0.75 | 0.75 | 0.38 |

Quelle: Polynomics.

Um den Einfluss der Gewichtung abzuschätzen, bieten sich Szenariorechnungen an. Anstelle der Gewichtungen gemäss Abschnitt 4.4.3 können die Preiskomponenten bspw. gleichgewichtet werden; das entsprechende Ergebnis ist in Abbildung 13 exemplarisch für den Index der langfristigen Versorgungssicherheit abgetragen. Dabei zeigt sich, dass grundsätzlich keine grossen Verschiebungen in der relativen Positionierung zwischen den Ländern aufgrund der Gewichtung auszumachen sind. Mit Ausnahme von Norwegen, wo die Gewichtung keinen Einfluss auf das Gesamtergebnis hat, bewirkt die Gewichtung bei allen anderen Ländern, dass die Effizienzorientierung weniger stark ausfällt als bei Gleichgewichtung. Das Ausmass dieses Effektes fällt dabei bei Kalifornien am stärksten aus. Für Deutschland, Österreich, den Niederlanden und die Schweiz sind die Unterschiede sehr ähnlich. Insgesamt reagieren die Ergebnisse bezüglich des umfassendsten Index zur Regulierung der Versorgungssicherheit relativ moderat auf die Änderung des Gewichtungsschemas.

Abbildung 13: Auswirkungen der Gewichtung beim Index langfristige Versorgungssicherheit



Quelle: Polynomics.

7.2 Deutschland

In Deutschland wurden ab 1998 sogenannte Verbändevereinbarungen zwischen dem Bund der Industrie (BDI) und den Branchenverbänden (VDEW, VKU etc.) getroffen. Diese bildeten die Basis für Vereinbarungen über die Netznutzung. Die Marktöffnung des Elektrizitätsmarktes erfolgte in Deutschland im Jahr 1998 auf Basis einer Verbändevereinbarung, welche zweimal revidiert wurde und bis 2004 galt. Als gesetzliche Grundlage dient das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) von 1999, welches 2005 revidiert wurde. Seit diesem Zeitpunkt fungiert die Bundesnetzagentur (BNetzA) als Regulierungsbehörde. Netzbetreiber mit mehr als 100'000 Kunden müssen organisatorisch sowie rechtlich von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechtet sein (Art. 7 und 9 EnWG). Die buchhalterische Entflechtung gilt für alle Netzbetreiber (Art. 10 EnWG). Bis Ende 2008 galt eine Kostenregulierung, seit 2009 eine Anreizregulierung.

7.2.1 Energiepreis

Grosshandelspreis

Der Grosshandel findet grösstenteils über die 2002 gegründete European Energy Exchange (EEX) statt, die den Marktteilnehmern sowohl Spot- als auch Terminmärkte zur Verfügung stellt. Die Geschäftsabwicklung (das Settlement) des Spotmarktes wird von der Tochtergesellschaft European Power Exchange (EPEX) durchgeführt, die auch für Österreich, Frankreich und die Schweiz einen Spotmarkt betreibt. Der Preis für Deutschland wird gemeinsam mit Österreich bestimmt. Für die anderen beiden Länder werden aufgrund von Grenzkapazitätsengpässen separate Auktionen durchgeführt. Die Richtlinien für die Marktzulassung auf dem Spotmarkt werden von der EPEX direkt vorgegeben. Für alle weiteren Produkte ist die EEX zuständig. Gegenwärtig handeln rund 190 Unternehmen aus 20 verschiedenen Nationen am deutschen Spotmarkt (vgl. Boltz und Graf, 2011). Neben der elektronischen Börse existiert in Deutschland auch ein OTC-Markt, auf dem die einzelnen Stromkonzerne direkt Strom handeln können. Dieser kann entweder bilateral oder über die EEX stattfinden. Im zweiten Fall unterliegen sie jedoch den Richtlinien der EEX, die sich stark an den standardisierten Produkten der elektronischen Börse orientieren.

Der für die Konsumenten relevante Spotmarkt-Preis wird über ein «Double-Auction-Bidding»-Konzept ermittelt, das in einem ersten Schritt alle Gebote zu einem bestimmten Zeitpunkt in einem geschlossenen Order-Buch sammelt. Anschliessend wird täglich jeweils eine Auktion durchgeführt, die den Strompreis ermittelt und den Marktteilnehmern die entsprechenden Mengen zuteilt. Mit dem gewählten Auktionsverfahren sollen Marktmanipulationen verhindert werden. Zudem existiert für Deutschland ein Intraday-Spotmarkt, der die Effizienz des Grosshandelspreises zusätzlich erhöht. Dieser wird kontinuierlich bis eine Stunde vor der physischen Lieferung gehandelt, d. h. zu jeder Zeit werden das höchste Kaufs- und das niedrigste Verkaufsangebot bevorzugt. Um mögliche Marktmanipulationen einzuschränken, hat die EPEX ein Zielband vorgegeben, innerhalb dessen die einzelnen Gebote liegen müssen.

Zusätzlich zu den handelsbezogenen Richtlinien der EPEX existieren in Deutschland weitere politische Vorschriften, welche die Kraftwerksstruktur beeinflussen. Eine Massnahme betrifft die Internalisierung der CO₂-Emissionen. Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls versucht Deutschland einerseits die CO₂-Emissionen zu minimieren und andererseits die Kosten effizient auf die Kraftwerkstechnologien abzuwälzen. Um dieses Ziel zu erreichen, beteiligt sich Deutschland seit 2005 am europäischen CO₂-Handel. Zudem existiert in Deutschland eine Zusatzsteuer auf Atomenergie, die ein Teil der unberücksichtigten Kosten einer möglichen Katastrophe internalisieren soll. Weitere Massnahmen wie eine Berücksichtigung der unterschiedlichen Netzbeanspruchungen durch Kraftwerke werden in Deutschland gegenwärtig noch nicht vorgenommen. Es bestehen jedoch bereits klare Absichten, diese europaweit einheitlich zu berücksichtigen, damit zwischen den Ländern keine Wettbewerbsverzerrungen entstehen (Bundesrat, 2011). Zusätzlich zu den Kostenkomponenten existieren in Deutschland politische Interventionen, welche die Kraftwerksstrukturen direkt beeinflussen. Gemäss dem im Dezember 2008 verabschiedeten Energie- und Klimapaket der Europäischen Union hat sich Deutschland dazu verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 18 Prozent zu erhöhen (vgl. Art. 1 Abs. 2 EEG). Dieses Ziel soll mit einer Förderung erneuerbarer Energien durch eine fixe Einspeisevergütung erreicht werden, die durch die Stromkonsumenten finanziert wird. Die rechtlichen Grundlagen dazu sind im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt.

Grenzkapazitätspreis

Deutschland betreibt mit den Nachbarländern einen intensiven Stromhandel, der ausser mit Österreich durch Grenzkapazitätsengpässe beeinflusst wird. Trotz des grossen Handelsvolumens existiert noch kein harmonisiertes Engpassmanagement. Aufgrund der vielen Strombörsen und dem stark verankerten OTC-Markt kommen verschiedene Mechanismen zum Einsatz (Böttcher, 2009). So wird z. B. beim Handel mit Dänemark ein implizites Auktionsverfahren angewendet, das durch eine Tochtergesellschaft der Nord Pool Spot und der EEX betrieben wird. Andererseits existiert beim bilateralen Grenzhandel mit der Schweiz immer noch ein explizites Auktionsverfahren, das von der Swissgrid durchgeführt wird.

Detailhandelspreis

Um die Energielieferung an Kunden sicherzustellen, wird in Deutschland je Netzgebiet ein Energielieferant als Letztversorger jeweils für drei Jahre definiert. Dieser ergibt sich aufgrund des Anteils im Versorgungsgebiet; derjenige Energielieferant mit den meisten Anzahl Endverbraucher wird mit der Grundversorgung beauftragt. Sofern die Grundversorgung aus wirtschaftlichen Gründen nicht unzumutbar ist, besteht eine Lieferpflicht an diejenigen Endverbraucher, die keinen Lieferanten aktiv gewählt haben bzw. deren Energielieferant ausgefallen ist (Art. 36 EnWG). Die Grundversorgungspreise sollen den allgemeinen Tarifen entsprechen, werden aber nicht konkret reguliert. Generell unterstehen die Energiepreise der Ex-post-Kontrolle durch die Wettbewerbsbehörde. Dabei sollen die Tarifstrukturen einen Anreiz zu Energieeinsparung setzen (Art. 40 EnWG). Die konkrete Umsetzung zur Steuerung des Energieverbrauchs über vari-

able Tarife ist nicht definiert, sondern wird derzeit noch theoretisch untersucht (vgl. Nabe, 2009a; Dütschke et al., 2012) und ist entscheidend von den technischen Gegebenheiten im Bereich der Messgeräte abhängig.

Die Vorgaben der Europäischen Union hinsichtlich Energieeffizienz und sparsamen Einsatz von Energie im Allgemeinen werden auch in Deutschland umgesetzt. In diesem Bereich sind insbesondere die Bestrebungen im Bereich der Energieeffizienz von Gebäuden sowie der Mobilität (u. a. technischen Entwicklungen von Fahrzeugen) zu nennen (vgl. bmwi, 2007). Hierzu werden z. B. auch «Energielabels» wie Effizienzhaus eingesetzt, welche mit entsprechenden finanziellen Anreizen für Endverbraucher verbunden sind.

Hinsichtlich des Rollout von intelligenten Messeinrichtungen, ist im Deutschen Energiewirtschaftsgesetz der Einbau von intelligenten Zählern bei Neubauten und grösseren Renovierungen seit 1. Januar 2010 – sofern technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar – festgeschrieben. Ebenfalls sollen beim Ersatz von bestehenden Zählern Smart Meters angeboten werden, wobei der Anschlussnutzer das Angebot ablehnen kann (Art. 21b Abs. 3a und 3b EnWG 2005). Die flächendeckende Einführung von Smart Meters ist gesetzlich nicht vorgeschrieben, wobei dies im Rahmen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit politisch gewünscht wird (vgl. Nabe, 2009b). Insbesondere im Rahmen der sich aktuell ändernden Rahmenbedingungen im Energieversorgungssystem und den zunehmenden Anforderungen hinsichtlich der Integration von erneuerbaren Energien wird die Wirtschaftlichkeit von Smart Meters und die Entwicklung zum Smart Grid neu beurteilt (vgl. BNetzA, 2011). Die Verbreitung von intelligenten Messgeräten beschränkt sich in Deutschland auf einige Endkonsumenten, welche im Rahmen von Pilotprojekten damit ausgestattet wurden (vgl. Renner et al., 2011).

7.2.2 *Regelenergiepreis*

In Deutschland ist der Systembetrieb in der Verantwortung der vier vollständig entbündelten Übertragungsnetzbetreiber Ampiron, TenneT TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH und EnBW. Als Mitglied der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) versuchen sie, ihren Bedarf und die Bewirtschaftung der Regelenergie untereinander und mit anderen Mitgliedern der ENTSO-E zu koordinieren, um die Systemsicherheit und die Effizienz im europäischen Regelmarkt weiter zu erhöhen. Seit 2012 geschieht dies in einer ersten Umsetzungsphase über den Netzregelverbund (NRV) gemeinsam mit Dänemark, Holland und der Schweiz.

Seit Ende 2007 müssen in Deutschland alle vier ÜNB ihren Bedarf an Regelleistung für Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung auf einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Markt im Rahmen einer regelzonenübergreifenden und anonymisierten Ausschreibung beschaffen (vgl. Art. 6 Abs. 1 StromNZV). Die Ausschreibungen erfolgen abhängig von der Regelenergieart eine Woche oder einen Tag im Voraus über eine gemeinsame Angebotskurve auf der Internetplattform regelleistung.net. Der Leistungspreis wird durch ein Gebotspreisverfahren festgesetzt, d. h. jedes erfolgreiche Gebot erhält gerade den angebotenen Preis (vgl. Van der Veen et al., 2009). Die Preise für die Vorhaltung von Primär-, Sekundärregelleistung und Minu-

tenreserve (Leistungspreise) sind Bestandteil der Netzentgelte und werden den Endkunden verrechnet.

Um zu gewährleisten, dass die ausgeschriebene Menge angeboten wird, hat der Übertragungsbetreiber die Berechtigung, Mindestangebote festzulegen. Die Anbieter ihrerseits sind berechtigt, zeitlich und mengenmässig Teilleistungen anzubieten. Die Teilleistungen dürfen jedoch nicht das jeweilige Mindestangebot unterschreiten (vgl. Art. 6 Abs. 4 StromNZV). Voraussetzung für die Teilnahme an der gemeinsamen Ausschreibung ist der Abschluss eines Rahmenvertrags zwischen Anbieter und Anschluss-ÜNB im Nachgang zu der erfolgreich durchgeführten Präqualifikation (vgl. Art. 6 Abs. 5 StromNZV). Über Poolbildung können Kleinlieferanten an den Ausschreibungen teilnehmen. Seit 2004 nehmen auch Lieferanten aus den österreichischen Regelzonen TIWAG Netz und VKW am deutschen Markt für Minutenreserve teil. Kommt es bei einer Ausschreibung trotz den Massnahmen zu einem ungenügenden Angebot, kann RegNet eine zweite Ausschreibung vornehmen.

7.2.3 Netznutzungsentgelt

In Deutschland unterliegen die vier Übertragungs- und rund 800 Verteilnetzbetreiber seit dem 1. Januar 2009 einer Anreizregulierung, bei der die Erlösobergrenze vorgegeben ist. Innerhalb der fünfjährigen Regulierungsperiode werden den Netzbetreibern Vorgaben zur allgemeinen und individuelle Produktivität gemacht. Letztere wird dabei mittels eines Effizienzvergleichs ermittelt. Zur Sicherstellung der nötigen Netzinvestitionen gibt es einen pauschalisierten Investitionszuschlag für die VNB bzw. ein Investitionsbudget für die ÜNB. Weiter wurde per 1. Januar 2012 ein Qualitätselement (Bonus-Malussystem) eingeführt, um eine angemessene Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Eine nachhaltige Veränderung des Versorgungsauftrags wird mit dem Erweiterungsfaktor erfasst, der dazu beitragen soll, dass die erforderlichen finanziellen Mittel für Netzausbauten generiert werden können. In jüngster Zeit wurde die Diskussion bezüglich Investitionsanreizen in Deutschland durch die Landesregulierungsbehörden neu lanciert. Anstelle der bisherigen Instrumente wird vorgeschlagen, die Kapitalkosten von geplanten Investitionen im vollen Umfang auf die Erlösobergrenze zu schlagen und ex post mit den effektiven Kapitalkosten über das Regulierungskonto zu verrechnen.

Die Netzbetreiber sind grundsätzlich verpflichtet Letztverbraucher, gleich- oder nachgelagerte Elektrizitätsversorgungsnetze sowie -leitungen, Erzeugungs- und Speicheranlagen sowie Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschliessen (vgl. Art. 1 Abs. 1 EnWG). Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas sind unverzüglich vorrangig an das Netz anzuschliessen (vgl. Art. 5 Abs. 1 EEG), die Kosten des Anschlusses müssen bis zum Verknüpfungspunkt vom Anlagenbetreiber getragen werden (vgl. Art. 13 EEG).

Zu den Netzkosten, welche durch das Netznutzungsentgelt gedeckt werden, gehören die aufwandsgleichen Kosten, die kalkulatorischen Abschreibungen, die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung, kalkulatorische Steuern und die Netzverluste (Art. 4 Abs. 2 StromNEV 2010). Die kalkulatorischen Kapitalkosten basieren für den eigenkapitalfinanzierten Teil der Altanlagen auf

Tagesneuwerten (vgl. Art. 6 und 7 StromNEV). Messdienstleistungen sind nicht ein Teil des Netznutzungsentgelts, der Markt für Messdienstleistungen wurde 2008 vollständig liberalisiert. Der Messstellenbetrieb sowie die Messung kann auf Wunsch des Endverbrauchers von einem Dritten erbracht werden. Die Preise sind jedoch reguliert.

Das Netznutzungsentgelt setzt sich aus einem Jahresleistungs- und einem Arbeitspreis zusammen. Die Kosten werden jeweils auf die nachgelagerten Netzebenen unter starker Berücksichtigung der Verursachergerechtigkeit verteilt, d. h. «die Kosten werden entsprechend der von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogenen und zeitgleich über alle Übergabepunkte gemessenen höchsten Leistung unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsgrades nach auf die nachgelagerte Netz- oder Umspannebene verteilt» (Art. 14 Abs. 2 StromNEV). Es handelt sich in Deutschland um ein reines Ausspeisemodell, für die Einspeisung von Strom ist kein Netzentgelt zu entrichten (Art. 15 Abs. 1 StromNEV). Das Entgelt ist auch unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisung (Art. 17 StromNEV). Die Netzbetreiber können jedoch für Endkonsumenten mit einer «Sonderform der Netznutzung» einen individuellen Tarif vereinbaren. So können z. B. Konsumenten, deren Höchstlast von der zeitgleichen Höchstlast aller Entnahmen des Netzes abweicht, ein reduzierter Tarif angeboten werden. Dieser darf nicht weniger als 20 Prozent des veröffentlichten Netzentgeltes betragen. Grosskunden (über 7'000 h Benutzungstundenzahl und 10 GWh Stromverbrauch) sind grundsätzlich von Netzentgelt befreit (Art. 19 StromNEV 2010).

7.3 Österreich

Mit dem Energie-Regulierungsbehördengesetz 2000 wurde die Überwachung des Strommarktes dem österreichischen Regulator Energie-Control (E-Control) übertragen. Das Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend setzt hierfür den gesetzlichen Rahmen. Die vollständige Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes erfolgte am 1. Oktober 2001 mit der freien Wahl des Stromlieferanten für alle Kunden. Im österreichischen Strommarkt ist ein Grossteil der Unternehmen direkt oder indirekt an anderen Marktteilnehmern eigentumsrechtlich beteiligt, jedoch müssen die Verteilnetzbetreiber gesellschaftsrechtlich und organisatorisch entflechtet sein. Die Netzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, jedem Marktteilnehmer den Netzzugang zu einem behördlich genehmigten Durchleitungsentgelt zu gewähren. Bei den Übertragungsnetzbetreibern führen die Umsetzung des 3. Energiemarkt-Liberalisierungspaketes sowie das EIWOG 2010 zu noch strengeren Unbundlingvorschriften (vgl. E-Control, 2011). Österreich bereitet sich derzeit auf die dritte Periode der Anreizregulierung vor.

7.3.1 Energiepreis

Grosshandelspreis

In Österreich wurde 2002 im Zuge der Liberalisierung die Energy Exchange Austria (EXAA) gegründet, über die heute ein Grossteil des österreichischen Stromes regelzonenübergreifend mit Deutschland gehandelt wird. Die Geschäftsabwicklung (das Settlement) des Spotmarktes

übernimmt dabei die European Power Exchange (EPEX), die für beide Länder einen gemeinsamen Preis ermittelt. Für den Handel an der EXAA sind alle Marktteilnehmer aus Österreich, Deutschland und der Schweiz zugelassen, die einem Bilanzkreis angehören und mit der EXAA einen Teilnahmevertrag abgeschlossen haben. Die Richtlinien für den Spotmarkt werden von der EPEX vorgegeben (vgl. EPEX, 2010). Neben der Börse existiert ebenfalls ein gut ausgebauter OTC-Markt, der sich sehr stark an den Spotpreisen der EXAA orientiert. Er entsteht durch bilaterale Verträge und unterliegt keinen weiterführenden Einschränkungen.

Der Spotmarkt-Preis wird mit Deutschland zusammen über ein «Double-Auction Bidding» Konzept ermittelt. Es gelten daher die gleichen Vorschriften wie in Deutschland (vgl. EPEX, 2012). Im Gegensatz zu Deutschland existiert jedoch kein zusätzlicher Intraday-Markt, der die Effizienz des Grosshandelspreises zusätzlich erhöhen würde (vgl. www.epex.com). Mit der Ausweitung des Handelsplatzes, erreicht man jedoch eine angemessene Marktliquidität, die Marktmanipulationen minimieren.

Auch Österreich hat in den vergangenen Jahren zusätzliche Vorschriften erlassen, welche die Effizienz des Grosshandelspreises erhöhen sollen. Vergleichbar zu den meisten europäischen Ländern hat Österreich einen CO₂-Handel eingeführt. Zudem versucht man die anfallenden Systemnutzungskosten auch auf die Erzeuger abzuwälzen (vgl. Art. 51 EIWOG 2010). Da diese Gebühren jedoch ausschliesslich nach Netzebenen unterschieden werden und keine Netzbeanspruchung abgegolten wird, liegen keine Anreize zu einer Allokationsverbesserung vor. Weitere Kostenkomponenten, welche die externen Kosten auf die Kraftwerke abwälzen existieren nicht. In Österreich wird kein Atomstrom produziert. Zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien werden verschiedene politische Massnahmen ergriffen. Gemäss dem im Dezember 2008 verabschiedeten Energie- und Klimapaket der Europäischen Union ist Österreich dazu verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34 Prozent zu erhöhen (bmwfi, 2010). Als Instrument dienen direkte Einspeisevergütungen, die solidarisch durch alle Stromkunden oder Steuerzahler finanziert werden. Die rechtlichen Grundlagen bilden das Ökostromgesetz sowie die Ökostromverordnungen (vgl. www.e-control.at, 29.2.2012).

Grenzkapazitätspreis

Das Stromnetz der APG ist Teil des kontinentaleuropäischen Stromnetzes über das Österreich mit seinen umliegenden Ländern Strom handelt. Ausser mit Deutschland entstehen dabei auf Grund der knappen Kapazitäten Engpässe, die ein professionelles Engpassmanagement notwendig machen. Dies ist in Österreich die Aufgabe der APG, die in Zusammenarbeit mit den Grenzländern diskriminierungsfreie Auktionen durchführen. Es handelt sich dabei um explizite Auktionen, die unabhängig vom europäischen Grosshandelspreis durchgeführt werden (vgl. www.apg.at, 29.2.2012).

Detailhandelspreis

In Österreich wird der Verteilnetzbetreiber als Grundversorger definiert, und hat somit die Pflicht, Endkunden, welche ihren Lieferanten nicht aktiv gewählt haben bzw. deren Energielieferant ausgefallen ist, mit Energie zu beliefern. Hierzu muss jeder Energielieferant im von ihm

versorgten Gebiet einen Grundversorgungstarif publizieren. Trotz vollständiger Marktöffnung wird der Grundversorgungstarif in Österreich reguliert. Dieser darf nicht höher als der Tarif sein, welcher vergleichbaren Kunden im Markt angeboten wird (Art. 77 Abs. 1 und 2 EIWOG 2010). Die Energiepreise im Markt werden nicht ex ante reguliert sondern unterstehen der Ex-post-Kontrolle durch die Wettbewerbsbehörde. Bezüglich der Ausgestaltung der Tarifstrukturen bestehen in Österreich für den Energiebereich keine Vorschriften.

In Österreich fliessen die Vorgaben zur Energieeffizienzsteigerung und zum sparsamen Einsatz von Energie, welche durch die Europäische Union gemacht werden, in den nationalen Energieeffizienzaktionsplan ein (vgl. bmwfj, 2011, S. 1). Entsprechend werden verschiedene Massnahmen ergriffen, um die Energienachfrage zu steuern. Einerseits wird der sparsamere Einsatz von Energie z. B. mit effizienteren Beleuchtungssystemen, mit der Reduktion des Energieverbrauchs bei «Stand by»-Anwendungen sowie mit Sanierungen des Gebäudebestandes und gezielten Massnahmen im Verkehrsbereich gefördert. Um einen entsprechenden Standard zu implementieren werden verschiedene Energielabels angewendet.

Im Bereich der intelligenten Messeinrichtungen kann gemäss dem Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (Art. 83 Abs. 1 EIWOG 2010) der Bundesminister für Wirtschaft, Familie und Jugend die Einführung festlegen, sofern eine Kosten-Nutzen-Analyse dies induziert. Eine entsprechende Studie liegt seit 2010 vor. Eine konkrete Vorgabe bezüglich dem Rollout von Smart Meters existiert derzeit jedoch noch nicht, allerdings wird geplant, 95 Prozent der Kunden bis 2018 mit intelligenten Zählern auszustatten. Insbesondere ist die österreichische Regulierungsbehörde an einer Forcierung des Rollouts interessiert, um der EU-Energieeffizienz-Richtlinie zu entsprechen und den Wettbewerb zu fördern. Die genauen Anforderungen an diese Zähler sind seit 2011 in einer Verordnung festgehalten (IMA-VO 2011). Nebst einigen Pilotprojekten, die von verschiedenen Netzbetreibern durchgeführt werden, haben Energie AG Oberösterreich sowie LinzStrom bereits ihre Endkunden zum Teil mit intelligenten Zählern ausgestattet (vgl. Renner et al., 2011, S. 18).

7.3.2 Regelenergiepreis

In Österreich ist der Systembetrieb in der Verantwortung der Regelzone Austrian Power Grid AG („Regelzone APG“), die seit 2012 die beiden Regelzonen VKW-Netz und TIWAG Netz integriert. Als Mitglied der ENTSO-E ist APG für die Bedarfsplanung aller Bilanzgruppen in Österreich zuständig, so dass die technischen Vorgaben der ENTSO-E zur primären, sekundären und tertiären Frequenzregelung jederzeit bestmöglich erfüllt sind. Die rechtlichen Grundlagen dazu liefert das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG).

Seit 2012 erfolgt die Beschaffung der Primär-, Sekundär- und Tertiärleistung einheitlich durch die APG mittels eines transparenten und regelmässigen Ausschreibungsverfahrens auf ihrer Internetplattform. Die Ausschreibung findet ausschliesslich für die APG- Regelzone statt und es können nur nationale Kraftwerke teilnehmen. Der Ausschreibungszeitraum ist wöchentlich oder monatlich, abhängig von der Regelenergieart. Die Vergabe des Zuschlages erfolgt nach dem Pay-as-bid-Verfahren, d. h. jeder erfolgreiche Marktteilnehmer erhält gerade seinen angebote-

nen Leistungspreis vergütet. Die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung werden gemäss Art. 68 Abs. 1 EIWOG 2010 an Erzeuger mit einer Engpassleistung von mehr als 5 MW verrechnet. Die Zuteilung der Kosten erfolgt im Verhältnis ihrer Jahreserzeugungsmengen. Die effektiven Energiekosten werden den Bilanzgruppenverantwortlichen zugeordnet.

Generell besteht in Österreich keine Teilnahmepflicht am Regelmarkt. Teilnehmen darf aber nur, wer vorweisen kann, dass er die technischen Kriterien zur Erfüllung der Regelleistung einhalten kann (vgl. Art. 67 Abs. 2 EIWOG 2010). Dazu benötigt er eine erfolgreiche Präqualifikation und einen auf drei Jahre begrenzten Rahmenvertrag mit der APG. Zusätzlich zur Präqualifikation versucht man die Effizienz der Ausschreibungen durch eine Einschränkung des Angebotsverhaltens, d. h. durch eine Vorgabe von minimalen und maximalen Angebotsmengen zu verbessern. Im Gegensatz zu Deutschland werden aber keine Kapazitäten für die Anbieter vorreserviert. Für den Fall, dass es bei einer Ausschreibung nicht zur gewünschten Angebotsmenge kommt, kann APG die noch ausstehende Menge erneut ausschreiben. Sollte diese wiederum erfolglos sein, dann wird APG die Bereitstellung der fehlenden Regelleistung bei geeigneten Anbietern anordnen (vgl. Art. 67 Abs. 5 EIWOG 2010).

7.3.3 *Netznutzungsentgelt*

In Österreich existieren neben den drei Übertragungsnetzbetreibern rund 130 Verteilnetzbetreiber. Von 2001 bis 2005 unterlagen sowohl die Übertragungs- wie auch die Verteilnetzbetreiber einer Kosten-Plus-Regulierung. Ab 2006 wurde eine Anreizregulierung eingeführt mit einer Regulierungsperiode von jeweils 4 Jahren. Es handelt sich dabei um eine spezielle Form der Erlösbergrenzenregulierung, bei dem den Verteilnetzbetreibern von der Regulierungsbehörde ein Kostenpfad vorgegeben wird. Mittels eines Effizienzvergleichs wird die individuelle Effizienz der Unternehmen ermittelt. Zusammen mit dem generellen Produktivitätsfaktor ergibt dies für die Unternehmen einen jährlichen Kostenanpassungsfaktor. Zur Sicherstellung der notwendigen Investitionen werden ein Betriebs- und ein Investitionsfaktor berücksichtigt. Zusätzlich zur Vorgabe des Kostenpfades, gibt die Regulierungsbehörde jährlich die Netztarife für die drei Übertragungsnetzbetreiber und 14 Verteilnetzbetreiber auf Basis der regulatorischen Kosten vor. Die Bestimmung der Kostenbasis erfolgt dabei auf Buchwertbasis (vgl. E-Control, 2011).

Die Netzbetreiber sind grundsätzlich verpflichtet, die Erzeuger und Endkonsumenten an das Netz anzuschliessen (vgl. Art. 45 EIWOG 2010). Die Anschlusskosten werden dem Netznutzer (jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt, Art. 7 Abs. 26 EIWOG 2010) über ein einmaliges Netzzutrittsgeld verrechnet. Entnehmer zahlen zusätzlich ein Netzbereitstellungsentgelt (Art. 2 und 3 SNT-VO 2010).

In Österreich werden das Netznutzungs- und Netzverlustentgelt vom Regulator festgelegt. Das Netznutzungsentgelt des ÜNB setzt sich aus einer Bruttokomponente (pro kWh) und einer Nettokomponente Arbeit sowie Leistung zusammen. Beim VNB setzt sich das Netznutzungsentgelt aus einem Leistungspreis und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis zusammen. Der Arbeitspreis wird in einen Sommer- und Wintertarif sowie Hoch- und Niedertarif differenziert.

Das Netzverlustentgelt ist im Gegensatz zum Netznutzungsentgelt neben den Ausspeisern auch von den Einspeisern zu entrichten und besteht aus einem Arbeitspreis (ÜNB und VNB).⁵ Im Netznutzungsentgelt nicht enthalten sind die Kosten des Netzbetreibers für das Errichten und den Betrieb von Mess- und Zähleinrichtungen. Diese werden über das Entgelt für Messleistungen gedeckt, wobei der Regulator ein Höchstpreis festlegt (Systemnutzungsentgelt-Verordnung 2012, SNE-VO 2012).

7.4 Niederlande

Die Energiekamer der niederländischen Wettbewerbsbehörde (Nederlandse Mededingingsautoriteit, NMa) ist für die Überwachung des Einzelhandels und für die Regulierung der Netzbetreiber zuständig. Die Marktöffnung fand in den Niederlanden schrittweise statt. Seit dem 1. Juli 2004 ist der Markt vollständig geöffnet, womit auch Kleinkunden ihren Energielieferanten frei wählen können. Im Jahr 2007 wurde eine vollständige (eigentumsrechtliche) Entflechtung der Unternehmen regulatorisch verlangt. Diese wurde jedoch von einem Gericht aufgehoben und wird momentan vom Supreme Court behandelt. Die Netzbetreiber unterliegen seit 2001 einer Anreizregulierung, aktuell befinden sich die Netzbetreiber bereits in der fünften Regulierungsperiode.

7.4.1 Energiepreis

Grosshandelspreis

Niederlande verfügt seit 1999 über eine unabhängige elektronische Börse APX, die seit 2010 zusammen mit Belgien einen gemeinsamen Spotmarkt betreibt. Seit 2009 verfügt die APX auch über einen Terminmarkt, auf dem die Marktteilnehmer ihre Preisrisiken absichern können. Die Zulassungsrichtlinien werden von der APX vorgegeben. Gegenwärtig bieten rund 57 verschiedene Unternehmen aus verschiedenen europäischen Staaten mit (vgl. www.apxindex.com, 15.3.2012). Neben der Strombörse gibt es auch in den Niederlanden einen OTC-Markt. Dieser ist jedoch aufgrund des gut ausgebauten Börsenplatzes stark an die Ergebnisse der elektronischen Börse gekoppelt.

Der für den Endkunden relevante Spotmarktpreis wird durch ein zur EPEX vergleichbares Day-ahead-Verfahren ermittelt, das die Knappheit des Stromes möglichst effizient weitergibt. Dabei werden zuerst in einem geschlossenen Order-Book die Gebote gesammelt. Anschliessend wird täglich jeweils eine Auktion durchgeführt, die den Strompreis ermittelt und den Marktteilnehmern die entsprechenden Mengen zuteilt. Kommt es trotzdem zu Unregelmässigkeiten bei den Geboten, kann APX das Order-Book erneut für eine kurze Zeit für weitere Gebote öffnen, um

⁵ Gemäss ENTSO-E (2011) werden in Österreich 15 Prozent des Übertragungsnetzentgeltes von den Stromproduzenten getragen.

eine bessere Allokation bei der Auktion zu erreichen. Damit die Effizienz des Spotmarktes weiter erhöht werden kann, wurde 2006 ebenfalls ein Intraday-Markt eingeführt, der die kurzfristigen Schwankungen des Stromes mitberücksichtigt. Vergleichbar zum Nord Pool Spot und der EPEX wird dieser kontinuierlich bis eine Stunde vor der physischen Lieferung gehandelt, d. h. zu jeder Zeit werden das höchste Kaufs- und das niedrigste Verkaufsangebot bevorzugt. Zusätzlich gibt die APX eine obere und untere Grenze für die Gebote vor, um abnormale Preisschwankungen einzudämmen (vgl. www.apxindex.com, 15.3.2012).

Parallel zu den technischen Voraussetzungen auf dem Spotmarkt gibt es eine Reihe weiterer politischer Massnahmen, welche die Effizienz des Grosshandelsmarktes beeinflussen. Diese betreffen hauptsächlich die Internalisierung der CO₂-Emissionen und die Förderung von alternativen Energien. Die erste Massnahme versucht man mit CO₂-Zertifikaten umzusetzen, die auf einem Emissionsmarkt weiter gehandelt werden können. Zusätzlich versuchen die Niederlande durch direkte Förderung von erneuerbaren Energien ihren Anteil bis 2020 auf 14 Prozent zu steigern (vgl. BMU, 2011, S. 62). Dazu vergeben die Niederlande Investitionsbeiträge und vergüten die entsprechenden Technologien mit einer direkten Einspeisevergütung während 15 Jahren. Zusätzlich werden Betreiber von erneuerbaren Energien steuerlich entlastet. Weitere Eingriffe gibt es nicht. Auch bestehen keine Bestrebungen aus der Atomenergie auszusteigen. Es gibt sogar Absichten, ab 2015 ein zweites Atomkraftwerk errichten zu lassen (vgl. www.world-nuclear.org, 29.2.2012).

Grenzkapazitätspreis

Die Niederlande befinden sich mit Belgien, Luxemburg, Frankreich und Deutschland in einem Grenzkopplungsverbund. Obwohl die einzelnen Handelsplattformen parallel bestehen bleiben, versucht man durch eine koordinierte Kopplung der Grenzkapazitäten den Handel zwischen den Ländern zu fördern. Dies ist in den Niederlanden die Aufgabe der APX, die zusammen mit den Übertragungsnetzbetreibern ein marktorientiertes Engpassmanagement betreibt. Dabei werden implizite Auktionen angewendet, welche die Grenzkapazitätspreise in Abhängigkeit der Grosshandelspreise bestimmen (vgl. www.apxindex.com, 15.3.2012).

Detailhandelspreis

In den Niederlanden wird die Ersatz-/Grundversorgung nicht stark reguliert. Lediglich bei Ausfall des Energielieferanten wird die Notfallversorgung durch den Übertragungsnetzbetreiber (supplier of last resort) für die ersten zehn Tage gewährleistet. Fällt der Lieferant dauerhaft aus, werden die Kunden gemäss den Marktanteilen auf die anderen Energielieferanten verteilt. Es besteht eine Energieversorgungspflicht, welche insbesondere während den Wintermonaten (Oktober bis April) eingehalten werden muss. Allgemein kann die Energielieferung bei Ausbleiben der Zahlungen eingestellt werden, wenn der Endverbraucher keine staatliche Unterstützung erhält. Die Energietarife sind in den Niederlanden nicht reguliert. Die Preisregulierung für Kleinkunden wurde mit der vollständigen Marktöffnung im Jahre 2004 ebenfalls aufgehoben. Allerdings werden zum Schutz der kleinen Konsumenten verschiedene Massnahmen getroffen. Einerseits benötigt der Energielieferant eine Lizenz, um Kleinkunden beliefern zu können. Die-

se ist an verschiedene Auflagen wie z. B. die transparente Kommunikation der Tarife, ein transparentes und faires Zahlungssystem und die adäquate Abwicklung von Beschwerden geknüpft. Andererseits werden Tarife für Kleinkunden von der Energiekamer jährlich überwacht und müssen von den Energielieferanten erläutert werden. Bei unzureichender Begründung kann die Energiekamer die Tarife des betroffenen Lieferanten senken (vgl. ERGEG, 2010, S. 41 f.). Bezüglich der Ausgestaltung der Tarifstrukturen bestehen in den Niederlanden für den Energiebereich keine Vorschriften (vgl. Renner et al., 2011). Die Energielieferanten bieten Verträge mit einem Fixpreis an, welcher bis zum vereinbarten Vertragsende gleich bleibt, oder Verträge mit einem variablen Preis, wobei der Vertrag jederzeit innerhalb von 30 Tagen gekündigt werden kann.⁶

Im nationalen Energieeffizienzaktionsplan sind die Massnahmen zur Erreichung der Vorgaben der Europäischen Union aufgelistet. Hierzu gehören insbesondere Massnahmen zur Energieeffizienzsteigerung im Bereich von Gebäude, Mobilität und Industrie. Beispielsweise kommt in den Niederlanden im Bereich der Gebäudesanierungen dem Einsatz eines offiziellen Gebäudeausweises zunehmend Bedeutung zu (vgl. EUROPESE COMMISSIE, 2011).

Hinsichtlich der Förderung der Energieeffizienz wird in den Niederlanden dem Einsatz von intelligenten Zählern zur gezielten Verbrauchssteuerung zunehmend Bedeutung beigemessen. Allerdings sind die bestehende Problematik im Bereich der Abrechnung aufgrund von ungenauen Messungen im liberalisierten Messwesen sowie die Förderung des Wettbewerbs ebenso entscheidende Argumente für die Förderung von intelligenteren Zählern (vgl. Nabe, 2009b). Im Jahr 2010 wurde vom Parlament der rechtliche Rahmen zur freiwilligen Installation von Smart Meters definiert. Eine zweijährige Pilot- und Evaluationsphase (2011 bis 2012) soll über die Ausgestaltung und das Vorgehen hinsichtlich eines Rollout (ab 2013 bis 2020) Aufschluss geben, wobei davon auszugehen ist, dass die Installation von Smart Meters auch in Zukunft auf Freiwilligkeit basieren wird (vgl. Renner et al., 2011).

7.4.2 *Regelenergiepreis*

Die Niederlande organisieren den Regelenergiemarkt in Kooperation mit Deutschland, Dänemark und der Schweiz. Zuständig ist TenneT, der erste länderübergreifende Systemdienstleister Europas, der neben den Niederlanden ebenfalls rund 40 Prozent des deutschen Regelmarktes organisiert. Als Mitglied der ENTSO-E ist er für die Umsetzung der Richtlinien in den Niederlanden zuständig.

Da TenneT seit 2001 vollständig von den Verteilnetzen und Erzeugern entbündelt ist, geschieht die Beschaffung der Regelleistung vergleichbar zu Deutschland und Österreich mit Hilfe von transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungen; hier auf dem «Single Buyer Mar-

⁶ Vgl. http://www.consuwijzer.nl/ik_wil_advies_over/Energie/Energiebedrijven_vergelijken_en overstap/Energiebedrijven_vergelijken/Veelgestelde_vragen/Toelichting_bij_soorten_contracten, Zugriff: 12.04.2012.

ket». Die Ausschreibungen finden wöchentlich statt und der Regelenergiepreis wird durch das höchste Gebot bestimmt, das gerade noch einen Zuschlag erhält (vgl. Van der Veen et al., 2009). Die dadurch entstehenden Kosten werden von TenneT über Systemtarife an die Endkunden weiterverrechnet.

Damit die Liquidität im Regelmarkt gewährleistet werden kann, hat TenneT Kraftwerke mit einer Nennleistung grösser als 60 MW zur Bereitstellung von Regelleistung verpflichtet (vgl. Art 5.1.1.1.a.1 Grid Code). Daneben müssen alle Kraftwerke, die sich an den Ausschreibungen beteiligen, gewisse Richtlinien einhalten. Die wichtigsten betreffen die Angebotsmenge, die zwischen 5 und 100 MW liegen muss und den Angebotspreis, der innerhalb eines ex ante definierten Zielbandes liegen muss (vgl. Van der Veen, 2007).

7.4.3 *Netznutzungsentgelt*

In den Niederlanden gibt es acht Verteilnetzbetreiber und einen nationalen Übertragungsnetzbetreiber TenneT. Seit 2001 unterliegen die Netzbetreiber einer Anreizregulierung. Die erste Periode der Anreizregulierung bestand aus einer Revenue-Cap-Regulierung und war für drei Jahre angesetzt. Bereits 2004 wurde mit der zweiten Regulierungsperiode eine Yardstick-Regulierung eingeführt. Die Kostenbasis der Netzbetreiber beruht auf Anschaffungswerten. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gibt es ein Bonus-Malusssystem für die Qualität.

Die Netzbetreiber in den Niederlanden sind verpflichtet, Netzbenutzer an ihr Netz anzuschliessen. Überschreitet die Kapazität des Anschlusses 10 MW, so können auch andere Unternehmen den Anschluss bauen (vgl. Niesten, 2009). Die Kosten werden über eine einmalige Anschlussgebühr sowie eine regelmässige Anschlussgebühr für bestehende Anschlüsse (z. B. für Wartung) finanziert. Die Preise hängen von der maximalen Kapazität des Anschlusses ab (NMa, 2009).

Neben den Anschlussgebühren werden auch die Tarife der Netznutzung von der Energiekammer jährlich festgelegt. Der Übertragungsnetztarif besteht aus einer Grundgebühr und einem Leistungstarif. Beim Verteilnetz besteht der Tarif für Kleinverbraucher ebenfalls aus einer Grundgebühr und einem Leistungstarif. Den übrigen Kunden wird zusätzlich noch ein Arbeitspreis verrechnet, wobei auf der Niederspannung zwischen einem Normal- und Niedertarif unterschieden wird (vgl. NMa, 2011; NMa, 2012). Der Netznutzungstarif beinhaltet neben dem Transport der Energie die Kosten für Engpassmanagement, für Netzverluste und die Aufrechterhaltung der Spannung und Blindleistung (NMa, 2009, TarievenCode Elektriciteit). Im Jahr 2000 wurde der Markt für Messstellenbetrieb geöffnet. Da der Markt jedoch nicht funktionierte und die Preise anstiegen, werden seit 2008 die Tarife reguliert (vgl. Niesten, 2009). Die Energiekammer legt dabei jährlich einen maximalen Preis fest (vgl. ERGEG, 2010).

7.5 **Norwegen**

Mit dem Energiegesetz von 1990 begann in Norwegen die schrittweise Liberalisierung des Strommarktes. Das Energiegesetz, welches die rechtliche Basis für die Regulierung bildet, sieht

für alle Verteilnetzbetreiber ein buchhalterisches Unbundling vor. Netzbetreiber, die mehr als 100'000 Kunden haben müssen zusätzlich von wettbewerblichen Aktivitäten (Produktion und Vertrieb) rechtlich entflechtet sein. Der freie Marktzugang für alle Endverbraucher ist in Norwegen seit 1995 möglich und somit früher als in den meisten EU-Ländern, die erst als Reaktion auf die EU-Richtlinien 96/92/EG und 2003/55/EG ihre Märkte öffneten. Die Regulierung der norwegischen Stromnetzbetreiber lässt sich in mehrere Phasen einteilen. Nach einer ersten Kostenregulierung (1993 - 1996) wurde ab 1997 eine Anreizregulierung mit fünfjährigen Regulierungsperioden eingeführt. Norwegen befindet sich seit diesem Jahr in der vierten Regulierungsperiode. Das Norges Vassdrags- og Energidirektorat (NVE) nimmt dabei die Aufgaben der Regulierungsbehörde wahr.

7.5.1 Energiepreis

Grosshandelspreis

Norwegen verfügt bereits seit 1991 über eine vom nationalen Systemdienstleister Statnett SF organisierte Strombörse, die heutzutage zusammen mit Dänemark, Schweden und Finnland den grössten europäischen Grosshandelsmarkt namentlich Nord Pool Spot bildet. Zugelassen sind alle Erzeuger, Händler, Konsumenten oder Systemdienstleister, die eine Lizenz für den physischen Transport und den Handel von Strom haben (vgl. Johnsen und Lund, 2009). Die rechtlichen Grundlagen dazu bildet der «Norwegian Energy Act (1990)», die von NVE überprüft werden. Parallel zur Strombörse existiert zusätzlich ein OTC-Markt, der jedoch seit der Einführung der elektronischen Börse an Relevanz verloren hat. Im Jahre 2011 wurden bereits rund 73 Prozent des Grosshandels über die Strombörse Nord Pool getätigt (vgl. Nord Pool Spot, 2011a). Für den OTC-Markt gibt es keine speziellen Regulierungen. Er wird bilateral durch einzelne Marktteilnehmer ausgestaltet. Als Referenzpreis gilt der Spotmarktpreis der Nord Pool Börse (vgl. Urelectic, 2003).

Der Nord Pool Spot Preis ergibt sich aus dem täglichen Gleichgewicht zwischen der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve der beteiligten Länder, ähnlich wie dies in Österreich der Fall ist. Er widerspiegelt die zeitlichen Schwankungen der Nachfrage und bildet die Kosten der verfügbaren Kraftwerksstruktur des Folgetages ab. Falls keine «Bottlenecks» im Netz existieren, dann ist der resultierende Gleichgewichtspreis für alle Länder gleich (vgl. auch nachfolgende Ausführungen zu den Grenzkapazitätspreisen). Zusätzlich zum Day-ahead-Markt verfügt Norwegen über einen Intraday-Markt. Er funktioniert als Ausgleichsmarkt zum Day-ahead-Markt, der die Effizienz des Grosshandelspreises zusätzlich verbessern soll. Die Preise werden kontinuierlich bis eine Stunde vor der Fahrplanlieferung ermittelt. Um eine möglichst grosse Markteffizienz zu erreichen, hat Nord Pool Spot einige Richtlinien erlassen, welche die Liquidität und die Sicherheit des Marktes erhöhen. So müssen z. B. alle Gebote innerhalb eines von der Nord Pool Spot vorgegebenen Zielbandes liegen. Gebote ausserhalb dieses Zielbandes werden nicht berücksichtigt. Zudem wurden Massnahmen getroffen, die im Falle eines Marktungleichgewichtes für den nötigen Ausgleich sorgen können (vgl. Nord Pool Spot, 2011b). Weiterfüh-

rende Einschränkungen, welche die Volatilität des Preises einschränken, existieren in Norwegen nicht.

Neben den Richtlinien zum Grosshandelsmarkt existieren jedoch diverse Bemühungen, um die externen Kosten der Stromproduktion im Grosshandelspreis abzubilden. So nimmt Norwegen bereits seit 2005 am CO₂-Handel der EU teil, der versucht, die technologiespezifischen Emissionen im Angebotspreis zu internalisieren. Ausserdem besteht der Anspruch, die unterschiedliche Netzbeanspruchung, verursachergerecht weiter zu verrechnen. Dazu existieren in Norwegen sogenannte G-Komponenten, die ein Teil der Netzkosten auf die Kraftwerke abwälzen. Diese Kosten fallen jedoch unabhängig von der Technologie an, so dass kein eigentlicher Effekt auf die Allokation der Kraftwerksstruktur stattfinden kann. Zusätzlich zu diesen Kostenkomponenten existiert seit 2004 an der Nord Pool Spot ein Zertifikatshandel für erneuerbare Energien (Bye und Hope, 2005). Damit sollen erneuerbare Technologien gefördert werden. Die Förderung ist unabhängig von der Technologie, d. h. die Produzenten können eigenständig entscheiden, wo die Investitionen am rentabelsten sind (vgl. www.nve.no, 4.3.12). Weiterführende Eingriffe in die Kosten- und Kraftwerksstruktur existieren nicht. Dies unter anderem auch aufgrund der Tatsache, dass in Norwegen bereits fast 100 Prozent des Stromes aus erneuerbaren Energien stammt.

Grenzkapazitätspreis

Netzengpässe an den Grenzen und zwischen einzelnen Regelzonen können trotz eines wettbewerbsorientierten Grosshandelsmarktes an der Nord Pool Börse zeitweise zu regionalspezifischen Preisen führen. Diese Preisunterschiede widerspiegeln den Preis für die Grenzknappheit, der an der Nord Pool Spot integriert durch implizite Auktionen ermittelt wird (NordREG, 2006). Dadurch fallen in Norwegen keine zusätzlichen Kostenkomponenten durch Grenzknappheit an. Sie werden automatisch in den Grosshandelspreis integriert.

Detailhandelspreis

Die Grundversorgungsregulierung ist in Norwegen im Vergleich zu anderen europäischen Ländern eher zurückhaltend ausgestaltet. Die jeweiligen Netzbetreiber sind verpflichtet, die Grund-/Letztversorgung zu gewährleisten. Allerdings sollen die Tarife der Grundversorgung so gesetzt werden, dass für Endkunden der Anreiz besteht, aktiv einen Energielieferanten zu wählen. Im Falle eines Ausfalls des ursprünglichen Energielieferanten gilt eine sechswöchige Übergangsfrist, in welcher sich der Preis am Spotmarkt (inkl. einem Ausschlag) orientiert (vgl. NVE, 2010a, S 22). Die übrigen Energietarife werden nicht reguliert. Diese können für die drei am häufigsten gewählten Energieprodukte auf der offiziellen Internetseite der norwegischen Wettbewerbsbehörde von den Kunden verglichen werden (vgl. NVE, 2010b, S. 5). Es handelt sich hierbei um Angebote, welche den Spotpreis, (normale) variable Preise (durchschnittlicher Spotpreis eines Monats) oder einen Fixpreis als Basis haben, wobei das Spotpreis-Angebot als Standardprodukt gilt. Im Jahr 2010 hatten ca. 40 Prozent der Endkunden das Standardangebot gewählt, 56 Prozent das Produkt mit den variablen Preisen und der Rest das Fixpreisangebot (vgl. NVE, 2011, S. 19).

Die Bestrebungen zur Erhöhung der Energieeffizienz in Norwegen basieren stark auf den EU-Vorgaben. Da die Energieproduktion in Norwegen bereits vorwiegend auf erneuerbaren Energien basiert, ist die Definition einer Quote – wie sie in anderen Ländern eingeführt wurde – in Norwegen nicht relevant. Norwegen hat sich das Ziel gesetzt, bis im Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen und bis 2020 30 Prozent der Treibhausgasmenge von 1990 zu reduzieren (vgl. Norwegian Ministry of the Environment, 2006-2007, S. 5).

Der technologische Stand der Messgeräte ist in Norwegen bereits fortgeschritten, was auch daran zu erkennen ist, dass schon im Jahr 2010 ein grosser Anteil der Endkunden in Norwegen Energieprodukte, welche sich am Spotpreis orientieren, gewählt haben. Die flächendeckende Einführung von Smart Meters ist jedoch gesetzlich noch nicht verankert. Der diesbezügliche Entscheid wurde im Jahr 2009 aufgeschoben, um die Vorgaben hinsichtlich der Europäischen Standards abzuwarten. Die Diskussionen bezüglich des weiteren Vorgehens sowie der technischen Anforderungen an die intelligenten Messgeräte wurden im Jahr 2011 wieder aufgenommen. Die flächendeckende Einführung von Smart Meters wird allenfalls bis Ende 2016 angestrebt (vgl. Renner et al., 2011, S. 60 ff.).

7.5.2 *Regelenergiepreis*

Als Vorreiter unter den Mitgliedern der ENTSO-E organisiert Norwegen die Regelenergie bereits seit 2002 so weit wie möglich länderübergreifend mit Finnland, Dänemark und Schweden, um die Effizienz und die Systemsicherheit zu erhöhen. Dazu wurde auf der Nord Pool Börse ein gemeinsamer Regelmarkt eingerichtet, auf dem die einzelnen Regelzonenführer Regelleistung austauschen können. Bisher ist dies allerdings nur für die Tertiärleistung möglich.

Obwohl die Bedarfsplanung und die Organisation der Regelleistung in den letzten Jahren stark harmonisiert wurden, geschieht die Beschaffung der Primär-, Sekundär und Tertiärleistung immer noch grösstenteils auf nationaler Ebene. In Norwegen liegt dies in der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers Statnett SF, der ein Grossteil der benötigten Regelleistung mit einjährigen Langzeitverträgen abdeckt. Die Vergütung basiert auf einem fixen Preis, der durch Verhandlungen bestimmt wird. Parallel dazu existiert ein freiwilliger Markt, der zusätzliche Regelleistung über ein Nachfrageauktionsverfahren beschafft. Dies betrifft jedoch fast ausschliesslich die Tertiärleistung, die über Statnett SF weiter an der Nord Pool Börse gehandelt werden kann. Der Ausschreibungszeitraum dieser Auktionen hängt von den Regelenergiearten ab und die Vergabe des Zuschlages erfolgt einheitlich nach dem höchsten Preis, der gerade noch einen Zuschlag erhält. Die dadurch entstehenden Systemdienstleistungskosten werden von Statnett SF über die Netztarife weiterverrechnet (Kristiansen, 2007).

Um zu gewährleisten, dass genügend Regelenergie vorhanden ist und es nicht zu überhöhten Preisen bei den Auktionen kommt, hat Statnett SF einerseits die grossen Anbieter mit mehr als 50 MW Leistung zur Bereitstellung von Regelleistung verpflichtet. Andererseits gibt es in Norwegen bei den Auktionen eine Preisobergrenze und es wird eine Mindestgebotsmenge vorausgesetzt. Eine Verpflichtung zu den Auktionen gibt es allerdings nicht. Teilnehmen dürfen alle

qualifizierten Anbieter, die mit Statnett SF einen Rahmenvertrag abgeschlossen haben (Kristiansen, 2007).

7.5.3 *Netznutzungsentgelt*

In Norwegen wurde 1997 eine anreizorientierte Revenue-Cap-Regulierung mit fünfjährigen Regulierungsperioden für den nationalen Übertragungsnetzbetreiber Statnett und die rund 150 Verteilnetzbetreiber (regional network operators und distribution network operators) eingeführt. Auf die dritte Regulierungsperiode hin wurde 2007 eine Yardstick-Regulierung eingeführt. Die Erlösobergrenze setzt sich dabei zu 40 Prozent aus einer Kostenbasis beruhend auf den eigenen Kosten und zu 60 Prozent aus den Kosten, die aus dem Effizienzvergleich mit den anderen Netzbetreibern resultieren, zusammen. Dazu wird die Data Envelopment Analysis (DEA) angewandt und anschliessend die Werte mittels einer Regressionsanalyse bereinigt.

In den anrechenbaren Kosten enthalten sind Betriebs- und Wartungskosten, nicht gelieferte Energie, Kosten für Netzverluste, Abschreibungen und RAB (Regulatory Asset Base), welche aufgrund von Buchwerten bestimmt wird. Durch die Berücksichtigung der Kosten der nicht gelieferten Energie, werden die Netzbetreiber gezwungen die Kosten, die den Kunden aufgrund von Versorgungsunterbrechungen entstehen, zu internalisieren. Zusätzlich zu den erlaubten Kosten wurden für die Erlösobergrenze auch die getätigten Investitionen berücksichtigt. Der Erweiterungsfaktor für Investitionen wurde jedoch 2011 entfernt, Investitionsbeträge werden neu direkt in die Erlösobergrenze einbezogen (NVE, 2010a).

In Norwegen gilt seit dem 1. Januar 2010 für alle Netzbetreiber auch für Erzeugungsanlagen eine generelle Anschlusspflicht. Die Kosten für einen Neuanschluss oder für die Erweiterung bestehender Anschlüsse können über eine Anschlussgebühr beim Netzbenutzer (Erzeuger und Endverbraucher) erhoben werden. Die Anschlussgebühr ist unabhängig vom erwarteten Energiekonsum und entfällt bei vermaschten Netzen (NVE, 2010a).

Der Übertragungsnetzbetreiber setzt jährlich seinen Netzpreis fest. Dieser besteht aus einer fixen Leistungskomponente und einer Energiekomponente, die für Konsumenten und Produzenten gelten. Die Energiekomponente ist das Produkt aus dem Systempreis, der marginalen Verlustrate und dem Energiekonsum bzw. der -produktion. Dadurch hängt die Energiekomponente zum einen vom Stromverbrauch bzw. -produktion ab, was als kurzfristiges Signal für eine effiziente Nutzung des Netzes dienen soll. Die marginale Verlustrate dient als langfristiges Signal für den Standort und soll den Bedarf für Netzinvestitionen reduzieren. Die marginale Verlustrate wird wöchentlich für jeden einzelnen Verbindungspunkt für Tag und Nacht/Wochenende berechnet. Der Wert schwankt dabei zwischen +/- 15 Prozent, so dass die Energiekomponente auch einen negativen Wert erhalten kann.

Beim Fixpreis werden drei Kundengruppen unterschieden: Produktion, stromintensiver Verbrauch und sonstiger Verbrauch. Für den Produktionstarif (G-Komponente) wird die durchschnittliche Produktion der letzten 10 Jahre verwendet. Für neue Produktion, die den Strom an einer für das Netz günstigen Stelle einspeist, wurde bis 2011 eine Tarifierduktion gewährt. Die Grundlage für die fixe Komponente für den Stromverbrauch ist der durchschnittliche Konsum

während der Spitzenlaststunde. Tarife für die stromintensive Industrie sind geringer als für die übrigen Konsumenten und für unterbrechbare Kunden beträgt die fixe Komponente 5 bis 75 Prozent des regulären Tarifs (Statnett, 2011). Gemäss ENTSO-E (2011) werden in Norwegen 35 Prozent des Übertragungsnetzentgeltes von den Stromproduzenten getragen.

Die Verteilnetzbetreiber müssen für Haushaltskunden die Preise in eine fixe Komponente, welche sich aus kundenspezifischen Kosten und einem Anteil der übrigen Fixkosten des Netzes zusammensetzen, und eine verbrauchsabhängige Energiekomponente unterteilen. Die Netzbetreiber können die Preisesetzung selber bestimmen und die Preise nach Kundengruppen differenzieren (NVE, 2010a).

7.6 Kalifornien (USA)

Im Jahr 1998 wurde in Kalifornien die vollständige Marktöffnung umgesetzt, welche zwei Jahre zuvor gesetzlich verankert wurde. Die Federal Energy Regulatory Commission (FERC) ist als nationale Regulierungsbehörde zuständig für die Überwachung der Übertragungsnetzbetreiber und des Grosshandels. Zur Kontrolle der Verteilnetzbetreiber sowie des Detailhandelspreises wurde in Kalifornien die California Public Utilities Commission (CPUC) eingesetzt. Die asymmetrische Regulierung im Energiebereich – die Detailhandelspreise wurden begrenzt, während die Grosshandelspreise keiner Regulierung unterlagen – in Kombination mit der Ausübung von Marktmacht einiger Energieproduzenten und entsprechend starkem Preisanstieg im Grosshandel haben im Jahr 2001 zu einem Kollaps des Energiemarktes in Kalifornien geführt. Als Reaktion darauf hat die CPUC den Antrag gestellt an die FERC, wieder eine Preisobergrenze im Grosshandelsmarkt einzuführen, was diese Mitte 2001 umsetzte. Der Grosshandelsmarkt wurde seither teilweise durch Langzeitverträge zwischen Energieproduzenten und Verteilnetzbetreiber ersetzt, welche die Verteilnetzbetreiber vom Department of Water Resources (DWR) übernommen haben. Diese werden zwischen 2015 und 2017 auslaufen. Entsprechend wurde für diesen Zeitraum auch die Wahlfreiheit der Endverbraucher hinsichtlich des Energielieferanten ausgesetzt (vgl. eia, 2010). Ab 2009 wurde die Einschränkung gelockert und durch eine schrittweise Marktöffnung in Abhängigkeit der Kundengrösse eingeführt. Die nächste Absenkung der Verbrauchsgrenze ist 2012/2013 geplant (vgl. CACES, 2012). Die Netznutzungsentgelte der Netzbetreiber werden von der CPUC/FERC jährlich geprüft und genehmigt. In Kalifornien ist die Energieproduktion zum grössten Teil unabhängig vom Netzbetrieb. Im Zuge des Assembly Bill 1890⁷ (1996) mussten die drei grössten Netzbetreiber den Grossteil ihrer Produktionsanlagen verkaufen. Zudem müssen die Tarife für Energie, Übertragung, Verteilung und Abgaben separat ausgewiesen werden. Im gleichen Jahr hat die FERC Order No. 888⁸ verabschiedet, welche

⁷ The Electric Utility Industry Restructuring Act (23. September 1996).

⁸ Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities; Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities (24. April 1996).

freien Zugang zum Übertragungsnetz und ein funktionelles Unbundling von Produktion und Übertragung fordert.

7.6.1 Energiepreis

Grosshandelspreis

Die Voraussetzungen zur heutigen Strombörse California Power Exchange (CalPX) wurden bereits 1996 geschaffen. Mit dem Ziel einen möglichst effizienten Grosshandelsmarkt zu erreichen, betreibt CAISO sowohl einen Day-ahead- als auch einen Intraday-Markt. Einen Terminmarkt gibt es nicht. Absicherungsgeschäfte können in Kalifornien aber bilateral über den OTC-Markt abgeschlossen werden, denn im Unterschied zu anderen wichtigen Strombörsen in den USA muss nicht der ganze Stromhandel an der Börse stattfinden (vgl. Ehlers, 2011). Auf dem Grosshandelsmarkt sind alle Erzeuger, Händler, Lieferanten und Konsumenten zugelassen, die von CAISO eine Zertifizierung als qualifizierter Marktteilnehmer erhalten haben. Dies können auch Händler aus anderen Regelzonen sein (vgl. CAISO, 2011).

Der für den Endkunden relevante Grosshandelspreis ergibt sich aus dem Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage des Day-ahead- und Intraday-Marktes. Der Market Clearing Preis unterliegt dabei vergleichbar zur Nord Pool Börse in Norwegen nicht nur zeitlichen, sondern auch regionalen Schwankungen. Mit einem sogenannten Netzknotenmodell (Nodal-Pricing-System) versucht man die unterschiedlichen Opportunitätskosten, die aufgrund von temporären Engpässen im Netz oder durch unterschiedliche Netzverluste entstehen, direkt im Grosshandelspreis abzubilden. Die individuellen Preise werden durch implizite Auktionen hergeleitet, die ebenfalls die Kosten der Regelenergie mitberücksichtigen (vgl. Ehlers, 2011). Um die Effizienz des Marktmechanismus weiter zu verbessern, hat man zusätzlich eine Preisobergrenze eingeführt, die verhindern soll, dass es im Falle von geringer Marktliquidität erneut zu einem Black-out kommt.

Neben den technischen Verfeinerungen des Marktmechanismus existieren auch in Kalifornien politische Richtlinien, welche die Kraftwerksstruktur beeinflussen. Am 1. Januar 2012 wurde im Zusammenhang mit dem California Global Warming Solutions Act (AB 32) ein sogenanntes Cap-und-Trade-Programm für Treibhausgas eingeführt. Aktuell ist eine Zusammenarbeit mit Québec geplant, die erste gemeinsame Auktion soll im November 2012 stattfinden (vgl. www.arb.ca.gov, 15.5.2012). Weiter findet eine direkte Förderung von erneuerbaren Energien statt. Gemäss dem «California Solar Initiative (CSI)» soll die Stromproduktion aus Solarenergie bis 2017 um 3000 Megawatt gesteigert werden. Um dieses Ziel zu erreichen, hat man Direktsubventionen und Steuererleichterungen auf zweckgebundene Kredite eingeführt. Das «Self-Generation Incentive Program (SGIP)» wurde 2001 initiiert, um insbesondere die Netzlast zu Spitzenzeiten zu reduzieren. Entsprechend werden Endkunden finanzielle Anreize geboten, um eigene kleine Produktionsanlagen zu erstellen (z. B. Windturbinen, Nutzung von Abwärme).

Grenzkapazitätspreis

Das Übertragungsnetz von Kalifornien ist sehr stark mit dem Netzregelverbund der Weststaaten der USA und Kanada verbunden. Die Kontrolle des grenzübergreifenden Handels liegt dabei bei CAISO, die über alle Importe und Exporte informiert werden muss.

Detailhandelspreis

In Kalifornien wurde – wie in vielen Staaten der USA – der Verteilnetzbetreiber als Letztversorger bestimmt. Dieser übernimmt die Energielieferung an Kunden, die nach einem Umzug noch keinen neuen Energielieferanten gewählt haben bzw. deren bisheriger Energielieferant ausfällt. Aufgrund der Erfahrungen während der kalifornischen Energiekrise ist auch die Nachfragesteuerung ins Zentrum der regulatorischen Massnahmen gerückt. U. a. mithilfe von zeitvariablen Tarifen soll die Nachfrage in Spitzenzeiten reduziert werden. Entsprechend sollen größeren Endkunden Energieprodukte angeboten werden, deren Preise sich an den Börsenpreisen orientieren, insb. «real time prices»-Produkte (RTP) oder alternativ «critical peak pricing»-(CPP) bzw. «time of use»-Produkte (TOU). Kleineren Kunden ist die Wahl zwischen TOU, CPP oder einer Pauschale zu ermöglichen. Um den Energiekonsum insbesondere von Kleinkunden – zusätzlich zu den zeitvariablen Tarifen – direkt zu beeinflussen, ist in Kalifornien ein progressives Preissystem in Abhängigkeit der verbrauchten Menge implementiert (vgl. Levin, 2011). Die Kunden werden in verschiedene Kategorien eingeteilt, welche einen bestimmten Basiskonsum⁹ gestatten. Übersteigt der Konsument diesen Basiskonsum, erhöht sich der Preis für den betroffenen Endkunden.

Kalifornien nimmt hinsichtlich der Förderung von Energieeffizienz, von erneuerbaren Energien und sparsamen Einsatz von Energie in den USA eine Vorreiterrolle ein. Beispielsweise wird die Energieeffizienz im Bereich von Gebäuden und der Mobilität mit Energielabels unterstützt, wobei diese im Vergleich mit geltenden Labels in Europa eher weniger strenge Anforderungen erfüllen (vgl. Fischer et al., 2010). Das in Kalifornien in den 80er-Jahren eingeführte Decoupling zwischen Umsatz und Absatzmenge unterstützt die Bestrebungen hinsichtlich Energieeffizienz. Da Decoupling im Widerspruch zum vollständig liberalisierten Elektrizitätsmarkt steht, wird es lediglich für Verteilnetzbetreiber, die Grundversorgungsaufgaben übernehmen, angewendet. Hinsichtlich der Förderung von erneuerbaren Energien hat Kalifornien eine Quotenregulierung eingeführt, welche die Energielieferanten dazu verpflichtet, einen gewissen Anteil an erneuerbarer Energie den Endkunden zu liefern. Der California Renewables Portfolio Standard gab bis 2010 einen Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Energielieferung an Endkunden von 20 Prozent vor. Bis ins Jahr 2020 soll der Anteil auf 33 Prozent erhöht werden. Dabei soll Biogas mindestens 20 Prozent der erneuerbaren Energien ausmachen (vgl. CPUC, 2011).

⁹ Basiskonsum (Baseline) entspricht ca. 50-70% des durchschnittlichen Verbrauchs eines Haushalts einer bestimmten Zone (vgl. www.cpuc.ca.gov).

Kalifornien ist im Bereich des flächendeckenden Rollouts von Smart Meters bereits weit fortgeschritten. Dies rührt u. a. daher, dass die fehlende Nachfragereaktion während der Krise als entscheidender Faktor identifiziert wurde, der die Situation zum Teil hätte entschärfen können (vgl. Hanak, 2007, S. 6). Entsprechend hat der Staat Kalifornien im Jahr 2005 ein flächendeckendes Rollout mit intelligenten Zählern bis 2005/2006 vorgeschlagen (vgl. State of California, 2005). Die Netzbetreiber wurden aufgefordert, der CPUC einen individuellen Umsetzungsplan zur Genehmigung vorzulegen (vgl. NETL, 2008). Gemäss dem Update zum Energie-Aktionsplan aus dem Jahr 2008 wurde erwartet, dass der grösste Teil der Endverbraucher bis 2010 mit Smart Meters ausgestattet sein werden, welche allgemein definierte Anforderungen erfüllen müssen (vgl. State of California, 2008). Der Rollout wurde 2011 zusätzlich forciert, indem die Netzbetreiber PG&E, SCE und SDG&E verpflichtet wurden, bis 2012 ihre Konsumenten mit Smart Meters auszustatten.

7.6.2 Regelenergiepreis

Der unabhängige Systemdienstleister in Kalifornien heisst California ISO (CAISO). Er ist in seinem Regelgebiet für die Regelleistung zuständig, so dass die Richtlinien des Western Electricity Coordination Council (WSCC) und North American Electric Reliability Council (NERC) erfüllt sind.

Die Regelenergie wird in einem Day-ahead- und einem Real-time-Markt beschafft, die beide von CAISO über die elektronische Börse betrieben werden (vgl. Ehlers, 2011). Auf beiden Märkten können Anbieter ihre Gebote parallel abgeben. Sie können dabei unbeschränkt bei allen Regelenergiearten mitbieten. Der resultierende Regelenergiepreis entspricht schliesslich dem marginalen Preis der Gebote und variiert zwischen einzelnen Netzknoten. Vergleichbar zum Nodal-Pricing-System des Grosshandelsmarktes versucht man, die regionalen Opportunitätskosten im Regelenergiepreis abzubilden. Die Kosten, die dem Systemdienstleister dadurch entstehen, werden an die Erzeuger der entsprechenden Region weiterverrechnet (vgl. CAISO, 2011).

Im Gegensatz zu anderen Bundesstaaten besteht keine Teilnahmepflicht für den Regelenergiemarkt. Für eine Teilnahme muss man sich jedoch zuerst von der CAISO präqualifizieren lassen. Dies können auch Marktteilnehmer aus anderen Regelzonen sein. Sie dürfen jedoch nur bis zu einer bestimmten Menge Strom anbieten, da CAISO eine Kapazitätsgrenze für Importe festgelegt hat. Trotz der Markterweiterung ist der Regelenergiemarkt in Kalifornien extrem volatil. Um mögliche Marktmanipulationen einzuschränken, hat CAISO daher zusätzlich eine Preisobergrenze bei den Geboten eingeführt (vgl. Siddiqui et al., 2000). Ebenfalls hat sich CAISO das Recht vorbehalten, im Falle eines ungenügenden Angebots auf Anbieter ausserhalb von Kalifornien und ausserhalb der normalen Märkte zurückzugreifen. Von Bedeutung ist dabei, dass diese Käufe, die erst kurz vor dem tatsächlichen Bedarf getätigt werden, keinerlei Preisobergrenze unterliegen (vgl. Kumkar, 2001).

7.6.3 *Netznutzungsentgelt*

In Kalifornien gehört der grösste Teil der Netzinfrastruktur drei Netzbetreibern (PG&E, SCE und SDG&E). Diese müssen den Transportdienst zu gerechten und günstigen Preisen gewährleisten. Die California Public Utilities Commission (CPUC) setzt die Tarife für die Endkonsumenten anhand der Kosten der Netzbetreiber fest. Die Tarife beinhalten die Kosten für Stromerzeugung, Stromübertragung (CAISO's Grid Management Charge, GMC). und -verteilung (Transmission Access Charge, TAC) sowie einen angemessenen Gewinn für die Unternehmen. Die Bestimmung der Kostenbasis erfolgt auf Buchwertbasis. Der erlaubte Gewinn der Netzbetreiber ist von der verkauften Energiemenge entkoppelt (Decoupling, vgl. auch Abschnitt 7.6.1).

Die Tarife hängen vom Energiekonsum (Arbeitspreis) ab und sind progressiv ausgestaltet. Sobald der «Basiskonsum» überschritten wird, erhöht sich der Preis für den Endkonsumenten. Die definierte Höhe des Basiskonsums ist abhängig von der geografischen Lage (Klimazone) und der Jahreszeit. Die Übertragungsraten werden von der Federal Energy Regulatory Commission (FERC) überprüft.

7.7 Schweiz (StromVG 2008)

In der Schweiz hat die eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) als unabhängige staatliche Regulierungsbehörde die Aufgabe, den schweizerischen Strommarkt zu überwachen. Das Bundesamt für Energie (BFE) setzt hierfür die rechtlichen Rahmenbedingungen fest. Das Stromversorgungsgesetz (Art. 10 Abs. 3 StromVG) schreibt eine buchhalterische Entflechtung zwischen Verteilnetzbetreibern und den übrigen Tätigkeitsbereichen vor. Seit dem 1. Januar 2009 können Grossverbraucher mit einem Jahresverbrauch von mindestens 100'000 kWh ihren Stromlieferanten frei wählen. Die vollständige Marktöffnung, welche im Zuge der Revision des StromVG geplant ist, wurde um ein Jahr verschoben und wird frühestens im Jahr 2015 eingeführt. Die Netznutzungsentgelte der Netzbetreiber in der Schweiz werden derzeit im Rahmen der Kostenregulierung jährlich geprüft. Eine Anreizregulierung wird in der Schweiz derzeit diskutiert; aufgrund der seit Fukushima geänderten Rahmenbedingungen liegt der aktuelle Schwerpunkt jedoch auf anderen Themen wie beispielsweise die Energiewende, die Einführung einer ökologischen Steuerreform etc..

7.7.1 *Energiepreis*

Grosshandelspreis

Die Schweiz verfügt bisher über keinen eigenen elektronischen Grosshandelsmarkt. Der für die Schweiz relevante Grosshandelspreis wird hauptsächlich über die deutsche und österreichische Strombörse bestimmt, die seit Ende 2006 jeweils ein Marktgebiet für die Schweiz eingerichtet haben (vgl. Wenzel, 2007). Der Spotmarkt-Preis wird über die EPEX bestimmt, die wie oben bereits erwähnt ebenfalls für Frankreich, Deutschland und Österreich den Spotmarkt betreibt. Der Schweizer Spotmarkt-Preis unterscheidet sich jedoch stark von den anderen, was unter anderem auf die geringen Grenzkapazitäten und auf die mangelnde Marktliquidität zurückzuführen

ren sein dürfte. Zudem existiert für die Schweiz kein eigener Terminmarkt an der EEX. Die meisten Termingeschäfte laufen in der Schweiz bilateral über den OTC-Markt. So hat z. B. die Schweiz mit Frankreich langfristige Importverträge abgeschlossen. Der OTC-Preis kann daher sehr stark vom Spotmarkt-Preis abweichen.

Obwohl für den Schweizer Spot-Markt an der EPEX die gleichen Richtlinien und die gleichen Zulassungskriterien gelten wie für Deutschland und Österreich, ist der Schweizer Grosshandelsmarkt nicht in gleichem Masse effizient. Dies ist hauptsächlich durch die regulierten Preise der Grundversorgung bedingt. Danach müssen gemäss Art. 4. Abs. 1. StromVV die Energiepreise auf den Gestehungskosten basieren, was eine Weitergabe der Knappheitssignale des Grosshandelsmarktes verunmöglicht. Aufgrund diverser Umsetzungsprobleme wird die Umsetzung des 2. Satzes von Artikel 4 Abs1 StromVV gemäss einer Mitteilung der ElCom (Newsletter 05/2012) neuerdings verzichtet.

Die Energiepreise werden unabhängig von den Marktschwankungen auf Basis der Gestehungskosten mit Marktpreisen als Obergrenze festgesetzt. Da auch Grosskunden, die ihren Anbieter nicht gewählt haben unter die Grundversorgung fallen, ist der Energieanteil im Marktbereich sehr gering und der Preis kein Knappheitsindikator.

Neben den Preisregulierungen bestehen in der Schweiz zusätzliche politische Vorschriften, welche die Gestehungskosten und die Kraftwerksstruktur beeinflussen. Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls hat sich die Schweiz zur Minimierung des CO₂-Ausstosses verpflichtet. Als Massnahme hat die Schweiz eine CO₂-Abgabe eingeführt, die den Einsatz von Technologien mit fossilen Brennstoffen verteuert (vgl. Art. 6 CO₂-Gesetz). Unternehmen können sich von der Abgabe befreien, wenn sie sich zu einer Begrenzung ihrer CO₂-Emissionen verpflichten. Die erhaltenen Emissionsrechte können gehandelt werden, wobei auch Zertifikate aus dem Ausland in beschränktem Umfang angerechnet werden können (vgl. www.bafu.admin.ch/emissionshandel, 15.5.2012). Weitere Kostenkomponenten, wie eine explizite G-Komponente existieren gegenwärtig noch nicht. Eine Beteiligung der Kraftwerke ist bei Mehrkosten im Verteilnetz möglich (Art. 16 Abs. 3). Für Anlagen, die durch die kostendeckende Einspeisevergütungen (KEV) gefördert werden, kann der Netzbetreiber eine Entschädigung beantragen. Verrechnet werden sie im Rahmen der Systemdienstleistungen (Art. 22 Abs. 3, 4 und 5 StromVV).

Eine Massnahme zur Beeinflussung der Kraftwerkstruktur betrifft den geplanten Ausstieg aus der Atomenergie bis 2050. Eine andere politische Intervention betrifft die 2009 eingeführte direkte Förderung von erneuerbaren Energien durch die kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV). Eine fixe Quotenregelung, wie sie etwa in Österreich und Deutschland eingeführt wurde, existiert jedoch nicht (vgl. www.bfe.ch, 29.2.2012).

Grenzkapazitätspreis

Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer geografischen Lage im zentraleuropäischen Stromnetz eine wichtige Rolle ein, die einen ausgeprägten Stromhandel mit den Nachbarländern zur Folge hat. Die grossen Stromlieferungen führen dabei insbesondere an der deutschen, österreichischen und der italienischen Grenze zu grossen Engpässen. Die Koordination dieser Engpässe liegt in der

Schweiz in der Verantwortung der Swissgrid, die neben der Systemdienstleistung und dem Unterhalt des Übertragungsnetzes auch das Engpassmanagement betreibt. Dazu führt sie in Zusammenarbeit mit den einzelnen Ländern explizite Auktionen durch, die unabhängig von den Spotmärkten der EPEX verlaufen. Bis heute sind jedoch nicht alle Stromtransfers zur Teilnahme an den Auktionen verpflichtet, was eine effiziente Vergabe der Grenzkapazitäten verhindert. Insbesondere Langfristverträge mit Frankreich sind von den Auktionen ausgenommen. Die Auktionen werden ausschliesslich auf den Restkapazitäten nach der Bedarfsplanung für Langfristverträge durchgeführt, was eine offensichtliche Diskriminierung von kurzfristigen Stromlieferungen zur Folge hat (vgl. www.siwssgrid.ch, 29.2.2012).

Detailhandelspreis

Die Grundversorgung wird in der Schweiz vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber gewährleistet. Endverbraucher, welche von ihrem Recht auf freien Marktzutritt keinen Gebrauch gemacht haben, werden ebenfalls durch den Verteilnetzbetreiber mit Energie beliefert (Art. 7 Abs. 1 StromVG). Die Ersatzversorgung von Marktkunden bei Ausfall ihres Energielieferanten ist derzeit nicht explizit geregelt. Da in der Schweiz der Strommarkt lediglich für Kunden mit einem Verbrauch > 100'000 kWh pro Jahr geöffnet ist, werden die Preise im Bereich der Grundversorgung reguliert. Eine Besonderheit ist, dass die Grundversorgungsregulierung auch für Kunden gilt, die freien Marktzugang haben. Beim Regulierungsansatz handelt es sich um eine Kombination zwischen einer Kosten- und einer Preisregulierung. Solange die Gestehungskosten (Energiebeschaffung, -vertrieb und ein angemessener Gewinn) sich unterhalb des Marktpreises befinden, werden die effektiven Kosten für die Preisbildung herangezogen. Bei der Berechnung der Kosten des Energielieferanten können auch Zusatzkosten, welche bei der Beschaffung von höherer Qualität (erneuerbare Energie) anfallen, berücksichtigt werden (vgl. ElCom, 2011, S. 25). Übersteigen die Gestehungskosten den Marktpreis, wird der Marktpreis als Preisobergrenze definiert (Art. 4 Abs. 1 StromVV). Die Kosten im Grundversorgungsbereich werden von der ElCom jährlich geprüft. Preisänderungen müssen vom Verteilnetzbetreiber der ElCom gemeldet und begründet werden. Die übrigen Preise für Marktkunden werden in der Schweiz nicht reguliert. Preisstrukturen werden nicht vorgegeben.

Auch in der Schweiz existieren Bestrebungen, um den Energieverbrauch zu reduzieren. Insbesondere die gebäudespezifischen Energienormen – wie z. B. der Minergie-Standard – sind in der Schweiz sehr gut ausgestaltet. Im Bereich der Mobilität orientieren sich die Richtlinien in der Schweiz stark an den EU-Normen (vgl. Fischer et al., 2010). Bezüglich des Strommixes, welcher in der Schweiz konsumiert wird, bestehen keine flächendeckenden Vorgaben. Gemäss Energiegesetz soll jedoch die Menge an erneuerbaren Energie bis ins Jahr 2030 um 5400 GWh erhöht werden (Art. 1 Abs. 3 EnG).

Hinsichtlich eines Rollouts von intelligenten Zählern existiert in der Schweiz keine rechtliche Grundlage. Das Bundesamt für Energie (BFE) hat verschiedene Studien zur Kosten-Nutzen-Analyse einer Einführung von Smart Meters in Auftrag gegeben, wobei diese Fragestellung derzeit insbesondere im Zusammenhang mit dem geplanten Atomausstieg und der zunehmenden Anforderungen hinsichtlich der Integration von erneuerbaren Energien neu beurteilt werden

muss. Einige Verteilnetzbetreiber haben verschiedene Smart-Meter-Pilotprojekte gestartet und sammeln in diesem Bereich erste Erfahrungen.

7.7.2 Regelenergiepreis

Swissgrid ist der Systemdienstleistungsverantwortliche der Schweiz, der einen gesetzlichen Auftrag zur Unterhaltung des nationalen Übertragungsnetzes hat und die technischen Vorgaben der ENTSO-E umsetzt. Seit 2012 ist Swissgrid Mitglied im Netzverbund mit Deutschland, Dänemark und Niederlanden, der eine länderübergreifende Frequenzhaltung anstrebt (vgl. www.vse.ch, 29.2.2012).

Da Swissgrid keine eigenen Kraftwerke besitzt, beschafft sie die benötigte Regelleistung auf dem seit 2009 bestehenden Markt für Regelleistung. Dieser basiert auf einem transparenten und diskriminierungsfreien Ausschreibungsverfahren, bei denen sich Unternehmen aus der Schweiz und Frankreich beteiligen können. Die Vergabe des Zuschlages erfolgt einheitlich nach dem Pay-as-bid-Verfahren und die Kosten werden verbrauchsabhängig von den Verteilnetzbetreibern an die Endkunden weiterverrechnet (vgl. www.swissgrid.ch, 29.2.2012).

Prinzipiell besteht in der Schweiz keine Teilnahmepflicht am Regelmarkt. Um teilnehmen zu können, ist jedoch vergleichbar zu Österreich und Deutschland eine Präqualifikation und ein Rahmenvertrag mit Swissgrid erforderlich. Damit auch kleinere Unternehmen am Regelmarkt teilnehmen können, hat man seit der Einführung der Ausschreibungen die Mindestmenge bei den Geboten herabgesetzt und Unternehmen aus Frankreich zu den Ausschreibungen zugelassen. Um die Liquidität weiter zu erhöhen, betreibt Swissgrid seit 2010 zusätzlich eine weitere Ausschreibung gemeinsam mit Deutschland. Kommt es trotzdem noch zu einem ungenügenden Angebot an Regelleistung, kommt in der Schweiz ein Notkonzept zum Zuge, bei dem bestimmte Kraftwerke zur Lieferung von Regelenergie verpflichtet werden können. Dies ist etwas restriktiver als in Österreich, wo erst nach der zweiten Ausschreibung bestimmte Unternehmen verpflichtet werden können. Eine eigentliche Preisobergrenze, wie sie in Norwegen angewendet wird, kommt in der Schweiz nicht mehr zum Einsatz (vgl. www.swissgrid.ch, 29.2.2012).

7.7.3 Netznutzungsentgelt

In der Schweiz gibt es einen nationalen Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid), welcher bis 2013 im vollständigen Besitz des Übertragungsnetzes sein wird, und rund 730 Verteilnetzbetreiber, welche seit 2009 einer Kostenregulierung unterliegen. Die Kapitalkosten müssen dabei auf Basis der Anschaffungskosten ermittelt werden (vgl. Art. 15 StromVG).

Die Netzbetreiber sind verpflichtet alle Endverbraucher und Erzeuger an ihr Netz anzuschliessen (Art. 5 Abs. 1 StromVG). Unverhältnismässige Mehrkosten durch den Anschluss einer Erzeugungsanlage müssen in einem angemessenen Umfang von den Verursachern getragen werden und sind nicht ein Teil der Netzkosten, die von den Endverbrauchern getragen werden (Art. 16 Abs. 3 StromVV).

Das Netznutzungsentgelt des Übertragungsnetzbetreibers besteht aus einem fixen Grundtarif (10%), einem Leistungs- (60%) und Arbeitstarif (30%). Wirkverluste des Übertragungsnetzbetreibers sind nicht im Netznutzungsentgelt enthalten. Sie werden zusätzlich in Form eines Arbeitspreises den Verteilnetzbetreibern und direkt angeschlossenen Endverbrauchern verrechnet (Art. 15 StromVV).

Die Netznutzungsentgelte der Verteilnetzbetreiber sollen verursachergerecht von den Endkunden bezahlt werden und eine effiziente Elektrizitätsverwendung berücksichtigen. Das Entgelt ist unabhängig von der Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt (Art. 14 StromVG). Auf der Niederspannungsebene (unter 1 kV) in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung muss das Netznutzungsentgelt mindestens 70 Prozent als ein nicht-degressiver Arbeitstarif verrechnet werden (Art. 18 StromVV).

8 Literaturverzeichnis

- BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011), Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung, Berlin
- bmwfi – Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2010), Eckpunkte der Energiestrategie Österreich, Wien.
- bmwfi – Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend (2011), Zweiter Nationaler Energieeffizienzaktionsplan der Republik Österreich 2011, Wien.
- bmwi – Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2007), Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (EEAP) der Bundesrepublik Deutschland, gemäss EU-Richtlinien über „Energieeffizienz und Energiedienstleistungen“ (2006/32/EG).
- BNetzA (2011), „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Bonn.
- Boltz, W. und M. Graf (2011), 10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung, E-Control Austria, <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/news/aktuelle-meldungen/bericht-10-jahre-energiemarktliberalisierung>, Zugriff: 29.2.2012.
- Böttcher, E. (2009), Market Coupling in Europa, Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb 2, 20-24.
- Bundeskartellamt (2011), Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel, Bericht gemäss § 32e Abs. 3 GWB, Januar 2011, Bonn.
- Bundesrat (2011), Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH.
- Bundesregierung Deutschland (2005), Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV).
- Bye, T. und E. Hope (2005), Deregulation of electricity Markets, Working Paper No. 433, Statistics Norway, Research Department.
- CACES – California Alliance for Competitive Energy Solutions (2012), RESA/AREM Press Release on CPUC Direct Access Report, 18.5.2012, http://www.caces.org/releases/RESA_AReM_Calif_DA.pdf, Zugriff: 24. Mai 2012
- CAISO (2011), Business Practice Manual for Market Operations, California ISO.
- CPUC – California Public Utilities Commission (2011), Renewables portfolio standard, Quarterly Report, 4th Quarter 2011, Cost Reporting with Compliance with SB 836, <http://www.cpuc.ca.gov/NR/rdonlyres/3B3FE98B-D833-428A-B606-47C9B64B7A89/0/Q4RPSReporttotheLegislatureFINAL3.pdf>, Zugriff: 16. März 2012
- Dütschke, E., M. Unterländer und M. Witschel (2012), Variable Stromtarife aus Kundensicht – Akzeptanzstudie auf Basis einer Conjoint-Analyse, Working Paper Sustainability and innovation, No. S 2/2012.
- E-Control (2011), 10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung in Österreich, Bericht, Wien.
- Ehlers, N. (2011), Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung, Dissertation, Technischen Universität Berlin.

- eia – U.S. Energy Information Administration (2010), California Restructuring Suspended, <http://205.254.135.24/cneaf/electricity/page/restructuring/california.html>, Zugriff: 15. Mai 2012.
- ElCom – Schweizerische Elektrizitätskommission (2011), Wegleitung zum Erhebungsbogen, Kostenrechnung für die Tarife 2012 für Verteilnetzbetreiber.
- ENTSO-E (2011), Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2011, May 2011.
- EPEX (2010), Börsenordnung EPEX Spot, European Power Exchange manual, Deutschland.
- EPEX (2012), EPEX Spot Handelsbedingungen, European Power Exchange manual, Deutschland.
- ERGEG (2010), 2011 National Report of Energiekamer to the European Commission, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202011/NR_En/C11_NR_Netherlands-EN.pdf, Zugriff: 16. März 2012
- EURELECTRIC (2011), Regulation for Smart Grids, Subgroup Regulation for Smart Grids – Networks Committee.
- EUROPESE COMMISSIE (2011), Mededeling van de Commissie aan het Europees Parlement, de Raad, het Europees Economisch en Social Comité en het Comité van de Retio's, Energie-efficiëntieplan 2011, Brüssel
- Filippini, M., J. Wild und C. Luchsinger (2001), Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung, CEPE, ETH Zürich, August 2001.
- Fischer, B., Zenhäusern, P., Vaterlaus, S. (2010), CleanTech im internationalen Regulierungswettbewerb, Regulierungsindizes für erneuerbare Energien und Energieeffizienz für die Schweiz, die Bundesrepublik Deutschland, das Vereinigte Königreich und die USA, Metrobasel, Basel
- Frontier Economics (2006), Ökonomische Bewertung verschiedener Engpassmanagementmethoden.
- Hanak, E. (2007), California's Electricity Market, A Post-Crisis Progress Report, CEP California Economic Policy, Public Policy Institute of California, Volume 3, No. 1, January 2007
- Johnsen, T. A. und P. T. J. Lund (2009), Annual Report: The Norwegian Energy Regulator, Norwegian Water Resources and Energy Directorate, Oslo.
- Knieps, G. (2005), Wettbewerbsökonomie. Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 2. Auflage, Springer Verlag: Berlin.
- Kristiansen, T. (2007), The Nordic approach to market-based provision of ancillary services, Energy Policy, 35, 3681–3700.
- Kumkar, L (2001), Strommarkt Kalifornien: Ein Liberalisierungsmodell kämpft um das politische Überleben, Kieler Arbeitspapiere No. 1023, Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft.
- Levin, R. (2011), Time-Variant Pricing for California's Small Electric Consumers, Division of Ratepayer Advocates, Max 2011.
- Meister, U. (2008), Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im EU Kontext, Avenir Suisse, Zürich.

- Nabe, Ch., C. Beyer, N. Brodersen et al. (2009a), Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen,
<http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/153298/publicationFile/6483/EcosysLastvariableZeitvariableTarife19042010pdf.pdf>, Zugriff: 13. März 2012.
- Nabe, Ch., C. Beyer, N. Brodersen et al. (2009b), Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler,
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/BerichtZaehlMesswesen/EcofysFlaechendeckenderRollout19042010pdf.pdf?__blob=publicationFile, Zugriff: 13. März 2012.
- NETL – National Energy Technology Laboratory (2008), Advanced Metering Infrastructure, NETL Modern Grid Strategy, Powering our 21st-Century Economy, February 2008.
- Niessen, E. (2009), Regulation, Governance and Adaptation, Governance, transformations in the Dutch and French liberalizing electricity industries, Proefschrift ter verkrijging van de graad van doctor aan de Erasmus Universiteit Rotterdam.
- NMa – Nederlandse Mededingingsautoriteit (2009), TarievenCode Elektriciteit,
http://www.nma.nl/images/TarievenCode_Elektriciteit_v2402200922-157535.pdf, Zugriff: 21. Mai 2012.
- NMa – Nederlandse Mededingingsautoriteit (2011), Tarievenbesluit transport 2011 TenneT,
http://www.nma.nl/documenten_en_publicaties/archiefpagina_besluiten_en_fusiemelding_fu/energie/2010/Vaststelling_maximum_tarieven_en_rekenvolumina_TenneT_2011.aspx, Zugriff: 21. Mai 2012.
- NMa – Nederlandse Mededingingsautoriteit (2012), Tariefbesluit Elektriciteit, 2012
http://www.nma.nl/documenten_en_publicaties/archiefpagina_besluiten_en_fusiemelding/energie/2012/103762_tariefbesluit_elektriciteit_2012.aspx, Zugriff: 21. Mai 2012.
- Nord Pool Spot (2011b), Elspot Market Regulations, <http://www.nordpoolspot.com/PageFiles/rulebook/Elspot%20Market%20Regulation.pdf>, Zugriff: 29.2.2012.
- Nord Pool Spot (2011b), Elspot Market Regulations, <http://www.nordpoolspot.com/PageFiles/rulebook/Elspot%20Market%20Regulation.pdf>, Zugriff: 29. Februar 2012.
- NordREG (2006), The Integrated Nordic End-user Electricity Market, Nordic Energy Regulators, Schweden.
- Norwegian Ministry of the Environment (2006-2007), Norwegian climate policy, Summary in English: Report No. 34 (2006–2007) to the Storting.
- NVE – Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2010a), Annual Report 2010, The Norwegian Energy Regulator.
- NVE – Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2010b), Report on regulation and the electricity market, 2010, Norway.
- NVE – Norwegian Water Resources and Energy Directorate (2011), Report on regulation and the electricity market, 2011, Norway.
- Ockenfels, A. (2007), Strombörse und Marktmacht, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57. Jg, Heft 5.
- Oren, S. (2004), When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets, Power Systems Conference and Exposition 3, 1618-1620.

- Renner, S., M. Albu, H. van Elburg et al. (2011), European Smart Metering Landscape Report, Österreichische Energieagentur, Wien, <http://www.smartregions.net/default.asp?sivuID=26927>, Zugriff: 15. März 2012.
- Siddiqui, A., C. Marnay und M. Khavkin (2000), Excessive Price Volatility in the California Ancillary Services Markets: Causes, Effects, and Solutions, Working Paper LBNL-46083, University of California.
- State of California (2005), Energy Action Plan II, Implementation Roadmap for Energy Policies, 21 September 2005.
- State of California (2008), Energy Action Plan, 2008 Update, Gov. Arnold Schwarzenegger, February 2008.
- Statnett (2011), The main grid tariff 2011, Tariff brochure 2011.
- Tierney, S. und T. Schatzki (2008), Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?, http://www.nyiso.com/public/webdocs/newsroom/current_issues/uniformpricing_v_payasbid_tierneyschatzki_2008.pdf, Zugriff 4. April 2012.
- Urelectic (2003), Regulatory Aspects of Electricity Trading in Europe, Eurelectric Working Group Trading, <http://www.google.ch/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0CDgQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.eurelectric.org%2FDownload%2FDownload.aspx%3FDocumentID%3D12373&ei=6v9iT9jxN4PqOd-r2Y0I&usg=AFQjCNE9qTvn7QYa6U77TRALNKADh-UCWg&sig2=7GGzIyfFfICsf8KjyPiDeA>, Zugriff: 29. Februar 2012.
- Van der Veen, R. (2007), Balancing market performance in a decentralized electricity system in the Netherlands,, Zugriff: 29. Februar 2012.
- Van der Veen, R. (2007), Balancing market performance in a decentralized electricity system in the Netherlands, <http://www.tudelft.nl/live/binaries/5dc97d7a-254e-4a7f-8f46-97efe0cdfb9b/doc/VanderVeen.pdf>, Zugriff: 29.2.2012
- Wenzel, B. (2007), Ermittlung des Stromgrosshandelspreises im Schweizer Strommarkt, Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow.



Polynomics AG
Baslerstrasse 44
CH-4600 Olten
www.polynomics.ch

polynomics@polynomics.ch
Telefon +41 62 205 15 70
Fax +41 62 205 15 80
