

Weiterentwicklung Netznutzungsmodell **Endbericht**

Studie im Auftrag des
Bundesamt für Energie BFE

Datum: 16.01.2015



Kundeninformationen

Kundenname: Bundesamt für Energie BFE
Adresse: Mühlestrasse 4, 3063 Ittigen, 3003 Bern
Kontaktperson: Renato Marioni

DNV GL Unternehmensinformationen

DNV GL-Legalentität: KEMA Consulting GmbH
DNV GL-Organisationseinheit: Energy

Dokumenteninformationen

Projekttitle: Weiterentwicklung Netznutzungsmodell
Berichtstitel: Endbericht
Datum: 16.01.2015
Autoren: Dr. Daniel Grote, Dr. Tim Mennel,
Nina Negic, Holger Ziegler

Copyright © 2015, DNV GL. Alle Rechte vorbehalten.


Dieses Dokument enthält vertrauliche Informationen, die ohne vorheriges schriftliches Einverständnis von DNV GL nicht an Dritte weitergegeben, veröffentlicht oder vervielfältigt werden dürfen. Dies gilt für jede Form der Vervielfältigung, auch von Teilen des Dokumentes (einschliesslich, aber nicht beschränkt auf elektronische Vervielfältigungen).

Änderungen jeglicher Art an diesem Dokument, unabhängig davon in welcher Form es vorliegt, sind ebenso verboten, wie eine Teilung des Dokumentes. Im Falle der Nichtübereinstimmung zwischen einer elektronischen Version (z. B. einer PDF-Datei) und einer von DNV GL erstellten originalen Papierversion, hat letztere Fassung Vorrang.

DNV GL und/oder mit ihr verbundene Unternehmen lehnen jegliche Haftung für mögliche direkte, indirekte, Folge- oder Nebenschäden, die aus der Verwendung der Informationen oder Daten oder aus der Nichtverwendbarkeit der in diesem Dokument enthaltenen Informationen oder Daten resultieren, ab.

Inhaltsverzeichnis

MANAGEMENT SUMMARY	1
1 EINLEITUNG	4
1.1 Projektbeschreibung und -ziel	4
1.2 Status Quo Netznutzungsmodell Schweiz	6
2 ANFORDERUNGEN AN DAS ZUKÜNFTIGE NETZNUTZUNGSMODELL DER SCHWEIZ.....	11
2.1 Einleitung	11
2.2 Struktur der Netzkosten	11
2.3 Identifikation der Kostenverursacher	14
2.4 Veränderung der Anforderungen (Trends und Entwicklungen Schweiz)	17
2.4.1 Veränderungen der Stromerzeugung	17
2.4.2 Veränderungen in der Stromnachfrage	19
2.4.3 Zunahme des Transitstroms	21
2.5 Auswirkungen der Veränderungen auf die Verursachung von Netzkosten	22
2.5.1 Auswirkungen der Veränderungen in der Erzeugung	22
2.5.2 Auswirkung der Veränderungen der Stromnachfrage	25
2.5.3 Auswirkungen der Zunahme des Transitstroms	26
3 MÖGLICHE ANSÄTZE FÜR EINE EFFIZIENTE NETZENTGELTSTRUKTUR IN DER SCHWEIZ	26
3.1 Einleitung	26
3.2 Grundsätze zur Gestaltung der Netzentgeltstruktur	27
3.2.1 Abgrenzung Regulierung – Netzentgeltstruktur	27
3.2.2 Bewertungskriterien zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit verschiedener Netzentgeltmodelle	29
3.2.3 Abgrenzung verschiedener Netzentgeltelemente	33
3.2.4 Differenzierung nach Kundengruppen	34
3.3 Netzanschlussgebühren	35
3.3.1 Tiefe und flache Netzanschlussgebühren	35
3.3.2 Standardisierte und individuelle Netzanschlussgebühren	39
3.4 Netznutzungsentgelte	41
3.4.1 Optionen zur Gestaltung von Netznutzungsentgelten	41
3.4.2 Leistungs-, Arbeits- und Grundpreis	41
3.4.3 G- und L-Komponente	48
3.4.4 Regionale Differenzierung	54
3.4.5 Zeitliche Differenzierung	57
3.5 Vorschläge für die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems in der Schweiz	61
4 SONDERTHEMEN	71
4.1 Einleitung	71
4.2 Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)	72
4.2.1 Status Quo in der Schweiz	72
4.2.2 Absehbare Veränderungen und grundsätzliche Auswirkungen auf die Netznutzung	74
4.2.3 Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur gegenwärtigen Finanzierung der KEV	75
4.3 Systemdienstleistungen (SDL)	81
4.3.1 Status quo in der Schweiz	81
4.3.2 Internationale Erfahrungen	83
4.3.3 Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur gegenwärtigen Allokation der Kosten von Systemdienstleistung	85
4.4 Speicher	90
4.4.1 Status Quo in der Schweiz	90



4.4.2	Absehbare Veränderungen und grundsätzliche Auswirkungen auf die Netznutzung	92
4.4.3	Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur gegenwärtiger regulatorischen Behandlung von Speichern	92
4.5	Virtuelle Kraftwerke	99
4.5.1	Status Quo in der Schweiz	99
4.5.2	Absehbare Veränderungen und grundsätzliche Auswirkungen auf die Netznutzung	99
4.5.3	Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur regulatorischen Behandlung von virtuellen Kraftwerken	100
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN FÜR DIE SCHWEIZ.....	102
	LITERATURVERZEICHNIS.....	108

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Projekthintergrund und Zielsetzung	5
Abbildung 2: Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MWSt.)	10
Abbildung 3: Vergleich der kantonalen Durchschnittskosten für die Netznutzung; Verbrauchsprofil Haushalte H4 (4.500 kWh/Jahr)	10
Abbildung 4: Vergleich der kantonalen Durchschnittskosten für die Netznutzung; Verbrauchsprofil Gewerbe- und Industriebetriebe C4 (500.000 kWh/Jahr)	10
Abbildung 5: Netznutzungsentgelte Schweiz; Verbrauchsprofil Haushalte H4 (4.500 kWh/Jahr)	11
Abbildung 6: Netznutzungsentgelte Schweiz; Verbrauchsprofil Gewerbe- und Industriebetriebe C4 (500.000 kWh/Jahr)	11
Abbildung 7: Allokation von Kosten aus regulatorischer Sicht	12
Abbildung 8: Struktur der Netzkosten	14
Abbildung 9: Arten von Netznutzern	15
Abbildung 10: Dimensionen der Kostenverursachung	16
Abbildung 11: Stromerzeugung (in TWh) in der Schweiz gemäss den Szenarien der Energieperspektiven	18
Abbildung 12: Ausbau neuer erneuerbarer Energien in den Energieperspektiven 2050	19
Abbildung 13: Zunahme der Einspeisung neuer erneuerbarer Energien (KEV geförderter Strom) in der Schweiz 2011-13	19
Abbildung 14: Entwicklung des industriellen Eigenverbrauchs in der Schweiz	21
Abbildung 15: Stromimporte und -exporte der Schweiz 2013	21
Abbildung 16: Bevölkerungsdichte Schweiz 2012	23
Abbildung 17: Mittlere Windgeschwindigkeiten Schweiz	23
Abbildung 18: Sonneneinstrahlung Schweiz	23
Abbildung 19: Abregelungsbedarf neuer erneuerbarer Energien aufgrund von Engpässen in Schweizer Verteilnetzen (auf Grundlage der Energieperspektiven 2050)	24
Abbildung 20: Regulatorische bzw. gesetzliche Vorgaben zur Netzentgeltstruktur versus Festlegung durch Netzbetreiber	28
Abbildung 21: Abgrenzung verschiedener Netzentgeltelemente	33
Abbildung 22: Mögliche Optionen zur Differenzierung von Netznutzungsentgelte	41
Abbildung 23: Anteil des Leistungspreises (power part) und des Arbeitspreises (energy part) an Übertragungsnetzentgelten in Europa gemäss ENTSO-E	45
Abbildung 24: Erhebung von Leistungspreisen (capacity charge), Arbeitspreisen (energy charge) und Grundpreisen (fixed charge) in Verteilnetzen in Europa	46
Abbildung 25: Mögliche Ausgestaltungen von regional differenzierten Netznutzungsentgelten	55
Abbildung 26: Regionale Differenzierung Übertragungsnetzentgelten in Europa gemäss ENTSO-E	56
Abbildung 27: Mögliche Ausgestaltungen von zeitlich differenzierten Netznutzungsentgelten	58
Abbildung 28: Auswirkung der Benutzungsdauer auf die Netznutzungsentgelte im Übertragungsnetz in Europa gemäss ENTSO-E	59
Abbildung 29: Bewertung möglicher Optionen für Netzanschlussgebühren	64
Abbildung 30: Bewertung möglicher Optionen für Netznutzungsgebühren	65
Abbildung 31: Bewertung möglicher Optionen für Netznutzungsgebühren hinsichtlich Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis für Kunden mit Leistungsmessung (Übertragungs- und Verteilnetz)	66
Abbildung 32: Bewertung möglicher Optionen für Netznutzungsgebühren hinsichtlich Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis für Kunden ohne Leistungsmessung	67
Abbildung 33: Mögliche empfehlenswerte Optionen für Netzentgelte im Übertragungsnetz	68
Abbildung 34: Mögliche empfehlenswerte Optionen für Netzentgelte im Verteilnetz für Kunden mit Leistungsmessung	68
Abbildung 35: Mögliche empfehlenswerte Optionen für Netzentgelte im Verteilnetz für Kunden ohne Leistungsmessung	69
Abbildung 36: Zusammenfassende Bewertung der empfehlenswerten Optionen und des Status Quo – abschliessende Bewertung abhängig von den praktischen Ausgestaltungsdetails	70
Abbildung 37: Entwicklung der KEV-Umlage	74
Abbildung 38: Gleichförmiger Zuschlag auf den Spotpreis (schematische Darstellung)	75
Abbildung 39: Alternativen zur gegenwärtigen Finanzierung der KEV	76
Abbildung 40: Arten von Systemdienstleistungskosten und Kostenträger in der Schweiz	82
Abbildung 41: Entwicklung der Kosten von Systemdienstleistungen in der Schweiz	83
Abbildung 42: Allokation von Vorhaltungskosten auf Netznutzungsentgelte oder SDL-Entgelte in verschiedenen Ländern	84



Abbildung 43: Allokation von Energiekosten auf Netznutzungsentgelte oder SDL-Entgelte in verschiedenen Ländern.....	85
Abbildung 44: Gestaltungsmöglichkeiten bei der Allokation der Kosten von SDL.....	85
Abbildung 45: Grundlegende Mechanismen zur Wälzung von Systemdienstleistungskosten und ihre Eigenschaften	87
Abbildung 46: Alternative Konzepte zur Speicherregulierung aus Netzsicht.....	93
Abbildung 47: Alternative Konzepte zur Speicherregulierung aus Netzsicht.....	101

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Komponenten des gegenwärtigen Schweizer Stromnetzentgeltsystems	9
Tabelle 2: Überblick über Szenarien der Energieperspektiven 2050	18
Tabelle 3: Ansätze für Netzanschlussgebühren in Europa	38
Tabelle 4: Bewertung von flachen und tiefen Netzanschlussgebühren	39
Tabelle 5: Bewertung von Leistungs-, Arbeits- und Grundpreisen.....	48
Tabelle 6: G-Komponenten im Übertragungsnetz in Europa.....	50
Tabelle 7: G-Komponenten im Verteilnetz in Europa	52
Tabelle 8: Bewertung der Einführung einer G-Komponente im Übertragungs- und Verteilnetz	53
Tabelle 9: Bewertung regional differenzierter Netznutzungsentgelte	57
Tabelle 10: Internationale Beispiele für eine zeitliche Differenzierung von Verteilnetzentgelten.....	60
Tabelle 11: Bewertung zeitlich differenzierter Netznutzungsentgelte.....	61
Tabelle 12: Bewertung der KEV-Umlage als prozentualer Aufschlag auf den Strompreis	77
Tabelle 13: Bewertung einer räumlichen und zeitlichen Differenzierung der KEV-Umlage	78
Tabelle 14: Bewertung einer leistungsbezogenen Komponente in der KEV-Umlage	79
Tabelle 15: Bewertung der Finanzierung der KEV aus allgemeinen öffentlichen Haushalten	80
Tabelle 16: Vor- und Nachteile der Beteiligung von Erzeugern an den SDL-Kosten.....	89
Tabelle 17: Einsatzbereiche von Energiespeichern im Stromsystem.....	91
Tabelle 18: Netzentgeltbehandlung von Grossspeichern in den Nachbarländern der Schweiz	92
Tabelle 19: Bewertung einer allgemeinen Netzentgeltbefreiung für Speicher.....	94
Tabelle 20: Bewertung verminderter Netzentgelte / Investitionskostenzuschuss für Speicher	96
Tabelle 21: Bewertung dezentrale Flexibilitätsdienstleistung.....	97
Tabelle 22: Bewertung von Ansätzen zur regulatorischen Behandlung von virtuellen Kraftwerken	101



Abkürzungsverzeichnis

BfE	Bundesamt für Energie
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnG	Energiegesetz
EnV	Energieverordnung
GWh	Gigawattstunde
KEV	kostendeckenden Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunde
nEE	Neue erneuerbare Energien
PRL	Primärregelleistung
SDL	Systemdienstleistungen
SRL	Sekundärregelleistung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen

MANAGEMENT SUMMARY

Vor dem Hintergrund kurz- bis mittelfristig zu erwartender Veränderungen im Schweizer Stromsektor hat das Bundesamt für Energie (BfE) die KEMA Consulting GmbH¹ damit beauftragt zu untersuchen, inwieweit das bestehende Netznutzungsmodell bzw. Netzentgeltssystem in der Schweiz (auch) zukünftig als adäquat und angemessen angesehen werden kann und in welchen Bereichen dieses (unter anderem in Bezug auf die Verursachungsgerechtigkeit) weiterzuentwickeln wäre. Im Einzelnen lassen sich auf der Basis der Analysen in diesem Bericht die folgenden Empfehlungen für die Schweiz ableiten.

Bei den Netzanschlussgebühren erscheint eine Beibehaltung von flachen Anschlussgebühren für die Schweiz grundsätzlich als vorteilhaft. Unter der Annahme, dass die Kosten von Netzverstärkungen nicht den sie verursachenden dezentralen Einspeisern zugerechnet werden können oder sollen, sollte eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen (nach Art. 22 Stromversorgungsverordnung) angestrebt werden. Zudem sollte eine Abschaffung des Netzkostenbeitrages für die Schweiz erwogen werden.

Bei den Netznutzungsgebühren können über eine stärkere zeitliche und regionale Differenzierung, sowie über eine Anlastung der Gebühren an Verbraucher und Erzeuger (G-Komponente), die Verursachungsgerechtigkeit und die Anreize für netzdienliches bzw. netzentlastendes (und damit netzkostenvermeidendes) Verhalten gegenüber dem Status Quo verbessert werden. Derartige Ansätze gehen in der Regel jedoch zu Lasten der Transparenz und Praktikabilität, unter anderem deshalb, da sie je nach Ausgestaltung mit erheblichen Modellierungsaufwänden und administrativen Kosten verbunden sein können. Eine Aufteilung der Netznutzungsgebühren auf Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise sollte auf Basis der energie- und leistungsabhängigen sowie der fixen Kostenbestandteile des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen.


Hinsichtlich der Umlage der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) und der Systemdienstleistungen (SDL), sowie der Behandlung von Speichern und virtuellen Kraftwerken bei der Erhebung von Netznutzungsentgelten, werden im Rahmen dieser Studie verschiedene alternative Ansätze vorgestellt, deren praktische Ausgestaltung in einer Folgestudie, in Verbindung mit einer quantitativen Modellierung der mit diesen Ansätzen verbundenen Kosten und Nutzen, genauer analysiert und bewertet werden sollten.

Anforderungen an das zukünftige Netznutzungsmodell

Unter dem Gesichtspunkt der Verursachungsgerechtigkeit sollten die originär dem Netzbetrieb zurechenbaren effizienten Kosten im Verteil- bzw. Übertragungsnetz auf den einzelnen Netznutzer entsprechend der individuellen Nutzung der Netzinfrastruktur umgelegt werden. Grundsätzlich werden die Netzkosten sowohl von dem Netznutzungsverhalten der Erzeuger wie der Verbraucher bestimmt. Die von den Erzeugern bzw. den Verbrauchern benötigte Netzkapazität, sowie auch die mit dessen Nutzung verbundenen variablen Kosten, sind jeweils abhängig vom Umfang, sowie der zeitlichen und räumlichen Verteilung der Einspeisung bzw. der Entnahme. Die Netzkapazitäten, welche die Netzkosten wesentlich beeinflussen, werden hierbei insbesondere durch die Spitzenlast und die Spitzeneinspeisung bestimmt. Verschiedene Erzeugungstechnologien und Verbraucher sind hierbei in sehr unterschiedlicher Art und Weise in der Lage Umfang, Ort und Zeitpunkt von Einspeisung und Entnahme zu steuern.

Die schrittweise Abschaltung der Schweizer Kernkraftwerke und der Zubau dezentraler neuer erneuerbarer Energien werden absehbar zu einer verminderten Einspeisung auf der Übertragungsnetz- und einer verstärkten Einspeisung auf der Verteilnetzebene führen. Ausserdem ist es denkbar, dass ein erheblicher Teil des Zubaus der neuen erneuerbaren Energien möglicherweise lastfern erfolgen könnte. Hinzu kom-

¹ KEMA Consulting GmbH agiert hierbei als Teil der DNV GL Gruppe unter der Bezeichnung "DNV GL - Energy" (nachstehend auch kurz "DNV GL" genannt).



men die Steigerung der Energieeffizienz, die Entstehung neuer Strombedarfe, die Ausbreitung von intelligenten Stromzählern und die Zunahme von Eigenverbrauchern auf der Verbraucherseite, sowie die Zunahme an Stromtransiten durch die Schweiz.


Auch wenn einiger dieser Änderungen erst nach 2025 mengenmässig relevant werden (und auf Grundlage der Schweizer Energieperspektiven und verschiedener Netzstudien bis 2025 nur einen begrenzten (zusätzlichen) Netzausbau erwarten lassen), sollte das zukünftige Netznutzungsmodell die wesentlichen langfristigen Entwicklungen jedoch bereits aufgreifen und insbesondere effiziente Anreize für Netznutzer setzen, Netzkosten zu reduzieren, und Geschäftsmodelle für netzausbauvermeidendes Verhalten unterstützen.

Vorschläge für die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems in der Schweiz

Für die Netzanschlussgebühren können flache Anschlussgebühren (mit Standardgebühren im Niederspannungsnetz und einer individuellen Berechnung für Anschlussnehmer auf höheren Spannungsebenen) für die Schweiz grundsätzlich als vorteilhaft eingestuft werden. Die Umlage für Netzverstärkungen (nach Art. 22 StromVV) sollte als eine separate Umlage (und nicht als Teil der allgemeinen Systemdienstleistungsentgelte erhoben werden, sofern die Kosten von Netzverstärkungen auch weiterhin nicht den sie verursachenden dezentralen Einspeisern zugerechnet werden können oder sollen. Zudem sollte ein Deckel für Netzverstärkungskosten definiert werden, so dass Kosten die diesen Deckel überschreiten vollständig vom Einspeiser zu tragen wären.

Bei der Ausgestaltung der Netznutzungsgebühren erscheint für die Schweiz eine regionale Differenzierung der Netznutzungsgebühren nur in Verbindung mit der Einführung einer G-Komponente und nur für höhere Spannungsebenen (insbesondere die Übertragungsebene) erwägenswert, da aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz bereits eine relativ starke Differenzierung der Netznutzungsentgelte pro Netzgebiet und Spannungsebene erfolgt. Eine (stärkere) zeitliche Differenzierung sollte auf Netznutzer (Erzeuger und Verbraucher im Übertragungs- und Verteilnetz) mit Leistungsmessung beschränkt sein und insbesondere auf Verteilnetzebene zunächst nur optional angeboten werden. Für Kunden mit Zweitarifzählern könnten zudem Kriterien vorgegeben werden, die Netzbetreiber bei der Ermittlung der zwei Tarifzeiten und der jeweiligen Preise berücksichtigen müssen, um sicherzustellen, dass die Tarife für Schwach- und Spitzenlastzeiten auch die tatsächlichen Kostenunterschiede widerspiegeln. Bei der Einführung einer G-Komponente sind die Vorteile hinsichtlich der Verursachungsgerechtigkeit und der Anreizwirkungen mit den Modellierungsaufwänden und den Wettbewerbseffekten auf den Erzeugungsmärkten abzuwägen. Aufgrund der hohen Modellierungsaufwände bei einer starken zeitlichen und regionalen Differenzierung, insbesondere auf Verteilnetzebene, könnten zudem (stark) vereinfachte Ansätze für eine Beteiligung von Erzeugern an den Netznutzungsentgelten (mit deutlich geringerer Verursachungsgerechtigkeit und reduzierten Anreizen) wie eine Differenzierung der G-Komponente pro Zone (im Bereich der Swissgrid) und pro Spannungsebene und Netzbetreiber (auf Verteilnetzebene) erwogen werden.

Als grundsätzlich vorteilhaft gegenüber dem Status Quo von fixen Anteilen (im Übertragungsnetz) bzw. von Vorgaben für die Kostenwälzung (im Verteilnetz) kann eine Ermittlung der Arbeits-, Leistungs- und Grundpreiskomponente der Netznutzungsentgelte auf Basis der energie- und leistungsabhängigen sowie der fixen Kostenbestandteile des jeweiligen Netzbetreibers angesehen werden. Aufgrund der besonderen Problematik von Eigenverbrauchern und Prosumern in Bezug auf die Netznutzung sollte eine Leistungsmessung für diese Netznutzergruppen zudem verbindlich sein. Für Kunden ohne Leistungsmessung könnte die angeschlossene Kapazität des Netznutzers, sofern die Grösse der Netzanschlussleistung durch den Kunden zu beeinflussen und die für ihn optimale Grösse mit vertretbarem Aufwand zu ermitteln ist, als vorteilhaft gegenüber einer Umlage der leistungsabhängigen Kosten über den Arbeitspreis und/oder



Grundpreis bewertet werden. Energieabhängige und fixe Kosten sollten auch in diesem Fall anhand der Anteile des jeweiligen Netzbetreibers von diesem individuell auf Arbeitspreis und Grundpreis umgelegt werden.

Alternative Ansätze zur Kostenallokation bei Sonderthemen (KEV, SDL, Speicher, virtuelle Kraftwerke)

Als mögliche Alternativen zur gegenwärtigen gleichmässigen Umlage der KEV auf die Stromverbraucher, könnte die KEV als prozentualer Aufschlag auf den Börsenpreis, eine Koppelung der Umlage an stärker zeitlich differenzierte Netzentgelte oder eine leistungsbezogene Umlage erhoben werden. Wir empfehlen den Kostenwälzungsmechanismus für die SDL in der Schweiz grundsätzlich beizubehalten, bei dem die Vorhaltungskosten über ein allgemeines SDL-Entgelt gedeckt werden und andere individualisierbare und zurechenbare Kosten möglichst individualisiert abgerechnet werden, sei es durch individualisierte SDL-Entgelte oder Ausgleichsenergie. Aufgrund der Tatsache, dass Kraftwerke nicht nur SDL bereitstellen sondern auch den Bedarf an SDL wesentlich bestimmen, könnte jedoch darüber nachgedacht werden, Kraftwerke an den SDL-Kosten zu beteiligen.

Stromspeicher können je nach Steuerung in erheblichem Masse zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen. Alternativ zum Status Quo (einer Netzentgeltbefreiung von Pumpspeicherkraftwerken und der Anlastung der Netznutzungsentgelte bei dezentralen Speichern) könnte der netzdienliche, Netzausbau vermeidende Einsatz von Speichern über ein durch die Regulierungsbehörde definiertes und durch den jeweiligen Netzbetreiber überwachtes netzdienliches Einsatzregime, die temporäre Überantwortung der Speichersteuerung an den Netzbetreiber im Rahmen einer zu definierenden Flexibilitätsdienstleistung oder über eine Modellierung des netzdienlichen Beitrags des individuellen Speichers und der Weitergabe des netzkostensenkende Beitrag über verminderte oder vermiedene Netznutzungsentgelte an den Speicherbetreiber erreicht werden. In ähnlicher Weise könnte der netzdienliche Betrieb von virtuellen Kraftwerken im Rahmen eines durch den Regulierer definierten netzdienlichen Einsatzregimes, eine Flexibilitätsdienstleistung oder über verminderte Netznutzungsentgelte berücksichtigt werden.

1 EINLEITUNG

Die Schweiz hat mit der Energiestrategie 2050 die Weichen für wesentliche Änderungen in ihrem Stromversorgungssystem gestellt: die dezentrale Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien soll erheblich zunehmen, bestehende nukleare Erzeugungskapazitäten hingegen in mittlerer Frist abgeschaltet (bzw. nicht erneuert) werden. Eine weitere Veränderung ist die zu beobachtende Zunahme der industriellen und privaten Eigenversorgung. Diese Entwicklungen haben möglicherweise erhebliche Auswirkungen auf die Nutzung der Übertragungs- und Verteilnetze in der Schweiz. Sie werfen damit auch die Frage auf, inwieweit das aktuelle Netznutzungsmodell bzw. Netzentgeltsystem noch adäquat ist oder in welchem Umfang und in welchen Bereichen dieses beispielsweise im Sinne der Verursachungsgerechtigkeit weiterentwickeln wäre.

Vor diesem Hintergrund hat das Bundesamt für Energie (BfE), die KEMA Consulting GmbH mit der Durchführung einer Studie zu den Anforderungen und Gestaltungsmöglichkeiten des zukünftigen Netznutzungsmodells für die Schweiz beauftragt, dessen Ergebnisse in dem vorliegenden Bericht dargestellt werden. KEMA Consulting GmbH agiert hierbei als Teil der DNV GL Gruppe unter der Bezeichnung "DNV GL - Energy" (nachstehend auch kurz "DNV GL" genannt).

1.1 Projektbeschreibung und -ziel

Ausgangspunkt der Studie ist zunächst eine Analyse der Relevanz verschiedener Trends und Veränderungen im Energiesektor für die Schweiz, wie sie für einen Zeitraum bis 2025 erwartet werden. Grundlage hierfür sind unter anderem die Energiestrategie 2050 und verschiedene damit verbundene Studien. Wesentliche Veränderungen ergeben sich beispielsweise durch den Zubau an neuen Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Zunahme der dezentralen Einspeisung, sowie das Auftreten von „neuen“ Marktteilnehmern wie bspw. Prosumern, dezentralen Speichern oder virtuellen Kraftwerken.

Aus diesen erwarteten Veränderungen für den Schweizer Energiesektor sind in einem weiteren Schritt die Auswirkungen auf den Netzbereich abzuleiten und ebenfalls auf ihre Relevanz für die Schweiz für einen Zeitraum bis 2025 zu bewerten. Hierbei wird ebenfalls auf verschiedene Studien für die Schweiz zurückgegriffen, welche im Auftrag des BfE durchgeführt wurden, und welche die Auswirkungen der Veränderungen für den Netzbereich im Rahmen von Modellierungen quantifizieren.² Mögliche Veränderungen im Netzbereich umfassen beispielsweise Änderungen in der geographischen und zeitlichen Verteilung von Einspeisung und Entnahme, der zunehmende Differenz zwischen Spitzenlast und Spitzeneinspeisung, der Veränderungen der Last durch neue Strombedarfe wie Wärmepumpen und Elektromobilität oder Veränderung der Lastflüsse und der Inanspruchnahme des Netzes durch verschiedene Marktteilnehmer.

Im Rahmen dieser Studie ist zu analysieren, inwieweit diese Veränderungen im Netzbereich zu Änderungen in der Kostenverursachung und der Beeinflussbarkeit der Netzkosten durch verschiedene Netznutzer (Einspeiser und Verbraucher) führen, die eine Anpassung bzw. Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems erforderlich erscheinen lassen. Für die Zuordnung von Netzkosten auf verschiedene Netznutzer, sowie für die Anreize verschiedener Netznutzer sich netzdienlich zu verhalten (in dem sie durch Ort, Zeitpunkt und Umfang von Einspeisung und Verbrauch Netzausbau bzw. Netzkosten vermeidenden), sind die Elemente und die Ausgestaltung des Netzentgeltsystems von entscheidender Bedeutung.

² Dies umfasst insbesondere die folgenden vom BfE in Auftrag gegebenen Studien:
KEMA Consulting GmbH (2013): Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050; Consentec (2012): Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz; Consentec (2012): Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze

Ziel dieser Studie ist es entsprechend auf Basis der erwarteten Veränderungen und der internationalen Erfahrungen, die Eignung des bestehenden Schweizer Netznutzungsmodells zu prüfen und alternative Ansätze auf ihre Vorteilhaftigkeit für die Schweiz zu bewerten. Der Fokus der Analyse liegt dabei auf Veränderungen im Energiesektor mit relevanten Auswirkungen auf Verursachung von Kosten im Stromnetzbereich, sowie auf absehbaren Veränderungen, die wahrscheinlich in den nächsten 10-15 Jahren für die Schweizer Netzbetreiber relevant werden.³ Zudem liegt ein Schwerpunkt der Analyse auf Veränderungen im Verteilnetz, da wesentliche Veränderungen wie dezentrale Erzeugung oder Eigenverbrauch vor allem das Verteilnetz betreffen. Gegenstand der Studie ist also nicht, ein komplett neues Netznutzungsmodell auszugestalten, sondern sich auf die Bereiche und Elemente der Netzentgeltssystematik zu beschränken, für die substantielle Veränderungen der Rahmenbedingungen zu erwarten sind. Hierbei ist im Sinne langfristig stabiler Rahmenbedingungen darauf zu achten, dass keine massgeschneiderten Sonderlösungen gewählt werden, die dann möglicherweise laufend nachgebessert werden müssen.

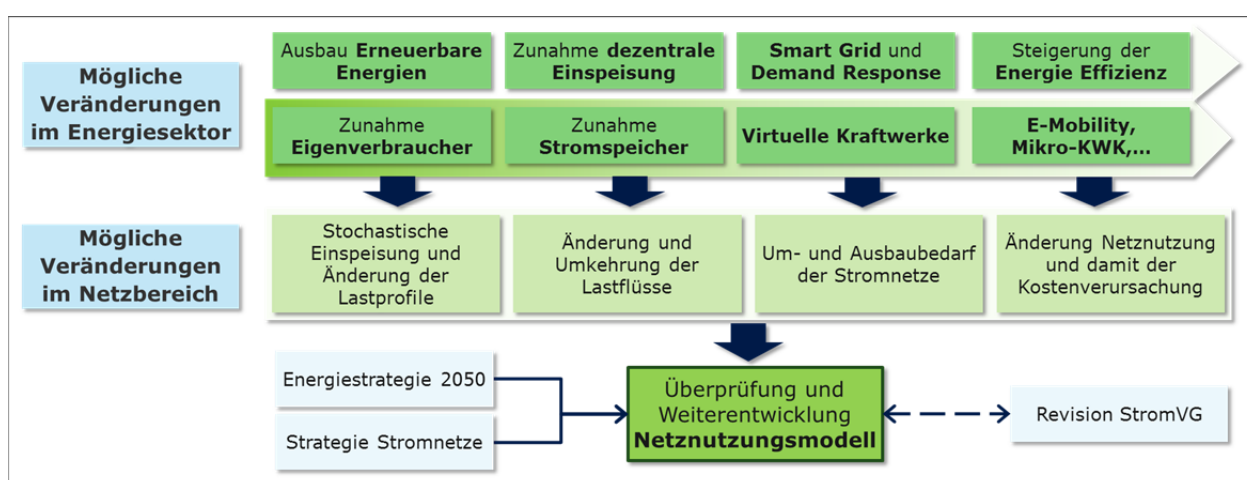


Abbildung 1: Projekthintergrund und Zielsetzung

Im Einzelnen gliedert sich der Bericht wie folgt: Der folgende Abschnitt 1.2 gibt eine Übersicht über das gegenwärtige Netznutzungsmodell in der Schweiz. Kapitel 0 diskutiert die grundlegenden Anforderungen an das zukünftige Netznutzungsmodell für die Schweiz und geht dabei auf die grundlegende Struktur der Netzkosten ein und den Einfluss verschiedener Netznutzer auf die Verursachung der Netzkosten ein. Zudem beschreibt Kapitel 0 die zu erwartenden Trends und Veränderungen in der Schweiz für einen Zeitraum bis 2025 und analysiert, welche Auswirkungen sich aus den geänderten Anforderungen auf die Höhe und die Zuordnung der Netzkosten ergeben könnten.

Die Entwicklung und Bewertung von möglichen Ansätzen für eine effiziente Entgeltstruktur in der Schweiz, welche den Kern dieser Studie bilden, sind Gegenstand von Kapitel 3. Dabei werden zunächst die Grundlagen für die Gestaltung der Netzentgeltstruktur diskutiert und Bewertungskriterien definiert, anhand derer die Vorteilhaftigkeit verschiedener Entgeltmodelle bewertet werden soll. Im Anschluss werden verschiedene theoretische Ansätze für Netzanschluss- und Netznutzungsentgelte definiert und die internationalen Erfahrungen mit diesen Ansätzen ausgewertet. Mit Blick auf die spezifische Situation in der Schweiz und der im Kapitel diskutierten erwarteten Trends und Veränderungen für die Schweiz werden dann verschiedene mögliche Optionen präsentiert und anhand der zuvor definierten Kriterien auf ihre Vorteilhaftigkeit bewertet. Für den Bereich der Netznutzungsentgelte wird dabei in separaten Unterkapiteln auf Leistungs-, Arbeits- und Grundpreise, eine Verrechnung von Netznutzungsentgelten an Ver-

³ Der Betrachtungszeitraum bis 2025 ist vor dem Hintergrund der aktuellen Planungen zur Revision des StromVG gewählt.

braucher und Erzeuger (L- und G-Komponente), sowie eine zeitliche und regionale Differenzierung von Netznutzungsentgelten eingegangen. Da zwischen den verschiedenen Elementen von Netzentgelten zahlreiche Interdependenzen bestehen, werden im letzten Abschnitt von Kapitel 3 mögliche Gesamtkonzepte für das Netzentgeltsystem vorgestellt und bewertet.

Die Auswirkungen von netzentlastenden bzw. netzausbauvermeidenden Technologien wie Speichern und virtuellen Kraftwerken, sowie die Kostenallokation von Systemdienstleistungen (SDL) und der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) sind Gegenstand von Kapitel 4. Hierbei wird jeweils auf die gegenwärtige Situation in der Schweiz und die absehbaren Veränderungen sowie die Darstellung und Bewertung von alternativen Ansätzen zur Umlage der KEV- bzw. SDL-Kosten und zur Behandlung von Speichern und virtuellen Kraftwerken eingegangen.

Abschliessend wird in Kapitel 5 aus den Analysen der vorherigen Kapitel der Anpassungsbedarf für das Schweizer Netznutzungsmodell bewertet und Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Schweizer Netznutzungsmodells gegeben.

1.2 Status Quo Netznutzungsmodell Schweiz

Das gegenwärtige schweizerische Netznutzungsmodell beruht auf einer Wälzung der Netzkosten auf die Endverbraucher (Ausspeisemodell). Hierbei wird zwischen direkt zurechenbaren Kosten und nicht direkt zurechenbaren Kosten unterschieden. Während letztere gemäss Art. 16 Stromversorgungsverordnung (StromVV) auf alle Netznutzer zu wälzen sind, sind erstere gemäss Art. 7 StromVV den Kostenträgern individuell in Rechnung zu stellen. Zu wälzen sind hierbei insbesondere die Betriebskosten und die Kapitalkosten der Netzinfrastuktur, sowie Entgelte für die Nutzung vorgelagerter Netzebenen und nicht direkt zugewiesene Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen. Systemdienstleistungen des Übertragungsnetzbetreibers, Vertriebs- und Verwaltungskosten des Netzes sowie Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen sind hingegen nach verursachergerechten Kriterien den Kostenträgern zuzuweisen und daher nicht gewälzt.⁴

In dem gegenwärtigen Netznutzungsmodell lassen sich die folgenden Tarifbestandteile für den Zugang und die Nutzung der Stromübertragungs- und Stromverteilnetze unterscheiden:⁵

- Netznutzungsentgelte,
- Netzanschlussbeiträge,
- Netzkostenbeiträge,
- Tarife für allgemeine und individuelle Systemdienstleistungen,
- Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen,⁶ sowie
- weitere nationale Umlagen wie die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV).⁷

Netznutzungsentgelte sind von den Endverbrauchern je Ausspeisepunkt unabhängig von der Distanz zu entrichten (Art. 14 Stromversorgungsgesetzes (StromVG) Abs. 2, distanzunabhängiges Anschlusspunktmodell), wobei der Lieferant im Auftrag des Endverbrauchers die Netznutzung wahrnehmen kann (der Endverbraucher bleibt jedoch Schuldner, Art. 9 Stromversorgungsverordnung (StromVV)). Die aktuelle

⁴ Siehe hierzu auch VSE Branchenempfehlung: „Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz, KRSV – CH, Ausgabe 2012“.

⁵ Siehe hierzu auch VSE Branchenempfehlung: „Leitfaden zu Preisstrukturen im geöffneten Strommarkt, Leitfaden Preisstrukturen, Ausgabe 2009“.

⁶ Kommunale und kantonale Abgaben und Gebühren (wie z.B. Konzessionsabgaben oder lokalpolitische Energieabgaben); Vergleich hierzu auch die Stellungnahme des Fachsekretariats der ElCom vom 17. Februar 2011 zu Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen.

⁷ Bundesabgabe zur Förderung der erneuerbaren Energien (kostendeckende Einspeisevergütung) sowie zum Schutz der Gewässer und Fische

Fassung des StromVG legt zudem fest, dass die Netznutzungsentgelte die anrechenbaren Kosten⁸ sowie die Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen nicht übersteigen dürfen (Art. 14 StromVG Abs. 1). Des Weiteren müssen die Netznutzungstarife einfache Strukturen und die von Endverbrauchern verursachten Kosten widerspiegeln, unabhängig von Distanz zwischen Ein- und Ausspeisepunkt sein, im Netz eines Netzbetreibers pro Spannungsebene und Kundengruppe einheitlich sein und individuell in Rechnung gestellte Kosten ausschliessen (Art. 14 StromVG Abs. 3). Eine Belastung von Erzeugern mit Netzentgelten erfolgt nicht, dies schliesst Pumpspeicherkraftwerke und den Eigenverbrauch von Kraftwerken mit ein.⁹

Die Kosten des Übertragungsnetzes sind den direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Netzbetreibern zu einem für die Regelzone Schweiz einheitlichen Tarif gemäss der Aufteilung 60:30:10 auf Leistungspreise, Arbeitspreise und Grundgebühren zu verrechnen (Art. 15 StromVV). Für die Kosten des Verteilnetzes hat eine Wälzung auf die direkt angeschlossenen Endverbraucher und Netzbetreiber zu 70% auf Basis des jährlichen Mittelwerts der tatsächlichen monatlichen Höchstleistungen und zu 30% auf Basis der bezogenen elektrischen Energie zu erfolgen (Art. 16 StromVV).¹⁰ Für Endverbraucher mit vergleichbarer Verbrauchscharakteristik pro Spannungsebene ist eine Kundengruppe zu bilden. Eine Bildung separater Kundengruppen bei vergleichbarer Verbrauchscharakteristik ist nur zulässig, wenn die Bezugsprofile in erheblichem Mass voneinander abweichen. Dies schliesst auch kleine Prosumer (<10 kW) mit ein, für die keine eigene Kundengruppe eingeführt werden darf, auch wenn dadurch erhebliche Abweichungen beim Bezugsprofil und hohe Belastungsspitzen auftreten können (Art. 18 Abs. 1bis). Dort ist einzig die Verbrauchscharakteristik für die Festlegung von Kundengruppen massgebend, nicht aber das Bezugsprofil. Art. 18 StromVV Abs. 2 legt zudem fest, dass der Netznutzungstarif für Endverbraucher auf Spannungsebenen unter 1 kV in ganzjährig genutzten Liegenschaften ohne Leistungsmessung zu mindestens 70 Prozent ein nicht-degressiver Arbeitstarif (Rp./kWh) sein muss. Darüber hinaus sind die Netzbetreiber bei der Festlegung und der Ausgestaltung der Netznutzungstarife frei (Art. 18 StromVV Abs. 1).

Für am Verteilnetz angeschlossene Endverbraucher mit Leistungsmessung (sowie nachgelagerte Netzbetreiber) setzen sich die Netznutzungstarife aus einem Leistungspreis und einem Arbeitspreis, sowie in einigen Fällen einem Grundpreis zusammen. Für am Verteilnetz angeschlossene Endverbraucher ohne Leistungsmessung werden in der Schweiz entweder ein Arbeitspreis und ein Grundpreis erhoben oder nur ein Arbeitspreis erhoben. Über die Netznutzungstarife werden auch die Kosten für Messung und Abrechnung erhoben, ein separates Messentgelt wird in der Schweiz in der Regel nicht erhoben.¹¹ Eine regionale Differenzierung der Netznutzungstarife erfolgt nur zwischen Netzbetreibern und Spannungsebenen. Eine zeitliche Differenzierung der Netznutzungstarife wird in der Schweiz derzeit nur für Kunden ohne Leistungsmessung mit Zweitarifzählen und einer Differenzierung der Arbeitspreise in Tag- und Nachtarife angewendet.

Grundsätzlich besteht für die Netzbetreiber eine Pflicht alle Endverbraucher und Erzeuger in ihrem Netzgebiet an das Netz anzuschliessen (Art. 5 StromVG). Im Zusammenhang mit dem Anschluss von Netznutzern sind hierbei die Netzanschlussbeiträge von den Netzkostenbeiträgen und von Umlagen für Netzverstärkungen zu unterscheiden.

⁸ Die anrechenbaren Netzkosten sind in Art. 15 StromVG und Art. 7, 12 und 13 StromVV näher definiert.

⁹ Entgelte werden von Erzeugern lediglich für Netzanschluss, Messung und Abrechnung, Blindenergie und Ausgleichsenergie erhoben.

¹⁰ Diese sind in den Branchenempfehlungen des Verbandes Schweizer Elektrizitätsunternehmen (VSE) näher definiert. Demnach sollte die Kostenwälzung zu 70% auf Basis der gemessenen (bzw. bei fehlender Messung über die berechnete) Nettoleistung an den Übergabestellen und zu 30% auf Basis der Bruttoenergie (Bruttoenergieverbrauch der Endverbraucher der Netzebene bzw. nachgelagerter Netzebenen im Vorjahr mit erwarteten Anpassungen minus der abgegebenen Energie) erfolgen (Vgl. Branchenempfehlungen Strommarkt Schweiz: „Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz (NNMV) – Ausgabe 2014“ und „Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz (NNMÜ) - Ausgabe 2013“).

¹¹ Eine Ausnahme hierzu stellen zusätzliche vom Kunden nachgefragte Messungen und Abrechnungen dar, die in der Regel separat berechnet werden.

Die Kosten für den unmittelbaren Anschluss eines Netznutzers an das Netz der allgemeinen Versorgung sind vom Anschlussnehmer über Netzanschlussbeiträge zu tragen. Das heisst, die Kosten der Errichtung einer Anschlussleitung bis zum technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeise- bzw. Entnahmepunkt sowie gegebenenfalls allfällige Transformationskosten sind vollständig dem jeweiligen Verbraucher bzw. Erzeuger (Art. 2 Abs. 5 Energieverordnung (EnV)) an einem Anschlusspunkt anzulasten. Die Anschlussbedingungen (sowie Anschlusskosten) sind hierbei zwischen dem Netzanschlussnehmer und dem Netzbetreiber vertraglich festzulegen (Art. 2 Abs. 1 EnV).¹² Netzanschlussänderungen und Verstärkungen eines Netzanschlusses, sowie Instandhaltung, Ersatz und Demontage eines Netzanschlusses sind ebenfalls durch den Netzanschlussnehmer über die Netzanschlussbeiträge abzubilden.

Neben Netzanschlussbeiträgen werden von einigen (jedoch nicht von allen) Netzbetreibern in der Schweiz zusätzlich einmalige Netzkostenbeiträge erhoben. Gemäss der Definition des VSE wird der Netzkostenbeitrag „als Beitrag des Netzanschlussnehmers aufgrund der bestellten Anschlussleitung für die Abgeltung der mit der Bestellung direkt und indirekt verursachten Netzdimensionierungs- und Ausbaukosten erhoben.“¹³ Der Netzkostenbeitrag bildet also theoretisch nicht nur die die Kosten von notwendigen Netzverstärkungen im Zusammenhang mit einem Netzanschluss, sondern auch die Kosten der Errichtung des Netzes (inklusive der Kosten der Erschliessung von Wohn-, Gewerbe- und Industriegebieten) zu Teilen ab.¹⁴ Der Netzanschlussnehmer kann hierbei grundsätzlich ein Verbraucher, ein Netzbetreiber oder eine Erzeugungseinheit sein. Kriterium ist, dass die zusätzlich anfallenden Netzdimensionierungs- und Ausbaukosten sehr erheblich sind und sie dem Kostenverursacher mit Netzkostenbeiträgen direkt berechnet werden. Netzkostenbeiträge werden derzeit nur von Netznutzern, nicht von Erzeugern erhoben. Über die Gesamtheit aller Netzbetreiber machen die Netzkostenbeiträge im Vergleich zu den Netznutzungsentgelten nach Angaben des BfE jedoch nur einen kleinen Anteil (weniger als ein Prozent der Netznutzungsentgelte) aus.

Sowohl StromVG wie StromVV machen keine expliziten Regelungen für Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge. Aus einer aktuellen Verfügung der ECom zu den Netzkostenbeiträgen geht daher auch hervor, „dass Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge als individuell anzurechnende Kosten anzusehen und damit nicht als Netznutzungstarif und -entgelt zu qualifizieren sind.“¹⁵ Im Gegensatz zur Überprüfung des Netzanschlusspunktes sowie einer allfälligen Kontrolle des Netznutzungsentgelts – so der Tenor der Verfügung – unterliegen sie daher auch nicht der Zuständigkeit der ECom, sondern sind Gegenstand kantonaler Festlegungen.¹⁶ Unter der Nebenbedingung, dass die Gesamtsumme der Netzkostenbeiträge und -entgelte die Gesamtkosten nicht übersteigt,¹⁷ ist der Netzbetreiber grundsätzlich frei seine Gesamtkosten zwischen Netznutzungsentgelten, Netzanschlussbeiträgen und Netzkostenbeiträgen aufzuteilen.

Kosten von Netzverstärkungen im Verteilnetz, die im Zusammenhang mit dem Anschluss von neuen Erneuerbaren Energie Anlagen (Erzeuger von Energie nach Artikel 7, 7a und 7b Energiegesetz (EnG))

¹² Für die Netzebene 1-5 werden Netzanschlusspunkt, Eigentumsverhältnisse und Kostentragung des Anschlusses in der Regel in einem individuellen Netzanschlussvertrag, für Netzebene 7 in der Regel über allgemeine Anschlussbedingungen festgelegt (Vgl. auch VSE Branchenempfehlung: „Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz) – NA/RR – CH, Ausgabe 2013“ und Swissgrid: „Allgemeine Bedingungen für den Anschluss an das Übertragungsnetz - (ABNA)“.

Zu den Netzanschlussbedingungen von Erzeugern siehe auch Art 7 EnG und BfE (2014): Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und Art. 28a des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0).

¹³ Vgl. VSE Branchenempfehlung: „Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz) – NA/RR – CH, Ausgabe 2013“

¹⁴ Der Netzkostenbeitrag stellt also einen weitergehenden Ansatz als tiefe Netzanschlussgebühren dar (Vergleich hierzu Kapitel 3 dieses Berichtes), welche dem Anschlussnehmer neben dem Netzanschlussbeitrag die Kosten von notwendigen Netzverstärkungen verursachungsgerecht zurechnen.

¹⁵ Verfügung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ECom gegen Repower Klosters AG und Bau-, Verkehrs- und Forstdepartement Graubünden vom 15. April 2014, Referenz/Aktenzeichen: 212-00057 (alt: 952-13-023).

¹⁶ Die 26 Kantone und Halbkantone treten hierbei teilweise in einer Dreifachrolle als Gesetzgeber, Kontrollinstanz und Eigentümer von Verteilnetzbetreibern auf. Entsprechend werden Netzkostenbeiträge in der Schweiz sehr uneinheitlich gehandhabt.

¹⁷ Die aus der Erhebung von Netzkostenbeiträgen und Netzanschlussbeiträgen resultierenden Erträge müssen bei der Kalkulation der Netznutzungsentgelte kostenmindernd berücksichtigt werden, um eine Doppelfinanzierung von Netzkosten über Netzkostenbeiträge bzw. Netzanschlussbeiträge und Netznutzungsentgelte auszuschliessen.

entstehen, können nach Art. 22 StromVV auf Antrag bei ECom als Bestandteil der allgemeinen Systemdienstleistungen auf alle Schweizer Endverbraucher umgelegt werden.¹⁸ Regionale Erhöhungen der Netznutzungsentgelte für Endverbraucher wegen umfangreicher Netzverstärkungen im Zusammenhang mit dem Ausbau neuer Erneuerbarer Energien sollen hierdurch vermieden werden. Darüber hinaus sind nach Art. 16 Abs. 3 StromVV grundsätzlich unverhältnismässige Mehrkosten des Verteilnetzbetreibers im Zusammenhang mit dem Anschluss, Betrieb und Erneuerung von Erzeugungsanlagen (inklusive Wasserkraftwerken in kleinen Verteilnetzen) vom Erzeuger zu tragen.¹⁹ Zusammenfassend lässt sich das gegenwärtige Schweizer Netzentgeltsystem für Strom, wie folgt eingruppiieren.

Tabelle 1: Komponenten des gegenwärtigen Schweizer Stromnetzentgeltsystems

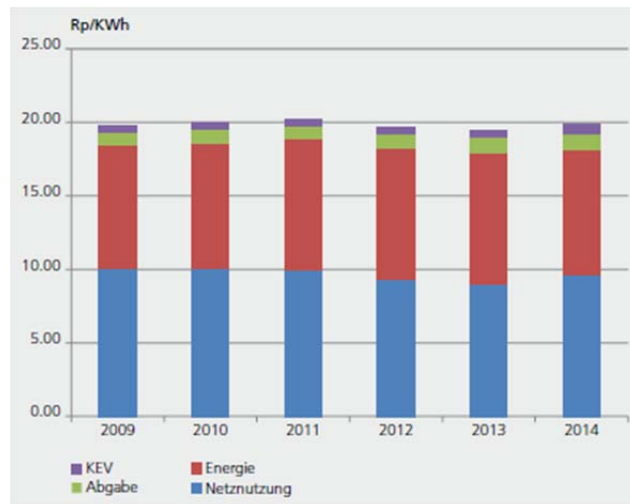
Komponente	Übertragungsnetz	Verteilnetz ²⁰
Arbeitspreis	Arbeitstarif (CHF/MWh) – 30%	Arbeitstarif (CHF/MWh)
Leistungspreis	Leistungstarif (CHF/MW) – 60%	Leistungstarif (CHF/MW) [nur für Kunden mit Leistungsmessung]
Grundpreis	Grundtarif (CHF/Anschlusspunkt) – 10%	Grundtarif (CHF/Anschlusspunkt)
Umlagen	Zuschläge für KEV und Gewässer-schutzmassnahmen, Separate Entgelte für Systemdienstleistungen (allgemeiner SDL Tarif)	Verrechnung der Umlagen des Übertragungsnetzes, Abgaben und Leistungen an das Gemeinwesen
G-/L-Komponente	Vollständige Umlage auf Verbraucher (L-Komponente)	Vollständige Umlage auf Verbraucher (L-Komponente)
Räumliche Differenzierung	keine	Je Verteilnetzbetreiber und Spannungsebene
Zeitliche Differenzierung	Keine	Teilweise 2 Tarifzeiten bei Arbeitspreis
Individuelle Tarife	Tarife für Wirkverluste und Blindenergie, Tarife für Bilanzgruppenmanagement	Tarife für Wirkverluste und Blindenergie
Netzanschluss	Individueller Netzanschlussbeitrag (flache Anschlussgebühren)	Individueller Netzanschlussbeitrag (flache Anschlussgebühren), teilweise Netzkostenbeitrag, Umlage für Netzverstärkungen nach Art. 22 StromVV

¹⁸ Die Bestandteile eines solchen Antrages zur Kostenanerkennung von Netzverstärkungen sind unter anderem in Weisung 4/2012 der ECom zu Netzverstärkungen vom 31. Oktober 2012 im Detail aufgeführt. Von der ECom werden hierbei insbesondere die Notwendigkeit, die Wirtschaftlichkeit und der vom Netzbetreiber bestimmte Einspeisepunkt beurteilt (Vergleich ECom-Info 2013).

¹⁹ Gemäss Branchenempfehlungen Strommarkt Schweiz des VSE Netznutzungsmodells für das schweizerische Verteilnetz (NNMV) ist dies erfüllt, falls die Beanspruchung des Betriebsmittels durch Erzeuger grösser als 20% der erforderlichen Kapazität, die durchschnittliche Änderung der Netznutzungsentgelte grösser als 2% oder die jährlichen Mehrkosten der Erzeugungseinheit grösser als 1 Rp./kWh sind. Bei bestehenden Anschlüssen sind gemäss Branchenempfehlung Mehrkosten vom Erzeuger zu tragen, wenn der folgende Zusammenhang erfüllt ist:
2*Netzlaster/installierte Produktionsleistung < 1.

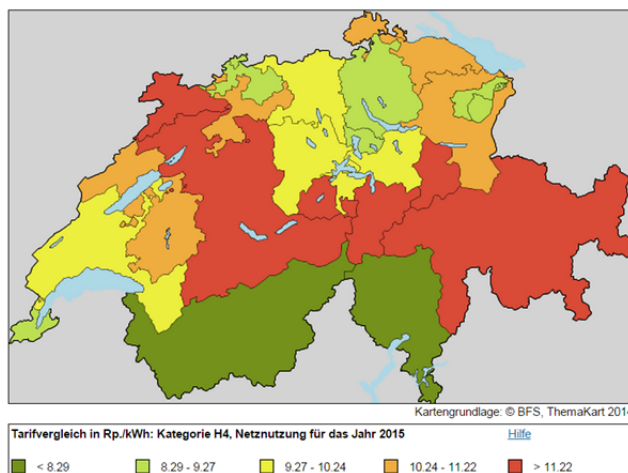
²⁰ Aufgrund der Vielzahl der Schweizer Netzbetreiber, der Freiheitsgrade der Netzbetreiber bei der Aufteilung der Kosten auf die Entgeltkomponenten, sowie unterschiedlicher kantonaler Bestimmungen werden die verschiedenen Komponenten nicht einheitlich von allen Verteilnetzbetreibern erhoben.

Im Durchschnitt machen die Entgelte für Netznutzung ungefähr 50% an den Gesamttarifen für Haushalte in der Schweiz (Verbrauchsprofil H4) aus (Vergleich Abbildung 2). Ähnliche Anteile der Entgelte für Netznutzung an den Gesamttarifen bestehen auch für Gewerbe- und Industriekunden in der Schweiz. Zwischen den Schweizer Kantonen und den einzelnen Netzbetreiber ist hierbei jedoch eine grosse Streuung der Entgelte für Netznutzung zu beobachten (Vergleich Abbildung 3 bis Abbildung 6), welche die unterschiedlichen Kostenstrukturen von Netzbetreibern widerspiegelt.



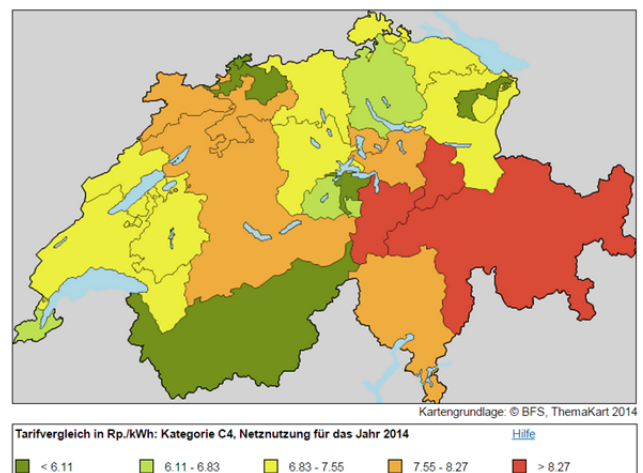
Quelle: Tätigkeitsbericht der EICOM 2013

Abbildung 2: Kostenbestandteile des Gesamtstrompreises für das Konsumprofil H4 (exkl. MWSt.)



Quelle: Strompreis-Webseite der EICOM²¹

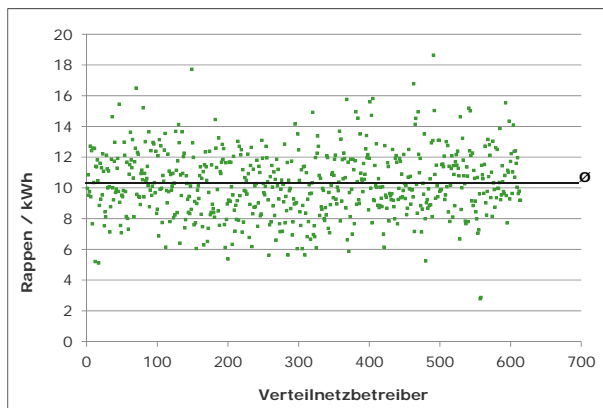
Abbildung 3: Vergleich der kantonalen Durchschnittskosten für die Netznutzung; Verbrauchsprofil Haushalte H4 (4.500 kWh/Jahr)



Quelle: Strompreis-Webseite der EICOM²¹

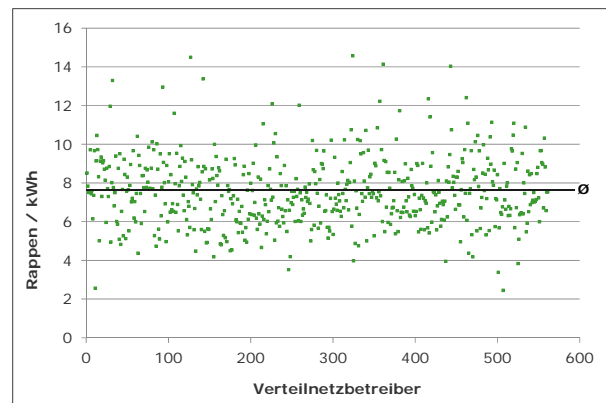
Abbildung 4: Vergleich der kantonalen Durchschnittskosten für die Netznutzung; Verbrauchsprofil Gewerbe- und Industriebetriebe C4 (500.000 kWh/Jahr)

²¹ <http://www.strompreis.elcom.admin.ch/>



Quelle: DNV GL / Tarif-Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber der ECom

Abbildung 5: Netznutzungsentgelte Schweiz; Verbrauchsprofil Haushalte H4 (4.500 kWh/Jahr)



Quelle: DNV GL / Tarif-Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber der ECom

Abbildung 6: Netznutzungsentgelte Schweiz; Verbrauchsprofil Gewerbe- und Industriebetriebe C4 (500.000 kWh/Jahr)

2 ANFORDERUNGEN AN DAS ZUKÜNFTIGE NETZNUTZUNGSMODELL DER SCHWEIZ

2.1 Einleitung

Unter dem Gesichtspunkt der Verursachungsgerechtigkeit sollten die Kosten im Verteil- bzw. Übertragungsnetz auf den einzelnen Netznutzer entsprechend der individuellen Nutzung von Netzanlagen umgelegt werden. Im Rahmen dieser Studie geht es nicht darum, die Angemessenheit bzw. Effizienz der Höhe der Netzkosten regulatorisch zu bewerten (dies ist Teil der regulatorischen Kostenprüfung im Rahmen des Regulierungsmodells). Fokus dieser Studie ist es vielmehr mögliche Ausgestaltungsoptionen für die Umlage von Netzkosten über Netzentgelte auf ihre jeweilige Vorteilhaftigkeit zu bewerten. Dies schliesst wie in Kapitel 1 dargelegt, insbesondere die Fragen mit ein, in welchem Umfang Netzkosten jeweils von dem Verursacher dieser Kosten getragen werden und inwieweit durch die Netzentgeltstruktur Anreize gesetzt werden können, Netzkosten zu vermeiden. Im Rahmen dieses Kapitels werden daher zunächst die Anforderungen an das zukünftige Netznutzungsmodell definiert. Dies umfasst einerseits eine Diskussion der grundsätzlichen Struktur der Netzkosten (Abschnitt 2.2) und der Verursacher von Netzkosten (Abschnitt 2.3) und andererseits eine Beschreibung der für die Verursachung von Netzkosten relevanten Trends und Entwicklungen, die für die Schweiz bis 2025 erwartet werden (Abschnitt 2.4), sowie eine Analyse der netzseitigen Auswirkungen dieser geänderten Anforderungen (Abschnitt 2.5).

2.2 Struktur der Netzkosten

Bei der Festlegung der Entgelte für Netznutzung, Netzanschluss, Messung und Abrechnung sind nur die anererkennungsfähigen bzw. anrechenbaren Kosten des Netzbetriebs zur Anrechnung zu bringen. Gemäss Artikel 10 StromVG sind hierbei Quersubventionen zwischen dem Netzbetrieb und den übrigen Tätigkeitsbereichen eines vertikal integrierten Elektrizitätsversorgungsunternehmens (z.B. Erzeugung oder Vertrieb) untersagt. Artikel 15 StromVG führt weiter aus, dass lediglich die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes inklusive eines angemessenen Betriebsgewinns anrechenbare Kosten aus regulatorischer Sicht darstellen (vergleich hierzu auch Kapitel 1.2). Als Be-

triebskosten gelten dabei nur die Kosten für Leistungen, die mit dem Betrieb der Netze direkt zusammenhängen.

Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Netznutzer – mit den Netznutzungsentgelten sowie Netzanschluss- und Netzkostenbeiträgen – aus regulatorischer Sicht nur die originär dem Netzbetrieb zurechenbaren effizienten Kosten für den Bau und Betrieb des Verteilnetzes und die für den Netzbetrieb notwendigen effizienten anteiligen Kosten für Management- und Zentralfunktionen tragen sollten (Vergleich Abbildung 7). Hierbei ist sicherzustellen, dass die Summe der verschiedenen Netzentgeltkomponenten (regulierte Netznutzungstarife, sowie Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge) die zurechenbaren effizienten Netzkosten nicht überkompensiert.²²

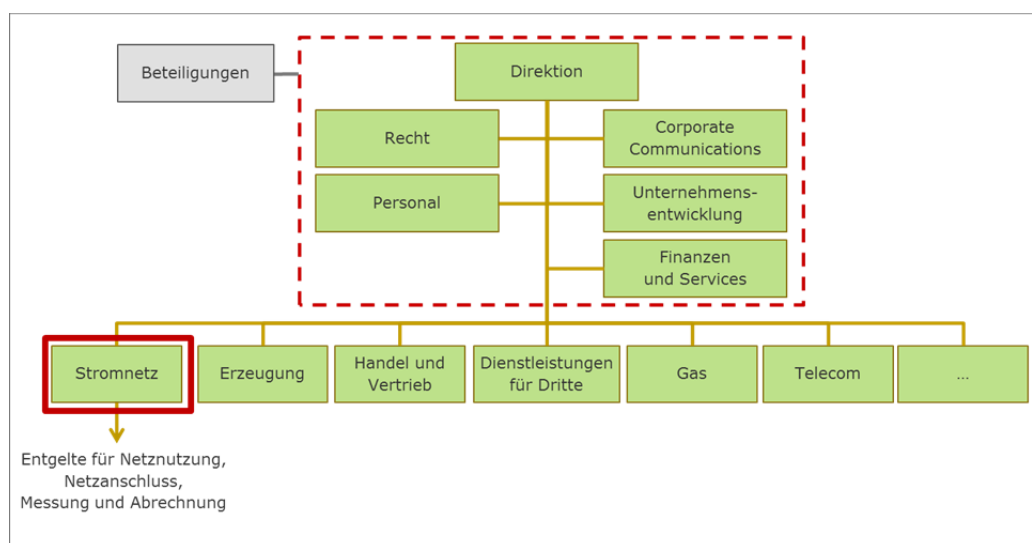


Abbildung 7: Allokation von Kosten aus regulatorischer Sicht

Die so definierten anrechenbaren Kosten eines Stromnetzbetreibers lassen sich anhand der Prozesse eines Stromnetzbetreibers den unmittelbar mit der Netzinfrastruktur verbundenen Kapital- und Betriebskosten, den Verwaltungskosten, den Kosten für Systemdienstleistungen und den Kosten für das Mess- und Informationswesen zuordnen.²³ Die Kapitalkosten der Netzinfrastruktur (wie beispielsweise die Kosten von Freileitungen, Erdkabeln, Umspann- und Schaltanlagen, sowie der im Netz eingesetzten Informations- und Kommunikationstechnik) und der Netzanschlüsse machen in der Regel einen wesentlichen Anteil der Gesamtkosten eines Netzbetreibers aus. Kapitalkosten entstehen im Zusammenhang mit der Errichtung, des Ersatzes und der Erweiterung von Netzanlagen und Netzanschlüssen und sind in vielen Fällen durch sprungfixe Kosten gekennzeichnet. Insbesondere für Verteilnetze werden die Kapitalkosten zudem üblicherweise wesentlich durch die Baukosten beeinflusst.

Grundsätzlich können die Netzkosten hinsichtlich ihrer Kostentreiber in die folgenden fünf Kostenkategorien strukturiert werden (Vergleich Abbildung 8):

- Einmalige Kosten pro Anschlussnehmer
- Wiederkehrende Kosten pro Anschlussnehmer
- Kosten abhängig von der Leistung

²² Dies ist insbesondere deshalb wichtig, da die Kontrolle der Netznutzungsentgelte der Zuständigkeit der EICom unterliegen, während Netzanschluss- und Netzkostenbeiträge Gegenstand kantonaler Festlegungen sind (Vgl. hierzu auch Kapitel 1.2).

²³ Ein weiteres Element für die Festsetzung von Netznutzungstarifen stellen zudem die Entgelte von vorgelagerten Netzbetreibern dar.

- Kosten abhängig von der Energie
- Gemeinkosten

Zu den einmaligen Kosten pro Anschlussnehmer zählen die unmittelbar mit dem erstmaligen Anschluss eines Netznutzers (bzw. mit dessen Anpassung) verbundenen Kosten. Dies umfasst einerseits die Kosten für die Errichtung bzw. Erweiterung der Netzanschlussleitung, sowie gegebenenfalls direkt mit dem Anschluss verbundene Transformationskosten, und die Kosten von Netzverstärkungen im Netz der allgemeinen Versorgung inklusive vorgelagerter Spannungsebenen, sofern diese dem einzelnen Anschlussnehmer direkt zugeordnet werden können.

Für die Wartung und Instandhaltung des Netzanschlusses, die Beschaffung, Installation und Wartung von Stromzählern, die Messung von Einspeisung und Entnahme, sowie die Abrechnung der Netznutzung fallen für den Netzbetreiber wiederkehrende Kosten an, die sich dem einzelnen Anschlussnehmer zuordnen lassen.

Die Kapitalkosten der technischen Anlagen, sowie mit den Netzanlagen verbundene Betriebskosten, wie z.B. die Netzplanung, Netzführung, Wartung und Instandhaltung des Netzes, werden im Wesentlichen durch den Umfang (sowie den Ort und Zeitpunkt) der vom Anschlussnehmer in Anspruch genommenen Leistung bestimmt. So ist die Dimensionierung der Netzkapazität wesentlich von der individuellen Last- oder Einspeisespitze im Verhältnis zur Systemspitze und im Verhältnis zu den lokalen Last- bzw. Einspeisespitzen abhängig. Die leistungsabhängigen Kosten machen daher in der Regel den wesentlichen Anteil an den gesamten Kosten eines Stromnetzbetreibers aus.

Abhängig von der eingespeisten bzw. entnommenen Energiemenge sind vor allem Netzkosten, die im Zusammenhang mit Netzverlusten und mit Systemdienstleistungen stehen.²⁴ Die mit den Netzanlagen verbundenen Kosten für Wartung und Instandhaltung werden in der Regel nur zu einem sehr geringen Anteil von der übertragenen Energie beeinflusst.

Hinzu kommen als weitere Kostenkategorie die für den Netzbetrieb notwendigen effizienten anteiligen Kosten für Management- und Zentralfunktionen des Netzbetreibers (Verwaltungskosten). Diese stellen Gemeinkosten dar, die sich nicht eindeutig den obigen Kostentreibern zuordnen lassen. Zu Teilen sind diese Kosten von der Anzahl der Anschlussnehmer, den von den Anschlussnehmern eingespeisten bzw. entnommenen Energiemengen und der vom Anschlussnehmer in Anspruch genommenen Leistung abhängig.²⁵

²⁴ Zu einem kleineren Anteil ist die Höhe der Netzverluste auch abhängig von der Dimensionierung der Netzanlagen und damit von der Leistung.

²⁵ Daneben werden die Gemeinkosten auch durch fixe Kosten beeinflusst, die sich beispielsweise aus gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben und Berichtspflichten ergeben und die teilweise unabhängig von der Grösse des Netzbetreibers sind.

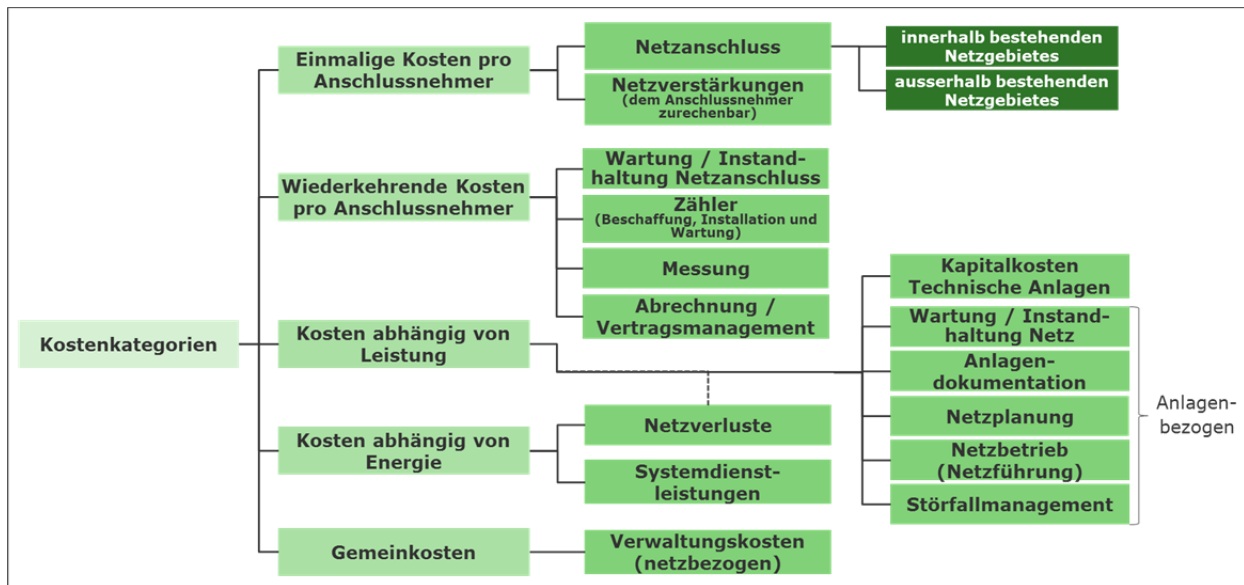


Abbildung 8: Struktur der Netzkosten

2.3 Identifikation der Kostenverursacher

Grundsätzlich wird das Stromnetz von einer Vielzahl von unterschiedlichen Arten von Stromerzeugern und -verbrauchern in Anspruch genommen (Abbildung 9). Stromerzeuger können abgesehen vom unmittelbaren Eigenverbrauch vor Ort ohne die Möglichkeit der Einspeisung in ein Netz der allgemeinen Versorgung keinen Strom verkaufen und Erlöse erwirtschaften. Die von den Erzeugern hierfür benötigte Netzkapazität, sowie auch die mit dessen Nutzung verbundenen variablen Kosten, sind abhängig vom Umfang, sowie der zeitlichen und räumlichen Verteilung der Einspeisung (bzw. der Spitzeneinspeisung).

Stromverbraucher verfügen bei vielen Anwendungsbereichen über relativ wenige Möglichkeiten Strom durch andere Technologien zu substituieren. Auch auf der Verwendungsseite von Strom sind die Verbraucher (mit Ausnahme von autarken Eigenerzeugern) auf den Zugang und die Entnahme von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung angewiesen. Die von den Verbrauchern hierfür benötigte Netzkapazität, sowie die mit dessen Nutzung verbundenen variablen Kosten, sind abhängig vom Umfang, sowie der zeitlichen und räumlichen Verteilung der Entnahme (bzw. der Spitzenlast).

Die verschiedenen Erzeugungstechnologien und Arten von Verbrauchern unterscheiden sich hinsichtlich der Verursachung von Netzkosten unter anderem in Bezug auf die Netzebene auf der die Einspeisung bzw. Entnahme erfolgt, der zeitlichen Schwankung und der Flexibilität der Einspeisung bzw. Entnahme, sowie der lastferne bzw. erzeugungsferne von Einspeisung bzw. Entnahme.

Konventionelle Stromerzeuger	Neue Erneuerbare Stromerzeuger	Eigenerzeuger	Verbraucher	Sonderkunden
Kernkraftwerke	Biomasse	Industrielle Eigenerzeuger	Haushaltskunden	Wärmepumpen
Laufwasserkraftwerke	Biogas zur Stromerzeugung (ohne Deponiegas)	Prosumer / Eigenverbraucher	Gewerbe, kleine und mittlere Unternehmen	Stromspeicher (ohne Pumpspeicher)
Speicherkraftwerke	Wind		Industrie	E-Mobility
Pumpspeicher-kraftwerke	Fotovoltaik		Industrie (Grossverbraucher)	Öffentliche Beleuchtung / Strassenbeleuchtung / Tram / ...
Thermische Kraftwerke (konventionell) ohne WKK	Kleinwasserkraftwerke		Speicherpumpen	Bergbahnen / Schneekanonen / ...
Thermische Kraftwerke mit WKK (Deponiegasverstromung und Kehrichtverbrennungsanlagen)	Geothermie			Bahnstrom (SBB-Netz)
	kleine Blockheizkraftwerke		Demand Response	Virtuelle Kraftwerke

Abbildung 9: Arten von Netznutzern

Die von konventionellen Stromerzeugern verursachten Netzkosten sind im Wesentlichen abhängig von Zeitpunkt, Ort und Umfang der jeweiligen maximalen Erzeugungsleistung (welche die benötigte Netzkapazität einspeiseseitig definiert) und zum geringeren Teil von der eingespeisten Energie. Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke erfordern aufgrund ihrer Lastferne üblicherweise längere Netzleitungen. Die thermischen Kraftwerke in der Schweiz, insbesondere solche mit Wärme-Kraft-Koppelung, speisen den erzeugten Strom in der Regel eher lastnah und auf Verteilnetzebene ein. Thermische Kraftwerke und Kernkraftwerke speisen Strom recht gleichmässig ein, während Wasserkraftwerke saisonalen Schwankungen aufgrund der klimatischen Bedingungen unterliegen und daher die Netzkapazitäten zu verschiedenen Zeitpunkten sehr unterschiedlich in Anspruch nehmen. (Pump-)Speicherkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke ohne Wärme-Kraft-Koppelung können potentiell netzdienlich eingesetzt werden, indem sie die Einspeisung in Abhängigkeit von der lokalen Nachfragesituation steuern und so potentiell Netzausbau vermeiden. Wärme-Kraft-Koppelungs-Kraftwerke können hingegen zusätzlichen Ausbau erfordern, wenn die Stromerzeugung wärmegetrieben und damit nicht in Abhängigkeit der lokalen Stromnachfragesituation erfolgt.

Die verursachten Netzkosten von neuen erneuerbaren Energieerzeugern sind ebenfalls abhängig von Zeitpunkt, Ort und Umfang der jeweiligen maximalen Erzeugungsleistung und zum geringeren Teil von der eingespeister Energie. Im Unterschied zu konventioneller Stromerzeugung erfolgt ihre Einspeisung fast ausschliesslich auf der Verteilnetzebene und abgesehen von Biomasse und kleinen Blockheizkraftwerken, sowie von Fotovoltaik für den Eigenbedarf, in der Regel relativ lastfern.²⁶ Zusätzlicher Netzausbaubedarf im Zusammenhang mit einem verstärkten Zubau von neuen erneuerbaren Energieanlagen kann somit einerseits dadurch entstehen, dass viele Verteilnetzabschnitte nicht für die Einspeisung und Übertragung von grossen Energiemengen ausgelegt sind und andererseits aufgrund der Lastferne der Einspeisung grössere Distanzen überbrückt werden müssen. Abhängig vom dezentralen Verbrauch kann dezentrale Einspeisung zudem Netzkosten und Netzkapazitäten auf vorgelagerten Netzebenen vermeiden oder im Falle einer Rückspeisung (wenn die dezentrale Einspeisung nicht vollständig dezentral verbraucht wird) zusätzlichen Netzausbau notwendig machen. Stromerzeugung aus Sonne und Wind ist zudem durch starke Schwankung der Einspeisung gekennzeichnet (in Abhängigkeit des Klimas). Gerade

²⁶ Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die Erzeugungskapazitäten für Wind- und Sonnenenergie vor allem an den ertragreichsten Standorten errichtet werden.

bei Solarenergie kann (ohne Abregelung und dezentrale Speicher) die Spitzeneinspeisung Netzausbau notwendig machen, der nur in relativ kurzen Zeitintervallen benötigt wird. Wie im konventionellen Bereich, können wärmegetriebene neue erneuerbare Energieanlagen (Biomasse, Mikro-BHKW) zusätzlichen Netzausbau erforderlich machen, da diese Unabhängig von der lokalen Stromnachfrage gesteuert werden können.

Die von den Stromverbrauchern verursachten Netzkosten bestimmen sich im Wesentlichen durch den Zeitpunkt, den Ort und den Umfang der individuellen Spitzenlast (welche die benötigte Netzkapazität entnahmeseitig definiert) und zum geringeren Teil durch die bezogene Energie. Ausgeprägte tägliche Lastspitzen finden sich beispielsweise bei privaten Haushalten, während beispielsweise industrielle Grossverbraucher teilweise durch eine recht gleichmässige Stromnachfrage gekennzeichnet sind. Die stromintensive Industrie hat insgesamt einen wesentlichen Anteil an der Stromnachfrage und beansprucht damit auch (bei teilweise gleichmässiger Stromnachfrage) einen wesentlichen Anteil der Netzkapazität. Unterschiedliche Verbrauchergruppen verfügen zudem in sehr unterschiedlichem Umfang über Möglichkeiten, durch eine Vermeidung oder eine zeitliche Verschiebung von Last das Netz in Zeiten der Spitzenlast zu entlasten und damit Netzkosten zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Eine besonderen Typ an Netznutzern stellen Stromspeicher dar (im Status Quo vor allem Pumpspeicherkraftwerke), die, neben ihrer Eigenschaft als Erzeuger, bei der Einspeicherung (bspw. über Speicherpumpen) auch als Stromverbraucher auftreten (Vergleich Kapitel 4). Bei einer netzdienlichen Steuerung von Speichern – das heisst einer Steuerung von Einspeisung und Verbrauch des Speichers in Abhängigkeit der lokalen Erzeugungs- bzw. Nachfragesituation – können Netzengpässe und Netzausbau vermieden und somit Netzkosten reduziert werden. Ähnlich verhält es sich mit virtuellen Kraftwerken, die als virtuelle Speicher betrieben werden können. Eine Glättung der Lastprofile und eine Vermeidung von Netzausbau kann ebenfalls durch eine netzdienliche Steuerung von Wärmepumpen erreicht werden.

Einen weiteren Sonderfall stellen industrielle Eigenverbraucher und Prosumer (Endverbraucher die über kleine Anlagen Strom für den Eigenbedarf erzeugen) dar. Ohne eine vollständige Abkoppelung vom Netz der allgemeinen Versorgung (Insellösung), wird das Netz als Back-Up in voller Höhe des Verbrauchs benötigt. Dies ist beispielsweise bei der Revision von Kraftwerken industrieller Eigenverbraucher oder bei fehlender Produktion (Wind, Sonne) der Fall. Eigenverbraucher greifen also nur in kürzeren Zeitintervallen auf die Netzkapazitäten zu, dann aber möglicherweise in voller Höhe. In einzelnen Netzgebieten der Schweiz hat zudem der Stromverbrauch im Zusammenhang mit dem Wintertourismus (Bergbahnen, Schneekanonen, nicht ganzjährig belegte Ferienwohnungen) eine grosse Bedeutung für die Netzkapazitäten bzw. Netzkosten.

In der Summe lassen sich so regionale und zeitliche Unterschiede, sowie Unterschiede zwischen verschiedenen Typen von Netznutzern bei der Verursachung von Netzkosten ausmachen (Vergleich Abbildung 10).

Regionale Unterschiede	Zeitliche Unterschiede	Unterschiede zwischen Netznutzern
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzkapazität und -nutzung abhängig von räumlicher Verteilung und Entfernung von Einspeisung und Entnahme ▪ Einspeiser und Verbraucher beeinflussen mit Standortwahl Netzengpässe und Netzausbaubedarf ▪ Unterschiedliche Kosten pro Anschlussnehmer: <ul style="list-style-type: none"> – Stadt – Land – Alpen – Mittelland 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzkapazität und -nutzung abhängig von zeitlicher Verteilung von Einspeisung und Entnahme ▪ Netzkapazitäten insbesondere durch Spitzenlast und Spitzeneinspeisung bestimmt ▪ Verschiedene Netznutzer beeinflussen Spitzenkapazität in unterschiedlichem Umfang 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzkapazität und -nutzung beeinflusst durch individuelle Einspeise- und Entnahmepprofile unterschiedlicher Netznutzer ▪ Netzausbau im städtischen Bereich lastgetrieben, im ländlichen Bereich teilweise einspeisegetrieben (neue Erneuerbare Energieanlagen)

Abbildung 10: Dimensionen der Kostenverursachung

2.4 Veränderung der Anforderungen (Trends und Entwicklungen Schweiz)

In diesem Abschnitt stellen wir diejenigen Trends und Entwicklungen der Stromversorgung der Schweiz dar, die bis 2025 erwartet werden und die den zukünftigen Netznutzungsbedarf wesentlich beeinflussen werden. Diese werden zum einen durch die Vorgaben der Politik bestimmt – d.h. der Energiestrategie 2050 des Schweizer Bundesrats und indirekt durch die Energiepolitik in der Europäischen Union – zum anderen durch technische und ökonomische Entwicklungen in der Schweiz. In den nachfolgenden Abschnitten gehen wir insbesondere auf die folgenden Themen genauer ein:

- Veränderungen der Stromerzeugung
 - Ausstieg aus der Kernenergie
 - Ausbau der neuen erneuerbaren Energien
- Veränderungen in der Stromnachfrage
 - Energieeffizienzsteigerungen
 - Intelligenter Stromverbrauch
 - Eigenerzeugung / -verbrauch
- Zunahme des Transitstroms

Bei der Diskussion stützen wir uns auf die Energieperspektiven 2050, den offiziellen Zielszenarien des Schweizer Bundesrats, sowie auf Daten und Studien zum Schweizer Stromsystem.²⁷ Auch wenn einiger der Änderungen erst nach 2025 mengenmässig relevant werden, sollte das zukünftige Netznutzungsmodell die wesentlichen langfristigen Entwicklungen bereits aufgreifen und insbesondere effiziente Anreize für Netznutzer setzen, Netzkosten zu reduzieren, und Geschäftsmodelle für netzausbauvermeidendes Verhalten unterstützen.

2.4.1 Veränderungen der Stromerzeugung

In den Energieperspektiven 2050, welche die Energiepolitik des Schweizer Bundesrats mit Zielszenarien unterlegen, werden bezüglich der zukünftigen Stromerzeugung zwei wesentliche Schwerpunkte gelegt:

- Ausstieg aus der Kernenergie bis 2035²⁸
- Ausbau neue erneuerbare Energien (d.h. ohne Grosswasserkraft), verstärkt nach 2035

Dabei wird der Kernenergieausstieg bis 2035 in allen Szenarien gleichermassen unterstellt. Unterschiede bestehen zwischen den Szenarien hingegen in Bezug auf den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien.

Tabelle 2 gibt einen kurzen Überblick über die drei Hauptszenarien

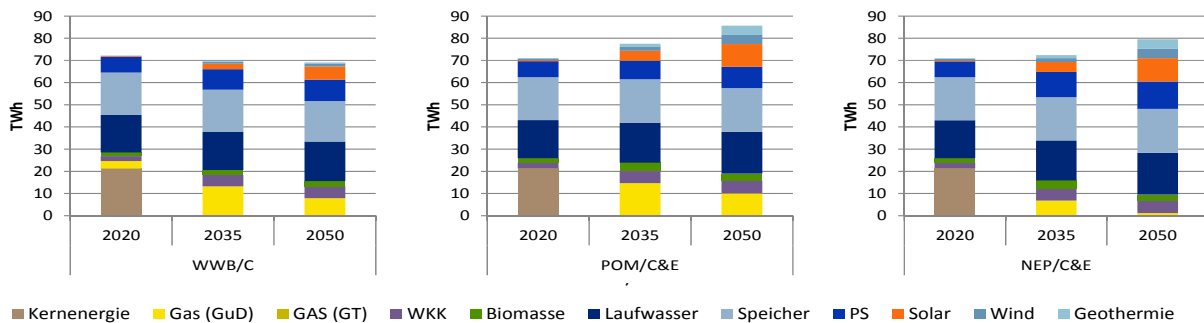
²⁷ Z.B. BfE (2014): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2013, BfE (2014): Schweizerische Statistik Erneuerbare Energien – Ausgabe 2013, BfE (2014): Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energie, ENTSO-E (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast.

²⁸ Während die Energieperspektiven von einem Ausstieg aus der Kernenergie bis 2035 ausgehen, hat sich die Diskussion im parlamentarischen Verfahren weiterentwickelt: Gemäss neuester Debatte im Nationalrat vom 8.12.2014 soll das KKW Beznau I (365 MW) spätestens 2029 und das KKW Beznau II (365 MW) spätestens 2032 vom Netz gehen, falls das Langzeitbetriebskonzept genehmigt wird. Für das KKW Gösgen (985 MW) und das KKW Leibstadt (1190 MW) sind sogar neu gemäss Debatte im NR und sofern Genehmigung der Langzeitbetriebskonzepte längere Laufzeiten als 60 Jahren denkbar. Bei 60 Jahren würde Gösgen 2039 und Leibstadt 2044 vom Netz gehen. Im Ständerat wird die Debatte erst im Sommer 2015 aufgenommen und entsprechend über Laufzeiten diskutiert.

Tabelle 2: Überblick über Szenarien der Energieperspektiven 2050

Szenario	Kürzel	Erläuterungen
Neue Energiepolitik	NEP	Energiepolitik: ambitionierte Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und Energieeffizienz, Stromverbrauch leicht steigend
Politisches Massnahmenpaket	POM	Energiepolitik: einzelne Massnahmen, Stromerzeugung vor allem auf Basis von erneuerbaren Energien und Gaskraftwerken, zunehmender Stromverbrauch
Weiter wie bisher	WWB	Trendfortschreibung: Stromerzeugung vor allem mit zentralen, fossilen Kraftwerken, Verringerung des Stromverbrauchs

Die für diese drei Szenarien berechnete Entwicklung der Erzeugung nach Energieträgern für 2020, 2035 und 2050 ist in der folgenden Abbildung 11 dargestellt.



Quelle: Studie Energiespeicher KEMA Consulting (DNV GL) für das BFE (2013)

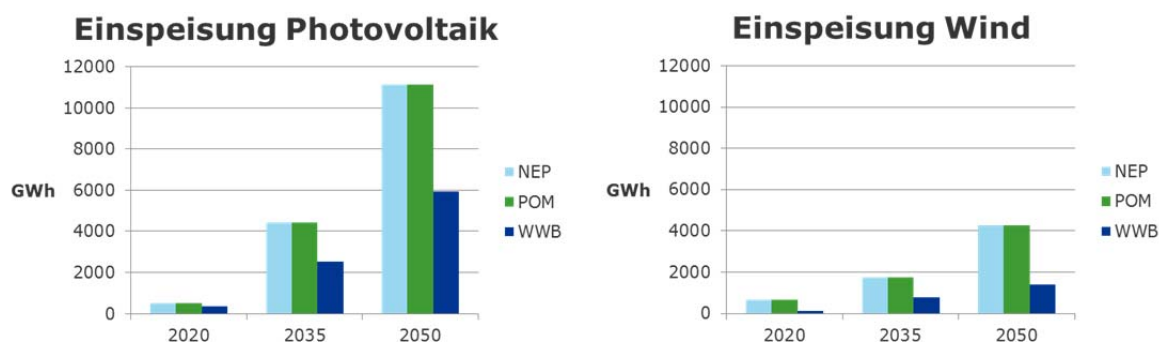
Abbildung 11: Stromerzeugung (in TWh) in der Schweiz gemäss den Szenarien der Energieperspektiven

Der Ausstieg aus der Kernenergie soll schrittweise erfolgen: Die Ausserbetriebnahme des KKW Mühleberg (373 MW) per 2019 wurde von der BKW bereits beschlossen, 2019 soll gemäss berechneten Szenarien das KKW Beznau I (365 MW), 2022 die KKW Beznau II (365 MW), 2029 das KKW Gösgen (985 MW) und 2034 das KKW Leibstadt (1190 MW) vom Netz gehen.²⁹ Als Ersatz für die Kernenergie sind zum einen neue erneuerbare Energieanlagen und Gaskombikraftwerke (Szenario: NEP + POM) oder zentrale fossile Kraftwerke (Szenario: WWB) vorgesehen; unter Umständen soll darüber hinaus ein verstärkter Ausbau der Stromspeicher erfolgen.

Dies bedeutet mittel- bis langfristig einschneidende Veränderungen für die Schweizer Stromversorgung. In den vergangenen Jahren trugen Kernkraftwerke über ein Drittel zur Stromversorgung bei, in Zukunft werden sie durch wesentlich kleinere und (zumindest teilweise) dezentral angeschlossene Kraftwerke abgelöst. Bei dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien weisen die Energieperspektiven der Photovoltaik eine besondere Rolle zu, darüber hinaus sollen auch verstärkt Windkraftanlagen zugebaut werden (vgl. Abbildung 12).

Gemeinsam sollen die beiden Energieform rund zwei Drittel zum Erreichen der Ausbauziele neuer erneuerbarer Energien beitragen.

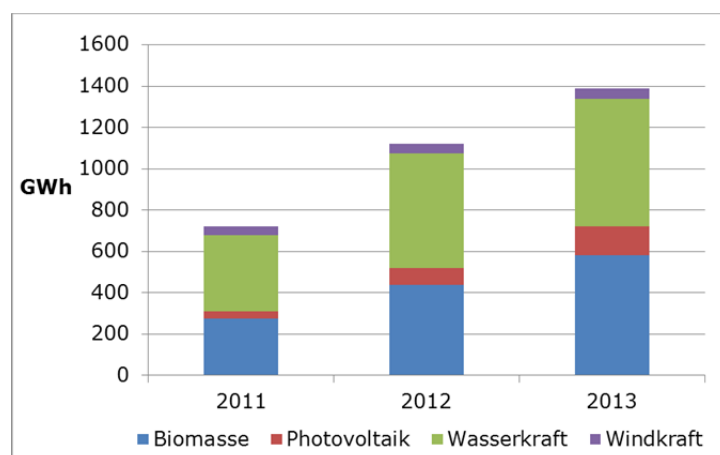
²⁹ Siehe auch Fussnote 28.



Quelle: DNV GL auf Basis der Energieperspektiven 2050

Abbildung 12: Ausbau neuer erneuerbarer Energien in den Energieperspektiven 2050

Dies hat auch Auswirkungen auf den Netzbetrieb, wie wir in Abschnitt 2.5 genauer ausführen. Aus Abbildung 12 ist zu erkennen, dass der Ausbau von Photovoltaik und Windkraft zu einem erheblichen Teil zwischen 2035 und 2050 erfolgen. Tatsächlich hat der Ausbau in den letzten Jahren erheblich zugenommen. Es ist somit denkbar, dass die Ausbauziele für Wind und Photovoltaik möglicherweise früher erreicht werden könnten (vgl. Abbildung 13).



Quelle: DNV GL auf Basis der Schweizerischen Statistik erneuerbare Energien 2013

Abbildung 13: Zunahme der Einspeisung neuer erneuerbarer Energien (KEV geförderter Strom) in der Schweiz 2011-13³⁰

Entsprechend ist es vorstellbar, dass auch die netzseitigen Veränderungen im Zusammenhang mit der Veränderung der Erzeugungsstruktur in der Schweiz schneller eintreten werden, als dies auf Grundlage der Energieperspektiven zu erwarten wäre.

2.4.2 Veränderungen in der Stromnachfrage

Bezüglich der Stromnachfrage lässt sich aus den drei Szenarien der Energieperspektiven mittelfristig kein vollkommen einheitliches Bild ableiten: die unterschiedlichen energiepolitischen Weichenstellungen sind hier ausschlaggebend. Zwar gibt es ein grundsätzliches Bekenntnis der Schweizer Energiepolitik zur

³⁰ Die Abbildung zeigt die Entwicklung der durch die sogenannte Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) geförderten neuen erneuerbaren Energien. In 4.20 gehen wir genauer auf die KEV ein.

Steigerung der Energieeffizienz; jedoch muss die Stromnachfrage – in der mittleren Frist – nicht zwingend fallen:³¹ Während sie im Szenario WWB insgesamt ansteigt, steigt sie in den Szenarien NEP und POM (in unterschiedlichem Masse) bis in die 2030er Jahre an, um dann wieder zu fallen.³² Grundsätzlich besteht hier kein Widerspruch, denn eine auf Energieeffizienz und weitere klimapolitischen Zielen hin ausgerichtete Energiepolitik kann durchaus mit einer verstärkten Nutzung von Strom einhergehen, wie etwa die Beispiele Wärmepumpen oder Elektromobilität zeigen, die zur Vermeidung von fossilen Energieträgern beitragen, aber auch zusätzlichen Strombedarf hervorrufen. Im Hinblick auf den Umfang der zukünftigen Last und den dadurch bestimmten zukünftigen Netzbedarf ergibt sich folgendes Bild: von Seiten der Stromnachfrage ist mittelfristig keine Reduzierung des Netzbedarfs zu erwarten, der genaue Umfang³³ des Anstiegs ist aber schwer abzuschätzen.

Weitere mittelfristig netzkostenrelevante Änderungen sind der zunehmende Einbau intelligenter Stromzähler („Smart Meter“), der Ausbau intelligenter Verteilnetze („Smart Grids“) und eine mögliche zunehmende Steuerung der Last („Demand Response“). Insbesondere die intelligente Vernetzung immer grösserer Verbrauchergruppen bietet prinzipiell die Möglichkeit, die Last an die (teilweise fluktuierende) Einspeisung anzupassen und damit den Netzausbaubedarf zu reduzieren. Eine wichtige Einflussgrösse für die Möglichkeit von Lastvermeidung und Lastverschiebung ist hierbei die Verbreitung intelligenter Stromzähler. Eine vom UVEK 2012 veröffentlichte Studie³⁴ zeigt in einer Kosten-Nutzen-Analyse die Vorteilhaftigkeit einer flächendeckenden Einführung („Roll-Out“) von intelligenten Stromzählern für die Schweiz auf. Den Kosten der Einführung in Höhe von 1 Mrd. CHF stehen laut Studie Einsparungen in Höhe von 1,5 bis 2,5 Mrd. CHF gegenüber, die überwiegend durch Energieeinsparungen erreicht werden. Ein politischer Beschluss für einen Roll-out liegt derzeit (Stand Dezember 2014) jedoch nicht vor.

Ein weiterer, für die Netznutzung bedeutsamer Trend beim Stromverbrauch ist der zunehmende Eigenverbrauch (bzw. die Eigenerzeugung) von Strom. Die Industrie setzt verstärkt auf die Nutzung von BHKW (seltener auch andere Erzeugungstechnologien) zur industriellen Strom- und Wärmebereitstellung. Abbildung 14 zeigt die Zunahme des industriellen Eigenverbrauchs von Strom seit dem Jahr 2000. Bei Privathaushalten spielt vor allem die Eigenerzeugung auf Basis von Mikro-PV-Anlagen („Prosumer“) eine zunehmende Rolle.³⁵ Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des industriellen Eigenverbrauchs in der Schweiz.

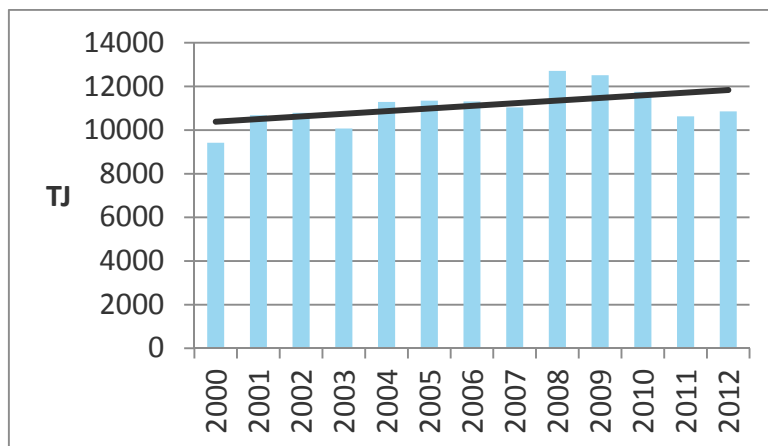
³¹ Das Szenario *Neue Energiepolitik*, welches die Ziele des Bundesrats wiedergibt, setzt folgenden Rahmen: Der Endenergieverbrauch soll im Jahr 2020 bei 204 TWh (734 PJ), im Jahr 2035 bei 152 TWh (549 PJ) und 2050 bei 125 TWh (451 PJ) liegen. Die Stromnachfrage steigt noch einige Jahre leicht an und soll bis 2050 auf 53 TWh (191 PJ) sinken, der Landesverbrauch inklusive Ausbau der Pumpspeicherung auf 57,6 TWh.

³² Prognos für das BfE (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050

³³ Erhöhte Anforderungen an die (Verteil-)netzkapazität können in gewissem Masse auch durch dezentrale Speicher abgedeckt werden. Wie die Studie von DNV GL zu Energiespeichern für das BfE gezeigt hat, sind dezentrale Speicher mittelfristig jedoch keine wirtschaftliche Alternative zum Netzausbau. KEMA Consulting (jetzt DNV GL) für das BfE (2013): Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050.

³⁴ ETH Zürich, Ecolan, Weisskopf Partner, ENCO für das BfE (2012): Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz

³⁵ Zu den Rechten und Pflichten von Eigenverbrauchern siehe auch BfE (2014): Vollzugshilfe für die Umsetzung des Eigenverbrauchs nach Art. 7 Abs. 2bis und Art. 7a Abs. 4bis des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0)



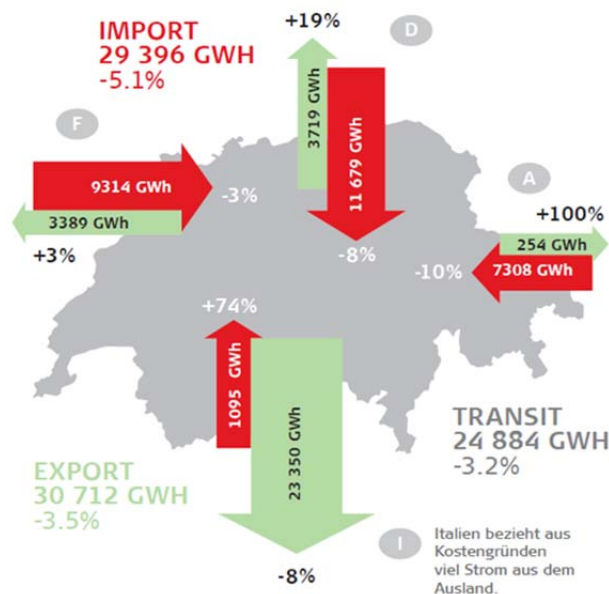
Quelle: DNV GL auf Basis der Schweizerischen Statistik erneuerbare Energien 2012

Abbildung 14: Entwicklung des industriellen Eigenverbrauchs in der Schweiz

Beim industriellen Eigenverbrauch ist eine weitere Zunahme aufgrund ansteigender Strompreise zu erwarten. Bezüglich der Eigenerzeugung mit Mikro-PV-Anlagen ist festzuhalten, dass die Entwicklung bislang noch keine systemrelevante Grössenordnung erreicht hat; es erscheint jedoch wahrscheinlich, dass die Realisierung der Ausbauziele für neue erneuerbare Energien auch durch viele Betreiber von Kleinanlagen zustande kommen wird.

2.4.3 Zunahme des Transitstroms

Die Schweiz ist ein Stromtransitland (vgl. Abbildung 15). Im Jahr 2013 betrug Stromimporte und -exporte rund 29 bzw. 31 TWh und damit 49% bzw. 53% des Stromverbrauchs der Schweiz; rund 25 TWh davon (entspricht 42% des Schweizer Stromverbrauchs) wurden als Transit über das Übertragungsnetz der Swissgrid transportiert.



Quelle: Swissgrid

Abbildung 15: Stromimporte und -exporte der Schweiz 2013

Für die Zukunft könne es aus folgenden Gründen zu einer weiteren Zunahme der transnationalen Stromflüsse kommen:

- der Ausbau von Wind- und Solarstrom in Deutschland führt zu verstärkten Stromüberschuss- und -mangelsituationen
- der Importbedarf von Italien wird laut Prognosen von ENTSO-E weiter ansteigen
- Frankreich wird weiterhin Strom zur Grundlastversorgung in die Schweiz exportieren und Strom zur Spitzenlastversorgung aus der Schweiz importieren

Neben dem Transit ist auch der Export bzw. Import von Strom im Zusammenhang mit der Nutzung der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke von Bedeutung.

2.5 Auswirkungen der Veränderungen auf die Verursachung von Netzkosten

Grundsätzlich sollte eine Refinanzierung von bestehenden Netzanlagen (und des Ersatzes der bestehenden Anlagen) über die Umlage der Abschreibungen auf die Netznutzer über die Nutzungsdauer (der Anlagen) erfolgen. Die Kosten des Netzausbaus sollten nach Möglichkeit von den Verursachern des Ausbaus über die Nutzungsdauer der zusätzlichen Anlagen getragen werden. Sofern einzelne Netznutzer als Verursacher von spezifischen Investitionen ausgemacht werden können, sollten diese in vollem Umfang an den Kosten dieser Netzverstärkungen beteiligt werden.³⁶ Um den Anteil einzelner dezentraler Erzeugungsanlagen und kleinerer Verbraucher (wie private Haushalte) an einzelnen Netzverstärkungsmassnahmen zu identifizieren, wäre jedoch eine sehr detaillierte Modellierung erforderlich. Zu beachten ist ausserdem, dass für einzelnen Netznutzer, wie neue erneuerbare Energieanlagen, ein weiterer Ausbau politisch gewünscht ist und diese von daher zur Erreichung dieser politischen Ziele nicht (in vollem Umfang) an den durch sie verursachten Netzkosten beteiligt werden sollen (auch wenn dies verursachungsgerecht wäre). Sofern Netznutzer nicht individuell identifiziert werden können (insbesondere auf niedrigeren Spannungsebenen), sollte deren Einfluss auf die Netzkosten über das Netzentgeltsystem abgebildet werden.

Im Folgenden gehen wir daher auf die Auswirkungen der im vorherigen Abschnitt 2.4 beschriebenen Veränderungen auf die Verursachung der Kosten der Schweizer Stromnetze ein. Diese bestimmen ihrerseits wesentlich die Bewertung der Netzentgeltsystematik und des daraus abgeleiteten Bedarfs, das gegenwärtige Netzentgeltmodell der Schweiz weiterzuentwickeln bzw. anzupassen (Vergleich Kapitel 3).

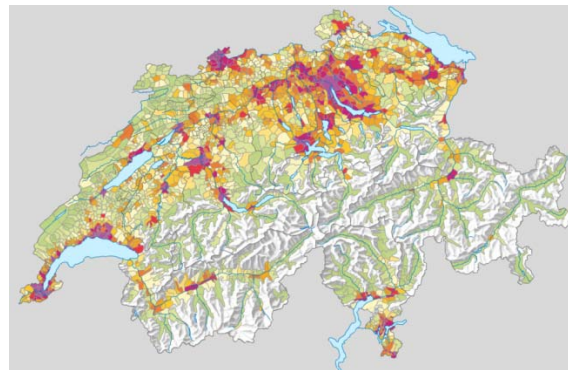
2.5.1 Auswirkungen der Veränderungen in der Erzeugung

Die schrittweise Abschaltung der Schweizer Kernkraftwerke und der Zubau dezentraler neuer erneuerbarer Energien werden absehbar zu einer verminderten Einspeisung auf der Übertragungsnetz- und einer verstärkten Einspeisung auf der Verteilnetzebene führen. Ausserdem ist zu erwarten, dass ein Teil des Zubaus der neuen erneuerbaren Energien lastfern erfolgen könnte:

- Die Bevölkerung und der industrielle Verbrauch – und damit der Stromverbrauch – sind vor allem im Mittelland und im Südwesten der Schweiz konzentriert (vgl. Abbildung 16).

³⁶ Neue erneuerbare Energieanlagen stellen in diesem Zusammenhang eine besondere Herausforderung dar. So ist die regulatorische Abschreibungsdauer einer Stromleitung in der Regel deutlich länger als die Abschreibungsdauer von Erneuerbaren Energieanlagen. Für den Netzbetreiber ergibt sich dadurch eine erhebliche Unsicherheit, ob die neue erneuerbare Energieanlage am Ende ihrer Lebensdauer am gleichen Standort durch eine neue Anlage ersetzt wird. Wird diese jedoch nicht ersetzt, wurden möglicherweise Netzkapazitäten errichtet, die nur während eines Teils der Nutzungsdauer der Netzanlagen benötigt werden.

- Die Windgeschwindigkeiten – und damit die Erträge von Windenergieanlagen – sind im Jura und den Alpen deutlich höher als im Norden und Westen (vgl. Abbildung 17).
- Die Sonneneinstrahlung – und damit die Erträge von Photovoltaikanlagen – ist vor allem im Süden der Schweiz hoch (vgl. Abbildung 18). Allerdings wird in der Schweiz zunächst überwiegend mit dem Ausbau von Kleinanlagen auf Dächern gerechnet, und weniger mit Freiflächenanlagen, so dass der Zubau eher lastnah erfolgen würde.



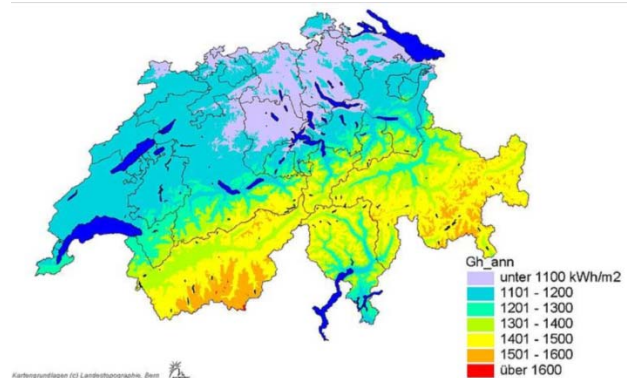
Quelle: Bundesamt für Statistik

Abbildung 16: Bevölkerungsdichte Schweiz 2012



Quelle: BfE (2010): Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen

Abbildung 17: Mittlere Windgeschwindigkeiten Schweiz

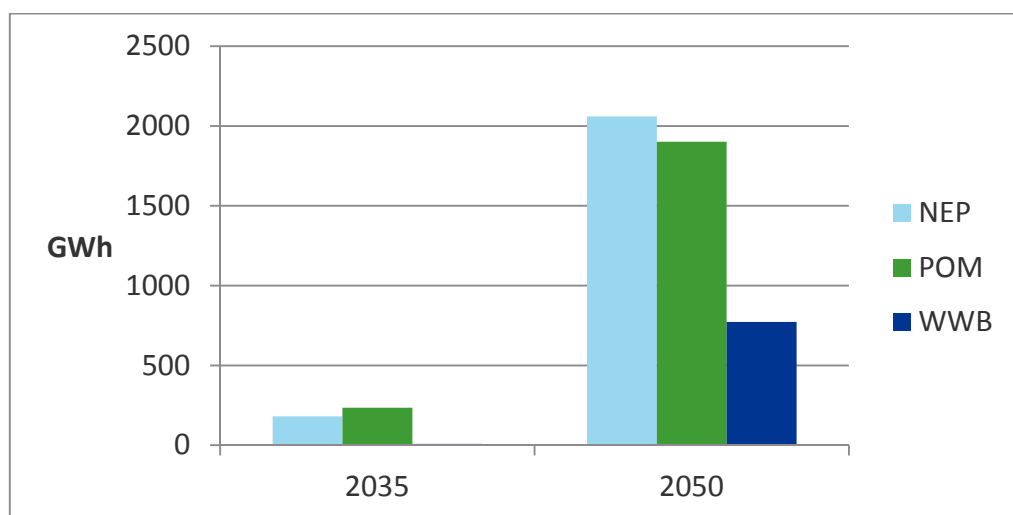


Quelle: Swiss-Solar

Abbildung 18: Sonneneinstrahlung Schweiz

In Regionen mit starkem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen entsteht ein Bedarf an zusätzlicher Netzkapazität, vor allem für Wind-Anlagen).³⁷ Im Rahmen einer Studie zum Bedarf an dezentralen Speichern,³⁸ den DNV GL für das BfE erstellt hat, wurde ein Modell der Schweizer Verteil- und Übertragungsnetze entwickelt. In diesem wurde ein Zubau neuer erneuerbarer Energien gemäss der Szenarien der Energieperspektiven abgebildet. Wird unterstellt, dass die Netze nicht ausgebaut werden, sondern mit heutigen Kapazitäten fortbestehen (und keine Speicher hinzugebaut werden), kann anhand des Modells der zukünftige Abregelungsbedarf berechnet werden. Er umfasst hierbei die Mengen erneuerbarer Energien, die nicht abtransportiert werden können, sondern abgeregelt werden müssen, um Netzüberlastungen zu vermeiden.

Abbildung 19 zeigt, dass ohne Netzausbau 2035 Abregelungen im Allgemeinen einen begrenzten, 2050 jedoch einen grossen Umfang einnehmen werden. Dies unterstreicht den langfristigen Bedarf die Netzkapazitäten zu erweitern oder dezentrale Speicher hinzuzubauen, wenn Abregelungen vermieden werden sollen.³⁹ Mittelfristig, das heisst für den für diese Studie relevanten Zeitrahmen (bis 2025), ist jedoch auf Basis der Energieperspektiven (von einzelnen Netzsituationen abgesehen) nicht mit einem signifikanten Ausbau der Schweizer Verteilnetze aufgrund des Zubaus an erneuerbaren Energieanlagen zu rechnen.



Quelle: DNV GL

Abbildung 19: Abregelungsbedarf neuer erneuerbarer Energien aufgrund von Engpässen in Schweizer Verteilnetzen (auf Grundlage der Energieperspektiven 2050)

Ein mittelfristig eher geringer Netzausbaubedarf aufgrund von inländischer Erzeugung wird auch in zwei Studien im Auftrag des BfE für das Übertragungsnetz⁴⁰ und die Verteilnetze⁴¹ der Schweiz ermittelt.⁴² Für das Übertragungsnetz wurde hierbei vor allem ein regionaler Ausbaubedarf im Falle der Errichtung von

³⁷ Inwieweit Solar- und Windenergieanlagen an Standorten mit maximaler Produktionsleistung (die möglicherweise eher lastfern sind) oder an eher lastnahen Standorten (mit möglicherweise geringerer Produktionsleistung) errichtet werden, hängt neben unterschiedlichen Fördersätzen für verschiedene Anlagengrössen auch wesentlich davon ab, in welchem Umfang neue Erneuerbare Energieerzeuger an den durch sie individuell verursachten Netzausbaukosten beteiligt werden.

³⁸ Für Details zu dem zu Grunde gelegten Netzmodell verweisen wir auf die Kapitel 5 und 6 der Speicherstudie von DNV GL für das BfE. KEMA Consulting (jetzt DNV GL) für das BfE (2013): Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050.

³⁹ Die Speicherstudie von DNV GL für das BfE zeigt auf, dass dezentrale Speicher dem Netzausbau kostenseitig i.a. noch auf absehbare Zeit unterlegen sein werden. In Einzelfällen können dezentrale Speicher jedoch schon heute an die Stelle von Netzausbau treten (z.B. in schwer zugänglichen Regionen).

⁴⁰ Consentec Studie für das BfE (2012): Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz

⁴¹ Consentec Studie für das BfE (2012): Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze

⁴² Vergleich hierzu auch: BfE (2012): Energiestrategie 2050 – Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbauskosten

Kraftwerken an neuen Standorten identifiziert.⁴³ Für die Verteilnetze wird laut Studie⁴⁴ langfristig insbesondere in ländlichen Netzgebieten und insbesondere in Netzebene 4 ein Bedarf für einen Ausbau der Verteilnetzkapazitäten aufgrund des Ausbaus der neuen erneuerbaren Energien gesehen.⁴⁵ Aufgrund des, bspw. im Vergleich zu Deutschland, für den Betrachtungszeitraum noch überschaubaren Umfangs des erwarteten Zubaus an neuen erneuerbaren Energieanlagen, ist für den Betrachtungszeitraum dieser Studie (von einzelnen Netzsituationen abgesehen) zudem auch (noch) nicht von signifikanten Änderungen der Lastflussrichtungen und von signifikanten Rückspeisungen auf vorgelagerte Netzebenen auszugehen. Sollte es jedoch zu einem deutlich schnelleren Ausbau von neuen Erneuerbare Energien wie Photovoltaik und Windenergie, sowie einer stärkeren Zunahme von potenziell steuerbaren Verbraucher wie bspw. Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen kommen, könnte sich bereits deutlich früher ein signifikanter Netzausbaubedarf inklusive Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnologie (Smart Grid) auf Verteilnetzebene für die Schweiz ergeben.⁴⁶

2.5.2 Auswirkung der Veränderungen der Stromnachfrage

Wie in 2.4.2 dargestellt wurde, ist die Entwicklung des Umfangs der Stromnachfrage nur bedingt absehbar; insofern sind auch konkrete Schlussfolgerungen für den Netzbedarf nur schwer direkt ableitbar. Mittel- bis langfristig könnte ein signifikanter Investitionsbedarf in intelligente Netzkomponenten notwendig werden.⁴⁷ Die Einführung intelligenter Netzkomponenten stellt eine Voraussetzung für bestimmte Änderungen in der Netztarifierung (wie eine zeitliche Differenzierung von Netzentgelten) dar. Zudem bestimmt der Einsatz intelligenter Komponenten die Möglichkeiten, in welchem Umfang Demand Response und virtuelle Kraftwerke zum Einsatz kommen können (vgl. Abschnitt 4.5). Ebenso werden die Möglichkeiten der netzdienlichen Steuerung von Speichern wesentlich durch den Einsatz intelligenter Netztechnik beeinflusst. Da im Rahmen dieser Studie keine Modellierung erfolgte, sind der Umfang von lastseitigen Massnahmen und der damit verbundenen Auswirkungen auf die Netznutzung hier nicht zu quantifizieren.

Im Hinblick auf die Netznutzung und -entgelte ist vor allem der Trends des zunehmenden Eigenverbrauchs relevant. Dieser stellt ein Problem für eine nachhaltige Finanzierung der Netze dar. Wird im Rahmen der Entgeltstruktur vor allem der Stromverbrauch tarifiert, werden Verbraucher mit einem hohen Eigenerzeugungsanteil⁴⁸ nur wenig zur Finanzierung der Netzinfrasturuktur beitragen, obwohl sie die Netzkapazitäten und damit die Netzkosten wesentlich beeinflussen. Den geringen Abgaben an die Netzbetreiber stehen dann hohe Kosten im Zusammenhang mit dem Netzanschluss von Eigenerzeugern ge-

⁴³ Bis 2035 wird in der Studie über die heute geplanten Ausbauten gemäss strategischem Netz 2020 hinaus von einem Netzausbau von 185-540 Mio. CHF bzw. 295-735 km Leitungen ausgegangen.

⁴⁴ Siehe Fussnote 41


⁴⁵ Insgesamt wurde in der Consentec-Studie ein Investitionsbedarf von 3,9-12,6 Mrd. CHF bis 2050 berechnet, was laut Studie einem Anstieg der Netzkosten um 10% - 25% und entsprechenden Mehrkosten für die Verbraucher entsprechen würde.

⁴⁶ In diesem Zusammenhang verweisen wir auf zwei Studien von DNV GL für Deutschland bzw. die Europäische Union. Im Auftrag des Verbandes Kommunaler Unternehmen in Deutschland hat DNV GL (bzw. DNV KEMA) in einer Studie untersucht, welcher Investitionsbedarf und welche Anforderungen an die Informations- und Kommunikationstechnologie von Verteilnetzbetreibern für die Jahre 2020 und 2030 angesichts des (im Vergleich zur Schweiz deutlich massiveren) erwarteten Ausbaus der neuen Erneuerbaren Energien notwendig werden. DNV KEMA im Auftrag des VKU (2013): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid).

In der Studie auf europäischer Ebene wurde analysiert und modelliert, welche Auswirkungen sich in verschiedenen Szenarien aus einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung für die gesamten Systemkosten ergeben und welche Rolle hierbei Netzausbau (insbesondere auf Verteilnetzebene), Demand Response und der regionalen Verteilung der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energien sowie der Einsatz verschiedener erneuerbare Erzeugungstechnologien auf die kosteneffiziente Integration von Erneuerbaren haben. DNV GL in Zusammenarbeit mit Imperial College London und NERA Economic Consulting im Auftrag der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission (2014): Integration of Renewable Energy in Europe

⁴⁷ Dies umfasst beispielsweise Investitionen in intelligente Stromzähler, regelbare Ortsnetzstationen, Fernsteuerungsmodulare für regelbare Lasten und Einspeisung sowie Leit- und Kommunikationstechnik (Zählerfernauslesung, Energiedatenmanagement, SCADA-Systeme).

⁴⁸ Wir gehen hier von Eigenverbrauchern aus, die nicht vom Stromnetz isoliert sind. Die vollständige Bedarfsdeckung durch Eigenerzeugung ist jedoch selten.



genüber. Industrielle Eigenerzeugung stellt deshalb bereits heute eine Herausforderung für kostengemässe Netztarifierung dar, die private Eigenerzeugung ist hingegen – abhängig vor allem von der zukünftigen Förderpolitik und dem Zuwachs der PV-Anlagen – eine mögliche bzw. wahrscheinliche Herausforderung der Zukunft. Das Problem stellt sich im Übrigen nicht nur im Hinblick auf die Netzentgelte, sondern auch in Bezug auf die KEV-Umlage (vgl. Abschnitt 4.2).

Die angemessene Beteiligung von Eigenverbrauchern an den Netzkosten ist auch Gegenstand der Branchenempfehlungen „Netznutzungsmodell für das Schweizerische Verteilnetz“ von 2011. Dort heisst es:

- „Für die Netzreservebereitstellung sowie für beanspruchte Systemdienstleistungen des VNB (z.B. Blindenergieausgleich) sind vertragliche Regelungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Endverbraucher mit Eigenerzeugung zu treffen.“
- „[...] unverhältnismässige Mehrkosten, die wegen des Anschlusses, des Betriebs oder der Erneuerung der Elemente des Anschlusses der Erzeugungseinheiten (d.h. auch der Eigenerzeugungsanlagen) entstehen, [müssen] in einem angemessenen Umfang durch die Erzeuger getragen werden.“

Wir gehen in Kapitel 3 ausführlicher auf die Problematik und mögliche Konzepte zur Adressierung dieser Effekte ein.

2.5.3 Auswirkungen der Zunahme des Transitstroms


Die Zunahme des Transitstroms stellt eine Herausforderung für die Finanzierung des Schweizer Übertragungsnetzes dar. Im Hinblick auf eine verursachungsgerechte Finanzierung der Übertragungsnetzkosten ist daher nicht nur das Netznutzungsmodell der Schweiz, sondern auch die Regelung des internationalen Ausgleichs der Kosten im Übertragungsnetz (Inter-TSO Compensation Mechanismus) von Bedeutung. Es darf begründet bezweifelt werden, dass der gegenwärtige Mechanismus, sich am Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit orientiert und die entstandenen Kosten von grenzüberschreitenden Stromflüssen angemessen abbildet. Dies beschränkt sich nicht nur auf Ringflüsse der Elektrizität (loop flows) und Netzverluste,⁴⁹ sondern auch die fehlende Abgeltung der Nutzung von Übertragungsnetzkapazitäten, die durch den Verkauf und die Übertragung von Strom aus Land A an Land B über die Schweiz entsteht. Im Ergebnis werden so wesentliche vom Ausland verursachte Kosten des Schweizer Übertragungsnetzes, den Schweizer Endverbrauchern angelastet. Da eine Reform des gegenwärtigen Mechanismus nur auf europäischer Ebene erfolgen könnte, wird die Problematik von Stromtransiten für die Umlage von Netzkosten im Rahmen der Diskussion einer Weiterentwicklung des Schweizer Netznutzungsmodells, welche Gegenstand dieser Studie ist, nicht weiter untersucht.

3 MÖGLICHE ANSÄTZE FÜR EINE EFFIZIENTE NETZENTGELTSTRUKTUR IN DER SCHWEIZ

3.1 Einleitung

Auf Basis der in Kapitel 0 diskutierten Strukturen der Netzkosten, sowie der für die Schweiz identifizierten Auswirkungen der netzrelevanten Trends und Veränderungen auf die Netzkosten, werden in diesem

⁴⁹ Vergleich hierzu auch die Vorschläge von ACER von März 2013 zur Anpassungen des Inter-TSO Compensation Mechanismus „Recommendation of the Agency for the cooperation of energy regulators on a new regulatory framework for the inter-transmission system operators compensation“.



Kapitel mögliche Ansätze für die Ausgestaltung der Netzentgeltstruktur analysiert und auf ihre Vorteilhaftigkeit bewertet.

Dabei werden zunächst einige Grundsätze bei der Gestaltung von Netzentgeltstrukturen diskutiert (Abschnitt 3.2). Dies umfasst einerseits die Abgrenzung von regulatorischen Fragestellungen von Fragestellungen zur Netzentgeltstruktur, die Definition von Bewertungskriterien anhand derer die verschiedenen Ansätze transparent und konsistent auf ihre Vorteilhaftigkeit bewertet werden können und die Abgrenzung der verschiedenen Elemente anhand derer Netzentgelten ausgestaltet werden können. Im Anschluss (Abschnitt 3.3) werden dann die verschiedenen Optionen im Bereich von Netzzanschlussbeiträgen im Detail erläutert und bewertet. Abschnitt 3.4 analysiert und bewertet dann die unterschiedlichen Ansätze im Bereich der Netznutzungsentgelte. Schwerpunkte bilden dabei eine Differenzierung nach Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis, eine Differenzierung nach Art des Netznutzer (Verbraucher und Erzeuger), sowie eine regionale und zeitliche Differenzierung von Netznutzungsentgelten. Hierbei wird jeweils auf die normativen Grundlagen, die internationalen Erfahrungen und eine Bewertung der verschiedenen Ansätze anhand der zu Beginn dieses Kapitels definierten Kriterien eingegangen. In dem abschliessenden Abschnitt dieses Kapitels (Abschnitt 3.5) werden dann auf Grundlage der zuvor diskutierten möglichen Ansätze Vorschläge für die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems in der Schweiz präsentiert und bewertet.

3.2 Grundsätze zur Gestaltung der Netzentgeltstruktur

3.2.1 Abgrenzung Regulierung – Netzentgeltstruktur

Mit der Diskussion und Bewertung unterschiedlicher Ansätze für die Netzentgeltstruktur wird vor allem die Fragestellung adressiert, auf welche Art und Weise die Umlage von Netzkosten auf unterschiedliche Netznutzer erfolgen sollte. In diesem Zusammenhang ist einerseits zu beantworten welche Netznutzer in welchem Umfang an den Netzkosten beteiligt werden sollen und zum anderen festzulegen wie diese Umlage auf die Netznutzer erfolgen sollte (d.h. die Struktur der Netzentgelte). Letzteres umfasst dabei die Abgrenzung von separaten Entgelten für Netzzanschluss und Netznutzung, sowie gegebenenfalls separaten Entgelten für Systemdienstleistungen und/oder Messung und Abrechnung. Weitere festzulegende Elemente der Netzentgeltstruktur sind eine Aufteilung in Leistungs-, Arbeits- und Grundpreise, sowie eine zeitliche und regionale Differenzierung von Netzentgelten (vgl. hierzu auch Abschnitt 3.2.3).

Davon abzugrenzen sind regulatorische Fragestellungen, die sich mit der regulatorischen Bewertung der Angemessenheit der Höhe und der Effizienz von Netzkosten durch die Regulierungsbehörde befassen. Dies umfasst unter anderem Ansätze zur regulatorischen Bewertung der Anlagen (wie bspw. regulatorische Festlegungen zu Abschreibungsmethodik, Nutzungsdauern, Kapitalverzinsung), der Effizienz der Kapital- und Betriebskosten der Netzbetreiber, der Notwendigkeit und Effizienz von Investitionen, der buchhalterischen Entflechtung (welche Kosten können auf Netznutzer umgelegt werden), die Umlage von Shared-Service Kosten bzw. Kosten für Management und Zentralfunktionen auf den Netzbereich, die Umlage von Kosten auf Netzgebiete und Spannungsebenen, regulatorische Vorgaben zur Beschaffung, Ausschreibung und Abrechnung von Systemdienstleistungen und regulatorische Vorgaben zur Versorgungsqualität.


Über regulatorische Festlegungen zur Ermittlung der zulässigen Kosten bzw. Erlöse des Netzbetreibers werden primär Signale an den Netzbetreiber gesetzt, während über die Festlegungen zur Netzentgeltstruktur primär Signale an die Netznutzer gesetzt werden. Die Netzentgelte sind dabei durch den Netzbetreiber unter Berücksichtigung der regulatorischen bzw. gesetzlichen Vorgaben so festzulegen, dass auf Basis der durch den Netzbetreiber prognostizierten Mengen, die zulässigen Erlöse erzielt werden.

Bei der Diskussion unterschiedlicher Ansätze für die Netzentgeltstruktur – welche den Schwerpunkt dieser Studie darstellen – ist zudem abzuwägen, in welchem Umfang die Netzentgeltstruktur regulatorisch bzw. gesetzlich vorgegeben werden soll und in welchem Umfang die Festlegung der Netzentgeltstruktur in der unternehmerischen Freiheit des Netzbetreibers verbleiben soll. Die folgende Übersicht fasst die wesentlichen Argumente für eine Festlegung der Netzentgeltstruktur durch den Netzbetreiber und für eine Festlegung durch regulatorische bzw. gesetzliche Vorgaben zusammen.

Festlegung Netzentgeltstruktur durch Netzbetreiber	Festlegung Netzentgeltstruktur durch regulatorische bzw. gesetzliche Vorgaben
<p>+ Berücksichtigt Informationsasymmetrie zwischen Regulierer und Netzbetreiber</p> <ul style="list-style-type: none"> + Lässt Netzbetreiber Freiheit Kostenallokation innerhalb der regulatorischen Rahmenbedingungen zu optimieren → kompatibel mit Anreizregulierung + Kosteneffizienz bereits durch regulatorische Kostenprüfung sichergestellt 	<p>+ Beseitigt / begrenzt Fehlanreize</p> <ul style="list-style-type: none"> + Erlaubt das Setzen von gezielten Anreizen für netzdienliches / netzausbauvermeidendes Verhalten über Netzentgelte + Könnte politischer Einflussnahme auf kantonaler/kommunaler Ebene vorbeugen und damit zur Gleichbehandlung von Netznutzern in unterschiedlichen Netzgebieten beitragen + Erhöht möglicherweise Stabilität der Netzentgelte
<p>– Netzbetreiber hat möglicherweise keine Anreize Netzentgeltstruktur effizient auszugestalten</p> <ul style="list-style-type: none"> – Höhe der regulatorisch zulässigen Kosten bzw. Erlöse unabhängig von der Ausgestaltung der Netzentgelte – Sofern Kosten in vollem Umfang regulatorisch anerkannt werden, keine Anreize für Netzbetreiber über Netzentgeltstruktur Anreize zur Vermeidung von Netzkosten zu setzen – Möglicherweise Ausnutzen von Spielräumen bei Pancaking-Situationen zu Lasten von nachgelagerten Netzbetreibern 	<p>– Netzbetreiber hat den besten Überblick, wer welche Kosten verursacht</p> <ul style="list-style-type: none"> – Netzbetreiber am ehesten in der Lage die von einzelnen Netznutzern pro Netzgebiet und Spannungsebene verursachten Kosten zu bestimmen und diesen entsprechenden spezifische Netzentgelte festzulegen – Zentrale regulatorische Vorgaben für die Schweiz können einen ähnlichen Detailgrad nicht abbilden oder nur mit sehr hohem Modellierungsaufwand (Vielzahl der Schweizer Netzbetreiber)

Abbildung 20: Regulatorische bzw. gesetzliche Vorgaben zur Netzentgeltstruktur versus Festlegung durch Netzbetreiber

Gesetzliche bzw. regulatorische Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzentgeltstruktur können dabei grundsätzlich Vorgaben zur Kostenallokation, zur Struktur der Netzentgelte oder detaillierte Vorgaben zur Struktur und Höhe der Netzentgelte umfassen. Im Bereich der Kostenallokation können dabei beispielsweise Vorgaben zur Allokation von Kostenarten auf Spannungsebenen und Kundengruppen sowie zur Kostenwälzung erfolgen, Vorgaben gesetzt werden, welche Kostenarten über Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise allokiert werden dürfen oder die Netzbetreiber verpflichtet werden, die verwendeten Kostenallokationsmethoden im Detail zu beschreiben und zu veröffentlichen. Die Einhaltung dieser Vorgaben könnte z.B. über eine detaillierte regulatorische Kostenerfassung in den Erhebungsbögen und im Monitoring oder über detaillierte Analysen und Vergleiche zu einzelnen Kostenpositionen im Rahmen der regulatorischen Kostenkontrolle der EICom erfolgen. Die Aufgaben, welche der EICom übertragen werden, sind zu definieren und gesetzlich zu regeln, soweit diese über den heutigen gesetzlichen Auftrag hinausgehen.



Ebenso ist für den Fall einer Ausweitung der regulatorischen Prüfung der Kostenerfassung und Kostenallokation der Bedarf der ECom an zusätzlichen personellen Ressourcen zu prüfen.

Allgemeine Vorgaben zur Struktur der Netzentgelte könnten beispielsweise festlegen, welche Elemente von Netzentgelten grundsätzlich erhoben werden dürfen (z.B. Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise) und von welchen Netznutzern Netzentgelte zu tragen sind (nur Endverbraucher oder auch Erzeuger). Weitere mögliche Vorgaben betreffen die Abgrenzung von Anschluss- und Netznutzungsentgelten, die Unterscheidung von Kundengruppen (z.B. mit/ohne Leistungsmessung) oder Vorgaben zeit- oder regional-differenzierte Netzentgelte optional anzubieten.

Detailliertere Vorgaben könnten bspw. Anteile (oder Bandbreiten) von Arbeits-, Leistungs- und Grundpreisen an den gesamten Netznutzungsentgelten festlegen (wie gegenwärtig für das Übertragungsnetz in der Schweiz, vgl. Abschnitt 1.2), verpflichtende Vorgaben für eine Einführung von zeitlich- oder regional-differenzierten Netzentgelten und deren Ausgestaltung oder grundsätzlich auch eine Genehmigung von Änderungen der Netzentgelte durch die ECom umfassen.

Wir greifen diese Argumente bei der Diskussion der von DNV GL vorgeschlagenen Gesamtkonzepte für das Netzentgeltsystem der Schweiz in Abschnitt 3.5 auf.

3.2.2 Bewertungskriterien zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit verschiedener Netzentgeltmodelle

Um die Vor- und Nachteile verschiedener Netzentgeltmodelle und unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen aufzuzeigen, sollten zunächst einheitliche Kriterien definiert werden, anhand derer die verschiedenen Ansätze bewertet werden können.

Neben ökonomischen Parametern, wie der Deckung der effizienten Kosten der Netzbetreiber, Anreizen für netzentlastendes und netzausbauvermeidendes Verhalten oder effizienten Anreizen für Investitionen in Erzeugung, wird die Netzentgeltstruktur in der Praxis vieler Länder oft auch durch weitere politische Parameter bestimmt. Eine Abweichung von kostenreflektierenden, verursachungsgerechten Netzentgelten wird hierbei beispielsweise mit der Förderung von erneuerbaren Energien, Anreizen für Energieeffizienz, der Förderung von neuen Technologien (wie Stromspeichern oder von E-Mobility) oder der Förderung bestimmter Netznutzergruppen (wie des öffentlichen Personennahverkehrs oder von Skigebieten) begründet. Die Einbeziehung weiterer politischer Ziele bei der Ausgestaltung der Netzentgeltstruktur ist möglicherweise mit einer ökonomisch nicht effizienten aber politisch gewollten Sozialisierung von Kosten bzw. Quersubventionen verbunden. Eine Bewertung, inwieweit einzelne Netzentgeltmodelle zur Erreichung derartiger politischer Ziele beitragen, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie.

Für die Bewertung einzelner Netzentgeltmodelle sollten jedoch weitere Kriterien einbezogen werden, welche die administrativen Kosten der Umsetzung der verschiedenen Ansätze widerspiegeln. Dies umfasst unter anderem die Transparenz eines Netzentgeltmodells für die Netznutzer, die Einfachheit in der Implementierung, die Stabilität des Ansatzes (um langfristige Anreize zu setzen) und die Flexibilität des Ansatzes (um diesen an geänderte Marktbedingungen anzupassen). Diese können zum Teil über die Netzentgeltsystematik und zum Teil durch die regulatorischen Vorgaben zur Bestimmung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, überschneidet sich die Zielsetzung dieser beiden Instrumente teilweise.

Im Rahmen dieses Kapitels wird explizit auf Kriterien eingegangen, die zur Bewertung der Angemessenheit der Netzentgelte in der Schweiz von Bedeutung sind. Wir haben hierbei fünf Hauptkriterien zur Bewertung verschiedener Alternativen identifiziert, welche allgemeine Ziele der Netzentgeltsystematik, die derzeitige Schweizer Energiepolitik sowie praktische Gesichtspunkte berücksichtigen sollen:

- Verursachungsorientierung
- Transparenz
- Praktikabilität
- Anreizwirkung auf Netznutzer
- Verteilungswirkung

Die einzelnen Kriterien und Ihre Interdependenzen werden in den folgenden Abschnitten im Detail definiert und in der Folge jeweils als Kriterien bei der Bewertung der verschiedenen Entgeltelemente herangezogen.

Verursachungsorientierung

Die Verursachungsorientierung spielt vor allem im Hinblick auf die ökonomische Effizienz eine Rolle. Reflektiert die Netzentgeltsystematik weitestgehend die Kosten und ordnet diese verursachungsgerecht den Netznutzern zu, so trägt dies zur ökonomischen Effizienz der Entscheidungen von Netznutzern als auch von Netzbetreibern bei. Netznutzer sind sich in diesem Falle der Kosten ihres Verhaltens durch die Höhe der Netzentgelte bewusst und werden versuchen diese zu minimieren. Die damit gesetzten Preissignale begünstigen ökonomische Effizienz, die definiert ist als:

- Technische oder produktive Effizienz: technisch effizienter Einsatz von Ressourcen bzw. Produktion eines gegebenen Outputs mit minimalen Kosten; im Kontext der Netzentgeltsystematik sollte durch die Netzentgeltstruktur Anreize gesetzt, Netzkosten durch eine zeitliche oder regionale Verlagerung von Einspeisung und/oder Entnahme zu vermeiden.
- Allokative Effizienz: effiziente Verteilung von Ressourcen zwischen verschiedenen Akteuren zur Produktion eines optimalen Outputs; im Kontext der Netzentgeltsystematik sollte die Netzentgeltstruktur abbilden, welche Kosten die einzelnen Netznutzern verursachen und diese den Netznutzern entsprechend ihrer Verursachung zurechnen.

Eine verursachungsgerechte Kostenallokation adressiert darüber hinaus auch Probleme hinsichtlich Nichtdiskriminierung und Gleichbehandlung verschiedener Netznutzer.

Transparenz

Es ist essentiell, dass die Berechnung der Netzentgelte klar und nachvollziehbar für die Netznutzer ist sowie von allen verstanden wird. Regulierte Entgelte sollten derart ausgestaltet sein, dass Netznutzer einfach bestimmen können welche Kosten auf sie zukommen, so dass sie darauf entsprechend reagieren können. Verhalten und Kosten müssen einen klaren Zusammenhang aufweisen. Nur dann können Anreize für eine effiziente Netznutzung gesetzt werden. Transparenz und Einfachheit (sofern möglich) der Netzentgeltstruktur sind dabei die wesentlichen Instrumente.

Sehr detaillierte Netzentgeltsysteme könnten beispielsweise die Verursachung von Kosten sehr präzise abbilden, verfehlen es aber möglicherweise Netznutzer dazu zu motivieren auf die gesetzten Preissignale effizient zu reagieren, da diese für den Netznutzer nicht nachvollziehbar oder intransparent sind.

Weiterhin kann Transparenz als Voraussetzung für die Akzeptanz durch Netznutzer und die allgemeine Öffentlichkeit angesehen werden. Klare und eindeutige Preisregeln reduzieren den Verwaltungsaufwand und Risiken potenzieller juristischer Auseinandersetzungen und unterstützen eine einfache Implementierung.

Praktikabilität

Neben einer effizienten, verursachungsgerechten und transparenten Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik, ist auch sicherzustellen, dass diese praktisch durchführbar bzw. umgesetzt werden kann. Die Praktikabilität umfasst dabei verschiedene Aspekte: Zum einen geht es um die generelle (technische) Durchführbarkeit – z.B. die Möglichkeiten der zeitabhängigen Messung für Time-of-Use-Tarifmodelle – und die Verfügbarkeit von Daten bzw. die Möglichkeit der Beschaffung benötigter Daten. Zum anderen sind auch die (administrativen) Kosten von Netzentgeltsystemen zu berücksichtigen, die mit der Einführung, aber auch der Anwendung der Netzentgeltsystematik verbunden sind. Hierbei sind sowohl die Kosten auf Seiten der Netzbetreiber, als auch auf Seiten der Regulierungsbehörde sowie auf Seiten der Netznutzer zu berücksichtigen.

Kosteneinsparungen, die aus effizienten Entgeltsystemen resultieren, stehen dabei möglicherweise den Einführungs- und Verwaltungskosten gegenüber. Die Verhältnismässigkeit zwischen Kosten und Nutzen eines Entgeltsystems muss dabei gewährleistet werden, z.B. wenn komplexere Modelle der Netzentgeltberechnung und Kostenallokation einen hohen Aufwand an Datenbeschaffung erfordern. Praktikabilität ist vor allem für die grosse Anzahl an kleineren Netzbetreiber in der Schweiz relevant, die weniger detaillierte Daten und Ressourcen zur Umsetzung komplexer Modelle zur Verfügung haben. Sofern nicht zwischen Netznutzern in Netzgebieten von kleineren und grösseren Netzbetreibern diskriminiert werden soll, ist somit sicherzustellen, dass das vorgeschlagene Netzentgeltsystem auch für kleinere Netzbetreiber umsetzbar ist.


Neben praktischen Gesichtspunkten sollte die Netzentgeltsystematik zudem auch flexibel und reversibel ausgestaltet sein, so dass hinreichend schnell und adäquat kostenrelevante Entwicklungen aufgegriffen und eventuell nicht vorhersehbare unerwünschte Effekte ausgeglichen werden können.

Anreizwirkung auf Netznutzer und Netzbetreiber

Eine optimale Netzentgeltstruktur sollte neben den obigen Kriterien auch effiziente Anreize an die Netznutzer setzen, bei ihren Entscheidungen über Einspeisung, Entnahme und Investitionen auch ihre Auswirkungen auf die Be- bzw. Entlastung des Netzes und die Verursachung bzw. Vermeidung von Netzausbau zu berücksichtigen. Die Bewertung der Effizienz der Investitionen von Netzbetreibern und der Abwägung zwischen Netzausbau, -erweiterung und Optimierungen im Betrieb ist dabei Gegenstand der regulatorischen Kostenprüfungen im Rahmen des Regulierungsmodells. Entsprechend setzt das Netzentgeltsystem keine Anreize für den Netzbetreiber Netzinvestitionen durchzuführen oder zu vermeiden, da sämtliche als regulatorisch effizienten und für eine zuverlässige Versorgung als notwendig angesehen Kosten, auf Netzentgelte umgelegt werden können. Wie zuvor ausgeführt (siehe Kapitel 0) werden die entstandenen Kosten im Rahmen dieser Studie als gegeben angenommen.

Die Netznutzer können hingegen durch ihr Verhalten direkt steuern welche Netzkapazitäten benötigt werden und wie hoch der effiziente Netzausbaubedarf auf Seiten der Netzbetreiber ist. In diesem Zusammenhang kann zwischen drei wesentlichen Gruppen an Netznutzern unterschieden werden: Einspeisern, Verbrauchern und Eigenverbrauchern bzw. Prosumern.

Für die Einspeiser ist vor allem die Entscheidung über den geografischen Ort der Einspeisung von zentraler Bedeutung für die Höhe der verursachten Netzkosten. Aus Netzsicht sollten neue Erzeugungsanlagen in Regionen mit einer hohen Last errichtet werden, um so die Transportentfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch zu minimieren. Ebenfalls sollen durch den Ort des Netzanschlusses Engpässe im Netz vermieden werden, die einen Netzausbau erforderlich machen würden. Ein Instrument dies zu bewirken wären beispielsweise regional unterschiedlich ausgestaltete Netzentgelte. Gerade bei erneuerbaren Energien sind jedoch auch geografische Gegebenheiten für die Standortwahl entscheidend, da sie in wesentli-



chem Masse die Produktivität der Anlagen bestimmen (bspw. wasserreiche Regionen, Gebiete mit einer hohen Sonneneinstrahlung oder günstigen Windverhältnissen). Diese können bei Erzeugern erneuerbarer Energie die Kostensignale der Netzentgelte möglicherweise neutralisieren oder übertreffen. Im Sinne einer volkswirtschaftlichen Optimierung der Gesamtkosten sollten jedoch genau die mit einer Anlage an einem Standort verbundenen Netzausbaukosten und die standortspezifischen Erzeugungskosten gegeneinander abgewogen werden.

Neben geografischen Anreizen, spielen auch Anreize zur zeitlichen Verteilung der Einspeisung bei dieser Kundengruppe eine Rolle. Idealerweise sollte sich diese nach der Lastspitze und des Abnahmeprofiles der Verbraucher richten.

Darüber hinaus können Netzentgelte, je nach Ausgestaltung, auch Anreize für die Technologiewahl der Erzeuger setzen. Stromerzeugung aus intermittierenden (erneuerbaren) Energiequellen ist nicht zeitlich steuerbar und kann somit auch nicht netzentlastend eingesetzt werden. Nicht intermittierende Energieerzeuger können hingegen ihre Einspeisung teilweise flexibel steuern und gezielt netzdienlich einspeisen. Werden diese Effekte kostenreflektierend im Netzentgeltmodell abgebildet, so können einerseits Erzeuger aus intermittierenden Energiequellen mit den durch sie verursachten Kosten belastet werden und andererseits gezielte Anreize für Erzeuger aus nicht intermittierenden Energiequellen für eine netzdienliche Einspeisung gesetzt werden.

Auf Seiten der Verbraucher sind Anreize zu netzentlastendem Verhalten (mit oder ohne Bezug zur Lastspitze) wesentlich für die Höhe der Netzkosten. Dabei können über die Netzentgeltstruktur einerseits Anreize zu einer Lastverlagerung von Spitzen- in Schwachlastzeiten und andererseits Anreize zu einer Lastvermeidung gesetzt werden. Für die Anreizwirkung ist dabei entscheidend, in welchem Umfang die Last überhaupt durch einzelne Verbrauchergruppen beeinflussbar ist. Preissignale können zudem nur dann wirkungsvoll sein, wenn sie für die Verbraucher mit entsprechendem finanziellem Nutzen verbunden sind und mit relativ geringem Aufwand umgesetzt werden können.

Abhängig von der Ausgestaltung der Netzentgeltssystematik können des Weiteren Anreize bzw. Fehlanreize für das Verhalten von Eigenverbrauchern bzw. Prosumern entstehen. Diese bestehen unter anderem darin, dass Prosumer bzw. Eigenerzeuger nur in einem relativ kurzen Zeitfenster auf die Netzkapazität zurückgreifen, mit dem Verbrauch in diesem Zeitfenster jedoch die Netzkapazität und damit die Netzkosten ganz wesentlich beeinflussen.

Verteilungswirkung

Für die praktische Implementierung von alternativen Netzentgeltmodellen ist die politische Akzeptanz der verschiedenen Akteure des Energiesektors von entscheidender Bedeutung. Diese ist wiederum wesentlich von der finanziellen Belastung verschiedener Akteure unter alternativen Netzentgeltmodellen abhängig. Dies betrifft beispielsweise Belastungen für private Haushalte oder die energieintensive Industrie, bezieht sich jedoch auch auf unregelmässige Netznutzer, wie z.B. Ferienwohnungen oder Prosumer.

Interdependenzen zwischen den Kriterien

Für die Bewertung der Vorteilhaftigkeit einzelner Netzentgeltmodelle sind die gegenseitigen Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Kriterien zu berücksichtigen. Dies betrifft bspw. Zielkonflikte zwischen der Verursachungsorientierung und politischen Zielen. Mit Verweis auf das politische Ziel des Ausbaus bzw. der Förderung von erneuerbaren Energien werden so möglicherweise den Betreibern von erneuerbaren Energieanlagen die netzseitigen Ausbaukosten im Rahmen des Netzentgeltmodells teilweise nicht

verursachungsgerecht angelastet. Zielkonflikte bestehen ebenso zwischen der Verursachungsgerechtigkeit und der Transparenz sowie der Praktikabilität eines Netzentgeltmodells. So kann ein verursachungsgerechtes Netzentgeltmodell möglicherweise nur über einen komplexen (wenig transparenten bzw. praktikablen) Ansatz erreicht werden. Ein ähnlicher Zielkonflikt betrifft die Anreizwirkungen und die Transparenz bzw. die Praktikabilität verschiedener Netzentgeltmodelle. Die Anreize für netzentlastendes bzw. netzausbauvermeidendes Verhalten, die von einzelnen Netzentgeltmodellen für die Netznutzer ausgehen, sind wesentlich davon abhängig, dass die finanziellen Anreize von den Netznutzern einfach und mit begrenztem Aufwand nachvollzogen werden können.

Die Beschreibung der Interdependenzen zwischen den einzelnen Gestaltungsoptionen ist expliziter Bestandteil der Bewertung verschiedener Netzentgeltoptionen. Eine Gewichtung der einzelnen Kriterien wird im Rahmen dieser Studie jedoch nicht vorgenommen (Vergleich Abschnitt 3.5).

3.2.3 Abgrenzung verschiedener Netzentgeltelemente

Unabhängig von der gewählten Netzentgeltssystematik, können Entgelte für den Zugang und die Nutzung des Stromnetzes in verschiedene Kategorien eingeteilt werden. Typischerweise können dabei gemäss der Art der jeweiligen Dienstleistung die folgenden Netzentgeltelemente unterschieden werden.

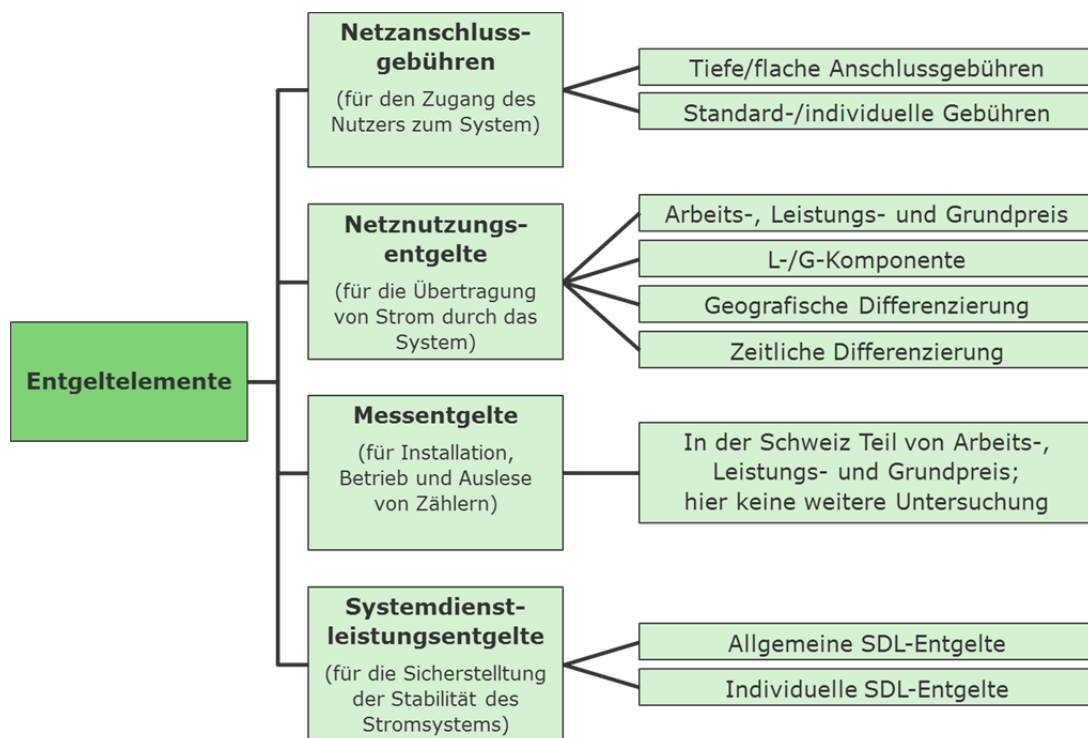



Abbildung 21: Abgrenzung verschiedener Netzentgeltelemente⁵⁰

Netzanschlussgebühren bilden die mit dem Anschluss von Netznutzern verbundenen Kosten ab. Hierbei kann grundsätzlich zwischen Anschlussgebühren für den unmittelbaren Anschluss eines Anschlussnehmers an das Netz der allgemeinen Versorgung (flache Anschlussgebühren) und Anschlussgebühren, die auch den durch den einzelnen Anschlussnehmer induzierten Netzausbau (tiefe Anschlussgebühren) unterschieden werden (vgl. Abschnitt 3.3).

⁵⁰ Die Begriffe Netzanschlussbeiträge und Netzanschlusssentgelte, sowie Netznutzungsbeiträge, Netznutzungsentgelte, Netznutzungsgebühren und Netznutzungstarife sind hierbei als Synonyme zu gebrauchen.



Netznutzungsentgelte werden für die mit der Errichtung und dem Betrieb der allgemeinen Netzinfrastruktur verbundenen Kosten erhoben. Hier kann eine Differenzierung hinsichtlich energieabhängiger, leistungsabhängiger und fixer Kosten (Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise), hinsichtlich der Kostenträger (Verbraucher und/oder Erzeuger, L- bzw. G-Komponente) und hinsichtlich Ort und Zeit (geografische bzw. regionale Differenzierung und zeitliche Differenzierung) erfolgen (vgl. Abschnitt 3.4).

In einigen Ländern werden zudem separate Messentgelte für die Kosten im Zusammenhang mit der Installation, dem Betrieb und der Auslese von Zählern erhoben. In der Schweiz werden diese als Teil der Netznutzungsentgelte über die Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise abgedeckt. Grundsätzlich erhöhen separate Messentgelte die Kostentransparenz gegenüber dem Anschlussnehmer. Da für den Bereich Messung und Abrechnung jedoch in Bezug auf die Verursachung keine substantziellen Veränderungen der Rahmenbedingungen zu erwarten sind, wird die heutige Systematik als adäquat betrachtet; separate Messentgelte werden daher im Rahmen dieser Studie nicht näher betrachtet. Für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten im Zusammenhang mit einem möglichen flächendeckender Roll-Out von Smart Metern und die Allokation dieser Kosten auf Netzbetreiber und Netznutzer ist eine separate regulatorische Analyse erforderlich.

Die Kosten im Zusammenhang mit den für die Sicherstellung der Stabilität des Stromsystems notwendigen Systemdienstleistungen werden in vielen Ländern – so auch in der Schweiz – über separate Systemdienstleistungsentgelte abgedeckt. In anderen Ländern – so z.B. in Deutschland – sind die Kosten für Systemdienstleistungen und Deckung der Übertragungsverluste Bestandteil der Netznutzungsentgelte. Die Umlage von Kosten für Systemdienstleistungen über separate Entgelte wird in Kapitel 4.3 näher analysiert, weshalb wir in diesem Kapitel nicht weiter darauf eingehen.


Bei der Aufteilung der Kosten für die Nutzung des Stromnetzes und den Anschluss von Netznutzern an das Netz (inklusive einer Erhebung von Netzkostenbeiträgen) ist sicherzustellen, dass Kosten nicht doppelt in die Rechnung einbezogen und durch den Netznutzer gezahlt werden. Hierzu ist es notwendig, dass entsprechende regulatorische bzw. gesetzliche Vorgaben bestehen, die eine transparente Überprüfung der Zuordnung der Netzkosten auf die jeweiligen Kategorien durch die Regulierungsbehörde ermöglichen.

3.2.4 Differenzierung nach Kundengruppen

Eine weitere Dimension bei der Differenzierung von Netzentgelten ist eine Differenzierung anhand von Kundengruppen (bzw. Arten von Netznutzern). Die Gruppierung von Netznutzern sollte dabei anhand von Merkmalen erfolgen, welche die Kosten der Netznutzung bestimmen. Üblicherweise verwendete Merkmale sind dabei eine Differenzierung nach

- Spannungsebene des Anschlusses
- Art der Netznutzung (Einspeisung oder Ausspeisung)
- Verbrauchs- bzw. Einspeisecharakteristik (Gruppierung der Verbraucher erfolgt üblicherweise in Haushalts- und Industriekunden aufgrund unterschiedlicher Verbrauchsmuster; für Erzeuger könnte eine Gruppierung anhand Art und Menge der Einspeisung erfolgen)

Grundsätzlich sollten Netznutzer nur für die Spannungsebenen Netzentgelte zahlen, die sie auch tatsächlich nutzen. Traditionellerweise werden dabei Netznutzern üblicherweise die Kosten der Netzebene an der sie angeschlossen sind, sowie allen vorgelagerten (höheren) Netzebenen angelastet. Im Zusammenhang mit dezentraler Einspeisung auf niedrigeren Spannungsebenen ergibt sich jedoch der Effekt, dass es in Abhängigkeit des Verhältnisses von dezentraler Einspeisung zu Entnahme auf der jeweiligen Netzebene entweder zu einer Vermeidung vorgelagerter Netznutzung (bzw. Netzkosten) kommen kann (so lange



die dezentrale Einspeisung kleiner als der dezentrale Verbrauch ist) oder zusätzliche vorgelagerte Netznutzung (bzw. Netzkosten) verursacht werden (wenn die dezentrale Einspeisung den dezentralen Verbrauch übersteigt und es also zu einer Rückspeisung auf höhere Spannungsebenen kommt).

Um eine Diskriminierung von Netznutzern zu vermeiden sollten Unterschiede in den Netzentgelten für unterschiedliche Kundengruppen durch Unterschiede in den durch die jeweilige Kundengruppe verursachten Kosten begründet werden. Entsprechend sollte sich auch die Einteilung in Kundengruppen an der unterschiedlichen Kostenverursachung orientieren.

Zusätzlich können Netznutzer nach technischen Möglichkeiten der Messung gruppiert werden; so z.B. in Kunden mit Leistungsmessung und ohne Leistungsmessung, sowie in Kunden mit bzw. ohne Zweitarifzähler.

3.3 Netzanschlussgebühren

Derzeit wird in der Schweiz das Konzept der flachen Anschlussgebühren angewandt. Im Rahmen dessen trägt der Anschlussnehmer nur die direkten Kosten für die Errichtung der Anschlussleitung, das heisst der ausschliesslich durch den Anschlussnehmer genutzten Leitung, die ihn am technisch und wirtschaftlich günstigsten Einspeise- bzw. Entnahmepunkt mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbindet, nicht aber eventuelle weitere Kosten, die mit dem Anschluss verbunden sind.

Die Kosten von Netzverstärkungen im Verteilnetz, die auf die Einspeisung von Erzeugern zurückzuführen sind (ausgenommen Wasserkraftanlagen > 10MW), können zudem auf Antrag bei der ECom über die allgemeinen Systemdienstleistungsentgelte abgegolten werden (Art. 22 StromVV). Somit werden diese Kosten auf alle Endverbraucher umgelegt. Unter bestimmten Bedingungen (vgl. hierzu Abschnitt 1.2) sind darüber hinaus auch unverhältnismässige Netzverstärkungskosten im Zusammenhang mit dem Anschluss, Betrieb sowie Erneuerung von Erzeugungsanlagen vom Erzeuger zu tragen.

Der Netzausbau, insbesondere in Verteilnetzen, wird zukünftig stärker durch den Anschluss von (dezentralen) Erzeugern getrieben. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage ob eine Umlage der Kosten für Netzverstärkung auf alle Netznutzer weiterhin angemessen ist oder ob geeignete Alternativen bestehen diese Kosten in den Entgelten abzubilden. Nachfolgend werden verschiedene Ansätze für Netzanschlusskosten, ihre Vor- und Nachteile sowie ihre Rolle für Einspeiser diskutiert.

Generell lässt sich feststellen, dass eine verursachungsgerechte Zuordnung von Netzverstärkungskosten zu einzelnen Anschlussnehmern eine komplexe Modellierung voraussetzen würde. Die Kosten hierfür wären aufgrund der Vielzahl der Fälle und der grossen Anzahl an teilweise sehr kleinen Netzbetreibern in der Schweiz relativ hoch und müssten dem Nutzen einer detaillierten Kostenzurechnung gegenüber gestellt werden.

3.3.1 Tiefe und flache Netzanschlussgebühren

3.3.1.1 Normative Grundlagen

Bei der Ausgestaltung von Netzanschlussgebühren bestehen zwischen den europäischen Ländern teilweise deutliche Unterschiede hinsichtlich des gewählten Ansatzes zur Abbildung der Kosten eines Netzanschlusses. Bei der Bestimmung der Netzanschlusskosten, die verursachungsgerecht von dem angeschlossenen Netznutzer zu entrichten sind, bildet die Unterteilung der Anlagegüter gemäss ihrer Nutzung ein grundlegendes Problem: Es wird unterschieden zwischen Anlagen für den Netzanschluss und Anlagen des „Kernetzes“. Je nach Ausgestaltung der Systematik der Netzanschlussgebühren werden die Kosten dieser beiden Anlagentypen unterschiedlich behandelt.

Bei „flachen“ Anschlussgebühren („shallow connection charges“) sind von dem Anschlussnehmer nur die direkten Kosten für die physikalische Verbindung des Anschlussnehmers mit dem Netz erforderlichen Anlagen (d.h. der Anschlussleitung) durch diesen zu finanzieren. Etwaige Kosten für Netzverstärkungen werden über die Netznutzungsentgelte sozialisiert und von allen Netznutzern getragen.⁵¹ Dies berücksichtigt einerseits, dass die Kosten für die Errichtung, den Betrieb und den Ausbau des Netzes der allgemeinen Versorgung nicht vollständig einzelnen Netznutzern zugeordnet werden können und erkannt andererseits an, dass die Nutzung der Netzkapazitäten durch einzelne Netznutzer über die Zeit nicht konstant ist.

Bei „tiefen“ Anschlussgebühren („deep connection charges“) sind alle für den Anschlusses des betroffenen Netznutzers an das Netz anfallenden Kosten, einschliesslich der durch den Anschlussnehmer ausgelösten Kosten von Netzverstärkungen im „Kernnetz“ durch den Anschlussnehmer zu tragen. Beispiele sind Netzverstärkungen, die in verschiedenen Netzabschnitten sowie auf höheren Spannungsebenen notwendig werden und die als direkte Folge des Anschlusses angesehen werden können. Üblicherweise werden dem Anschlussnehmer bei tiefen Anschlussgebühren in der Praxis nicht sämtliche theoretisch durch ihn ausgelösten Netzausbaukosten auf allen Spannungsebenen zugerechnet, da diese aufgrund der Vielzahl der Netznutzer insbesondere in vorgelagerten Netzabschnitten dem einzelnen Anschlussnehmer nicht präzise zugeordnet werden können. Die Notwendigkeit dieser Netzausbaumassnahmen wird mithilfe von Lastflussberechnungen und anderen Studien für jeden neuen Anschluss abgeleitet. Daher sind tiefe Anschlussgebühren in der Regel höher als flache Anschlussgebühren. In der Regel sind damit niedrigere Netznutzungsgebühren für alle Netznutzer, sowie höhere Anschlussgebühren für neue Anschlussnehmer verbunden.

In der Praxis kommen dabei teilweise verschiedene Zwischenlösungen zwischen diesen beiden Ansätzen zur Anwendung, bei denen dem Anschlussnehmer insbesondere Kosten von notwendigen Netzverstärkungen in unmittelbarer Nähe der physikalischen Verbindung des Anschlussnehmers mit dem Netz zugerechnet werden (diese werden dann oft als „shallowish connection charges“ bezeichnet).


Eine Sonderform in der Schweiz stellen die Netzkostenbeiträge dar, welche Eigenschaften von tiefen Netzanschlussgebühren und Netznutzungsentgelten in sich vereinen (vgl. Abschnitt 1.2), in dem sie dem einzelnen Anschlussnehmer theoretisch nicht nur die Kosten von durch diesen verursachten Netzverstärkungen sondern auch die Kosten der bestehenden Netzinfrasturktur zu Teilen zurechnen.

3.3.1.2 Rolle der Anschlussgebühren für (dezentrale) Einspeiser

Während Stromverbraucher traditionell entsprechend der oben beschriebenen Ansätze Anschlussgebühren zahlen, konzentriert sich die aktuelle Debatte in Europa vorwiegend auf die Eignung verschiedener Konzepte für Anschlussgebühren, nachhaltige und ausgewogene Anreize zu setzen, um den Ausbau und die Netzintegration von erneuerbaren Energien zu fördern.

Von kleineren Einspeisern können Anschlussgebühren als relativ hoher Anteil an den gesamten Investitionskosten und wesentliche Barriere wahrgenommen werden. Dies trifft vor allem für Erzeuger aus erneuerbaren Energien (z.B. Solaranlagen) zu: Für sie stellen Anschlusskosten einen deutlich höheren Anteil an den Gesamtinvestitionen als für konventionelle Anlagen dar. Auf der anderen Seite kann der Anschluss von nEE-Einspeisern unter Umständen mit besonders hohen Kosten für den direkten Anschluss und den notwendigen Netzausbau verbunden sein, da hier die Einspeisung in das Netz teilweise an lastferneren Punkten in schwächer ausgelegten niedrigeren Spannungsebenen erfolgt (z.B. abgelegene

⁵¹ Die in der Schweiz gegenwärtig angewendete Umlage von Netzverstärkungskosten (Art. 22 StromVV) kann hierbei als ein Sonderfall von flachen Anschlussgebühren angesehen werden, da hierbei zwar individuelle Netzverstärkungskosten eines Anschlusses ermittelt werden, diese aber nicht von dem Anschlussnehmer, sondern von den Netznutzern über die Netznutzungsentgelte erhoben werden.



Windparks). Vor diesem Hintergrund besteht hier möglicherweise ein Zielkonflikt, die politisch festgelegten Ausbauziele für erneuerbare Energien gegenüber einer verursachungsgerechten Allokation der Kosten abzuwägen.

Um erneuerbare Energien zu fördern wird manchmal argumentiert, dass die Kosten des Anschlusses von nEE Anlagen vollständig über Netznutzungsentgelte sozialisiert werden sollten. Dies würde aber die Kosten des Anschlusses von der Entscheidung möglicher Investoren entkoppeln, keinerlei geografische Preissignale senden und so zu ökonomisch suboptimalen Ergebnissen führen. Eine politische Entscheidung für eine (teilweise) Umlage von Netzkosten, die im Zusammenhang mit dem Anschluss von einzelnen nEE-Einspeisern entstehen, auf alle Netznutzer, führt somit zu einer Abweichung von kostenreflektierenden, verursachungsgerechten Netzentgelten. Dies könnte auch als eine (versteckte) Subvention von nEE-Erzeugern angesehen werden, da diese nicht die im Zusammenhang mit der Erzeugung entstehenden Vollkosten tragen müssen.

Während der Anschluss von Erzeugern zusätzliche „tiefe“ Kosten verursachen kann (z.B. für Netzverstärkung), sind „tiefe“ Nutzen für das Netz ebenfalls möglich und müssen in die Berechnung der Anschlussgebühren mit einfließen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn der Anschluss eines dezentralen Erzeugers an einen bestimmten Netzabschnitt zu Netzentlastungen in anderen vorgelagerten Netzabschnitten führt. In diesem Fall können durch den Anschluss eines Einspeisers Netzkapazität und damit Netzkosten reduziert werden.

Zusammenfassend sollte die Anschlusspolitik einen Ausgleich zwischen angemessenen Anreizen durch verursachungsgerechte Preissignale (tiefe Anschlussgebühren) und der Unterstützung kleinerer nEE-Anlagenbetreiber (flache Anschlussgebühren) anstreben. Werden flache Anschlussgebühren gewählt, können übermäßige hohe Kosten vermieden werden, indem Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt wird, Anschlussbegehren an einzelnen Anschlusspunkt unter bestimmten Bedingungen abzulehnen. Dies kann auch im Rahmen einer Reform der Umlage für Netzverstärkungen, für den durch den Anschluss von nEE-Anlagen verursachten Netzausbaubedarf, aufgegriffen werden (vgl. Abschnitt 3.5).

3.3.1.3 Internationale Erfahrungen

Die Mehrheit der europäischen Länder befürwortet daher die Anwendung von Anschlussgebühren für Erzeuger, wobei jedoch der Umfang der angelasteten Kosten variiert. Generell bieten flache Anschlussgebühren vorteilhaftere Rahmenbedingungen für den politisch gewünschten Ausbau erneuerbarer Energien. Dies war auch einer der Hauptgründe warum zum Beispiel Schottland die Anwendung tiefer Gebühren abgeschafft und flache Anschlussgebühren eingeführt hat. Netzbetreiber haben in vielen Ländern jedoch die Möglichkeit, den technisch und wirtschaftlich günstigsten Anschlusspunkt zu bestimmen und in bestimmten Fällen einen Anschluss abzulehnen (bspw. bei übermäßig hohen entstehenden Kosten). Hierzu haben einige Länder spezifische Kriterien definiert, die einen Antrag des Netzbetreibers gegenüber der Regulierungsbehörde rechtfertigen, bestimmte Kunden nicht an das Netz anzuschließen.⁵² Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die derzeit angewandte Methodik zur Berechnung der Anschlussgebühren in ausgewählten europäischen Ländern.

⁵² Vergleich auch Artikel 23 (2) der europäischen Richtlinie (EG) 72/2009 zum Elektrizitätsbinnenmarkt: „Der Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber kann den Netzzugang verweigern, wenn er nicht über die nötige Kapazität verfügt. Die Verweigerung ist hinreichend substantiiert zu begründen [...] und muss auf objektiven und technisch und wirtschaftlich begründeten Kriterien beruhen.“

Tabelle 3: Ansätze für Netzanschlussgebühren in Europa

Ansatz	Land	Struktur
Tief / "deep"	Finnland, Niederlande (>10MVA), Spanien (>10MVA)	Verhandelt zwischen Erzeuger und Netzbetreiber
"Shallowish"	England und Wales	Verhandelt zwischen Erzeuger und Netzbetreiber
Flach / "shallow"	Österreich, Dänemark, Finnland, Frankreich, Deutschland, Italien, Niederlande (<10MVA)	Überwiegend verhandelt zwischen Erzeuger und Netzbetreiber In Italien und den Niederlanden: reguliert für kleine Erzeuger

3.3.1.4 Bewertung von tiefen und flachen Netzanschlussgebühren

Hinsichtlich der Verursachungsorientierung erscheinen auch tiefe Anschlusskosten nicht immer vollständig verursachungsgerecht, wenn berücksichtigt wird, dass weiter von der Anschlussstelle entfernte Investitionen auch anderen Netznutzern Vorteile bieten können. Zudem ist eine Unterscheidung des Anteils von Erweiterungen und Ersatz im Zusammenhang mit Netzverstärkungen oft schwierig. Um Diskriminierung zu vermeiden, müssten selbst bei einer komplexen Modellierung die Kosten teilweise mehr oder weniger willkürlich zwischen dem Anschlussnehmer und den übrigen Netznutzern verteilt werden. Ferner erfordert die Anwendung tiefer Gebühren einen expliziten Umverteilungsmechanismus zwischen den angeschlossenen Netznutzern. Dieser soll gewährleisten, dass zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossene Nutzer an den Netzverstärkungskosten beteiligt werden und diese nicht vollständig von den als erstes angeschlossenen Nutzern getragen werden. Aus diesem Grund führt eine Umstellung von flachen auf tiefe Anschlussgebühren auch zu einer unterschiedlichen Behandlung von bestehenden und neuen Netznutzern.

Die allgemein schwierige Umsetzung in der Praxis stellt den wesentlichen Nachteil des tiefen Konzepts dar – und erscheint für kleine Netzbetreiber in der Schweiz nur schwer durchführbar. Während es vergleichsweise einfach ist die erforderlichen Anlagen in unmittelbarer Nähe eines Anschlusses zu definieren, ist eine notwendige Verstärkung des gesamten Systems schwierig zu bestimmen. Diese Problematik wird verstärkt, wenn Investitionen nicht graduell sondern nur „am Stück“ gemacht werden können und die Kapazitätserweiterungen im Netz die durch die neue Anschlussleitung notwendige Kapazität überschreiten. Dann kann eine geringe Erhöhung der angeschlossenen Kapazität hohe Netzverstärkungskosten verursachen.

Trotzdem kommen tiefe Anschlussgebühren in einigen Ländern zur Anwendung. Der Grund dafür liegt in den starken Preissignalen für die geografische Lage neuer Netznutzer, die dieses Konzept bietet. Dies trägt zur Verbesserung der Allokationseffizienz bei.

Die Anreize auf Netzbetreiber hingegen erscheinen nicht optimal. Da die Kosten für Netzverstärkung und Netzausbau vollständig über Anschlussgebühren abgegolten werden, bestehen nur begrenzte Anreize diese Investitionen kostenminimierend durchzuführen, da Anschlussgebühren oft nicht unter die regulatorischen Erlösbeschränkungen im Rahmen der Preiskontrolle fallen, sondern als „Sondererlöse“ behandelt werden bzw. Anschlusskosten üblicherweise nicht im selben Umfang der regulatorischen Überprüfung und Kontrolle wie Netzverstärkung und Netzausbau unterliegen.

Flache Anschlussgebühren sind nicht verursachungsgerecht. Auch wenn eine genaue Definition bzw. Abgrenzung zwischen Anlagen für den Anschluss und Anlagen des „Kernnetzes“ erforderlich ist, können

klare und eindeutige Regeln formuliert werden, welche die häufigsten Situationen abdecken und eine generalisierte Anwendung ermöglichen. Potentielle Anschlussnehmer können somit ex-ante die Kosten eines Anschlusses weitgehend selbst bestimmen und Netzbetreiber diese einfacher errechnen. Daher gelten flache Anschlussgebühren als leichter umsetzbar und transparenter als tiefe Gebühren.


Anschlussnehmer bzw. Netznutzer erhalten bei flachen Anschlussgebühren jedoch keine Signale darüber, welche Mehrkosten ihr Anschluss verursacht und haben somit geringe Anreize mit ihrer Standortwahl Netzkosten zu vermeiden. Dies kann „ineffiziente“ Anschlüsse zur Folge haben, da die Kosten eines notwendigen Netzausbaus nicht durch den Anschlussnehmer sondern von der Allgemeinheit der existierenden Netznutzer getragen werden. Bei voller Kostentragung durch den Anschlussnehmer würden die Anschlüsse möglicherweise nicht realisiert. Ebenfalls besteht das Risiko von „stranded costs“, wenn durch einen spezifischen Anschluss Netzausbau notwendig wird, dessen Kosten nach Wegfall des Anschlusses durch den Netzbetreiber oder die Netznutzer zu tragen sind.

Tabelle 4: Bewertung von flachen und tiefen Netzanschlussgebühren

	Flache Netzanschlussgebühren	Tiefe Netzanschlussgebühren
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> Nicht verursachungsgerecht; indirekte Kosten des Anschlusses werden auf alle Netznutzer umgelegt 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten von Netzverstärkungen werden Verursacher zugerechnet; Expliziter Umverteilungsmechanismus zwischen Anschlussnehmern erforderlich, um die unterschiedliche Inanspruchnahme von Netzkapazitäten zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu berücksichtigen
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> Formulierung klarer und eindeutiger Regeln möglich Transparent für Netznutzer 	<ul style="list-style-type: none"> Nicht immer gegeben; Zurechnung zu einzelnen Anschlussnehmern und Ausgleichszahlungen zwischen Anschlussnehmern komplex
Praktikabilität	<ul style="list-style-type: none"> Erfordert keine komplexe Modellierung Einfachere Berechnung für Netzbetreiber 	<ul style="list-style-type: none"> Technische Modellierung erforderlich (z.B. Lastflussberechnungen) Unterscheidung des Anteils von Erweiterungen und Ersatz oft schwierig
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> Anschlussgebühren signalisieren nicht die vollständigen Kosten Risiko von Stranded Costs 	<ul style="list-style-type: none"> Starke Preissignale für Standortwahl der Netznutzer
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> Sozialisierung eines Teils der Kosten über alle Netznutzer Geringere Belastung für neue Anschlussnehmer 	<ul style="list-style-type: none"> Hürde für neue Anschlüsse; unter Umständen starke Belastung kleiner erneuerbarer Erzeuger

3.3.2 Standardisierte und individuelle Netzanschlussgebühren

Neben der Frage welche Kosten durch Netzanschlussgebühren abgegolten werden sollen, können Netzanschlussgebühren auch hinsichtlich der Berechnungsart unterschieden werden. Netzanschlussgebühren können auf hierbei individuell auf Basis der spezifischen Anschlusskosten bzw. auf Verhandlungsbasis zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer oder auf Standardkostenbasis (als Durchschnitt) berechnet werden.



Individuelle Anschlussgebühren wahren das Kostenverursachungsprinzip, sind aufgrund der komplexeren Ermittlung jedoch möglicherweise wenig transparent und mit einem hohen Verwaltungsaufwand verbunden. Individuelle Gebühren erfordern zudem eine stärkere Überwachung durch die Regulierungsbehörde und somit einen höheren Aufwand bei der Genehmigung, während Standardgebühren nur einmal genehmigt werden müssen und dann von dem jeweiligen Netzbetreibern veröffentlicht angewendet werden können. Daher werden Gebühren für den Anschluss an das Verteilnetz bis zu einer bestimmten Kapazität in der Regel auf Basis von Standardkosten berechnet, während die Kosten des Anschlusses an das Übertragungsnetz in der Regel für den spezifischen Einzelfall berechnet und geprüft werden. Bei einer Festlegung der Anschlussgebühren im Rahmen einer individuellen Verhandlung zwischen Netzbetreiber und Anschlussnehmer ist im Rahmen der regulatorischen Kontrolle sicherzustellen, dass es hierbei nicht zu einer Diskriminierung unterschiedlicher Anschlussnehmer und/oder zu einer Erhebung von überhöhten Anschlussgebühren kommt.

Wie bei jedem Standardkostenansatz können die tatsächlichen Kosten jedes einzelnen Anschlusses oberhalb oder unterhalb der Standardgebühr liegen, da diese lediglich die Durchschnittskosten für eine Gruppe abbilden. Entsprechend reflektieren standardisierte Anschlussgebühren nicht die individuellen Kosten und sind damit nicht verursachungsgerecht. Standardisierte Anschlussgebühren haben jedoch den Vorteil, dass diese schnellere und effizientere Antragsprozesse ermöglichen und für potentielle Anschlussnehmer relativ einfach zu bestimmen sind (hohe Transparenz und geringerer Verwaltungsaufwand).

Bei der Bewertung der Vorteilhaftigkeit von individuellen oder standardisierten Anschlussgebühren kann zwischen dem Anschluss von Erzeugern oder Verbrauchern und dem Anschluss auf unterschiedlichen Spannungsebenen unterschieden werden. Für Haushaltskunden könnte ein Standardtarif als angemessen und „fair“ angesehen werden, da die meisten Anschlüsse von Haushaltskunden relativ ähnliche Charakteristika und Kosten aufweisen. Ausserdem würden individuelle Anschlussgebühren für Haushaltskunden alleine durch die hohe Anzahl von Anschlüssen einen enormen Verwaltungsaufwand bedeuten – bei geringen Vorteilen hinsichtlich einer genaueren Abbildung der Kostenverursachung. Industriekunden auf höheren Netzebenen hingegen können starke Kostenunterschiede aufweisen. Hier könnte eine Durchschnitts- oder Standardgebühr zu einer deutlichen Beeinträchtigung des Kostenverursachungsprinzips führen, so dass eine individuelle Berechnung der Anschlussgebühren gerechtfertigt erscheint. Daher empfiehlt es sich für Haushaltskunden und andere Kunden, die an das Niederspannungsnetz angeschlossen sind, eine Standardgebühr anzuwenden und eine individuelle Berechnung nur für Anschlussnehmern auf höheren Spannungsebenen vorzunehmen. Höhe und Struktur von Standardgebühren sind durch den Netzbetreiber festzulegen und von diesem zu veröffentlichen. Die Kosteneffizienz der Standardgebühren ist von der Regierungsbehörde zu bewerten.⁵³

Die Anwendung einer standardisierten Anschlussgebühr ist auch für kleine Erzeuger geeignet, da die Art und Grösse des Anschlusses und die damit verbundenen Kosten, wie bei Haushalten, in der Regel geringere Abweichungen aufzeigen. Die Netzanschlusskosten von grösseren Stromerzeugern unterscheiden sich jedoch in Abhängigkeit der Grösse, der spezifischen Einspeisecharakteristik der Erzeugungsanlage und der Auswirkung auf das Gesamtnetz üblicherweise signifikant. Daher sollten Anschlussgebühren ab einer bestimmten Einspeisegrösse individuell auf Projektbasis bestimmt werden.

⁵³ Hierfür wären die Aufgaben der ECom in diesem Bereich genau gesetzlich zu regeln, sowie sicherzustellen, dass die ECom über entsprechende personelle Ressourcen zur Durchführung dieser Kontrolle verfügt.

3.4 Netznutzungsentgelte

3.4.1 Optionen zur Gestaltung von Netznutzungsentgelten

Netznutzungsentgelte sind Entgelte, die für die Nutzung des Netzes und den Transport des Stroms durch das Netz gezahlt werden. Dazu zählen Entgelte für die Netznutzung im engeren Sinne, eventuell getrennt ausgewiesene Entgelte für Netzverluste, Systemdienstleistungsgebühren und gegebenenfalls Gebühren für die Netzbereitstellung (welche bei flachen Netzanschlussgebühren den mit dem Anschluss verbundenen Netzausbaubedarf in Abhängigkeit zu der angeschlossenen Kapazität abbilden). In diesem Kapitel wird die Terminologie Netznutzungsentgelt für Netzentgelte im engeren Sinne verwendet. Entgelte für Systemdienstleistungen, zu denen auch die Kosten für Netzverluste gezahlt werden können, werden getrennt in Kapitel 4.3 diskutiert.

Der Begriff Entgeltstruktur bezieht sich üblicherweise auf die Anzahl und Form der Tarife, die so gewählt werden sollten, dass sie die Kosten der Bereitstellung des Netzes möglichst akkurat reflektieren. Die Entgeltstruktur ist dabei hauptsächlich abhängig von der Wahl der Kostentreiber, die die Kosten des Netzes für Erzeuger und Verbraucher determinieren, und von ihrer praktischen Durchführbarkeit.

Die verschiedenen Optionen zur Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte sind in Abbildung 22 aufgeführt und werden in den nachfolgenden Unterkapiteln ausführlich diskutiert. Dabei werden normative Überlegungen und Erfahrungen aus anderen europäischen Ländern herangezogen, um daraus Empfehlungen für die Schweiz abzuleiten, die zur Erreichung der vorhergehend beschriebenen Kriterien beitragen.

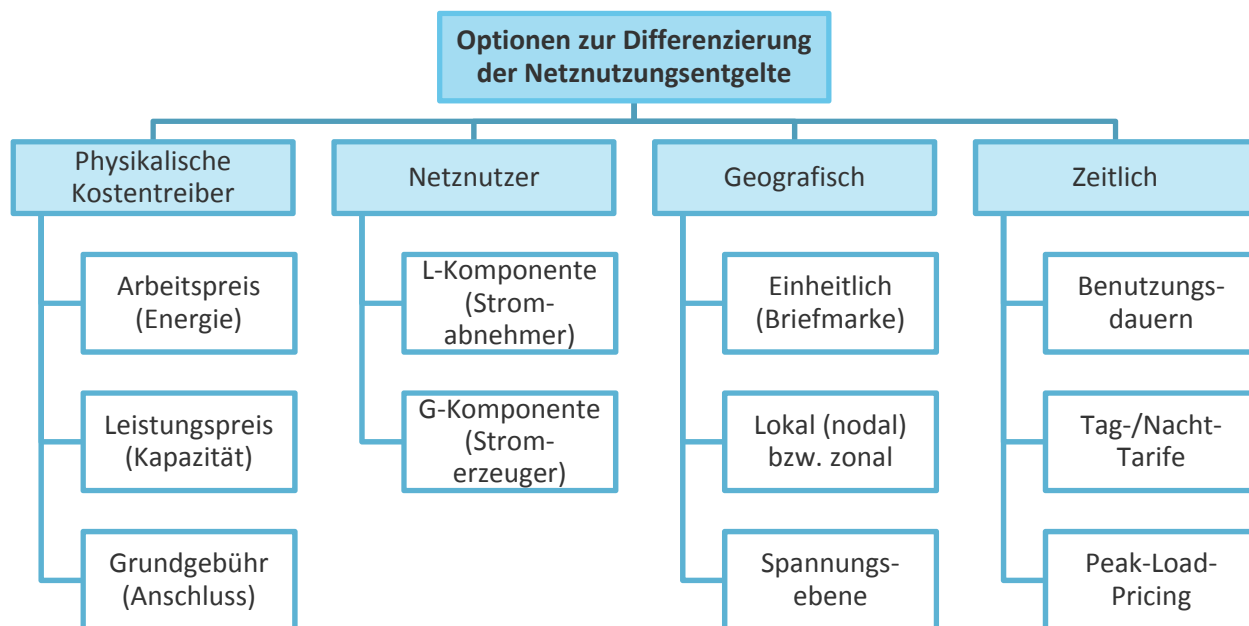



Abbildung 22: Mögliche Optionen zur Differenzierung von Netznutzungsentgelte

3.4.2 Leistungs-, Arbeits- und Grundpreis

Netzkapazität und Netznutzung sind abhängig von *Umfang* sowie der regionalen und zeitlichen Verteilung sowohl von Entnahme als auch von Einspeisung. Dabei können Netzkosten in Abhängigkeit der übertragenen *Energie*, der Grösse der *Netzkapazität* und *fixe Kosten* unterschieden werden, die jeweils über separate Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise abgebildet werden können (vgl. Kapitel 2.2).

Hierbei werden neben der Eignung der Entgelte hinsichtlich der Kostenverursachung und praktischen Aspekten auch die Anreize für ein kostenminimierendes Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten themati-



siert. Wie in Kapitel 0 diskutiert, wird die Netzkapazität insbesondere in Verteilnetzen zukünftig (noch) stärker durch Ort und Zeitpunkt der Einspeisung und Entnahme einzelner Netznutzer beeinflusst. Ursachen sind einerseits die stärker fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien, sowie verstärkte Möglichkeiten der Laststeuerung. Hierbei ist insbesondere die individuelle Spitzenlast bzw. Spitzeneinspeisung wesentlich für die verursachten Netzkosten. Mittel- bis langfristig ist zudem von einer flächendeckenden Verbreitung von Zählern auszugehen, die eine individuelle Leistungsmessung aller Netznutzer in der Schweiz ermöglichen, und so eine exakte Zuordnung der beanspruchten bzw. verursachten Netzkapazität erleichtern.

3.4.2.1 Normative Grundlagen

Für eine verursachungsgerechte Kostenallokation kann prinzipiell die Anwendung aller drei Bezugsgrößen (Energie, Leistung, Anzahl der Anschlüsse bzw. Kunden) erwogen werden, da diese die typischen Kostentreiber eines Stromnetzes darstellen (vgl. Kapitel 2.2). Für eine optimale Allokation der Netzkosten sollten in der Theorie die Netzentgelte daher so ausgestaltet sein, dass sie die energieabhängigen, leistungsabhängigen und fixen Kosten jeweils über Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise in Höhe der Anteile der drei Bezugsgrößen an den Gesamtkosten abbilden.⁵⁴

Leistungspreis

Die Kosten, deren wesentlichen Treiber die in Anspruch genommene Kapazität darstellt, werden als last- (bzw. einspeise-) abhängige Kosten bezeichnet. Die benötigte Kapazität basiert auf der individuellen Last- bzw. Einspeisespitze in Teilen des Systems. In Übertragungs- und Verteilnetzen schliesst dies alle Kosten der Bereitstellung und des Betriebs der Netzanlagen ein, einschliesslich Abschreibungen und Kapitalkosten.


Leistungsabhängige Kosten sollten in einen Leistungspreis konvertiert werden, angegeben als Rappen pro kW. Bei der Bestimmung von Leistungspreisen kann zwischen der angeschlossenen, der kontrahierten und der abgenommenen Kapazität als Berechnungsgrundlage unterschieden werden. Grundsätzlich richtet sich die dem Entgelt zugrunde liegende Kapazität nach dem Anteil an der Spitzenlast bzw. an der Einspeisespitze, der durch den jeweiligen Netznutzer verursacht wird.⁵⁵ Ist die Ermittlung der individuellen Last zu Zeiten der Spitzenlast nicht möglich, so könnte anhand von Lastprofilen ein Proxy für den leistungsabhängigen Anteil für verschiedene Netznutzertypen hergeleitet und verwendet werden. Die Berechnungsgrundlage für Leistungspreise kann dabei anhand unterschiedlicher Ansätze erfolgen:

- Gemessene Kapazität
- Angeschlossene Kapazität
- Kontrahierte Kapazität

Die gemessene Kapazität stellt die exakteste und verursachungsgerechteste Bezugsgrösse dar. Sie hat jedoch die technische Voraussetzung, dass der Netznutzer mit einem Zähler mit Leistungsmessung (wie bspw. einem Smart Meter) ausgestattet ist. Über die gemessene Leistung können effiziente Preissignale und Anreize für netzdienliches Verhalten gesetzt werden. Grosse Differenzen zwischen der gemessenen

⁵⁴ Dies stellt sicher, dass Netzkosten nicht sozialisiert werden, sondern die einzelnen Netznutzer entsprechend ihrer individuellen Nutzung der Netzinfrastruktur zur Finanzierung der Netzkosten beitragen (das heisst Netznutzungsentgelte in Höhe der von ihnen verursachten Netzkosten zahlen). Zudem können über eine Struktur der Netznutzungsentgelte anhand der energieabhängigen, leistungsabhängigen und fixen Kosten auch finanzielle Anreize für die Netznutzer gesetzt werden, die von ihrem Nutzungsverhalten ausgehende Belastung des Netzes zu berücksichtigen und so zur Vermeidung von Netzkosten beizutragen (vgl. Abschnitt 3.5).

⁵⁵ Hierbei ist zu berücksichtigen, dass der Netzbetreiber aus Gründen der Versorgungssicherheit üblicherweise eine grössere Kapazität bereitstellen muss, als der tatsächlichen Spitzenlast entspricht. Hinzu kommt, dass insbesondere auf unteren Spannungsebenen und in städtischen Netzgebieten die Baukosten einen wesentlichen Anteil der Netzkosten ausmachen, so dass die Kapazitäten von Verteilnetzen in der Vergangenheit oft deutlich grösser als die Spitzenlast dimensioniert wurden.



und der angeschlossenen Leistung können prinzipiell dazu führen, dass die Kosten der verfügbaren Netzkapazitäten nicht vollständig verursachungsgerecht anhand der gemessenen Leistung allokiert werden können, wenn der Netzbetreiber verpflichtet ist, Kapazitäten in Höhe der angeschlossenen Leistung vorzuhalten bzw. kurzfristig bereitzustellen.

Die kontrahierte Kapazität ist je nach Ausgestaltung ebenfalls eine einfacher anwendbare Bezugsgrösse zur Bestimmung der geplanten Netznutzung. Sie setzt nicht intelligente Stromzähler voraus, erfordert allerdings auch eine Prüfung durch den Netzbetreiber, dass die kontrahierte Kapazität durch den Anschlussnehmer nicht überschritten wird; für den Anschlussnehmer besteht bei hinreichenden Netzkapazitäten sonst möglicherweise ein Anreiz, Kapazitäten zu kontrahieren, welche erwartete oder mögliche kurzfristige Lastspitzen nicht vollständig abdecken. Dies ist eventuell mit einem hohen Aufwand verbunden. Die Anreize zu netzdienlichem Verhalten der Netznutzer liegen zwischen den Anreizen bei gemessener und angeschlossener Kapazität, da sie einerseits die tatsächlich in Anspruch genommene maximale Kapazität, nicht aber deren zeitliche Verteilung berücksichtigen.


Die angeschlossene Kapazität ist eine einfach anwendbare und objektive Bezugsgrösse. Sie erfordert keine Zähler mit Leistungsmessung, setzt jedoch auch geringe Anreize für netzdienliches Verhalten, da Zeitpunkt und Umfang der individuellen Nutzung der Kapazität nicht berücksichtigt werden. Der Netznutzer hat nach der Festlegung über die Anschlussgrösse mit seinem Einspeise- bzw. Verbrauchsverhalten keinen Einfluss auf die Höhe der Netzentgelte. Für die Anreize ist zudem wichtig, inwieweit der Netznutzer die Grösse der Anschlussleitung beeinflussen kann. Kommt es zu signifikanten Abweichungen zwischen der angeschlossenen und der genutzten Kapazität – was sich in der Regel nicht vermeiden lässt, da die angeschlossene Leistung nicht kurzfristig an einen geänderten Bedarf angepasst werden kann – führt dies zu einer nicht verursachungsgerechten Allokation von Kosten, sofern die grössere Dimensionierung des Netzanschlusses nicht ausdrücklich von einem risikoaversen Anschlussnehmer gewählt wurde, um erwartete oder mögliche kurzfristige Lastspitzen abzudecken.

Bei der Ermittlung von Leistungspreisen wird üblicherweise die individuelle Last- bzw. Einspeisespitze im Verhältnis zur Systemspitze herangezogen. Insbesondere durch die dezentrale Einspeisung und den dezentralen Verbrauch von Strom kommt es jedoch teilweise zu zeitlich und regional sehr unterschiedlichen Netzengpassituationen. Eine vollständig verursachungsgerechte Zuordnung der kapazitätsabhängigen Kosten auf die Netznutzer würde daher regional und zeitlich differenzierte Leistungspreise erfordern (vgl. Abschnitte 3.4.4 und 3.4.5).

Arbeitspreis

Der Arbeitspreis (R_p/kWh) sollte idealerweise ausschliesslich die energieabhängigen Kosten abbilden, deren wesentlicher Kostentreiber die verbrauchte bzw. eingespeiste Energie darstellt. Die energieabhängigen Kosten bestehen in der Regel aus Kosten zur Deckung von Netzverlusten (und gegebenenfalls von Systemdienstleistungen), sofern diese nicht über separate Entgelte erhoben werden (vgl. Kapitel 2.2).

Traditionell wird davon ausgegangen, dass die Netzkosten umso weniger lastabhängig sind, je weiter man sich auf untere Spannungsebenen begibt, da auf unteren Netzebenen (etwa innerhalb eines Ortsnetzes) vergleichsweise hohe Reservemargen vorzuhalten sind. Im Vergleich mit höheren Spannungsebenen ist ein Lastausgleich hier in der Regel nur zwischen wenigen Verbrauchern möglich. Aufgrund der höheren Reservevorhaltung verursacht die erhöhte Lastinanspruchnahme einzelner Verbraucher nur unterproportionale Netz- und/ Kapazitätsinvestitionen. Auf höheren Spannungsebenen mit relativ geringerer Reservemarge kann hingegen die gleiche prozentuale Zunahme der Last durch einen Verbraucher eine relativ höhere Kapazitätsausweitung des Netzes erforderlich machen.



Da die Energiemenge eine einfach erfassbare Bezugsgrösse darstellt und die in Anspruch genommene Netzkapazität nicht für alle Netznutzer eindeutig bestimmt werden kann, werden in der Praxis der Einfachheit halber oft auch wesentliche nicht energieabhängige Kosten der Arbeitspreiskomponente zuge-rechnet. Hinzu kommt, dass über den Arbeitspreis Anreize für eine Reduktion des Stromverbrauchs ge-setzt werden können.

Grundpreis

Die dem Grundpreis zugeordneten fixen Kosten hängen im Wesentlichen von der Anzahl der Anschlüsse bzw. der Kunden ab. Diese können beispielsweise netzbezogenen Kosten für Verwaltung, Rechnungsstel-lung oder Zählerablesung beinhalten. Messkosten werden in einigen Ländern über separate Messentgelte erhoben oder als Dienstleistung von den Vertriebsunternehmen erbracht und von diesen abgerechnet. Der Grundpreis ist pro Kunde fix, kann sich jedoch für verschiedene Kundengruppen unterscheiden. Eine Abrechnung des Grundpreises erfolgt in der Praxis in der Regel auf monatlicher oder jährlicher Basis.

3.4.2.2 Internationale Erfahrungen

Eine Kombination von Arbeits-, Leistungs- und Grundpreisen ist in vielen Ländern üblich, wobei die An-teile der beiden Komponenten sowohl auf Übertragungsnetzebene (Abbildung 23) als auch Verteilnetz-ebene (Abbildung 24) zum Teil erheblich variieren. Im Bereich der ENTSO-E gibt es derzeit neun Länder die ausschliesslich Arbeitspreise für die Nutzung des Übertragungsnetzes erheben. Die Anteile der Lei-stungspreise schwanken zwischen 6% in Nordirland und 83% in Deutschland. Die Anteile wurden hierbei von ENTSO-E auf Grundlage eines standardisierten Nutzungsprofils und gegebenenfalls vereinfachender Annahmen berechnet.⁵⁶

⁵⁶ Der Berechnung liegen beispielsweise eine maximale Leistung von 40MW und eine Nutzungsdauer von 5000 Stunden zugrunde. Hinsichtlich der Details verweisen wir auf Kapitel 2 bzw. Seite 5 des ENTSO-E Berichtes.



Quelle: ENTSO-E (2014): Overview of Transmission tariffs: Synthesis 2014

Abbildung 23: Anteil des Leistungspreises (power part) und des Arbeitspreises (energy part) an Übertragungsnetzentgelten in Europa gemäss ENTSO-E⁵⁷

Im Bereich der Verteilnetze überwiegt die Erhebung von Arbeits- und Grundpreisen für Haushaltskunden, wobei in einigen Ländern auch hier Leistungspreise erhoben werden. Für Industriekunden werden in fast allen Ländern Arbeits- und Leistungspreise, sowie in vielen Fällen auch Grundpreise erhoben. In vielen europäischen Ländern wird gegenwärtig die Einführung von Leistungspreis bzw. eine Ausweitung von Grundpreisen auch auf niedrigeren Spannungsebenen und für Haushaltskunden diskutiert.

Die grundlegenden Prinzipien und Regeln zur Ausgestaltung der Tarife werden dabei in Europa üblicherweise von dem zuständigen Ministerium bzw. der Regulierungsbehörde festgelegt. Die spezifische Ausgestaltung der Tarifstruktur und der Tarifhöhe erfolgt dabei in der Regel durch den Verteilnetzbetreiber selbst, solange die regulatorisch zulässigen Erlöse nicht überschritten werden.⁵⁸

⁵⁷ Grundlage für die Ermittlung der Anteile sind hierbei in der Regel sämtliche von den Übertragungsnetzbetreibern erhobene Entgelte, sowie verschiedene Annahmen. Die so ermittelten Anteile für Leistungs- und Arbeitspreise im Schweizer Übertragungsnetz entsprechen nicht den in Artikel 15 StromVV angegebenen Anteilen von 60:30:10 für Leistungs-, Arbeits-, und Grundpreis (Vgl. Abschnitt 1.2). Hinsichtlich der Details zu einzelnen Ländern verweisen wir auf Seite 12 des ENTSO-E Berichtes.

⁵⁸ Vergleich hierzu beispielsweise Eurelectric (2013): Network structure for a smart energy system.

Country	Structure of network tariffs for household customers					Structure of network tariffs for industrial customers				
	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy [€/kvarh]	Other	Fixed charge [€]	Capacity charge [€/kW]	Energy charge [€/kWh]	Reactive energy [€/kvarh]	Other
BE	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	N.A.
CH	Yes (max 30%)	Seldom	Yes (at least 70 %)	No		Yes	Yes	Yes	Yes, often	N.A.
CZ	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
DE	Possible	No	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Possible, depends on DSO	N.A.
DK	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	No	Yes	No	N.A.
EE	Yes	No	Yes	No	N.A.	No	Yes*	Yes	Yes	N.A.
ES	No	Yes	Yes	No	Meter rental	No	Yes	Yes	Yes	N.A.
FI	Yes	No	Yes	No	Metering fee	Yes	Yes	Yes	Yes	Metering fee
FR	Yes	Yes	Yes	No	N.A.	Yes	yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power and other minor charges
GR	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	cosφ
IT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	No	N.A.
LT	Possible**	No	Yes	No	N.A.	No	Yes**	Yes**	No	N.A.
NL	Yes	Yes	No	Possible, depends on DSO	N.A.	Yes	Yes	Yes***	Possible, depends on DSO	N.A.
NO	Yes	Seldom†	Yes	No	N.A.	Yes	Yes**	Yes	Yes	N.A.
PL	Yes	No	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes	Exceeding of the contract power
PT	No	Yes	Yes	No	N.A.	No	Yes	Yes	Yes	ToU for energy and capacity charges
SE	Yes	Seldom†	Yes	No	N.A.	Yes	Yes	Yes	Yes***	N.A.

* as of industry band Ic ** depends on payment plan *** for >MS ** Implemented for few DSOs ** For some customers usually over 100 000 kWh *** when the reactive power exceeds a specified limit

Quelle: Eurelectric (2013): Network structure for a smart energy system

Abbildung 24: Erhebung von Leistungspreisen (capacity charge), Arbeitspreisen (energy charge) und Grundpreisen (fixed charge) in Verteilnetzen in Europa

3.4.2.3 Bewertung von Leistungs-, Arbeits- und Grundpreisen


Die Zuordnung von Kosten zu Leistungs- und Arbeitspreiskomponenten, sowie zu Grundpreisen wird zum Teil kontrovers diskutiert. Welchen Anteil bspw. lastabhängige Kosten an den Gesamtkosten haben, kann nicht generalisiert werden und ist sowohl von den Eigenschaften des jeweiligen Systems als auch von der betrachteten Netzebene abhängig. Genaue Anteile müssten daher durch eine Modellierung des Netzes ermittelt werden.

Generell sind Leistungspreise gut geeignet wenn Kostendeckung und verursachungsgerechte Kostenzuordnung gewährleistet werden sollen. Die Kosten der Netzbetreiber werden unabhängig von der durchgeleiteten Strommenge durch den Leistungspreis gedeckt und mindern die Notwendigkeit des Ausgleichs über zukünftige Netzentgelte im Falle einer Abweichung der tatsächlichen Mengen von den prognostizierten. Dies reflektiert auch den Netzplanungsprozess in dem die Spitzenlast verantwortlich ist für die Ausgestaltung des Systems und die getätigten Investitionen. Eine ausschliessliche Zuordnung von Kosten über eine Leistungskomponente berücksichtigt nicht die Netznutzung ausserhalb der Spitzenlastzeiten.

Arbeitspreise setzen hingegen per se nur sehr geringe Anreize für netzdienliches Verhalten, da sie von der Spitzenlast entkoppelt sind.⁵⁹ Über Arbeitspreise können jedoch Anreize für eine Reduktion des Verbrauchs gesetzt werden. Zudem ist die zugrunde gelegte Bezugsgrösse Energiemenge einfacher erfassbar als die Spitzenlast. Vor dem Hintergrund der Entflechtung von Netzbetrieb und dem Vertrieb von Strom an Endverbraucher, ist eine Abweichung von die Verursachung von Netzkosten reflektierenden Netzentgelten aus ökonomischer Sicht jedoch kritisch zu sehen.

Leistungspreise werden vor dem Hintergrund neuerer Entwicklungen und Trends in einigen europäischen Ländern auch für niedrigere Spannungsebenen in Betracht gezogen. Hierbei werden vor allem zwei Ef-

⁵⁹ Um auch bei Arbeitspreisen Anreize für eine möglichst ausgeglichenen Lastganglinie und damit effizienterer Netznutzung zu setzen, können die Preise zeitlich z.B. tages- und/oder jahreszeitlich differenziert werden.



fekte aufgegriffen: Zum einen können Leistungspreise bessere Anreize für netzdienliches und netzkostenvermeidendes Verhalten der Netznutzer setzen, zum anderen bilden sie die Netznutzung von an das Netz angeschlossenen Eigenverbrauchern bzw. Prosumern angemessen ab. Prosumer beziehen durch die Eigenproduktion relativ geringe Energiemengen Strom aus dem Netz, greifen aber, in Zeiten in denen sie nicht produzieren, in vollem Umfang auf die Netzkapazitäten zu. Bei hohen oder ausschliesslichen Arbeitspreisen würden diese Netznutzer kaum mit den Kosten des Netzes belastet, obwohl die Kosten der Netzinfrastruktur auch durch die von ihnen benötigte Kapazität bestimmt werden. Um die von Prosumern verursachten Netzkosten in den von diesen zu entrichtenden Netznutzungsentgelten abzubilden, könnte alternativ zum Leistungspreis (bspw. bei Kunden ohne gemessene Leistung) auch der Grundpreis angehoben werden.

Ein Entgeltsystem mit höherer Leistungskomponente wird in der Regel die Gesamtkosten für Netznutzer mit einem niedrigen Lastfaktor (Haushalte) erhöhen und die Netznutzer mit einem hohen Lastfaktor (Industriekunden) entlasten. Haushalte könnten somit möglicherweise mit höheren Netznutzungspreisen als im Status Quo konfrontiert werden, die allerdings verursachungsgerecht wären. Im Gegensatz zum Strom- und Gassektor sind Grundpreise bzw. kapazitätsabhängige Preise (bzw. Flatrates) für die Nutzung der Netzinfrastruktur in einigen anderen Industriezweigen wie Telekommunikation (Festnetz und Mobilfunk), Internet, Kabelfernsehen und Verkehr (Vignette) inzwischen durchaus weitverbreitet. Ein möglicherweise fehlendes Verständnis von Stromverbrauchern für eine höhere Leistungskomponente hängt möglicherweise auch mit dem fehlenden Bewusstsein für die Trennung der potentiell wettbewerblichen Bereiche Stromerzeugung und Stromvertrieb und der regulierten Netzmonopole in Stromübertragung und -verteilung und der damit verbunden Erhebung von einem Entgelt für Erzeugung und Vertrieb und einem separaten Netzentgelt zusammen.

Die folgende Tabelle fasst die Bewertung von Leistungs-, Arbeits- und Grundpreisen anhand der zu Beginn des Kapitels definierten Bewertungskriterien zusammen.

Tabelle 5: Bewertung von Leistungs-, Arbeits- und Grundpreisen

	Leistungspreis (Rp./kW)	Arbeitspreis (Rp./kWh)	Grundpreis (CHF / Anschluss / Monat)
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigt Kausalität zwischen Spitzenlast / -einspeisung und Netzkosten Wesentlicher Kostenblock 	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigt Kosten der Netznutzung ausserhalb von Spitzenlastzeiten 	<ul style="list-style-type: none"> Berücksichtigt fixe Kosten unabhängig von Leistung und Strommenge
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> Ja, aber möglicherweise fehlendes Verständnis der Kunden für Leistungsanspruchnahme, da fehlendes Bewusstsein für die Trennung der Funktionen Netz, sowie Erzeugung und Vertrieb 	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Transparenz Einfache Nachvollziehbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Ja, für kundenindividuelle Kosten (Messung / Abrechnung) Nein, bei Verwaltungskosten (Gemeinkosten)
Praktikabilität	<ul style="list-style-type: none"> Abhängig von Datenverfügbarkeit / Messung (zur Zeit noch wenige Kunden mit Leistungsmessung auf niedrigeren Spannungsebenen) 	<ul style="list-style-type: none"> Bezugsgrösse Energiemenge einfach erfassbar auf allen Spannungsebenen 	<ul style="list-style-type: none"> Leichte Umsetzbarkeit und Vorhersehbarkeit für Netzbetreiber
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur Vermeidung von Spitzenlast und zu netzdienlichem Verhalten (bei gemessener und kontrahierter Leistung) Bessere Anreize durch Kombination mit zeitvariablen Tarifen (Peak-Load-Pricing) 	<ul style="list-style-type: none"> Anreize für Reduktion des Verbrauchs; aber keine Anreize zur Vermeidung von Spitzenlast Anreize für netzdienliches Verhalten durch Kombination mit zeitlich dynamischen (Time-of-use) Tarifen 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Anreize, da Preis von Verhalten entkoppelt
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> Hohe Kostenbelastung für Haushalte (Netznutzung zu Spitzenlastzeiten); Entlastung der Wirtschaft Prosumer / saisonale Nutzer tragen die verursachten Kosten 	<ul style="list-style-type: none"> Netznutzung zu Spitzenlastzeiten wird subventioniert Haushalte, Prosumer und saisonale Nutzer werden entlastet 	<ul style="list-style-type: none"> Keine Quersubvention zwischen Netznutzern Berücksichtigt Kosten durch Kunden mit Eigenverbrauch

3.4.3 G- und L-Komponente

Netzkapazität und Netznutzung sind abhängig von Umfang sowie der regionalen und zeitlichen Verteilung sowohl von *Entnahme* als auch von *Einspeisung*.

In der Schweiz, sowie in einigen anderen europäischen Ländern, müssen bisher nur die Stromabnehmer, d. h. Verteilnetzbetreiber und Endverbraucher, Netzentgelte entrichten (L-Komponente). In anderen

Ländern werden hingegen Netznutzungsentgelte sowohl von Einspeisern als auch von Ausspeisern erhoben, dies jedoch in den einzelnen Ländern in sehr unterschiedlichem Verhältnis. In diesem Unterkapitel soll daher diskutiert werden, ob eine G-Komponente (ein Netzentgelt für Stromerzeuger) grundsätzlich aus ökonomischer Sicht sinnvoll und praktisch durchführbar ist und welche Anreize damit gesetzt werden können.

3.4.3.1 Normative Grundlagen

Traditionell wurde ein Grossteil, wenn nicht die gesamten, Kosten des Netzes vollständig von Stromabnehmern getragen. Dies wurde unter anderem mit der Annahme begründet, dass das Netz zur Bereitstellung von Strom für diese Netznutzer errichtet wurde. Netzkapazität und -nutzung sind jedoch abhängig von Umfang, sowie der räumlichen und zeitlichen Verteilung von Entnahme *und* Einspeisung (vgl. Abschnitt 2.2). So wird die maximal benötigte Netzkapazität – welche die Netzkosten wesentlich bestimmt – in einzelnen Netzabschnitten zu bestimmten Zeitpunkten sowohl durch die Last bzw. die Verbraucher als auch die Einspeisung bzw. die Erzeuger bestimmt.

Die Anteile von Erzeugern und Verbrauchern an den Netznutzungsentgelten werden aus dem englischen abgeleitet als G- und L-Komponente bezeichnet.⁶⁰ Wesentliche Ziele von G-Komponenten sind eine verursachungsgerechte Belastung von Einspeisern durch die Abbildung der Kosten eines zusätzlich notwendigen Netzausbaus bzw. der Vermeidung von Netzinvestitionen, sowie eine räumlich und zeitlich optimierte Verteilung der Erzeugung bzw. Einspeisung durch die Wahl des Standortes und der Erzeugungstechnologie, welches zu einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs beiträgt. Hinsichtlich der Verteilungswirkung ist zudem zu fragen, warum Endverbraucher vollständig für einen Netzausbau bezahlen sollen, von dem in einzelnen Fällen Schweizer Erzeuger und Stromhändler im internationalen Verkauf von Strom ausserhalb der Schweiz profitieren.

Der Ausstieg aus der Kernenergie und der Zubau neuer erneuerbarer Energien führt mittel- bis langfristig zu einer Änderung der Einspeisepunkte, einer Änderung und gegebenenfalls einer Umkehrung von Lastflüssen mit einem entsprechenden Um- und Ausbaubedarf der Stromnetze (vgl. Abschnitt 2.5). Verschiedene Erzeugungstechnologien verursachen jedoch sehr unterschiedliche Netzausbaukosten. Dies liegt einerseits daran, dass verschiedene Technologien in ganz unterschiedlichem Ausmass in der Lage sind, die Einspeisung zu steuern, und andererseits auch in unterschiedlichem Ausmass den Standort der Erzeugung und damit den Punkt der Einspeisung beeinflussen können. In Abhängigkeit der Einspeiseprofile, der lastferne und der jeweiligen lokalen bzw. regionalen Engpasssituation in einzelnen Netzabschnitten, beeinflussen Erzeuger mit ihrer Standortwahl wesentlich den Umfang des Um- und Ausbaubedarf der Stromnetze. Gerade Erzeugung aus nEE Anlagen verursacht hier in vielen Fällen einen besonders hohen Netzausbaubedarf (vgl. Kapitel 0). Bei hohen Anteilen an dezentraler intermittierender Erzeugung aus erneuerbaren Energien kann so für einzelne Verteilnetze von einem Wechsel von lastgetriebenen zu einspeisegetriebenen (d.h. wesentlich durch die Einspeisung bestimmten) Netzen gesprochen werden. Dies ist zum Beispiel in einzelnen ländlichen Verteilnetzgebieten im Norden von Deutschland zu beobachten, wo es aufgrund der hohen Einspeisung von Windenergie bereits heute zu häufigen Situationen der Rückspeisung von Strom aus Verteilnetzen in das Übertragungsnetz kommt.

3.4.3.2 Internationale Erfahrungen

International ist die Anwendung einer G-Komponente für die Netznutzungsentgelte in Übertragungsnetzen üblicher als in Verteilnetzen. Dies hängt wesentlich damit zusammen, dass die durch die Erzeuger verursachten Kosten und Nutzen im Übertragungsnetz, einfacher bestimmt bzw. modelliert werden können.

⁶⁰ G- und L-Komponente leiten sich ab von G für Englisch generation (Erzeugung) und L für Englisch load (Last).

nen, da es sich im Übertragungsnetz um eine geringere Anzahl von Einspeisern, direkt angeschlossenen Verbrauchern und nachgelagerten Netzbetreibern handelt. Zudem sind im Übertragungsnetz üblicherweise nur eine einzige Spannungsebene und meist deutlich grössere Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen.

Eine regionale Differenzierung der G-Komponente erfolgt nur in einem Teil der Länder (vgl. Tabelle 6). Ohne eine solche Differenzierung werden jedoch keine Anreize für die Standortwahl von Erzeugern gesetzt. Zudem können einheitliche G-Komponenten, die von allen Erzeugern in gleichem Umfang erhoben, (fast) vollständig auf die Verbraucher überwältzt werden.

Der Anteil der G-Komponente an den in verschiedenen europäischen Übertragungsnetzen erhobenen Netznutzungsentgelten variiert stark. Er liegt zwischen 38% in Norwegen und 2% in Frankreich. Derartige Unterschiede in den Anteilen der G-Komponente sind wesentlich durch politische Festlegungen und nur zu einem sehr geringen Teil durch Unterschiede in der verursachungsgerechten Kostenallokation begründet.

Durch die sehr unterschiedliche Handhabung und Erhebung von G-Komponenten innerhalb des europäischen Strommarkts kommt es zu Wettbewerbsverzerrung zwischen Erzeugern aus verschiedenen europäischen Ländern. Die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierer in Europa (ACER) hat daher im April 2014 in einer Stellungnahme mit Verweis auf diese Wettbewerbsverzerrungen eine sukzessive europaweite Einschränkung bzw. Abschaffung der G-Komponente über vier Jahren ab 2015 gefordert.⁶¹ Vor dem Hintergrund eines immer stärker integrierten europäischen Strommarktes ist zwar eine einheitliche europäische Regelung anzustreben, wenn Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden wollen. Derartige Regelungen könnten jedoch auch darin liegen, dass in allen Ländern eine verursachungsgerechte Erhebung von G-Komponenten eingeführt wird. Dabei müssen nicht notwendigerweise einheitliche G-Komponente erhoben werden, da Erzeuger in verschiedenen Ländern möglicherweise in unterschiedlichem Umfang Netzkosten verursachen.

Tabelle 6: G-Komponenten im Übertragungsnetz in Europa

Land	Anteil an Netznutzungsentgelten (in %)	Regionale Differenzierung
Belgien	7	Nein
Dänemark	4	Nein
Finnland	17	Nein
Frankreich	2	Nein
Grossbritannien	27	Ja
Irland	25	Ja
Nordirland	25	Ja
Norwegen	38	Ja
Portugal	7	Nein

⁶¹ ACER (2014): Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2014 of 15 April 2014 on the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers

Land	Anteil an Netznutzungsentgelten (in %)	Regionale Differenzierung
Rumänien	19	Ja
Slowakische Republik	4	Nein
Österreich	32	Nein
Schweden	33	Ja
Spanien	10	Keine Angabe

Quelle: ENTSO-E (2014): Overview of Transmission tariffs: Synthesis 2014

Wettbewerbsverzerrungen bzw. Diskriminierungen entstehen ebenso auf nationaler Ebene, wenn G-Komponenten in unterschiedlichem Umfang von am Übertragungsnetz und am Verteilnetz angeschlossenen Erzeugern zu entrichten sind (sofern diese Differenzen nicht als verursachungsgerecht angesehen werden können). Wenn sich ein Kraftwerk aufgrund einer perfekt kalkulierten G-Komponente nicht mehr rentiert und stillgelegt wird und durch ein anderes Kraftwerk ersetzt wird, welches unter Berücksichtigung der verursachten Netzkosten (G-Komponente) zu geringeren Vollkostenangeboten kann, so ist dies als effizient zu bewerten (sofern dies nicht vor allem auf die grundsätzliche Beschränkung der Erhebung einer G-Komponente auf bestimmte Kraftwerke – wie beispielsweise eine ausschließliche Erhebung der G-Komponente von Schweizer Kraftwerken mit Anschluss im Übertragungsnetz – zurückgeführt werden kann).⁶² Aufgrund der hohen Aufwände bei der Ermittlung von G-Komponenten und den Schwierigkeiten bei der praktischen Umsetzung werden G-Komponenten im Verteilnetz nur in zwei europäischen Ländern angewendet, wobei die G-Komponente in Dänemark nur einen relativ kleinen Anteil ausmacht und mit vielen Ausnahmen verbunden ist (vgl. Tabelle 7). Zwei weitere Länder (Spanien und die Niederlande) haben eine G-Komponente auch im Verteilnetz grundsätzlich eingeführt, den Wert jedoch mit Null festgesetzt. Begründet wird dies für die Niederlande bspw. mit den hohen Kosten einer Modellierung der verursachten Kosten von dezentralen Erzeugern im Verteilnetz.⁶³

In Deutschland besteht zudem der Ansatz der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Erzeugungsanlagen im Verteilnetz. Hierbei erhalten auf 110kV und niedrigeren Spannungsebenen angeschlossene dezentrale Erzeuger von dem Verteilnetzbetreiber eine Zahlung in Höhe der durch die dezentrale Einspeisung eingesparten Kosten bzw. Netzentgelte vorgelagerter Netzebenen.⁶⁴ Aufgrund der zunehmend zu

⁶² Würde von Kraftwerken, die im Verteilnetz angeschlossen sind, sowie von Kraftwerken, in den Schweizer Nachbarländern, grundsätzlich keine G-Komponente erhoben, so käme es zu einer diskriminierenden Bevorteilung dieser Kraftwerke, da nur den Kraftwerken im Übertragungsnetz die Vollkosten angelastet würden.

⁶³ Frontier Economics im Auftrag der Niederländische Mededingingsautoriteit (2012): Treatment of distributed generation – A report for the NMa

⁶⁴ Genauere Angaben hierzu macht §18 Stromnetzentgeltverordnung: „Massgeblich sind die tatsächliche Vermeidungsarbeit in Kilowattstunden, die tatsächliche Vermeidungsleistung in Kilowatt und die Netzentgelte der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene. Die Vermeidungsarbeit ist unter Berücksichtigung der Netzverluste der jeweiligen Netz- oder Umspannebene die Differenz zwischen der durch Letztverbraucher, Weiterverteiler und nachgelagerte Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie in Kilowattstunden und der aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene entnommenen elektrischen Energie in Kilowattstunden. Die Vermeidungsleistung ist die Differenz zwischen der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus der Netz- oder Umspannebene und der maximalen Bezugslast dieses Jahres aus der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene in Kilowatt. [...]“

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, nach Abschluss einer Kalkulationsperiode die Differenz zwischen den an die Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen in Summe erstatteten Entgelten und den sich [...] rechnerisch ergebenden vermiedenen Kosten der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene zu ermitteln. Der Differenzbetrag ist zuzüglich einer angemessenen Verzinsung in der nächsten Kalkulationsperiode in Ansatz zu bringen.“

Für die Verbraucher innerhalb des Netzes und auf der Spannungsebene auf der die dezentrale Einspeisung erfolgt, ändert sich dabei nichts. Da in Deutschland Netzentgelte nur von Verbraucher erhoben werden, wird somit nur ein Teil der Netzentgelte, der ohne dezentrale Einspeisung für vorgelagerte Netz- oder Umspannebenen vorgesehen war, an die dezentralen Anlagenbetreiber ausgeschüttet.

Das Konzept der vermiedenen Netzentgelte geht davon aus, dass durch die dezentrale Einspeisung Netzkosten auf vorgelagerten Netz- oder Umspannebenen eingespart werden können. Faktisch ist es jedoch so, dass die vorgelagerten Netzkapazitäten nicht kurzfristig angepasst werden können (da ihnen langfristige Investitionsentscheidungen zu Grunde liegen). Es ist für Deutschland nicht bekannt, ob, in Folge von dezentraler Einspeisung auf nachgelagerten Netzebenen, von regulatorischer Seite einzelnen Netzbetreibern geringere Kosten anerkannt wurden, da aufgrund der dezentralen Einspeisung geringere Netzkapazitäten auf vorgelagerten Netzebenen benötigt werden. Im Ergebnis dürfte so auf-

beobachtenden Rückspeisung von Strom aus dezentralen erneuerbaren Energieanlagen in höhere Spannungsebenen (und damit in der Regel verbundenen höheren Kosten auf vorgelagerten Netzebenen), wird in Deutschland jedoch bereits eine Abschaffung von vermiedenen Netzentgelten intensiv diskutiert. Je nach Ausgestaltung können über vermiedene Netzentgelte grundsätzlich Anreize für eine netzdienliche Netznutzung gesetzt werden (vgl. hierzu auch Abschnitte 4.4 und 4.5 dieses Berichtes); unter dem Blickwinkel der Verursachungsgerechtigkeit ist die Einführung einer G-Komponente anzustreben, die (wie beispielsweise in Grossbritannien)⁶⁵ für einzelne Netzgebiete oder Knoten ja auch negativ ausfallen kann.

Tabelle 7: G-Komponenten im Verteilnetz in Europa

Land	Gewähltes Modell	
Spanien, Niederlande	G-Komponente = 0	<ul style="list-style-type: none"> G-Komponente von Null bildet den durch dezentrale Einspeiser verursachten Netto-Nutzen im aktuellen System ab Erhöhung in NL diskutiert, aber verworfen da die Berechnung einer exakten G-Komponente zu komplexe Modellierung erfordern würde
Dänemark	G-Komponente	<ul style="list-style-type: none"> G-Komponente macht relativ geringen Anteil aus im Vergleich zu L-Komponente Viele Ausnahmeregelungen (keine Anwendung für Wind- und lokale KWK-Anlagen)
Deutschland	Vermiedene Netzentgelte (negative G-Komponente für dezentrale Erzeuger)	<ul style="list-style-type: none"> Ausgangspunkt: dezentrale Erzeuger vermeiden Kosten auf vorgelagerten Spannungsebenen Dezentrale Erzeuger (angeschlossen an 110 kV und darunter) erhalten durch ihren Anschluss gesparte Kosten bzw. vermiedene Netzentgelte Basis für die Berechnung sind Leistung während Lastspitzenzeiten und jährliche Einspeisung Problem: keine Prüfung ob tatsächlich Nutzen generiert wird; Diskussion der Abschaffung vor dem Hintergrund einer zunehmenden Rückspeisung auf vorgelagerte Netzebenen
UK	G-Komponente	<ul style="list-style-type: none"> Bis 2005: Anwendung tiefer Anschlussgebühren, somit keine G-Komponente Ab 2005: flache Anschlussgebühren, G-Komponente besteht aus Grundpreis und Arbeitspreis und kann sowohl positiv als auch negativ sein Berechnung Kosten/Nutzen mit Hilfe von Referenznetzmodell

Quelle: DNV GL auf Basis der Preisblätter der jeweiligen Netzbetreiber

grund von vermiedenen Netzentgelten im Allgemeinen von höheren Netzentgelten auf höheren Netzebenen ausgegangen werden, da die bestehenden Netzkosten dann auf eine geringe Energie- bzw. Leistungsmenge umgelegt werden würden.

⁶⁵ Diese werden in Grossbritannien allerdings nur im Übertragungsnetz erhoben.

3.4.3.3 Bewertung von G- und L-Komponente

Bei einer ausschliesslichen L-Komponente werden über die Netznutzungsentgelte keine Preissignale für die Erzeuger gesetzt bei ihrer Standortwahl und bei ihrem Einspeiseverhalten Netzengpässe zu berücksichtigen. Die hiermit verbundenen Kosten werden ohne eine G-Komponente vollständig auf die Verbraucher über die Netznutzungsentgelte umgelegt und somit nicht in den Grosshandelspreisen abgebildet.

Eine verursachungsgerechte Ausgestaltung einer G-Komponente sollte nach geografischer Lage, Spannungsebene und Einspeisecharakteristik differenziert werden, da Kosten und Nutzen durch Anschluss von Erzeugungsanlagen abhängig von der Netztopologie und der Einspeisecharakteristik sind. Voraussetzung für eine verursachungsgerechte Zuordnung von Kosten und Nutzen zu Erzeugern und Verbrauchern ist zudem eine präzise Berechnung, welche eine komplexe Modellierung erfordert. Diese ist auf Verteilnetzebene mit so hohen Kosten verbunden, dass diese nicht vorteilhaft erscheint.⁶⁶ Die nationale Einführung einer G-Komponente führt zu einer Diskriminierung und Wettbewerbsverzerrung zwischen Schweizer Erzeugern und Kraftwerken in den Nachbarländern (insbesondere da derzeit in Deutschland und Italien keine und in Frankreich nur eine sehr geringe G-Komponente erhoben wird). Ähnlich verhält es sich bei einer Beschränkung der G-Komponente auf an das Übertragungsnetz angeschlossene Erzeuger, die dann gegenüber dezentralen Erzeugern auf Verteilnetzebene, die mittel- bis langfristig in der Schweiz ebenfalls marktbasierend angeboten werden sollen, benachteiligt werden. Eine G-Komponente kann zudem auch teilweise über hinreichend tiefe Netzanschlussgebühren für Erzeuger abgebildet werden (vgl. Abschnitt 3.3).

Die folgende Tabelle fasst die wesentlichen Argumente für und gegen eine Einführung einer G-Komponente auf Übertragungs- und Verteilnetzebene zusammen.

Tabelle 8: Bewertung der Einführung einer G-Komponente im Übertragungs- und Verteilnetz

	Übertragungs- und Hochspannungsnetz	Verteilnetz
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> Grundsätzlich ist G-Komponente verursachungsgerecht Verursachungsgerechtigkeit erfordert jedoch, dass sowohl die Kosten als auch die von den Erzeugern verursachten Nutzen berücksichtigt werden 	<ul style="list-style-type: none"> Erfordert komplexe Modellierung → in Verteilnetzen kaum möglich verursachungsgerecht korrekte G-Komponente zu berechnen
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> In Abhängigkeit von der Komplexität der Modellierung transparent 	<ul style="list-style-type: none"> In Abhängigkeit von der Komplexität der Modellierung transparent
Praktikabilität	<ul style="list-style-type: none"> Geringerer Modellierungsaufwand als auf Verteilnetzebene 	<ul style="list-style-type: none"> Hoher Modellierungsaufwand; Daten zum Teil nicht vorhanden Hohe Anzahl von Erzeugern und Verbrauchern
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> Anreize zu netzdienlichem Verhalten können gestaltet werden (zum Beispiel durch zeitliche Differenzierung) In Kombination mit geografischer Differenzierung auch Anreize für optimale Standortwahl 	<ul style="list-style-type: none"> Anreize zu netzdienlichem Verhalten können gestaltet werden (zum Beispiel durch zeitliche Differenzierung) In Kombination mit geografischer Differenzierung auch Anreize für optimale Standortwahl

⁶⁶ Vergleich hierzu Fussnote 63.

	Übertragungs- und Hochspannungsnetz	Verteilnetz
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> Verteilung der Netzkosten auf alle Netznutzer, dadurch geringere Netznutzungsentgelte für Verbraucher möglich Möglicherweise teilweise Weiterreichung der Kosten über Strompreis an Endnutzer (Grosshandelspreis in der Schweiz jedoch wesentlich durch das Ausland bestimmt) 	<ul style="list-style-type: none"> Netznutzungsentgelte für Verbraucher sinken Möglicherweise teilweise Weiterreichung der Kosten über Strompreis an Endnutzer (Grosshandelspreis in der Schweiz jedoch wesentlich durch das Ausland bestimmt) Erhöhung der Kosten für Prosumer, dezentrale Anlagen Netznutzungsentgelte eventuell Barriere für Eintritt neuer (kleiner) Erzeuger

3.4.4 Regionale Differenzierung

Netzkapazität und -nutzung sind abhängig von Umfang, sowie der *regionalen* und zeitlichen Verteilung von Einspeisung und Entnahme.

Eine regionale Differenzierung von Netznutzungsentgelten berücksichtigt, dass mit der Einspeisung bzw. Entnahme an einem Anschlusspunkt in verschiedenen Netzabschnitten sehr unterschiedliche Netzkosten verbunden sind. In der Schweiz unterscheiden sich die Netzentgelte derzeit nur zwischen Netzbetreibern, Spannungsebenen und Kundengruppen. In einigen Ländern werden jedoch darüber hinaus – insbesondere im Übertragungsnetz – unterschiedliche Netzentgelte für verschiedene Zonen erhoben. In diesem Unterkapitel wird daher diskutiert, welche Anreize von regional differenzierten Netznutzungsentgelten ausgehen und inwiefern diese transparent und praktikabel implementiert werden könnten.

3.4.4.1 Normative Grundlagen

Mit ihrer Standortwahl bzw. dem Netzanschlusspunkt verursachen sowohl Einspeiser wie auch Verbraucher unterschiedliche Netzkosten. Dies umfasst einerseits unterschiedliche Netzverstärkungskosten, abhängig davon wie viel Kapazität in der jeweiligen Region für die Aufnahme der zusätzlichen Einspeisung bzw. der Übertragung der zusätzlichen Last zur Verfügung steht. Zum anderen betrifft dies auch unterschiedliche Netzausbaukosten, da – in Abhängigkeit von der Entfernung zu den Lastzentren bzw. den Erzeugungsschwerpunkten – unterschiedlich lange Netzkapazitäten errichtet werden müssen. Als weitere Begründung für eine regionale Differenzierung kommt hinzu, dass die Errichtung und der Betrieb von Netzinfrastruktur aus geografischen Gründen in einzelnen Netzabschnitten teilweise mit sehr unterschiedlichen Kosten verbunden sind. In vielen Netzsituationen sind dabei die regionale und die zeitliche Komponente der Kostenverursachung eng verknüpft.

Eine regionale Differenzierung von Netznutzungsentgelten soll Engpässe im Netz abbilden und Anreize für Netznutzer setzen mit Standortwahl Engpässe und Netzkosten zu minimieren. Regionale Anreize für Erzeuger setzen die Einführung einer G-Komponente voraus. Anreizwirkungen können hierbei vor allem für grössere Erzeuger und Verbraucher gesetzt werden. Kleine Erzeugungsanlagen und Verbräuche haben einen geringeren individuellen Beitrag zu den Netzkosten und können möglicherweise noch mit den bestehenden Netzkapazitäten abgedeckt werden.

Mit dem Ausstieg aus der Kernenergie und dem Zubau neuer erneuerbarer Energieanlagen in der Schweiz ist mittelfristig mit einem verstärkten Anschluss von Erzeugungsanlagen an neuen Standorten zu rechnen. Über eine regionale Differenzierung der Netznutzungsentgelte könnte einerseits sicherge-

stellt werden, dass die hiermit verbundenen Netzausbaukosten den Verursachern angelastet werden und andererseits Anreize gesetzt werden, dass Erzeuger diese Kosten bei ihrer Standortwahl berücksichtigen und so den durch sie verursachten Netzausbaubedarf reduzieren. Eine regionale Differenzierung einer G-Komponente führt zu einer unterschiedlichen Belastung von einzelnen Erzeugern mit entsprechenden Auswirkungen auf den Grosshandelsmärkten (vgl. Abschnitt 3.4.3), da hierüber jedoch die dem einzelnen Erzeuger zurechenbaren Netzkosten abgebildet werden, trägt dies zu einer grösseren Verursachungsgerechtigkeit und geringeren Gesamtkosten (Erzeugungskosten plus Netzkosten) bei.

Eine regionale Differenzierung von Netznutzungsentgelten kann lokal bzw. pro Netzknoten (Englisch nodal pricing), pro Netzzone (zonal pricing) und einheitlich pro Netzbetreiber und Spannungsebene (Briefmarke) erfolgen.⁶⁷ Die drei Ansätze werden in der folgenden Abbildung in Bezug auf das Übertragungsnetz näher erläutert.

Nodal Pricing	Zonal Pricing	Briefmarke
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Räumlich differenzierte Entgelte für jeden Knotenpunkt des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung lokaler marginaler Kosten ▪ Entgelte: <ul style="list-style-type: none"> – Sind bestimmt durch Engpässe, marginale Netzverluste und Erzeugungspreise – Sind wenig transparent, können volatil und schwer vorhersehbar sein – Erfordern komplexe Berechnung und hohen Aufwand – Bieten Anreize für effiziente Netznutzung und effiziente Standortwahl von Netznutzern ▪ Beispiel: USA 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Räumlich differenzierte Übertragungsnetzentgelte für verschiedene Preiszonen ▪ Kompromiss zwischen Briefmarke und Nodal Pricing ▪ Entgelte: <ul style="list-style-type: none"> – Sind bestimmt durch Engpässe, marginale Netzverluste und Erzeugungspreise – Sind relativ transparent und nachvollziehbar – Erfordern kompliziertere Berechnung – Bieten Anreize für effiziente Standortwahl abhängig von der spezifischen Ausgestaltung ▪ Beispiele: Grossbritannien, Australien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einheitliche Entgelte für Übertragungsnetze und Differenzierung lediglich hinsichtlich der Spannungsebenen bzw. ggf. hinsichtlich der Netzbetreiber ▪ Entgelte: <ul style="list-style-type: none"> – Sind transparent, absehbar und stabil – Sind einfach zu berechnen – Sind nicht unbedingt verursachungsgerecht bzw. sozialisieren Kosten über alle Netznutzer unabhängig vom Standort – Bieten keine Anreize für eine effiziente Netznutzung bzw. Standortwahl ▪ Beispiele: Deutschland, Frankreich, Spanien, Niederlande

Abbildung 25: Mögliche Ausgestaltungen von regional differenzierten Netznutzungsentgelten

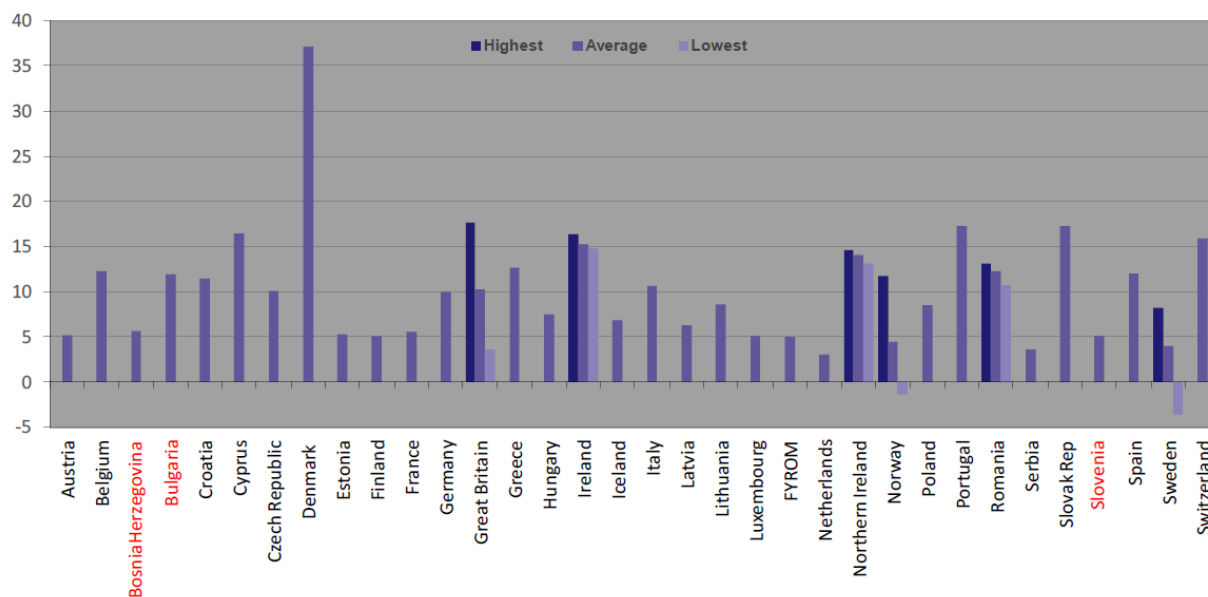
Eine regionale Differenzierung auf Verteilnetzebene über die Differenzierung nach Spannungsebene und Netzbetreiber hinaus, erscheint angesichts der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz nicht sinnvoll, da dies bereits eine relativ starke regionale Differenzierung sicherstellt und der Mehrwert einer weitergehenden regionalen Differenzierung auf Verteilnetzebene für die meisten Netzbetreiber somit begrenzt ist; zudem ist eine sehr kleinteilige regionale Differenzierung für die Netznutzer wenig transparent. Umgekehrt könnte aus politischer Sicht eine Sozialisierung von hohen Kosten einzelner Netzgebiete über die Netznutzungsentgelte auf alle Netznutzer erwogen werden, wie dies bereits heute im Rahmen der Umlage für Netzverstärkungen nach Art. 22 StromVV über die allgemeinen Systemdienstleistungsentgelte erfolgt. Art. 14 StromVG räumt den Kantonen sowie dem Schweizer Bundesrat zudem grundsätzlich die Möglichkeit ein, im Falle von unverhältnismässigen Unterschieden der Netznutzungsentgelte einen Ausgleich zwischen den Netzbetreibern anzuordnen. Ein derartiger nationaler Kostenausgleichsmechanismus (Umverteilung), würde jedoch zu nicht kostenbasierten Netzentgelten führen und damit die Anreize für Kosteneffizienz seitens der Netzbetreiber reduzieren.

3.4.4.2 Internationale Erfahrung

Eine regionale Differenzierung von Übertragungsnetzentgelten kommt in Europa derzeit in fünf beziehungsweise sechs Ländern zur Anwendung. Eine starke Spreizung der Übertragungsnetzentgelte findet

⁶⁷ Ein weiterer Ansatz zur regionalen Differenzierung stellt die Aufteilung des nationalen Strommarktes in regionale Preiszonen dar (market splitting), wenn strukturelle Engpässe im Netz dazu führen, dass Redispatchmassnahmen in grösserem Umfang notwendig werden.

sich in Grossbritannien, Norwegen und Schweden. In den beiden Skandinavischen Ländern werden in einzelnen Netzgebieten hierbei sogar negative Preise erhoben (Abbildung 26).



Quelle: ENTSO-E (2014): Overview of Transmission tariffs: Synthesis 2014

Abbildung 26: Regionale Differenzierung Übertragungsnetzentgelten in Europa gemäss ENTSO-E⁶⁸

Die regionale Differenzierung erfolgt in allen Fällen für Erzeuger (über die G-Komponente, vgl. Tabelle 6) und nur in einigen Fällen auch für Verbraucher. In Irland werden beispielsweise für Verbraucher einheitliche und für Erzeuger regional differenzierte Netzentgelte erhoben. Weitere Unterschiede bestehen bei der Berechnung der regional differenzierten Entgelte im Übertragungsnetz; diese werden in Grossbritannien auf Basis der langfristigen und in Norwegen auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten ermittelt. Im Bereich der Verteilnetze ist über eine Differenzierung nach Netzbetreibern und Spannungsebenen hinaus keine weitere regionale Differenzierung zu beobachten.

3.4.4.3 Bewertung regional differenzierter Netznutzungsentgelte

Eine regionale Differenzierung der Netznutzungsentgelte kann die von Netznutzern an unterschiedlichen Netzpunkten verursachten Netzkosten gerecht abbilden. Insbesondere bei einer Anwendung für Erzeuger können hierüber effiziente Anreize für die Standortwahl und die Netznutzung gesetzt werden. Die Anreize und die Verursachungsgerechtigkeit können durch eine detailliertere Modellierung erhöht werden, dies geht jedoch zu Lasten der Transparenz und der Praktikabilität. Anreizwirkungen und Verbesserungen der Verursachungsgerechtigkeit können mit einer regionalen Differenzierung der Netznutzungsentgelte insbesondere im Übertragungsnetz und in Kombination mit einer G-Komponente erzielt werden, da die Vielzahl der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz (mit jeweils unterschiedlichen Netznutzungsentgelten) bereits zu einer starken Differenzierung der Netznutzungsentgelte führt. Tabelle 9 fasst die Bewertung von regional differenzierten Netznutzungsentgelten anhand der zu Beginn des Kapitels definierten Kriterien zusammen.

⁶⁸ Bei der Höhe der Abbildung angegebene Übertragungsnetzentgelte ist zu berücksichtigen, dass diese sämtliche auf Übertragungsnetzebene erhobene Entgelte inklusive von Umlagen (wie bspw. zur Förderung von erneuerbaren Energien) enthalten und somit nicht nur die Netznutzungsentgelte im engeren Sinne enthalten. Hinsichtlich der zugrunde liegenden Annahmen verweisen wir auf Fussnote 56 und Seite 16 des ENTSO-E Berichtes. Werte der Länder in rot beruhen auf Schätzungen.

Tabelle 9: Bewertung regional differenzierter Netznutzungsentgelte

	Regional differenzierte Netznutzungsentgelte
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Regionale Entgelte bilden Kosten in der Region ab, jedoch nicht individuell verursachte Kosten einzelner Netznutzer ▪ Kosten, die nicht durch lokale Netznutzer verursacht sind (z.B. Stromtransit), werden nicht verursachungsgerecht allokiert
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berechnung stark regional differenzierter Netzentgelte komplex, daher nicht unbedingt transparent ▪ Zonale Entgelte transparenter als lokale ▪ Kostenverursachung durch Netznutzung in verschiedenen Regionen transparent in Entgelten wiedergegeben
Praktikabilität	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Erfordert umfassende Modellierung zum Teil komplexer Stromflüsse und Kenntnisse ▪ Hoher Berechnungsaufwand und hohe Transaktionskosten nur gerechtfertigt bei Vorliegen von regelmässigen Engpässen
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anreize für die Standortwahl von Verbrauchern und Erzeugern (G-Komponente vorausgesetzt) sowie Anreize zur effizienten Netznutzung bei Kombination mit zeitlicher Differenzierung ▪ Anreizwirkung je nach Ausgestaltung und Netznutzer unterschiedlich (z.B. Haushalte unelastisch); preiselastische Kostenumlage verstärkt Anreize und senkt möglicherweise Gesamtkosten
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ohne Umlagen oder eine direkte Unterstützung (z.B. via Bundeskasse oder Finanzausgleich) entstehen zum Teil erhebliche Kosten für Netznutzer in entlegenen Regionen, die in ihrer Standortwahl inflexibel sind ▪ Netzausbau im Zusammenhang mit dezentralen Erzeugungsanlagen zum Teil lokal fokussiert; politisch motivierter Zubau an neuen Erneuerbaren jedoch möglicherweise zum Vorteil aller Schweizer ▪ Regional differenzierte G-Komponenten führen zu unterschiedlichen – jedoch verursachungsgerechten – Belastungen verschiedener Erzeuger

3.4.5 Zeitliche Differenzierung

Netzkapazität und -nutzung sind abhängig von Umfang, sowie der regionalen und *zeitlichen* Verteilung von Einspeisung und Entnahme.

Eine zeitliche Differenzierung von Netznutzungsentgelten berücksichtigt, dass zu verschiedenen Zeitpunkten unterschiedliche Kosten der Netznutzung entstehen. Dies hängt vor allem damit zusammen, dass die Netzkapazitäten durch die Spitzeneinspeisung bzw. Spitzenlast bestimmt werden. Mit der Verbreitung von intelligenten Stromzählern und dem Ausbau der Verteilnetze zu Smart Grids werden mittelfristig die technischen Voraussetzungen für eine stärkere zeitliche Differenzierung von Netznutzungsentgelten geschaffen. In diesem Abschnitt wird daher untersucht, welche Anreize von zeitlich differenzierten Netznutzungsentgelten ausgehen und in welchem Umfang diese verursachungsgerecht und mit adäquaten Aufwand eingeführt werden können.

3.4.5.1 Normative Grundlagen

Zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte bilden einerseits ab, dass Verbraucher und Erzeuger mit der individuellen zeitlichen Verteilung von Entnahme bzw. Einspeisung in unterschiedlichem Masse zur Verur-

sachung von Netzkosten beitragen. So ist die Netznutzung zu Spitzenlast- bzw. Spitzeneinspeisungszeiten die wesentliche Grösse für die Dimensionierung der Netzkapazität, welche wiederum der wesentliche Treiber für die Netzkosten darstellt (vgl. Abschnitt 2.2). Andererseits setzen zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte Anreize für eine Verschiebung von Last in Schwachlastphasen (bzw. für eine Einspeisung in Phasen mit geringer Einspeisung) und tragen somit zu einer Vergleichsmässigung von Last und Einspeisung bei. Im Ergebnis lassen sich hierdurch die notwendigen Netzkapazitäten und Netzinvestitionen minimieren.

Die Anwendung zeitlich differenzierter Entgelte kann entweder über eine zeitliche Differenzierung des Arbeitspreises oder des Leistungspreises erfolgen. Da die unterschiedliche zeitliche Verursachung von Netzkosten im Wesentlichen durch die unterschiedliche zeitliche Beanspruchung der Netzkapazität bestimmt wird, sollte eine zeitliche Differenzierung der Netznutzungsentgelte vor allem über den Leistungspreise erfolgen, sofern die kapazitätsabhängigen Kosten vollständig über den Leistungspreis abgebildet werden. Wird der Arbeitspreis auch für (einen Teil der) leistungsabhängigen Netzkosten angewendet, kann eine zeitliche Differenzierung in der Verursachung von Netzkosten auch über eine zeitliche Differenzierung der Arbeitspreise abgebildet werden.

Die zeitliche Differenzierung von Tarifzeiten kann sich hierbei an den systemweiten Spitzenlast (bzw. -einspeisung) und Schwachlast (bzw. Zeiten geringer Einspeisung) orientieren oder die zeitliche Differenzierung stärker regionalisieren (vgl. Abschnitt 3.4.4) und so die Netzengpässe in einzelnen Netzen bzw. Netzabschnitten zu unterschiedlichen Zeitpunkten abbilden. Bei der zeitlichen Differenzierung kann zwischen Tarifen mit zwei Tarifzeiten oder stärker zeitlich dynamisierten Netznutzungsentgelten unterschieden werden. Hierbei werden insbesondere die folgenden Arten unterschieden.

Time-of-use pricing (ToU)	Critical peak pricing (CPP)	Real-time pricing (RTP)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tarife mit zwei oder mehrere Tarifzonen, die sich an der zeitlichen Struktur der Nachfrage bzw. Einspeisung orientieren und auf Basis von historischen Last- bzw. Einspeiseprofilen ermittelt werden ▪ Werden in der Regel langfristig festgelegt ▪ Differenzierung orientiert sich bspw. an <ul style="list-style-type: none"> – Tageszeit (Tag-/ Nachtarife) – Wochentag (Tarife für Werktag und Wochenende) – Jahreszeit (Sommer/Winter) ▪ Entgelte: <ul style="list-style-type: none"> – Sind transparent, absehbar und stabil – Sind (relativ) einfach zu berechnen – Sind nur bedingt verursachungsgerecht, da Netzengpässe aus kurzfristigen Schwankungen von Einspeisung und Verbrauch nicht abgebildet werden – Setzen Anreize für eine effiziente Netznutzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Deutlich erhöhte Tarife für kurzfristig erwartete besonders kritische Netzsituationen, in der übrigen Zeit Festpreise ▪ Höhe der Tarife im Vorfeld bekannt, exakter Zeitpunkt, zu denen diese Preise gültig sind, wird mit begrenztem Vorlauf (z.B. 24h im voraus) bekannt gegeben ▪ Anzahl der Ereignisse bzw. Umfang (z.B. Anteil an Jahresstunden) der Erhebung von critical peak Preisen kann im Vorfeld begrenzt werden ▪ Entgelte: <ul style="list-style-type: none"> – Können kurzfristig auftretende Netzengpässe verursachungsgerecht abbilden – Erfordern komplexe aufwändige Modellierung – Sind möglicherweise wenig transparent – Setzen starke Anreize für eine Lastverschiebung und eine effiziente Netznutzung – Sind für Netznutzer nur begrenzt zu antizipieren, Netznutzer in unterschiedlichem Masse in der Lage auf CPP mit Lastverschiebungen zu reagieren 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeitlich variable Preise, deren Höhe für einzelne Zeitintervalle (z.B. Stunden) erst mit kurzem zeitlichen Vorlauf (z.B. für die nächste Stunde oder den nächsten Tag) regelmässig auf Basis der kurzfristig erwarteten Netzsituation angepasst und bekannt gegeben werden ▪ Entgelte: <ul style="list-style-type: none"> – Können die tatsächliche Netzsituation verursachungsgerecht abbilden – Sind wenig transparent, können volatil und schwer vorhersehbar sein – Erfordern komplexe aufwändige Modellierung mit entsprechenden Kosten – Setzen (in Abhängigkeit der Transparenz) starke Anreize für eine Lastverschiebung und eine effiziente Netznutzung – Netznutzer in unterschiedlichem Masse in der Lage mit Lastverschiebungen auf kurzfristige Preis Anpassungen zu reagieren

Abbildung 27: Mögliche Ausgestaltungen von zeitlich differenzierten Netznutzungsentgelten

Eine verursachungsgerechte Kostenallokation erfordert eine hinreichend zeitliche Dynamisierung, die in der Regel über zwei Tarifzeiten hinausgehen dürfte. Time-of-use Tarife mit mehr als zwei Tarifzonen oder dynamische Tarife (wie bspw. critical peak oder real time pricing) können nicht über Zweittarifzähler

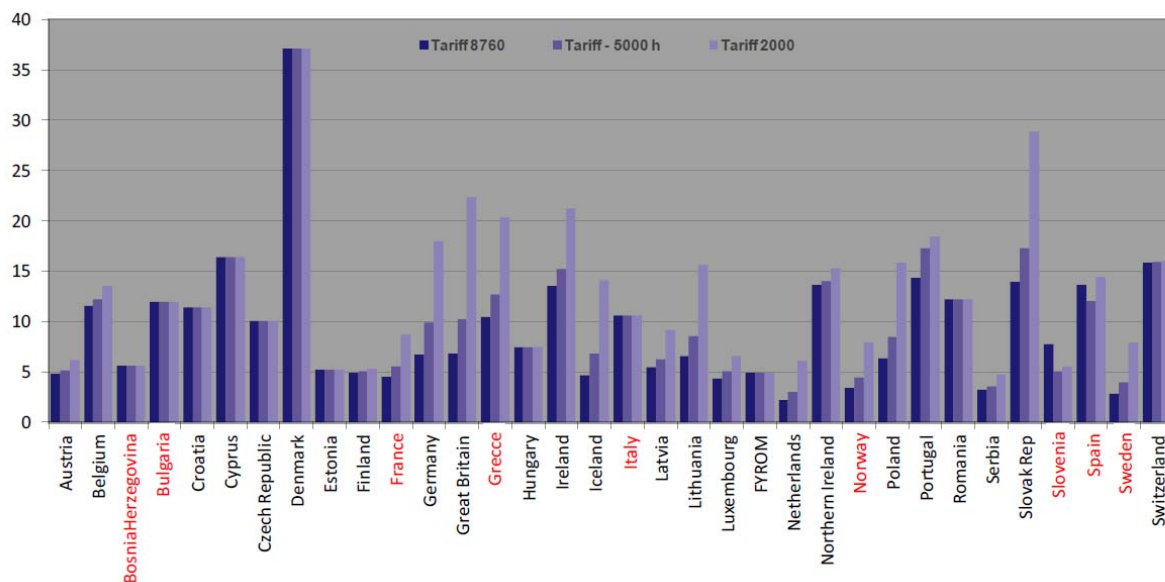
abgebildet werden und setzen entsprechend den Einsatz von intelligenten Stromzählern voraus. Aufgrund dieser technischen Voraussetzungen und der hohen Aufwände bei der Modellierung entsprechender dynamischer Tarife, wurden diese international bisher weitestgehend nur in Pilotprojekten getestet.⁶⁹

Interdependenzen von zeitlich differenzierten Netznutzungsentgelten bestehen mit zeitlich differenzierten Tarifen auf den kommerziellen Teil des Strompreises (Vertrieb), sowie mit dem Regelenergiemarkt und Angeboten für Demand Response. So wird die Anreizwirkung von Netzentgelten zur zeitlichen Verlagerung von Last möglicherweise begrenzt oder verstärkt durch starke Schwankungen der Grosshandelspreise im Zusammenhang mit der Einspeisung von Sonnen- und Windenergie (vgl. hierzu auch Abschnitt 4.2).

Die Wetterabhängigkeit der Erzeugung aus Sonne und Wind führt bei entsprechenden Anteilen von Sonnen- und Windenergieanlagen zu einer stark schwankenden Einspeisung insbesondere auf Verteilnetzebene. Ohne dezentrale Speicher und Abregelung ist ein Netzausbau in Höhe der maximalen Einspeisung notwendig. Insbesondere Photovoltaik-Anlagen erzeugen jedoch Strom in Höhe der maximalen Erzeugungskapazität nur in relativ kurzen Zeitperioden. Entsprechend werden mit zunehmenden Anteilen an Erzeugung aus nEE auch die Netzkosten in grösserem Umfang als in der Vergangenheit durch kurze Intervalle der Spitzeneinspeisung bestimmt. Hinzukommt die zukünftig grössere Bedeutung von Demand Response, so dass auch die Möglichkeiten der Lastverschiebung und damit der Beeinflussung der Netzkosten durch die Verbraucher zunehmen.

3.4.5.2 Internationale Erfahrung

Abgesehen von Pilotprojekten sind zeitlich dynamische Netznutzungsentgelte sowohl im Übertragungsnetz als auch im Verteilnetz in der Praxis bisher nicht umgesetzt worden. Bei den Übertragungsentgelten wird in vielen Ländern hinsichtlich der Benutzungsdauern unterschiedlicher Netznutzer unterschieden (vgl. Abbildung 28).



Quelle: ENTSO-E (2014): Overview of Transmission tariffs: Synthesis 2014

Abbildung 28: Auswirkung der Benutzungsdauer auf die Netznutzungsentgelte im Übertragungsnetz in Europa gemäss ENTSO-E⁷⁰

⁶⁹ Vergleiche hierzu auch Eurelectric (2013): Network structure for a smart energy system

Im Bereich der Verteilnetze finden sich in Europa einige Beispiele für eine Differenzierung der Arbeits- und/oder der Leistungspreise in zwei Tarifzonen, die sich zwischen Spitzen- und Schwachlastphasen, Tag und Nacht, nach Wochentag oder nach Jahreszeit unterscheiden. Dabei werden diese in einigen Fällen als optionale Tarife angeboten. Die folgende Tabelle zeigt einige Beispiele für eine zeitliche Differenzierung von Netzentgelten auf Verteilnetzebene. Da die Struktur der Netzentgelte in der Regel von den Netzbetreibern selbst festgelegt wird, unterscheidet sich der Umfang der Erhebung zeitlich differenzierter Netzentgelte üblicherweise zwischen den Netzbetreibern eines Landes.

Tabelle 10: Internationale Beispiele für eine zeitliche Differenzierung von Verteilnetzentgelten

Land	Netzbetreiber	Beispiele Preisblätter Netznutzung
Portugal	Edp distribuicao	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeitliche Differenzierung des Leistungspreises in Spitzenlastzeit und übrige Zeit ▪ Zeitliche Differenzierung des Arbeitspreises nach Jahreszeiten und vier Zeitblöcken entsprechend der Last
Norwegen	Hafslund Nett	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Industrie- und Gewerbekunden mit monatlicher Messung: unterschiedliche Leistungs- und Arbeitspreise für Winter/Sommer ▪ Industrie- und Gewerbekunden mit jährlicher Messung: Grund-, Leistungs- und Arbeitspreis ohne Unterteilung ▪ Haushaltskunden: Grundpreis abhängig von Art des Haushalts (permanent bewohnt oder temporär genutzte Ferienwohnung)
Finnland	Helsingin Energia	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Allgemeiner Tarif: Grundpreis und Arbeitspreis ▪ Time-of-day-Tarif: Grundpreis und Arbeitspreis unterteilt in Tag (Mo-Sa 7:00 bis 20:00) und Nacht ▪ Time-of-day-Tarif mit kontrollierter nächtlicher Leistung: Grundpreis, Leistungspreis (kontrahierte Leistung), Arbeitspreis unterteilt in Tag und Nacht ▪ Tarif für Nieder- und Mittelspannung: Grundpreis, Leistungspreis (gemessene Leistung), Blindleistungspreis, Arbeitspreis unterteilt in Winter/restliches Jahr ▪ Jahrestarif (€/40 W, Jahr): Verbraucher, bei denen Messung aus praktischen Gründen nicht möglich ist
Australien	Diverse	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Leistungspreise und zeitvariable Arbeitspreise (peak/off-peak) überwiegend für grössere Industriekunden, nicht für Haushalte ▪ Arbeitspreise für Haushaltskunden gestaffelt nach bezogener Energiemenge

3.4.5.3 Bewertung zeitlich differenzierter Netznutzungsentgelte

Eine zeitliche Differenzierung der Netznutzungsentgelte kann effiziente Anreize zur Vermeidung von Netzengpässen setzen und eine verursachungsgerechte Kostenallokation sicherstellen. Anreize und Verursachungsgerechtigkeit sind dabei umso höher, je stärker die zeitlich differenzierten Entgelte die Kosten

⁷⁰ Bei der Höhe der Abbildung angegebene Übertragungsnetzentgelte ist zu berücksichtigen, dass diese sämtliche auf Übertragungsnetzebene erhobenen Entgelte inklusive von Umlagen (wie bspw. zur Förderung von erneuerbaren Energien) enthalten und somit nicht nur die Netznutzungsentgelte im engeren Sinne enthalten. Hinsichtlich der zugrunde liegenden Annahmen verweisen wir auf Fussnote 56 und Seite 15 des ENTSO-E Berichtes. Werte der Länder in rot beruhen auf Schätzungen.


zu verschiedenen Zeiten widerspiegeln. Dies betrifft einerseits die Anzahl der Tarife bzw. die Grösse der Zeitintervalle. Eine geringe Differenzierung bietet geringere Anreize (und Möglichkeiten) für Netznutzer zu einer Lastverschiebung und führt zu einer weniger verursachungsgerechten Allokation der Netzkosten. Zum anderen werden die Anreize wesentlich durch die Differenz der Entgelte beeinflusst. Geringe Abweichung bei den Entgelten setzen kaum Anreize Last (sowie im Falle einer G-Komponente von Einspeisung) zu Spitzenzeiten zu vermeiden. Die Entgelte der unterschiedlichen Zeitzonen sollten hierbei die tatsächlichen Netzkosten der jeweiligen Zeitzone widerspiegeln. Eine weitere Einflussgrösse auf die Verursachungsgerechtigkeit ist der Umfang, zu dem sich die Berechnung der Entgelte und die Festlegung der Zeiten an der Netzsituation im jeweiligen Netzgebiet orientieren. Eine präzise zeitliche Differenzierung der Netznutzungsentgelte ist verursachungsgerecht und mit entsprechend starken Anreizen für ein netzdienliches Verhalten verbunden, geht aber aufgrund der dafür notwendigen komplexen Modellierung zu Lasten der Transparenz und Praktikabilität. Die folgende Tabelle fasst die Bewertung von zeitlich differenzierten Netznutzungsentgelten zusammen.

Tabelle 11: Bewertung zeitlich differenzierter Netznutzungsentgelte

	Zeitlich differenzierte Netznutzungsentgelte
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verursachungsgerechte Kostenallokation abhängig von Ausgestaltung
Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommunikation an Netznutzer/Veröffentlichung der verschiedenen Tarife erforderlich für Transparenz ▪ Stark ausdifferenzierte Netzentgelte möglicherweise schwer(er) nachvollziehbar und schwieriger berechenbar für Endverbraucher insbesondere Haushalte
Praktikabilität	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bestimmung genauer Tarife erfordert Modellierung der Kosten zu unterschiedlichen Zeiten ▪ Tendenziell leichter zu bestimmen als regional differenzierte Entgelte ▪ Zeitabhängige Messung nötig (möglich mit Smart Metern)
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generell Anreize für Netznutzung ausserhalb bestimmter Spitzenzeiten für Verbraucher und Erzeuger ▪ Könnte neben geografischer Differenzierung signifikante Rolle für Steuerung neuer Erzeugungsanlagen spielen ▪ Stärke der Anreize abhängig von Ausgestaltung
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Steigert Kosten für Netznutzung zu Spitzenzeiten: verursachungsgerecht, aber belastet Netznutzer, die nur zu bestimmten Zeiten verbrauchen oder einspeisen können/müssen (z.B. Haushalte, Erzeugung aus Wind und Solar)

3.5 Vorschläge für die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems in der Schweiz

In den vorherigen Abschnitten (3.2 bis 3.4) wurden sowohl die Anforderungen als auch mögliche Ansätze für die Ausgestaltung von Netzentgeltsystemen analysiert und bewertet. Im Folgenden werden, vor dem Hintergrund der spezifischen Besonderheiten des Schweizer Energiesektors und der in Kapitel 0 erläuterten erwarteten netzrelevanten Änderungen für die Schweiz, verschiedene Vorschläge für die Weiterentwicklung einzelner Elemente der Schweizer Netzentgeltsystematik abgeleitet und bewertet.



Hierbei erfolgt eine offene Diskussion und Bewertung alternativer Vorschläge, die hinsichtlich einzelner Bewertungskriterien grundsätzlich als vorteilhaft für die Schweiz angesehen werden können. Eine Festlegung auf einen einzigen Ansatz erfolgt jedoch nicht, da im Rahmen dieser Studie keine Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien vorgenommen wird. Zudem sind die Interdependenzen zwischen den einzelnen Gestaltungsoptionen und zwischen den einzelnen Kriterien bei der Bewertung zu berücksichtigen. Ohne eine Festlegung der praktischen Ausgestaltungsdetails und ohne eine entsprechende Modellierung können auch die Kosten und Nutzen der einzelnen Ansätze nicht abschliessend finanziell bewertet werden. Dennoch lassen sich auf Basis der Analysen der vorherigen Abschnitte und Kapitel und vor dem Hintergrund der zu erwartenden Änderungen für die Schweiz mögliche Optionen zur Ausgestaltung des Netzentgeltsystems identifizieren, welche im Hinblick auf einzelne Bewertungskriterien als potentiell vorteilhaft gegenüber dem Status Quo angesehen werden können. Bei der Diskussion verschiedener Ansätze empfiehlt es sich in Bezug auf die Netznutzung zwischen Netzentgeltmodellen für das Übertragungsnetz und Modellen für Kunden mit und ohne Leistungsmessung im Verteilnetz zu unterscheiden.

Netzanschlussgebühren

Bei der Erhebung von Netzanschlussgebühren kann grundsätzlich zwischen flachen und tiefen Netzanschlussgebühren unterschieden werden, hinzukommen die für die Schweiz spezifischen Ansätze der Umlage von Netzverstärkungskosten und der Netzkostenbeitrag.

In der Summe können für die Schweiz flache Netzanschlussgebühren (im Übertragungs- und Verteilnetz) und eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen (im Verteilnetz) als vorteilhaft bewertet werden. Die Einführung von tiefen Netzanschlussgebühren und die Erhebung von Netzkostenbeiträgen sind jedoch in der Summe nicht zu empfehlen. Zwar wäre es prinzipiell verursachungsgerecht die durch einen Anschluss ausgelösten Kosten von Netzverstärkungen dem jeweiligen Erzeuger bzw. Verbraucher vollständig anzulasten (tiefe Netzanschlussgebühren), aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten zwischen Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen und hohen Modellierungsaufwänden, kann ein derartiger Ansatz in der Schweiz nicht praktikabel implementiert werden.

Über den Netzkostenbeitrag erfolgt keine verursachungsgerechte Zuordnung der durch den einzelnen Netzanschlussnehmer ausgelösten Netzkosten, da dieser in der Regel als pro Netzgebiet einheitlicher einmaliger Fixpreis von den Anschlussnehmern erhoben wird. Der Netzkostenbeitrag berücksichtigt also nicht, welche Netzkosten durch die regionale und zeitliche Verteilung sowie den Umfang der Entnahme von dem einzelnen Anschlussnehmer tatsächlich verursacht werden. Da der Netzkostenbeitrag als einmaliger Beitrag bei Neuanschluss oder Erweiterung eines bestehenden Anschlusses erhoben wird, werden zudem bei im Zeitablauf unterschiedlichen Netzkosten von Anschlussnehmern – mit gleichem Netznutzungsprofil und gleicher Inanspruchnahme von Netzkapazität, jedoch einem Anschluss zu unterschiedlichen Zeitpunkten – unterschiedlich hohe Netzkostenbeiträge erhoben. Netzkostenbeiträge, die in der Vergangenheit erhoben wurden, beziehen sich zudem auf Netzanlagen, die möglicherweise schon abgeschrieben wurden. Zudem wird er in der Schweiz zwischen den Netzbetreibern und über die Zeit sehr uneinheitlich erhoben, so dass es zu einer Ungleichbehandlung verschiedener Netznutzer kommt. Die Netzkostenbeiträge stehen somit teilweise nur in einem schwachen Zusammenhang zu den von dem einzelnen Netznutzer beanspruchten Netzkapazität und den dahinterliegenden Kosten. Eine Abschaffung des Netzkostenbeitrags kann somit als vorteilhaft für die Schweiz angesehen werden. Um bei einer Abschaffung eine Ungleichbehandlung unterschiedlicher Anschlussnehmer zu vermeiden, könnte eine Rückerstattung von Netzkostenbeiträgen erwogen werden; andernfalls könnten unterschiedliche Netznutzungsentgelte für Anschlussnehmer, die innerhalb der durchschnittlichen Nutzungsdauer der bestehen-

den Netzanlagen Netzkostenbeiträge geleistet haben und Anschlussnehmer, die erst nach Abschaffung der Netzkostenbeiträge angeschlossen wurden, erwogen werden.⁷¹

Verursachungsgerechter, und mit effizienteren Anreizen für die Netznutzer verbunden, wäre es, die Kosten der individuell benötigten Netzkapazität über den Leistungspreis und die Kosten von Netzverstärkungen – sofern diese einzelnen Anschlussnehmern individuell zugerechnet werden können – über tiefe Netzanschlussgebühren zu erheben, wobei letztere (siehe oben) in der Summe für die Schweiz ebenfalls nicht empfehlenswert erscheinen.

Eine Umlage der Netzverstärkungskosten auf die Verbraucher, die durch den Anschluss von Erzeugern ausgelöst werden, ist grundsätzlich nicht verursachungsgerecht. Wenn analog zu der politisch gewollten Förderung von neuen erneuerbaren Energien, von politischer Seite an dem bestehenden Ansatz festgehalten werden soll, dass Betreiber von nEE-Anlagen nicht an den Netzkosten beteiligt werden sollen (und so von einer verursachergerechten Kostentragung zugunsten einer Subventionierung von nEE-Anlagen abgewichen werden soll), so erscheint es angemessen diese – ähnlich den Netzverstärkungen von zentralen am Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerken – auf alle Schweizer Verbraucher und nicht nur die Endverbraucher im jeweiligen Netzgebiet zu sozialisieren.⁷² Gegenüber dem derzeitigen System sollte die Umlage (nach Art. 22 StromVV) für Netzverstärkungen jedoch hinsichtlich der folgenden Parameter reformiert werden:

- Um die Transparenz von Netzverstärkungskosten und Systemdienstleistungskosten zu erhöhen sollte die Umlage für Netzverstärkungen als eine separate Umlage (ähnlich der KEV) erhoben werden
- Festlegung eines Deckels für Netzverstärkungskosten, Kosten die diesen Deckel überschreiten sind vollständig vom Einspeiser zu tragen
- Verschärfte regulatorische Kostenprüfung der Notwendigkeit und der Wirtschaftlichkeit der Anträge auf Netzverstärkungen durch die ECom⁷³

Die Festlegung des Deckels für Netzverstärkungskosten könnte sich bspw. an absoluten und relativen Änderungen der Netzentgelte bzw. Netzkosten orientieren, wie diese z.B. für von unverhältnismässige Mehrkosten im Zusammenhang mit Anschluss/Betrieb/Erneuerung von Erzeugungsanlagen in der VSE Branchenempfehlung Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz definiert sind.⁷⁴ Alternativ könnte der Deckel auch über einen Schwellenwert in Schweizer Franken pro Ampere oder kWh bestimmt werden. Für den Fall, dass die Netzverstärkungskosten den Deckel überschreiten, sollten nur Kosten in Höhe des Deckels in die Umlage eingehen, während die den Deckel überschreitenden Netzverstärkungskosten vom Erzeuger zu tragen wären.

Die folgende Abbildung fasst die Bewertung der unterschiedlichen Optionen für die Ausgestaltung von Netzanschlussgebühren bzw. Netzanschlussbeiträge zusammen.

⁷¹ Diese Unterscheidung bei den Netznutzungsentgelten könnte dann bis zum Ende der durchschnittlichen Nutzungsdauer der Netzanlagen des jeweiligen Netzgebietes beibehalten werden.

⁷² Bei flachen Netzanschlussgebühren stellt eine Umlage der Netzverstärkungskosten, die im Zusammenhang mit dem Anschluss von nEE-Anlagen entstehen, auf alle Endverbraucher eine Verbesserung gegenüber einer ausschliesslichen Umlage der Kosten innerhalb des jeweiligen Netzgebietes und der Spannungsebene dar. Letzteres würde dazu führen, dass Netzausbau, der notwendig wird, um dezentral erzeugten Strom auf höhere Spannungsebenen hochzuspeisen, allein von den in den Endverbrauchern auf der jeweiligen Spannungsebene des Netzgebietes (auf der der Netzausbau erfolgt) zu tragen wäre. Alternativ wäre es grundsätzlich auch denkbar, dass die Netzverstärkungskosten (nach Art. 22 StromVV) nicht über eine Umlage, sondern über direkte Zuschüsse aus der Bundeskasse oder den Finanzausgleich getragen werden. Eine Bewertung der Förderpolitik für erneuerbare Energien ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens. Entsprechend ist die Sozialisierung dieser Kosten über eine Umlage innerhalb dieses Gutachtens eine gegebene Rahmenbedingung.

⁷³ Die Aufgaben der ECom, welche im Rahmen einer verschärften regulatorischen Kostenprüfung der Notwendigkeit und der Wirtschaftlichkeit der Anträge auf Netzverstärkungen notwendig werden, sind gesetzlich zu regeln. Derzeit ist beispielsweise der Begriff „effizient“ bzw. wirtschaftlich nicht genau definiert, wodurch die Handlungsspielräume der ECom limitiert werden.

⁷⁴ Vergleich hierzu Fussnote 16.

Netzanschlussgebühren

A	B	C	D
Flach	Umlage Netzverstärkungen *	Tief	Netzkostenbeitrag *
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standardgebühren für Anschlussnehmer auf NS-Ebene und individuelle Gebühren auf MS-, HS- und H6S-Ebene ▪ Nicht verursachungsgerecht, da Netzverstärkungen nicht einzelnen Anschlussnehmern zugerechnet ▪ Tiefe Anschlussgebühren mit wesentlichen Schwierigkeiten verbunden (siehe rechts) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Reform Umlage Netzverstärkungen (Art. 22 StromVV) <ul style="list-style-type: none"> - Separate Umlage und nicht Teil der SDL - Festlegung eines Deckels für Netzverstärkungen (z.B. Maximalwert CHF pro Ampere oder kWh); Kosten oberhalb Deckel vom Einspeiser zu tragen - Verschärfte reg. Kostenprüfung ▪ Sozialisierung von Netzverstärkungskosten auf alle Verbraucher analog zur Förderung von Erzeugung aus nEE ▪ Netzverstärkungen im Übertragungsnetz implizit auf alle Verbraucher umgelegt ▪ Nicht verursachungsgerecht, Netzverstärkungen nicht einzelnen Anschlussnehmern zugerechnet, keine Beteiligung von Erzeugern, keine Anreize zur Kostenreduktion 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verursachungsgerechte Zuordnung von Netzverstärkungen zu einzelnen Anschlussnehmern ▪ Unterscheidung Erweiterung und Ersatz schwierig ▪ Verrechnung mit zukünftigen Netznutzern oft schwierig ▪ Hoher Modellierungsaufwand mit hohen Kosten verbunden ▪ Berücksichtigt nicht historische Zufälligkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine verursachungsgerechte Zurechnung von Netzkosten, i.d.R. Fixpreis ▪ Ungleichbehandlung unterschiedlicher Netzgebiete ▪ Ungleichbehandlung alter und neuer Netznutzer bei Anpassung / Einführung, falls keine Rückvergütung ▪ Wenn Erhebung des Netzkostenbeitrags zeitlich lange zurückliegt, Anlagen möglicherweise schon abgeschrieben; NKB müsste eigentlich neu erhoben werden, jedoch teilw. nicht nachvollziehbar wann und ob NKB gezahlt wurde ▪ Bessere Alternativen: <ul style="list-style-type: none"> - Leistungspreis bildet indiv. benötigte Netzkapazität ab - Tiefe Anschlussgebühren decken indiv. Netzverstärkungen ab ▪ Abschaffung führt allerdings auch zu Ungleichbehandlung

Abbildung 29: Bewertung möglicher Optionen für Netzanschlussgebühren

* Sowohl die Umlage für Netzverstärkungen als auch der Netzkostenbeitrag sind nicht zu Netzanschlussgebühren im engeren Sinne zu zählen. Die Umlage der Netzverstärkungskosten auf die Verbraucher kann als ein Sonderfall von flachen Anschlussgebühren angesehen werden, da hierbei zwar individuelle Netzverstärkungskosten eines Anschlusses ermittelt werden, diese aber nicht von dem Anschlussnehmer, sondern von den Netznutzern über die Netznutzungsentgelte erhoben werden. Der Netzkostenbeitrag vereint hingegen Eigenschaften von tiefen Netzanschlussgebühren und Netznutzungsentgelten, in dem er dem einzelnen Anschlussnehmer theoretisch nicht nur die Kosten von durch diesen verursachten Netzverstärkungen sondern auch die Kosten der bestehenden Netzinfrastruktur zu Teilen zurechnet.

Netznutzungsentgelte

Bei der Ausgestaltung der Netznutzungsentgelte kann zwischen einer Beteiligung von Erzeugern an den Netznutzungsentgelten (G-Komponente), einer zeitlichen und regionalen Differenzierung und einer Differenzierung in Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise unterschieden werden. Für die Schweiz erscheint eine regionale Differenzierung der Netznutzungsentgelte nur in Verbindung mit der Einführung einer G-Komponente und nur für höhere Spannungsebenen (insbesondere die Übertragungsebene) erwägenswert, da aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz, bereits eine relativ starke Differenzierung der Netznutzungsentgelte pro Netzgebiet und Spannungsebene erfolgt. Eine (stärkere) zeitliche Differenzierung sollte auf Netznutzer (im Übertragungs- und Verteilnetz) mit Leistungsmessung beschränkt sein und insbesondere auf Verteilnetzebene zunächst nur optional angeboten werden. Für Kunden mit Zweitarifzählern könnten zudem Kriterien vorgegeben werden, die Netzbetreiber bei der Ermittlung der zwei Tarifzeiten und der jeweiligen Preise berücksichtigen müssen, um sicherzustellen, dass die Tarife für Schwach- und Spitzenlastzeiten auch die tatsächlichen Kostenunterschiede widerspiegeln. Bei der Einführung einer G-Komponente sind die Vorteile hinsichtlich der Verursachungsgerechtigkeit und der Anreizwirkungen mit den Modellierungsaufwänden und den Wettbewerbseffekten auf den Erzeugungsmärkten abzuwägen. Mögliche (stark) vereinfachte Ansätze für eine Beteiligung von Erzeugern an den Netznutzungsentgelten (mit deutlich geringerer Verursachungsgerechtigkeit und reduzierten Anreizen) könnten eine Differenzierung der G-Komponente pro Zone (im Bereich der Swissgrid) und pro Spannungsebene und Netzbetreiber (auf Verteilnetzebene), eine Differenzierung anhand der Einspeisungscharakteristika unterschiedlicher Erzeugungstechnologien oder eine Beschränkung der G-

Komponente auf das Übertragungsnetz darstellen. Ebenso könnten aus Vereinfachungsgründen Ausnahmen für kleine Erzeuger und Eigenverbraucher festgelegt werden.⁷⁵

Die folgende Abbildung fasst die Bewertung der unterschiedlichen Optionen für die Ausgestaltung von Netznutzungsgebühren zusammen.

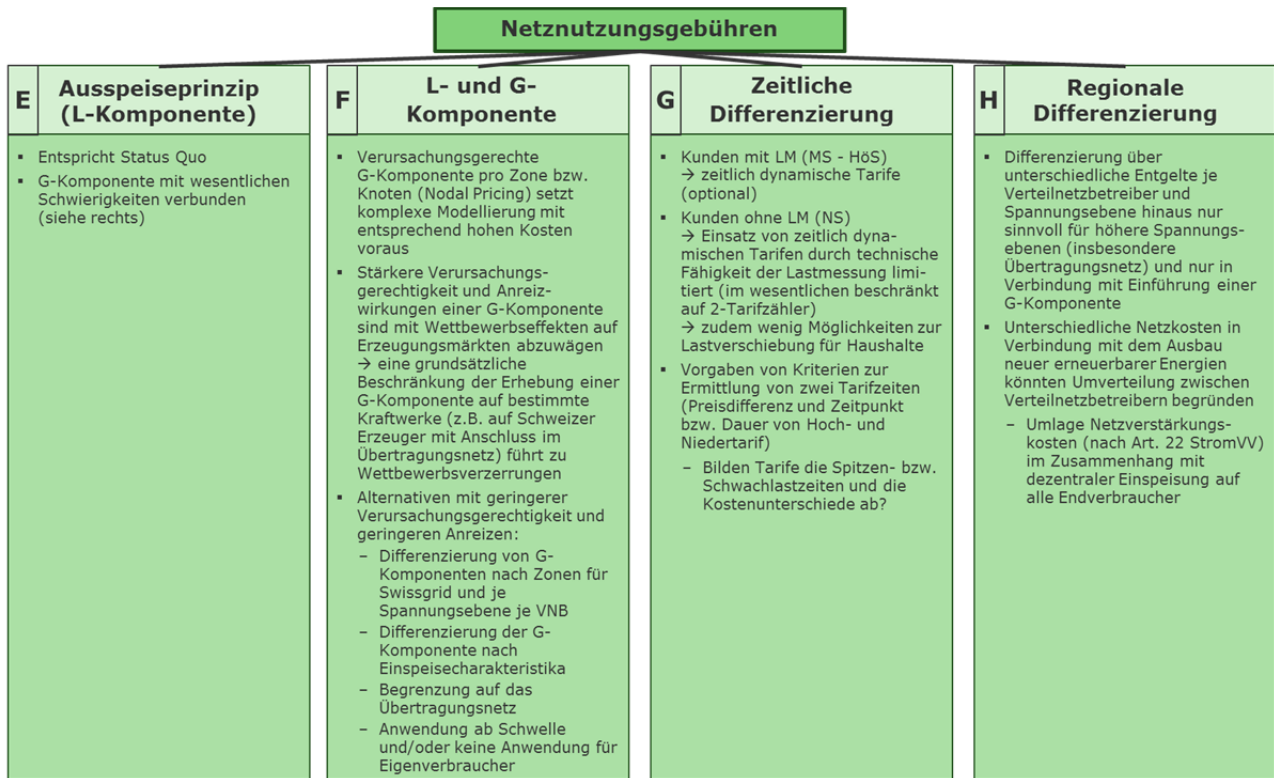


Abbildung 30: Bewertung möglicher Optionen für Netznutzungsgebühren

Hinsichtlich der Aufteilung der Netznutzungsentgelte auf eine Arbeits-, Leistungs- und Grundpreiskomponente sind fixe gesetzliche bzw. regulatorische Vorgaben für die jeweiligen Anteile nicht zu empfehlen, da diese keine verursachungsgerechte Allokation der Netzkosten auf Basis der energie- und leistungsabhängigen sowie der fixen Kostenbestandteile des jeweiligen Netzbetreibers sicherstellen. Auf diese Weise werden auch keine effizienten Anreize für den einzelnen Netznutzer gesetzt, die von ihm verursachten energie-, leistungsabhängigen und fixen Netzkosten bei der individuellen Netznutzung zu berücksichtigen. Die Anteile sind zum einen von aussen schwer zu bestimmen (vgl. Abschnitt 3.2.1) und zum anderen zwischen verschiedenen Netzbetreibern und über die Zeit nicht einheitlich bzw. konstant.

Für Netznutzer bzw. Kunden mit Leistungsmessung im Übertragungs- und Verteilnetz sollte daher in der Schweiz eine Aufteilung auf die drei Komponenten durch den jeweiligen Netzbetreiber gemäss seiner spezifischen Kostenstruktur erfolgen. Im Ergebnis sind bei einem entsprechenden Vorgehen hohe Anteile für den Leistungspreis zu erwarten (vgl. Abschnitt 2.2). Um Sicherzustellen, dass die Netzbetreiber ihre Netzentgelte auch tatsächlich an der individuellen Kostenstruktur ausrichten, könnten regulatorische Vorgaben gemacht werden, das die Netzbetreiber im Falle hoher Anteile von Arbeitspreisen, diese ge-

⁷⁵ Hierbei ist jedoch zu bedenken, dass dezentral erzeugte Energie – mangels kosteneffizienter dezentraler Speicher – mit dem zunehmenden Anteil von neuen Erneuerbaren Energien zukünftig möglicherweise immer weniger dezentral verbraucht wird und somit zunehmend auch zum Netzausbau auf vorgelagerten Spannungsebenen beiträgt. Zudem sollen nEE-Anlagenbetreiber in der Schweiz mittelfristig nicht mehr über einen Fördermechanismus finanziert (vgl. Kapitel 4.2), sondern, wie andere Erzeugungsarten auch, vollständig in den wettbewerblichen Schweizer Strommarkt integriert werden.

genüber der ECom begründen bzw. über eine entsprechende Dokumentation ihrer spezifischen Netzkosten gegenüber der ECom nachweisen müssen.⁷⁶

Aufgrund der besonderen Problematik von Eigenverbrauchern und Prosumern in Bezug auf die Netznutzung sollte eine Leistungsmessung für diese Netznutzergruppe verbindlich sein. Dies sollte nach Möglichkeit auch Prosumer mit kleinen Erzeugungsanlagen einschliessen. Da gemäss dem oben beschriebenen Ansatz in diesem Fall signifikante Anteile für den Leistungspreis erwartet werden können, werden die Entsolidarisierungseffekte von Eigenverbrauchern – die in der Beanspruchung von signifikanten netzkostenrelevanten Kapazitäten in relativ kurzen Zeitintervallen entstehen – stark begrenzt. Im Falle eines flächendeckenden Roll-Outs von Smart-Metern (bzw. dem Einsatz von Zählern mit Leistungsmessung), wäre ein Netzentgeltsystem entsprechend dem obigen Vorgehen für alle Verbraucher anzustreben.

Die folgende Abbildung fasst die Bewertung der unterschiedlichen Optionen für die Aufteilung der Arbeits-, Leistungs- und Grundpreiskomponenten für Kunden mit Leistungsmessung zusammen.

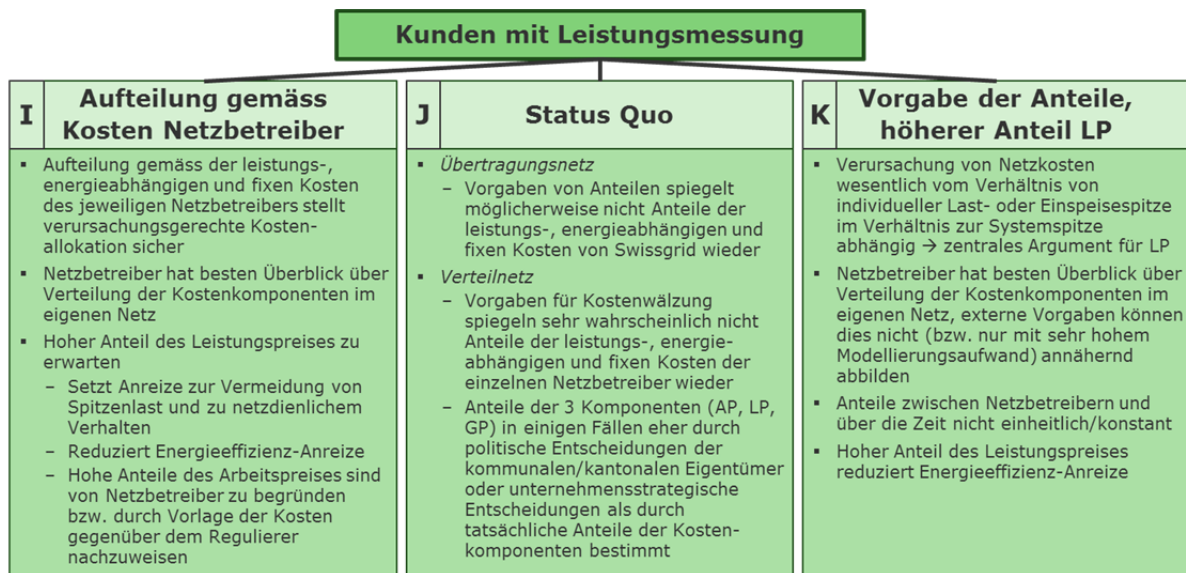


Abbildung 31: Bewertung möglicher Optionen für Netznutzungsgebühren hinsichtlich Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis für Kunden mit Leistungsmessung (Übertragungs- und Verteilnetz)

Für Kunden ohne Leistungsmessung sollte eine Aufteilung zwischen Arbeitspreis und Grundpreis ebenfalls gemäss der energieabhängigen und der fixen Kosten des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen. Für die Abgeltung der leistungsabhängigen Kosten können grundsätzlich drei Alternativen erwogen werden:

- Vollständig über einen Arbeitspreis (→ Arbeitspreismodell),
- Vollständig über einen Grundpreis (→ Grundpreismodell), oder
- Vollständig über einen Leistungspreis (→ Leistungspreismodell).

Bei dem international am weitesten verbreiteten Ansatz werden die leistungsabhängigen Kosten vollständig über den Arbeitspreis umgelegt. Da dieser Ansatz dem Status Quo in der Schweiz relativ ähnlich ist, kann dieser relativ einfach implementiert werden. Die von den Verbrauchern nachgefragten Energiemengen spiegeln die für die benötigten Netzkapazitäten relevanten Lastspitzen und damit die dem einzelnen Netznutzern zurechenbaren Netzkosten nicht verursachungsgerecht wieder. Entsprechend werden

⁷⁶ Hierfür wären die Aufgaben der ECom in diesem Bereich genau gesetzlich zu regeln, sowie sicherzustellen, dass die ECom über entsprechende personelle Ressourcen zur Durchführung dieser Kontrolle verfügt.

auch keine Anreize für eine Lastverschiebung seitens der Verbraucher gesetzt. Im Bereich der Haushaltskunden ist das Lastverschiebepotential allerdings möglicherweise ohnehin begrenzt.

Bei dem Grundpreismodell werden die leistungsabhängigen Kosten vollständig über den Grundpreis verrechnet. Die Berechnung der Grundpreise könnte auf der Basis von Standardlastprofilen, Entnahmemengen und Benutzungsdauern erfolgen. Ein derart pauschalierter Leistungspreis kann nur begrenzt als verursachungsgerecht angesehen werden. Die tatsächlichen Lastspitzen des einzelnen Netznutzers können teilweise deutlich von den zugrunde gelegten Lastprofilen abweichen. Zudem hat der einzelne Netznutzer keine Möglichkeit durch eine Verlagerung seiner Last, die Höhe der Netznutzungsentgelte zu beeinflussen. Entsprechend bestehen auch bei diesem Ansatz keine Anreize zu einer netzdienlichen Netznutzung. Je nach Ausgestaltung kann ein solcher Ansatz relativ transparent und einfach umgesetzt werden.

Bei dem Leistungspreismodell werden die leistungsabhängigen Kosten über einen Leistungspreis abgebildet, der anhand der angeschlossenen Kapazität des Netznutzers ermittelt wird. Sofern die Grösse der Netzanschlussleistung durch den Kunden zu beeinflussen und die für ihn optimale Grösse mit vertretbarem Aufwand zu ermitteln ist, könnte über einen solchen Ansatz die Verursachungsgerechtigkeit gegenüber den anderen beiden Modellen deutlich erhöht werden. Jedoch bestehen auch in diesem Ansatz nur begrenzte Anreize für eine netzdienliche Verlagerung des Verbrauchs, da Zeitpunkt und Umfang der individuellen Lastspitze zur jeweiligen Systemspitze nicht berücksichtigt werden.

Die folgende Abbildung stellt die drei grundsätzlichen Alternativen zur Abgeltung der leistungsabhängigen Netzkosten dem Status Quo gegenüber.



Abbildung 32: Bewertung möglicher Optionen für Netznutzungsgebühren hinsichtlich Arbeits-, Leistungs- und Grundpreis für Kunden ohne Leistungsmessung

Empfehlenswerte Optionen für die Ausgestaltung der Netzentgelte in der Schweiz

Zusammenfassend können für Netzanschlussbeiträge und Netznutzungsgebühren anhand der vorherigen Bewertung die folgenden alternativen Konzepte als potenziell empfehlenswerte Alternativen zum Status Quo angesehen werden. Wie zuvor erwähnt erfolgt hierbei eine getrennte Darstellung von Konzepten für das Übertragungsnetz und das Verteilnetz, letzteres zudem getrennt für Kunden mit Leistungsmessung und ohne Leistungsmessung. Die Buchstaben in Klammern verweisen hierbei auf die zuvor diskutierten und bewerteten Ansätze.

Für das Übertragungsnetz werden auf Basis der vorherigen Bewertungen in allen drei Konzepten flache Netzanschlussgebühren und eine Aufteilung der Netznutzungsentgelte auf Leistungs-, Arbeits- und Grundpreise gemäss der jeweiligen Kostenanteile von Swissgrid empfohlen. Unterschiede bestehen hinsichtlich einer zeitlichen Differenzierung der Leistungspreise (Konzept 2) und der Einführung einer G-Komponente in Verbindung mit einer zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netznutzungsentgelte (Konzept 3).

	Netzanschlussgebühren	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis	G- und L-Komponente	Zeitliche Differenzierung	Regionale Differenzierung
Status Quo	Flach (A)	60:30:10	L-Komponente (E)	Keine	Keine
Konzept 1	Flach (A)	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis; Aufteilung gemäss Kosten Swissgrid (I)	L-Komponente (E)	Keine	Keine
Konzept 2	Flach (A)	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis; Aufteilung gemäss Kosten Swissgrid (I)	L-Komponente (E)	Zeitliche Differenzierung der Leistungspreise (G)	Keine
Konzept 3	Flach (A)	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis; Aufteilung gemäss Kosten Swissgrid (I)	L- und G-Komponente (F)	Zeitliche Differenzierung der Leistungspreise (G) (Erzeuger und Verbraucher)	Ja, Leistungspreise für Erzeuger und Verbraucher (H)

Abbildung 33: Mögliche empfehlenswerte Optionen für Netzentgelte im Übertragungsnetz

Für Kunden mit Leistungsmessung, die im Verteilnetz angeschlossen sind, werden ebenfalls in allen drei Alternativkonzepten flache Netzanschlussgebühren und eine Aufteilung der Netznutzungsentgelte auf Leistungs-, Arbeits- und Grundpreise gemäss der Kostenanteile des jeweiligen Netzbetreibers empfohlen. Hinzu kommt in allen drei Konzepten eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen (nach Art. 22 StromVV) gemäss dem zuvor diskutierten Ansatz B. Wie für das Übertragungsnetz können für Kunden mit Leistungsmessung auch im Verteilnetz eine stärkere zeitliche Differenzierung (Konzept 5) und die Einführung einer G-Komponente mit einer stärkeren zeitlichen und regionalen Differenzierung erwogen werden (Konzept 6). Eine stärkere regionale Differenzierung sollte hierbei jedoch ebenso wie die G-Komponente auf das Hochspannungsnetz (sowie ggf. des Mittelspannungsnetzes) beschränkt sein und anhand vereinfachter Ansätze mit einem entsprechend geringeren Modellierungsaufwand erfolgen.

	Netzanschlussgebühren	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis	G- und L-Komponente	Zeitliche Differenzierung	Regionale Differenzierung
Status Quo	Flach, Umlage Netzverstärkung über SDL, teilw. Netzkostenbeiträge	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis	L-Komponente (E)	teilw. Tag-, Nachtтарife für AP	Keine
Konzept 4	Flach, Reform Umlage Netzverstärkung (B)	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis; Aufteilung gemäss Kosten Netzbetreiber (I)	L-Komponente (E)	teilw. Tag-, Nachtтарife für AP	Keine
Konzept 5	Flach, Reform Umlage Netzverstärkung (B)	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis; Aufteilung gemäss Kosten Netzbetreiber (I)	L-Komponente (E)	Zeitliche Differenzierung der Leistungspreise (G)	Keine
Konzept 6	Flach, Reform Umlage Netzverstärkung (B)	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis; Aufteilung gemäss Kosten Netzbetreiber (I)	L- und G-Komponente (F)	Zeitliche Differenzierung der Leistungspreise (G) (Erzeuger und Verbraucher)	Ja, Leistungspreise für Erzeuger und Verbraucher (H)

Abbildung 34: Mögliche empfehlenswerte Optionen für Netzentgelte im Verteilnetz für Kunden mit Leistungsmessung

Da wir vorschlagen, sämtliche Erzeuger inklusive Eigenerzeugern und Prosumern, mit einer Leistungsmessung auszustatten, um diesen so die von ihnen in Anspruch genommene Netzkapazität verursachungsgerecht zuzuordnen, finden die folgenden Konzepte für Kunden ohne Leistungsmessung nur auf Verbraucher Anwendung. Allen drei Alternativkonzepten zum Status Quo gemeinsam sind eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen und flache Netzanschlussgebühren. Ebenso sollten die energieabhängigen und die fixen Kosten des jeweiligen Netzbetreibers über entsprechende Arbeits- bzw. Grundpreise erhoben werden. Die wesentlichen Unterschiede zwischen den Konzepten bestehen hier bei der Umlage der leistungsabhängigen Kosten der Netzbetreiber, die entweder über Arbeitspreise (Konzept 7), Grundpreise (Konzept 8) oder Leistungspreise auf Basis der angeschlossenen Kapazität (Konzept 9) erfolgen kann. Für das Arbeitspreismodell könnten für Kunden mit Zweitarifzählern zudem Kriterien vorgegeben werden, die Netzbetreiber bei der Ermittlung der zwei Tarifzeiten und der jeweiligen Preise berücksichtigen müssen.

	Netzanschlussgebühren	Leistungs-, Arbeits-, Grundpreis	G- und L-Komponente	Zeitliche Differenzierung	Regionale Differenzierung
Status Quo	Flach, Umlage Netzverstärkung über SDL, teilw. Netzkostenbeiträge	Arbeits-, Grundpreis	L-Komponente (E)	teilw. Tag-, Nachttarife für AP	Keine
Konzept 7	Flach, Reform Umlage Netzverstärkung (B)	Arbeitspreismodell (M)	L-Komponente (E)	Vorgaben von Kriterien zur Ermittlung von zwei Tarifzeiten (G)	Keine
Konzept 8	Flach, Reform Umlage Netzverstärkung (B)	Grundpreismodell (N)	L-Komponente (E)	teilw. Tag-, Nachttarife für AP	Keine
Konzept 9	Flach, Reform Umlage Netzverstärkung (B)	Leistungspreismodell (O)	L-Komponente (E)	teilw. Tag-, Nachttarife für AP	Keine

Abbildung 35: Mögliche empfehlenswerte Optionen für Netzentgelte im Verteilnetz für Kunden ohne Leistungsmessung

In der folgenden Übersicht (Abbildung 36) wird eine zusammenfassende Bewertung der zuvor beschriebenen empfehlenswerten Optionen vorgenommen. Eine abschliessende Abwägung der verschiedenen Ansätze hinsichtlich der verschiedenen Bewertungskriterien würde jedoch eine umfassendere quantitative Modellierung erfordern, die auch die praktischen Ausgestaltungsdetails bei der Umsetzung erfasst. Die praktischen Ausgestaltungsdetails haben dabei teilweise nicht nur wesentliche Auswirkungen auf die Transparenz und Praktikabilität der verschiedenen Ansätze, sondern auch auf die Verursachungsgerechtigkeit und die Anreizwirkungen. Im Rahmen dieser Studie wurde zudem keine Gewichtung der Bewertungskriterien vorgenommen, so dass die Gesamtbewertung eines Konzeptes, nicht aus der einfachen Summe der Bewertungskriterien gebildet werden kann. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass ein Konzept im Hinblick auf die Netzanschlussgebühren, nicht aber in Bezug auf einzelne Elemente der Netznutzungsgebühren verursachungsgerecht sein kann. Die zusammenfassende Übersicht in Abbildung 36 ist somit vor dem Hintergrund der umfassenderen Analyse in den vorherigen Abschnitten zu sehen.

Dennoch lassen sich sowohl für das Übertragungsnetz als auch für Kunden mit und ohne Leistungsmessung im Verteilnetz, angesichts der zu erwartenden Veränderungen im Schweizer Stromsektor, alternative Konzepte identifizieren, die hinsichtlich aller Bewertungskriterien als vorteilhaft gegenüber dem Status Quo anzusehen sind. Im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit und die Anreize zu netzdienlichem Verhalten (welche zu einer Reduktion der Netzkosten beitragen können), weisen hierbei die Konzepte 3 und 6 (im Übertragungsnetz bzw. für Kunden mit Leistungsmessung im Verteilnetz) mit einer zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netznutzungsentgelte und der Einführung einer G-

Komponente Vorteile gegenüber den Konzepten 1 und 2 bzw. 4 und 5 auf, welche eine geringere Differenzierung der Netznutzungsentgelte vorsehen, jedoch im Hinblick auf Transparenz und Praktikabilität besser zu bewerten sind. Für Kunden ohne Leistungsmessung (im Verteilnetz) erscheint eine Umlage der leistungsabhängigen Netzkosten (welche den wesentlichen Unterschied der drei Optionen darstellt) über einen Leistungspreis (Konzept 9), welcher sich an der angeschlossenen Kapazität des Netznutzers orientiert, vorteilhaft gegenüber einer Umlage der leistungsabhängigen Netzkosten über den Arbeitspreis oder den Grundpreis (Konzept 7 bzw. 8). Wie zuvor ausgeführt sind im Bereich der Verteilnetze zudem eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen (nach Art. 22 StromVV) und eine Abschaffung des Netzkostenbeitrags als positiv zu bewerten.

	Übertragungsnetz				Verteilnetz Kunden mit Leistungsmessung				Verteilnetz Kunden ohne Leistungsmessung			
	Status Quo	Konz. 1	Konz. 2	Konz. 3	Status Quo	Konz. 4	Konz. 5	Konz. 6	Status Quo	Konz. 7	Konz. 8	Konz. 9
Verursachungsorientierung	-	o	+	++	-	o	+	++	--	o	o	+
Transparenz	+	+	o	-	o	+	o	-	o	o	o	o
Praktikabilität	+	+	o	-	o	+	o	-	o	+	+	o
Anreizwirkung	-	o	+	++	-	o	+	++	--	-	-	o

Abbildung 36: Zusammenfassende Bewertung der empfehlenswerten Optionen und des Status Quo – abschliessende Bewertung abhängig von den praktischen Ausgestaltungsdetails⁷⁷

⁷⁷ „+“ gibt hierbei an, dass das Konzept das Bewertungskriterium erfüllt (das heisst verursachungsgerecht, transparent, praktikabel bzw. mit netzdienlichen Anreizen verbunden ist), während „-“ anzeigt, dass das Konzept das Bewertungskriterium nicht erfüllt; „o“ steht entsprechend für eine neutrale Bewertung. Hinsichtlich der Interpretation der einzelnen Konzepte und Bewertungskriterien verweisen wir auf die orangegestellten Anmerkungen sowie die detailliertere Analyse in den vorherigen Abschnitten.

4 SONDERTHEMEN

4.1 Einleitung

Neben der Analyse und Bewertung möglicher Optionen für eine Anpassung bzw. Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik in der Schweiz (Kapitel 3) werden vier eigenständige Themen der Stromversorgung untersucht, die im Zusammenhang mit der Netznutzung stehen:

- das Umlageverfahren für die Kosten der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), dem Schweizer Fördersystem für neue erneuerbare Energien
- die Kostenallokation von Kosten für Systemdienstleistungen (SDL) über Umlagen
- die Beteiligung von Stromspeichern an Netzentgelten im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzkosten
- die Beteiligung von virtuellen Kraftwerken an Netzentgelten im Hinblick auf ihre Auswirkungen auf Netzbetrieb und Netzkosten

Im Rahmen der vorliegenden Studie werden für jeden diese vier Bereiche vor allem die Auswirkungen und Anreize im Hinblick auf Netzbetrieb und Netzkosten diskutiert, die sich aus der Umlage der Kosten in den jeweiligen Bereichen ergeben. Vor dem Hintergrund der bereits in Kapitel 0 beschriebenen Anforderungen und erwarteten Veränderungen im Energiesektor wird dabei untersucht, welche Anreize im bestehenden Entgeltsystem für die Netznutzung gesetzt werden, welche alternative Ansätze zum Status Quo bestehen und wie diese zu bewerten sind. Für die vier Themenbereiche werden hierbei im Einzelnen insbesondere die folgenden Fragen beantwortet:

- KEV-Umlage: Welche Wirkungen hat die gleichmässige Umlage auf die Endverbraucher im Hinblick auf deren Lastprofil?
- SDL: Inwieweit ist eine Allokation der Kosten für SDL auf individuelle Netznutzer möglich und sinnvoll, in wie weit eine allgemeine Umlage? Inwieweit sollten Erzeuger stärker an den SDL-Kostenbeteiligt werden?
- Speicher: Sollten Speicher Netznutzungsentgelte entrichten? Kann ein netzdienlicher Speichereinsatz durch den Netzbetreiber vergütet werden?
- Virtuelle Kraftwerke: Welche Kosten verursachen virtuelle Kraftwerke für den Netzbetrieb? Wie kann netzentlastender Betrieb berücksichtigt werden?


Wie zuvor betont, liegt der Fokus auf einer netzseitigen Bewertung der Kostenumlage in den vier Bereichen; auf eine Bewertung in allgemeiner Hinsicht kann daher hier nur am Rande eingegangen werden.

Nicht untersucht werden in dieser Studie daher:

- die grundsätzliche Effizienz verschiedener Arten der Förderung von Erneuerbaren Energien
- der effiziente Beschaffung und regulatorische Behandlung von Systemdienstleistungen
- die Nützlichkeit von Speichern oder virtuellen Kraftwerken als Flexibilisierungsoptionen im Stromsystem im Vergleich zu alternativen Optionen

Diese wurden bzw. werden zum einen in separaten Studien des BfE untersucht und zum anderen unterliegen diese politischen Entscheidungen (wie beispielsweise die Förderung von Erneuerbaren Energien über die KEV bzw. ein Marktprämienmodell), die nicht Gegenstand der vorliegenden Untersuchung sind.⁷⁸ Im Bereich des Einsatzes von Speichern und virtuellen Kraftwerken besteht eine Vielzahl an

⁷⁸ Eine Evaluierung der KEV wurde beispielsweise in der folgenden Studie von 2012 vorgenommen: Interface Politikstudien Forschung Beratung / Ernst Basler + Partner AG / Université de Genève im Auftrag des BfE (2012): Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV).



(möglichen) Geschäftsmodellen, die in ihrer Komplexität hier nicht vollständig abgebildet werden können. Bei der Diskussion und Bewertung verschiedener Alternativoptionen für die vier Bereiche kann zudem auch nicht auf alle praktischen Ausgestaltungsdetails der einzelnen Optionen eingegangen werden. Ebenso wenig konnte im Rahmen der vorliegenden Studie eine Quantifizierung von Effekten im Rahmen einer Modellierung vornehmen. Um die Vor- und Nachteile einzelner Ausgestaltungsoptionen für die vier Bereiche umfassend zu bewerten und zu quantifizieren, empfehlen wir diese in separaten Gutachten zu untersuchen. Das gilt auch für ein weiteres Konzept, einen möglichen Paradigmen-Wechsel im Marktmodell der Schweiz: der Einführung von sogenannten „Smart Markets“. Bei diesem Konzept geht es um eine angemessene Vergütung von Flexibilität in Perioden von lokalen oder regionalen Netzengpässen. In diesen Perioden ersetzt ein lokaler/regionaler Markt innerhalb des betroffenen Verteilnetzes die Teilnahme von Erzeugern und Konsumenten am Grosshandelsmarkt, um eine lokale/regionale Vergütung flexibler Erzeugung bzw. Nachfrage zu ermöglichen. Dieses Konzept hat auch Auswirkungen auf die hier vorgestellten Sonderthemen, da es jedoch in einem eigenen BfE-Gutachten untersucht wird, gehen wir an dieser Stelle nicht weiter darauf ein.

Im Folgenden gehen wir auf die vier genannten Themen genauer ein. Dabei stellen wir zunächst den Status Quo und den Zusammenhang zur Netznutzung dar, benennen die relevanten Trendentwicklungen und ihre Auswirkungen auf das jeweilige Thema, zeigen unterschiedliche Alternativen für die Kostenumlage auf und unterziehen diese einer Bewertung anhand der bereits für die Netzentgelte angewendeten Bewertungskriterien (vgl. Kapitel 3.2). Wichtig ist zu betonen, dass es zu Konflikten bei den Regulierungszielen kommen kann: das Setzen netzseitiger Anreize durch die Instrumentenwahl muss nicht notwendig im Einklang mit anderen politischen Zielen – etwa der Förderung erneuerbarer Energien – stehen. Massstab der Bewertung in diesem Abschnitt sind deshalb netzseitige Anreizwirkungen, nicht aber zwingend das Erreichen eines Kostenoptimums, das nur bei einer expliziten Abwägung der verschiedenen Ziele zu bestimmen wäre.


4.2 Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV)

Die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) ist eine Einspeisevergütung zur Förderung der Verstromung neuer erneuerbarer Energien. Ihre Einführung hat zu einem deutlichen Zubau an neuen erneuerbaren Energien in der Schweiz geführt⁷⁹. Die Finanzierung der KEV erfolgt über einen gleichmässigen energieabhängigen Zuschlag für Endverbraucher, wobei Ausnahmeregelungen für energieintensive Betriebe bestehen. Die für 2016 vorgesehene Umstellung des Systems auf ein Marktprämienmodell hat zunächst keine direkten Auswirkungen auf die Finanzierung der Förderung. Die Finanzierung ist im Rahmen der vorliegenden Studie jedoch insofern von Interesse, als sie in Anlehnung an die Diskussion um die Netzentgelte so gestaltet werden kann, dass sie Anreize für netzdienstliches Ein- und Ausspeiseverhalten setzt.

4.2.1 Status Quo in der Schweiz

In seiner Novellierung des EnG hat der Schweizer Bundesrat im Jahr 2007 das Ziel einer Erhöhung der Stromerzeugung auf Basis neuer erneuerbarer Energien um 5400 GWh bis 2030 gegenüber 2000 festgeschrieben. Bis Anfang 2013 ist tatsächlich ein Anstieg der Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energieanlagen um rund 1400 GWh erfolgt. Dies ist vor allem auf die Einführung der Kostendeckende Einspeise-

⁷⁹ Allerdings bleibt der Beitrag neuer erneuerbarer Energien in der Schweiz insgesamt noch begrenzt: Im Jahr 2012 betrug die Stromproduktion aus nEE 1,9 TWh oder 3% des Bruttostromverbrauchs. Zum Vergleich: In Italien lieferten nEE im selben Jahr 50,3 TWh Strom (14,7% des Bruttostromverbrauchs), in Deutschland 121,7 TWh (20,0% des Bruttostromverbrauchs). Quellen: BfE, „Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien – Ausgabe 2012“ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Erneuerbare Energien in Zahlen 2014“.



vergütung (KEV) zurückzuführen, die 2009 in die EnV aufgenommen wurde. Diese Erneuerbaren-Förderung basiert auf den folgenden Grundsätzen:

- Technologie- und grössenspezifische (jedoch standortunabhängige) Vergütung neuer erneuerbarer Energien über einen Zeitraum von 20 bis 25 Jahre
- Kontinuierliche Anpassung der Vergütungssätze über die Zeit, mit einer Orientierung an Kosten von Referenzanlagen
- Zusätzliche Kontingentierung bei der Förderzulassung einzelner Anlagen
- Verpflichtende Abnahme des erneuerbaren Stroms durch den Übertragungsnetzbetreiber
- Eigenverbrauchsregel (seit 2014): Der Erzeuger hat das Recht auf Eigenverbrauch, eine Vergütung wird dann nur für in das Netz eingespeisten Strom ausbezahlt.
- Einmalzahlung: Alternativ zur kontinuierlichen Förderung bietet die KEV die Möglichkeit eines einmaligen Investitionskostenzuschusses (dies betrifft derzeit insbesondere Photovoltaik-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10kW)⁸⁰

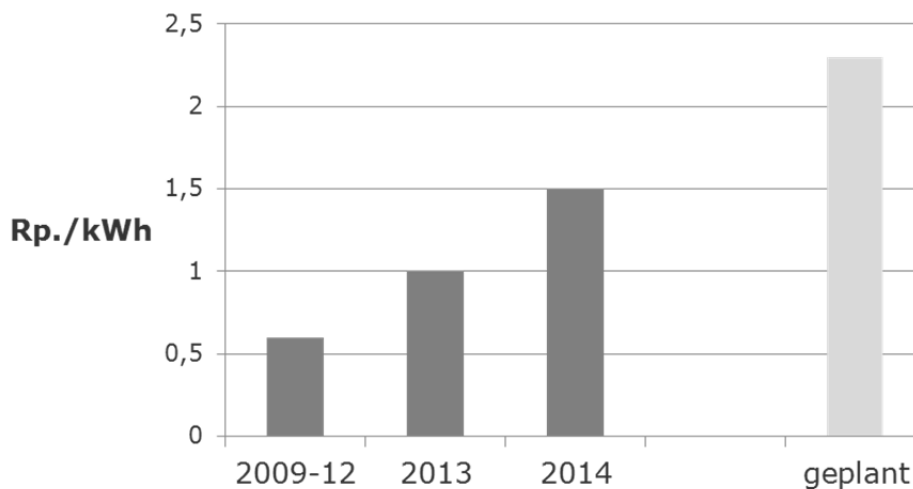
Die Kosten der KEV werden in Form eines arbeitsbezogenen Entgelts auf die Endverbraucher umgelegt, dieses ist in der Summe gedeckelt (in Folge der Kontingentierung der Anlagenförderung). Für energieintensive Unternehmen gelten dabei spezielle Ausnahmeregelungen: Für sie erfolgt eine teilweise oder vollständige Rückerstattung der KEV-Umlage in Abhängigkeit des Anteils der Stromkosten an der Bruttowertschöpfung (d.h. die kostenseitige Energieintensität ist ausschlaggebend für die Minderung der Umlage). Die Ausnahmen wurden in der letzten KEV-Novellierung 2014 noch erweitert.⁸¹

Die Entgegennahme und Verwaltung der KEV-Umlage erfolgt durch die eigens eingesetzte Stiftung KEV, die Auszahlung der Förderung an die neuen erneuerbaren Energien Erzeuger übernimmt der Schweizer Übertragungsnetzbetreiber Swissgrid.

Seit 2009 hat sich die KEV-Umlage fast verdreifacht (von 0,6 auf 1,5 Rp./kWh, vgl. Abbildung 37). In der Energiestrategie 2050 wird eine weitere Erhöhung der Umlage auf 2,3 Rp./kWh erwartet.

⁸⁰ Hinsichtlich der Ermittlung der KEV-Vergütungssätze und der Einmalzahlungen für Photovoltaik für 2015 verweisen wir auf die Erläuterungen des BfE in der Beilage von November 2014 (BfE (2014): Beilage: Erläuterung der einzelnen Bestimmungen; Änderung der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01): Stromkennzeichnung, kostendeckende Einspeisevergütung, Einmalvergütung, Wartelistenmanagement und Förderung).

⁸¹ „Stromintensive Unternehmen mit Elektrizitätskosten von mindestens 10 Prozent ihrer Bruttowertschöpfung können sich, wenn sie alle Anspruchsvoraussetzungen erfüllen, den bezahlten Netzzuschlag vollumfänglich zurückerstatten lassen. Bei Elektrizitätskosten zwischen mindestens 5 Prozent und weniger als 10 Prozent der Bruttowertschöpfung wird der bezahlte Netzzuschlag, wenn ein Anspruch gegeben ist, teilweise zurückerstattet. Die Rückerstattung muss mittels Gesuch beim Bundesamt für Energie (BFE) beantragt werden.“
Vollzugsweisung Rückerstattung Netzzuschlag des BfE von Juni 2014.



Quelle: BfE (2014): Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energie

Abbildung 37: Entwicklung der KEV-Umlage

4.2.2 Absehbare Veränderungen und grundsätzliche Auswirkungen auf die Netznutzung

Die Energiestrategie 2050 sieht die Einführung eines Marktprämienmodells vor. Laut Beschluss des Bundesrates soll dieses bereits 2016 eingeführt werden;⁸² ein Auslaufen der Förderung neuer erneuerbarer Energien ist für 2030 geplant. Mit der Einführung des Marktprämienmodells sind folgende Veränderungen bei der Förderung neuer erneuerbarer Energien vorgesehen:

- Direktvermarktung des Stroms in den Teilmärkten des Stromsystems durch den Erzeuger
 - Insbesondere soll der Erzeuger Bilanzkreisverantwortung übernehmen, es entstehen so verstärkte Anreize zur Vermeidung der Inanspruchnahme von Regelleistung.
- Technologisch differenzierte Bonuszahlung auf den direkt vermarkteten Strom
 - Der Bonus ergibt sich dabei als Zuschlag zum variablen Referenzstrompreis, und zwar solchermaßen, dass der Erzeuger bezogen auf den mittleren Börsenstrompreis eine Gesamtvergütung in Höhe des vormaligen KEV-Tarif erhält.
- Umlage zur Finanzierung ergibt sich weiterhin als allgemeiner Zuschlag auf den Stromverbrauch mit Ausnahmeregelungen für energieintensive Betriebe

Effizienzverbesserungen gegenüber der gegenwärtigen KEV werden zum einen aufgrund der Übernahme der Bilanzkreisverantwortung erwartet, zum anderen aber auch grundsätzlich, da eine Vermarktung gemäss des Strompreises den (Knappheits-)wert des Stroms in den verschiedenen Teilmärkten des Stromsystems bzw. des Eigenverbrauchs in effizienter Weise reflektiert.

Für die Netznutzung ergeben sich in erster Linie Veränderungen in Bezug auf die Einspeisung: Erzeuger von neuen erneuerbaren Energien orientieren sich an Marktpreisen und werden gewinnmaximierend einspeisen. In dem Masse, in dem sich die Stromnachfrage in den Marktpreisen spiegelt, führt dies tendenziell zu einer lastgerechteren Einspeisung, d.h. in Bezug auf die Gesamtlast in der Schweiz, nicht jedoch in Bezug auf lokale oder regionale Lasten, die nur als Teil der Gesamtlast auf den Grosshandelspreis wirken. Zudem werden die Erzeuger versuchen Ungleichgewichte zu vermeiden, die eine teure Aktivierung von Regelleistung nach sich ziehen. Bezogen auf den Stromverbrauch sind hingegen keine struktu-

⁸² BfE Medienmitteilung vom 4.9.2013: „Bundesrat verabschiedet Botschaft zur Energiestrategie 2050“.

relle Veränderung zu erwarten, da das Umlageverfahren zunächst beibehalten wird. Allerdings bedeuten die zu erwartenden Effizienzgewinne durch die Einführung des Marktprämienmodells eine tiefere KEV-Umlage als das ohne Marktbezug der Fall wäre.

Das Grundproblem des gegenwärtigen Umlageverfahrens besteht darin, dass es Anreize zu einer optimierten Lastanpassung an die Erzeugung und an die Netzknappheit nivelliert. Dies verdeutlichen wir anhand der schematischen Abbildung 38. Sie zeigt die KEV-Umlage als fixen Zuschlag X' und X'' auf den Spotpreis.

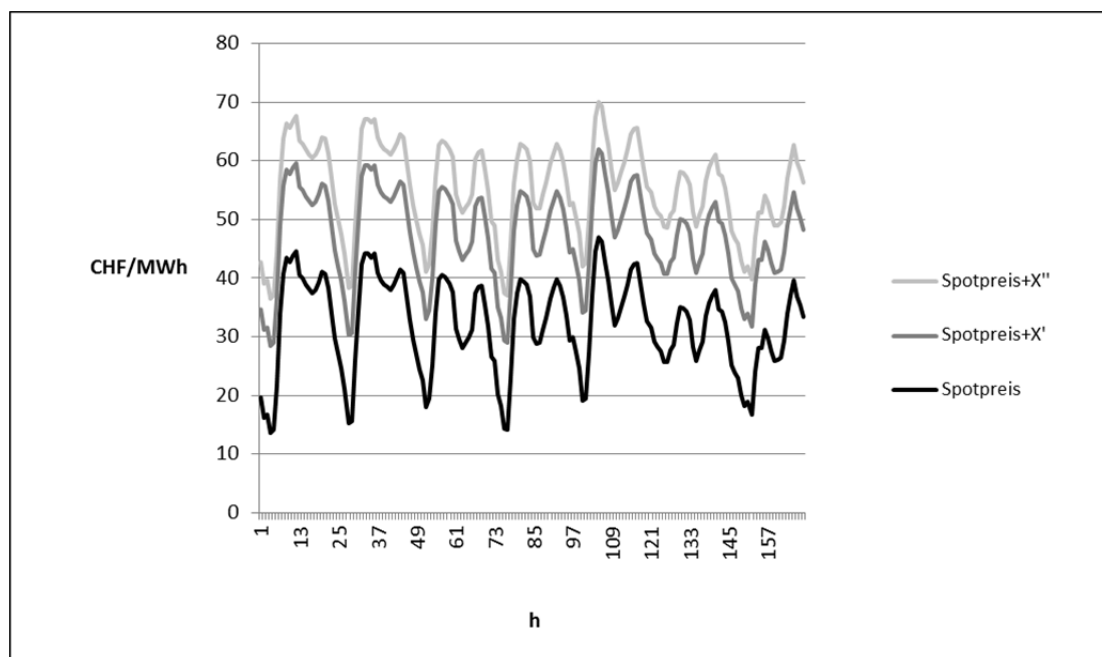


Abbildung 38: Gleichförmiger Zuschlag auf den Spotpreis (schematische Darstellung)

Man erkennt, dass der gleichförmige Zuschlag die Preislinie entlang der y-Achse nach oben verschiebt. In der Folge verringert sich der prozentuale Unterschied zwischen minimalem und maximalem Preis. Für Kunden mit Leistungsmessung verringern sich so die relativen Anreize zur Lastverschiebung im Verhältnis zu den relativen Anreizen zur Lastvermeidung. Im Hinblick auf die Themen der vorliegenden Studie sind insbesondere folgende Entwicklungen relevant:

- Der Flexibilitätsbedarf nimmt aus Sicht des Stromsystems aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender erneuerbarer Einspeisung zu.
- Eine stärkere Anpassung der Last an die Einspeisung kann netzentlastend wirken, insbesondere auf der Ebene der Verteilnetze.
- Durch ein mögliches Roll-out von Smart-Metern sowie dem zunehmenden Ausbau von Smart-Grid-Technologien im Netz wird eine Lastanpassung auch für neue Kundengruppen technisch ermöglicht.

4.2.3 Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur gegenwärtigen Finanzierung der KEV

Im Hinblick auf die Weiterentwicklung der Finanzierung der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) schlagen wir vier Alternativen vor, die wir im Folgenden genauer beschreiben und bewerten:

Weiterentwicklung der KEV-Umlage	Grundsätzliche Alternative zum Umlageverfahren der KEV-Umlage
1) Wechsel von einem fixen hin zu einem prozentualen Aufschlag auf den Strompreis 2) Einführung einer räumlichen oder zeitlichen Differenzierung des Zuschlags 3) Einführung einer leistungsbezogenen Komponente der Umlage	4) Finanzierung der KEV aus den allgemeinen öffentlichen Haushalten

Abbildung 39: Alternativen zur gegenwärtigen Finanzierung der KEV

Wie schon eingangs betont, bestehen bei einer regulatorischen Reform unter Umständen Konflikte mit anderen politischen Zielen jenseits der Netzentlastung. Eine Diskussion dieser Aspekte würde den Rahmen dieses Gutachtens jedoch sprengen.

KEV-Umlage als prozentualer Aufschlag auf den Strompreis

Anstelle einer gleichmässigen Umlage der KEV pro kWh verbrauchten Stroms wird die Umlage bei diesem Konzept als prozentualer Aufschlag auf den (Börsen-)preis des Stroms verrechnet. Das setzt voraus, dass beim Stromverbrauch auch der Zeitpunkt erfasst wird, so dass bei der Abrechnung eine korrekte Zuordnung möglich ist.

Ein prozentualer Aufschlag auf den Strompreis verstärkt die globale Knappheitssignale und verstärkt damit die Anreize Last von globalen Spitzenlastzeiten in Schwachlastzeiten zu verschieben. Anreize zur Verschiebung von Last setzen voraus, dass der Endverbraucher den Strom selbst einkauft und oder zeitvariable Tarife erhoben werden, welches wiederum eine Leistungsmessung voraus setzt. Lokale oder regionale Netzengpässe werden bei diesem Ansatz jedoch nicht berücksichtigt. Zudem ist ein solcher Mechanismus unter Umständen mit hohen Umstellungskosten verbunden.

Vor einer Implementierung eines solchen Ansatzes ist eine Reihe von praktischen Ausgestaltungsparametern zu definieren. Dies umfasst beispielsweise die Handelsebene, auf der die Umlage erhoben wird. Eine Erhebung beim Endkunden ist unzweckmässig und sogar unmöglich, wenn bei diesem keine Leistungsmessung erfolgt. Ob die Umlage bei dem Vertriebsunternehmen oder beim Erzeuger (bei Verkauf des Stroms) erhoben werden sollte, wäre Gegenstand einer eigenen Untersuchung. Die Verknüpfung mit dem Börsenpreis ist theoretisch nicht zwingend; eine Verknüpfung mit anderen Preisen (etwa einem Preis im OTC-Handel) erscheint jedoch nicht praktikabel.

Eine detaillierte Bewertung des Ansatzes anhand der Bewertungskriterien findet sich in Tabelle 12.

Tabelle 12: Bewertung der KEV-Umlage als prozentualer Aufschlag auf den Strompreis

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Knappheitssignale des Strompreises werden verstärkt ▪ Verbesserung der Anpassung des Verbrauchs an das globale Einspeiseprofil neuer erneuerbarer Energien 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berücksichtigt keine lokalen und regionalen Knappheiten und Netzengpässe ▪ Anpassung an globales Einspeiseprofil nicht vollkommen effizient
Praktikabilität und Transparenz		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Orientierung am Börsenstrompreis für Verbraucher ohne zusätzliche Informationsbeschaffung nicht direkt nachvollziehbar ▪ Erhöhte Komplexität für Endkunden → Erstellung Strompreisprognosen ▪ Erhöhter Aufwand bei Berechnung der KEV-Umlage (Prognose des KEV-Bedarfs und des durchschnittlichen Börsenstrompreises durch ÜNB notwendig) ▪ Erhöhte Wahrscheinlichkeit von Abweichung zwischen erhobener und gezahlter KEV → regelmässige Anpassungen oder entsprechende Vorfinanzierung durch NB und grössere Sprünge von Jahr zu Jahr
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkte Anreize zur Lastglättung, allerdings nicht notwendig lokal / regional ▪ Verbesserung der Anreize für Investitionen in Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Anreize lokale Netzengpässe zu berücksichtigen
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kunden mit Leistungsmessung können durch Lastanpassung Kosten sparen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ceteris paribus Mehrbelastung von Kunden ohne Leistungsmessung (z.B. Privatkunden), die keine Lastanpassung vornehmen können

Räumliche und zeitliche Differenzierung der KEV-Umlage

Bei diesen Konzept orientiert sich die Umlage der KEV an der lokalen und zeitlichen Knappheit der in Anspruch genommenen Netzkapazität, das heisst anstelle eines fixen Netzzuschlags tritt ein Zuschlag, der an ein regional und zeitlich differenziertes Netzentgelt angepasst ist. Dieses Konzept setzt somit regional und zeitlich differenzierte Netzentgelte voraus.

Die räumliche und zeitliche Differenzierung der KEV-Umlage sollte hierbei analog zu einer Differenzierung des Arbeitsanteils des Netzentgeltes erfolgen (vgl. hierzu Kapitel 3). Dabei ist auch eine Beteiligung der Erzeuger (G-Komponente) grundsätzlich denkbar. Eine räumliche und zeitliche Differenzierung der KEV-Umlage würde die in Kapitel 3 für die räumliche und zeitliche Differenzierung der Netzentgelte diskutierten Anzeizeffekte weiter verstärken. Grundsätzlich ist auch eine vom Netzentgelt separate zeitliche und regionale Differenzierung der Umlage denkbar. Allerdings wäre der administrative Aufwand einer solchen separaten Berechnung deutlich erhöht; ein solches Vorgehen erscheint deshalb nicht praktikabel.

Eine räumliche und zeitliche Differenzierung der KEV-Umlage könnte in Verbindung mit einer entsprechenden Differenzierung der Netznutzungsentgelte erwogen werden, wenn die Signale von Netzknappheiten verstärkt werden sollen. Die prozentuale Umlage verstärkt die Zurechnung von Netzinvestitionen auf die Verursacher gegenüber der gegenwärtigen gleichmässigen Umlage; andererseits werden Netzengpässe und Netzausbaubedarf auch wesentlich durch die Einspeisung neuer erneuerbarer Energien verursacht. Der administrative Zusatzaufwand bei der Verknüpfung mit differenzierten Netzentgelten wäre überschaubar (das KEV-Berechnungsverfahren müsste mit einmaligem Aufwand umgestellt werden); ein hoher Aufwand entstünde allerdings bei der Neuordnung der Netzentgeltsystematik (vgl. Kapitel 3).

Tabelle 13: Bewertung einer räumlichen und zeitlichen Differenzierung der KEV-Umlage

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bedarf an Netzinvestitionen in Folge von nEE Einspeisung auch von zeitlicher und räumlicher Verteilung der Nachfrage abhängig 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Netzknappheit auch durch lokale Einspeisung (insbes. nEE) verursacht
Praktikabilität und Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zusätzlicher Aufwand gegenüber Ausdifferenzierung der Netzentgelte ist begrenzt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Wenig transparent und mit hohen administrativen Kosten verbunden, erfordert komplexe Modellierung (vgl. Kapitel 3)
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Setzt Anreize für Verbraucher (und im Falle der G-Komponente auch der Erzeuger) lokale Netzknappheiten zu verschiedenen Zeiten bei Verbrauch (und Erzeugung) zu berücksichtigen ▪ Verstärkung der Anreize für netzentlastendes Verbraucherverhalten ▪ Anreize zur Lastglättung verringern Investitionsbedarf in die Netze 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Effizientere Einspeisung und Investitionen durch nEE nur bei G-Komponente
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kunden mit Leistungsmessung können durch Lastanpassung Kosten sparen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ceteris paribus Mehrbelastung von Kunden ohne Leistungsmessung (z.B. Haushaltskunden), die keine Lastanpassung vornehmen können

Leistungsbezogene Komponente in der KEV-Umlage

Neben (oder anstelle) einer energieabhängigen Umlage der KEV-Kosten wird bei diesem Ansatz eine leistungsabhängige Umlage eingeführt, da mit nEE Erzeugung verbundene Netzkosten wesentlich von Netzkapazitäten abhängen (analog zum Netznutzungsentgelt).

Die Einführung einer Leistungskomponente der KEV-Umlage könnte bzw. sollte an die Leistungskomponente des Netznutzungsentgelts angelehnt werden, da diese an ähnliche Voraussetzungen und Ursachen geknüpft ist.

Für leistungsgemessene Kunden werden die Anreize zur Vermeidung von Spitzenlast und zu netzdienlichem Verhalten mit der Einführung einer leistungsbezogenen Komponente der KEV-Umlage verstärkt. dass diese so an die Netzentgeltssystematik angeglichen wird, und zwar ohne den hohen Aufwand einer räumlichen und zeitlichen Differenzierung. Ähnlich wie im Falle des Netznutzungsentgelts bedeutet eine Leistungskomponente eine stärkere Belastung von nicht-autarken Eigenerzeugern (d.h. solchen Netzan-schluss) und von Verbrauchern mit geringem Gesamtenergieverbrauch und/oder hoher Spitzenlast. Nicht-autarke Eigenerzeuger werden auf diese Weise stärker an der Finanzierung der neuen erneuerbaren Energien beteiligt. Die Umstellung ist allerdings nicht die einzige Möglichkeit, eine solche Beteiligung umzusetzen.

Tabelle 14: Bewertung einer leistungsbezogenen Komponente in der KEV-Umlage

	Vorteile	Nachteile
Verursachungs-orientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Angleichung der KEV-Umlage an die Netzentgeltstruktur, die eine Leistungskomponente aufgrund hohen Fixkostenanteils der Netze umfasst ▪ Stärkere Einbindung der Eigenverbraucher an nEE Finanzierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berücksichtigt nicht zeitliche und regionale Knappheiten und Netzengpässe
Praktikabilität und Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Transparenz ja, aber möglicherweise fehlendes Verständnis der Kunden für Leistungsanspruchnahme ▪ Abhängig von Datenverfügbarkeit bzw. Messung (keine Leistungsmessung für wesentliche Kundengruppen auf niedrigeren Spannungsebenen) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umlageprognose muss umgestellt werden, da die Berechnungsgrundlage sich ändert
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verstärkt Anreiz zur Vermeidung von Spitzenlast und zu netzdienlichem Verhalten (bei gemessener und kontrahierter Leistung) 	
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umstellung begünstigt Verbraucher mit hohem Gesamtenergieverbrauch und niedriger Spitzenlast 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umstellung verschlechtert Verbraucher mit niedrigem bzw. saisonalen Energieverbrauch (z.B. Eigenverbraucher)

Finanzierung der KEV aus allgemeinen öffentlichen Haushalten

Dieses Konzept sieht einen umfassenden Systemwechsel bei der Finanzierung vor. Der KEV-Fond wird nicht mehr durch eine Umlage zusammen mit den Netzentgelten von den Stromverbrauchern erhoben sondern durch Steuermitteln aus kantonalen Haushalten sowie dem Schweizer Bundeshaushalt gespeist.

Bei einer Ausarbeitung wäre zu klären, in wie weit die Finanzierung zwischen den verschiedenen staatlichen Ebenen aufzuteilen ist. Die ökonomische Begründung des Vorschlags liegt in einem allgemeinen Interesse an den klimapolitischen Zielen, die mit der KEV bezweckt werden und die deshalb von der Allgemeinheit, nicht von den Stromverbrauchern getragen werden sollten. Dies gilt vor allem dann, wenn

man die Förderung erneuerbarer Energien mit Blick auf eine Innovationswirkung begründet. So werden auch andere Entwicklungsförderungen aus den allgemeinen Steuermitteln finanziert. Die Fürsprecher des Konzepts verweisen auf die positive Wirkung niedrigerer Strompreise auf die allgemeine Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Unternehmen und die günstigere Verteilungswirkung bei progressiv erhobenen Steuern (d.h. einer Finanzierung der nEE Kosten gemäss der Leistungsfähigkeit). Der Vorschlag schwächt hingegen Anreize zu energieeffizientem Stromverbrauch, da er diesen im Vergleich zu einem Umlageverfahren verbilligt.

Bei der Bewertung ist zunächst festzuhalten, dass die Finanzierung aus öffentlichen Haushalten sich nicht an der Kostenverursachung orientiert, sondern die Förderung neuer erneuerbarer Energien als gesamtgesellschaftliche Aufgabe sieht. Dies ist grundsätzlich eine legitime Sichtweise; eine solche Finanzierung verringert aber die Möglichkeiten, die KEV-Umlage zur Anreizung von netz- oder systemdienlichen Verhaltens zu nutzen. Im Detail erfolgt die Bewertung anhand der zuvor verwendeten Kriterien wie in Tabelle 15 dargestellt.

Tabelle 15: Bewertung der Finanzierung der KEV aus allgemeinen öffentlichen Haushalten

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vorschlag orientiert sich nicht an Verursachung
Praktikabilität und Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Umfang der Finanzierung bleibt ähnlich transparent wie heute ▪ Keine praktischen Probleme bei der Umsetzung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Quelle der Finanzierung ist weniger transparent ▪ Politische Umsetzungsprobleme wahrscheinlich
Anreizwirkung		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Anreizwirkung bezüglich der Netznutzung ▪ Reduzierung der Belastung für Stromverbraucher, entsprechend weniger Investitionsanreize in stromsparende Anwendungen
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bei progressiver Steuererhebung kann sich Verteilung der Förderkosten zugunsten einkommensschwacher Schichten verändern 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Möglicherweise geringere Investitionssicherheit für nEE Erzeuger, da keine separate Umlage, sondern Teil des öffentlichen Haushalts und entsprechender Budgetdiskussionen

4.3 Systemdienstleistungen (SDL)

Da System- bzw. Netzbetreiber unter anderem aufgrund von Vorgaben zur Entflechtung häufig nicht über ausreichende eigene Ressourcen verfügen, um die Systemstabilität zu gewährleisten, werden Systemdienstleistungen häufig von wenigen Netznutzern, vor allem von Erzeugern, mit spezifischen technischen Möglichkeiten erbracht. Systemdienstleistungen bilden einen wesentlichen Baustein für die Stabilität des Stromsystems und können für System- bzw. Netzbetreiber erhebliche Kosten verursachen. Da Systemdienstleistungen das System stützen und daher allen Systemnutzern zugutekommen, werden die Kosten häufig sozialisiert. Andererseits nutzen und verursachen System- bzw. Netznutzer verschiedene Systemdienstleistungen in ganz unterschiedlichem Umfang, so dass die verschiedenen Netznutzer auch in ganz unterschiedlichem Umfang Systemdienstleistungskosten verursachen. Entsprechend sollten wo möglich auch alternative Ansätze zu einer vollständigen Sozialisierung der Systemdienstleistungskosten in Erwägung gezogen werden.

Ziel dieses Abschnitts ist es, einen kurzen Abriss der derzeitigen Praxis zur Verteilung der Kosten von Systemdienstleistungen auf die Systemnutzer in der Schweiz zu geben und diese mit anderen Ländern zu vergleichen. Dabei werden allgemeine Ansätze zur Kostenallokation aufgezeigt und verglichen. Zudem wird auf wesentliche Gestaltungsmöglichkeiten bei der Kostenallokation in der Schweiz hingewiesen. Die Frage ob eine Umstellung des derzeitigen Kostenwälzungsmechanismus für Systemdienstleistungen in der Schweiz sinnvoll ist, lässt sich auf Basis des Untersuchungsgegenstandes dieser Studie nicht abschliessend beurteilen.

4.3.1 Status quo in der Schweiz

Die nachfolgende Grafik zeigt die derzeitige Struktur zur Allokation der Kosten von Systemdienstleistungen (SDL) in der Schweiz. Demnach werden insbesondere die Kosten der Leistungsvorhaltung für Reserven, die Spannungshaltung und die Schwarzstartfähigkeit über einen allgemeinen SDL-Tarif auf die Endverbraucher sozialisiert (Ausspeiseprinzip). Hinzu kommen auch die Kosten für den SDL-Betrieb und Netzverstärkungen. Den SDL-Tarif entrichten direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Verteilnetzbetreiber und Verbraucher. Grundlage für die Berechnung des allgemeinen SDL-Tarifs ist die im jeweiligen Netz von Endverbrauchern bezogene Energie in kWh (bzw. die von direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern jeweils bezogene Energie in kWh).⁸³

Die Kosten der Energiekomponenten aus dem Abruf der Reserven fliessen in die Ausgleichsenergiepreise ein, die von Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) getragen werden. Da Primäregalarbeit in der Schweiz – wie in vielen anderen Ländern – nicht vergütet wird, fallen für das Stromsystem auch keine zusätzlichen Kosten an. Stattdessen werden diese von den Erbringern, also in der Regel den Erzeugungsanlagen, direkt getragen. Zudem ist anzumerken, dass BKV an den Vorhaltungskosten für die Sekundär- und Tertiärregelung zwar nach Art. 15, 1a StromVV beteiligt werden sollen; dies findet in der Praxis aber nicht statt, da die ihnen zurechenbaren Anteile der Leistungsvorhaltung für Sekundär- und Tertiärregelungsleistung nicht eindeutig bestimmt werden können.

Für die Kompensation der Kosten aus dem Ausgleich von Wirkverlusten und der Bereitstellung von Blindarbeit wird in der Schweiz jeweils ein individueller SDL-Tarif erhoben. Den individuellen SDL-Tarif für Wirkverluste entrichten ebenfalls nur direkt angeschlossene Endverbraucher und Verteilnetzbetreiber.⁸⁴

⁸³ Entgegen der ursprünglichen Absicht, Grosskraftwerke (>50MW) an den SDL-Kosten zu beteiligen und den Kostenanteil von Netzbetreibern und Endverbrauchern zu begrenzen, ist gemäss der Entscheidung des Bundesverwaltungsgerichts vom 13.7.2010, die Kostenteilung und Beteiligung von Kraftwerken nach gegenwärtiger Rechtslage der StromVV gesetzeswidrig.

⁸⁴ Kostenträger des individuellen SDL für Wirkverluste sind zudem Merchant Line Betreiber (Art. 17 Abs. 6 StromVG). Grundlage der Berechnung der individuellen Tarife für Wirkverluste ist die Wirkenergie in kWh, die aus dem Übertragungsnetz ausgespiessen wurde. Die für die Berechnung der Wirkverluste relevante Wirkenergie basiert auf der Differenz zwischen den eingespeisten Energiemengen und den ausgespiesten

Bei der Verrechnung der Kosten von Blindenergie werden neben direkt angeschlossenen Endverbrauchern und Verteilnetzbetreibern auch an das Übertragungsnetz angeschlossenen Kraftwerken einbezogen.⁸⁵

Kostenart	Kostenblock	Tarif	Kostenträger
Leistungskosten	Vorhaltung von Regelleistung (Primär-, Sekundär-, Tertiärregelung)	Allgemeiner SDL-Tarif	Netzbetreiber mit Endverbrauchern und Endverbraucher am Übertragungsnetz
	Spannungshaltung		
	Schwarzstartfähigkeit/ Inselbetriebsfähigkeit		
Sonstige Kosten	weitere (SDL-Betrieb, Netzverstärkungen*)	Ausgleichsenergie	Bilanzgruppen
	Bilanzgruppenmanagement		
Energiekosten	Abruf von Regelleistung (Sekundär-, Tertiärregelung)	Individueller SDL-Tarif	Netzbetreiber und Endverbraucher am Übertragungsnetz
	Wirkverluste		
	Blindenergie		

Abbildung 40: Arten von Systemdienstleistungskosten und Kostenträger in der Schweiz

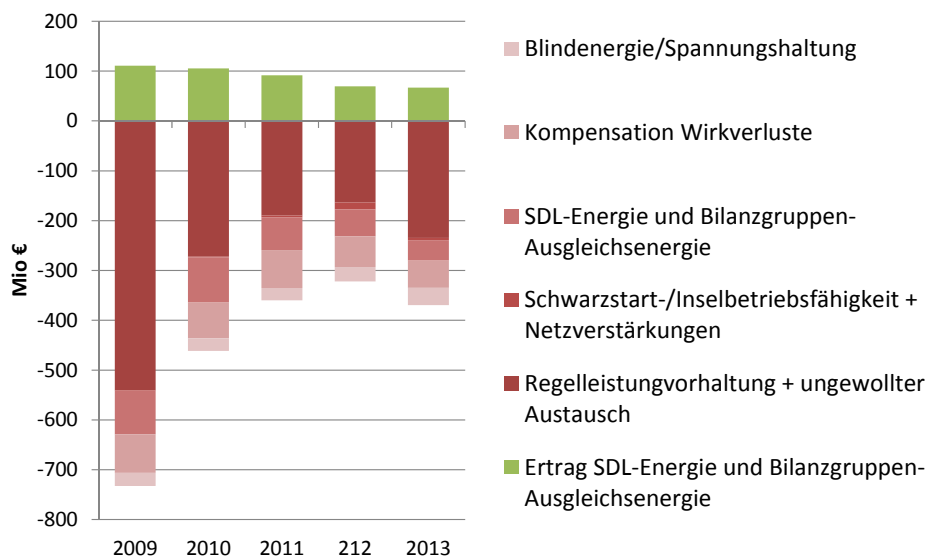
Abbildung 41 zeigt wie sich die Gesamtkosten für SDL und ihre Bestandteile innerhalb der letzten Jahre entwickelt haben. Demnach sind im Vergleich zu 2009 die SDL-Gesamtkosten von über 700 Mio. € auf etwa 350 Mio. € zurückgegangen. Dieser Rückgang ist insbesondere das Ergebnis verschiedener Eingriffe in das Marktdesign zur Beschaffung von Regelleistung.

Die Vorhaltung von Sekundärreserve hat den grössten Anteil an den SDL-Gesamtkosten. In 2012 entfielen von 160 Mio. € Gesamtvorhaltungskosten für alle drei Regelleistungsarten rund 125 Mio. € allein auf die Sekundärreserve. Demgegenüber sind die Kosten der Vorhaltung anderer SDL, wie Primär- und Tertiärreserve, vernachlässigbar.

Energiemengen aus dem Übertragungsnetz. Dabei werden die Eigenbedarfsenergie von Kraftwerken (inklusive der Pumpenergie von Pumpspeicherkraftwerken) im Verteilnetz oder in nachgelagerten Netzebenen bzw. Netzbetreibern berücksichtigt und abgezogen, sofern diese vom Netzbetreiber gemeldet werden. Erlöse aus dem ITC-Mechanismus (Inter-TSO-Compensation-Mechanismus) sind zudem kostenmindernd anzusetzen.

⁸⁵ Der für Blindenergie zu entrichtende Betrag errechnet sich aus der Blindenergie, die bei Unterschreitung einer Toleranzschwelle gemessen wird, multipliziert mit dem individuellen SDL Tarif für Blindenergie. Hierbei wird zwischen aktiven und passiven Teilnehmer unterschieden, für die jeweils ein eigener Tarif für individuelle Systemdienstleistung Blindenergie in Rechnung gestellt wird.

Neben der Sekundärregelleistung entfallen auch erhebliche aber weit geringere Kosten auf die Beschaffung von Energie zur Kompensation von Wirkverlusten und die Spannungshaltung. Die Regelenergiekosten werden im Schnitt durch den Ausgleichsenergiemechanismus (über-)kompensiert.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis der Swissgrid Geschäftsberichte

Abbildung 41: Entwicklung der Kosten von Systemdienstleistungen in der Schweiz

4.3.2 Internationale Erfahrungen

Vor dem Hintergrund der obigen Ausführungen analysieren wir nachfolgend die Kostendeckung getrennt für Vorhaltungs- und Energiekostenbestandteile. Hierzu haben wir beispielhaft Länder in Nachbarschaft zur Schweiz ausgesucht.

Kosten der Leistungsvorhaltung

Bei der Allokation von Vorhaltungskosten bzw. Leistungskomponenten ergibt sich ein relativ uneinheitliches Bild, da es sowohl Länder gibt, in denen die Kosten über die Netznutzungsentgelte gedeckt werden, als auch Länder, in denen die Kosten über allgemeine SDL-Entgelte kompensiert werden.

Zunächst ist festzuhalten, dass die Kosten der Primärregelleistung zuweilen gar nicht in Erscheinung treten, da das Produkt häufig nicht marktlich beschafft und nicht abgegolten wird, so dass die Kosten von den Erzeugern direkt getragen werden.

In Deutschland gehen die Gesamtkosten aller Leistungskomponenten in die Netznutzungsentgelte ein. In der Schweiz sowie in Belgien werden sie hingegen vollständig über allgemeine SDL-Entgelte gedeckt, wobei Belgien die Kosten in zwei verschiedene Entgeltkomponenten aufteilt. In den Niederlanden werden bis auf die Blindleistung zur Spannungshaltung die Kosten ebenfalls in ein allgemeines SDL-Entgelt überführt.

Mehreren Ländern ist gemeinsam, dass alleine Endverbraucher (sei es direkt an das Übertragungsnetz angeschlossene Endkunden oder über die Verteilnetzbetreiber) Kostenträger sind. Hingegen werden in Frankreich, Belgien und Österreich (über 5MW) die Kosten teilweise auch von Erzeugern getragen.⁸⁶

Abbildung 42: Allokation von Vorhaltungskosten auf Netznutzungsentgelte oder SDL-Entgelte in verschiedenen Ländern

	AT	BE	CH	DE	FR	NL
Primärregelung	- (nur E >5MW)	SDL-Entgelt -1 (VNB, K,E)	Allg. SDL-Entgelt (VNB, K)	NNE (mit Bonus-Malus Anreizsystem für SDL-Korb)	NNE (+E)	- (nur E)
Sekundär-Regelung	Leistung + Energie: • 78%: SDL(E) • 22%: AE (BGV)					Allg. SDL-Entgelt (VNB,K)
Tertiär-Regelung		NNE	NNE	NNE		
Schwarzstart	SDL-Entgelt -2				NNE	
Blindleistung		NNE				

NNE – Netznutzungsentgelte; AE – Ausgleichsenergie; E – Erzeuger; VNB – Verteilnetzbetreiber; K – Konsumenten

Quelle: DNV GL

Kosten des Leistungsabrufs

Im Gegensatz zu den Kosten für die Vorhaltung ergibt sich für die Nutzung von Leistungskomponenten ein relativ homogenes Bild unter den untersuchten Ländern. Sowohl die Kosten des Abrufs von Sekundär- als auch Tertiärregelleistung werden in allen Ländern bis auf Frankreich vollständig bzw. zum größten Teil über die Ausgleichsenergie verrechnet. Dies liegt daran, dass der Regelenergiebedarf direkt von Bilanzgruppen durch Fahrplanabweichung verursacht und ihnen über Messung zugeordnet werden kann.

Der Abruf von Primärregelarbeit bleibt in der Regel jedoch nicht vergütet und tritt daher nicht als Teil der Systemkosten auf. Die Kosten für Blindleistungskompensation werden in der Regel über ein individuelles SDL-Entgelt gedeckt. Die Kosten für den Ausgleich von Übertragungsverlusten gehen in Deutschland, Frankreich und den Niederlanden in die Netznutzungsentgelte ein, in Österreich und der Schweiz in ein individuelles SDL-Entgelt.

⁸⁶ Nach Artikel 2 Systemnutzungsentgelte-Verordnung werden SRL-Kosten in Österreich anteilig direkt den Erzeugern verrechnet, da andere Tarifkomponenten des Systemnutzungstarifs bereits von Konsumenten getragen werden, weshalb eine teilweise Belastung der Erzeuger (>5MW) als Ausgleich gerechtfertigt sei.

Abbildung 43: Allokation von Energiekosten auf Netznutzungsentgelte oder SDL-Entgelte in verschiedenen Ländern

	AT	BE	CH	DE	FR	NL
Primär-Regelung	- (nur E)	- (nur E)	- (nur E)	- (nur E)	- (nur E)	- (nur E)
Sekundär-Regelung	Leistung + Energie: • 78%: SDL(E) • 22%: AE	AE	AE	AE	NNE (+E)	AE
Tertiärregelung	AE	AE	AE	AE	AE	AE
Blindleistungs-kompensation	Indiv. SDL-Entgelt	Indiv. SDL-Entgelt	Indiv. SDL-Entgelt	Indiv. SDL-Entgelt	Indiv. SDL-Entgelt	NNE
Verlust-energie	Indiv. SDL-Entgelt (K,E>5MW)	Ausgleich durch BGV ohne Entgelt	Indiv. SDL-Entgelt	NNE	NNE (+E)	NNE

NNE - Netznutzungsentgelte; AE – Ausgleichsenergie; E – Erzeuger; K- Konsumenten

Quelle: DNV GL

4.3.3 Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur gegenwärtigen Allokation der Kosten von Systemdienstleistung

Für die Allokation der SDL-Kosten sind grundsätzlich eine Berücksichtigung in den Netznutzungsentgelten und eine Erhebung über separate SDL-Entgelte denkbar. Neben dem Kostenwälzungsmechanismus ist zudem relevant, welche Netznutzer für die Kostendeckung herangezogen werden sollen. Hierbei sind verschiedene Kostenträger denkbar, wie die folgende Abbildung zeigt.

Ansätze zur Kostenallokation	Mögliche Kostenträger
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Überführung in die Netznutzungsentgelte ▪ Spezifisches SDL-Entgelt ▪ Individuelles SDL-Entgelt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Direkt am Übertragungsnetz angeschlossene Verbraucher ▪ Nachgelagerte Netzbetreiber ▪ Erzeugungsanlagen ▪ Transite ▪ Bilanzgruppen

Abbildung 44: Gestaltungsmöglichkeiten bei der Allokation der Kosten von SDL

Nachfolgend gehen wir auf die Eigenschaften und Vorzüge der verschiedenen Kostenwälzungsmechanismen ein. Zudem gehen wir speziell auf mögliche Wirkungen ein, wenn man zukünftig Erzeugungsanlagen an den SDL-Kosten beteiligen würde.

Grundlegende Kostenwälzungsmechanismen

Zunächst werden (Kosten der) SDL häufig danach unterschieden, ob sie dem System- oder eher dem Netzbetrieb zugeordnet werden können. Stehen sie eher im Zusammenhang zum Netzbetrieb, werden die Kosten in der Regel in die Netznutzungsentgelte überführt. Werden sie eher als systembezogene Kosten angesehen, erfolgt eine Erhebung über separate Systemdienstleistungsentgelte; in Abhängigkeit davon ob die SDL-Kosten einzelnen Netznutzern zugerechnet werden können, können zudem individuelle und allgemeine SDL-Entgelte unterschieden werden. Als netznahe Systemdienstleistungen werden häufig der Ausgleich von Übertragungsverlusten, Engpassmanagement, Blindleistung oder der Netzwiederaufbau verstanden. Dem Systembetrieb werden im engeren Sinn unter anderem die Vorhaltung und der Einsatz von Regelleistung und das Bilanzkreismanagement zugeordnet. Allerdings verschwimmen diese Grenzen, wie z.B. der Fall der Schwarzstartfähigkeit zeigt, wo Netz- und Systembetrieb eng miteinander verbunden sind. Zudem zeigt das Beispiel der Vorhaltungskosten von Regelleistung, die häufig über Netznutzungsentgelte sozialisiert werden, dass die Kostenzuordnung Gestaltungsspielraum bietet.

Die Kostendeckung über die Netznutzungsentgelte erlaubt eine breite Sozialisierung der Kosten, wobei die Netznutzer durch Merkmale der allgemeinen Netznutzungsentgeltmethodik dennoch unterschiedlich belastet werden können. Auch für SDL-Kosten, deren Verursachung nicht in ausreichendem Mass auf einzelne Netznutzer zurückgeführt werden kann, kann eine Kostenallokation über die Netznutzungsentgelte erforderlich sein. Die Kosten der Vorhaltung von Leistungs-(Reserven), die Kosten des allgemeinen Systembetriebs und die Kosten zur Netzsteuerung sind hier als Beispiele zu nennen.

Ein allgemeines SDL-Entgelt erlaubt eine bessere Trennung von netz- und systembezogenen SDL-Kosten, da damit (spezifische) SDL-Kosten aus dem Topf der Gesamtkosten ausgegliedert werden. Neben einer höheren Kostentransparenz erlauben von den Netznutzungsentgelten separate SDL-Entgelte, die Einführung von spezifischen regulatorischen Anreizen zur Kostensenkung und die direkte(re) Kostenwälzung auf bestimmte Netznutzer, die als Kostenverursacher bzw. wesentlicher Nutzer der SDL identifiziert wurden. Spezifische SDL-Entgelte werden häufig bei den Kosten der Vorhaltung von Regelreserven angewandt. Beispiele sind hier unter anderem die Niederlande und Österreich.

Allerdings sollte angemerkt werden, dass auch die Kostendeckung über Netznutzungsentgelte der Regulierung erlaubt (genauso wie bei separaten SDL-Entgelten), SDL-Kosten einem gesonderten Anreizsystem zu unterwerfen, wie das Beispiel Deutschland zeigt. Dort werden unter anderem die Vorhaltungskosten für Reserven, der Beschaffungskosten für die Kompensation von Verlustenergie und Redispatch als Bündel betrachtet und unterliegen einem Bonus-Malus-System, das die Übertragungsnetzbetreiber zur Kosteneffizienz anregen soll.

Ein weiterer Unterschied zwischen dem SDL-Entgelt und der Kostenwälzung über Netznutzungsentgelte besteht in der Art der Kostenwälzung und Transparenz aus der Sicht der Endkunden. Stromkunden, die an der Übertragungsebene angeschlossen sind, wird das SDL-Entgelt getrennt von anderen Tarifelementen ausgewiesen. Sofern es die Regulierung vorsieht, trifft dies auch auf Kunden in tieferen Netzebenen zu. Sofern zudem der Kostenverteilungsschlüssel für die SDL-Kosten geeignet gewählt wird (z.B. Energieverbrauch in kWh), werden die SDL-Kosten gleichartig verteilt und entziehen sich damit der Kostenwälzungsschematik der allgemeinen Netznutzungsentgelte, d.h. ein identischer SDL-Tarif je verbrauchter kWh ohne Unterscheidung nach Verbrauchergrösse und -art sowie einer Verteilung auf Leistungs-, Grund- und Arbeitspreiskomponente.

Ein individuelles SDL-Entgelt stellt eine Sonderform oder Weiterentwicklung gegenüber dem Allgemeinen SDL-Entgelt dar. Individualisierbarkeit bedeutet, dass auf der Empfänger- bzw. Verursacherseite (relativ) genau ermittelbar, d.h. mess- und zurechenbar ist, welcher Netznutzer eine bestimmte SDL in welchem Umfang nutzt. Diese Transparenz stellt die Voraussetzung für die individuelle Verrechnung der SDL über

ein solches individuelles Entgelt dar. Dabei kann das Entgelt über verschiedene Merkmale für verschiedene Netznutzer und Netzebenen sowie gruppen- bzw. einzelfallspezifisch ausdifferenziert werden. Für die Vorteilhaftigkeit und Anwendbarkeit eines individuellen SDL-Entgelts spielen neben der Individualisierbarkeit auch folgende Aspekte eine Rolle:

- Möglichkeit des Netznutzers, die Inanspruchnahme des Dienstes zu steuern,
- Verursachungsgerechtigkeit
- Praktikabilität der Kostenallokation (Aufwand der Messung und Allokation)

Individuelle und separate SDL-Entgelte kommen häufig bei Kosten für Energiebestandteile Blindenergie oder Wirkverluste zur Anwendung.⁸⁷ In diesem Sinne kann auch die Ausgleichsenergie als individuelles SDL-Entgelt für BKV verstanden werden. Die folgende Grafik fasst die wesentlichen Eigenschaften der verschiedenen Ansätze zusammen.

Individualisiert		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Individualisierbarkeit: Verursacher der SDL-Kosten ist genau ermittelbar ▪ Kostenträger kann die Inanspruchnahme des Dienstes und damit seine eigenen Kosten direkt steuern ▪ Entgelte können über verschiedene Merkmale für verschiedene Netznutzer und Ebenen sowie gruppen- bzw. einzelfallspezifisch ausdifferenziert werden
Allgemein	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Breite Sozialisierung von (Voll-)Kosten, in der Regel bis zum Endkonsumenten ▪ Unterschiede zwischen Nutzern in der Anrechnung von SDL-Kosten durch Merkmale der allgemeinen Netznutzungsentgeltmethodik bestimmt ▪ Häufig genutzt in folgenden Fällen <ul style="list-style-type: none"> – bei Abgrenzungs-, Mess- und Allokationsproblem – zur Wahrung von Diskriminierungsfreiheit und Vermeidung von negativen Anreizen – als praktikabelstes Vorgehen der Verteilungsgerechtigkeit und Minderung der Notwendigkeit zur stetigen Anpassung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Trennung von netz- u. systembezogenen Kosten ▪ Entspricht Ausgliederung der SDL-Kosten aus den Netznutzungsentgelten ▪ Bietet Möglichkeit <ul style="list-style-type: none"> – der Trennung von Kosten, die Systembetrieb bzw. Netzinfrastruktur zugeordnet werden – zu regulatorisch differenzierter Behandlung – zu direkter Kostenwälzung auf bestimmte Netznutzer
	Netzentgelte	SDL-Entgelt

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 45: Grundlegende Mechanismen zur Wälzung von Systemdienstleistungskosten und ihre Eigenschaften

Aus den obigen Ausführungen lässt sich schliessen, dass Leistungskomponenten und Vorhaltungskosten in der Regel über die Netznutzungsentgelte oder ein allgemeines SDL-Entgelt gedeckt werden, während Energiekosten, die der tatsächlichen Nutzung entspringen, möglichst über individuelle Entgelte kompen-

⁸⁷ Der Unterschied zwischen dem allgemeinen und dem individuellen SDL-Entgelt kann unter anderem am Beispiel der Schweiz anhand der Wirkverluste und der Vorhaltungskosten für Reserven verdeutlicht werden. Die Wirkverluste werden auf Basis der über den Ausspeisepunkt am Übertragungsnetz an direkte angeschlossene Endverbraucher oder Verteilnetzbetreiber abgegebene Energiemenge verrechnet. Für die anteiligen Kosten für die Reservevorhaltung wird hingegen der Gesamtverbrauch des Verteilnetzbetreibers und der dort angeschlossenen Verbraucher (inklusive der Netzverluste des Verteilnetzbetreibers, abzüglich der dezentralen Einspeisung) zugrunde gelegt.

siert werden. Da die individuelle Nutzung der SDL je nach Systemnutzer sehr unterschiedlich ausfallen kann, werden für Arbeitskosten bzw. -komponenten in der Regel separate Entgelte aufgesetzt. Hingegen führt die häufig fehlende Möglichkeit zur verursachungsgerechten Kostenzuordnung bei Leistungskomponenten und Vorhaltungskosten unter anderem dazu, dass diese Kosten eher zusammengefasst werden und entweder über die Netznutzungsentgelte oder ein allgemeines SDL-Entgelt abgerechnet werden.

Beteiligung von Kraftwerken an SDL-Kosten als Ausgestaltungsoption

Ein wesentlicher Bestandteil der Kostenallokationsmethodik ist zudem die Frage, welche Netznutzer Kostenträger sind und für die Kostendeckung herangezogen werden sollen. In der Schweiz und in vielen anderen Ländern sind Erzeuger von der Verpflichtung zur Kostenbeteiligung ausgenommen – abgesehen von der Erbringung von Primärregelleistung, die sie häufig direkt selbst und unentgeltlich tragen müssen.

Allerdings sind Kraftwerke nicht nur Erbringer von SDL, sondern haben auch einen entscheidenden Einfluss auf den Bedarf an SDL und damit die SDL-Kosten. Nachfolgend werden daher verschiedene Argumente diskutiert, die für bzw. gegen eine Beteiligung von Erzeugern an den Kosten für SDL sprechen.

Über eine Beteiligung der Kraftwerke an den SDL-Kosten kann eine verursachungsgerechte Kostenverteilung und eine Entlastung der Verbraucher angestrebt werden. . Beispielsweise ist Regelleistung zur Deckung von kurzfristigen Kraftwerksausfällen notwendig. Ausserdem sind insbesondere grosse Kraftwerke eher auf den Export ausgerichtet und verursachen daher auch Wirkverluste im Netz.⁸⁸ Eine Kostenbeteiligung könnte in einfacher Weise z.B. durch ein Entgelt bezogen auf die Erzeugung oder die installierte Leistung⁸⁹ umgesetzt werden.

Allerdings birgt die verursachungsgerechte Aufteilung bereits Schwierigkeiten. Da Kraftwerke SDL in unterschiedlichem Mass nutzen bzw. ihren Bedarf verursachen, verlangt eine verursachergerechte Zuordnung die Unterscheidung zwischen den einzelnen SDL-Arten. Dies erhöht die Komplexität und die Nachweisführung ist kaum praktikabel. Beispielsweise fällt den Kraftwerken ein unterschiedliches Gewicht bei der Dimensionierung von Regelleistung zu, was eine tieferegehende und zugleich diffizile Unterscheidung nach sich zieht: Beispielsweise wird der Bedarf an vorzuhaltender Sekundärregelleistung vor allem durch Lastschwankungen und mögliche Kraftwerksausfälle des grössten Kraftwerksblocks bestimmt; der PRL-Bedarf hingegen wird durch europäische Vorgaben⁹⁰ und nach einer festgelegten Formel auf der Basis der nationalen Stromlast bestimmt. Alleine diese beiden Beispiele zeigen die Herausforderungen bei der Messbarkeit und Nachweisführung der Kostenverursachung.

Zudem ist die Verteilungsgerechtigkeit auch innerhalb des Erzeugungssektors schwierig zu gewährleisten, will man nicht einzelne Erzeuger(-typen) stark benachteiligen. Da zunehmend erneuerbare Energien angeschlossen würden, müssten sie ebenfalls an den Kosten beteiligt werden. Obwohl die Unsicherheit in den Erzeugungsschwankungen z.B. bei der Dimensionierung von SRL unter Umständen kaum ins Gewicht fallen würde,⁹¹ würden sie übermässig durch die Kostenbeteiligung benachteiligt werden. Wählt man den Kostenallokationsschlüssel so, dass z.B. die Kosten mit der installierten Leistung steigen, wür-

⁸⁸ Kleiner Anlagen dienen häufig der Eigenversorgung. Bei einem geringen Anteil und einer günstigen Verteilung von dezentralen erneuerbaren Anlagen sind geringere Rückspeisungen in das Übertragungsnetz zu erwarten, vor allem wenn Einspeisung und lokale Last annähernd der Höhe und dem Profil nach kongruent zueinander sind. Allerdings kann der Ausbau erneuerbarer Energien auch zu einer starken Nutzung der Höchstspannungsleitungen und zu einem hohen Export führen, wie das Beispiel Deutschlands zeigt.

⁸⁹ Beispielsweise argumentiert die Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen in ihrem Schlussbericht von 2011, dass ein an der Grösse der Erzeugungseinheiten ausgerichtetes Entgelt verursachungsgerecht ist, da die Kosten, um Redundanzen für den Fall von Kraftwerksausfällen bzw. Netzausfällen bereitzuhalten, mit der Grösse der Kraftwerke steigen.

BFE (2011): Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen

⁹⁰ ENTSO-E Operation Handbook

⁹¹ Unserer Kenntnis nach setzt Swissgrid bei der Dimensionierung von Regelleistungsreserven ein probabilistisches Verfahren unter Berücksichtigung von kurzfristigen Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen, wie z.B. Prognoseungenauigkeiten bei erneuerbaren Energien und Kraftwerksausfällen, ein.

den insbesondere die grössten Kraftwerke die Hauptlast tragen. Dies könnte man im Falle von SRL als verursachungsgerecht betrachten, stellt aber eine wesentliche Ungleichbehandlung dar.

Eine Kostenbeteiligung der Schweizer Erzeuger an den SDL-Kosten könnte Steuerungseffekte auf den Kraftwerkseinsatz erzeugen und würde sie jedoch im Vergleich zu ihren europäischen Konkurrenten benachteiligen, da im Ausland häufig keine SDL-Kosten an Kraftwerke weitergereicht werden. Ähnlich wie für die Diskussion der Einführung einer G-Komponente im Bereich der Netznutzungsentgelte, wäre eine Beteiligung der Erzeuger an den SDL-Kosten also mit Wettbewerbsverzerrungen verbunden.

Schliesslich muss auch damit gerechnet werden, dass die Erzeuger je nach Ausgestaltung der Umlage versuchen werden, die durch die Kostenbeteiligung entstandenen Mehrkosten in die Erzeugerpreise einzupreisen. Dies könnte die Entlastungswirkung bei den Verbrauchern dämpfen bzw. aufheben. Inwieweit dies den Erzeugern möglich erscheint, hängt allerdings unter anderem davon ab, ob der Wettbewerb im Erzeugungssektor dies erlaubt. Die zunehmende Grosshandelsmarktintegration und der zunehmende Wettbewerb könnten zukünftig eher verhindern, dass Schweizer Erzeuger die zusätzlichen SDL-Kosten in die Erzeugungspreise einpreisen könnten.

Die folgende Tabelle fasst die wesentliche Vor- und Nachteile einer Beteiligung von Kraftwerken an den SDL-Kosten anhand der zuvor definierten Bewertungskriterien zusammen. In diesem Zusammenhang verweisen wir auch auf den Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen, die im Zuge der Revision des Stromversorgungsgesetzes tätig war, die ebenfalls Vor- und Nachteile der Kostenbeteiligung von Kraftwerken benennt.⁹²

Tabelle 16: Vor- und Nachteile der Beteiligung von Erzeugern an den SDL-Kosten

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gerechtere Kostenverteilung, da Kraftwerke auch SDL in Anspruch nehmen z.B. bei Kraftwerksausfall ▪ Dezentrale Einspeisung vermindert tendenziell Wirkverluste, sofern Rückspeisung auf höhere Spannungsebenen ausgeschlossen werden kann. Grösste Erzeuger sind Hauptverursacher von Sekundärregelleistungskosten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verursachergerechte Zuordnung verlangt Unterscheidung zwischen SDL, vor allem der Regelleistungsarten → Komplexität <ul style="list-style-type: none"> – SRL-bedarf wird v.a. durch Last und konventionelle Erzeugung (Ausfälle) getrieben – Kosten v.a. bei SRL, die allerdings so dimensioniert wird, dass mindestens Ausfall des grössten Kraftwerkblocks abgedeckt wird → konventionelle Erzeuger müssten grössten Anteil tragen – PRL: Bedarf wird durch UCTE Operating Handbook vorgegeben und ist von Frequenzschwankungen abhängig → breite Sozialisierung

⁹² BfE (2011): Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen

	Vorteile	Nachteile
Praktikabilität und Transparenz		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Bestimmung genauer Tarife für einzelne Regelleistungsarten erfordert Modellierung ▪ Schwierige Zuordnung von Kosten zu Technologien und Last je nach SDL-Produktart ▪ Diskriminierungsfreie Formel zur Kostenallokation schwierig
Anreizwirkung		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nachteilig für Schweizer Erzeuger im Vgl. zu europäischer Konkurrenz da im Ausland häufig keine Beteiligung der Erzeuger
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kostensenkung für Verbraucher möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ SDL-Erbringer preisen Zusatzkosten ein; Erzeuger ohne Regelleistungserbringung zahlen dann höhere Kosten ▪ Sofern Zuordnung z.B. nach installierter Leistung, stärkere Belastung von grossen Anlagen

Aufgrund der obigen Ausführungen lässt sich ohne eine tiefere Analyse und insbesondere eine umfassende Modellierung nicht abschliessend beurteilen, ob eine Beteiligung der Kraftwerke an den SDL-Kosten eher vorteilhaft oder nachteilig zu bewerten ist. Eine verursachungsgerechte Beteiligung der Erzeuger würde in jedem Fall eine stärkere Differenzierung der Kosten nach SDL-Arten und zwischen den Erzeugern (Technologie und Leistung) erfordern, was die Komplexität erhöht und wohl mit einem merklich höheren administrativen Aufwand verbunden wäre.

4.4 Speicher

Im heutigen Schweizer Stromsystem sind eine Reihe von wasserbasierten Speichern im Einsatz, d.h. Pumpspeicherkraftwerke sowie Speicherkraftwerke mit natürlichem Zulauf. Diese sind in der Regel auf der Übertragungsnetzebene angeschlossen. Zukünftig könnten auch dezentrale Speicher eine Bedeutung gewinnen. Diese könnten zur Entlastung von Verteilnetzen bei Überspeisung mit Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien beitragen; generell ist eine Netzentlastung durch einen entsprechenden Betrieb eines Speichers möglich. Dies wirft Fragen nach der regulatorischen Behandlung der Speicher im Hinblick auf die Netznutzung auf, nicht zuletzt im Hinblick auf deren Netzentgeltbelastung.

4.4.1 Status Quo in der Schweiz

Der zukünftige Speicherbedarf wird im Wesentlichen bestimmt durch heutige bzw. zukünftige Flexibilisierungsanforderungen im Stromsystem: Speicher stellen eine der möglichen technischen Optionen zur Bewältigung der fluktuierenden Einspeisung von Solar- und Windstrom dar.

Tabelle 17 zeigt die Einsatzbereiche von Energiespeichern im Stromsystem. Dabei wird die typische physikalische (Entlade-)leistung gegen die typische Speicherdauer abgetragen. Man erkennt, das breite technische Einsatzspektrum von Speichern, so bspw. den Einsatz zur Last- und Erzeugungsverschiebung, zum Ausgleich saisonaler Schwankungen oder zur Frequenzhaltung. Entsprechend ihrer Leistung sind die Speicher dabei auf unterschiedlichen Netzebenen angeschlossen.

Tabelle 17: Einsatzbereiche von Energiespeichern im Stromsystem

	Kleinspeicher	Mittelgrosse Speicher	Grosstechnische Speicher
Tage / Wochen / Monate			Saisonale Speicherung zum Ausgleich von wetterbedingten Versorgungsgapen bzw. -überschüssen
		Ausgleich aussergewöhnlicher Solar- und Windbedingungen (4-7 Tage)	
Stunden / Tage	Last- und Erzeugungsverschiebung (4-8 h) Integration erneuerbarer Energien (15-60 min)		
Minuten / Stunden		Reservekapazität (<15 Minuten)	
Sekunden / Minuten	Frequenzhaltung ⁹³ (<30 Sekunden)		

Entsprechend ist die Vermarktung von Energiespeichern in allen Teilmärkten des Stromsystems möglich: in Spot- und Forwardmärkten, bei bilateralen Stromlieferverträgen, in Regelleistungsmärkte und bei Ausschreibungen weiterer Systemdienstleistungen⁹⁴.

In der Schweiz gibt es derzeit – im Gegensatz zu Deutschland – keine eigenständige Speicherförderung. Allerdings sind Grossspeicher von Netzentgelten befreit, das heisst sie werden als Erzeuger und nicht als Verbraucher gewertet (Art.14.2 StromVG; SR 734.7, in Verbindung mit Art. 4.1 b StromVG). Dies entspricht einer möglichen Sichtweise auf die Rolle der Speicher, wie wir weiter unten erläutern werden. In einigen dieser Nachbarländer der Schweiz werden Pumpspeicher hingegen in ihrer Eigenschaft als Erzeuger mit Netzentgelten belastet (vgl. Tabelle 18). Die Nicht-Anlastung von Netzentgelten der Schweizer Pumpspeicherkraftwerke ist zum Vorteil der Nachbarländern, die von der Veredelung von Grund- in Spitzenlaststrom profitieren.

In der Schweiz erfolgt jedoch eine Ungleichbehandlung zwischen Grossspeichern und kleinen dezentralen Speichern, da letztere als Verbraucher gewertet werden und deshalb im Gegensatz zu den Grossspeichern Netzentgelte entrichten müssen. Dies trägt mit dazu bei, dass kleine Speicher, neben den wesentlicheren Gründen der hohen Kapitalkosten und bestehender Marktbarrieren zur Vermarktung von Flexibilität (z.B. Mindestangebotsgrösse bei Regelleistung), derzeit nicht wirtschaftlich sind.⁹⁵

⁹³ Hierbei ist die hochfrequente Ein- und Ausspeisung gemeint.

⁹⁴ Für eine genauere Übersicht über die technischen Merkmale, verfügbare Technologien sowie den Markteinsatz von Speichern verweisen wir auf das Gutachten „Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050“, das DNV GL im Auftrag des BFE im Jahre 2013 erstellt hat.

⁹⁵ Vgl. hierzu auch die DNV GL Studie Energiespeicher im Auftrag des BFE von 2013.

Tabelle 18: Netzentgeltbehandlung von Grossspeichern in den Nachbarländern der Schweiz

Land	Netzentgeltbefreiung von Grossspeicheranlagen
Italien	Ja
Deutschland	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Begrenzte 10-jährige Befreiung für neue und erheblich erweiterte Anlagen ▪ Bestandsanlagen: volle Netznutzungsentgelte für Einspeicherung ▪ Möglichkeit zu verminderten Netznutzungsentgelte bei atypischer Netznutzung
Österreich	Reduzierte Netznutzungsentgelte
Frankreich	Nein

Quelle: DNV GL Studie Energiespeicher im Auftrag des BfE von 2013

4.4.2 Absehbare Veränderungen und grundsätzliche Auswirkungen auf die Netznutzung

Wasserbasierte Grossspeicheranlagen haben mit 9,5 GW installierter (Entlade-)leistung einen wesentlichen Anteil an den Erzeugungskapazitäten der Schweiz. Hingegen gibt es bislang nur vereinzelte dezentrale Speicher, vor allem auf Batteriebasis. Gemäss der DNV GL-Speicherstudie im Auftrag des BfE (2013) könnte allerdings bei einem ambitioniertem Ausbau der nEE (genauer: unter den Szenarien NEP und POM der Energieperspektiven 2050) nach 2035 ein Bedarf an dezentralen Speichern von rund 1,5 GW entstehen, bei schnellerem Zubau von Photovoltaik- und Windanlagen gegebenenfalls auch früher (vgl. Abschnitte 2.4 und 2.5). Der Bedarf ist dabei so zu verstehen, dass in Verteilnetzen mit hoher Anschlussleistung von Photovoltaik- oder Windanlagen häufiger Situationen entstehen, in denen die Netzkapazitäten zum Abtransport des Stroms nicht ausreichen. In solchen Netzen stellen dezentrale Speicher grundsätzlich eine Alternative zum Netzausbau dar, wenn sie den temporär überschüssigen Strom zwischenspeichern.

Grundsätzlich gilt: Speicher können durch ein sogenanntes atypisches Lastprofil (also z.B. der Stromspeicherung bei Spitzenerzeugung) der Entlastung von Netzen dienen. Ein rein marktbasierter Einsatz der Speicher garantiert diese Netzentlastung allerdings nicht, denn die Netzknappheiten spiegeln sich nicht in Knappheitspreisen des Stroms wieder – zumindest nicht bei den gegenwärtigen Netznutzungsentgelten, die keine wirklich räumliche und zeitliche Differenzierung aufweisen. So ist eine Situation mit hohen Börsenstrompreisen denkbar, in der lokal gleichwohl eine Überspeisung eines Niederspannungsnetzes mit Photovoltaik-Strom vorliegt. In dieser Situation gibt es keine marktseitigen Anreize für einen Speicherbetreiber, Strom einzuspeichern, obwohl dies netzentlastend wirken würde. Dies könnte einen regulatorischen Eingriff nahe legen. Mögliche Ansätze hierzu werden im Folgenden erörtert.

4.4.3 Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur gegenwärtigen regulatorischen Behandlung von Speichern

Grundsätzlich sind unterschiedliche regulatorische Ansätze zur Anreizung des netzdienlichen Einsatzes von Speichern denkbar: eine generelle Befreiung von Netznutzungsentgelten oder spezifischere Mass-

nahmen, die sich an der Speicherbetriebsweise orientieren. Abzuwägen sind dabei vor allem die Verursachungsgerechtigkeit einerseits und die Praktikabilität und Transparenz andererseits. Im Folgenden stellen wir fünf regulatorische Ansätze für den Speichereinsatz vor.

Netzentgeltbefreiung	Speicherbegünstigung bei netzdienlichem Verhalten	Speichersteuerung durch Netzbetreiber
1) Ausweitung der Netzentgeltbefreiung für Pumpspeicher auf alle Speicher	2) Verminderte Netznutzungsentgelte 3) Investitionskostenzuschuss mit Auflagen zur Netzdienlichkeit 4) Vergütung von vermiedenen Netznutzungsentgelte	5) Flexibilitätsdienstleistung: Speicher werden temporär dem Netzbetreiber unterstellt 6) Nutzung von Speichern als Netzbetriebsmittel

Abbildung 46: Alternative Konzepte zur Speicherregulierung aus Netzsicht

Im Anschluss nehmen wir jeweils wieder eine Bewertung der Konzepte anhand der zuvor definierten Bewertungskriterien vor.

Vollständige Netzentgeltbefreiung aller Speicher

Bei diesem Ansatz wird die gegenwärtige Netzentgeltbefreiung für Grossspeicheranlagen (d.h. de facto für Pumpspeicherkraftwerke) auf all diejenigen Speicher im Stromsystem ausgeweitet, die permanent oder zumindest regelmässig dem Stromsystem zur Verfügung stehen und deren Einsatz durch den Verteilnetzbetreiber kontrolliert werden kann.⁹⁶

Dieses Konzept adressiert das eingangs geschilderte gegenwärtige Problem der regulatorischen Ungleichbehandlung von Gross- und Kleinspeichern in der Schweiz. Wie schon angedeutet, sind international sowohl die Befreiung als auch die Beteiligung von Speichern an Netzentgelten verbreitet. Dies ist einerseits verknüpft mit der Frage ob Speicher als Verbraucher oder Erzeuger betrachtet werden und andererseits ob Netzentgelte nur von Verbrauchern oder auch von Erzeugern erhoben werden. Im Hinblick auf die ausländische (v.a. die deutsche und französische) Nutzung der Schweizer Speicher ist eine vollständige Befreiung von Speichern jedoch problematisch, da die Netznutzung im Zusammenhang mit den Speichern nicht vollständig durch inländische Netznutzer erfolgt, die über die Netzentgelte jedoch nahezu vollständig (d.h. mit Ausnahme der Zahlungen des Inter-TSO Compensation Mechanismus) die Netzkosten tragen.

Grundsätzlich sollte eine Netznutzungsentgeltbefreiung nur für Strom erfolgen, der zur Erbringung von systemstützenden Funktionen eingesetzt wird, während sonstiger Strom, welcher der Erlösoptimierung dient, entgeltpflichtig sein sollte. Bezogen auf die Speicher bedeutet dies, dass die Netzentgeltbefreiung an den netzdienlichen Einsatz geknüpft sein sollte (siehe auch die Diskussion der folgenden Konzepte). Eine derartige Differenzierung erhöht zwar die Verursachungsgerechtigkeit lässt sich jedoch möglicherweise nicht praktikabel bzw. mit vertretbaren administrativen Aufwänden umsetzen. In dieser Hinsicht könnte die Netzentgeltbefreiung ein einfach zu handhabendes Instrument zur Speicherförderung sein. Die Zweckmässigkeit der bedingungslosen Netzentgeltbefreiung von Speichern kann jedoch bezweifelt werden. Sie sollte zumindest an einige grundsätzliche Einsatzvorschriften gekoppelt sein, da ansonsten unklar bleibt, ob eine Netzentlastung auch tatsächlich vorliegt. Eine Befreiung einzelner Speicher, wie im derzeitigen Status Quo, stellt darüber hinaus eine eindeutige Diskriminierung dezentraler Speicher dar.

⁹⁶ Die Qualifizierung ist notwendig und bedeutet de facto, dass das Privileg der Netzentgeltbefreiung auf stationäre Stromspeicher beschränkt sein sollte. Bei mobilen Speichern – wie bspw. Autobatterien von Elektrofahrzeugen – ist eine Netzdienlichkeit nur dann zu erwarten, wenn sie dem Stromsystem regelmässig über längere Zeiträume zur Verfügung stehen – bei irregulärer Beladung stellen sie einfach eine weitere Netznutzung dar.

Eine Vereinheitlichung der regulatorischen Behandlung von Speichern sollte daher das Minimalziel bei der Reform des Netzentgeltordnung sein.

Tabelle 19: Bewertung einer allgemeinen Netzentgeltbefreiung für Speicher

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nicht verursachungsgerecht, entspricht nicht der genauen Netzbelastung / -entlastung durch Speicher – atypische Netznutzung wird allenfalls grob dargestellt ▪ Kosten entstehen auch dort, wo Netze gut ausgebaut sind und kein netzseitiger Speicherbedarf besteht
Praktikabilität und Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verfahren ist leicht umsetzbar und transparent 	
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hebt gegenwärtige Ungleichbehandlung von kleinen u. großen Speichern auf ▪ Investitionen in Speicher werden angereizt 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Anreizwirkung für netzentlastenden Speicherbetrieb
Verteilungswirkung		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Speicherbetreiber erhalten Wettbewerbsvorteil, andere Technologien werden benachteiligt ▪ Von Speichern verursachte Netzkosten werden nur von inländischen Netznutzern getragen

Speicherbegünstigung bei netzdienlichem Verhalten


Das hier vorgestellte Konzept hat drei Ausprägungen, die wir im Folgenden jeweils kurz vorstellen:

- a) Verminderte Netzentgelte
- b) Investitionskostenzuschuss mit Auflagen zur Netzdienlichkeit
- c) Vermiedene Netzentgelte

Verminderte Netzentgelte

Bei dem Konzept verminderte Netzentgelte werden von Speichern bei netzdienlicher Betriebsweise reduzierte Netzentgelte erhoben (Voraussetzung: Speicher müssen für Einspeisung grundsätzlich Netzentgelte entrichten).

Die Regulierungsbehörde gibt bei diesem Ansatz ein Mass für das operative Verhalten zur Netzdienlichkeit vor und legt Rahmen und Schwellen für reduzierte Netzentgelte fest. Sie gewährt Betreibern von Speicheranlagen auf Antrag (mit entsprechenden Nachweisen) die Möglichkeit, verminderte Netznutzungsentgelte an den jeweiligen Netzbetreiber zu entrichten. Das Mass der Netzdienlichkeit orientiert sich an einfach zu definierenden und überprüfbaren Kriterien. Hierfür kann beispielsweise eine vorgeschriebene Einspeisung bei Überschreiten einer definierten Menge an nEE-Einspeisung oder einer



definierten Netzbelastung dienen; in Deutschland wird die Förderung von dezentralen Speichern in Verbindung mit PV-Anlagen gefördert, wenn der Anlagenbetreiber sich verpflichtet, maximal 60% der Nennleistung der PV-Anlage einzuspeisen. Für die Übermittlung solcher Informationen ist eine entsprechende Informations- und Kommunikationstechnik erforderlich. In manchen Netzen mag es auch sinnvoll sein, Ausspeicherung zu bestimmten Tageszeiten zu untersagen, etwa bei erwarteter Solareinspeisung, was mit geringeren Informationsanforderungen verbunden ist. Ein solcher netzdienlicher Einsatz setzt voraus, dass der Speicher nicht bereits bei geringerer Netzbelastung (vollständig) gefüllt wird. Die Überprüfung bzw. Einhaltung der Netzdienlichkeit des Speicherbetreibers liegt hierbei beim Netzbetreiber.

Investitionskostenzuschuss mit Auflagen zur Netzdienlichkeit

Bei diesem Ansatz erfolgt eine gesetzliche bzw. regulatorische Förderung von Investition in neue Speicherkapazität, unter Auflagen für den netzdienlichen Speicherbetrieb. Die Anwendung dieses Ansatzes ist daher unabhängig von der Erhebung von Netzentgelten auf den Speicherbetrieb.

Die Definition und Überprüfung des netzdienlichen Speichereinsatzes erfolgt hierbei analog zu dem zuvor beschriebenen Ansatz. Zudem setzt der Regulierer bzw. der Gesetzgeber bei diesem Ansatz den allgemeinen Rahmen für die Gewährung der Förderung.

Vermiedene Netzentgelte

Eine finanzielle Förderung in der Höhe der vermiedenen Netzentgelte wird bei diesem Ansatz dezentralen Speichern gewährt, wenn durch ihren Einsatz die Hochspeisung von Strom aus niedrigeren in höhere (vorgelagerte) Netzebenen bzw. der Bezug von Strom aus höheren (vorgelagerten) Netzebenen vermieden werden kann.

Dieser Ansatz bildet ab, dass eine gezielte Steuerung von Speichern dezentrale Einspeise- und Lastspitzen ausgleichen und so Netzausbau vermeiden kann. Das Konzept lehnt sich hierbei an das deutsche System zur Berücksichtigung der netzentlastenden Wirkung von dezentraler Einspeisung auf vorgelagerte Netzebenen in Deutschland an. Er adressiert damit insbesondere die netzentlastende Wirkung von dezentralen Speichern durch die Vermeidung von Netzausbaubedarf in vorgelagerten Netzebenen (Vermeidung von Hochspeisung). Wie zuvor muss der netzdienliche Speicherbetrieb – im Sinne der Reduktion von Hochspeisung – durch Auflagen sichergestellt werden. Dabei legt der Regulierer die Kriterien und den Rahmen für den netzdienlichen Einsatz von Speichern fest; der Verteilnetzbetreiber gewährt einen Zuschuss in Höhe der vermiedenen Netzentgelte gemäss der Vorgaben des Regulierers.

Eine finanzielle Begünstigung von Speichern durch den Netzbetreiber, die an Auflagen zum netzdienlichen Einsatz geknüpft ist, entspricht – im Gegensatz zu einer allgemeinen Entgeltbefreiung – grundsätzlich dem Prinzip der Verursachungsgerechtigkeit. In welchem Umfang die einzelnen Ansätze verursachungsgerecht sind, ist jedoch davon abhängig, wie genau der netzdienliche Einsatz der Speicher bestimmt werden kann. Die Festlegung und Überprüfung der Netzdienlichkeit ist jedoch unter Umständen mit hohem administrativem Aufwand verbunden. Verminderte und vermiedene Netzentgelte haben den Vorteil, dass sie im Gegensatz zum Investitionszuschuss regelmässige entsprechend des Beitrags der Speicher zur Netzdienlichkeit angepasst werden können. Andererseits ist der technisch-regulatorische Aufwand bei einer einmaligen Festlegung und Prüfung eines einfachen Kriteriums, wie beim Investitionskostenzuschuss, wesentlich geringer.⁹⁷ Die exakte Berechnung vermiedener Netzentgelte ist jedoch mit relativ hohem Aufwand verbunden, zudem unterliegt die Netzdienlichkeit eines einzelnen Speichers zeit-

⁹⁷ Ein Beispiel hierfür stellt das Speicherförderprogramm in Deutschland dar, bei dem die Förderung an die folgenden technischen Vorgaben geknüpft ist: Förderung von dezentralen Speichern in Verbindung mit Photovoltaik-Anlagen bei Betrieb von mehr als 5 Jahren, Kriterium ist eine dauerhafte Leistungsbegrenzung der Photovoltaik-Anlage am Netzanschlusspunkt auf 60 % der Leistung.

lichen und regionalen Schwankungen, so dass diese jeweils neu zu erfolgen hätte. In der folgenden Bewertung (Tabelle 20) gehen wir daher nur auf die Ansätze der verminderten Netzentgelte und den Investitionszuschuss ein.

Tabelle 20: Bewertung vermindelter Netzentgelte / Investitionskostenzuschuss für Speicher

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Orientiert sich an vermiedener Netznutzung/-ausbaubedarf ▪ Investitionskostenzuschuss unabhängig von Netzentgelt-systematik umsetzbar 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verminderung der Netzentgelte nur anwendbar bei Netzentgeltbelastung von Speichern → Änderung zum Status quo ▪ Berücksichtigen nicht zeitliche und ggf. regionale Schwankungen von Netzknappheiten in einzelnen Netzabschnitten
Praktikabilität und Transparenz		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Setzt unter Umständen intelligente Kommunikation zwischen Verteilnetzbetreiber und Speicherbetreiber voraus ▪ Evtl. Probleme durch Uneindeutigkeit von Massen für die Netzdienlichkeit und deren Überprüfung ▪ Exakte Bestimmung der Netzdienlichkeit mit hohem administrativen Aufwand verbunden, ebenso dessen Überprüfung ▪ Was netzdienlich ist, kann von Zeitpunkt und Netzanschlusspunkt abhängig sein und sich im Laufe der Zeit verändern, z.B. durch Netzneueinvestitionen → Anpassung mit häufigen Neuberechnungen erforderlich → erhöht Aufwände und reduziert Transparenz
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Anreize für den Betrieb von dezentralen Speichern, die aufgrund lokaler Situation netzentlastend eingesetzt werden können 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Vermiedene Netzentgelte sind wahrscheinlich gegenwärtig nicht ausreichend um eine Investition in Speicher anzureizen
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schlechter- bzw. Besserstellung von Grossspeichern bzw. dezentralen Speichern gegenüber Status Quo 	

Definition einer (de)zentralen Flexibilitätsdienstleistung

Bei diesem Ansatz wird durch die Regulierungsbehörde eine neue Systemdienstleistung definiert (zentrale bzw. dezentrale Flexibilitätsdienstleistung, je nach Netzanschlussebene), die festlegt, dass der Speicher in definierten, netzrelevanten Situationen der direkten Kontrolle des Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreibers unterstellt wird (Einsatz per Fernsteuerung). Unter Umständen ist die Flexibilitätsdienstleistung mit Auflagen zu Speicherbefüllung zu verbinden.

Das Ziel einer solchen Flexibilitätsdienstleistung ist es Hemmnisse für den Einsatz operativer Massnahmen wie den Einsatz von Speichern abzubauen, die zu einer Vermeidung von Netzausbau betragen. Das

Konzept sieht vor, dass der Speicher ausserhalb definierter netzrelevanter Situationen frei auf den Strommärkten vermarktet werden kann.

Die Definition der relevanten lokalen Netzsituationen – bei denen die neu einzuführende Flexibilitätsdienstleistung zur Anwendung kommen könnte - kann sich dabei grundsätzlich an den folgenden konkreten Anforderungen orientieren:

- Konkrete Netzsituation an einzelnen Netzknoten
- Primäre Einsatzzweck für die Flexibilitätsdienstleistung (z.B. das Abfangen von Lastgradienten oder ähnliches)
- Vergütung (reguliert, im Ausschreibungsverfahren oder individuell festgelegt)
- Verbreitung (alle oder nur einzelne Verteilnetzbetreiber nach Bedarf)
- Übernahme der Speichersteuerung

Eine derartige Systemdienstleistung weist theoretisch eine sehr hohe Verursachungsgerechtigkeit auf, da der Netzbetreiber den Speicher im Prinzip genau entsprechend der Netzerfordernisse steuern kann. Bei der Umsetzung ist unter Umständen schwierig, die Einsatzsituation genau zu definieren (alternativ können hier allerdings festgelegte Zeitfenster eingesetzt werden). Des Weiteren sind die Anreize für Speicherinvestitionen abhängig von den zu erwartenden Erlöspotentialen der Speicher. Bei zu hoher Unsicherheit über die Anforderungen der Netzbetreiber und der verbleibenden Vermarktungschancen reichen diese unter Umständen nicht aus, um einen Zubau von Speichern zu ermöglichen.

Tabelle 21: Bewertung dezentrale Flexibilitätsdienstleistung

	Vorteile	Nachteile
Verursachungsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Beteiligt Speicher an der Vermeidung von Netzausbaukosten ▪ Bei entsprechender Steuerung des Speichereinsatzes durch den Netzbetreiber hohe Verursachungsgerechtigkeit 	

	Vorteile	Nachteile
Praktikabilität und Transparenz	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ermöglicht einen temporären / situationsbedingten Speichereinsatz durch Netzbetreiber, ohne diesen vollständig als Netzbetriebsmittel einzuplanen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Setzt verbesserte Koordination von Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber bei Aufgaben sowie Beschaffung und Einsatz von SDL voraus ▪ Evtl. fehlende Kompatibilität mit bestehenden SDL-Produkten ▪ Vergütung erfordert komplexe Feststellung inwieweit Speichereinsatz jeweils kostengünstiger als eine Netzerweiterung ist ▪ Bestimmung des Bedarfs und des Nutzens mit relativ hohem Aufwand verbunden ▪ Beschaffungsrisiken <ul style="list-style-type: none"> – Preis: Fehlender Wettbewerb bei lokaler Beschaffung an einzelnen Netzabschnitten zu befürchten – Laufzeit und vertragliche Bindung (Netzbetreiber auf langfristige Verfügbarkeit angewiesen, da kurzfristig kein Netzausbau möglich, langfristiger Bedarf der SDL jedoch unsicher)
Anreizwirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Effiziente netzseitige Anreizwirkung des Speicherbetriebs, da Netzbetreiber die Steuerung übernehmen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Evtl. nicht technologieoffen, sofern speziell für Speicher definiert und nicht von anderen Technologien (Demand Response, Mini-BHKW, etc.) erfüllbar ▪ Erlösunsicherheiten <ul style="list-style-type: none"> – Umfang der Abfrage der SDL durch den Netzbetreiber an einzelnen Netzpunkten ex-ante schwer zu abzuschätzen – Verbleibende Vermarktungschancen
Verteilungswirkung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Idealerweise Kostenreduktion beim Netzbetreiber ▪ Besserstellung des Speicherbetreibers 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Transaktionskosten können sich negativ auf Netzentgelte auswirken (allgemeine Wälzung von neuer SDL naheliegend)

Speicherbetrieb durch Netzbetreiber

Ein Teil der Speicher wird bei diesem Ansatz ausserhalb der Strommärkte als Netzbetriebsmittel vom Netzbetreiber akquiriert, ausschliesslich von diesem eingesetzt und entsprechend über Netzentgelte finanziert.

Dieses Konzept stellt eine Erweiterung des vorherigen Ansatzes dar. Speicher unterstehen hierbei vollständig der operativen Kontrolle des Netzbetreibers, der sie als Netzbetriebsmittel einsetzt und dabei die Optionen Netzausbau und die Errichtung von Speichern sowie deren Einsatz gegeneinander abwägt. Ver-

schiedene Speicherstudien (DNV GL Studie Energiespeicher im Auftrag des BfE, VDE Studie 2010⁹⁸) zeigen jedoch, dass der Netzausbau gegenüber einem *ausschliesslich* netzdienlichen Einsatz von Speichern (d.h. der Speicher wird ausschliesslich zur Netzsteuerung errichtet und betrieben) deutlich günstiger ausfällt. Eine zusätzliche Vermarktung des Speichers, etwa im Spotmarkt, durch den Netzbetreiber, verbessert zwar die Wirtschaftlichkeit des Speichers, verstösst aber gegen die Entflechtungsvorgaben. Aufgrund der Entflechtungsvorgaben darf der Netzbetreiber – um eine Diskriminierung von Netznutzern auszuschliessen – nicht selbst als Akteur auf wettbewerblichen Teilmärkten des Stromsystems agieren. Des Weiteren könnte der Netzbetreiber durch die Netzsteuerung selbst den Bedarf und damit die Erlösmöglichkeiten von Speichern beeinflussen. Insofern ist dieses Konzept, aus unserer Sicht nicht zu empfehlen; entsprechend verzichten wir auf die Bewertungsmatrix.

4.5 Virtuelle Kraftwerke

Der Begriff „virtuelles Kraftwerk“ wird teilweise für sehr unterschiedliche Ansätze verwendet. Im Rahmen dieser Studie verwenden wir diesen Begriff, um damit einen „virtuellen“ Zusammenschluss von Erneuerbare-Energien- und (flexiblen) konventionellen Kraftwerken an unterschiedlichen Standorten auf Basis moderner Fernsteuerungstechnik zu beschreiben. Dieser erfolgt unter Einbezug von Laststeuerung bzw. Demand-Response und Stromspeichern, welcher eine systemweite oder eine lokale Steuerung von Einspeisung und Entnahme in Abhängigkeit von der Last- bzw. Einspeisesituation und von Netzengpässen ermöglicht. Ein virtuelles Kraftwerk stellt in diesem Sinne ist ein kommerzielles Konstrukt dar, welches zur verbesserten Marktintegration fluktuierender erneuerbarer Energien und zur Laststeuerung eingesetzt werden kann.

4.5.1 Status Quo in der Schweiz

Während virtuelle Kraftwerke im Sinne einer gemeinsamen Vermarktung unterschiedlicher konventioneller Kraftwerksscheiben schon bald nach Beginn der Strommarktliberalisierung in Europa eingesetzt, sind virtuelle Kraftwerke in dem von uns beschriebenen Sinne in der Schweiz noch nicht über die Pilotphase hinausgelangt. Dies liegt unter anderem daran, dass derzeit neue erneuerbare Energien im Wesentlichen über Einspeisetarife gefördert werden. Durch die fehlende Marktintegration von nEE Anlagen werden weder Anreize zur Vermeidung von Regelleistungseinsatz durch balanciert Einspeisung gesetzt, noch erfolgt eine optimierte Vermarktung der Erzeugung von nEE Anlagen auf den verschiedenen Handelsebenen (also Spotmarkt vs. OTC-Handel vs. bilaterale Verträge). Mit der bevorstehenden Einführung eines Marktprämienmodells und der daraus folgenden flächendeckenden Direktvermarktung neuer erneuerbarer Energien (vgl. 4.2.2) wird sich die Situation zukünftig allerdings verändern.

4.5.2 Absehbare Veränderungen und grundsätzliche Auswirkungen auf die Netznutzung

Der geplante starke Zuwachs von Photovoltaik- und Windanlagen (vgl. die Projektionen der Energieperspektiven, Abschnitt 2.4) erhöht die Dringlichkeit der Marktintegration von nEE Anlagen. So ist unter anderem beabsichtigt, dass auch nEE-Erzeuger demnächst Bilanzkreisverantwortung übernehmen müssen und so einen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit und den damit verbundenen Schwierigkeiten bei der Erzeugungsprognose sind die Anlagenbetreiber verstärkt auf Kooperation mit flexiblen Technologien – konventionellen Kraftwerken, Speichern, Laststeuerung – angewiesen. Dies gilt erst recht, wenn sich diejenigen Stimmen durchsetzen, die eine Pönalisierung der

⁹⁸ VDE (2010): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger

Inanspruchnahme von Regelleistung über die derzeitige Kostenbeteiligung hinaus fordern.⁹⁹ Virtuelle Kraftwerke bieten hier eine gute Option zur Verstärkung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Anlagen, vor allem für den Einbezug von kleineren Anlagen. Grundsätzlich sind dabei im Hinblick auf das Thema dieser Studie zwei Konzepte von virtuellen Kraftwerken zu unterscheiden:

- Lokales / Regionales Konzept
 - Ziel: Relativ autarke dezentrale Energieversorgung mit erneuerbaren Energien
 - Einsatz möglichst lastnah bzw. lasttreu
 - Intelligente Netznutzung → Ausbau von Smart Grids Voraussetzung für den Einsatz
 - Eigenverbrauchsoptimierung
- Überregionales Konzept
 - Strompreisgetriebener Einsatz zur verbesserten Vermarktung und Wertsteigerung des Stroms aus fluktuierend einspeisenden Komponenten, z.B. zur Minderung von Prognose- und Ausgleichsrisiken und Senkung von Transaktionskosten (Marktzugang, etc.).

Virtuelle Kraftwerke setzen hinreichende Netzkapazitäten für eine Vermarktung der verbundenen Kraftwerke und Laststeuerung voraus. Häufige Netzengpässe in dem Gebiet des Zusammenschlusses erschweren eine Vermarktung erheblich. Darüber hinaus erfordert der Einsatz von virtuellen Kraftwerken ein gewisses Mass an Netzintelligenz, um die gewünschten flexiblen Steuerung umsetzen zu können. Andererseits ermöglichen vor allem lokale bzw. regionale virtuelle Kraftwerke auch eine Entlastung von Verteilnetzen z.B. durch die Minderung der Wirkverluste und des Regelleistungsbedarfs; im Falle eines virtuellen Speichers (Erzeugung in Verbindung mit Laststeuerung) ist wie bei realen Speichern darüber hinaus eine Bewältigung von Last- und Erzeugungsspitzen in Verteilnetzen möglich. Gefahren für die Systemstabilität können hingegen von Rückspeisung und Engpässen ausgehen.

Mit der Einführung einer G-Komponente, von zeitlich dynamischen Netznutzungsentgelten oder einer stärkeren Leistungskomponente werden netzentgeltseitige Anreize für den netzdienlichen Einsatz von virtuellen Kraftwerken gesetzt.

Während die lokalen bzw. regionalen Konzepte bei netzdienlichem Einsatz Netzausbau auf höheren Netzebenen vermieden werden kann, ist möglicherweise lokaler Netzausbau, analog zum Anschluss von Einzelanlagen, erforderlich. Bei dem überregionalen Konzept kann Netzausbau im Allgemeinen nur auf der Übertragungsnetzebene bei einer Schweiz-weiten netzdienlichen Betriebsweise vermieden werden (analog zu Speichern). Der Netzausbaubedarf im überregionalen Konzept dürfte in der Regel ähnlich zu einem getrennten Einsatz von Kraftwerken bzw. Speichern einzuschätzen. Grundsätzlich ist allerdings auch ein zusätzlicher Netzausbaubedarf im überregionalen Konzept nicht auszuschliessen, wenn durch den Einsatz von virtuellen Kraftwerken Stromflüsse von niedrigeren Spannungsebenen in das Übertragungsnetz und wieder in niedrigere Spannungsebenen anderer Netzgebiete verursacht werden.

Eine netzentlastende Wirkung von virtuellen Kraftwerken ist also eher bei lokalen bzw. regionalen Konzepten zu erwarten.

4.5.3 Darstellung und Bewertung verschiedener Alternativen zur regulatorischen Behandlung von virtuellen Kraftwerken

Wie schon im vorherigen Unterabschnitt dargestellt, ist ein netzentlastender Beitrag von überregionalen virtuellen Kraftwerken über alle Spannungsebenen schwierig darstellbar. Denkbar wären Beiträge am ehesten bei einer direkten Steuerung des virtuellen Kraftwerks durch den Übertragungsnetzbetreiber.

⁹⁹ Einige Marktbeobachter möchten der Zunahme von Verletzungen der Bilanzkreisverpflichtungen (z.B. in Folge unsicherer Einspeisung erneuerbarer Energien) und einer möglichen Ausweitung des Regelleistungsbedarfs durch eine Pönalisierung begegnen: derjenige, der seine Bilanzkreisverpflichtung verletzt bezahlt nicht nur die Kosten der Inanspruchnahme der Regelleistung sondern darüber hinaus eine Strafzahlung.

Diese Möglichkeit besteht aber im Prinzip bereits heute im Rahmen vorhandener Systemdienstleistungen, vor allem durch die Bereitstellung von Regelleistung.

Interessanter ist dagegen der Fall lokaler bzw. regionaler virtueller Kraftwerke. Hier bestehen grundsätzlich die folgenden Möglichkeiten einer Berücksichtigung Netzdienlichkeit von virtuellen Kraftwerken bei den Netzentgelten bzw. einer eigenen Regulierung. Es besteht dabei eine starke Analogie den Ansätze für Speicher, weshalb wir diese hier nicht erneut darstellen. Für eine Beschreibung der Ansätze sei hierzu auf Abschnitt 4.4.3 verwiesen.

Netzentgeltbefreiung	Begünstigung bei netzdienlichem Verhalten	Steuerung durch Netzbetreiber
1) Netzentgeltbefreiung für virtuelle Kraftwerke analog zu Pumpspeichern	2) Verminderte Netznutzungsentgelte 3) Investitionskostenzuschuss mit Auflagen zur Netzdienlichkeit	4) Flexibilitätsdienstleistung: Virtuelle Kraftwerke werden temporär dem Netzbetreiber unterstellt

Abbildung 47: Alternative Konzepte zur Speicherregulierung aus Netzsicht

Die Bewertung der Ansätze ähnelt ebenfalls stark der entsprechenden Bewertung bei der Speicherregulierung, weshalb wir sie in der verkürzten Tabelle 22 zusammengefasst haben.

Tabelle 22: Bewertung von Ansätzen zur regulatorischen Behandlung von virtuellen Kraftwerken

Massnahme	Vorteile	Nachteile
Teilweise Netzentgeltbefreiung	<ul style="list-style-type: none"> Gleichstellung mit Pumpspeichern gemäss Status Quo Relativ einfach umsetzbar Hohe Transparenz 	<ul style="list-style-type: none"> Eine Befreiung von Netznutzungsentgelten, die nicht an Auflagen gebunden ist, ist nicht verursachungsgerecht Keine Anreize für netzentlastenden Betreiber der virtuellen Kraftwerke Aufgrund der Vielzahl der Anlagen relativ hoher Aufwand beim Monitoring (Nachweis der Betriebsaktivität des virtuellen Kraftwerks gegenüber Regulierer notwendig)
Verminderte Netznutzungsentgelte bei netzdienlichem Verhalten	<ul style="list-style-type: none"> Bei genauer Definition der Kriterien durch Netzbetreiber ist Massnahme im Prinzip verursachungsgerecht 	<ul style="list-style-type: none"> Im allg. nur bei lokalen bzw. regionalen virtuellen Kraftwerken realisierbar Exakte Bestimmung der Netzdienlichkeit mit hohem administrativen Aufwand verbunden, ebenso dessen Überprüfung Je nach Ausgestaltung eher intransparent

Massnahme	Vorteile	Nachteile
Investitionskostenzuschuss mit Auflagen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Je nach Auflage einfach umsetz- und kontrollierbar ▪ Im allgemeinen sehr transparent 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berücksichtigen nicht zeitliche und ggf. regionale Schwankungen von Netzknappheiten in einzelnen Netzabschnitten
Definition einer dezentralen Flexibilitätsdienstleistung	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Hohe Verursachungsgerechtigkeit aufgrund der Kopplung an den Netzzustand ▪ Betrieb durch Netzbetreiber garantiert optimal-effizienten Einsatz 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Unter Umständen mit erheblicher Komplexität bei der Definition und Umsetzung verbunden ▪ In der Folge auch hohe Transaktionskosten ▪ Transparenz unter Umständen eingeschränkt

5 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN FÜR DIE SCHWEIZ

Dieses Kapitel fasst die wesentlichen Schlussfolgerungen und Empfehlungen zusammen, die aus den Analysen in den vorherigen Kapiteln für die Schweiz abgeleitet werden können. Eine abschliessende Bewertung der diskutierten Ansätze und den von ihnen ausgehenden Auswirkungen und Anreizen ist wesentlich von den praktischen Ausgestaltungsdetails abhängig, welche im Rahmen dieser Studie nicht in jedem Detail definiert werden können. Zudem kann die Vorteilhaftigkeit einzelner alternativer Ansätze zum Status Quo in der Schweiz vollumfassend nur im Rahmen einer quantitativen Modellierung von Kosten und Nutzen bewertet werden (dies betrifft insbesondere die Sonderthemen KEV, SDL, Speicher und virtuelle Kraftwerke), welche ebenfalls nicht Gegenstand dieser Studie war. Ziel dieser Studie ist es vielmehr, auf Basis der Trends und Entwicklungen in der Schweiz, der besonderen Struktur des Schweizer Elektrizitätssektors und der internationalen Erfahrungen, mögliche Optionen zu identifizieren, die eine sinnvolle Weiterentwicklung der bestehenden Netzentgeltsystematik in der Schweiz darstellen könnten. Dabei wurde – in Absprache mit dem BfE – bewusst eine offene Diskussion und Bewertung der Vor- und Nachteile alternativer Vorschläge und keine Festlegung auf einen einzigen Ansatz gewählt.

Analog zu der Strukturierung dieses Berichtes werden in den folgenden Abschnitten, auf Basis der vorhergehenden detaillierteren Analysen, Anforderungen an das zukünftige Netzentgeltsystem spezifiziert, Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems in der Schweiz gegeben und alternative Ansätze zur Kostenallokation bei den Sonderthemen (KEV, SDL, Speicher, virtuelle Kraftwerke) diskutiert.

Anforderungen an das zukünftige Netzentgeltsystem

Unter dem Gesichtspunkt der Verursachungsgerechtigkeit sollten die Kosten im Verteil- bzw. Übertragungsnetz auf den einzelnen Netznutzer entsprechend der individuellen Nutzung von Netzbereichen umgelegt werden. In diesem Zusammenhang wurde innerhalb dieser Studie die grundsätzliche Struktur von Netzkosten, die unterschiedliche Verursachung von Netzkosten durch unterschiedliche Netznutzer, die netzseitigen Trends und Entwicklungen in der Schweiz und die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Verursachung von Netzkosten analysiert.

- Bei der Festlegung der Netzentgelte sind nur die originär dem Netzbetrieb zurechenbaren effizienten Kosten für den Bau und Betrieb des Verteilnetzes und die für den Netzbetrieb notwendigen effizienten anteiligen Kosten für Management- und Zentralfunktionen zur Anwendung zu

bringen. Zudem sollten verursachungsgerechte Netzentgelte anhand der jeweiligen Kostentreiber ausgestaltet werden, hierbei können einmalige Kosten pro Anschlussnehmer (z.B. Netzananschlusskosten), wiederkehrende Kosten pro Anschlussnehmer (z.B. Kosten für Messung und Abrechnung), Kosten abhängig von der Leistung (z.B. die Kapitalkosten der technischen Anlagen, sowie mit den Netzanlagen verbundene Betriebskosten), Kosten abhängig von der Energie (z.B. Kosten von Netzverlusten und Systemdienstleistungen) und Gemeinkosten (z.B. Verwaltungskosten) unterschieden werden.

- Grundsätzlich werden die Netzkosten sowohl von dem Netznutzungsverhalten der Erzeuger wie der Verbraucher bestimmt. Die von den Erzeugern bzw. den Verbrauchern benötigte Netzkapazität, sowie auch die mit dessen Nutzung verbundenen variablen Kosten, sind jeweils abhängig vom Umfang, sowie der zeitlichen und räumlichen Verteilung der Einspeisung bzw. der Entnahme. Die Netzkapazitäten werden hierbei insbesondere durch die Spitzenlast und die Spitzeneinspeisung bestimmt. Verschiedene Erzeugungstechnologien und Verbraucher sind hierbei in sehr unterschiedlicher Art und Weise in der Lage Umfang, Ort und Zeitpunkt von Einspeisung und Entnahme zu steuern. Zudem beeinflussen Einspeiser und Verbraucher mit ihrer Standortwahl Netzengpässe und Netzausbaubedarf. Entsprechend sollte eine effiziente und verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik die regionalen und die zeitlichen Unterschiede in den Netzkosten sowie zwischen den unterschiedlichen Netznutzern berücksichtigen. Hinsichtlich der Auswirkungen unterschiedlicher Netznutzer sollten insbesondere auch die Anreize für einen netzentlastenden oder netzbelastenden Betrieb von Stromspeichern und virtuellen Kraftwerken und die Netznutzung durch Eigenverbraucher bzw. Prosumer in der Netzentgeltstruktur berücksichtigt werden.
- Wesentliche netzseitige Entwicklungen in der Schweiz sind der Ausstieg aus der Kernenergie bis 2035 und der Ausbau von neuen erneuerbaren Energien (d.h. ohne Grosswasserkraft) auf der Erzeugerseite, sowie die Steigerung der Energieeffizienz, die Entstehung neuer Strombedarfe, die Ausbreitung von intelligenten Stromzählern und die Zunahme von Eigenverbrauchern auf der Verbraucherseite. Hinzu kommt die Zunahme an Stromtransiten durch die Schweiz.
- Die schrittweise Abschaltung der Schweizer Kernkraftwerke und der Zubau dezentraler neuer erneuerbarer Energien werden absehbar zu einer verminderten Einspeisung auf der Übertragungsnetz- und einer verstärkten Einspeisung auf der Verteilnetzebene führen. Ausserdem ist es denkbar, dass ein erheblicher Teil des Zubaus der neuen erneuerbaren Energien lastfern erfolgen könnte (dies betrifft insbesondere die Windenergie). Von einzelnen Netzabschnitten abgesehen, ist auf Grundlage der Schweizer Energieperspektiven und verschiedener Netzstudien bis 2025 nur von einem begrenzten (zusätzlicher) Netzausbau aufgrund von Veränderungen in der Erzeugungsstruktur und Veränderungen in der Nachfrage in der Schweiz auszugehen.

Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems

Auf Basis der zuvor beschriebenen Grundlagen und für die Schweiz identifizierten Trends und Veränderungen in Bezug auf die Netzkosten, wurden in dieser Studie mögliche alternative Ansätze für die Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik analysiert und jeweils anhand der zuvor definierten Kriterien auf ihre Vorteilhaftigkeit für die Schweiz bewertet.

- Bei der Diskussion unterschiedlicher Ansätze für die Netzentgeltstruktur ist abzuwägen, in welchem Umfang die Netzentgeltstruktur regulatorisch bzw. gesetzlich vorgegeben werden soll und in welchem Umfang die Festlegung der Netzentgeltstruktur in der unternehmerischen Freiheit des Netzbetreibers verbleiben soll. Informationsasymmetrien zwischen Regulierungsbehörde und Netzbetreiber hinsichtlich der spezifischen Netzkostenstruktur des einzelnen Netzbetreibers

und die Tatsache, dass die Kosteneffizienz eines Netzbetreibers bereits durch die regulatorische Kostenprüfung sichergestellt werden kann bzw. sollte, sprechen dafür nur grundsätzliche Vorgaben zur Netzentgeltstruktur regulatorisch festzulegen und die Details in der unternehmerischen Freiheit der Netzbetreiber zu belassen.

- Um die Vor- und Nachteile verschiedener Netzentgeltmodelle und unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen aufzuzeigen, wurden in dieser Studie eine Reihe von Bewertungskriterien definiert, anhand derer die verschiedenen Ansätze transparent und konsistent auf ihre Vorteilhaftigkeit bewertet werden können. Die wesentlichen Effekte können dabei mit den folgenden fünf Hauptkriterien erfasst werden: Verursachungsorientierung (inwieweit werden die Netzkosten dem Verursacher angelastet), Transparenz (ist die Berechnung der Netzentgelte für die Netznutzer klar und verständlich nachvollziehbar), Praktikabilität (ist der Ansatz (technisch) durchführbar und was sind die administrativen Kosten seiner Implementierung), Anreizwirkung auf die Netznutzer (welche Anreize bestehen für Netznutzer sich netzentlastend zu verhalten und damit Netzkosten zu vermeiden) und Verteilungswirkung (welche Netznutzer werden voraussichtlich mehr und welche weniger gegenüber dem Status Quo belastet).
- Bei der Erhebung von Netzanschlussgebühren kann grundsätzlich zwischen flachen und tiefen Netzanschlussgebühren unterschieden werden, hinzukommen die für die Schweiz spezifischen Ansätze der Umlage von Netzverstärkungskosten und der Netzkostenbeitrag, die als Sonderfälle von tiefen Netzanschlussgebühren angesehen werden können. Für die Schweiz vorteilhaft können dabei flache Netzanschlussgebühren (im Übertragungs- und Verteilnetz) und eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen (im Verteilnetz) als vorteilhaft bewertet werden. Unter der Annahme, dass die Kosten von Netzverstärkungen nicht den sie verursachenden dezentralen Einspeisern zugerechnet werden können oder sollen, sollte die Umlage für Netzverstärkungen (nach Art. 22 StromVV) als eine separate Umlage (ähnlich der KEV) erhoben werden. Zudem sollte ein Deckel für Netzverstärkungskosten definiert werden, so dass Kosten die diesen Deckel überschreiten vollständig vom Einspeiser zu tragen wären. Die Einführung von tiefen Netzanschlussgebühren und die Erhebung von Netzkostenbeiträgen sind jedoch in der Summe nicht zu empfehlen.
- Bei der Ausgestaltung der Netznutzungsgebühren kann zwischen einer Beteiligung von Erzeugern an den Netznutzungsentgelten (G-Komponente), einer zeitlichen und regionalen Differenzierung und einer Differenzierung in Arbeits-, Leistungs- und Grundpreise unterschieden werden. Für die Schweiz erscheint eine regionale Differenzierung der Netznutzungsgebühren nur in Verbindung mit der Einführung einer G-Komponente und nur für höhere Spannungsebenen (insbesondere die Übertragungsnetzebene) erwägenswert, da aufgrund der Vielzahl der Verteilnetzbetreiber in der Schweiz bereits eine relativ starke Differenzierung der Netznutzungsentgelte pro Netzgebiet und Spannungsebene erfolgt. Eine (stärkere) zeitliche Differenzierung sollte auf Netznutzer (Erzeuger und Verbraucher im Übertragungs- und Verteilnetz) mit Leistungsmessung beschränkt sein und insbesondere auf Verteilnetzebene zunächst nur optional angeboten werden. Für Kunden mit Zweitarifzählern könnten zudem Kriterien vorgegeben werden, die Netzbetreiber bei der Ermittlung der zwei Tarifzeiten und der jeweiligen Preise berücksichtigen müssen, um sicherzustellen, dass die Tarife für Schwach- und Spitzenlastzeiten auch die tatsächlichen Kostenunterschiede widerspiegeln. Bei der Einführung einer G-Komponente sind die Vorteile hinsichtlich der Verursachungsgerechtigkeit und der Anreizwirkungen mit den Modellierungsaufwänden und den Wettbewerbseffekten auf den Erzeugungsmärkten abzuwägen. Aufgrund der hohen Modellierungsaufwände bei einer starken zeitlichen und regionalen Differenzierung, insbesondere auf Verteilnetzebene, könnten zudem (stark) vereinfachte Ansätze für eine

Beteiligung von Erzeugern an den Netznutzungsentgelten (mit deutlich geringerer Verursachungsgerechtigkeit und reduzierten Anreizen) wie eine Differenzierung der G-Komponente pro Zone (im Bereich der Swissgrid) und pro Spannungsebene und Netzbetreiber (auf Verteilnetzebene) erwogen werden.

- Hinsichtlich der Aufteilung der Netznutzungsentgelte auf eine Arbeits-, Leistungs- und Grundpreiskomponente sind fixe gesetzliche bzw. regulatorische Vorgaben für die jeweiligen Anteile nicht zu empfehlen, da diese keine verursachungsgerechte Allokation der Netzkosten auf Basis der energie- und leistungsabhängigen sowie der fixen Kostenbestandteile des jeweiligen Netzbetreibers sicherstellen. Für Netznutzer bzw. Kunden mit Leistungsmessung im Übertragungs- und Verteilnetz sollte daher in der Schweiz eine Aufteilung auf die drei Komponenten durch den jeweiligen Netzbetreiber gemäss seiner spezifischen Kostenstruktur erfolgen. Im Ergebnis sind bei einem entsprechenden Vorgehen hohe Anteile für den Leistungspreis zu erwarten. Um sicherzustellen, dass die Netzbetreiber ihre Netzentgelte auch tatsächlich an der individuellen Kostenstruktur ausrichten, könnten regulatorische Vorgaben gemacht werden, dass die Netzbetreiber im Falle hoher Anteile von Arbeitspreisen, diese gegenüber der ECom begründen bzw. über eine entsprechende Dokumentation ihrer spezifischen Netzkosten gegenüber der ECom nachweisen müssen.¹⁰⁰ Aufgrund der besonderen Problematik von Eigenverbrauchern und Prosumern in Bezug auf die Netznutzung sollte eine Leistungsmessung für diese Netznutzergruppe verbindlich sein.
- Für Kunden ohne Leistungsmessung sollte eine Aufteilung zwischen Arbeitspreis und Grundpreis ebenfalls gemäss der energieabhängigen und der fixen Kosten des jeweiligen Netzbetreibers erfolgen. Für die Abgeltung der leistungsabhängigen Kosten kann grundsätzlich eine vollständige Umlage über einen Arbeitspreis (→ Arbeitspreismodell), einen Grundpreis (→ Grundpreismodell) oder über einen Leistungspreis (→ Leistungspreismodell) erfolgen. Im Grundpreismodell könnte eine Zurechnung der leistungsabhängigen Kosten auf der Basis von Standardlastprofilen, Entnahmemengen und Benutzungsdauern erfolgen, im Leistungspreismodell anhand der angeschlossenen Kapazität des Netznutzers. Sofern die Grösse der Netzanschlussleistung durch den Kunden zu beeinflussen und die für ihn optimale Grösse mit vertretbarem Aufwand zu ermitteln ist, könnte über einen solchen Ansatz die Verursachungsgerechtigkeit, sowie die Anreize zu netzdienlichem Verhalten gegenüber den anderen beiden Modellen deutlich erhöht werden. Bei der Bewertung der Ansätze ist zudem zu berücksichtigen, dass Haushaltskunden möglicherweise nur sehr begrenzt in der Lage sind ihre Last zu verschieben und daher über die Netznutzungsentgelte möglicherweise nur sehr begrenzt Anreize zu einem netzdienlichen Verbrauch gesetzt werden können.
- Während eine finale Bewertung der vorgestellten Optionen nicht zuletzt auch von der Gewichtung der einzelnen Bewertungskriterien abhängt, lassen sich sowohl für das Übertragungsnetz als auch für Kunden mit und ohne Leistungsmessung im Verteilnetz, angesichts der zu erwartenden Veränderungen im Schweizer Stromsektor, alternative Konzepte identifizieren, die hinsichtlich einiger oder aller Bewertungskriterien als vorteilhaft gegenüber dem Status Quo angesehen werden können. Als grundsätzlich vorteilhaft gegenüber dem Status Quo von fixen Anteilen (im Übertragungsnetz) bzw. von Vorgaben für die Kostenwälzung (im Verteilnetz) kann eine Ermittlung der Arbeits-, Leistungs- und Grundpreiskomponente der Netznutzungsentgelte auf Basis der energie- und leistungsabhängigen sowie der fixen Kostenbestandteile des jeweiligen

¹⁰⁰ Hierfür wären die Aufgaben der ECom in diesem Bereich genau gesetzlich zu regeln, sowie sicherzustellen, dass die ECom über entsprechende personelle Ressourcen zur Durchführung dieser Kontrolle verfügt.

Netzbetreibers angesehen werden. Im Hinblick auf die Verursachungsgerechtigkeit und die Anreize zu netzdienlichem Verhalten (welche zu einer Reduktion der Netzkosten beitragen können), weisen im Übertragungsnetz bzw. für Kunden mit Leistungsmessung im Verteilnetz hierbei die Konzepte mit einer zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netznutzungsentgelte und der Einführung einer G-Komponente Vorteile gegenüber Konzepten auf, welche eine geringere Differenzierung der Netznutzungsentgelte vorsehen. Letztere können jedoch im Hinblick auf Transparenz und Praktikabilität als vorteilhafter bewertet werden. Für Kunden ohne Leistungsmessung (im Verteilnetz) erscheint eine Umlage der leistungsabhängigen Netzkosten über einen Leistungspreis, welcher sich an der angeschlossenen Kapazität des Netznutzers orientiert, grundsätzlich vorteilhaft gegenüber einer Umlage der leistungsabhängigen Netzkosten über den Arbeitspreis oder den Grundpreis. Zudem können im Bereich der Verteilnetze eine Reform der Umlage für Netzverstärkungen (nach Art. 22 StromVV) und eine Abschaffung des Netzkostenbeitrags positiv bewertet werden.

Alternative Ansätze zur Kostenallokation bei Sonderthemen (KEV, SDL, Speicher, virtuelle Kraftwerke)

Bei den vier in diesem Bericht behandelten Sonderthemen – der Umlage der KEV und SDL-Kosten, sowie der Behandlung von Speichern und virtuellen Kraftwerken in Bezug auf die Netzentgeltsystematik – wurden verschiedene alternative Ansätze zur Kostenallokation im Status Quo dargestellt und bewertet. Gemeinsam ist den Themen, dass durch Festlegungen hinsichtlich des Netznutzungsmodells Anreize für einen netzdienlichen Verbrauch bzw. Technologieeinsatz gesetzt werden können. Zudem kann mit alternativen Ansätzen prinzipiell eine höhere Verursachungsgerechtigkeit bei der Zurechnung von Netzkosten erreicht werden. Die Definition, Ermittlung und Überprüfung des netzdienlichen Betriebs ist jedoch in der Regel mit höheren administrativen Kosten verbunden, die aus einer sehr komplexen Modellierung resultieren. Auch ist denkbar, dass es bei netzdienlichen Vorgaben für diese Technologien Zielkonflikte mit anderen politischen Zielen (etwa der Förderung neuer erneuerbarer Energien durch die KEV) geben kann. Eine abschliessende Abwägung der verschiedenen Ansätze hinsichtlich der verschiedenen Bewertungskriterien erfordert eine umfassendere Untersuchung bzw. Modellierung, bspw. im Rahmen einer quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse, die auch die praktischen Ausgestaltungsdetails bei der Umsetzung erfasst. Dennoch können bereits innerhalb dieser Studie einige grundsätzliche Empfehlungen im Bereich der vier Sonderthemen gemacht werden, die wir im Folgenden kurz zusammenfassend darstellen.

- Mit einer Anpassung der Umlage der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV), die gegenwärtig gleichmässig auf die Stromverbraucher verteilt wird (mit Ausnahmeregelungen für energieintensive Betriebe), könnten Anreize für eine mögliche Lastverschiebung bzw. Vermeidung von Netzengpässen gesetzt werden. Eine Umlage, die als prozentualer Aufschlag auf den Börsenpreis erhoben wird, ist mit einer aufwendigen Systemumstellung verbunden, könnte aber, einmal eingeführt, Lastverschiebung und verstärkten Speichereinsatz anreizen. Auch eine Kopplung der Umlage an stärker zeitlich differenzierte Netzentgelte oder eine leistungsbezogene Umlage der KEV ist denkbar.
- In der Schweiz hat sich der Kostenwälzungsmechanismus bewährt, bei dem die Vorhaltungskosten über ein allgemeines SDL-Entgelt gedeckt werden und andere individualisierbare und zurechenbare Kosten möglichst individualisiert abgerechnet werden, sei es durch individualisierte SDL-Entgelte oder Ausgleichsenergie. Wir empfehlen diese Aufteilung grundsätzlich beizubehalten.

Aufgrund der Tatsache, dass Kraftwerke nicht nur SDL bereitstellen sondern auch den Bedarf an SDL wesentlich bestimmen, könnte darüber nachgedacht werden, Kraftwerke an den SDL-

Kosten zu beteiligen. Dies könnte mit ähnlichen Vorgaben in anderen Ländern begründet werden und liesse sich über einen einfachen Schlüssel wie die Erzeugungsmenge oder die installierte Leistung bewerkstelligen. Ohne eine tiefere Analyse kann die Beteiligung der Kraftwerke an den SDL-Kosten allerdings nicht abschliessend beurteilt werden. Hierbei müsste auch untersucht werden, inwieweit der Zubau an erneuerbaren Energien tatsächlich zu zusätzlichem Regelleistungsbedarf in der Schweiz führen wird und eine Kostenbeteiligung daher sinnvoll ist. Zudem sollte geprüft werden inwieweit andere Systemnutzer, insbesondere Bilanzgruppen und Transite, stärker an den Kosten für SDL (z.B. Vorhaltung von Regelleistung bei Bilanzgruppen bzw. Netzverluste bei Transiten) beteiligt werden könnten und sollten. Eine stärkere Beteiligung von Bilanzgruppen würde indirekt auch Erzeuger erfassen und zugleich in Aussicht stellen, dass eine verursachungsgerechte Kostenverteilung mit höheren Anreizen zur SDL-Bedarfssenkung und damit eventuell zur Senkung der Beschaffungskosten von Regelleistung bzw. Regelenergie einhergehen würde.

- Stromspeicher können im Prinzip in erheblichem Masse zur Flexibilisierung des Stromsystems beitragen, die durch die verstärkte Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energie erforderlich wird; insbesondere können sie auch netzentlastend wirken, etwa durch Einspeicherung von Solarstrom an besonders sonnenreichen Tagen. Während abgesehen von Pumpspeichern die Wirtschaftlichkeit vieler verfügbarer Technologien gegenwärtig im Allgemeinen noch nicht gegeben ist, sollte die regulatorische Behandlung von Speichern bereits heute dem gegenwärtigen und zukünftigen Bedarf gerecht werden. Insbesondere sollten Anreize zum Speichereinsatz geschaffen werden, wenn dieser kostengünstig Netzausbau vermeidet. Möglichkeiten hierzu bieten entweder ein durch die Regulierungsbehörde definiertes und durch den jeweiligen Netzbetreiber überwachtes netzdienliches Einsatzregime, oder die temporäre Überantwortung der Speichersteuerung an den Netzbetreiber im Rahmen einer zu definierenden Flexibilitätsdienstleistung. Über komplexere Ansätze könnte der netzdienliche Beitrag des individuellen Speichers genauer modelliert werden und der netzkostensenkende Beitrag über verminderte oder vermiedene Netznutzungsentgelte an den Speicherbetreiber weitergegeben werden. Die exakte Berechnung ist jedoch mit relativ hohem Aufwand verbunden, zudem unterliegt die Netzdienlichkeit eines einzelnen Speichers zeitlichen und regionalen Schwankungen, so dass die Ermittlung jeweils neu zu erfolgen hätte. Um eine Ungleichbehandlung von zentralen Pumpspeichern und dezentralen Speichern zu vermeiden, empfehlen wir diese hinsichtlich der Netzentgelte gleich zu behandeln. Eine einfache Lösung wäre es, dezentrale Speicher von den Netznutzungsentgelten auszunehmen. Empfehlenswerter wäre jedoch die Kopplung der Netzentgeltbefreiung an einige Vorschriften für den Einsatz der Speicher, welche die Netzdienlichkeit des Speichereinsatzes verbessern würden.
- Virtuelle Kraftwerke, in denen erneuerbare und konventionelle Kraftwerke, Speicher und Demand Response zusammengeschlossen werden, bieten ein Geschäftsmodell der Zukunft, insbesondere wenn im Rahmen eines Marktprämienmodells die Direktvermarktung erneuerbarer Energien zum Regelfall wird. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage einer netzseitig angemessenen Regulierung: Virtuelle Kraftwerke sind einerseits auf möglichst engpassfreie Netze angewiesen, können andererseits als „virtuelle Speicher“ auch zur Netzentlastung beitragen. Insofern sollte die regulatorische Behandlung virtueller Kraftwerke eng an die der Speicher angelehnt werden: Netzdienlicher Betrieb sollte belohnt werden, sei es im Rahmen eines durch den Regulierer definierten netzdienlichen Einsatzregimes oder sei es durch eine Flexibilitätsdienstleistung. Vorteile für den Netzbetrieb bieten dabei vor allem solche virtuelle Kraftwerke, die vollständig in einem Verteilnetz angesiedelt sind, so dass sie bei netzdienlichem Einsatz höhere Netzebenen entlasten können.

LITERATURVERZEICHNIS

1. ACER (2013): Recommendation of the Agency for the cooperation of energy regulators on a new regulatory framework for the inter-transmission system operators compensation
2. ACER (2014): Opinion of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 09/2014 of 15 April 2014 on the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers
3. BfE (2010): Empfehlung zur Planung von Windenergieanlagen
4. BfE (2011): Revision Stromversorgungsgesetz, Schlussbericht der Arbeitsgruppe Systemdienstleistungen
5. BfE (2012): Energiestrategie 2050 – Bericht des Teilprojekts Energienetze und Ausbaurkosten
6. BfE Medienmitteilung vom 4.9.2013: Bundesrat verabschiedet Botschaft zur Energiestrategie 2050
7. BfE (2014): Vollzugshilfe für die Umsetzung des Eigenverbrauchs nach Art. 7 Abs. 2bis und Art. 7a Abs. 4bis des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0)
8. BfE (2014): Vollzugshilfe für die Umsetzung der Anschlussbedingungen der Elektrizitätsproduktion gemäss Art. 7 und Art. 28a des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0)
9. BfE (2014): Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2013
10. BfE (2014): Vollzugsweisung Rückerstattung Netzzuschlag
11. BfE (2014): Wirkung der Systeme zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energie
12. BfE (2014): Beilage; Erläuterung der einzelnen Bestimmungen; Änderung der Energieverordnung vom 7. Dezember 1998 (EnV; SR 730.01): Stromkennzeichnung, kostendeckende Einspeisevergütung, Einmalvergütung, Wartelistenmanagement und Förderung
13. Consentec Studie für das BfE (2012): Einfluss verschiedener Stromangebotsvarianten auf das Übertragungsnetz der Schweiz
14. Consentec für das BfE (2012): Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze
15. DNV GL (in Zusammenarbeit mit Imperial College London und NERA Economic Consulting) im Auftrag der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission (2014): Integration of Renewable Energy in Europe
16. Dr. Eicher + Pauli für BfE (2014): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2013
17. Dr. Eicher + Pauli für BfE (2013): Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien, Ausgabe 2012
18. EICom (2011): Stellungnahme des Fachsekretariats der EICom vom 17. Februar 2011 zu Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen
19. EICom (2012): Weisung 4/2012 der EICom zu Netzverstärkungen vom 31. Oktober 2012
20. EICom (2013): Informationsveranstaltung der EICom 2013 (EICom-Info 2013)
21. EICom (2014): Tätigkeitsbericht der EICom 2013
22. EICom (2014): Verfügung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission EICom gegen Repower Klosters AG und Bau-, Verkehrs- und Forstdepartement Graubünden vom 15. April 2014, Referenz/Aktenzeichen: 212-00057 (alt: 952-13-023)

- 
23. ENTSO-E (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast
 24. ENTSO-E (2014): Overview of Transmission tariffs: Synthesis 2014
 25. ETH Zürich, Ecoplan, Weisskopf Partner, ENCO für das BfE (2012): Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz
 26. Eurelectric (2013): Network structure for a smart energy system
 27. Frontier Economics im Auftrag der Nederlandse Mededingingsautoriteit (2012): Treatment of distributed generation – A report for the NMa
 28. Interface Politikstudien Forschung Beratung / Ernst Basler + Partner AG / Université de Genève im Auftrag des BfE (2012): Evaluation der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV)
 29. KEMA Consulting GmbH (DNV GL) im Auftrag des VKU (2013): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid)
 30. KEMA Consulting GmbH (DNV GL) für das BfE (2013): Energiespeicher in der Schweiz: Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050
 31. Prognos für BfE (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000-2050
 32. Swissgrid: Allgemeine Bedingungen für den Anschluss an das Übertragungsnetz - (ABNA)
 33. VDE (2010): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Studie
 34. VSE Branchenempfehlung (2009): Leitfaden zu Preisstrukturen im geöffneten Strommarkt, Leitfaden Preisstrukturen, Ausgabe 2009
 35. VSE Branchenempfehlung (2012): Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz, KRSV – CH, Ausgabe 2012
 36. VSE Branchenempfehlungen Strommarkt Schweiz (2013): Netznutzungsmodell für das schweizerische Übertragungsnetz (NNMÜ) – Ausgabe 2013
 37. VSE Branchenempfehlung (2013): Empfehlung Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz) – NA/RR – CH, Ausgabe 2013
 38. VSE Branchenempfehlungen Strommarkt Schweiz (2014): Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz (NNMV) – Ausgabe Juli 2014



ÜBER DNV GL

Inspiziert durch das Ziel, Leben, Eigentum und Umwelt zu schützen, verbessert DNV GL die Sicherheit und Nachhaltigkeit Ihrer Projekte. Die DNV GL Gruppe ist ein führender Experte für die gesamte Energiewirtschaft inklusive der Erneuerbaren Energien, ein führendes technisches Beratungsunternehmen für die weltweite Öl- und Gasindustrie und die weltweit größte Schifffahrts- und Offshore-Klassifikationsgesellschaft. DNV GL ist zudem eine der drei führenden Zertifizierungsstellen weltweit. Im Energiebereich bieten wir Beratungs-, sowie Test und Zertifizierungsdienstleistungen an, welche jeweils unabhängig voneinander geführt werden. DNV GL Energy vereinigt die Stärken von DNV, KEMA, Garrad Hassan, WINDTEST und GL Renewables Certification. Das 1864 gegründete Unternehmen DNV GL ist in über 100 Ländern weltweit vertreten. Unsere 16.000 internationalen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter helfen unseren Kunden jeden Tag, die Welt sicherer, intelligenter und nachhaltiger zu machen.