



universität
wien

MASTERARBEIT / MASTER'S THESIS

Titel der Masterarbeit / Title of the Master's Thesis

„Vergleich von Netzkostenmodellen
in der D-A-CH-Region“

verfasst von / submitted by

Thomas Mayer, BSc

angestrebter akademischer Grad / in partial fulfilment of the requirements for the degree of
Master of Science (MSc)

Wien, 2021 / Vienna 2021

Studienkennzahl lt. Studienblatt /
degree programme code as it appears on
the student record sheet:

A 066 915

Studienrichtung lt. Studienblatt /
degree programme as it appears on
the student record sheet:

Masterstudium Betriebswirtschaft

Betreut von / Supervisor:

A.o. Univ.-Prof. Mag. Dr. Jörg Borrmann

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis.....	5
Abbildungsverzeichnis.....	7
Formelverzeichnis	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
1 Einleitung	11
1.1 Strommarktliberalisierung in der D-A-CH-Region	11
1.2 Ziel dieser Arbeit.....	13
1.3 Netzkostenmodell in Deutschland.....	14
1.3.1 Funktionsweise des Systems in Deutschland	14
1.3.2 Netzstruktur in Deutschland	14
1.4 Netzkostenmodell in Österreich.....	15
1.4.1 Funktionsweise des Systems in Österreich	15
1.4.2 Netzstruktur in Österreich	16
1.5 Netzkostenmodell in der Schweiz	17
1.5.1 Funktionsweise des Systems in der Schweiz	17
1.5.2 Netzstruktur in der Schweiz	18
1.6 Zwischenfazit	19
2 Vergleich der Netzkostenmodelle.....	20
2.1 Netzkosten.....	20
2.1.1 Entwicklung der Netzkosten.....	20
2.1.2 Elemente der Netzkosten für Verbraucher.....	23
2.1.3 Einfluss auf das Netzentgelt	25
2.1.4 Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzkosten.....	28
2.2 Ausgestaltung des Systems	32
2.2.1 Kostenprüfung	32
2.2.2 Ermittlung der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteile	34
2.2.3 Effizienzvergleich	35

2.2.4	Unternehmensindividuelle Effizienzziele und Vorgaben.....	40
2.2.5	Mindesteffizienzwert	46
2.2.6	Belohnung bei besonders hoher Effizienz – Supereffizienz	46
2.2.7	Sanktionen.....	48
2.2.8	Zeit zum Abbauen von Ineffizienzen	49
2.2.9	Ausnahmen von der Regulierung für kleinere Netzbetreiber	49
2.2.10	Festlegung der Netzentgelte für Netzkunden	50
2.2.11	Behandlung von erneuerbarer Energie im System	51
2.2.12	Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems	53
2.3	Netzqualität	73
2.3.1	Problematik des Qualitätsaspektes bei der Regulierung.....	73
2.3.2	Anreizsysteme	75
2.3.3	Mindeststandards für Qualität	78
2.3.4	Haftung.....	79
2.3.5	Transparenz	80
2.3.6	SAIDI: Durchschnittliche Dauer der Unterbrechung der Stromversorgung	81
2.3.7	Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzqualität	85
2.4	Flexibilität des Systems	88
2.4.1	Dauer der Regulierungsperiode	88
2.4.2	Regulierungskonto	88
2.4.3	Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode.....	90
2.4.4	Anpassung an die Inflation	93
2.4.5	Anpassung an die Produktivitätszuwächse	93
2.4.6	Ergebnis des Vergleiches im Bereich Flexibilität des Systems	95
2.5	Investitionsfreundlichkeit des Systems	102
2.5.1	Kapitalkostenabgleich	102
2.5.2	Kalkulatorische Abschreibung	104
2.5.3	Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer.....	106
2.5.4	Abschreibungsmethode	108
2.5.5	Höhe und Berechnung Eigenkapitalverzinsung/WACC	108
2.5.6	Eigenkapital- und Fremdkapitalanteil für kalkulatorische Kapitalkosten	111

2.5.7	Forschungs- und Entwicklungskosten.....	111
2.5.8	Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investitionsfreundlichkeit des Systems.	113
3	Bewertung.....	127
3.1	Deutschland.....	130
3.2	Österreich.....	131
3.3	Schweiz.....	132
4	Conclusio.....	134
5	Literaturverzeichnis.....	140
6	Abstract.....	160

Anmerkung: Personenbezogene Bezeichnungen gelten in dieser Arbeit immer für alle Geschlechter.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzkosten.....	28
Tabelle 2: Bewertung der Regulierungsmodelle anhand der Netzkosten	31
Tabelle 3: Parameter der Erlösobergrenzenformel nach ARegV (Anlage 1 zu §7)	42
Tabelle 4: Parameter zur Berechnung der Zielvorgaben nach E-Control (2018a, S. 47)	43
Tabelle 5: Parameter zur Berechnung des Kostenpfades eines Netzbetreibers (E-Control, 2018a, S. 11)	44
Tabelle 6: Parameter zur Berechnung des Kostenpfades eines Netzbetreibers im Beispieljahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 68-71)	45
Tabelle 7: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Kostenprüfung).....	53
Tabelle 8: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Kostenkategorie)	56
Tabelle 9: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Effizienzvergleich)	60
Tabelle 10: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Erlösobergrenze/Betriebskostenobergrenze).....	67
Tabelle 11: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (erneuerbare Energie im System)	71
Tabelle 12: Bewertung der Regulierungsmodelle anhand der Ausgestaltung des Systems....	72
Tabelle 13: Variablen zur Bestimmung des Referenzwerts für die Qualitätsvorgabe Mittelspannung nach Bundesnetzagentur (2018b, S. 49)	76
Tabelle 14: Formel 6: Parameter zur Berechnung des Zu-/Abschlages auf die Erlösobergrenze nach Bundesnetzagentur (2020c, S. 4)	77
Tabelle 15: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzqualität	85
Tabelle 16: Bewertung im Bereich Netzqualität.....	87
Tabelle 17: Variablen zur Berechnung des Betriebskostenfaktors für Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 62)	91
Tabelle 18: Parameter zur Berechnung der Aufrollung ab 2021 nach E-Control (2018a, S. 65)	92
Tabelle 19: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Flexibilität des Systems (Regulierungsperiode und Regulierungskonto)	95

Tabelle 20: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Flexibilität des Systems (Anpassung der Erlös-/Kostenobergrenze während der Regulierungsperiode)	99
Tabelle 21: Bewertung im Bereich Flexibilität des Systems.....	101
Tabelle 22: Parameter zur Berechnung des Kapitalkostenabgleiches nach E-Control (2018a, S. 13)	104
Tabelle 23: Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von spezifischem Anlagevermögen von Verteilnetzbetreibern in den jeweiligen Ländern nach EStR 2000 (Rz 3115, Anhang I zu Rz 3115b); StromNEV (Anlage 1 zu §6 Abs. 5 Satz 1); Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2021a, S. 15-16)	107
Tabelle 24: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Kapitalkostenabgleich)	113
Tabelle 25: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Kalkulatorische Abschreibung)	115
Tabelle 26: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer)	118
Tabelle 27: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Eigenkapitalverzinsung/WACC)	120
Tabelle 28: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (F&E Kosten)	125
Tabelle 29: Bewertung im Bereich Investitionsfreundlichkeit des Systems	126
Tabelle 30: Gesamtübersicht über die Bewertung der Regulierungsmodelle in den einzelnen Bereichen.....	127

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inklusive Messstellenbetrieb) für Privathaushalte in ct/kWh in Deutschland, Stromverbrauch 2.500-5.000 kWh. Eigene Abbildung nach Bundesnetzagentur (o.J.b)	20
Abbildung 2: Entwicklung des durchschnittlichen Netznutzungs- und Netzverlustentgelts (bei 3.500 kWh Jahresverbrauch) für Haushalte in ct/kWh in Österreich. Eigene Abbildung nach E-Control (2013b, S. 8; 2015a, S. 8; 2017a, S. 8; 2019a, S. 7; 2021b, S. 7)	21
Abbildung 3: Entwicklung der mittleren Nettonetznutzungskosten (bei 4.500 kWh Jahresverbrauch und Verbrauchsprofil H4) in Rp./kWh in der Schweiz. Eigene Abbildung nach ElCom (2014, S. 25; 2018b, S. 34; 2020b, S. 13)	22
Abbildung 4: SAIDI in Minuten und pro Jahr in den einzelnen Ländern, eigene Abbildung nach Bundesnetzagentur (2020a); E-Control (2015b; 2020b); ElCom (2020d, S. 4)	83

Formelverzeichnis

Formel 1: Formel zur Berechnung der Erlösobergrenze nach ARegV (Anlage 1 zu §7)	42
Formel 2: Formel zur Berechnung der Zielvorgabe nach E-Control (2018a, S. 47)	43
Formel 3: Formeln zur Ermittlung des Kostenpfades nach E-Control (2018a, S. 11)	44
Formel 4: Formel zur Berechnung der Kostenbasis für die Entgeltermittlung exemplarisch für 2019 nach E-Control (2018b, Seite 69)	45
Formel 5: Berechnung des Referenzwerts für die Qualitätsvorgabe Mittelspannung nach Bundesnetzagentur (2018b, S. 49)	76
Formel 6: Formel zur Berechnung des Zu-/Abschlages auf die Erlösobergrenze nach Bundesnetzagentur (2020c, S. 4)	77
Formel 7: Formel zur Berechnung des Betriebskostenfaktors für das Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 62)	91
Formel 8: Formel zur Berechnung der Aufrollung ab 2021 nach E-Control (2018a, S. 65)	92
Formel 9: Formel zur Berechnung des Kapitalkostenabgleichs im Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 13)	104
Formel 10: Formel zur Berechnung des Kapitalkostenabgleichs im Jahr 2020 nach E-Control (2018a, S. 13)	104

Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
AfA	Absetzung für Abnutzung
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
Art.	Artikel
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
CEER	Council of European Energy Regulators
Ct.	Cent
D-A-CH	Deutschland, Österreich und die Schweiz
DEA	Dateneinhüllungsanalyse
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ElCom	Eidgenössischen Elektrizitätskommission
ElWOG	Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010
EnG	Energiegesetz
ENS	Energy not Supplied
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EStR	Einkommensteuerrichtlinie
F&E	Forschung und Entwicklung
GewStG	Gewerbesteuergesetz
GWh	Gigawattstunden
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden
Max.	Maximal
MOLS	Modified Ordinary Least Squares
MWh	Megawattstunden
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NetzdienstleistungsVO	Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen
Netzkunde	Kundin/Kunde von einem Stromnetzbetreiber

ÖSG	Ökostromgesetz 2012
Rp.	Schweizer Rappen
Rz	Randzahl
S.	Seite/Seiten
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency
SFA	Stochastische Effizienzgrenzenanalyse
SNE-V	Systemnutzungsentgelte-Verordnung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
UVEK	Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1 Einleitung

Das folgende Kapitel gibt einen kurzen Einblick in die historische Entwicklung und Funktionalität der Netzkostenmodelle sowie in die Netzstruktur der jeweiligen Länder. Auch werden die Ziele der Arbeit dargelegt und die Struktur der Arbeit erklärt.

1.1 Strommarkliberalisierung in der D-A-CH-Region

Die Liberalisierung der Strommärkte trennte die Stromversorgungsunternehmen entlang der Wertschöpfungskette auf. Dadurch wurde Marktwettbewerb für die Wertschöpfungsstufen Stromerzeugung und Stromvertrieb eingeführt, der Stromtransport bzw. Stromnetzbetrieb hingegen blieb in der Hand von einzelnen Stromnetzmonopolen (Korte & Gawel, 2018, S. 1). Die Idee der Strommarkliberalisierung wurde zuerst 1988 vom Rat der Gemeinschaften gefordert. Im Dezember 1996 folgte die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG, welche die Liberalisierung des Strommarktes einleitete und eine Marktöffnung für den Strommarkt sowie die Auftrennung der Wertschöpfungskette im Stromsektor beinhaltete. Da die Strompreise trotz der Marktöffnung in den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten starke Unterschiede aufwiesen, wurde 2003 vom Europäischen Parlament sowie vom Europäischen Rat die Beschleunigungsrichtlinie verabschiedet. Dadurch sollte der Strombinnenmarkt weiter ausgebaut werden. Zusätzlich sah diese Richtlinie vor, dass sämtliche Mitgliedsstaaten staatliche Regulierungsbehörden einführen müssen, welche die Netzzugangstarife im Voraus prüfen und genehmigen. 2007 folgte das „dritte Energiepaket“, welches die Einführung einer europäischen Regulierungsbehörde vorsah sowie den Ausbau des europäischen Stromnetzes (Czerny, 2009, S. 266-272).

In Deutschland wurde die Strommarkliberalisierung aufgrund der europäischen Vorgabe aus dem Jahr 1996 mit dem Jahr 1998 mit der Überarbeitung des Energiewirtschaftsgesetzes eingeführt. Jedoch gab es dabei keine staatliche Regulierungsbehörde, welche die Netzentgelte überprüfte (Erdmann, 2008, S. 197-199). Stattdessen wurde lediglich eine nachträgliche Missbrauchskontrolle, welche vom Bundeskartellamt ausgeführt wurde, eingerichtet. Die Netzentgelte durften kontrolliert werden, falls diese den Durchschnitt der Netzbranche bei weitem überschritten (Czerny, 2009, S. 267-268). Erst durch die Beschleunigungsrichtlinie im Jahr 2003 und die darauf folgende erneute Erneuerung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr

2005 wurde eine staatliche Regulierungsbehörde eingeführt, welche die Netzentgelte kontrollierte (Erdmann, 2008, S. 198-199). Dadurch wurden die bisherigen Ausnahmeprüfungen von Netzbetreibern auf eine generelle Vorauskontrolle, durchgeführt von einer Regulierungsbehörde, adaptiert (Czerny, 2009, S. 270). Seit 2009 wird in Deutschland die Anreizregulierung für Strom- und Gasnetzbetreiber angewendet. Davor wurde eine kostenbasierte Regulierung verwendet (Bundesnetzagentur, 2017a). Seit 14.09.2016 gilt die erneuerte Anreizregulierungsverordnung. Mit der Novelle wurde das System investitionsfördernder ausgestaltet und die Transparenz verbessert. Zusätzlich erhalten besonders effiziente Netzbetreiber einen Bonus als Belohnung (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, o.J.a). Der deutsche Strommarkt gilt als einer der Strommärkte mit dem stärksten Wettbewerb europaweit. Bedingt durch die Strommarktiliberalisierung konnten die größten Stromanbieter ihre jeweiligen Marktanteile nicht halten. Diese sind in den vergangenen Jahren zurückgegangen (Schiffer, 2011, S. 284).

In Österreich erfolgte die Liberalisierung des Strommarktes 2001. Zu diesem Zweck wurde mit 2001 auch die österreichische Regulierungsbehörde, die Energie-Control GmbH (E-Control), geschaffen (E-Control, o.J.a). Von 2001 bis 2005 wurde in Österreich die Kosten-Plus-Regulierung angewendet (E-Control, 2013a, S. 110). Die Kosten-Plus-Regulierung wurde von einem Anreizregulierungssystem auf die Strom- und Gasnetzbetreiber abgelöst. Diese Regelung wurde für die Stromnetzbetreiber 2006 eingeführt. Ziel ist auch hier, dass Stromnetzbetreiber ihre Monopolmacht nicht ausnützen und die Anreizregulierung zu einer höheren Effizienz bei den Unternehmen und zu sinkenden Kosten für die Netzkunden führt (E-Control, o.J.b).

In der Schweiz wurde der Strommarkt im Gegensatz zu Deutschland und Österreich nicht vollständig liberalisiert. Im Jahr 2009 folgte teilweise die Öffnung des Strommarkts für sämtliche Großverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 100.000 Kilowattstunden (kWh). Dadurch können diese den Stromlieferanten selbst auswählen. Auch private Haushalte und Kleinbetriebe sollen die Möglichkeit für die selbstbestimmte Stromlieferantenwahl erhalten. Durch die geplante weitere Liberalisierung sollen die Stromverbraucher mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh ein Wahlrecht zwischen der derzeitigen Grundversorgung und der freien Stromanbieterwahl haben. Für die Grundversorgung ist der jeweilige regionale Verteilnetzbetreiber verantwortlich. Die Entgelte für die Grundversorgung werden

von der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) kontrolliert und gelten immer für ein Kalenderjahr (UVEK, 2020, S. 1). Mit 2015 sollte der Strommarkt bereits vollständig geöffnet werden, die Strommarktliberalisierung wurde allerdings auf das Jahr 2018 verschoben (Demarmels et al., 2018, S. 8). Allerdings wurde die Strommarktliberalisierung bisher nicht durchgeführt und wird weiterhin verschoben (Luzerner Zeitung, 2020). Die vollständige Liberalisierung der Strommärkte sollte jedoch demnächst erfolgen (Teuffer, 2020).

1.2 Ziel dieser Arbeit

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist ein Vergleich der Stromnetzkostenmodelle der Länder Deutschland, Österreich und Schweiz (D-A-CH). Im Rahmen des Vergleiches sollen anhand von erstellten Vergleichskriterien Gemeinsamkeiten und Unterschiede ermittelt werden. Abschließend erfolgen eine Bewertung der jeweiligen Systeme sowie eine Analyse der Vor- und Nachteile der jeweiligen Systeme und eine Ermittlung von eventuell vorliegenden Trade-offs. Folgende Forschungsfragen sollen beantwortet werden:

- Gibt es Gemeinsamkeiten/Unterschiede zwischen den Netzkostenmodellen von Deutschland, Österreich und der Schweiz – und wie sehen diese aus?
- Was können die Länder untereinander von den unterschiedlichen Regulierungssystemen lernen?

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den Verteilnetzbetreibern. Übertragungsnetzbetreiber werden nicht direkt betrachtet. Ein weiterer Schwerpunkt wird auf die Haushalte als Netzkunden gelegt. Zudem soll diese Arbeit aufzeigen, was jedes Land vom anderen in Bezug auf die Regulierung von Stromnetzbetreibern lernen kann.

Zuerst wird auf die Netzkostenmodelle und die Funktionsweise der Systeme der einzelnen Länder sowie auf die Netzstrukturen eingegangen. Anschließend erfolgt der Vergleich in den Bereichen Netzkosten, Ausgestaltung des Systems, Netzqualität, Flexibilität des Systems und Investitionsfreundlichkeit des Systems. Nach jedem dieser Bereiche erfolgt eine tabellarische Aufgliederung und Beschreibung der Gemeinsamkeiten und Unterschiede. Zudem schließt jeder Bereich mit einer Bewertung der wesentlichen Punkte ab. Dabei erfolgt die Bewertung mit Plus für „Gut“, mit Welle für „Mittel“ und mit Minus für „Schlecht“. Die Bewertung wird zu

einzelnen Punkten hochaggregiert. Abschließend erfolgen die Darstellung der Bewertung und das Aufzeigen von Trade-offs. Zusätzlich wird aufgezeigt, welche Punkte jedes Land in Bezug auf die Regulierung von Stromnetzbetreibern von den anderen Ländern übernehmen könnte. Zuletzt erfolgt die Zusammenfassung der Ergebnisse in der Conclusio.

1.3 Netzkostenmodell in Deutschland

In Deutschland ist die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen die nationale Regulierungsbehörde und für die Regulierung des Stromnetzes zuständig (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, o.J.b). Die Anreizregulierungsverordnung wurde in Deutschland für die Netzbetreiber von Strom- und Gasnetzen eingeführt. Dadurch soll verhindert werden, dass durch Netzmonopole überhöhte Preise, höher als die Kosten für den Netzbetrieb, an die Netzkunden verrechnet werden (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, o.J.a).

1.3.1 Funktionsweise des Systems in Deutschland

Einerseits benötigen die Netzbetreiber ausreichende Einnahmen um den Netzbetrieb zu sichern und Investitionen zu tätigen, andererseits dürfen die Netzbetreiber, die als natürliche Monopole gelten und kaum einem Wettbewerb ausgesetzt sind, ihre Monopolstellung nicht ausnützen. Um einen künstlichen Wettbewerb für die Stromnetzbetreiber zu schaffen, wird beim deutschen Netzkostenmodell ein Effizienzvergleich durchgeführt. Dazu werden die betriebsnotwendigen Kosten eines Netzbetreibers mit jenen von anderen ähnlichen Netzbetreibern verglichen und anschließend eine Erlösobergrenze für den Netzbetreiber bestimmt. Die Erlösobergrenzen werden in jeder Regulierungsperiode neu festgelegt. Wenn der Netzbetreiber effizienter wird und seine Kosten unter die Erlösobergrenze sinken, darf er diesen so erzielten Gewinn einnehmen und behalten. Dadurch entsteht ein Anreiz für die Netzbetreiber, effizient zu wirtschaften. Da die Kostensenkungen in der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt werden und die Erlösobergrenzen reduziert werden, profitieren auch die Netzkunden von diesem System (Bundesnetzagentur, o.J.a).

1.3.2 Netzstruktur in Deutschland

In Deutschland wird zwischen vier Spannungsebenen unterschieden. Die Höchstspannung hat eine Spannung von 220 oder 380 Kilovolt (kV), diese Spannungsebene dient dem Transport von elektrischer Energie über längere Strecken. Diese Ebene wird Übertragungsnetz genannt.

Die Spannungsebenen unter dem Übertragungsnetz werden als Verteilernetze bezeichnet. Dazu gehören die Hochspannung, die Mittelspannung und die Niederspannung. Die Hochspannung hat eine Spannung von 60-220 kV, hier werden große urbane Gebiete und größere Industrieanlagen angeschlossen. Die Mittelspannungsebene hat 6-60 kV und beliefert einzelne Anlagen wie z.B. größere Betriebe. Die Niederspannungsebene hat dagegen 230-400 V, hier sind vor allem die Haushalte und Betriebe angeschlossen (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, o.J.c). Mit Oktober 2020 gab es in Deutschland exakt 4 Übertragungsnetzbetreiber und 874 Verteilnetzbetreiber. Die Anzahl der Übertragungsnetzbetreiber ist seit Jahren konstant, die Verteilnetzbetreiberanzahl hat sich dagegen seit 2015 nur geringfügig geändert und schwankte zwischen 875 im Jahr 2016 und 890 Verteilnetzbetreibern im Jahr 2018 (Bundesnetzagentur, 2021, S. 34).

Im Jahr 2020 betrug der mengengewichtete Strompreis für Haushaltskunden bei einem Verbrauch von 2.500 bis 5.000 kWh 32,05 Cent (Ct.)/kWh. Davon entfielen 7,14 Ct./kWh auf das Nettonetzentgelt ohne Messstellenbetrieb (0,33 Ct./kWh), dies entspricht einem Anteil von 22,28 % (inkl. Messstellenbetrieb 23,3 %) an den Gesamtstromkosten (Bundesnetzagentur, 2021, S. 276).

1.4 Netzkostenmodell in Österreich

In Österreich ist die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria (E-Control) für die Regulierung der Netzbetreiber verantwortlich (§2 Abs. 1, §4 E-ControlG). Auch in Österreich wird ein Anreizregulierungssystem für die Stromnetzbetreiber angewendet. Dadurch sollen Netzbetreiber an dem Ausnützen ihrer Monopolmacht gehindert, die Effizienz bei diesen Unternehmen verbessert sowie die Kosten für die Netzkunden reduziert werden (E-Control, o.J.b).

1.4.1 Funktionsweise des Systems in Österreich

Zuerst wird die Ausgangskostenbasis durch die E-Control von jedem Stromnetzbetreiber ermittelt. Anschließend werden den Netzbetreibern individuelle Effizienzziele vorgegeben, diese ergeben sich aus einem relativen Effizienzvergleich mit anderen Netzbetreibern. Dadurch ergibt sich ein unternehmensindividueller Effizienzwert. Die Unternehmen müssen dann über eine bestimmte Zeitperiode die so festgestellte Ineffizienz abbauen und die Effizienz steigern (E-Control, 2018a, S. 9-12, 23, 24, 45). Die Höhe der Netznutzungsentgelte wird von der E-Control per Verordnung festgelegt. Daher gibt es keine fixe Erlösobergrenze wie in

Deutschland. Stattdessen wird das Netznutzungsentgelt bzw. der Preis für die Netzkunden fixiert. Die so festgelegten Netzentgelte dienen zur Deckung der Netzausbau- und Netzbetriebskosten (E-Control, o.J.c).

1.4.2 Netzstruktur in Österreich

In Österreich wird zwischen sieben Spannungsebenen, auch Netzebenen genannt, unterschieden. Die Netzebene 1 beinhaltet die Höchstspannung und hat 220 oder 380 kV, sie stellt somit das Übertragungsnetz dar. Die Netzebene 2 ist die Transformation der Höchstspannung in die Hochspannung, daher von 220/380 kV auf 110 kV, dies betrifft hauptsächlich Umspannwerke. Die Netzebene 3 ist die Hochspannung mit 110 kV. Die Netzebene 4 ist die Transformation von der Hochspannung auf die Mittelspannung, daher von 110 kV auf 10 kV-30 kV, hier werden Verbraucher wie z.B. Industrieunternehmen direkt an einem Umspannwerk angeschlossen. Netzebene 5 ist die Mittelspannung mit 10 kV-30 kV, hier werden größere Verbraucher wie z.B. Herstellungsunternehmen angeschlossen. Die Netzebene 6 ist die Transformation von der Mittelspannung in die Niederspannung, hier werden Betriebe angeschlossen, falls der Leistungsbedarf die mögliche Leistung aus der Netzebene 7 übersteigt. Netzebene 7 ist die Niederspannung mit 400 V, hier sind vor allem private Haushalte und kleinere Betriebe an das Stromnetz angebunden (E-Control, 2016, S. 9-19). In Österreich werden aktuell 122 Stromnetzbetreiber gezählt, diese haben die Aufgabe, dass in ihrem Netzgebiet der Strom verteilt wird (E-Control, o.J.d). In Österreich wird die Anreizregulierung auf Netzbetreiber angewendet, die mehr als 50 Gigawattstunden (GWh) an Netzkunden im Jahr 2008 weiterleiteten. Davon sind 38 Netzbetreiber betroffen (E-Control, 2018a, S. 8). Weiters gibt es zwei Übertragungsnetzbetreiber (E-Control, 2018b, S. 4).

Eine kWh Strom kostet in Österreich beim billigsten Stromlieferanten und bei einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr zwischen 17,14 Ct./kWh und 22,08 Ct./kWh, abhängig von dem jeweiligen Bundesland. Der Durchschnittsgesamtpreis für Strom liegt per 01.01.2021 bei 19,32 Ct./kWh (E-Control, 2021a). Die Netzentgelte betragen im österreichweiten Durchschnitt und bei einem Stromverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr 5,68 Ct./kWh. Je nach Bundesland und Region kann dieser Wert zwischen 3,94 Ct./kWh (Vorarlberg) und 10,31 Ct./kWh (Kleinwalsertal) schwanken (E-Control, 2020a). Dadurch haben die Netzentgelte bezogen auf

den Durchschnittsgesamtpreis von 19,32 Ct./kWh einen Anteil von 29,4 % am Gesamtstrompreis.

1.5 Netzkostenmodell in der Schweiz

In der Schweiz ist die ElCom die Regulierungsbehörde, die für die Strommarktregulierung zuständig ist. Die ElCom überprüft die Stromtarife und die Entgelte für die Netznutzung und kann diese gegebenenfalls herabsetzen. Außerdem prüft sie auch die Versorgungssicherheit. Weiters ist sie als Kontrollorgan für die Prüfung der Einhaltung von relevanten Stromversorgungs- und Energiegesetzen verantwortlich (ElCom, o.J.a). Die Schweiz setzt anders als Deutschland und Österreich auf das Kosten-Plus-Verfahren bei der Regulierung. Weiters gibt es in der Schweizer Regulierung auch das Sunshine-Element (ElCom, o.J.b). Die Sunshine-Regulierung zielt darauf ab die Transparenz zu verbessern. Unternehmen sollen durch den Einsatz von Kennzahlen untereinander verglichen werden. Zusätzlich sollen die Vergleichsergebnisse publiziert werden. Das Ziel dieser Maßnahmen ist eine künstliche Wettbewerbssituation zu schaffen und dadurch öffentlichen Druck auf die Netzbetreiber auszuüben, um damit ihre Kosteneffizienz und/oder Qualität zu verbessern. Zudem soll bei der Sunshine-Regulierung der Regulierungsaufwand für die Regulierungsbehörde und für die Netzbetreiber gering bleiben (ElCom, 2017, S. 7-9).

1.5.1 Funktionsweise des Systems in der Schweiz

Die ElCom überprüft die Stromtarife der Netzbetreiber im Sinne des Kosten-Plus-Verfahrens. Dazu werden die Kosten der Netzbetreiber auf ihre Angemessenheit für einen ökonomischen Betrieb begutachtet. Für das verwendete Kapital des Netzbetreibers wird eine entsprechende Verzinsung angewendet, diese gleicht einem Gewinn für den Netzbetreiber. Daher werden dem Netzbetreiber die Kosten für den Netzbetrieb ersetzt und ein Gewinn in Form von der Verzinsung des gebundenen Kapitals zugestanden. Im Sommer 2015 wurde in einer Testphase damit begonnen, das Kosten-Plus-System um eine Sunshine-Regulierung zu erweitern. Im Sommer 2016 erfolgte dann die endgültige Einführung dieses Instrumentes (ElCom, 2017, S. 5, 10). Bei der Sunshine-Regulierung werden die Netzbetreiber miteinander verglichen. Dafür werden bestimmte Indikatoren berechnet die sich mit der Qualität und Sicherheit der Stromversorgung, mit den Kosten des Netzbetriebs, mit den Stromtarifen und der Compliance beschäftigen. Den Netzbetreibern werden nach der Auswertung die spezifischen Werte der jeweiligen Indikatoren übermittelt. Eine Veröffentlichung der Indikatoren und der spezifischen

Werte ist geplant, allerdings müssen dazu die Gesetze in der Schweiz angepasst werden (ElCom, o.J.b). Falls die Sunshine-Regulierung nicht die erwünschten Erfolge liefert und die Verteilnetzbetreiber ihre Kosteneffizienz nicht in einem ausreichenden Maß steigern sollten, plant das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK) die Implementierung einer strikten Anreizregulierung (UVEK 2020, S. 2).

1.5.2 Netzstruktur in der Schweiz

In der Schweiz gibt es sieben Netzebenen. Die Netzebene 1 ist das Übertragungsnetz und weist eine Spannung von 220/380 kV auf. Netzebene 2 dient der Transformation der Spannung und ist somit die Verbindung zwischen den Netzebenen 1 und 3. Netzebene 3 hat eine Spannung von 36-220 kV und speist Großverbraucher an. Netzebene 4 wird für die Transformation genutzt und ist wiederum die Verbindung zwischen den Netzebenen 3 und 5. Netzebene 5 hat eine Spannung von 1-36 kV, hier sind Betriebe mit einem großen Energiebedarf angeschlossen. Netzebene 6 ist für die Transformation und für die Verbindung von den Netzebenen 5 und 7. Netzebene 7 hat die geringste Spannung mit < 1kV, damit werden private Haushalte und kleinere Betriebe versorgt (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, o.J.). Im Jahr 2018 gab es 644 Netzbetreiber in der Schweiz (ElCom, 2019a, S. 28). Seit 2008 hat sich die Anzahl der Netzbetreiber, hauptsächlich aufgrund von Zusammenlegungen von Gemeinden, um rund 15 % reduziert. Der Großteil der Netzbetreiber sind reine Verteilnetzbetreiber (rund 70 %), daher sind sie nur für die Verteilung der elektrischen Energie zuständig und haben keine eigenen Erzeugungsanlagen. Diese müssen den Strom ebenfalls zukaufen und fungieren damit als Stromhändler. Weiters sind die Versorgungsgebiete sehr kleinteilig und die Netzbetreiber versorgen eine geringe Anzahl an Netzkunden, nur 79 Netzbetreiber haben mehr als 10.000 und nur 11 haben mehr als 100.000 Netzkunden. Über 99 % der Netzkunden können den Stromanbieter nicht frei wählen und sind abhängig von dem lokalen Versorger. Der Großteil der Netzbetreiber ist im Besitz der öffentlichen Hand, Eigentümer von kleinen Stromunternehmen sind oftmals die Gemeinden. Lediglich rund 11 % des Grundkapitals sind in privatem Besitz, die kleinen Stromunternehmen wurden dabei nicht berücksichtigt (ElCom, 2018a, S. 1-2). In der Schweiz ist das nationale Übertragungsnetz im Eigentum der Swissgrid AG und diese ist zuständig für den Betrieb des Höchstspannungsnetzes. Die Swissgrid AG wird als natürliches Monopol von der ElCom im Sinne der Kosten-Plus-Regulierung kontrolliert (Swissgrid AG, 2020, S. 14-15).

Die Stromkosten belaufen sich für einen durchschnittlichen privaten Haushalt mit einer Stromkonsumation von 4.500 kWh pro Jahr auf 20,5 Schweizer Rappen (Rp.)/kWh im Jahr 2021. Die Netzkosten betragen dabei 9,5 Rp./kWh. Die Stromkosten sind regional sehr unterschiedlich, dies liegt an der Topografie, an unterschiedlichen regionalen Steuern und Abgaben, an verschiedenen regionalen Erzeugungsmixen und Energiekosten sowie an ungleichen Effizienzen bei den Netzbetreibern. 2020 betrugen die gesamten Stromkosten für einen durchschnittlichen Haushalt mit einem Stromverbrauch von 4.500 kWh 20,7 Rp./kWh und die Netzkosten 9,3 Rp./kWh (ElCom, 2020a). Die Netzkosten unterscheiden sich regional deutlich, so können diese 2020 zwischen 7 und 14 Rp./kWh betragen (Gruppe Grosser Stromkunden, 2020). Die Netzkosten haben daher 2021 einen Anteil von rund 46,3 % an den gesamten Stromkosten.

1.6 Zwischenfazit

Es zeigt sich, dass die Netzkosten einen erheblichen Anteil an den Gesamtstromkosten haben (von 23,3 % in Deutschland, 29,4 % in Österreich und etwa 46,3 % in der Schweiz).

2 Vergleich der Netzkostenmodelle

In den folgenden Kapiteln werden die einzelnen Netzkostenmodelle von Deutschland, Österreich und der Schweiz miteinander verglichen. Neben den Netzkosten, der Systemausgestaltung, der Netzqualität und der Flexibilität des Regulierungssystems wird auch die Investitionsfreundlichkeit der Regulierungsmodelle untersucht.

2.1 Netzkosten

In diesem Kapitel werden die Entwicklung, die Elemente sowie die Kostentreiber der Netzkosten näher betrachtet. Dabei werden die Entwicklung der Netzkosten, die Elemente der Netzkosten und der Einfluss auf die Höhe der Netzkosten betrachtet und verglichen.

2.1.1 Entwicklung der Netzkosten

In Deutschland haben sich die durchschnittlichen und mengengewichteten Nettonetzentgelte für Privathaushalte in den letzten Jahren deutlich verändert. Nach einer Absenkung der Netzentgelte in den Jahren von 2006 bis 2011 stiegen die Netzkosten für Haushaltskunden anschließend wieder kontinuierlich an und erreichten bis auf Schwankungen im Jahr 2020 einen neuen Höchstwert von 7,5 ct/kWh inklusive Messstellenbetrieb (Bundesnetzagentur, o.J.b).

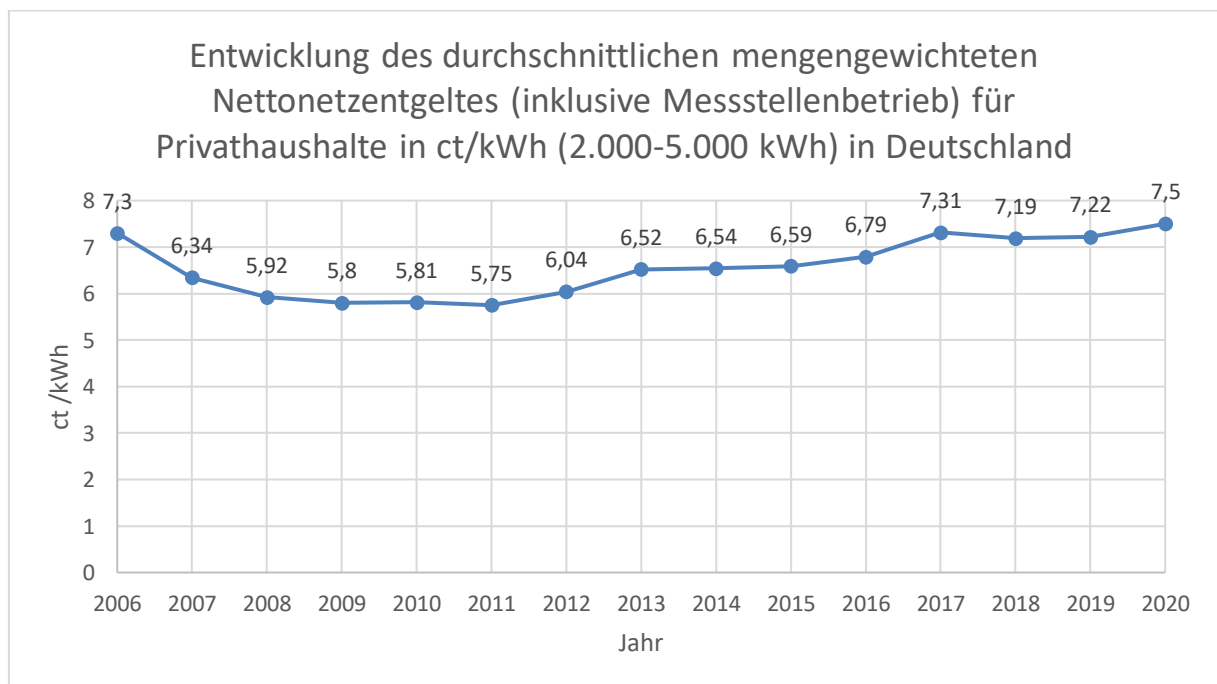


Abbildung 1: Entwicklung des durchschnittlichen mengengewichteten Nettonetzentgeltes (inklusive Messstellenbetrieb) für Privathaushalte in ct/kWh in Deutschland, Stromverbrauch 2.500-5.000 kWh. Eigene Abbildung nach Bundesnetzagentur (o.J.b)

Grundsätzlich sind in Österreich sämtliche Haushalte in der Netzebene 7 angeschlossen, die Leistung wird dabei nicht gemessen. Daher werden für den illustrativen Vergleich das durchschnittliche österreichische Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt herangezogen (E-Control, 2020a).

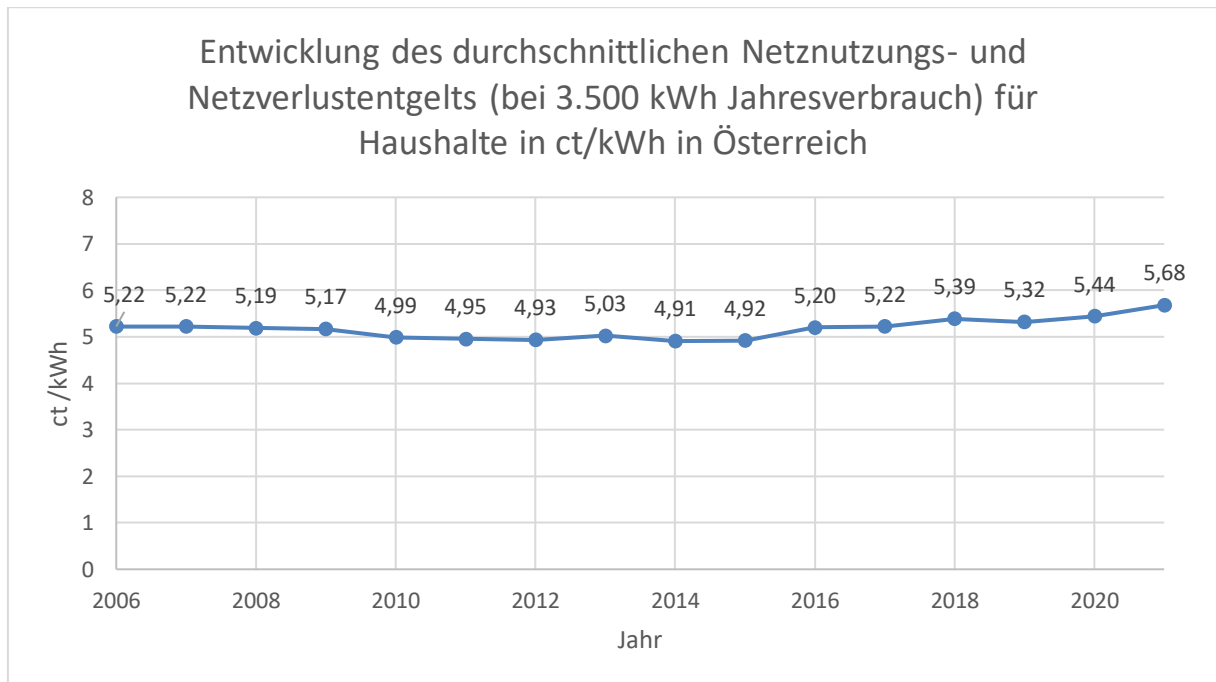


Abbildung 2: Entwicklung des durchschnittlichen Netznutzungs- und Netzverlustentgelts (bei 3.500 kWh Jahresverbrauch) für Haushalte in ct/kWh in Österreich. Eigene Abbildung nach E-Control (2013b, S. 8; 2015a, S. 8; 2017a, S. 8; 2019a, S. 7; 2021b, S. 7)

Wie Abbildung 2 zeigt, hat sich das durchschnittliche österreichische Netznutzungs- und Netzverlustentgelt im Zeitraum zwischen 2006 und 2012 geringfügig reduziert, ist seit 2014 kontinuierlich angestiegen und erreicht 2021 durchschnittlich 5,68 ct/kWh. 2001 lag das durchschnittliche österreichische Netznutzungs- und Netzverlustentgelt noch bei 7,0587 ct /kWh. Messkosten wurden dabei nicht berücksichtigt E-Control (2013b, S. 8; 2015a, S. 8; 2017a, S. 8; 2019a, S. 7; 2021b, S. 7).

In der Schweiz besteht der Strompreis aus mehreren Bestandteilen und zwar aus dem Netznutzungsentgelt, den Energiekosten, den Gemeindeabgaben und einem Förderbeitrag für erneuerbare Energieanlagen. Für den illustrativen Vergleich werden die mittleren Nettokosten für die Netznutzung bei einem Verbrauchsprofil H4 (Standardlastprofil für Wohnung mit fünf Zimmern und elektrisch-betriebenen Herd und Wäschetrockner) und einem Jahresverbrauch von 4.500 kWh herangezogen (ElCom, 2020b, S. 12-13).

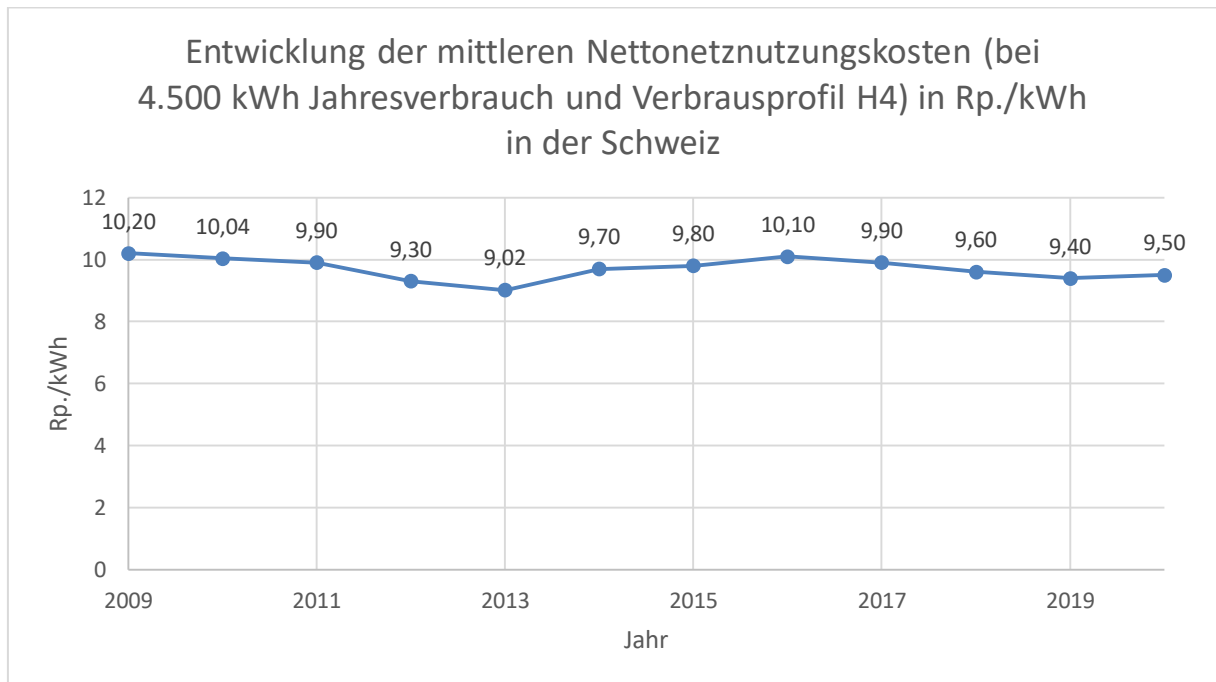


Abbildung 3: Entwicklung der mittleren Nettonetznutzungskosten (bei 4.500 kWh Jahresverbrauch und Verbrauchsprofil H4) in Rp./kWh in der Schweiz. Eigene Abbildung nach ElCom (2014, S. 25; 2018b, S. 34; 2020b, S. 13)

Wie Abbildung 3 zeigt, haben sich die mittleren Nettonetznutzungskosten in der Schweiz in den letzten Jahren geringfügig verändert, von 2009 bis 2013 fielen diese jedes Jahr und stiegen anschließend wieder bis 2016 an. Anschließend reduzierten sich die mittleren Nettonutzungskosten wieder und stiegen zuletzt im Jahr 2020 wieder an (ElCom 2014, S. 25; ElCom 2018b, S. 34; ElCom 2020b, S. 13)

Es zeigt sich zudem auch, dass in allen drei Ländern die Netzentgelte regional sehr stark schwanken (Bundesnetzagentur, o.J.c; ElCom, 2020b, S. 14-17; SNE-V 2018). Die regionalen Schwankungen der Netzentgelte können durch viele verschiedene Ursachen, wie z.B. aktuelle

Netzauslastung, Altersstruktur des Netzes etc. begründet sein (Bundesnetzagentur, o.J.c). In der vorliegenden Arbeit werden die Gründe dafür nicht näher untersucht und betrachtet.

2.1.2 Elemente der Netzkosten für Verbraucher

In Deutschland bestehen die Netzkosten für die Verbraucher aus mehreren verschiedenen Elementen. Das Netzentgelt ist ein Element davon und wird von jedem Netzkunden geleistet. Die Höhe des Netzentgeltes wird durch die Anreizregulierung bzw. die Erlösobergrenze des Netzbetreibers bestimmt. Bei privaten Haushalten wird das Netzentgelt vom Energielieferanten eingehoben und an den Netzbetreiber abgeführt. Grundsätzlich muss für jeden Zählpunkt ein Netzentgelt an den Netzbetreiber geleistet werden. Dabei ist das Netzentgelt nicht einheitlich geregelt, sondern hängt vom jeweiligen Netzbetreiber und von der regionalen Struktur des Netzgebietes des Netzbetreibers ab. Für jede Spannungsebene hat der Netzbetreiber nur ein generelles Netzentgelt, welches er den Netzkunden von dieser Spannungsebene in Rechnung stellt. So sind die Netzentgelte in urban geprägten Regionen tendenziell geringer als in Regionen mit einer ländlichen Struktur (Bundesnetzagentur, o.J.c). Weitere Elemente der Netzkosten sind Kosten für die Messung und den Messstellenbetrieb (z.B. für Betreiben und Ablesen der Stromzähler) (Bundesnetzagentur, o.J.d). Zusätzlich gibt es noch Netzananschlusskosten, die bei Realisierung oder Abänderung des Netzanchlusses durch den Netzbetreiber vom Netzkunden verlangt werden. Diese dienen dazu, die entstandenen Kosten für den Netzanschluss abzudecken. Weiters gibt es den Baukostenzuschuss, der bei größeren Kundenanlagen eingehoben werden kann, um die Kosten für den regionalen Netzausbau und die Netzverstärkung zu decken (§9 Abs. 1, §11 Abs. 1-3 NAV).

In Österreich bestehen die Netzkosten ebenfalls aus mehreren Elementen. Neben dem Netznutzungsentgelt, welches die Netzbetreiber für den Netzbetrieb und Netzausbau erhalten, existiert auch das Netzverlustentgelt sowie das Entgelt für die Messleistung. Zusätzlich gibt es auch ein Netzbereitstellungs- und ein Netzzutrittsentgelt für die Errichtung des Netzanchlusses. Das Netzverlustentgelt wird für den Ersatz der Kosten der physikalischen Stromverluste verwendet, diese Kosten werden an die Netzkunden weiterverrechnet. Das Entgelt für die Messleistungen wird eingehoben, um den Betrieb von Stromzählern und Messeinrichtungen zu finanzieren. Die maximale Höhe dieses Entgelts wird per Verordnung festgelegt, die tatsächliche Höhe wird vom Netzbetreiber selbst festgelegt und kann unter dem Maximalbetrag

liegen. Das Netzbereitstellungsentgelt ist eine Pauschale und wird bei der Herstellung des Netzanschlusses an das Stromnetz einmalig eingehoben, damit wird der Netzanschluss an das bereits bestehende und ausgebaute Verteilernetz abgegolten. Die konkrete Höhe ist abhängig von der benötigten Netzanschlussleistung und von der Spannungsebene. Private Haushalte sind in der Regel in der Netzebene 7 angeschlossen und haben eine erworbene Leistungsbezugshöhe von 4 Kilowatt. Sollte die benötigte Leistung nicht ausreichen und der Leistungsbedarf des Netzkunden steigen, muss die entsprechende Leistung nachgekauft werden. Bei Netzkunden, bei denen der reale maximale Leistungsbedarf nicht gemessen, sondern nur der konkrete Jahresverbrauch abgelesen wird, wird der Leistungsbedarf von den Netzbetreibern mit Hilfe des Jahresverbrauchs kalkuliert und bei Bedarf nachverrechnet. Zudem gibt es auch ein Netzzutrittsentgelt, mit diesem wird der konkrete Netzanschluss an das Stromnetz realisiert. Es werden die tatsächlichen Kosten für die erstmalige Erstellung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber einmalig dem Netzkunden weiterverrechnet. Sollte eine Änderung des Netzanschlusses notwendig sein, verrechnet der Netzbetreiber auch diese Kosten einmalig im Rahmen des Netzzutrittsentgelts an den Netzkunden weiter. Zusätzlich gibt es noch Entgelte für weitere Dienstleistungen, z.B. Mahnungsentgelt, Entgelt für Zwischenablesungen etc., wenn diese nicht durch die obigen Entgeltsbestandteile berücksichtigt sind. Diese werden ebenfalls per Verordnung festgelegt (E-Control, o.J.e). Im Gegensatz zu den beiden anderen Ländern sind die Netzentgelte in Österreich zumindest teilweise vereinheitlicht. Insgesamt gibt es 14 Netzbereiche, in denen das Netzentgelt einheitlich geregelt ist, auch wenn verschiedene Netzbetreiber aktiv sind. Mittels Verordnung der E-Control werden das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt festgelegt sowie Ausgleichszahlungen, die Netzbetreiber in einem Netzbereich an einen anderen Netzbetreiber im selben Netzbereich zahlen müssen. Die Netzbereiche können ganze Bundesländer erfassen oder auch nur einzelne Städte (§6, §13 SNE-V 2018). Das Netznutzungsentgelt ist, je nach Netzgebiet, abhängig von den regionalen Herausforderungen und in ländlichen Gebieten und Bergregionen tendenziell höher als in urban geprägten Gebieten (E-Control, o.J.e).

In der Schweiz gibt es deutlich weniger Elemente für die Netzkosten. Aufgrund des noch nicht liberalisierten Strommarktes für Stromkunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100.000 kWh/Jahr bestehen die Kosten, die der Netzbetreiber in Rechnung stellt, einerseits aus dem Netznutzungsentgelt und andererseits aus den Energiekosten selbst. Im Gegensatz

zu den anderen beiden Ländern fungiert in der Schweiz der Netzbetreiber auch als Energielieferant (ElCom, o.J.c). Weiters gibt es noch einen Netzanschlussbeitrag und einen Netzkostenbeitrag. Der Netzanschlussbeitrag muss vom Netzkunden entrichtet werden, um die Aufwendungen des Netzbetreibers für die Realisierung des Stromnetzanschlusses des Netzkunden an das Stromnetz zu finanzieren. Damit sollen sämtliche entstandenen Kosten dem Netzbetreiber ersetzt werden. Der Netzkostenbeitrag wird in Abhängigkeit von der benötigten Netzanschlussleistung einmalig vom Netzbetreiber eingehoben. Falls diese Leistung durch den Netzkunden überschritten wird, kann der Netzbetreiber den Netzkostenbeitrag für die höhere Leistungsbereitstellung einfordern. Sollte der Netzanschluss in Folge eines geänderten Leistungsbedarfs erweitert werden müssen, wird dem Netzkunden dies über den Netzanschlussbeitrag erneut weiterverrechnet (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2019, S. 13-18). Die Kosten für die Messungen werden im Rahmen der Netznutzungsentgelte mitabgegolten (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2016, S. 6).

Allfällige Steuern und Abgaben sowie Förderungsbeiträge für Ökostromerzeugungsanlagen, die vom Netzbetreiber miteingehoben werden, werden in der vorliegenden Arbeit nicht näher betrachtet.

2.1.3 Einfluss auf das Netzentgelt

In Deutschland gibt es verschiedene Einflussfaktoren auf die Höhe des Netzentgeltes für die Netzkunden. Die konkrete Höhe hängt einerseits von der Spannungsebene ab, in der der Netzkunde angeschlossen ist und andererseits von der verwendeten Messeinrichtung und der Anzahl an Benützungsstunden der Netzkundenanlage. Die geografische Entfernung spielt dabei keine Rolle. Das Netzentgelt wird durch eine verbrauchsunabhängige Leistungskomponente und eine verbrauchsabhängige Arbeitskomponente gebildet. Die Leistungskomponente ist dabei von der Jahreshöchstleistung in kW, die vom Netzkunden in Anspruch genommen wird, und dem entsprechenden Leistungspreis abhängig. Die Arbeitskomponente ist abhängig vom Jahresstromverbrauch und dem dazugehörigen Arbeitspreis. Die konkrete Höhe des Netznutzungsentgeltes hängt auch von den Benützungsstunden des Netzkunden ab. So gibt es zwei verschiedene Netzentgelte für Netzkunden. Entweder für Netzkunden mit weniger als 2.500 Benützungsstunden pro Jahr, oder für Netzkunden mit 2.500 Benützungsstunden oder darüber pro Jahr. Ausgenommen davon sind Netzkunden mit einem Jahresverbrauch von weniger

als 100.000 kWh/Jahr. Hier kann stattdessen ein monatliches Grundentgelt verrechnet werden (§17 Abs. 1-2, 6, Anlage 4 zu §16 Abs. 2 StromNEV).

In Österreich richten sich die Netzentgelte für Netzkunden nach der angeschlossenen Netzebene, nach der Region, in der sich der Netzkunde befindet, und danach, ob die Leistung gemessen, nicht gemessen, im Doppeltarif oder unterbrechbar ist. Zusätzlich gibt es eine leistungsabhängige Komponente für die maximale Leistung in kW, die jährlich geleistet werden muss. Generell sind die Leistungspreise und die Arbeitspreise von Netzregion zu Netzregion verschieden. Zusätzlich hängt die konkrete Höhe des Netznutzungsentgelts von der Zeit des Stromverbrauches ab, so wird zwischen Sommerhoch-, Winterhoch- und Sommernieder- und Winterniedertarif unterschieden. Bei nicht gemessener Leistung sind jedoch alle vier Tarifzeiten ident, bei den anderen Varianten (z.B. gemessene Leistung) wird hier in einigen Netzregionen differenziert (§2 Abs. 1, §5 Abs. 1 SNE-V 2018). Bei Netzkunden mit unterbrechbarer Lieferung kann es sich unter anderem um Warmwasserspeicher, Nachtspeicherheizungen, Wärmepumpen, Saunaöfen etc. handeln (E-Control, 2019b, S. 13-20). Der Netzbetreiber darf hierbei den Netzkunden entweder immer oder zu bestimmten Zeiten vom Netz trennen. Die Hochtariife sind jeweils von 06:00-22:00 Uhr, die Niedertariife von 22:00-06:00 Uhr. Der Sommertarif kommt von 01.04. bis 30.09. und der Wintertarif von 01.10. bis 31.03. zur Anwendung (§2 SNE-V 2018).

In der Schweiz werden Netzkunden in derselben Spannungsebene in Kundengruppen eingeteilt, wenn diese ein ähnliches Verbrauchsprofil aufweisen. Sämtliche Netzkunden auf der Niederspannungsebene (weniger als 1 kV) und mit einem Jahresstromverbrauch von weniger als 50.000 kWh bilden dabei eine gemeinsame Basisgruppe. Dieser Gruppe muss ein Netznutzungsentgelt angeboten werden, welches bei einem steigenden Verbrauch eine gleichbleibende oder steigende Arbeitskomponente in Rp./kWh hat und einen Anteil an dem gesamten Netzentgelt von zumindest 70 % aufweist. Zudem können die Netzbetreiber den Netzkunden neben diesem Basistarif auch andere Modelle anbieten. Bei einer Leistungsmessung beim Netzkunden kann die 70%-Grenze auch unterschritten werden. Das Netzentgelt kann sich je nach Netzkundengruppe unterscheiden (Art. 18 StromVV). Die Netzbetreiber können auch die Preise von der Bezugszeit abhängig machen sowie von der Art der Messung oder eine Grundgebühr verrechnen (Schlittler & Flatt, 2016, S. 4-5). Wie die Daten der einzelnen Netzentgelte

zeigen, hängt die konkrete Höhe des Netznutzungsentgelts auch von dem Netzbetreiber selbst bzw. von der Gemeinde ab, wo sich die Anlage des Netzkunden befindet. Die Spannweite ist sehr groß und reicht beispielsweise bei den Netzkosten für das Standardlastprofil H1 (Wohnung mit zwei Zimmern und elektrisch-betriebenen Herd) beim Standardprodukt zwischen 3,51 und 26,36 Rp. pro kWh. Der Gesamtpreis netto inklusive Netz, Energie, Abgaben und Ökostromförderung schwankt zwischen 9,56 und 34,96 Rp. pro kWh (ElCom, 2021).

2.1.4 Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzkosten

Für den Bereich Netzkosten konnten folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Regulierungssystematiken ermittelt werden.

Tabelle 1: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzkosten

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Landesweite Einheitlichkeit der Netzentgelte	Nein	Nur regional	Nein
Elemente der Netzentgelte explizit ausgewiesen			
Netznutzungsentgelt	Ja	Ja	Ja
Netzverlustentgelt	Nein	Ja	Nein
Entgelt für Messleistungen	Ja	Ja	Nein
Einfluss auf Netzentgelt			
Spannungsebene	Ja	Ja	Ja
Stromverbrauch	Ja	Ja	Ja
Region	Ja	Regional	Ja
Elektrische Anschlussleistung	Ja/Grundgebühr möglich	Ja	Ja/Grundgebühr möglich
Zeit des Strombezuges	Möglich	Ja, teilweise	Möglich
Benutzungsdauer	Ja, 2.500-Stunden-Grenze, nicht für Kleinverbraucher	Nein	Nein
Art der Messung	Ja	Ja	Möglich
Netzanschlusskosten			
Kosten für Netzanschluss	Ja	Ja	Ja
Kosten für Netzbereitstellung	Ja	Ja	Ja

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Wie Tabelle 1 zeigt, sind die Netzentgelte für die Netzkunden ähnlich aufgebaut. So gibt es in allen drei untersuchten Ländern ein Entgelt für die Netznutzung, welches von der Spannungsebene und vom Stromverbrauch abhängig ist. In Österreich ist dieses zudem grundsätzlich

vom konkreten Leistungsbedarf abhängig, hier kann es in Deutschland und in der Schweiz stattdessen Grundgebühren für Netzkunden mit einem geringeren Stromverbrauch geben. Zusätzlich werden in allen drei Ländern die Kosten für den Netzanschluss und für die Netzbereitstellung an die Netzkunden weiterverrechnet.

Ein Unterschied in den Netzkosten ergibt sich, da Österreich das einzige Land der drei untersuchten Länder ist, das zumindest regionsweise die Netzentgelte harmonisiert. Daher zahlen die Netzkunden unabhängig vom Netzbetreiber in einer bestimmten Region gleich viel an Netzentgelt. In den anderen beiden Ländern liegt hingegen keine derartige Harmonisierung vor. Auch zeigt sich, dass die einzelnen Elemente der Netzentgelte in Österreich transparenter dargestellt werden, denn nur hier werden die Netznutzungs- und Netzverlustentgelte sowie Entgelte für die Messleistung separat ausgewiesen. In allen drei Ländern ist es möglich, dass die Netzentgelte teilweise von der Zeit des Strombezugs abhängen. In Österreich ist dies per Systemnutzungsentgeltverordnung (SNE-V) für einige Netzebenen und Netzregionen explizit vorgeschrieben. Deutschland ist das einzige der drei Länder, wo das Netznutzungsentgelt von der Benützungsdauer abhängt, ausgenommen davon sind Netzkunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh/Jahr. Zudem gibt es nur in Österreich und Deutschland eine konkrete Abhängigkeit der Höhe des Netzentgeltes von der Art der Messung. In der Schweiz sind dagegen sämtliche Messkosten bereits im Netznutzungsentgelt inkludiert, dennoch können einzelne Netzentgelte von der Art der Messung abhängen.

Bilden von Netzbereichen

Das österreichische System in Bezug auf die Netzentgeltbildung in Abhängigkeit von der Region bietet einige Vorteile. So ergibt sich durch diese Systematik ein geringerer Regulierungsaufwand und die Menge an verschiedenen Netzentgelten ist geringer. Auch ist der Aufwand für kleinere Netzbetreiber geringer. Zudem ist dadurch auch der Markteintritt für Energielieferanten leichter möglich. Jedoch besteht die Gefahr, dass aufgrund von Ausgleichszahlungen Konfliktpotentiale auftreten können (Grossmann et al., 2014, S. 9, 77-79).

Deshalb wird das Bilden von Netzbereichen mit Plus bewertet. Die anderen beiden Länder erhalten hier eine Welle, weil das Bilden von Netzentgelten aufgrund der Region auch Risiken für Konflikten birgt.

Elemente der Netzentgelte

Österreich ist auch das einzige der drei Länder, das die Netzverlustentgelte explizit ausweist. Bei den anderen beiden Ländern sind diese bereits im Netzentgelt enthalten. Beim Entgelt für die Messleistungen werden diese nur in der Schweiz nicht explizit ausgewiesen. Unter der Annahme, dass das Ausweisen der einzelnen Elemente eine transparentere und einfachere Nachvollziehbarkeit der Netzkosten für die Netzkunden ermöglicht, wird Österreich in diesem Punkt mit einem Plus, Deutschland mit einer Welle und die Schweiz mit einem Minus bewertet, da hier die Anzahl der Elemente der Netzentgelte am geringsten ist.

Einfluss auf das Netzentgelt

In allen drei Ländern ist es möglich, dass die Zeit des Strombezuges einen Einfluss auf die Netzentgelte hat. In Österreich ist dies – bedingt durch die SNE-V – zum Teil explizit vorgeschrieben. Dagegen ist Deutschland das einzige der drei Länder, wo die Benützungsdauer einen gesetzlich vorgeschriebenen Einfluss auf die Netzentgelte hat.

In allen drei Ländern hängt das Netzentgelt von der bezogenen Leistung ab, dies hat den Vorteil, dass Kosten verursachungsgerecht aufgeteilt werden können (Illing, 2014, S. 46). Aufgrund der großen Ähnlichkeit werden alle drei Länder mit Plus bewertet.

Netzanschlusskosten

Die Kosten für den Netzanschluss werden in allen drei Ländern verursachungsgerecht dem Netzkunden zugeteilt, deshalb erfolgt hier ebenfalls die Bewertung mit Plus.

Gesamtübersicht über die Bewertung im Bereich Netzkosten

Tabelle 2: Bewertung der Regulierungsmodelle anhand der Netzkosten

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Einheitlichkeit der Netzentgelte	~	+	~
Elemente der Netzentgelte	~	+	-
Einfluss auf Netzentgelt	+	+	+
Netzanschlusskosten	+	+	+

Die Bewertung im Bereich der Netzkosten wird nicht weiter aggregiert.

2.2 Ausgestaltung des Systems

Dieses Kapitel behandelt die Ausgestaltung des jeweiligen Netzkostenmodells anhand der gewählten Kriterien Kostenprüfung, beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten, Effizienzvergleich, Unternehmensindividuelle Effizienzziele/Vorgaben, Mindesteffizienzwert, Belohnung bei besonders hoher Effizienz, Sanktionen, Zeit zum Abbauen von Ineffizienzen, Ausnahmen von der Anreizregulierung, Ermittlung der konkreten Netzentgelte sowie Behandlung von erneuerbarer Energie im System und vergleicht diese miteinander.

2.2.1 Kostenprüfung

Um in Deutschland die Kosten der Stromnetzbetreiber für die Ermittlung der jeweiligen Erlösobergrenzen festzustellen, werden diese zwei Jahre vor dem Start der Regulierungsperiode geprüft. Dafür wird der Jahresabschluss vor dem Prüfungsjahr genützt. Dieses Jahr wird Basisjahr genannt. Die in diesem Jahr ermittelten Kosten stellen die individuelle Ausgangsbasis eines jeden Netzbetreibers dar. Falls außergewöhnliche Kosten in diesem Jahr auftreten, werden diese nicht berücksichtigt. Die Ausgangsbasis wird über die gesamte Regulierungsperiode nicht abgeändert, die Kosten werden auch nicht jährlich geprüft, sondern nur im Rahmen der Prüfung vor jeder Regulierungsperiode (Bundesnetzagentur, 2017b). Die Kostenprüfung erfolgt durch die Bundesnetzagentur sowie durch die Landesregulierungsbehörden (§54 Abs. 1-2 EnWG). Die Kosten im Jahresabschluss werden von den Netzbetreibern an die Erfordernisse der Regulierung angepasst. Es gelten unter anderem für die Regulierung andere Abschreibungslängen, und zur Ermittlung von Tagesneuwerten werden eigene Indexe verwendet (Bundesnetzagentur, o.J.e).

In Österreich erfolgte bis zum Jahr 2005 eine jährliche Kostenprüfung. Um die Regulierungskosten und den Aufwand zu verringern wurde die jährliche Kostenprüfung durch eine Kostenprüfung mit längeren Zeiträumen zwischen den einzelnen Prüfungen ersetzt (E-Control, 2013a, S. 7). In der 4. Regulierungsperiode, welche ab 01.01.2019 gilt, werden die Kosten vom Geschäftsjahr 2016 herangezogen. Für die Ermittlung der Kosten werden die vorherigen Jahre ebenfalls betrachtet, um Kostenverschiebungen der Netzbetreiber und auch spezielle Einflüsse wie z.B. Kosten durch Naturkatastrophen zu verhindern und zu bereinigen (E-Control, 2018a, S. 1, 9).

Die Schweizer Netzbetreiber müssen jedes Jahr eine Kostenrechnung durchführen und diese an die ElCom übermitteln (Art. 11 Abs. 1 StromVG). Nur die Kosten für einen ökonomischen und verlässlichen Netzbetrieb sowie in bestimmten Fällen die Kosten für intelligente Netze dürfen angerechnet werden (Art. 15 Abs. 1 StromVG). Die ElCom prüft die Daten von den Stromnetzbetreibern, wie z.B. die jährliche Kostenrechnung und die Versorgungsqualität, auf Plausibilität und untersucht Ungereimtheiten. Anschließend werden diese mit etwa 180 verschiedenen Tests geprüft und etwaige vorliegende Fehler sowie Ungereimtheiten festgestellt. Falls Ungereimtheiten auftauchen, wird vom Netzbetreiber eine Erklärung bzw. eine Berichtigung verlangt. Wichtig ist, dass die angegebenen Daten den gesetzlichen Regelungen entsprechen (z.B. Angemessenheit der Kosten). Falls die Netzbetreiber nicht kooperieren, die Erklärungen nicht ausreichend oder die Kosten nach Berichtigung weiterhin nicht plausibel sind, wird ein behördliches Prüfungsverfahren der Entgelte in den betroffenen Bereichen durchgeführt. Weiters wird die Höhe des Netzentgeltes und das Befolgen der 75-Franken-Regel (zur Prüfung der Vertriebs- und Verwaltungskosten) kontrolliert. Falls es hier keine Auffälligkeiten gibt, wird im folgenden Jahr kein Prüfungsverfahren der Entgelte von Seiten der ElCom eingeleitet (ElCom, 2019a, S. 37-39). Bei der 75-Franken-Regel werden die Vertriebs- und Verwaltungskosten von Netzbetreibern geprüft. Falls diese pro Netzkunde die 75 Franken nicht überschreiten, werden diese Kosten automatisch als angemessen eingestuft (ElCom, 2018c, S. 1-2). Ausgehend vom zuletzt beendeten Geschäftsjahr, welches Basisjahr genannt wird, werden die Kosten zur Ermittlung der Netzentgelte von diesem Jahr im aktuellen Jahr verwendet, um die Netzentgelte für das nächste Jahr zu berechnen. In der Regel werden keine Planwerte (außer bei Leistungen des übergelagerten Netzes, beim Energieeinkauf und bei größeren Änderungen der eigenen Kosten), sondern die Ist-Werte des beendeten Geschäftsjahrs verwendet. Plankosten können angesetzt werden, wenn für das darauffolgende Jahr, für das die Entgelte ermittelt werden, Ereignisse bekannt sind, welche die Kosten steigern oder reduzieren, z.B. Gehaltsanpassungen von Angestellten. Falls Planwerte verwendet werden, müssen sowohl kostenerhöhende als auch kostenreduzierende Planwerte verwendet werden. In Ausnahmefällen dürfen Wiederbeschaffungswerte angesetzt werden, wenn die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) nicht ermittelbar sind, allerdings muss dieser Wert anschließend um 20 % reduziert werden (ElCom, o.J.d, S. 3, 9-10, 27-28).

2.2.2 Ermittlung der beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kostenanteile

Bei der deutschen Anreizregulierung wird in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten differenziert. Die nicht beeinflussbaren Kosten werden weiters in dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten eingeteilt. Zusätzlich gibt es auch volatile Kosten (Bundesnetzagentur, 2017b). Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sind unter anderem Abgaben für Konzessionen, Steuern, notwendige Beanspruchung von vorgelagerten Netzebenen, bewilligte Investitionen und Weiterbildungskosten etc. Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten werden wie folgt ermittelt: Von der Multiplikation des bereinigten Effizienzwertes mit den Gesamtkosten werden die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der Kapitalkostenabzug vom entsprechenden Jahr abgezogen. Zur Ermittlung der beeinflussbaren Kosten werden anschließend von den Gesamtkosten die dauerhaft und vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und der Kapitalkostenabzug abgezogen. Die volatilen Kosten sind vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile, die von Jahr zu Jahr stark schwanken können (§11 ARegV). Die Netzverluste gelten als volatile Kosten und werden am Beginn der Regulierungsperiode für die gesamte Dauer fixiert, um eine effiziente Beschaffung zu bevorzugen (Bundesnetzagentur, 2018a, S. 9-10). Der Kapitalkostenaufschlag für Kapitalkosten wird jährlich neu, auch mittels Planwerten für neue Anlagen, berechnet (Bundesnetzagentur, 2017c).

In Österreich wird ebenfalls zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten unterschieden. Nicht beeinflussbare Kosten sind unter anderem Kosten für die Verwendung von verbundenen Netzen, Zukauf von Verlustenergie, genehmigte Investitionen und Abgaben an die Bundesländer. Die Kosten werden nach Netzebenen gegliedert und bestimmt. Die Kosten zur Festsetzung der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte werden errechnet, indem die Differenz von Gesamtkosten mit den vom Netzbetreiber erhaltenen Entgelten (für Messleistungen, sonstige Leistungen, Netzbereitstellungen, Netzzutritte und Fördermittel) gebildet wird (§59 Abs. 6-7 EIWOG 2010). Weiters wird zwischen Betriebskosten und Kapitalkosten unterschieden, die auch unterschiedlich behandelt werden. Da die Betriebskosten vor Beginn der Regulierungsperiode geprüft werden, werden diese mit einem Netzbetreiberpreisindex und den allgemeinen Produktivitätsvorgaben angepasst. Dem Netzbetreiber wird dann ein Budget für die Regulierungsperiode bereitgestellt, welches mittels der individuellen und allgemeinen Effizienzziele und des Netzbetreiberpreisindex angepasst wird. Die Kapitalkosten werden

dagegen nicht als Budget über die gesamte Periode bereitgestellt, sie werden jedes Jahr ermittelt. Die Kapitalkosten sind als Addition der Abschreibungen und der Verzinsung des notwendigen Betriebsvermögens definiert. Der Zinssatz ist dabei individuell und von der Effizienzsteigerung abhängig (E-Control, 2018a, S. 9-11). Die Kosten werden nicht auf Planwertbasis ermittelt, sondern aufgrund von bilanziellen Werten. Grundsätzlich sind Planwerte nicht erlaubt (E-Control, 2013a, S. 108, 122). Die Netzverlustkosten werden im Effizienzvergleich ebenfalls mitberücksichtigt, jedoch nur die Energiemenge, da die Netzbetreiber die Beschaffungskosten nicht beeinflussen können. Dadurch soll ein Anreiz gesetzt werden, die Netzverluste zu reduzieren (E-Control, 2013a, S. 124, 127-128).

In der Schweiz wird nicht zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten unterschieden. Es wird gesetzlich und durch Branchenrichtlinien festgelegt, welche Kosten anrechenbar sind. So werden unter anderem Betriebskosten, kalkulatorische Abschreibungen, kalkulatorische Zinsen, Kosten für Mess- und Steuersysteme, Kosten für innovative Maßnahmen (maximal (max.) 1 % der Betriebskosten oder 500.000 Franken pro Jahr), Kosten für Sensibilisierungsmaßnahmen für Stromverbrauchseinsparungen (max. 0,5 % der Betriebskosten oder 250.000 Franken pro Jahr) sowie Kosten für Öffentlichkeitsarbeit bei der Prüfung der Entgelte berücksichtigt (Art. 12-13d StromVV). Auch werden Kosten von übergelagerten Spannungsebenen, Verwaltungskosten, Steuern und Kommunalabgaben beachtet. Kosten für den Ausgleich von Verlustenergie – bedingt durch den Stromtransport – werden als Betriebskosten gewertet (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2021a, S. 18-23).

2.2.3 Effizienzvergleich

Nach der Kostenprüfung wird in Deutschland vor dem Start der Regulierungsperiode ein Effizienzvergleich vollzogen. Dafür werden Vergleichs- und Aufwandsparameter verwendet, und jeder Netzbetreiber erhält seinen individuellen Effizienzwert. Es werden dabei die gesamten Kosten verglichen, daher sowohl Betriebskosten als auch Kapitalkosten. Lediglich die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden nicht verglichen. Auch wird im Rahmen der Vergleichsparameter die Versorgungsleistung des Netzbetreibers bei der Bestimmung des Effizienzwertes berücksichtigt. Der Aufwandsparameter ist die Differenz zwischen den Gesamtkosten und den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Dabei wird auch die Anlagenaltersstruktur des Vermögens berücksichtigt, um die Gegenüberstellung der Kosten von Netzbetreibern

zu verbessern. Der Effizienzwert wird anschließend publiziert (Bundesnetzagentur, 2017d). Bei der Ermittlung des Effizienzwertes werden die Effizienzwerte jeweils mittels der Dateneinhüllungsanalyse (DEA), einer nicht parametrischen Methode, und der stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (SFA), einer parametrischen Methode (funktionaler Zusammenhang Kosten und Netzleistung), berechnet (Anlage 3 zu §12 ARegV). Einmal werden die Effizienzwerte mit der Vergleichbarkeitsrechnung (Bereinigung für unterschiedliche Anlagenaltern, Kapitalstrukturen und Zinssätze) und einmal ohne dieser Vergleichbarkeitsrechnung kalkuliert. Aus diesen vier ermittelten Werten wird der für den Netzbetreiber beste Effizienzwert dem Netzbetreiber zugeschrieben (§12 Abs. 4a und §14 ARegV). Das bzw. die besten Unternehmen mit dem idealen Verhältnis von Leistung und Kosten erhalten einen Effizienzwert von 100 %. Die anderen Netzbetreiber erhalten dagegen einen geringeren Effizienzwert zugeteilt. Für die Berechnung der Effizienzwerte werden alle Netzebenen insgesamt betrachtet, daher gibt es nur einen Effizienzwert und nicht für jede Netzebene einen eigenen Wert (Anlage 3 zu §12 ARegV).

Für die Vergleichbarkeit der Versorgungsleistung und der individuellen topologischen Herausforderungen der Netzbetreiber werden entsprechende Vergleichsparameter herangezogen (Bundesnetzagentur, 2017d; §13 Abs. 3 ARegV). Im Rahmen eines Gutachtens wurden der Effizienzvergleich sowie die Vergleichsparameter für die Bundesnetzagentur für die 3. Regulierungsperiode entwickelt. Dabei wurde ein Modell mit neun Vergleichsparametern und 30 Einzelparametern entwickelt. Diese Parameter bilden die Versorgungsleistung eines Netzbetreibers ab. Statistische Ausreißer werden bei dem Effizienzvergleich nicht beachtet (z.B. besonders effiziente/ineffiziente Netzbetreiber) (Trinkner et al.,2019, S. 2, 98,112-113).

Die Vergleichsparameter sind (Trinkner et al.,2019, S. 98, 115-133):

- Menge der Zählpunkte im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers, aufgegliedert in die einzelnen Netzebenen (vom Netzbetreiber selbst)
- Menge der Zählpunkte im Versorgungsgebiet des Netzbetreibers, aufgegliedert in die einzelnen Netzebenen (von externen Unternehmen)
- Länge der Hochspannungsleitungen (Kabel und Freileitung)
- Länge der Mittelspannungsleitungen (Kabel und Freileitung)
- Länge der Niederspannungsleitungen (Kabel und Freileitung)

- Gleichzeitige Jahreshöchstlast der Umspannungsebenen Hochspannung auf Mittelspannung
- Gleichzeitige Jahreshöchstlast der Umspannungsebenen Mittelspannung auf Niederspannung
- Angeschlossene Stromerzeugungsleistung auf der Höchstspannung und Hochspannung
- Angeschlossene Stromerzeugung auf der Mittelspannung und Niederspannung

In Österreich wird ebenfalls ein Effizienzvergleich durchgeführt. Dieser soll eine Beurteilung der Höhe der Kosten für einen ökonomischen Netzbetrieb eines Netzbetreibers ermöglichen. Der Effizienzwert gibt an, wie effizient ein Netzbetreiber im Vergleich zu ähnlichen Netzbetreibern ist, daher drückt eine sehr hohe Effizienz nicht aus, dass keine weiteren Verbesserungen möglich sind. Der Effizienzvergleich wird auf die 3. bis 7. Netzebene angewendet, jedoch nicht auf die 1. und 2. Netzebene, weil hier nur eine geringe Anzahl an Netzbetreibern aktiv ist. Der berechnete Effizienzwert für einen Netzbetreiber wird allerdings für sämtliche Netzebenen verwendet. Insgesamt sind 38 Unternehmen von diesem Verfahren betroffen. Es werden Parameter verwendet, welche die Leistung, die Struktur und die Kosten des Netzbetreibers abbilden. Aufgrund der geringen Anzahl an Stromnetzbetreibern wird zur Berechnung des Effizienzwertes die DEA und die modifizierte Regressionsanalyse MOLS (Modified Ordinary Least Squares) verwendet (E-Control, 2018a, S. 23-24). Im Rahmen eines Gutachtens wurden mehrere Alternativen zu den beiden oben genannten Verfahren untersucht, es konnte jedoch keine bessere Methodik identifiziert werden. Vielmehr sollen beide Verfahren angewendet werden, um die jeweiligen Mängel auszugleichen und zu ergänzen (Gugler, Klien & Schmitt, 2012, S. 68-72). Als Kosteninputs werden die Gesamtkosten für die 3. – 7. Netzebene herangezogen, daher sowohl die beeinflussbaren als auch die nicht beeinflussbaren Kosten sowie die Kapitalkosten. Um die Vergleichbarkeit zu verbessern, werden die Kosten der Netzbetreiber bereinigt. Ebenfalls wird das Alter der Netzanlagen mittels Annuitätenverfahren berücksichtigt. Zusätzlich werden die unternehmensindividuellen Kosten um besondere Belastungen (z.B. intelligente Messsysteme, Netzebene 3 als Übertragungsnetz, Kosten für den Anschluss von Windkraftanlagen) ausgeglichen. Es werden sowohl die standardisierten als auch die kal-

kulatorischen Kosten zur Ermittlung des Effizienzwertes verwendet. Um die individuelle Leistung und Struktur der Netzbetreiber im Effizienzvergleich zu berücksichtigen, werden verschiedene Parameter verwendet. Ausreißer werden bei der Ermittlung des Effizienzwertes nicht beachtet. Im Rahmen der MOLS-Vergleichsrechnung werden folgende Parameter verwendet (E-Control, 2018a, S. 27-38):

- Netzhöchstlast der 4. – 7. Netzebene (der fünftgrößte maximale Netzhöchstlastwert innerhalb von fünf Jahren)
- Netzanschlussdichte mittels Modellnetzlängen (die realen Netzlängen werden, um die Beeinflussbarkeit von Netzbetreibern zu vermeiden, nicht verwendet. Die Modellnetzlängen werden durch die Wurzel aus der Multiplikation der Netzanschlüsse in einer Region und der Größe der Region berechnet (E-Control, 2013a, S. 40-41).)
- Gewichtete Menge der Zählpunkte der 6. – 7. Netzebene

Bei der DEA werden andere Parameter verwendet. Es werden zwei DEAs durchgeführt. DEA 4 hat folgende Parameter für die Messung der Leistung des Netzbetreibers (E-Control, 2018a, S. 37):

- Gewichtete Modellnetzlänge des Nieder-, Mittel-, und Hochspannungsnetzes
- Netzhöchstlast der 4. – 7. Netzebene
- Netzhöchstlast der 6. – 7. Netzebene
- Gewichtete Menge der Zählpunkte der 6. – 7. Netzebene

Bei der DEA 6 kommen folgende Vergleichsparameter zur Anwendung (E-Control, 2018a, S. 37-38):

- Modellnetzlänge der Niederspannung
- Modellnetzlänge der Mittelspannung
- Modellnetzlänge der Hochspannung
- Netzhöchstlast der 4. – 7. Netzebene
- Netzhöchstlast der 6. – 7. Netzebene
- Gewichtete Menge der Zählpunkte der 6. – 7. Netzebene

Der finale individuelle Effizienzwert eines Netzbetreibers wird anschließend durch Aufsummierung der in den einzelnen Verfahren ermittelten Effizienzwerten bestimmt, MOLS hat dabei eine Gewichtung von 50 %, DEA 4 und DEA 6 jeweils eine Gewichtung von 25 %. Es wird jeweils für die standardisierten als auch für die kalkulatorischen Kosten ein Effizienzwert mittels obiger Gewichtung berechnet, anschließend wird der beste von den beiden Werten für den Netzbetreiber angesetzt (E-Control, 2018a, S. 40).

In der Schweiz kann die ElCom die Netznutzungsentgelte im Rahmen eines Effizienzvergleiches prüfen. Dabei wird ebenfalls die Versorgungsaufgabe und Gebietsstruktur des Netzgebietes des Netzbetreibers berücksichtigt (Art. 19 Abs. 1 StromVV). Es gibt jedoch keine exakten gesetzlichen Bestimmungen für die zu verwendende Methode für den Effizienzvergleich (Bundesverwaltungsgericht, 2015, S. 47). Der Effizienzvergleich kann auch unter Betrachtung einer einzelnen Kennzahl durchgeführt werden (eecom GmbH, 2018; ElCom, 2020c, S. 48). Zudem fordert der Branchenverband Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen einen Effizienzvergleich mit Berücksichtigung von entsprechenden Kostentreibern, um die heterogene Strukturen der Netzbetreiber entsprechend abbilden zu können (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2014, S. 5-7, 9). Es werden zwar die Kosten des Netzbetreibers auf Angemessenheit für einen ökonomischen Netzbetrieb im Sinne des Kosten-Plus-Prinzips geprüft, Effizienzwerte werden dabei aber nicht ermittelt. Das System wurde um die Sunshine-Regulierung erweitert, bei der ähnliche Netzbetreiber miteinander verglichen werden. Dadurch soll Wettbewerb zwischen den Netzbetreibern simuliert und auf Optimierungsmöglichkeiten hingewiesen werden, um die Effizienz zu steigern. Zudem soll der Regulierungsaufwand gering sein (ElCom, 2017, S. 5-9). Die Netzbetreiber erhalten jedes Jahr ihre individuellen Bewertungen zugesendet, diese werden jedoch aufgrund von fehlenden Gesetzen nicht durch die ElCom veröffentlicht (ElCom, o.J.b). Es werden verschiedene Indikatoren angesetzt, um die Netzbetreiber im Rahmen der Sunshine-Regulierung, miteinander zu vergleichen. Das Alter der Netzanlagen wird dabei nicht berücksichtigt und Altersunterschiede werden nicht bereinigt. Die Netzbetreiber, welche Netzkunden in der Netzebene 7 angeschlossen haben, werden in verschiedene Gruppen eingeteilt, um die Vergleichbarkeit zu ermöglichen. Je nach dem Zweck des Vergleiches werden entsprechend die Gruppen gebildet. Bei den Netzkostenvergleichen wird nach Siedlungs- und Energiedichte gruppiert und bei der Versorgungsqualität nur nach der Siedlungsdichte. Bei den Energietarifen und der 75-Franken-

Regel wird hingegen keine Gruppierung durchgeführt. Die Siedlungsdichte hat fünf Kategorien, und die Einteilung erfolgt in Abhängigkeit von der Anzahl der ständigen Einwohner pro Hektar. Die Energiedichte hat zwei Ausprägungen und richtet sich nach den Megawattstunden (MWh)/km, der Grenzwert liegt hier bei 300 MWh/km. Insgesamt werden zehn Gruppen gebildet (fünf Siedlungsdichten mit je zwei Energiedichten), wobei zwei Gruppen aufgrund der geringen Größe mit anderen Gruppen zusammengelegt wurden, weshalb acht Gruppen verwendet werden. Anschließend werden Mittelwerte und Medianwerte für die einzelnen Indikatoren gebildet und die einzelnen Netzbetreiber in einer Gruppe untereinander verglichen. Zusätzlich werden Bewertungskategorien für bestimmte Indikatoren (Netzkosten sowie Stromtarif nach Verbrauchsprofil) gebildet. So erhalten z.B. Netzbetreiber, deren Netzkosten im Vergleich zum Median der Gruppe größer als 130 % sind, die Kategorie 5. Falls das Verhältnis von netzbetreiberindividuellen Netzkosten zum Median unter 70 % liegt, wird die Kategorie 1 vergeben. Bei den Netzkosten werden sowohl Kosten für Kapital, Messung, Verwaltung als auch Kosten für den Betrieb des Netzes berücksichtigt, für die Berechnung der Indikatoren und damit für den Vergleich werden allerdings nur die Kosten der 5. – 7. Netzebene verwendet. Für die 5. und 7. Netzebene werden die Kosten jeweils durch Division der Kosten durch die Leitungslänge in Schweizer Franken/km berechnet, bei der Netzebene 6 in Schweizer Franken/kVA, daher werden die Kosten durch die installierte Leistung der Transformatoren dividiert. Auch werden die Anzahl der angebotenen Leistungen, die Qualität und die Compliance verglichen (ElCom, 2019b, S. 5, 7-13).

2.2.4 Unternehmensindividuelle Effizienzziele und Vorgaben

Nach der Ermittlung der Effizienzwerte stellt sich die Frage, ob und welche Folgen das für die Netzbetreiber im jeweiligen Regulierungssystem hat.

In Deutschland werden, ausgehend vom errechneten Effizienzwert, die Ineffizienzen wie folgt berechnet: Von den Gesamtkosten des Netzbetreibers wird der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten abgezogen. Anschließend wird mittels Multiplikation des Ergebnisses mit dem Effizienzwert des Unternehmens der effiziente und der ineffiziente Kostenanteil kalkuliert. Falls ein Unternehmen einen Effizienzwert von 100 % hat, ergäbe sich eine Ineffizienz von Null. Hat hingegen ein Netzbetreiber einen geringen Effizienzwert von z.B. 60 %, bedeutet

dies, dass 40 % der obigen Subtraktion ineffizient sind. Daraus ergeben sich für jeden Netzbetreiber eigene Ineffizienzen und individuelle Vorgaben (§15 Abs. 3 ARegV). Aus den ermittelten Ineffizienzen werden dann die Effizienzziele der Netzbetreiber abgeleitet. Damit die Ineffizienz bis zum Abschluss einer Regulierungsperiode gleichförmig und gänzlich aufgelöst wird, wird die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers, während der Regulierungsperiode, jährlich entsprechend angepasst. Diese Effizienzvorgabe muss vom Netzbetreiber eingehalten werden, falls er nicht beweisen kann, dass diese unmöglich zu erfüllen ist (§16 ARegV). Die Erlösobergrenzen werden für jedes Jahr festgelegt, diese steht dem Netzbetreiber als Budget zur Verfügung. Falls sich die Kosten des Netzbetreibers unter der Erlösobergrenze befinden, erwirtschaftet dieser einen höheren Gewinn. Falls die Kosten höher sind als die Erlösobergrenze, reduziert das den Gewinn des Netzbetreibers (Bundesnetzagentur, o.J.f).

Die Erlösobergrenze wird mit folgender Formel berechnet (Anlage 1 zu §7 ARegV):

Formel 1: Formel zur Berechnung der Erlösobergrenze nach ARegV (Anlage 1 zu §7)

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,t} + (1 - V_t) * KA_{b,t} + \frac{B_0}{T} \right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t$$

Tabelle 3: Parameter der Erlösobergrenzenformel nach ARegV (Anlage 1 zu §7)

Variable	Beschreibung der Variable
EO_t	Erlösobergrenze im Jahr t
$KA_{dnb,t}$	Dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten
$KA_{vnb,t}$	Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten: Gesamtkosten minus dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten und Kapitalkostenabzug. Anschließend Multiplikation mit dem Effizienzwert (§11 Abs. 3 ARegV).
V_t	Verteilungsfaktor zum Auflösen der Ineffizienzen
$KA_{b,t}$	Beeinflussbare Kosten: entspricht der Differenz der Gesamtkosten und der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten im Basisjahr, zusätzlich werden auch der Kapitalkostenabzug und die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten abgezogen (§11 Abs. 4 ARegV).
B_0	Bonus im Basisjahr für Supereffizienz
T	Dauer der Regulierungsperiode
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex
VPI_0	Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr
PF_t	Produktivitätsfaktor
KKA_t	Kapitalkostenaufschlag
Q_t	Auf- oder Abschlag in Bezug auf die Netzqualität (§19 ARegV)
VK_t	Volatile Kosten
S_t	Summe der Auf- und Abschläge auf die Erlösobergrenze (Regulierungskonto-Aufteilung (§5 Abs. 3 ARegV))

Der Verteilungsfaktor kann bei einer Dauer der Regulierungsperiode von 5 Jahren linear von 0,2 auf 1 ansteigen (Bundesnetzagentur, 2019a, S. 30).

In Österreich werden den Unternehmen auch individuelle Effizienzziele vorgegeben, die konkreten Vorgaben hängen von dem Effizienzwert ab. Die Unternehmen haben anschließend 7,5 Jahre (eineinhalb Regulierungsperioden) Zeit, diese Ineffizienzen gänzlich zu reduzieren. In der vorherigen Regulierungsperiode wurden den Netzbetreibern noch zehn Jahre für den Ineffizienzabbau gewährt. Die Netzbetreiber erhalten eine jährliche Zielvorgabe in Abhängigkeit vom erreichten Effizienzwert (E-Control, 2018a, S. 45-47).

Formel 2: Formel zur Berechnung der Zielvorgabe nach E-Control (2018a, S. 47)

$$ZV = 1 - (1 - X_{gen}) * \sqrt[7,5]{ES_{2018}}$$

Tabelle 4: Parameter zur Berechnung der Zielvorgaben nach E-Control (2018a, S. 47)

Variable	Beschreibung der Variable
ZV	Individuelle Zielvorgabe
X_{gen}	Generelle Produktivitätsvorgabe, diese beträgt in der vierten Regulierungsperiode 0,95 % pro Jahr (E-Control, 2018a, S. 14, 22).
ES_{2018}	Individuell gewichteter Effizienzwert

Die Zielvorgabe ist in der Regulierungsperiode prozentuell gesehen durchgehend konstant, der Effizienzwert wird erst wieder vor dem Beginn einer neuen Regulierungsperiode ermittelt. Da der Effizienzwert durch den Vergleich mit anderen Netzbetreibern berechnet wird, bedeutet ein hoher Effizienzwert in dieser Periode nicht automatisch einen hohen Effizienzwert in der nächsten Regulierungsperiode. Je niedriger der Effizienzwert des Netzbetreibers ist, desto größer sind die Zielvorgaben für den Netzbetreiber. Dennoch bedeutet eine Effizienz von 100 % nicht, dass keine Effizienzsteigerungen erwartet werden, diese werden in der Höhe der generellen Produktivitätsvorgabe dennoch vom Netzbetreiber eingefordert. Je nach erreichtem Effizienzwert schwankt die Zielvorgabe zwischen 3,854 % (Effizienzwert 80 %) und 0,95 % (Effizienzwert 100 %) jährlich (E-Control, 2018a, S. 45-48). Die nicht beeinflussbaren Kosten werden durch die Zielvorgabe nicht berührt. Die beeinflussbaren Kosten, welche im Basisjahr berechnet wurden, werden hingegen bedingt durch die unternehmensindividuelle Zielvorgabe jedes Jahr reduziert. Um die Teuerungsrate zu berücksichtigen, wird diese unter Verwendung des Netzbetreiberpreisindex aufgerechnet. Die beeinflussbaren Kosten dienen dem Netzbetreiber als Budget (E-Control, 2018a, S. 9-11).

Formel 3: Formeln zur Ermittlung des Kostenpfades nach E-Control (2018a, S. 11)

$$OPEX_{2018}^{Pfad} = (OPEX_{2016} - nbK_{2016}) * \prod_{t=2017}^{2018} [(1 + \Delta NPI_t) * (1 - Xgen_{4.Periode})]$$

$$OPEX_{2019}^{Basis\ Entgelt} = OPEX_{2018}^{Pfad} * (1 + \Delta NPI_{2019}) * (1 - ZV_{4.Periode})$$

Tabelle 5: Parameter zur Berechnung des Kostenpfades eines Netzbetreibers (E-Control, 2018a, S. 11)

Variable	Beschreibung der Variable
$OPEX_{2018}^{Pfad}$	Ausgangskostenbasis der Betriebskosten
$OPEX_{2016}$	Betriebskosten 2016 (Basisjahr/Kostenprüfungsjahr der derzeitigen Regulierungsperiode) (E-Control, 2018a, S. 9)
nbK_{2016}	Nicht beeinflussbare Kosten
ΔNPI_t	Änderung des Netzbetreiberpreisindex im Jahr t
$Xgen_{4.Periode}$	Generelle Produktivitätsvorgabe in der 4. Regulierungsperiode
$OPEX_{2019}^{Basis\ Entgelt}$	Relevante Kosten zur Festlegung der Entgelte
ZV	Individuelle Zielvorgabe in der 4. Regulierungsperiode

Da die Kostenprüfung vor dem Beginn der Regulierungsperiode erfolgt, werden die beeinflussbaren Kosten aus dem Basisjahr mit dem Netzbetreiberpreisindex und den allgemeinen Produktivitätsvorgaben aufgerechnet. Erst bei der Berechnung des Kostenpfades zu Beginn der Regulierungsperiode wird die unternehmensindividuelle Zielvorgabe verwendet (E-Control, 2018a, S. 10).

Die Berechnung der Kostenbasis eines Netzbetreibers erfolgt nach folgender Formel (E-Control, 2018b, S. 69):

Formel 4: Formel zur Berechnung der Kostenbasis für die Entgeltermittlung exemplarisch für 2019 nach E-Control (2018b, Seite 69)

$$K_{2019}^{Basisentgelte} = OPEX_{2018}^{Pfad} * (1 + \Delta NPI_{2019}) * (1 - ZV_{4.Periode}) + Kapitalkostenabgleich_{2019} \pm BK.Faktor_{2019} + nbK_{2017} \pm Regulierungskonto_{2019} \pm Aufrollung_{2019} - BKZ_{2017} - ME_{2017} - sonst.Entgelte_{2017}$$

Tabelle 6: Parameter zur Berechnung des Kostenpfades eines Netzbetreibers im Beispieljahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 68-71)

Variable	Beschreibung der Variable
$K_{2019}^{Basisentgelte}$	Kostenfeststellung als Basis zur Ermittlung der Entgelte im Jahr 2019
ΔNPI_{2019}	Änderung des Netzbetreiberpreisindex im Jahr 2019
$ZV_{4.Periode}$	Zielvorgabe in der 4. Regulierungsperiode für einen Netzbetreiber
$Kapitalkostenabgleich_{2019}$	Kapitalkostenabgleich im Jahr 2019
$BK.Faktor_{2019}$	Betriebskostenfaktor im Jahr 2019
nbK_{2017}	Nicht beeinflussbaren Kosten aus dem Kalenderjahr 2017
$Regulierungskonto_{2019}$	Differenzen, die durch das Regulierungskonto beachtet werden
$Aufrollung_{2019}$	Verwendet, um systemimmanenten Zeitverzug zu bereinigen
BKZ_{2017}	Abbau des Baukostenzuschusses
ME_{2017}	Erlöse aus Messleistungen aus dem Jahr 2017
$sonst.Entgelte_{2017}$	Sonstige Erlöse gemäß §11 SNE-V 2018

Formel 4 zeigt, dass das Kostenbudget für die Betriebskosten, welches dem Netzbetreiber im Jahr zur Verfügung steht, tendenziell sinkt. Ein hoher Effizienzwert bedeutet eine geringere Zielvorgabe, dementsprechend sinkt das Kostenbudget nicht so stark ab wie bei einem ineffizienten Unternehmen. Bei 100 % Effizienz sinkt das Kostenbudget um die Produktivitätsvorgabe abzüglich der Inflation ab. Die Kosten werden für jede Netzebene einzeln ermittelt, die

Formel 4 wird dazu dementsprechend angewendet. Weiters gilt die Formel auch entsprechend für die Kostenpfadermittlung in den Folgejahren (E-Control, 2018a, S. 68-69).

In der Schweiz werden – bedingt durch das Regulierungssystem – keine Zielvorgaben getätigt. Die Netzbetreiber müssen jährlich die Kosten an die ElCom melden. Falls die Kosten für einen ökonomischen Netzbetrieb nicht akzeptabel sind, werden diese nicht anerkannt. Dadurch ergibt sich indirekt eine unternehmensindividuelle Vorgabe (Art. 11 Abs. 1, Art. 15 Abs. 1 StromVG).

2.2.5 Mindesteffizienzwert

Im deutschen System gibt es für Netzbetreiber einen Mindesteffizienzwert, der angesetzt wird, falls beim Effizienzvergleich ein Effizienzwert von unter 60 % berechnet wurde oder der Netzbetreiber beim Verfahren zur Ermittlung des Effizienzwertes nicht kooperierte. In diesen Fällen wird ein Effizienzwert von 60 % für den betroffenen Netzbetreiber angewendet (§12 Abs. 4 ARegV).

In Österreich wird ebenfalls ein Mindesteffizienzwert verwendet. Falls Unternehmen unter dem Mindesteffizienzwert von 80 % liegen, wird dieser angewendet. Dadurch ergibt sich eine maximale jährliche Zielvorgabe für die beeinflussbaren Kosten von 3,854 % pro Jahr (E-Control, 2018a, S. 45,48).

In der Schweiz gibt es keinen Mindesteffizienzwert, da kein Effizienzwert für Netzbetreiber ermittelt wird.

2.2.6 Belohnung bei besonders hoher Effizienz – Supereffizienz

Um Netzbetreibern mit einem Effizienzwert von 100 % einen Anreiz zu geben, die Kosteneffizienz weiter zu erhöhen, wird in Deutschland ein Effizienzbonus gewährt. Der Bonus bewirkt in jedem Jahr der Regulierungsperiode eine höhere Erlösobergrenze und ist über die Regulierungsperiode konstant. Dadurch erhöht sich der Gewinn des Netzbetreibers. Der sogenannte Supereffizienzwert ist auf einen Höchstwert von 5 % begrenzt (Bundesnetzagentur, 2017c). Der Supereffizienzwert wird nur für Netzbetreiber ermittelt, die einen Effizienzwert von 100 % erhalten haben. Dazu wird die Supereffizienzanalyse durchgeführt, der Datensatz zur

Ermittlung des Effizienzwertes wird bereinigt und eine statistische Methode angewendet. Anschließend ergibt sich der Supereffizienzwert dadurch, dass vom Effizienzwert aus der Supereffizienzanalyse der normale Effizienzwert aus der DEA-Methode abgezogen wird. Dies wird einmal mit standardisierten Kosten und einmal mit nicht standardisierten Kosten durchgeführt. Aus den beiden so ermittelten Supereffizienzwerten (Maximum von jeweils fünf Prozent) wird ein arithmetischer Mittelwert berechnet. Der monetäre Wert des Bonus ist das Produkt des Supereffizienzwertes des Netzbetreibers und seinen vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten (§12a und Anlage 3 zu §12 ARegV).

In Österreich gibt es ebenfalls einen Bonus für Netzbetreiber, die kosteneffizienter arbeiten. Dieser Bonus wird durch eine effizienzabhängige Rendite gewährt. Jeder Netzbetreiber erhält dazu eine eigene Verzinsung. Die E-Control achtet dabei darauf, dass im Mittel eine Verzinsung von 4,88 % (Weighted Average Cost of Capital (WACC) vor Steuern) erzielt wird. Wenn ein Netzbetreiber effizienter ist als der durchschnittliche Effizienzwert von allen Netzbetreibern, erhält dieser auch eine höhere Rendite. Ineffizientere Netzbetreiber werden dagegen mit einem geringeren Abschlag beim WACC vor Steuern angeregt, ihre Effizienz zu erhöhen. Der WACC schwankt dabei um rund 0,5 Prozentpunkte, die E-Control achtet jedoch darauf, dass sich der Bonus/Malus insgesamt auf null ergänzt und kann den Bonus entsprechend adjustieren. Allerdings gibt es keinen eigenen Bonus für besonders effiziente Netzbetreiber, die einen Effizienzwert von mehr als 100 % aufweisen. Der Bonus in Form der höheren bzw. als Malus in Form der niedrigeren Verzinsung wird auf den verbleibenden regulatorischen Anlagenbestand bis zum Geschäftsjahr 2016 gewährt. Investitionen, welche 2017 oder 2018 getätigt wurden, werden mittels des durchschnittlichen WACC von 4,88 % vergütet, dabei wird der Nettozugang als Basis verwendet (daher die Differenz zwischen den Zugängen und dem Baukostenzuschuss). Für Nettozugänge ab dem Jahr 2019 bis voraussichtlich 2023 wird ein höherer WACC von 5,20 % verwendet, dieser darf solange angewendet werden, bis in der neuen Regulierungsperiode ein neuer Effizienzvergleich durchgeführt wird. Neue Investitionen werden somit als durchschnittlich effizient angesehen (E-Control, 2018a, S. 11-13, 59).

In der Schweiz erfolgt keine monetäre Belohnung für effiziente oder Bestrafung für ineffiziente Netzbetreiber, die Netzbetreiber werden im Rahmen der Sunshine-Regulierung mitei-

nander verglichen. Effiziente Netzbetreiber, deren Verhältnis von ihren Netzkosten zum Median unter 70 % liegt, erhalten die Kategorie 1 als Belohnung. Netzbetreiber, die dagegen ineffizienter als die Vergleichsgruppe sind, erhalten eine schlechtere Kategorie (ElCom, 2019b, S. 5, 7-13). Die Sunshine-Regulierung zielt darauf ab, dass durch die Kategorisierung und Veröffentlichung von Kennzahlen öffentlicher Druck auf ineffiziente Netzbetreiber entsteht und dadurch Kosteneffizienz bei den Netzbetreibern erreicht wird. Somit werden effiziente Netzbetreiber mit einer guten Kategorie mit einem gutem Image belohnt, ineffiziente werden dagegen mit einer schlechteren Kategorie und bei Veröffentlichung mit einem schlechten Medienecho bestraft (ElCom, 2017, S. 7). Jedoch werden die Kategorien und Bewertungen der Netzbetreiber noch nicht veröffentlicht, womit dieser Effekt entfällt (ElCom, o.J.b).

2.2.7 Sanktionen

Im deutschen System gibt es Sanktionen, falls die Netzbetreiber bei der Anreizregulierung nicht kooperieren und z.B. Daten nicht übermitteln. In solchen Fällen wird ein Effizienzwert von 60 % für den betroffenen Netzbetreiber angewendet (§12 Abs. 4 ARegV). Weiters kann eine Strafe verhängt werden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, der Bundesnetzagentur Auskünfte zu erteilen. Falls dem auf Verlangen der Regulierungsbehörde nicht nachgekommen wird, kann eine Strafe von bis zu 100.000 Euro verhängt werden (§65 Abs. 2, §95 Abs. 1 Ziffer 3, §95 Abs. 2 EnWG). Als Folge vom geringeren Effizienzwert sinkt die Erlösobergrenze im Verlauf der Regulierungsperiode stärker ab als bei effizienten und kooperativen Netzbetreibern. Auch kann der Netzbetreiber keinen Effizienzbonus erhalten.

In Österreich ermittelt die E-Control die Kosten der Netzbetreiber und legt diese mittels Bescheid fest. Dazu haben die Netzbetreiber gegenüber der E-Control eine Auskunftspflicht. Dies umfasst auch die Datenübermittlung. Die E-Control kann dazu Bescheide erlassen und somit die Informationspflicht der Netzbetreiber einfordern. Falls ein Netzbetreiber dem Bescheid der E-Control nicht nachkommt, begeht dieser eine Verwaltungsübertretung, und es kann eine Strafe von bis zu 75.000 Euro verhängt werden (§24 Abs. 2, §34 E-ControlG; §48 Abs. 1, §99 Abs. 2 Ziffer 20 ElWOG).

Auch in der Schweiz gibt es eine Informations- und Mitwirkungspflicht der Netzbetreiber, diese müssen die erforderlichen Daten und Informationen der Regulierungsbehörde bereitstellen. Falls die Netzbetreiber dem nicht nachkommen, kann eine Strafe in Höhe von bis zu 100.000 Franken verhängt werden (Art. 25 Abs. 1, Art. 29 Abs. 1 Buchstabe f StromVG).

2.2.8 Zeit zum Abbauen von Ineffizienzen

In Deutschland müssen die festgestellten Ineffizienzen über die Dauer der Regulierungsperiode reduziert werden. Die Dauer beträgt daher fünf Jahre (Bundesnetzagentur, o.J.f).

In Österreich beträgt die Dauer zur Reduktion von Ineffizienzen eineinhalb Regulierungsperioden und damit 7,5 Jahre (E-Control, 2018a, S. 4).

In der Schweiz werden keine Ineffizienzen festgestellt, daher gibt es auch keine Zeitspanne zum Abbau von Ineffizienzen. Es werden lediglich Kosten nicht anerkannt, die nicht einem ökonomischen Netzbetrieb entsprechen. Dies erfolgt jedoch umgehend (ElCom, 2017, S. 5).

2.2.9 Ausnahmen von der Regulierung für kleinere Netzbetreiber

Falls Netzbetreiber in Deutschland nur eine geringe Anzahl von Netzkunden haben, können diese ein vereinfachtes Verfahren wählen. Das betrifft Netzbetreiber mit maximal 30.000 Netzkunden. Dabei wird auf einen direkten Effizienzvergleich verzichtet und es wird ein indirekter einheitlicher Effizienzwert für die Netzbetreiber angenommen. Der einheitliche Effizienzwert ist der gewichtete Durchschnitt von allen aus der letzten Regulierungsperiode ermittelten bereinigten Effizienzwerten (Bundesnetzagentur, 2017d). Die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten werden automatisch als 5 % der Gesamtkosten angenommen. Konzessionsabgaben werden dabei nicht beachtet. Es wird dennoch für die kleinen Netzbetreiber eine Erlösobergrenze festgelegt. Das Verfahren findet jedoch in vereinfachter Weise statt (§24 Abs. 2-3 ARegV).

In Österreich wird bei der Anreizregulierung zwischen Netzbetreibern mit einer größeren und einer geringeren Abgabemenge als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 unterschieden (E-Control, 2018a, S. 5). Jedoch sind die Unterschiede nur gering, und es kommt dieselbe Systematik für die Netzbetreiber mit weniger als 50 GWh zur Anwendung (E-Control, o.J.f; E-Control, 2018c).

In der Schweiz wird zwischen der Light-Version und der Voll-Version der Kostenrechnung unterschieden. Je nach Version unterscheiden sich die notwendigen Daten, die an die ElCom übermittelt werden müssen (ElCom, o.J.e, S. 15, 35).

2.2.10 Festlegung der Netzentgelte für Netzkunden

In Deutschland wird die konkrete Höhe des Netzentgeltes von dem jeweiligen Netzbetreiber selbst ermittelt. Als Basis dient dazu die Erlösobergrenze, welche von der Regulierungsbehörde vorgegeben wird. Die Netzentgelte müssen so gestaltet werden, dass die Gesamteinnahmen die Erlösobergrenze nicht überschreiten. Um die jeweiligen Netzentgelte festzulegen, werden die Kosten mittels Kostenträgerrechnung auf die jeweiligen Spannungsebenen aufgeteilt. Für jede Spannungsebene kann es ein unterschiedliches Netzentgelt geben (Bundesnetzagentur, o.J.c). Mittels Kostenwälzungsverfahren werden in jeder Spannungsebene die Kosten, die nicht direkt zu Netzkunden zuteilbar sind, auf die nachfolgenden Spannungsebenen aufgeteilt (§14 StromNEV).

In Österreich werden von der Regulierungsbehörde E-Control die Netzentgelte mittels Verordnung festgelegt (E-Control, o.J.c). Diese sind für die Netzbetreiber verbindlich einzuhalten. Die Netzbetreiber melden dazu der E-Control ihre Kosten. Die Regulierungsbehörde kontrolliert die Kosten auf Angemessenheit und bestimmt anschließend das Netzentgelt für jeden Netzbereich (E-Control, o.J.g). Ebenfalls kommt in Österreich das Kostenwälzungsverfahren zur Anwendung, mit diesem werden die Netzkosten berechnet. Auf Basis dessen wird dann anschließend das Netzentgelt bestimmt. Falls es mehrere Netzbetreiber in einem Netzbereich gibt, werden die Kosten und die Strommengen aufsummiert, und es wird für diesen Netzbereich ein einheitliches Netznutzungsentgelt bestimmt. Die Kosten von der übergeordneten Netzebene werden auf die untergeordnete Netzebene heruntergewälzt (§62 Abs. 1-4 ElWOG). Zudem kann es, falls es notwendig ist, zu Ausgleichszahlungen von Netzbetreiber zu Netzbetreiber in demselben Netzbereich kommen (§49 Abs. 2 ElWOG).

In der Schweiz wird die Höhe des Netznutzungsentgelts von den Netzbetreibern selbst bestimmt. Die ElCom kontrolliert allerdings die Netznutzungsentgelte sowie die Stromtarife der Netzbetreiber auf Korrektheit. Falls diese zu hoch sind und die Netzbetreiber dadurch überhöhte Gewinne erwirtschaften, kann die ElCom eine Reduzierung des Netznutzungsentgelts

und des Stromtarifes bewirken. Das Netzentgelt muss von den Netzbetreibern so kalkuliert und verrechnet werden, dass bei jeder Spannungsebene das Netzentgelt maximal den jeweiligen Kosten des Netzbetreibers zuzüglich der Kommunalabgaben entspricht (Art. 16 Abs. 2, Art. 18 Abs. 1, Art. 19 StromVV).

2.2.11 Behandlung von erneuerbarer Energie im System

In Deutschland gibt es grundsätzlich eine konkrete Verpflichtung, dass Netzbetreiber Erzeugungsanlagen für erneuerbaren Strom sofort an dem wirtschaftlich sinnvollsten Punkt an das Stromnetz anschließen müssen. Zudem sind die Netzbetreiber verpflichtet, den Strom von bestimmten erneuerbaren Energiequellen unter gewissen Bedingungen abzukufen und prioritär zu transportieren. Eine Reduzierung der Einspeiseleistung ist nur im Falle eines Netzengpasses zulässig. Weiters erhalten die Betreiber von erneuerbaren Stromquellen vom Netzbetreiber eine Entschädigung, wenn ihr Strom wegen eines Netzengpasses nicht abgenommen wurde. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den Produzenten von erneuerbarem Strom eine Marktprämie sowie die Einspeisevergütung für den abgenommenen Strom zu bezahlen. Die bezahlten Vergütungen werden an den Übertragungsnetzbetreiber weiterverrechnet. Die so erworbene Strommenge wird durch die Übertragungsnetzbetreiber weiterverkauft. Falls vermiedenes Netzentgelt vom Stromproduzenten genutzt wird, wird die vorherig genannte Vergütung des Stromes nicht zusätzlich gewährt. Zudem besteht für Netzbetreiber eine Schadenersatzpflicht gegenüber Stromerzeugern von Ökostrom, wenn der Netzbetreiber sein Stromnetz trotz wirtschaftlicher Zumutbarkeit nicht ausbaut. Die Kosten für den Netzanschluss trägt der Betreiber der Anlage (§8 Abs. 1, §11, §12, §13, §14 Abs. 1, §15 Abs. 1, §16, §19, §21, §57 Abs. 1, §59 EEG). Zudem gibt es aktuell noch die vermiedenen Netzentgelte, welche vom Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber von dezentralen Stromquellen ausgezahlt wird. Der Anlagenbetreiber der dezentralen Einspeiseanlage erhält dafür, dass er in der Regel das übergelagerte Netz nicht beansprucht, ein Entgelt. Die konkrete Höhe der vermiedenen Netzentgeltes bestimmt sich anhand eines Referenzpreisblattes (Bundesnetzagentur, o.J.g). Dabei handelt es sich um eine Regelung, welche demnächst ausläuft. Die vermiedenen Netzentgelte können nur für Altanlagen, welche vor dem 01.01.2023 ihre Inbetriebnahme haben, bei volatiler Stromerzeugung vor dem 01.01.2018, in Anspruch genommen werden. Falls eine Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird, kann nicht das vermiedene Netzentgelt eingefordert werden (§18 Abs. 1 StromNEV).

In Österreich gibt es ebenfalls eine Verpflichtung für Netzbetreiber, die Stromerzeugungsanlagen an das jeweilige Verteilnetz des Netzbetreibers anzuschließen. Die Kosten für den Netzanschluss müssen vom Anlagenbetreiber getragen werden, dabei wird für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen ein pauschalierter Betrag je nach Leistung verrechnet (§46, §54 Abs. 1-4 ElWOG). Es gibt für die Netzbetreiber keine Verpflichtung, den erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen anzukaufen. Dafür gibt es eine eigene Ökostromabwicklungsstelle, welche eine Kontrahierungspflicht mit bestimmten erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen hat. Die Energiemenge muss dann entweder zu einem geförderten Einspeisetarif oder zum Strommarktpreis abgenommen werden (§12 Abs. 1, §13 Abs. 1 ÖSG 2012). Zusätzlich gibt es eine Verpflichtung, Strom aus erneuerbaren Energiequellen bevorzugt zu transportieren und weiter zu verteilen (§23 Abs. 9 ElWOG).

In der Schweiz sind Netzbetreiber dazu verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energiequellen in der jeweiligen zuständigen Netzregion zu einem entsprechenden Preis abzukaufen. Diese Regelung gilt jedoch lediglich für kleinere Erzeugungsanlagen mit einer maximalen Leistung von 3 MW oder einer Jahresproduktion von maximal 5.000 MWh. Der Preis für Strom aus erneuerbaren Energiequellen muss zumindest den gesparten Kosten vom Netzbetreiber für den Zukauf von äquivalentem Strom entsprechen. Falls die erneuerbare Stromquelle bereits an einem geförderten Einspeisetarif partizipiert, gilt die Ankaufspflicht für den Netzbetreiber nicht (Art. 15 EnG). Zusätzlich gilt für Netzbetreiber bei der Energiebeschaffung und beim Netzausbau eine Priorisierung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Weiters müssen Netzbetreiber sämtlichen Interessenten den Netzanschluss ermöglichen, falls dies technisch realisierbar ist. Erneuerbare Energien sind dabei zu bevorzugen (Art. 9 Abs. 3 Art. 13 StromVG). Die Kosten für den Netzanschluss trägt der Anlagenbetreiber (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2019, S. 13-18).

2.2.12 Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems

Für den Bereich Ausgestaltung des Systems konnten aufgrund des obigen Kapitels folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede in der Regulierungssystematik ermittelt werden. Diese werden in den Punkten Kostenprüfung, Kostenkategorie, Effizienzvergleich, Erlösobergrenze/Betriebskostenobergrenze und Behandlung von erneuerbarer Energie im System näher betrachtet.

Tabelle 7: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Kostenprüfung)

Kriterium (Kostenprüfung)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Zeitpunkt der Kostenprüfung	Vor Regulierungsperiode	Vor Regulierungsperiode	Jährlich
Häufigkeit der Kostenprüfung	Alle 5 Jahre	Alle 5 Jahre	Jährlich
Außergewöhnliche Kosten im Basisjahr	Werden bereinigt	Werden bereinigt	Planwerte verwendet
Planwerte bei Kosten erlaubt	Nur bei Kapitalkosten	Nein	Ausnahmen vorhanden
Kontrolle der Kosten durch	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde	Regulierungsbehörde
Basis für die Kostenprüfung	Jahresabschluss	Jahresabschluss	Kostenrechnung

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Es zeigt sich, dass sich das deutsche und das österreichische System in dem Punkt Kostenprüfung stark ähneln, während große Unterschiede zum Schweizer System vorliegen. So erfolgen in Deutschland und Österreich nur vor dem Beginn einer Regulierungsperiode jeweils Kostenprüfungen und damit alle fünf Jahre, während in der Schweiz jährlich die Kosten geprüft werden. Bei allen drei Ländern werden außergewöhnliche Kosten bereinigt und gesondert berücksichtigt. Eine Besonderheit weist das österreichische System auf, hier werden grundsätzlich keine Planwerte bei Kosten zugelassen, während dies in Deutschland und der Schweiz möglich ist. In allen drei Ländern erfolgt die Prüfung der Kosten durch die Regulierungsbehörde. Die Kostenbasis ist in Deutschland und Österreich der Jahresabschluss, während in der Schweiz die konkrete Kostenrechnung jährlich bei der ElCom eingereicht werden muss.

Zeitverzug zwischen Kostenentstehung und Kostenanerkennung

Da eine Kostenprüfung nur vor einer Regulierungsperiode erfolgt, kann es zu einem Zeitverzug zwischen Kosten und deren Abbildung in der Erlösobergrenze kommen. Falls sich die Kosten des Netzbetreibers vor der neuen Regulierungsperiode und damit vor der Kostenprüfung ändern, werden diese erst im Zuge der neuen Regulierungsperiode abgegolten. Das bedingt bei einer Regulierungsperiodenlänge von fünf Jahren einen Zeitverzug von bis zu fünf Jahren. Im schlimmsten Fall kann der Zeitverzug auf sieben Jahre anwachsen, weil die Kostenprüfung bereits vor der Regulierungsperiode erfolgt und die Kostendaten vom vorherigen Geschäftsjahr als Basis genommen werden. Zudem besteht durch die nachträgliche-Kostenprüfung die Gefahr, dass die Investitionen nicht berücksichtigt werden, wenn diese als ineffizient angesehen werden. Falls jedoch mit häufigeren Kostenprüfungen versucht wird, die Zeitverzugsproblematik zu verbessern, steigen wiederum die Regulierungskosten an (Korte & Gawel, 2015, S. 128-133).

Die Zeitverzugsproblematik gilt insbesondere für Betriebskosten, die nicht im Anlagevermögen aktiviert werden können und somit nicht im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs berücksichtigt werden. Falls es zu größeren Änderungen in den Betriebskosten kommt, kann es sieben Jahre dauern, bis dies auch in der Erlösobergrenze abgebildet wird. Durch den Kapitalkostenabgleich (dieser findet in Österreich und Deutschland statt, siehe Kapitel 2.5.1 Kapitalkostenabgleich) werden dagegen die Kapitalkosten jährlich neu angepasst, und ein Zeitverzug für Kapitalkosten wird vermieden. Da dies bei Betriebskosten nicht geschieht, kann es bei Investitionen, bei denen Betriebskosten entstehen, zu Zeitverzugseffekten kommen (Ernst & Young, 2020, S. 19-20, 25-28, 68).

Dadurch liegt ein Trade-off zwischen einer jährlichen Kostenprüfung und einer Kostenprüfung mit längeren Zeiträumen zwischen den Prüfungen vor. Bei jährlichen Prüfungen werden Investitionen rasch anerkannt, dafür ist dies regulierungsintensiv. Bei längeren Intervallen werden dagegen die Investitionen spät anerkannt und gehemmt, dafür ist aber nur ein geringer Regulierungsaufwand notwendig. Daher werden die Länder in diesem Punkt mit Welle bewertet.

Planwerte

In Deutschland werden Planwerte zumindest bei Kapitalkosten anerkannt, dadurch lässt sich der Zeitverzug reduzieren (Romer, 2012, S. 72). In Österreich werden stattdessen für die Kapitalkosten die Werte vom letzten abgeschlossenen Jahresabschluss herangezogen, erst später erfolgt im Rahmen der Aufrollung (siehe Formel 8: Formel zur Berechnung der Aufrollung ab 2021 nach E-Control) der Abgleich zwischen dem historischen und dem faktischen Ist-Wert (E-Control, 2018a, S. 64).

Deshalb wird Deutschland in diesem Punkt mit einem Plus bewertet. In der Schweiz ist die Problematik der Anerkennung von Investitionen aufgrund der jährlichen Kostenprüfung weniger relevant, deshalb wird dieser Punkt auch mit einem Plus bewertet. Österreich erhält hier ein Minus, da grundsätzlich keine Planwerte erlaubt sind und dies den Zeitverzug verstärkt.

Außergewöhnliche Kosten

Da in allen drei Ländern außergewöhnliche Kosten gesondert berücksichtigt werden und dies stark schwankende Netzentgelte für Netzkunden verhindert, werden die Länder in diesem Punkt mit Plus bewertet.

Gesamtbewertung im Punkt Kostenprüfung

Insgesamt erhält Deutschland im Punkt Kostenprüfung ein Plus, die Schweiz ein Plus und Österreich eine Welle.

Tabelle 8: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Kostenkategorie)

Kriterium (Kostenkategorie)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Beeinflussbare Kosten	Ja	Ja	Nein
Nicht beeinflussbare Kosten	Ja	Ja	Nein
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	Ja	Nein	Nein
Vorübergehend nicht beeinflussbare Kosten	Ja	Nein	Nein
Volatile Kosten	Ja	Nein	Nein
Behandlung von Verlustenergie	Volatile Kosten – im Effizienzvergleich	Verlustmenge – im Effizienzvergleich	Werden als Betriebskosten gewertet
Behandlung von Kapitalkosten	Jedes Jahr neu festgelegt	Jedes Jahr neu festgelegt	Werden angerechnet und geprüft
Behandlung von Betriebskosten	Stehen als Budget jedes Jahr zur Verfügung	Stehen als Budget jedes Jahr zur Verfügung	Werden angerechnet und geprüft

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Auch im Punkt Kostenkategorie ähneln sich das deutsche und österreichische System etwas, es wird in beiden Ländern zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten unterschieden. Deutschland geht hier im Punkt Kostenkategorisierung noch einen Schritt weiter und spaltet die Kosten auch in vorübergehend und dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten sowie in volatile Kosten auf. In allen drei Ländern werden Kapitalkosten nicht als Budget zur Verfügung gestellt und direkt berücksichtigt. Die Betriebskosten stehen hingegen in Deutschland und Österreich als Budget zur Verfügung, in der Schweiz werden diese dagegen direkt weitergerechnet, wenn diese angemessen sind. Auch gibt es Unterschiede in der Behandlung von Netzverlusten.

Nicht beeinflussbare Kosten

In Deutschland sind deutlich mehr Kostenkomponenten in den nicht beeinflussbaren Kosten enthalten als in Österreich (E-Control, 2018a, S. 10; §11 Abs. 2 ARegV). Die nicht beeinflussbaren Kosten umfassen in Deutschland auch deutlich mehr Bereiche als in Österreich. Grundsätzlich sind davon die vorgelagerten Netzkosten, die vermiedenen Netzentgelte, die betrieblichen Personalvereinbarungen über Lohnzusatzleistungen vor dem 31.12.2016, die Fortbildung, die Auflösung von Baukostenzuschüssen und die Entschädigung von erneuerbaren Energieanlagen bei Einschränkung der Netzeinspeisung von größerer Bedeutung für Netzbetreiber. Die anderen Bestandteile (z.B. Kommunalabgaben) sind weniger bedeutend (Mahn, 2020, S. 32).

Im Vergleich dazu werden in Österreich ebenfalls die vorgelagerten Netzkosten, die Kommunalabgaben und die Beschaffung der Netzverluste (Preiskomponente) sowie die speziellen Personalkosten aufgrund der Liberalisierung als nicht beeinflussbar gesehen (E-Control, o.J.h, S. 2; E-Control, 2018a, S. 10). Aufgrund der österreichischen Systematik können Entschädigungen für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen und vermiedene Netzentgelte nicht vorkommen. Der Baukostenzuschuss wird in Deutschland als Bestandteil der nicht beeinflussbaren Kosten zur Erlösobergrenze hinzugefügt. In Österreich wird er dagegen unter Betrachtung der Formel 4 (im Kapitel 2.2.4 Unternehmensindividuelle Effizienzziele und Vorgaben) kostenmindernd abgezogen. Dadurch ergibt sich derselbe Effekt für den Netzbetreiber. Spezielle Personalkosten werden in beiden Ländern aus historischen Gründen gesondert betrachtet und im Vergleich nicht näher berücksichtigt. Der größte Unterschied liegt somit in der Behandlung von Weiterbildungskosten.

Dadurch, dass Weiterbildungskosten in Deutschland nicht dem Effizienzvergleich und den Effizienzvorgaben unterliegen, soll kein Spardruck auf die Weiterbildung gesetzt werden. Diese soll insofern gefördert werden (Trümner & Lerch, 2010, S. 26-27).

In der Schweiz wird die Unterscheidung in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten nicht durchgeführt, weil es keine Anreizregulierung gibt. Stattdessen wird gesetzlich und mit Branchenrichtlinien festgelegt, welche Kosten des Netzbetreibers anrechenbar sind.

Aufgrund der geringen Unterschiede zwischen Deutschland und Österreich wird auf eine Bewertung verzichtet.

Aufgliederung der Kosten

Deutschland gliedert die Kosten für die Anreizregulierung deutlich weiter auf als Österreich. So gibt es hier fünf unterschiedliche gesetzliche Kategorien, während es in Österreich lediglich zwei gibt.

Die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten Deutschlands entsprechen dem als effizient angesehenen Kostenanteil des Netzbetreibers (Wojciech, 2016). Trotz der weiteren Aufschlüsselung in Deutschland ähneln sich die Kostenkomponenten von Deutschland und Österreich. Unter Betrachtung der Formel 1, Formel 3, 4 sowie der Tabellen 3, 5 und 6 (im Kapitel 2.2.4 Unternehmensindividuelle Effizienzziele und Vorgaben) zeigt sich, dass die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten im deutschen System mit den österreichischen Gesamtbetriebskosten abzüglich der nicht beeinflussbaren Kosten mit anschließender Multiplikation mit dem Effizienzwert übereinstimmen würden. Die beeinflussbaren Kosten im deutschen System entsprechen im österreichischen System den Gesamtbetriebskosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der vorher erwähnten vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten. Der Effizienzwert wird in Deutschland explizit in Form von vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten und beeinflussbaren Kosten ausgedrückt. In Österreich wird der Effizienzwert dagegen automatisch bei der netzbetreiberindividuellen Zielvorgabe mitberücksichtigt. Die volatilen Kosten kommen beim österreichischen System nicht vor.

Da die Unterschiede sehr gering sind, werden sie im Rahmen der Bewertung nicht näher betrachtet.

Behandlung der Verlustenergie

Ein großer Unterschied zeigt sich bei der Behandlung der Verlustenergie, da nur in Deutschland und in Österreich ein Anreiz gesetzt wird, die Verlustkosten (Deutschland) bzw. die Verlustmenge (Österreich) zu reduzieren.

Daher werden diese beiden Länder mit Plus bewertet. In der Schweiz gibt es dazu keinen Anreiz, deshalb erfolgt hier eine Bewertung mit Minus.

Behandlung von Betriebskosten

Auch gibt es einen großen Unterschied bei der Behandlung von Betriebskosten. Da hier ein Anreiz für Kosteneffizienzsteigerungen gesetzt werden soll, wird dieser Punkt bei Deutschland und Österreich mit Plus bewertet.

In der Schweiz gibt es kaum einen Anreiz um die Kosten zu senken und die Effizienz zu steigern, deshalb wird die Schweiz in diesem Punkt mit Minus bewertet (Bundesamt für Energie, 2015, S. 43-48).

Behandlung von Kapitalkosten

Die Kapitalkosten werden ähnlich behandelt, diese stehen in allen drei Ländern entweder als Budget oder automatisch jedes Jahr zur Verfügung. Die Zeitverschiebungsproblematik wurde bereits oben behandelt und wird hier nicht näher betrachtet.

Gesamtbewertung im Punkt Kostenkategorie

Insgesamt ergibt sich für Deutschland und Österreich ein Plus, für die Schweiz ein Minus.

Tabelle 9: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Effizienzvergleich)

Kriterium (Effizienzvergleich)	Deutschland	Österreich	Schweiz
System der Regulierung	Anreizregulierung	Anreizregulierung	Kosten-Plus-Regulierung
Effizienzvergleich	Ja	Ja	Nicht direkt
Individueller Effizienzwert	Ja	Ja	Nicht direkt
Betriebskosten	Werden verglichen	Werden verglichen	Werden verglichen
Kapitalkosten	Werden verglichen	Werden verglichen	Werden verglichen
Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	Nicht verglichen	Werden als Input eingerechnet in Effizienzvergleich	Nicht vorhanden
Berücksichtigung der Versorgungsaufgabe/Struktur des Netzgebietes	Ja	Ja	Ja
Berücksichtigung der Altersstruktur	Ja	Ja	Nein
Mittels Annuitätenverfahren	Ja	Ja	Nein
Mindesteffizienzwert	Ja, 60 %	Ja, 80 %	Nein
Veröffentlichung der Effizienzwerte	Ja	Nein	Nein
Methode der Effizienzwertbestimmung	Best-of-Methode, Berechnung von vier Effizienzwerten, bester wird genommen	Best-of-Methode, Berechnung von zwei Effizienzwerten, bester wird genommen	Kategorisierung
DEA	Ja	Ja	Keine genaue Regelung
SFA	Ja	Nein	
MOLS	Nein	Ja	
Median und Mittelwerte	Nein	Nein	Ja
Maximaler Effizienzwert	100 %	100 %	Beste Kategorie
Bereinigung von Ausreißern bei Effizienzwert	Ja	Ja	Nein, nur bei Median
Berücksichtigung von besonderen Belastungen für Netzbetreiber	Ja	Ja	Nein
Kosteninputs	Differenz zwischen Gesamtkosten und dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten	Gesamtkosten für 3.-7. Netzebene	Gesamtkosten für 5.-7. Netzebene

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Im Punkt Effizienzvergleich gibt es einige Differenzen zwischen den betrachteten Ländern. So wird nur in Deutschland und Österreich ein echter Effizienzvergleich durchgeführt. Ein großer Unterschied besteht zum Schweizer Modell, wo zwar ebenfalls ein Effizienzvergleich stattfinden kann, dieser wird allerdings zur Prüfung der Angemessenheit der Kosten verwendet und dient nicht der Ermittlung eines spezifischen Effizienzwertes. Hier gibt es jedoch keine spezifischen gesetzlichen Regeln. Ein Vergleich von Netzbetreibern erfolgt im Rahmen der Sunshine-Regulierung, diese umfasst allerdings nur eine Betrachtung innerhalb von Siedlungs- und Energiedichtenkategorien und findet damit in einer deutlich kleineren und reduzierteren Form statt als in Deutschland und Österreich. Die Effizienzvergleiche unterscheiden sich zudem bei den verwendeten statistischen Methoden sowie bei den Kosteninputs.

Effizienzvergleich

In der Schweiz wird nur im Rahmen der Sunshine-Regulierung über die Kategorisierung der Netzbetreiber eine Effizienzklasse ausgegeben, während in Deutschland und Österreich ein konkreter Effizienzwert für jeden Netzbetreiber gebildet wird. Das deutsche und österreichische System ist hier sehr ähnlich, in beiden Regulierungssystemen werden den Netzbetreibern individuelle Ziele zugeteilt. In Deutschland erfolgt dies über die Reduktion der Erlösobergrenze des Netzbetreibers, in Österreich über die Reduktion des verfügbaren Kostenbudgets. In beiden Ländern ist die Zielvorgabe vom Effizienzwert des Unternehmens abhängig. Je höher die Effizienz des Unternehmens ist, desto niedriger ist auch die Zielvorgabe. Unternehmen mit einem geringeren Effizienzwert müssen ihre Kosteneffizienz stärker verbessern als solche, die einen höheren Effizienzwert erzielt haben. In der Schweiz wird diese Systematik nicht angewendet. Hier werden nur die Kosten auf Angemessenheit geprüft, eine Ermittlung eines Effizienzwertes – wie in Deutschland oder Österreich – erfolgt nur indirekt über die Sunshine-Regulierung durch eine Kategorisierung. Eine Effizienzvorgabe für die Netzbetreiber wird nicht getätigt. Es werden bei einer vertieften Kostenprüfung lediglich Kosten, die einem ökonomischen Netzbetrieb dienen, anerkannt.

Durch die kostenorientierte Regulierung ist kein Anreiz vorhanden, die Kosteneffizienz zu verbessern (Müller, Growitsch & Wissner, 2010, S. 10). Deshalb erfolgt die Bewertung für die Schweiz mit einem Minus, Deutschland und Österreich erhalten hier ein Plus.

Berücksichtigung von Betriebs- und Kapitalkosten im Vergleich

In allen drei Ländern werden sowohl Betriebs- als auch Kapitalkosten in den Effizienzvergleich bzw. in die Sunshine-Regulierung miteinbezogen.

Dadurch wird verhindert, dass durch die fehlende Berücksichtigung von Kapitalkosten der Kostendruck auch auf die Personalkosten gesetzt wird (Diekmann, Ziesing & Leprich, 2006, S. 85). Auch könnte die alleinige Betrachtung von Betriebskosten den Effizienzvergleich verfälschen und einen einseitigen Anreiz für kapitalintensive Investitionen setzen oder auch das Risiko erhöhen, dass Betriebskosten als Kapitalkosten getarnt werden (E-Control, 2018a, S. 27).

Deshalb erfolgt die Bewertung für alle drei Länder mit Plus.

Bereinigung der Altersstruktur beim Vergleich

Nur in Deutschland und in Österreich wird die Altersstruktur von Kapitalgütern mittels des Annuitätenverfahrens im Effizienzvergleich berücksichtigt.

Dennoch besteht die Gefahr, dass die Berücksichtigung von Altanlagen zu Verzerrungen im Effizienzvergleich führt. Da die Altanlagen im Effizienzvergleich miteingerechnet werden, kann es passieren, dass diese z.B. aufgrund von älterer Technologie als ineffizient bewertet werden. Jedoch haben spezielle Anlagen von Netzbetreibern oftmals Nutzungsdauern von bis zu 60 Jahren (Deutschland). Falls die Ineffizienz innerhalb von einer Regulierungsperiode behoben werden muss, kann es dazu führen, dass die Netzbetreiber Ineffizienzen abbauen müssen, obwohl das Ende der Nutzungsdauer von Altanlage noch nicht erreicht wurde. Zwar kann die Anlage neu bewertet werden und zu niedrigeren kalkulatorischen Abschreibungen führen, dies ist jedoch umstritten. Es sollte zumindest die Altersstruktur des Netzes im Effizienzvergleich abgebildet werden (Hardach, 2010, S. 229-233).

Deshalb werden Deutschland und Österreich in diesem Punkt mit einer Welle beurteilt. Die Schweiz erhält ein Minus, da bei der Sunshine-Regulierung keine Berücksichtigung der Altersstruktur erfolgt.

Mindesteffizienzwert

Für die Netzbetreiber gibt es im deutschen und österreichischen System jeweils einen Mindesteffizienzwert, dieser liegt in Deutschland bei 60 % und in Österreich deutlich höher bei 80 %.

Ein höherer Mindesteffizienzwert, den ein Netzbetreiber zugeschrieben bekommt, falls er im Effizienzvergleich schlecht abschneidet, unterstützt einerseits den Netzbetreiber (Herrmann, 2012, S. 293), reduziert aber andererseits die Zielvorgaben für diesen Netzbetreiber.

Deshalb wird Deutschland in diesem Bereich mit Plus bewertet, Österreich mit einer Welle und die Schweiz aufgrund von fehlenden Vorgaben mit einem Minus.

Veröffentlichung der Effizienzwerte

Deutschland ist das einzige der drei Länder, das die Veröffentlichung von Effizienzwerten vorsieht. Durch die Veröffentlichung der spezifischen Daten wird die Wettbewerbsfähigkeit nicht negativ beeinträchtigt (Van Rossum, 2018, S. 495-496).

Deshalb erfolgt hier die Bewertung mit Plus, die anderen beiden Länder erhalten dagegen ein Minus.

Statistische Methoden

Die statistischen Methoden unterscheiden sich deutlich. Zwar wird in Deutschland und in Österreich die Dateneinhüllungsanalyse verwendet, jedoch kommt im Gegensatz zu Österreich in Deutschland auch die stochastische Effizienzgrenzenanalyse zur Anwendung. In Österreich wird dagegen die MOLS verwendet. Die Schweiz nutzt demgegenüber im Rahmen der Sunshine-Regulierung einfachere Methoden, nämlich Median und Mittelwerte. Bezüglich anderer statistischer Verfahren für den Effizienzvergleich gibt es in der Schweiz keine genauen gesetzlichen Grundlagen.

Bei der Bestimmung des gültigen Effizienzwertes nimmt Deutschland den besten aus vier ermittelten Werten. In Österreich wird dieser nach einer bestimmten Gewichtung aus drei sta-

tistischen Verfahren bestimmt, und anschließend wird der bessere aus zwei Werten (Kostenbasis einmal standardisiert / einmal nicht standardisiert) verwendet. In der Schweiz erfolgt hingegen eine Kategorisierung. Der maximale Effizienzwert liegt in Deutschland und Österreich bei 100 %, während in der Schweiz die beste Kategorie angesetzt werden kann. In allen drei Ländern erfolgt eine Bereinigung von Ausreißern, wenn auch in der Schweiz nur durch die Verwendung des Medians.

Die verschiedenen statistischen Methoden haben verschiedene Vor- und Nachteile. Die DEA (nicht parametrische Methode) nützt die lineare Optimierung. Dabei wird das Verhältnis von Input zu Output betrachtet. Bei der parametrischen Methode SFA wird dagegen eine Produktionsfunktion gebildet. Ebenso wird davon ausgegangen, dass ein stochastischer Störungsterm vorhanden ist. Dadurch wird die SFA weniger von Datenfehlern beeinflusst. Allerdings müssen, im Gegensatz zur DEA, Parametrierungsannahmen gesetzt werden, wodurch Parametrierungsfehler auftreten können. Durch die Anwendung von beiden Verfahren können die Vorteile beider Methoden genutzt werden (Trinkner et al., 2019, S. 22-25). Bei der DEA entfallen die Bestimmung einer Produktionsfunktion sowie deren Parametrierung. Es müssen keine Annahmen wie bei den parametrischen Methoden getroffen werden. Ein Nachteil liegt jedoch darin, dass die DEA sehr empfindlich für Datenfehler ist und sich dadurch das Ergebnis leicht verfälschen lässt (Köhne, Matz, 2010, S. 289-290). Die SFA benötigt weiters einen größeren Datensatz, was z.B. in Österreich aufgrund der geringeren Anzahl an Netzbetreibern problematisch ist. Die DEA kann zwar gut die Unterschiede der Netzbetreiber erfassen, jedoch bleibt die hohe Anfälligkeit für Datenfehler bestehen. Die MOLS als parametrische Methode bildet eine Input-Output-Funktion und benötigt eine geringere Anzahl an Datensätzen wie die SFA, ist aber wie die SFA auch empfindlich für Datenfehler. Zudem besteht auch hier das Risiko von Annahmefehlern. (E-Control, 2018a, S. 24-26). Die deskriptive Statistik (Mittelwert oder Median) hat den Vorteil, dass sie einfach zu Berechnen und zu interpretieren ist. Sie basiert allerdings auf der Annahme, dass, z.B. wie in der Schweiz angewendet, die Netzkosten nur von der Leitungslänge oder der installierten Transformatorenleistung abhängig sind. Weitere detailliertere Daten oder Zusammenhänge werden nicht genutzt. (ElCom, 2017, S. 11-13).

Aufgrund der jeweiligen Vor- und Nachteile der statistischen Methoden wird auf eine Bewertung verzichtet.

Berücksichtigung von außergewöhnlichen Belastungen von Netzbetreibern

Nur in Österreich und Deutschland werden außergewöhnliche Belastungen für den Netzbetreiber berücksichtigt. Dies verbessert die Vergleichbarkeit der Netzbetreiber (E-Control, 2018a, S. 31).

Da die besonderen Belastungen eines Netzbetreibers im Rahmen der Schweizer Sunshine-Regulierung keine Beachtung finden, wird hier mit einem Minus gewertet, Deutschland und Österreich erhalten ein Plus.

Kosteninputs für den Vergleich

Die Kosteninputs für den Effizienzvergleich unterscheiden sich ebenfalls, hier werden in Deutschland die Gesamtkosten abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten verwendet, Österreich verwendet hier hingegen nur die Gesamtkosten für die Netzebenen 3-7. In der Schweiz werden dagegen im Rahmen der Sunshine-Regulierung die Gesamtkosten der Netzebene 5-7 herangezogen.

In Österreich werden beim Effizienzvergleich auch die nicht beeinflussbaren Kosten miteingerechnet, in Deutschland werden diese hingegen schon vorab herausgerechnet. In der Schweiz erfolgt diese Unterscheidung nicht. In den drei Ländern wird zudem die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers beim Effizienzvergleich berücksichtigt.

Auch zeigt sich, dass beim deutschen Regulierungsmodell für den Effizienzvergleich deutlich mehr Variablen verwendet werden als in Österreich. Die Parameter der Vergleichsmodelle ähneln sich, in allen drei Ländern wird die Netzhöchstlast (Österreich fünfthöchster Jahreswert) verwendet. In Österreich wird die Modellnetzlänge (Netzlänge in Abhängigkeit von Netzanschlüssen und Regionsgröße) in den Effizienzvergleich einbezogen. In Deutschland wird die reale Netzlänge mit einbezogen. Weiters wird die Anzahl der Zählpunkte in einem Versorgungsgebiet des Netzbetreibers in Deutschland auch aufgeschlüsselt nach allen Netzebenen, in Österreich nur in der 6. und 7. Netzebene.

Die jeweiligen Vergleichsparameter der Länder werden nicht miteinander verglichen, da diese zum Teil auch aufgrund von individuellen Gutachten ausgewählt werden.

Gesamtbewertung im Punkt Effizienzvergleich

Insgesamt erhält Deutschland ein Plus, Österreich eine Welle und die Schweiz ein Minus in diesem Bereich.

Tabelle 10: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (Erlösobergrenze/Betriebskostenobergrenze)

Kriterium (Erlös-/Betriebskostenobergrenze)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Anpassung der Obergrenze über Regulierungsperiode	Ja	Ja	Nein, nicht notwendig
Obergrenze als Budget	Ja	Ja	Nein
Zeit zum Abbau der Ineffizienz	Eine Regulierungsperiode (5 Jahre)	Eineinhalb Regulierungsperioden (7,5 Jahre)	Streichung von nicht betriebsnotwendigen Kosten
Verteilung des Ineffizienzabbaus	Geldbetrag gleichmäßig	Prozentuell gleichmäßig	Kosten werden nicht anerkannt
Bonus für höhere Effizienz	Ja, Supereffizienzbonus	Ja, höherer WACC	Nein
Begrenzung des Bonus	Maximal 5 % der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten	Bonus und Malus, Anwendung auf regulatorischen Anlagenbestand bis 2016	Nein
Konstanter Bonus	Ja, über Regulierungsperiode	Nein, da höherer WACC	Nein
Bonus beeinflusst den WACC	Nein	Ja	Nein
Malus bei Ineffizienz	Nein	Ja, durch geringeren WACC	Ja, Kosten nicht anerkannt
Zeitverzug Bereinigung	Kapitalkostenabgleich + Planwerte bei Kapitalkosten	Kapitalkostenabgleich + Betriebskostenfaktor + Aufrollung	Nicht vorhanden
Sanktionen	Ja	Ja	Ja
Geldstrafe	100.000 Euro	75.000 Euro	100.000 Franken
Informationspflicht	Ja	Ja	Ja
Vereinfachte Verfahren für kleinere Netzbetreiber	Ja, für Netzbetreiber mit maximal 30.000 Netzkunden	Ja, Netzbetreiber mit bis zu 50 GWh Abgabemenge im Jahr 2008	Ja, Light-Version
Kostenwälzung	Ja	Ja	Ja
Festlegung der Netzentgelte	Netzbetreiber	Regulierungsbehörde	Netzbetreiber

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

In Bezug auf die Erlös- bzw. Kostenobergrenze gibt es einige Unterschiede zwischen den Ländern. So besteht in Deutschland und Österreich die Möglichkeit, dass die Obergrenze im Verlauf der Regulierungsperiode angepasst wird. Im Schweizer System ist dies hingegen nicht notwendig, da jedes Jahr die Kosten geprüft und bei Betriebsnotwendigkeit auch umgehend anerkannt werden. Die Obergrenze steht Deutschland und Österreich als jährliches Budget zur Verfügung. Weiters unterscheiden sich die Methodik zum Abbau der Ineffizienzen und der Bonus für überdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber. Große Ähnlichkeiten gibt es im Punkt Sanktionen und Auskunfts- und Informationspflicht für Netzbetreiber. Auch gibt es in allen drei Ländern vereinfachte Verfahren für kleinere Netzbetreiber.

Zeit für den Ineffizienzabbau

Falls beim Effizienzvergleich Ineffizienzen auftreten, müssen diese in Deutschland innerhalb der Regulierungsperiode gleichmäßig abgebaut werden. In Österreich wird dagegen eine Zeitperiode von 1,5 Regulierungsperioden (7,5 Jahren) gewährt, der Abbau erfolgt auch gleichmäßig, allerdings nicht auf den Geldbetrag bezogen, sondern auf den Prozentwert. In der Schweiz werden nicht betriebsnotwendige Kosten bei der Kostenprüfung jährlich gekürzt.

Europaweit ist der Abbau von Ineffizienzen über die Dauer einer Regulierungsperiode vorgesehen. Dies erhöht den Effizienzanreiz (E-Control, 2018a, S. 45-46). Eine zu kurze Abbaudauer kann hingegen den Regulierungsaufwand erhöhen und den Kostendruck verstärken (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016a, S. 10-11).

Deutschland erhält, da die Zeit für den Ineffizienzabbau im europäischen Standard der Länge von einer Regulierungsperiode entspricht, in diesem Punkt ein Plus, Österreich eine Welle und die Schweiz ein Minus, weil Ineffizienzen nicht ermittelt werden.

Bonus für Netzbetreiber

Falls beim Effizienzvergleich ein Netzbetreiber besser abschneidet als die anderen, wird diesem in Deutschland und Österreich ein Bonus gewährt. Der deutsche Bonus ist auf 5 % der vorübergehend nicht beeinflussbaren Kosten limitiert und wird gleichmäßig auf die Regulierungsperiode aufgeteilt. Dieser wird nur Unternehmen gewährt, die im Effizienzvergleich eine

Effizienz von 100 % erreichen und bei der anschließenden Supereffizienzprüfung eine Effizienz von 100-105 % erreichen. In Österreich wird bereits überdurchschnittlich effizienten Netzbetreibern ein Bonus auf die Verzinsung des Restbuchwertvermögens gewährt, welches vor dem Jahr der Kostenprüfung bereits bestand. Dabei wird der Bonus limitiert, indem dieser im Mittel aufkommensneutral sein muss. Daher muss die Summe aus Bonus und Malus für die Netzbetreiber insgesamt null ergeben. Dabei wird der Verzinsungssatz auf der Bonusseite entsprechend adjustiert. Beim Schweizer System gibt es keinen Bonus, ein Malus existiert nur insofern, als nicht betriebsnotwendige Kosten nicht anerkannt werden.

Kritisiert wird am deutschen Effizienzbonus, dass dieser sich ausschließlich auf Netzbetreiber fokussiert, die in der DEA 100 % Effizienz erreicht haben. Netzbetreiber, die 100 % in der SFA erreichten, werden nicht berücksichtigt. Dadurch erscheint dieser Effizienzbonus als nicht ausgereift. Zudem werden Investitionen, die betriebskostenintensiver sind, nicht berücksichtigt. Eine Alternative dazu wäre, dass allen Netzbetreibern, die überdurchschnittlich effizient sind, ein Bonus genehmigt wird (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016a, S. 14; Elsenbast, Perner & Rodgarkia-Dara, 2017, S. 69-70).

Da der österreichische Bonus den Gesamteffizienzwert heranzieht und allen überdurchschnittlich effizienten Netzbetreiber einen Bonus gewährt, ist dieser ausgeglichener als der deutsche Bonus. Aufgrund dessen erhält Deutschland eine Welle, Österreich ein Plus und die Schweiz ein Minus, weil hier kein Anreiz für Kosteneffizienz gesetzt wird.

Zeitverzug Betriebskosten

Der Zeitverzug, bis Investitionen, die ein Netzbetreiber tätigt, auch abgegolten werden, wird in Deutschland mittels des Kapitalkostenabgleichs und in Österreich mit Hilfe der Aufrollung und des Kapitalkostenabgleichs sowie des Betriebskostenfaktors (siehe Formel 7: Formel zur Berechnung des Betriebskostenfaktors für das Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 62)) im Kapitel 2.4.3 Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode) bereinigt. Durch den Betriebskostenfaktor wird dem Zeitverzug zwischen der Entstehung und der Anerkennung von Betriebskosten entgegengewirkt, dieser wird in Österreich zumindest bei Erweiterungen der Netzinfrastruktur mittels pauschaler Werte angewendet. Umgekehrt wird dies

auch bei Verkleinerungen des Netzes automatisch in der Kostenobergrenze berücksichtigt. In der Schweiz ist das nicht notwendig, da die Kosten jährlich anerkannt werden.

Zusätzlich verbessert der Betriebskostenfaktor die Investitionsfreundlichkeit des Regulierungssystems. Der Faktor kann leicht eingeführt werden, ein Nachteil liegt jedoch in der Unschärfe des Faktor bedingt durch die Vereinheitlichung der Kosten (Elsenbast & Boche, 2013, S. 317-320).

Somit erhält Deutschland ein Minus, da der Zeitverzug nur bei Kapitalkosten bereinigt wird, Österreich eine Welle und die Schweiz ein Plus.

Informations- und Mitwirkungspflicht

In allen drei Ländern gibt es eine Informationspflicht, Sanktionen sowie Geldstrafen bei mangelnder Kooperation der Netzbetreiber. In diesem Punkt erhalten die Länder daher ein Plus.

Vereinfachte Verfahren für kleinere Netzbetreiber

Für kleinere Netzbetreiber gibt es Systemvereinfachungen. So gibt es in Deutschland und Österreich vereinfachte Verfahren für kleinere Netzbetreiber. In der Schweiz muss dagegen eine Light-Version der Kostenrechnung bei der ElCom eingereicht werden statt der Voll-Version. Da diese Vorgehensweise den Aufwand für die Regulierungsbehörde und kleine Netzbetreiber reduziert erfolgt, die Bewertung für alle drei Länder mit Plus.

Kostenwälzung und Netzentgelte

Die Kostenwälzung findet bei allen drei Ländern Anwendung. Österreich ist das einzige der drei Länder, wo die Regulierungsbehörde selbst die Netzentgelte per Verordnung festlegt, in den anderen beiden Ländern machen dies die Netzbetreiber nach gesetzlichen Regelungen selbst. Dieser Punkt wurde bereits im Rahmen der Bewertung der Netzkosten berücksichtigt.

Gesamtbewertung im Punkt Erlösobergrenze/Betriebskostenobergrenze

Insgesamt erhält Deutschland ein Plus, Österreich ebenfalls ein Plus, die Schweiz eine Welle.

Tabelle 11: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems (erneuerbare Energie im System)

Kriterium (erneuerbare Energie im System)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Anschlusspflicht für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen	Ja	Ja	Ja
Kosten für Anlagennetzanschluss	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber
Priorisierungspflicht von Ökostrom beim Transport	Ja	Ja	Ja
Pflicht Ökostrom abzukaufen	Ja, Weiterverkauf an Übertragungsnetzbetreiber	Nein, Ökostromabwicklungsstelle	Ja
Schadenersatzrecht bei nicht erfolgten Stromnetzausbau	Ja	Nein	Nein

In sämtlichen Ländern gibt es eine spezielle Anschlusspflicht für erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, die Kosten für den Anschluss trägt jeweils der Anlagenbetreiber. Auch gibt es eine Priorisierungspflicht für den Transport von Ökostrom. Die Pflicht den Ökostrom abzukaufen trifft nur die Netzbetreiber in Deutschland und der Schweiz, in Österreich gibt es dazu eine eigene Ökostromabwicklungsstelle. Schadenersatz für den fehlenden Stromnetzausbau gibt es hingegen nur in Deutschland.

Da in allen drei Ländern besondere Rücksicht auf erneuerbare Energieerzeugung genommen wird und es kaum Unterschiede gibt, werden alle drei Länder mit Plus bewertet.

Gesamtübersicht über die Bewertung im Bereich Ausgestaltung des Systems

Tabelle 12: Bewertung der Regulierungsmodelle anhand der Ausgestaltung des Systems

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Kostenprüfung	+	~	+
Kostenkategorien	+	+	-
Effizienzvergleich	+	~	-
Erlös-/Betriebskostenobergrenze	+	+	~
Erneuerbare Energie im System	+	+	+

2.3 Netzqualität

Im folgenden Kapitel werden in den untersuchten Ländern die Netzqualität der Stromnetze und die entsprechenden Regulierungssysteme betrachtet. Zuerst wird allgemein auf die Problematik der Qualitätsregulierung eingegangen und anschließend werden Lösungsansätze vorgestellt. Abschließend erfolgt ein Vergleich der einzelnen Regulierungselemente in diesem Bereich.

2.3.1 Problematik des Qualitätsaspektes bei der Regulierung

Im Bereich der Stromnetze liegt ein natürliches Monopol vor. Stromnetzmonopolisten haben zwar einen Anreiz, die notwendige Qualität des Stromnetzes zur Verfügung zu stellen, da sonst z.B. Netzgroßkunden nach Alternativmöglichkeiten suchen würden. Allerdings würde der Monopolist nicht zwingend das wohlfahrtsoptimale Qualitätsniveau anbieten, welches dort liegt, wo die Grenzkosten von einer höheren Qualität dem Grenznutzen entsprechen (Burger, 2008, S. 110-111). Insbesondere, weil die Stromnetzbetreiber auf keinem Markt mit Wettbewerbern konkurrieren, kann nicht über den Markt selbst das optimale Qualitätsniveau erreicht werden. Deshalb ist eine Regulierung notwendig, um sowohl Preis als auch Qualität optimal festzulegen. Eine Kosten-Plus-Regulierung, bei der die Entgelte so festgelegt werden, dass neben der Kostendeckung auch ein Gewinn erzielt wird, hat den Nachteil, dass kein Anreiz gesetzt wird, kosteneffizient zu wirtschaften. Wenn die erlaubte Rendite größer ist als die Kapitalkosten des Netzbetreibers, kann sich ergeben, dass die Qualität zu hoch und damit nicht wohlfahrtsoptimal angesetzt wird. Um den positiven Unterschied zwischen Kapitalkosten und Rendite auszunützen, wird durch den Netzbetreiber möglichst viel Kapital eingesetzt. Dadurch bezahlen Netzkunden einen überhöhten Preis für eine nicht notwendige Qualität (Ajodhia & Hakvoort, 2005, S. 211-212). Weiters wird Stromnetzbetreibern, die einem Kosten-Plus-Regulierungssystem unterliegen, kein Anreiz gesetzt, die Betriebskosten, z.B. durch Qualitätsreduktionen, zu senken (Sappington, 2005, S. 147).

Dagegen haben Anreizsysteme mit Erlösobergrenzen oder Preisobergrenzen den Vorteil, dass die Netzbetreiber motiviert werden, ihre Kosteneffizienz zu erhöhen. Allerdings besteht hier der Nachteil, dass Netzbetreiber ihre Kosten zu Lasten der Qualität senken können und die Qualität zu gering ist (Ajodhia & Hakvoort, 2005, S. 211-212). Auch Elsenbast (2006, S. 138) weist auf diesen Umstand hin, dass bei der Anreizregulierung die Qualität zu stark reduziert

werden könnte, um Kosten zu senken. Ein weiteres Problem liegt darin, dass die Investitionen langfristig orientiert sind. Falls Einsparungen in der Netzinfrastruktur getroffen werden, verhilft dies dem Unternehmen in der aktuellen Situation zu einem höheren Gewinn, die Probleme treten erst in einigen Jahren auf (Ajodhia & Hakvoort, 2005, S. 218).

Deshalb sollen im Rahmen dieser Arbeit auch die Qualität der Stromnetze und die Regulierungsmöglichkeiten behandelt werden.

Eine weitere Schwierigkeit besteht darin, dass die direkten Auswirkungen von höheren bzw. geringeren Kosten auf die Netzqualität kaum bestimmbar sind. Um dieser Herausforderung zu begegnen und eine Reduktion der Netzqualität zu verhindern, können unter anderem Mindeststandards oder Anreize für mehr Qualität gesetzt werden (Rötzel, 2008, S. 57-61). Es gibt weitere Optionen, um die Netzqualität zu regulieren. Neben Mindeststandards und Anreizsystemen besteht auch eine Chance, durch das Veröffentlichen von Netzkennzahlen die Netzqualität zu erhöhen. Dadurch kann öffentlicher Druck auf die Stromnetzbetreiber entstehen. Die Netzqualität lässt sich mit verschiedenen Kennzahlen messen. Unter anderem kann dazu die Kennzahl SAIFI (System Average Interruption Frequency) verwendet werden, welche die durchschnittliche Anzahl an Stromausfällen pro Netzkunde und Jahr angibt. Neben der Anzahl der Unterbrechungen kann auch die durchschnittliche Dauer der Ausfälle pro Netzkunde pro Jahr verwendet werden, dies entspricht dem SAIDI (System Average Interruption Duration Index). Zudem kann auch die Bedeutung der Ausfälle berücksichtigt werden, indem die während des Ausfalls durchschnittlich benötigte elektrische Energie berechnet und aufsummiert wird. Diese Kennzahl wird ENS (Energy not Supplied) genannt. In Europa ist das Festlegen von Mindeststandards für Netzbetreiber weit verbreitet, ebenso kommen Anreizsysteme häufig zur Anwendung. Dabei werden oftmals die Kennzahlen SAIFI, SAIDI und ENS verwendet (Burger, 2008, S. 111-117). Weiters kann auch der ASIDI (Average System Interruption Duration Index) verwendet werden, dieser gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung bezogen auf die von der Versorgungsunterbrechung betroffene Leistung an (Grión, Rodríguez, Giménez de Urtasum & Borroy, 2018, S. 121). Ebenfalls besteht die Möglichkeit, durch eine Haftung der Netzbetreiber für Schäden oder Verluste die Qualität zu optimieren. Auch wenn die Netzbetreiber in öffentlicher Hand sind, kann dies für ein hohes Qualitätsniveau sorgen (Ajodhia & Hakvoort, 2005, S. 214).

Neben der Versorgungssicherheit können auch andere Indikatoren als Stromnetzqualität verstanden werden. So fallen nicht nur die Qualität der Stromspannung oder die Servicequalität darunter, auch der Umweltschutz und der Schutz des Ortsbildes können als Bestandteile der Qualität gesehen werden (Spitzl, 2004, S. 386-387). Im Rahmen dieser Arbeit soll die Versorgungssicherheit näher betrachtet werden, die genannten anderen Qualitätskriterien werden nicht näher untersucht.

2.3.2 Anreizsysteme

Lediglich in Deutschland wird ein Anreizsystem für die Bereitstellung der notwendigen Qualität verwendet. Um die Qualität der Stromversorgung optimal festzulegen, wird in Deutschland im Anreizsystem die Qualität als Zu- oder Abschlag in der Berechnung der Erlösobergrenze des Netzbetreibers berücksichtigt. Netzbetreiber, die eine höhere Qualität haben als der Referenzwert, werden mit einem Zuschlag belohnt. Die Netzbetreiber, die schlechter waren, werden entsprechend mit einem Abschlag bestraft. Dadurch soll den Netzbetreibern ein Anreiz gegeben werden, Investitionen in die Netzinfrastruktur durchzuführen und so die Qualität zu steigern. Weiters soll verhindert werden, dass notwendige Kostensenkungen zu Lasten von Investitionen oder der Netzqualität getätigt werden (Bundesnetzagentur, 2017c). Dazu wird ein eigener SAIDI für die Anreizregulierung berechnet. Dieser besteht neben den ungeplanten Unterbrechungen aufgrund von Wettereinflüssen, Einflüssen von Fremden und Verursachungen vom Netzbetreiber selbst auch aus den geplanten Unterbrechungen, welche aufgrund von sonstigen Gründen geschehen sind. Die geplanten Unterbrechungen werden dabei halbiert. Die anderen geplanten Unterbrechungen (z.B. Austausch von Messeinrichtungen) oder die ungeplante Unterbrechung aufgrund von Störungen aus dem übergeordneten Netz werden nicht beachtet. Es werden nur Unterbrechungen gezählt, die länger als drei Minuten dauern (Bundesnetzagentur, 2020a). Um die Qualität zu erhöhen, wird seit dem Jahr 2012 die Qualität in der Erlösobergrenze mitberücksichtigt. Diese Bestimmungen werden in einem Rhythmus von zwei bis drei Jahren erneuert. Das betrifft alle Netzbetreiber, die keinem vereinfachten Verfahren unterliegen (Bundesnetzagentur, 2020b). Für die Jahre 2019 und 2020 gibt es eigene Referenzwerte zur Bestimmung der Qualitätsvorgaben eines Netzbetreibers. So liegt die SAIDI-Vorgabe bei der Niederspannungsebene bei 4,10 Minuten/Jahr. Für die Mittelspannungsebene ergibt sich für jeden Netzbetreiber ein eigener Referenzwert in Abhängigkeit von

der Mittelspannungslastdichte. Damit werden topologische Unterschiede in der Qualitätsbewertung des Netzbetreibers abgebildet. Die Lastdichte wird durch Division der Jahreshöchstlast in kW durch deren räumliche Größe in km² berechnet (Bundesnetzagentur, 2018b, S. 6, 49).

Formel 5: Berechnung des Referenzwerts für die Qualitätsvorgabe Mittelspannung nach Bundesnetzagentur (2018b, S. 49)

$$Y_{ind}^{(Ref)} = 5,80 + \frac{1.316,63}{x^{1,18}}$$

Tabelle 13: Variablen zur Bestimmung des Referenzwerts für die Qualitätsvorgabe Mittelspannung nach Bundesnetzagentur (2018b, S. 49)

Variable	Beschreibung der Variable
$Y_{ind}^{(Ref)}$	Referenzwert des Netzbetreibers in Minuten/Jahr
x	Mittelspannungslastdichte

Um den Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze zu berechnen, wird jedes Jahr jeweils für die Mittelspannung der ASIDI und für die Niederspannung der SAIDI errechnet. Anschließend wird mit den berechneten ASIDI und SAIDI jeweils das arithmetische Mittel aus den Werten der letzten drei Jahre berechnet und vom jeweiligen Referenzwert der netzbetreiberindividuell erreichte Wert abgezogen. Danach wird dieser mit der durchschnittlich-angeschlossenen Netzkundenanzahl aus den vergangenen drei Jahren multipliziert und abschließend wird das Produkt aus dem Mittel- und Niederspannungswert mit dem Monetisierungsfaktor gebildet und aufsummiert (Bundesnetzagentur, 2020c, S. 3-5). Der Monetarisierungsfaktor beträgt 0,22 Euro/Minute/Endverbraucher/Jahr und wurde durch die Bundesnetzagentur aufgrund der Datenbasis von 2015 bis 2017 kalkuliert und gilt für 2019 und 2020 (Bundesnetzagentur, 2019b, S. 2-4).

Formel 6: Formel zur Berechnung des Zu-/Abschlages auf die Erlösobergrenze nach Bundesnetzagentur (2020c, S. 4)

$$Zu - / Abschlag_{Netzbetreiber} = [(Y_{ind}^{(Ref)} - ASIDI_{ind}) * LV_{ind}^{(MS+NS)} + (Y^{(Ref)} - SAIDI_{ind}) * LV_{ind}^{(NS)}] * m$$

Tabelle 14: Formel 6: Parameter zur Berechnung des Zu-/Abschlages auf die Erlösobergrenze nach Bundesnetzagentur (2020c, S. 4)

Variable	Beschreibung der Variable
$Zu - / Abschlag_{Netzbetreiber}$	Zu- oder Abschlag auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers
$Y_{ind}^{(Ref)}$	Individueller Referenzwert für die Mittelspannung
$ASIDI_{ind}$	Kennzahl des Netzbetreibers ASIDI Mittelspannung
$LV_{ind}^{(MS+NS)}$	Durchschnittliche Anzahl an Netzkunden im Mittel- und Niederspannungsnetz des Netzbetreibers der letzten drei Jahre
$Y^{(Ref)}$	Genereller Referenzwert für die Niederspannung
$SAIDI_{ind}$	Kennzahl des Netzbetreibers SAIDI Niederspannung
$LV_{ind}^{(NS)}$	Durchschnittliche Anzahl an Netzkunden im Niederspannungsnetz des Netzbetreibers der letzten drei Jahre
m	Monetarisierungsfaktor

Die Höhe des Zu- oder Abschlages auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers wird auf 2-4 % der Erlösobergrenze des vorherigen Jahres ohne Mitberücksichtigung der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie der Kosten für Höchst- und Hochspannung und deren Umspannungsebenen beschränkt. Der Zu- oder Abschlag wird jährlich neu berechnet und jährlich in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Bei den Beschränkungen wird durch die Bundesnetzagentur darauf geachtet, dass die Summe der Zu- und Abschläge aller Netzbetreiber insgesamt nahe Null ist (Bundesnetzagentur, 2020c, S. 5-7). Durch diese Regelung soll ein wohlfahrtsoptimales Maß an Qualität im Stromnetz erreicht werden. Diese Vorgehensweise fußt unter anderem auf der Annahme, dass die Unternehmen selbständig beurteilen können, ob sich eine Investition in Qualität rechnet oder nicht sowie auf der Annahme, dass der Monetarisierungsfaktor richtig gesetzt wurde. Es soll erreicht werden, dass die Grenzkosten für zusätzliche

Netzqualität gleich dem Grenznutzen der höheren Netzqualität sind. Um das zu erreichen, orientiert sich der Monetarisierungsfaktor an den Kosten des Stromausfalls für die Gesellschaft (Gewerbe, Industrie, Wert der Freizeit der Privathaushalte). Auf die Berücksichtigung von Unterbrechungen im Hoch- und Höchstspannungsnetz wurde verzichtet, da hier Unterbrechungen in Deutschland sehr selten auftreten (Bundesnetzagentur, 2020c, S. 15, 20).

In Österreich und in der Schweiz kommt ein Anreizsystem zur Regulierung der Qualität bzw. der Versorgungssicherheit nicht zur Anwendung.

2.3.3 Mindeststandards für Qualität

In Deutschland gibt es keine expliziten Mindeststandards für Qualität, diese wurden in einem Gutachten für die Bundesnetzagentur als nicht sinnvoll erachtet und nicht umgesetzt. Deshalb wird die Qualität nur im Anreizsystem berücksichtigt (E-Bridge Consulting GmbH, 2020, S. 9). In Österreich und in der Schweiz gibt es dagegen Mindeststandards, die von den Netzbetreibern erreicht werden müssen.

In Österreich werden den Netzbetreibern von der E-Control Mindeststandards bezüglich der Qualität vorgeschrieben. Diese umfassen nicht nur Vorgaben für den Kontakt mit Netzkunden, sondern auch für die Anzahl und Dauer von Unterbrechungen der Stromversorgung und für die Spannungsqualität (§19 Abs. 1 und 2 ElWOG). Der Mindeststandard für Netzbetreiber bezüglich der Versorgungsunterbrechungen orientiert sich an dem SAIDI und dem ASIDI. Dabei darf der SAIDI im gleitenden Dreijahres-Durchschnitt 170 Minuten und der ASIDI 150 Minuten nicht überschreiten. Es werden nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen, die nicht durch außergewöhnliche Umstände verursacht wurden, zur Ermittlung der Kennzahl für diesen Standard gezählt. Die anderen Standards betreffend Netzkundenkontakt sind dann eingehalten, wenn diese zu 95 % dem jeweiligen Standard entspricht (§2 Abs. 1 Ziffer 7, §7 Abs. 4-5, §13, §14 NetzdienstleistungsVO Strom). Diese Standards für SAIDI und ASIDI entsprechen auch den Vorstellungen der österreichischen Regulierungsinstanz, welche Versorgungsunterbrechungen für ein gutes Netz tolerierbar sind (E-Control, 2020b, S. 5). Falls sich ein Netzbetreiber nicht an die Standards hält oder nicht die erforderlichen Daten der E-Control übermittelt, kann eine Strafe in Höhe von bis zu 75.000 Euro verhängt werden (§99 Abs. 2 Ziffer 5-

6 ElWOG). Zudem müssen die Netzbetreiber Gründe für etwaige Verletzungen des Mindeststandards der E-Control erklären und entsprechende Handlungen zur Verbesserung bekannt geben (E-Control, 2020b, S. 17). Weitere Sanktionen sind nicht vorgesehen, da die Standards in ausreichendem Maße von den Netzbetreibern eingehalten werden. Sollten jedoch die Standards nicht ausreichend beachtet werden, können weitere strengere Strafen von der E-Control eingeführt werden (Erläuterungen zur NetzdienstleistungsVO Strom des Vorstands der E-Control, S. 2).

In der Schweiz sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, eine sichere und ökonomische Stromversorgung sicherzustellen. Falls sie dieser Verpflichtung nicht nachkommen, können vom Bundesrat Strafen vollzogen werden (Art. 8 StromVG). Die Netzbetreiber haben diese Standards eigenständig festgelegt (Art. 3 Abs. 1, Art. 27 Abs. 4 StromVV). Der Mindeststandard beim SAIDI liegt in der Schweiz in einer Bandbreite von maximal 15 Minuten bei einer hohen Siedlungsdichte und bei maximal 100 Minuten bei einer sehr geringen Siedlungsdichte (Bergregion) bezogen auf den sechsjährigen Durchschnitt. Dabei werden nur Versorgungsunterbrechungen von länger als 3 Minuten berücksichtigt. Weiters werden keine Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Störungen, welche von einem anderen Netzbetreiber verursacht wurden, oder aufgrund von außergewöhnlichen Ereignissen auftraten, mitgezählt (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2020, S. 40-41). Allerdings gibt es derzeit keine finanziellen Anreize, wie z.B. Bonus/Malus, um die Qualität bzw. die Kennzahlen SAIDI oder SAIFI zu verbessern (Worm et al., 2015, S. 9). Falls die Netzbetreiber die notwendigen Daten nicht bereitstellen kann eine Strafe von bis zu 100.000 Franken verhängt werden. Auch kann der Bundesrat Bestrafungen bei Aufgabenverletzungen von Netzbetreibern vornehmen. (Art. 8 Abs. 5, Art. 29 Abs. 1 StromVG).

2.3.4 Haftung

In Deutschland gibt es eine klare gesetzliche Regelung bezüglich der Haftung von Netzbetreibern für Versorgungsunterbrechungen. So können Netzbetreiber für grob fahrlässig oder vorsätzlich herbeigeführte Schäden durch deren Mitarbeiter haften. Für Sachschäden gibt es ebenfalls eine Haftung, diese ist unabhängig von Fahrlässigkeit oder Vorsatz zu leisten. Diese Haftung ist bei Fällen ohne vorsätzlicher oder grob fahrlässiger Ursache auf 5.000 Euro pro

Netzkunde begrenzt. Weiters gibt es bei Fällen ohne vorsätzliche Ursache eine Haftungsobergrenze pro Ereignis, diese hängt von der Größe des Netzbetreibers ab und kann von 2,5 Millionen Euro bis zu 40 Millionen Euro betragen (§18 Abs. 1-2 NAV).

In Österreich gibt es kein eigenes Gesetz, welches die Haftung von Netzbetreibern bei Versorgungsunterbrechungen regelt. Es gibt allgemeine Bedingungen für den Netzzugang, welche von den Netzbetreibern der Regulierungsbehörde vorgelegt werden und von dieser genehmigt werden müssen. Diese sehen vor, dass das Schadenersatzrecht nach dem Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuch gilt. Die Netzbetreiber haften bis auf Personenschäden nur bei vorsätzlichen oder grob fahrlässig verursachten Schäden. Diese Regelung ist bei allen Verteilnetzbetreibern ident (E-Control, o.J.i; Netz Niederösterreich GmbH, 2014, S. 19)

In der Schweiz war ein eigenes Gesetz für die Haftung von Versorgungsunterbrechungen vorgesehen, dieses wurde allerdings nicht umgesetzt (Bundesamt für Energie, 2004, S. 31-32). Der Verband der Schweizerischen Elektrizitätsunternehmen legt in der Branchenempfehlung fest, dass die Netzbetreiber für Versorgungsunterbrechungen aufgrund von höherer Gewalt, Wartungsarbeiten, Störungsbehebungen und dergleichen nicht haften. Sie haften nur für grobe Fahrlässigkeit und Vorsätzlichkeit (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2020, S. 43).

2.3.5 Transparenz

In allen drei untersuchten Ländern wird jährlich von der jeweiligen Regulierungsbehörde die Versorgungssicherheit untersucht und aggregierte Kennzahlen, wie z.B. der SAIDI, werden berechnet und veröffentlicht.

In Deutschland erfolgt durch die Bundesnetzagentur eine Veröffentlichung der Qualitätsmerkmale der einzelnen Netzbetreiber, z.B. des SAIDI (§23b Abs. 1 Ziffer 10 EnWG).

In Österreich sind die Netzbetreiber selbst dazu verpflichtet, die Qualitätskennzahlen zu veröffentlichen (§19 Abs. 4 ElWOG 2010).

In der Schweiz wird in der Sunshine-Regulierung, welche für mehr Transparenz sorgen soll, die Qualität der Netzbetreiber berücksichtigt. Dabei wird der Mittelwert des SAIDI und des SAIFI mit Netzbetreibern mit derselben Siedlungsdichte berechnet und verglichen. Zusätzlich wird auch die Qualität der Dienstleistung bei der Sunshine-Regulierung berücksichtigt. Insbesondere Netzbetreiber in bergiger Region haben deutlich größere Ausfallzeiten als Netzbetreiber in Gebieten mit einer höheren Siedlungsdichte (ElCom, 2017, S. 7/13, 10/13, 11/13, Anhang II, Anhang III). Allerdings gibt es in der Schweiz keine Veröffentlichungspflicht bzw. dürfen die Werte für einzelne Netzbetreiber durch die ElCom nicht veröffentlicht werden (ElCom, o.J.b).

2.3.6 SAIDI: Durchschnittliche Dauer der Unterbrechung der Stromversorgung

Aufgrund der Datenverfügbarkeit wird die Netzkennzahl SAIDI zum Vergleich der Versorgungssicherheit herangezogen.

In Deutschland beträgt der bundesweite SAIDI für auf der Niederspannungsebene angeschlossene Netzkunden im Jahr 2019 2,19 Minuten. Dabei wurden rund 139.000 Unterbrechungen gezählt. Die Anzahl der Unterbrechungen sowie der SAIDI sinken tendenziell seit 2006 kontinuierlich ab. Werden sowohl der SAIDI der Niederspannung als auch der ASIDI der Mittelspannung, welcher im Jahr 2019 bei 10,01 Minuten liegt, berücksichtigt, ergibt sich dadurch ein Gesamt-SAIDI von 12,20 Minuten im Jahr 2019 (Bundesnetzagentur, 2020d). Diese Kennzahl hat sich in den letzten Jahren ebenfalls tendenziell verbessert. Im Vergleich dazu war 2006 der Gesamt-SAIDI noch bei 21,53 Minuten (Bundesnetzagentur, 2020a). Insgesamt gab es im Jahr 2019 97.491 geplante und 62.485 ungeplante Unterbrechungen der Stromversorgung (Bundesnetzagentur, 2020e).

In Österreich beträgt der SAIDI für das Jahr 2019 39,10 Minuten, mit Berücksichtigung von außergewöhnlichen Ereignissen 50,75 Minuten. Der ASIDI liegt bei 64,06 Minuten bei Berücksichtigung von außergewöhnlichen Ereignissen, ohne diesen liegt der ASIDI bei 42,62 Minuten. Es wurden 2019 18.941 Stromversorgungsunterbrechungen an die E-Control gemeldet, ca. 56 % davon waren ungeplant (E-Control, 2020b, S. 10, 13).

In der Schweiz werden lediglich die Versorgungsunterbrechungen von Netzbetreibern mit einer Energieabgabemenge von über 100 GWh, die zudem keinem vereinfachten Verfahren unterliegen, von der ElCom erfasst. Das betrifft lediglich 95 Netzbetreiber, diese repräsentieren jedoch 88,64 % der gesamten gelieferten elektrischen Energie an Netzkunden. Der SAIDI beträgt im Jahr 2019 insgesamt für geplante und ungeplante Unterbrechungen 19 Minuten. Die durchschnittliche Dauer der ungeplanten Unterbrechungen liegt bei 8 Minuten, die Dauer der geplanten Unterbrechungen bei 11 Minuten. Der SAIDI hat sich seit 2010 verbessert, der Wert betrug damals insgesamt 28 Minuten. Es zeigt sich, dass die geplante Unterbrechungsdauer über die Jahre leicht zurückgegangen ist und nur leichten Schwankungen unterliegt. Dagegen ist die ungeplante durchschnittliche Dauer volatiler, beide haben sich tendenziell in den letzten zehn Jahren verbessert (ElCom, 2020d, S. 3-4). Zur Bewertung der Qualität des Netzes werden der SAIDI und der SAIFI verwendet. Es werden dabei ungeplante Versorgungsunterbrechungen berücksichtigt, die eine Dauer von drei Minuten überschreiten und ihre Ursache in natürlichen Ereignissen, menschlichen oder betrieblichen Fehlern haben oder durch Einflüsse von Dritten geschehen. Rückwirkungsstörungen werden im Gegensatz zu den anderen beiden Ländern nicht berücksichtigt (ElCom, 2020b, S. 42).

Im Vergleich zum deutschen SAIDI werden beim österreichischen SAIDI ebenfalls ungeplante Unterbrechungen aufgrund von Wetterereignissen, Einflüssen von Fremden (z.B. Bauarbeiten), Verursachungen vom Netzbetreiber selbst und Rückwirkungsstörungen (Störung liegt bei Elektrizitätsproduzenten oder anderem Netzbetreiber) gezählt. Ein Unterschied besteht allerdings darin, dass bei der deutschen Zählweise sowie bei derjenigen in der Schweiz eine Mindestdauer der Unterbrechung von drei Minuten erforderlich ist, jedoch in Österreich bereits Unterbrechungen gemeldet werden müssen, die die Dauer von einer Sekunde überschreiten. Auch wird in Deutschland nur die Mittel- und Niederspannung bei der Berechnung der beiden Kennzahlen berücksichtigt (Bundesnetzagentur, 2020a; E-Control, 2020b, S. 5, 8-9).

Zur Vergleichbarkeit und aufgrund der Datenverfügbarkeit wird der österreichische SAIDI von ungeplanten Unterbrechungen ohne außergewöhnliche Ereignisse herangezogen, dieser beträgt rund 25 Minuten im Jahr 2019 (E-Control, 2020b, S. 13).

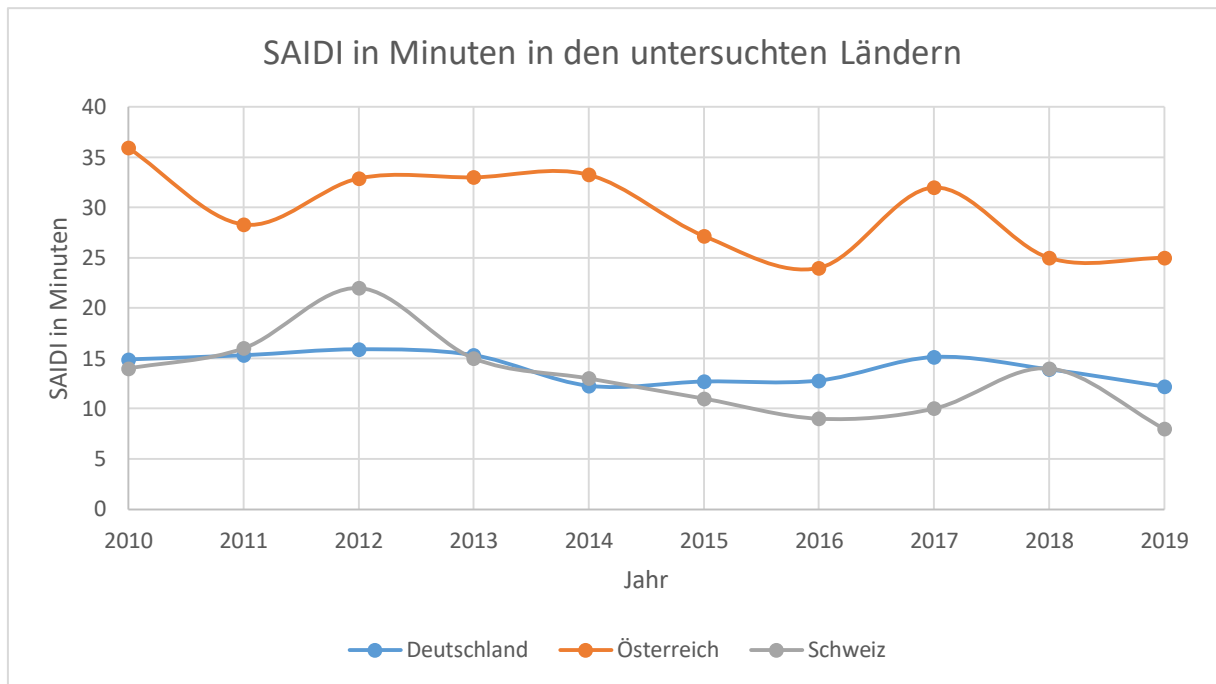


Abbildung 4: SAIDI in Minuten und pro Jahr in den einzelnen Ländern, eigene Abbildung nach Bundesnetzagentur (2020a); E-Control (2015b; 2020b); ECom (2020d, S. 4)

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des SAIDI in den einzelnen Ländern. Es ist eine sinkende Tendenz in der durchschnittlichen Dauer der Versorgungsunterbrechung erkennbar. Aufgrund der vorliegenden Daten ist jedoch ein direkter Vergleich der Qualität der Stromnetze nicht möglich, da der Unterschied, ab wann eine Versorgungsunterbrechung berücksichtigt wird (in Deutschland und in der Schweiz ab drei Minuten, in Österreich bereits ab einer Sekunde), nicht abgebildet wird. Zudem wird in Deutschland nur die Mittel- und Niederspannung berücksichtigt. Weiters konnte für die Schweiz keine SAIDI-Kennzahl für sämtliche Netzbetreiber erhoben werden. Auch werden in der Schweiz Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Versorgungsunterbrechungen in anderen Stromnetzen nicht gezählt.

In Österreich wurden bis zum Jahr 2013 ebenfalls nur Unterbrechungen mit einer Dauer ab drei Minuten berücksichtigt. Ab 2013 erfolgte aber die Umstellung auf Versorgungsunterbrechungen mit einer Zeitdauer von mehr als einer Sekunde. (E-Control, 2015b, S. 1-4; E-Control, 2017b, S. 4).

Das Council of European Energy Regulators (CEER) hat die Versorgungssicherheit untersucht und für das Jahr 2016 die SAIDI-Kennzahlen für europäische Länder berechnet. Dabei betrug der SAIDI in Österreich 37,91, in Deutschland 23,09 und in der Schweiz 19 Minuten für geplante und ungeplante Unterbrechungen (ohne Extremereignisse). Generell liegen alle drei Länder im europäischen Vergleich im Spitzenfeld (CEER, 2018, S. 62).

2.3.7 Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzqualität

Für den Bereich Netzqualität konnten folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede in der Regulierungssystematik ermittelt werden.

Tabelle 15: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Netzqualität

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Entwicklung des SAIDI	Aufgrund der unterschiedlichen Berechnungsmethoden des SAIDI nicht vergleichbar		
Bonus/Malus für Netzqualität	Ja	Nein	Nein
Mindeststandards für Netzqualität	Nein	Ja	Ja
Veröffentlichung der Kennzahlen durch Netzbetreiber	Ja	Ja	Nein
Haftung			
Haftung für Stromausfälle	Ja, grundsätzlich immer, Höchstsummen beachten	Ja, bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz, bei Personenschaden immer	Ja, bei grober Fahrlässigkeit oder Vorsatz
Eigene rechtliche Schadenersatzregelung	Ja	Nein	Nein

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Es zeigt sich, dass die Versorgungsqualität der betrachteten Länder aufgrund der Datenlage nicht direkt vergleichbar ist. Obwohl in Deutschland und Österreich ein Anreizsystem eingeführt wurde, hat sich die Stromversorgungsqualität in diesen Ländern nicht verschlechtert. Bei Betrachtung des SAIDI sind alle drei Länder im europäischen Spitzenfeld. Dennoch ergeben sich aus regulatorischer Sicht einige Unterschiede. So berücksichtigt Deutschland explizit in der Anreizregulierung die Versorgungsunterbrechungen und sorgt mit einem Bonus- und Ma-

lus-System für einen Anreiz, Kosteneffizienzsteigerungen nicht auf Kosten der Versorgungsqualität durchzuführen. Dagegen gibt es in Österreich und in der Schweiz dazu kein Anreizsystem, sondern Mindeststandards. Zusätzlich werden nur in Deutschland und Österreich die Versorgungsqualitätskennzahlen verpflichtend veröffentlicht. Die Frage der Haftung ist in allen drei Ländern ähnlich.

Bonus/Malus für Netzqualität

Durch die Integration der Versorgungssicherheit in die Anreizregulierung kann aus Sicht der Bundesnetzagentur ein wohlfahrtsoptimales Qualitätsniveau im Stromnetz erreicht werden, da die Unternehmen aus deren Sicht selbständig beurteilen können, ob sich eine Investitionsmaßnahme in die Netzqualität rechnet oder nicht. Dadurch kann erreicht werden, dass die Grenzkosten für zusätzliche Netzqualität gleich dem Grenznutzen der höheren Netzqualität sind (Bundesnetzagentur, 2020c, S. 15).

Deshalb wird Deutschland in diesem Punkt mit Plus bewertet, Österreich und die Schweiz mit einem Minus.

Mindeststandards

In Österreich und der Schweiz werden Mindeststandards für den SAIDI eingefordert und, falls diese nicht eingehalten werden, drohen den Netzbetreibern Sanktionen in Form von Strafzahlungen. In der Schweiz wird außerdem von der ElCom die Versorgungssicherheit geprüft, und es können bei Aufgabenverletzungen vom Netzbetreiber weitere Strafen vom Bundesrat verhängt werden. Weiters ist der SAIDI-Mindeststandard in der Schweiz deutlich strikter als jener in Österreich und berücksichtigt auch die topologischen Herausforderungen des Netzgebietes.

Zwar werden in der Schweiz im Gegensatz zu Österreich die Versorgungsunterbrechungen aufgrund von Rückwirkungen bei der Erhebung des SAIDI nicht gewertet, allerdings waren diese in Österreich 2019 lediglich bei 1,74 % der ungeplanten Versorgungsunterbrechungen ursächlich und haben daher kaum einen Einfluss (E-Control, 2020b, S. 10).

Da die Mindeststandards in der Schweiz topologische Herausforderungen mitberücksichtigen, wird die Schweiz mit Plus bewertet. Österreich erhält hier ein Minus aufgrund der im Vergleich

zu den anderen beiden Ländern nicht so ambitionierten Regeln. Deutschland wird mit Welle bewertet, weil die Netzqualität indirekt über das Anreizsystem mitberücksichtigt wird, Mindeststandards jedoch nicht vorgesehen sind.

Haftung

In allen untersuchten Ländern gibt es ähnliche Haftungen für Versorgungsunterbrechungen, jedoch besteht dazu in Deutschland eine eigene gesetzliche Regelung, die bereits für Sachschäden eine Haftung unabhängig von der Fahrlässigkeit vorsieht und damit weitreichender ist als in den anderen beiden Ländern.

Da die Haftung in Deutschland am weitesten geht, wird hier mit einem Plus gewertet, die Schweiz und Österreich erhalten eine Welle.

Transparenz

Bei der Transparenz erfolgt in Deutschland und Österreich eine Veröffentlichung der Qualitätskennzahlen. Deshalb erhalten Deutschland und Österreich in diesem Bereich ein Plus, die Schweiz ein Minus.

Gesamtübersicht über die Bewertung im Bereich Netzqualität

Tabelle 16: Bewertung im Bereich Netzqualität

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Bonus/Malus für Netzqualität	+	-	-
Mindeststandards für Netzqualität	~	-	+
Haftung	+	~	~
Veröffentlichung der Kennzahlen durch Netzbetreiber	+	+	-

Die Bewertung im Bereich der Netzqualität wird nicht weiter aggregiert.

2.4 Flexibilität des Systems

Dieses Kapitel behandelt die Flexibilität der Netzkostenmodelle in den drei Ländern. Es werden die Dauer der Regulierungsperiode, die Verwendung eines Regulierungskontos für die Netzbetreiber, die Anpassungsmöglichkeiten während der Regulierungsperiode und die Anpassungen an die Inflation sowie an die Produktivitätszuwächse untersucht und verglichen.

2.4.1 Dauer der Regulierungsperiode

Die Dauer der Regulierungsperiode beträgt in Deutschland fünf Jahre (§3 Abs. 2 ARegV). In Deutschland befindet sich das Anreizregulierungssystem bereits in der 3. Regulierungsperiode, diese dauert vom 01.01.2019 bis zum 31.12.2023. Die 1. Regulierungsperiode begann am 01.01.2009 und endete am 31.12.2013, die 2. Regulierungsperiode startete am 01.01.2014 und dauerte bis 31.12.2018. Die Dauer der Regulierungsperiode blieb daher konstant bei 5 Jahren (Bundesnetzagentur, 2017b).

In Österreich beträgt die Dauer der Regulierungsperiode ebenfalls 5 Jahre. Derzeit befindet sich das System in der 4. Regulierungsperiode, welche am 01.01.2019 begann und mit 31.12.2023 abgeschlossen wird. Die 3. Regulierungsperiode fand vom 01.01.2014 bis zum 31.12.2018 statt (E-Control, o.J.f). Die 1. Regulierungsperiode startete am 01.01.2006 und dauerte bis 31.12.2009, die 2. Regulierungsperiode dauerte vom 01.01.2010 bis zum 31.12.2013. Die ersten beiden Regulierungsperioden dauerten daher 4 Jahre, die 3. und 4. Regulierungsperiode hingegen 5 Jahre (E-Control, 2013a, S. 4)

Da in der Schweiz jährlich die Kosten von Netzbetreibern geprüft werden und die Tarife jährlich festgelegt und kontrolliert werden, beträgt die Dauer der Regulierungsperiode somit ein Jahr (ElCom, 2019a, S. 37).

2.4.2 Regulierungskonto

Das Regulierungskonto wird in Deutschland von den Netzbetreibern genutzt, um Unterschiede zwischen den von den Netzkunden erhaltenen und den von der Regulierungsbehörde erlaubten Einnahmen auszugleichen. Mithilfe des Regulierungskontos werden zusätzlich auch Unterschiede zwischen Plan- und Ist-Kosten von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten sowie

reale Mengenabweichungen beachtet. Mengenabweichungen können entstehen, weil Netzbetreiber ihre Netzentgelte aufgrund von Vorhersagen bilden und aufgrund von Wetter- oder Wirtschaftsentwicklungen Unterschiede zwischen den genehmigten und realen Einnahmen entstehen. Am Ende des Jahres wird die Differenz auf das Regulierungskonto gebucht, der Netzbetreiber hat somit kein Risiko für die Mengenabweichung. Der Saldo vom letzten abgeschlossenen Jahr wird über die nächsten drei Jahre gleichbleibend in der Erlösobergrenze des Netzbetreibers berücksichtigt. Das Regulierungskonto soll damit sehr volatile Netzentgelte für Verbraucher vermeiden (Bundesnetzagentur, o.J.h). Ermittelt und auf das Regulierungskonto verbucht werden nur Messkostenabweichungen aufgrund von einer Veränderung der Netzkundenanzahl. Ebenfalls berücksichtigt wird eine Differenz zwischen dem erlaubten und dem realen Kapitalkostenaufschlag. Die beeinflussbaren Kosten werden dabei nicht beachtet. Das Guthaben auf dem Regulierungskonto wird zudem verzinst. Für die Bestimmung des Zinssatzes wird die durchschnittliche Umlaufrendite der festverzinslichen inländischen Anleihen der letzten zehn Jahre, ermittelt von der Deutschen Bundesbank, herangezogen. (§5 ARegV). Bei der Ermittlung der Umlaufrendite werden lediglich festverzinsten Wertpapiere berücksichtigt, die eine vertragliche Laufzeit von zumindest vier Jahren und eine Restlaufzeit von zumindest drei Jahren haben. (Deutsche Bundesbank, 2021, S. 1)

Bei der österreichischen Regulierung wird das Regulierungskonto lediglich dazu genutzt, um Differenzen zwischen den erlaubten und realen Einnahmen aufgrund von Mengenschwankungen zu berücksichtigen. Für die beeinflussbaren Kosten eines Netzbetreibers wird dies nicht gemacht. Die Differenzen in den Einnahmen sämtlicher Netzentgeltelemente werden bei der Bestimmung der nächsten Kostenbasis des Netzbetreibers angerechnet. Eine Verzinsung dieser Erlösdifferenzen findet nicht statt (E-Control, 2013a, S. 120-122). Diese Systematik gilt seit der 3. Regulierungsperiode (E-Control, 2018a, S. 66). Bei erheblichen und einmaligen Einnahmen oder Kosten können diese über einen längeren Zeitraum aufgeteilt werden (§50 Abs. 2 ElWOG).

In der Schweiz existiert ebenfalls eine Möglichkeit, Differenzen zwischen der vorhergesagten und der realen Menge auszugleichen. Weiters werden auch Differenzen zwischen den geplanten und den realen Kosten berücksichtigt. Auch sollen zur Stabilisierung der Netzgebühren für Netzkunden außergewöhnliche Effekte auf mehrere Perioden verteilt werden. Die Ermittlung

der sogenannten Deckungsdifferenz bezogen auf das abgelaufene Vorjahr erfolgt in jedem Jahr und wird in den nächsten drei Perioden aufgelöst. Die Deckungsdifferenz wird für jede Spannungsebene einzeln ermittelt und entsprechend angerechnet. Weiters wird die Deckungsdifferenz mit dem WACC verzinst. Der WACC wird jedes Jahr neu berechnet (Elcom, 2019c, S. 1-2). Die Deckungsdifferenz aus den Vorjahren wird auf die neu berechnete Deckungsdifferenz angerechnet (ElCom, o.J.d, S. 14).

2.4.3 Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode

Beim deutschen System wird die Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode laufend an verschiedene Faktoren angepasst. Einerseits erfolgt eine Anpassung an den Verbraucherpreisindex, andererseits auch an die Produktivitätsentwicklung. Der Verbraucherpreisindex wirkt dabei erhöhend (außer bei Deflation), der Produktivitätsfaktor wirkt, sofern dieser positiv ist, vermindern. Weiters erfolgt eine Anpassung bedingt durch das Regulierungskonto und den Qualitätszu- oder -abschlag (Anlage 1 zu §7 ARegV). Mit dem Ende der 2. Regulierungsperiode lief der Erweiterungsfaktor, welcher verwendet wurde, um Veränderungen in der Versorgungspflicht des Netzbetreibers rasch zu berücksichtigen, aus. Stattdessen wurde der Kapitalkostenabgleich eingeführt. Der Kapitalkostenabgleich wird im Kapitel 2.5.1 Kapitalkostenabgleich näher betrachtet (Bundesnetzagentur, 2017c). Der Erweiterungsfaktor kam zum Einsatz, wenn sich die Fläche, die Summe der Netzanschlüsse oder die Jahreshöchstlast wesentlich änderten und die Differenz aus den Gesamtkosten und den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten um mehr als 0,5 % stieg (§10 ARegV).

Im österreichischen System gibt es ebenfalls die Möglichkeit, die genehmigten Kosten und damit das Kostenbudget während der Regulierungsperiode anzupassen. So soll eine Veränderung in der Versorgungspflicht berücksichtigt werden. Im Rahmen des Betriebskostenfaktors soll diese Veränderung in der Kostenermittlung abgebildet werden. Wenn sich die Systemlänge oder die versorgten Zählpunkte eines Netzbetreibers im Vergleich zum Basisjahr verändern, wird die Kostenobergrenze um einen fixen Betrag je Einheit erhöht oder vermindert (E-Control, 2018a, S. 60-62).

Formel 7: Formel zur Berechnung des Betriebskostenfaktors für das Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 62)

*Betriebskostenfaktor*₂₀₁₉

$$\begin{aligned}
 &= (\text{Zählpunkte}_{2017} - \text{Zählpunkte}_{2016}) * 55,37 \\
 &+ (\text{Systemlänge}_{NSP_{2017}} - \text{Systemlänge}_{NSP_{2016}}) * 1.689,16 \\
 &+ (\text{Systemlänge}_{MSP_{2017}} - \text{Systemlänge}_{MSP_{2016}}) * 1.891,86 \\
 &+ (\text{Systemlänge}_{HHSP_{2017}} - \text{Systemlänge}_{HHSP_{2016}}) * 4.932,35
 \end{aligned}$$

$$\text{Zählpunkte} = \sum_{\text{Netzebene}=3}^7 \text{Verbraucher} + \text{Einspeiser} + 2 * \text{zwei_Richtungszählpunkte}$$

Tabelle 17: Variablen zur Berechnung des Betriebskostenfaktors für Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 62)

Variable	Beschreibung der Variable
<i>Betriebskostenfaktor</i> ₂₀₁₉	Betriebskostenfaktor für 2019
<i>Zählpunkte</i> ₂₀₁₇	Zählpunkte im Jahr 2017
<i>Zählpunkte</i> ₂₀₁₆	Zählpunkte im Basisjahr
<i>Systemlänge</i> _{NSP₂₀₁₇}	Systemlänge des Niederspannungsnetzes im Jahr 2017
<i>Systemlänge</i> _{NSP₂₀₁₆}	Systemlänge des Niederspannungsnetzes im Basisjahr
<i>Systemlänge</i> _{MSP₂₀₁₇}	Systemlänge des Mittelspannungsnetzes im Jahr 2017
<i>Systemlänge</i> _{MSP₂₀₁₆}	Systemlänge des Mittelspannungsnetzes im Basisjahr
<i>Systemlänge</i> _{HHSP₂₀₁₇}	Systemlänge des Hoch- und Höchstspannungsnetzes im Jahr 2017
<i>Systemlänge</i> _{HHSP₂₀₁₆}	Systemlänge des Hoch- und Höchstspannungsnetzes im Basisjahr

Zusätzlich wird ein eigener Betriebskostenfaktor für das Smart-Metering gewährt. Dieser ist abhängig von der Verbreitung der Smart Meter. Investitionen, die im Laufe der aktuellen Regulierungsperiode anfallen, werden durch den Kapitalkostenabgleich sowie durch den obigen Erweiterungsfaktor berücksichtigt. Weiters sind diese Investitionen von der Kostenzielvorgabe ausgenommen, und die Inflationsrate wird nicht berücksichtigt. Dadurch werden diese Investitionen in der aktuellen Regulierungsperiode als durchschnittlich effizient eingestuft. Erst bei der nächsten Kostenprüfung für die darauffolgende Regulierungsperiode fließen diese Investitionen im Rahmen der Kostenprüfung in den Effizienzvergleich und damit in die Zielvorgabe

ein. Dadurch soll ein Anreiz für die Umsetzung von effizienten Investitionsmaßnahmen sichergestellt werden. Ein weiterer Punkt ist die sogenannte Aufrollung. Diese soll den Zeitverzug zwischen Investitionstätigkeiten und Kostenerhöhungen des Unternehmens und der Abbildung der Investitionen in den Netzentgelten bereinigen. Zur Berechnung des Kapitalkostenabgleichs und des Betriebskostenfaktors werden die letztgültigen Werte aus dem Jahresabschluss herangezogen. Da sich diese aufgrund des Zeitverzuges von zwei Jahren von den echten Werten unterscheiden, wird mit der Aufrollung diese Differenz ausgeglichen. Die beeinflussbaren Kosten sind nicht von der Aufrollung betroffen. Damit wird der Zeitverzug auf zwei Jahre verkürzt (E-Control, 2018a, S. 62-65).

Formel 8: Formel zur Berechnung der Aufrollung ab 2021 nach E-Control (2018a, S. 65)

$$\begin{aligned} \text{Aufrollung}_t &= \text{BKFaktor}_t^{\text{neue Spezifikation}} - \text{BKFaktor}_{t-2}^{\text{neue Spezifikation}} \\ &\quad + \text{Kapitalkostenabgleich}_t^{\text{inklusive Mark-up}} \\ &\quad - \text{Kapitalkostenabgleich}_{t-2}^{\text{inklusive Mark-up}} + nbK_{t-2} - nbK_{t-4} \end{aligned}$$

Tabelle 18: Parameter zur Berechnung der Aufrollung ab 2021 nach E-Control (2018a, S. 65)

Variable	Beschreibung der Variable
Aufrollung_t	Aufrollung im Jahr t
$\text{BKFaktor}_t^{\text{neue Spezifikation}}$	Betriebskostenfaktor im Jahr t
$\text{Kapitalkostenabgleich}_t^{\text{inkl. Mark-up}}$	Kapitalkostenabgleich im Jahr t
nbK_t	Nicht beeinflussbare Kosten im Jahr t

In der Schweiz erfolgt eine jährliche Kostenprüfung der Netzbetreiber. Sämtliche Kosten, die einer effizienten Netzführung dienen, werden von der Regulierungsbehörde unmittelbar anerkannt. Kosten, die diesem Ziel nicht dienen, werden dagegen nicht genehmigt. Daher erfolgt auch jedes Jahr eine Änderung der erlaubten Kosten. Die genehmigten Kosten sind die Basis für die Netzentgelte im nächsten Jahr (ElCom, 2020b, S. 17-19).

2.4.4 Anpassung an die Inflation

In Deutschland wird die Erlösobergrenze der Verteilnetzbetreiber an die Inflation angepasst. Dazu wird der Verbraucherpreisgesamtindex vom Statistischen Bundesamt herangezogen. Der Verbraucherpreisindex aus dem vorvorletzten Jahr wird durch den Verbraucherpreisindex aus dem Basisjahr dividiert und anschließend in der Formel für die Erlösobergrenze berücksichtigt (§8 und Anlage 1 zu §7 ARegV).

In Österreich gibt es ebenfalls eine Anpassung an die Geldentwertung, hier wird der Netzbetreiberpreisindex angewendet. Dieser wird mit einer Gewichtung von 57 % aus dem Tariflohnindex und mit einer Gewichtung von 43 % aus dem generellen Verbraucherpreisindex, beide von der Statistik Austria monatlich ermittelt, berechnet. Beide Indexe unter Berücksichtigung der Gewichtung werden addiert und ergeben so den Netzbetreiberpreisindex (E-Control, 2018a, S. 49-50).

In der Schweiz erfolgt jährlich eine Kostenprüfung. Falls sich die Kosten für den effizienten Netzbetrieb erhöht haben, z.B. durch die allgemeine Teuerung, wird dies unmittelbar im nächsten Jahr bzw. durch das Regulierungskonto berücksichtigt (ElCom, 2020b, S. 17-19).

2.4.5 Anpassung an die Produktivitätszuwächse

Neben der Inflation wird in Deutschland auch der Produktivitätsfaktor in der Berechnung der Erlösobergrenze berücksichtigt. Dieser ergibt sich aus der Differenz der Produktivitätsentwicklung und der Entwicklung der Estandspreise (jeweils netz- und gesamtwirtschaftliche Entwicklung) (Bundesnetzagentur, 2017c). Der Produktivitätsfaktor betrug während der ersten Regulierungsperiode jedes Jahr 1,25 % und in der zweiten Regulierungsperiode 1,5 % (§9 Abs. 2 ARegV). In der dritten Regulierungsperiode beträgt der Produktivitätsparameter 0,9 %. Generell wird der Produktivitätsfaktor mit dem Törnquist- und Malmquist-Index berechnet. Beim ersten Verfahren wurde ein Produktivitätsfaktor von 1,82 %, beim zweiten Verfahren ein Faktor von 1,35 % ermittelt. Die Bundesnetzagentur hat dennoch den Faktor auf 0,9 % festgelegt, da die Bandbreite für den Stromsektor von 1,35-1,82 % sich erheblich vom Wert für die Gasnetzbetreiber von 0,49 % unterscheidet. Um ein Auseinanderdriften des Strom- und Gasbereichs zu vermeiden, wurde ein Produktivitätsfaktor von 0,9 % von der Regulierungsbehörde

gewählt (Bundesnetzagentur, 2018c, S. 1, 63-64). Die Törnquist-Methode berechnet den gesamten Produktivitätszugewinn in einer Branche. Dagegen setzt die Malmquist-Methode auf unternehmensindividuelle Daten und befindet sich eher auf der wirtschaftlichen Mikroebene (Liebe, Schmitt, Stronzik & Wissner, 2017, S. XI).

In Österreich wird ebenfalls ein genereller Produktivitätsfaktor berücksichtigt. Dieser betrug in den ersten beiden Regulierungsperioden 1,95 % pro Jahr und in der dritten Regulierungsperiode 1,25 % jährlich. Für die vierte Regulierungsperiode wurde der Produktivitätsfaktor auf 0,95 % pro Jahr festgelegt (E-Control, 2018a, S. 14-22).

In der Schweiz erfolgt bedingt durch die jährliche Kostenprüfung auch eine jährliche Anpassung der anerkehbaren Kosten. Falls es zu einer höheren Produktivität kommt und die Kosteneffizienz höher ist, wird dies theoretisch automatisch in den Kosten und damit in den Netzentgelten berücksichtigt (ElCom, 2020b, S. 17-19).

2.4.6 Ergebnis des Vergleiches im Bereich Flexibilität des Systems

Für den Bereich Flexibilität des Systems konnten aufgrund des obigen Kapitels folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede in der Regulierungssystematik ermittelt werden.

Tabelle 19: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Flexibilität des Systems (Regulierungsperiode und Regulierungskonto)

Kriterium (Regulierungsperiode/-konto)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Dauer der Regulierungsperiode	5 Jahre	5 Jahre	1 Jahr (Kosten-Plus-Regulierung)
Regulierungskonto			
Regulierungskonto/Deckungsdifferenz	Ja	Ja	Ja
- Auflösung des Betrags	Über drei Jahre	Grundsätzlich ein Jahr	Über drei Jahre
- Berücksichtigung der Mengenabweichung	Ja	Ja	Ja
- Unterschied von Plan- und Ist-Kosten	Ja, dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten	Nein	Ja, alle Kosten
- Messkostenabweichung	Ja	Nein	Ja
- Kapitalkostenaufschlagabweichung	Ja	Nein, mittels Aufrollung	Ja
- Verzinsung des Regulierungskontos	Ja	Nein	Ja

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Die Dauer der Regulierungsperiode ist in Deutschland und in Österreich mit fünf Jahren gleich, dagegen dauert diese in der Schweiz aufgrund der Kosten-Plus-Regulierung nur ein Jahr. Weiters gibt es in allen drei Ländern ein Regulierungskonto, wenn auch die jeweiligen Ausprägungen verschieden sind.

Länge der Regulierungsperiode

Die Regulierungsperiode ist von großer Wichtigkeit für die Netzbetreiber, diese gibt unter anderem an, wieviel die Netzbetreiber in den kommenden Jahren einnehmen dürfen (Erlösobergrenze). Weiters wird auch am Anfang einer Regulierungsperiode die Beeinflussbarkeit der Kosten festgelegt. Die Effizienzvorgaben werden für die nächsten Jahre fixiert. Zumeist ist auch die Zeit zur Beseitigung von Ineffizienzen an die Dauer der Regulierungsperiode gekoppelt. Auch wird die Systematik der Anreizregulierung vor jeder Regulierungsperiode festgelegt und für die Dauer der Periode nicht verändert. Erst mit der nächsten Regulierungsperiode kann das Regelwerk und das System geändert werden (Leprich, Diekmann & Ziesing, 2007, S. 90-95). In Bezug auf die Dauer der Regulierungsperiode liegen Trade-offs zwischen Kostensenkungsanreiz und Investitionsverhalten vor.

Die Länge der Regulierungsperiode beeinflusst den Anreiz für die Stromnetzbetreiber, Ineffizienzen zu beseitigen. Durch das frühere Beseitigen der Ineffizienzen und eine längere Regulierungsperiode können die Netzbetreiber die Effizienzgewinne länger ausnützen, weil erst bei der neuen Regulierungsperiode die Ausgangskosten geprüft werden und die Effizienzgewinne an die Netzkunden abgegeben werden müssen. Eine zu lange Regulierungsperiode kann jedoch dazu führen, dass netznotwendige Investitionen verschoben werden, da diese erst bei der nächsten Regulierungsperiode akzeptiert und verzinst werden. Dadurch kann ein Anreiz vorhanden sein, dass Investitionen kurz vor die Kostenprüfung einer Regulierungsperiode verschoben werden (Elsenbast & Boche, 2013, S. 315, 322). Eine geringe Dauer der Regulierungsperiode gibt einen geringen Anreiz, dass ein Netzbetreiber die Kosteneffizienz erhöht. Bei einer langen Dauer der Regulierungsperiode besteht hingegen der Nachteil, dass die Netzbetreiber länger die Effizienzgewinne nutzen und nicht an die Netzkunden weiterreichen. Falls schon mehrere Regulierungsperioden durchgeführt wurden, sind die Kostensenkungspotenziale für die Netzbetreiber geringer, wodurch eine längere Periode möglich ist. In der Regel dauert eine Regulierungsperiode für Stromnetzbetreiber zwischen drei bis fünf Jahre. Insbesondere beim Start der Anreizregulierung wird eine kürzere Periodendauer gewählt und erst später eine längere Dauer (Grønli & Haberfellner, 2002, S. 317-318). Eine lange Regulierungsperiode kann dazu führen, dass das Kosteneffizienzsteigerungspotential falsch eingeschätzt wird. Mit steigender Länge der Regulierungsperiode wird die richtige Beurteilung des Potentials schwieriger. Eine kurze Regulierungsperiode führt hingegen zu geringeren Anreizen zur

Verbesserung der Effizienz der Netzbetreiber (E-Control, 2018a, S. 8). Auch Brunekreeft & Meyer (2016, S. 176-177) zeigen auf, dass kurze Regulierungsperioden einen geringen Anreiz zur Kostensenkung setzen, da die Effizienzgewinne nicht im Unternehmen bleiben und an die Endverbraucher weitergegeben werden müssen. Längere Regulierungsperioden schieben hingegen Investitionen auf (Brunekreeft & Meyer, 2016, S. 176-177).

Aufgrund dessen werden Deutschland und Österreich in diesem Punkt mit einem Plus bewertet, die Schweiz wird aufgrund der hohen Flexibilität und des fehlenden Kosteneffizienzanreizes mit einer Welle beurteilt.

Regulierungskonto

Bei allen drei Ländern werden Ausgleichsmechanismen genutzt, um die Unterschiede zwischen den prognostizierten und den tatsächlichen Erlösen, Mengen und Kosten auszugleichen.

Durch diesen Mechanismus soll das Marktrisiko für Stromnetzbetreiber gesenkt und eine höhere Investitionstätigkeit ermöglicht werden (Kurth, 2009, S. 688, 690). Zudem werden Schwankungen in den Netzentgelten für Netzkunden reduziert.

Bei allen drei Ländern wird ein Regulierungskonto bzw. eine Deckungsdifferenz eingesetzt, um Mengenabweichungen auszugleichen. Ein Unterschied besteht jedoch darin, dass auch Unterschiede zwischen Plan- und Ist-Kosten beim deutschen und schweizerischen System ausgeglichen werden. In Österreich geschieht dies nicht. Es werden lediglich außergewöhnliche Kosten über das Regulierungskonto über mehrere Jahre verteilt. Generell sieht das österreichische System nur den Ausgleich zwischen den realen und den tatsächlich genehmigten Einnahmen vor. In Deutschland und in der Schweiz wird dagegen das Regulierungskonto auch verwendet, um Abweichungen in den Messkosten oder im Kapitalkostenaufschlag zu berücksichtigen. In Österreich wird im Rahmen der Aufrollung noch die Differenz des Kapitalkostenabgleichs bereinigt. Ein weiterer Unterschied besteht darin, dass in der Schweiz und in Deutschland die Differenzen verzinst werden, in Österreich jedoch nicht. Dazu wird in der Schweiz der entsprechende WACC angewendet, in Deutschland hingegen der geringere Wert der festverzinslichen

Wertpapiere. Zudem werden in Deutschland und in der Schweiz die Guthaben des Regulierungskontos über drei Jahre aufgelöst, in Österreich erfolgt dies über ein Jahr und kann bei außergewöhnlichen Effekten auch länger dauern.

In Deutschland und der Schweiz werden mittels Regulierungskonto mehrere Abweichungen gleichzeitig abgefangen, deshalb erfolgt hier die Bewertung mit Plus, Österreich erhält in diesem Bereich eine Welle. Die Bewertung bei der Länge der Regulierungsperiode und beim Regulierungskonto wird nicht aggregiert.

Tabelle 20: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Flexibilität des Systems (Anpassung der Erlös-/Kostenobergrenze während der Regulierungsperiode)

Kriterium (Anpassung der Erlös-/Kostenobergrenze während der Regulierungsperiode)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Aufrollung: Bereinigung von Ist-Kosten/Plankosten Unterschieden	Nein	Ja, bis auf beeinflussbare Kosten	Nicht notwendig
Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode	Ja	Ja	Ja
Anpassung an Inflation	Ja, Verbraucherpreisgesamtindex	Eigener Netzbetreiberpreisindex	Ja durch Systematik automatisch
Produktivitätsfaktor	Ja	Ja	Nicht direkt
Betriebskosten/Erweiterungsfaktor			
Betriebskosten/Erweiterungsfaktor	Bis 2. Regulierungsperiode	Ja	Nicht notwendig
-Fläche	Nicht mehr	Nein	Nicht notwendig
-Summe der Netzan-schlüsse	Nicht mehr	Ja	Nicht notwendig
-Jahreshöchstlast	Nicht mehr	Nein	Nicht notwendig
-Systemlänge	Nicht mehr	Ja	Nicht notwendig
-Berücksichtigung von Smart Metern	Nicht mehr	Ja	Nicht notwendig

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

In diesem Punkt gibt es einige Unterschiede. Österreich ist unter den untersuchten Ländern das einzige Land, das mit einer Aufrollung die Differenzen der prognostizierten und der tatsächlichen Werte im Jahresabschluss ausgleicht. Bei den anderen beiden Ländern wird dies über das Regulierungskonto bereinigt. Grundsätzlich ist es möglich, dass in allen drei Ländern eine Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt, insbesondere in der Schweiz werden sämtliche

betriebsnotwendigen Kosten automatisch anerkannt. Eine Anpassung an die Inflation erfolgt bei allen drei Ländern, der Produktivitätsfaktor wird nur in Deutschland und Österreich berücksichtigt. Zudem gibt es nur in Österreich einen Betriebskostenfaktor.

Aufrollung

Die Aufrollung erhöht die Flexibilität des Systems, in der Schweiz ist aufgrund der jährlichen Kostenanerkennung dieser Mechanismus nicht notwendig. Die Zeitverzugsproblematik wurde dazu im Kapitel 2.2.12 (Ergebnis des Vergleiches im Bereich Ausgestaltung des Systems) behandelt und wird hier nicht nochmals berücksichtigt.

Inflation

Durch die Berücksichtigung der Inflation und des Produktivitätsfaktors wird die Entwicklung der Branchenproduktivität berechnet, und die Produktivitätszugewinne sollen an die Netzkunden weitergegeben werden. Durch die Verwendung eines Produktivitätsfaktors werden Anreize für Kosteneffizienz verstärkt (Schmitt & Stronzik, 2015, S. 40-41).

Da in allen drei Ländern die Inflation berücksichtigt wird, in Deutschland mittels des allgemeinen Verbraucherpreisgesamtindex, in Österreich mittels eines eigenen Preisindex für Netzbetreiber und in der Schweiz, indem automatisch die exakten Kosten berücksichtigt werden, werden alle drei Länder mit Plus bewertet.

Produktivitätsfaktor

Der Produktivitätsfaktor findet nur beim deutschen und österreichischen System Berücksichtigung. Deshalb erfolgt die Bewertung für Deutschland und Österreich mit Plus, für die Schweiz erfolgt diese aufgrund des fehlenden Effizienzanreizes mit Minus.

Betriebskostenfaktor

Nur in Österreich wird ein Betriebskostenfaktor angewendet, um Änderungen in der Versorgungsaufgabe in der Obergrenze abzubilden. Dieser Faktor wird auf Änderungen in den Netzanschlüssen, in der Netzsystemlänge und beim Smart-Meter angewandt. Während der 2. Regulierungsperiode wurde in Deutschland ebenfalls so ein Faktor angewendet. In der Schweiz

ist dies nicht notwendig, da sämtliche betriebsnotwendigen Kosten anerkannt werden. Dieser Umstand wurde bereits im Bereich der Ausgestaltung des Systems berücksichtigt.

Gesamtbewertung im Punkt Anpassung der Erlös-/Kostenobergrenze während der Regulierungsperiode

Für diesen Punkt ergibt sich insgesamt eine Bewertung von Plus für Deutschland, Plus für Österreich und Welle für die Schweiz.

Gesamtübersicht über die Bewertung im Bereich Flexibilität des Systems

Tabelle 21: Bewertung im Bereich Flexibilität des Systems

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Dauer der Regulierungsperiode	+	+	~
Regulierungskonto	+	~	+
Anpassung der Erlös-/Kostenobergrenze während der Regulierungsperiode	+	+	~

2.5 Investitionsfreundlichkeit des Systems

In diesem Kapitel wird die Investitionsfreundlichkeit der Regulierungssysteme von Deutschland, Österreich und der Schweiz verglichen. Dabei wird auf den Kapitalkostenabgleich, die kalkulatorische Abschreibung, die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer, die Höhe und Berechnung der Eigenkapitalverzinsung/WACC sowie auf die Behandlung von Kosten für Forschung und Entwicklung (F&E) eingegangen.

2.5.1 Kapitalkostenabgleich

In Deutschland können die Kapitalkosten durch den Kapitalkostenabgleich jedes Jahr entsprechend geändert werden. Dadurch stehen diese nicht mehr als Budget zur Verfügung. Der Kapitalkostenabgleich besteht aus einem Kapitalkostenabzug und einem Kapitalkostenaufschlag. Der Kapitalkostenabzug verringert die Kapitalkosten eines Netzbetreibers, die im Basisjahr bei der Kostenprüfung festgestellt wurden. Dies ist notwendig, um den bedingt durch Abschreibungen ständig abfallenden Vermögenswert abzubilden. Der Kapitalkostenabzug, der die Erlösobergrenze schmälert, wird am Anfang einer Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur berechnet und vergrößert sich im Verlauf der Regulierungsperiode. Der Kapitalkostenaufschlag dagegen soll neue Vermögenswerte (Investitionen) in der Erlösobergrenze abbilden und diese erhöhen. Dadurch sollen Investitionen auch rascher amortisiert werden (Bundesnetzagentur, o.J.i). Dies soll jegliche Zeitverzögerungen bei der finanziellen Anerkennung von Investitionen verhindern. Falls sich die Ist- und Plankosten der Kapitalkosten unterscheiden, wird der Unterschied über das Regulierungskonto verrechnet (Bundesnetzagentur, 2017c). Der Kapitalkostenaufschlag wird dann gewährt, wenn dem Netzbetreiber nach dem Kostenprüfungsjahr Kapitalkosten für neue Investitionen in betriebsnotwendiges Anlagevermögen anfallen. Für die Berechnung der Kapitalkosten gibt es einheitliche Regeln. Der Kapitalkostenaufschlag besteht aus der jeweiligen kalkulatorischen Abschreibung, den kalkulatorischen Zinsen und der kalkulatorischen Steuer. Diese werden auf Basis der ursprünglichen AHK berechnet. Die kalkulatorische Verzinsung wird auf Grundlage des Restbuchwerts des Anlagevermögens berechnet. Von diesem kalkulatorischen Restwert wird der Restwert der entgegengenommenen Investitionszuschüsse (z.B. Baukostenzuschüsse) abgezogen. Die kalkulatorischen Zinsen ergeben sich, indem dieser Wert mit dem Zinssatz multipliziert wird. Der Zinssatz besteht zu 40 % aus dem Eigenkapitalzinssatz (aktuell 6,91 %) und zu 60 % aus dem Fremdkapitalzinssatz (aktuell 2,72 %). Insgesamt entspricht der Zinssatz daher 4,396 %

(Bundesnetzagentur, 2020f, S. 3, 5, 9-11). Beim Kapitalkostenabzug werden statt des kalkulatorischen Zinssatzes die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und der konkrete Fremdkapitalaufwand herangezogen (§6 Abs. 3 ARegV). In Deutschland gibt es eine eigene Gewerbesteuer, die von Gemeinde zu Gemeinde unterschiedlich sein kann (§2, §16 GewStG). Diese wird durch die kalkulatorische Gewerbesteuer beim Kapitalkostenabgleich mitberücksichtigt. Da es sich dabei um eine steuerrechtliche Thematik handelt, wird diese nicht näher betrachtet.

Auch in Österreich erfolgt ein Kapitalkostenabgleich. Dadurch werden die Kapitalkosten nicht mehr als generelles Kostenbudget bereitgestellt und umfassen neben der Abschreibung auch die Zinskosten. Hierbei wird der Restbuchwert zum Kostenprüfungsjahr als Verzinsungsbasis gewählt. Da die effizienzabhängige Verzinsung des Restbuchwertes von dem erzielten Effizienzwert des Unternehmens abhängt (siehe Kapitel 2.2.62.2.6 Belohnung bei besonders hoher Effizienz – Supereffizienz), stellt sich die Frage wie mit Investitionen nach dem Basisjahr umgegangen wird, weil der Effizienzvergleich nur vor einer neuen Regulierungsperiode erfolgt und nur die bis dahin getätigten Investitionen mitberücksichtigt werden. Deshalb wird für diese neuen Investitionen nach dem Basisjahr eine vereinheitlichte Verzinsung (WACC) gewährt, diese beträgt für die aktuelle Regulierungsperiode für die Jahre 2017-2018 4,88 %, für alle Investitionen ab 2019 beträgt der WACC 5,20 %. Diese 5,20 % beruhen einerseits auf der Annahme, dass neue Investitionen durchschnittlich effizient sind, und andererseits auf einem Aufschlag, der Investitionen begünstigen soll. Dieser wird bis zum nächsten Effizienzvergleich gewährt, bis die neuen Investitionen ebenfalls beim Effizienzvergleich mitberücksichtigt werden. Für den Kapitalkostenabgleich werden die Buchwerte aus dem zuletzt abgeschlossenen Geschäftsjahr herangezogen. Durch den sinkenden Buchwert aufgrund von buchhalterischen Abschreibungen sinken auch der Restbuchwert und damit der Wert für den Kapitalkostenabgleich im Zeitverlauf ab. Da die buchhalterischen Werte herangezogen werden, ergibt sich ein Zeitverzug zwischen den Kosten und deren Abdeckung im Rahmen der Netzentgelte, dies wird mittels Aufrollung bereinigt (siehe Kapitel 2.4.3 Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode) (E-Control, 2018a, S. 4, 12-13, 64-65).

Formel 9: Formel zur Berechnung des Kapitalkostenabgleichs im Jahr 2019 nach E-Control (2018a, S. 13)

$$\begin{aligned} \text{Kapitalkostenabgleich}_{2019} = & AfA_{2017} + RAB_{\text{Vermögen bis 2016}}^{2017} * WACC_{Eff} \\ & + RAB_{\text{Vermögen ab 2017}}^{2017} * 4,88 \% \end{aligned}$$

Formel 10: Formel zur Berechnung des Kapitalkostenabgleichs im Jahr 2020 nach E-Control (2018a, S. 13)

*Kapitalkostenabgleich*₂₀₂₁

$$\begin{aligned} = & AfA_{2019} + RAB_{\text{Vermögen bis 2016}}^{2019} * WACC_{Eff} \\ & + RAB_{\text{Vermögen ab 2017}}^{2019} * 4,88 \% \\ & + RAB_{\text{Vermögen ab 2019}}^{2019} * 5,20 \% \end{aligned}$$

Tabelle 22: Parameter zur Berechnung des Kapitalkostenabgleiches nach E-Control (2018a, S. 13)

Variable	Beschreibung der Variable
<i>Kapitalkostenabgleich</i>	Kapitalkostenabgleich im jeweiligen Jahr
<i>AfA</i> ₂₀₁₉	Buchhalterische Abschreibung im jeweiligen Jahr
<i>RAB</i>	Regulatorisches Anlagevermögen
<i>WACC</i> _{Eff}	Effizienzabhängiger Kapitalkostensatz

In der Schweiz werden aufgrund der jährlichen Kostenprüfungen Investitionen anerkannt, falls diese für das Stromnetz betriebsnotwendig sind. (Art. 11 Abs. 1, Art. 15 Abs. 1 StromVG). Die Kapitalkosten werden gesondert berücksichtigt (Art. 13 StromVV). Zudem werden die kalkulatorische Abschreibung sowie die kalkulatorische Verzinsung als Bestandteile der Kapitalkosten angerechnet (Art. 15 Abs. 3 StromVG).

2.5.2 Kalkulatorische Abschreibung

Im Rahmen der Netzkostenermittlung werden in Deutschland kalkulatorische Abschreibungen für das Anlagevermögen der Netzbetreiber beim Kapitalkostenabgleich (siehe Kapitel 2.5.1 Kapitalkostenabgleich) berücksichtigt. Diese kalkulatorischen Abschreibungen ersetzen die buchhalterischen Abschreibungen. Es wird dabei zwischen neuen und alten Anlagen differenziert. Vermögenswerte, die vor dem Jahresbeginn 2006 in die Bilanz aufgenommen wurden, gelten als Altanlagen. Anlagen, die ab Jahresbeginn 2006 aufgenommen wurden, gelten hin-

gegen als Neuanlagen. Zur Berechnung der kalkulatorischen Abschreibung werden ein Eigenkapitalanteil von maximal 40 % und ein Fremdkapitalanteil von maximal 60 % festgelegt. Zur Berechnung des Eigenkapitalanteils wird das Eigenkapital herangezogen und durch den kalkulatorischen Restwert der Vermögenswerte dividiert, dabei werden nur betriebsnotwendige Werte berücksichtigt. Weiters wird zwischen eigen- und fremdfinanziertem Anteil der Altanlagen unterschieden. Grundsätzlich wird der jeweilige Anteil durch Aufsummierung der Abschreibungsbeträge und anschließender Multiplikation mit dem jeweiligen Eigen- und Fremdkapitalanteil berechnet. Jedoch wird zur Berechnung der Abschreibungen beim eigenfinanzierten Anteil der Tagesneuwert herangezogen, beim fremdfinanzierten Anteil werden hingegen die historischen AHK als Basis genommen. Die Ermittlung des Tagesneuwertes wird mittels der Anwendung von Preisindexreihen auf die historischen AHK durchgeführt. Bei Neuanlagen wird mittels historischer AHK die lineare Abschreibung berechnet. Die kalkulatorische Abschreibung wird jedes Jahr für sämtliche Anlagegüter berechnet. Zudem wird die Abschreibungsdauer der Anlagegüter vorgegeben (§10a Abs. 1 ARegV, §6 StromNEV).

In Österreich wird dagegen keine kalkulatorische Abschreibung angesetzt, stattdessen werden bilanzielle Werte verwendet. Die Abschreibung wird im Rahmen des Kapitalkostenabgleiches in der Berechnung der Netzentgeltkostenbasis des Netzbetreibers berücksichtigt (E-Control, 2018a, S. 9, 11-12). Als Basis werden die historischen AHK verwendet (§59 Abs. 1 ElWOG). Ebenfalls gibt es gesetzliche Vorgaben in Bezug auf die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer für Anlagevermögen, teilweise mit einem kleinen Spielraum für die Netzbetreiber (EStR 2000 Rz 3115b).

In der Schweiz werden kalkulatorische Abschreibungen als Bestandteil der Kapitalkosten berücksichtigt. Diese werden von der Regulierungsbehörde anerkannt. Dabei werden als Basis die anfänglichen AHK verwendet (Art. 15 Abs. 1-3 StomVG). Weiters wird den Stromnetzbetreibern eine lineare Abschreibungsmethodik vorgegeben. Zudem werden lediglich die Errichtungskosten von Anlagen als AHK angerechnet. Falls die AHK von existierenden Anlagen nicht ermittelt werden können, wird der Wiederbeschaffungswert angesetzt und mittels der Preisindexe auf AHK hochgerechnet und mit 20 % beabschlagt (Art. 13 StomVV). Es erfolgt eine Trennung zwischen buchhalterischen und kalkulatorischen Werten. So werden z.B. außerplanmäßige Zu- oder Abschreibungen aus der Buchhaltung nicht in die kalkulatorischen Kosten

übernommen. Die Abschreibung hat ab der Inbetriebnahme der Anlage zu erfolgen. Die Nutzungsdauer ist branchenweit festgelegt und orientiert sich an den technischen, betriebswirtschaftlichen und juristischen Faktoren (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2021a, S. 3, 10-15). Falls die Abschreibung nicht mit Inbetriebnahme der Anlage erfolgt, sondern erst verzögert, wird dadurch der Restwert des Investitionsvermögens illegitim erhöht und überhöhte kalkulatorische Zinsen von den Netzbetreibern angesetzt (ElCom, 2020b, S. 18).

2.5.3 Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer

In Deutschland sind die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern von Anlagevermögen gesetzlich und mittels Absetzung für Abnutzung (AfA)-Tabellen vorgeschrieben. Diese haben teilweise einen Spielraum von zwei bis 20 Jahren (Bundesministerium der Finanzen, o.J.; Anlage 1 zu §6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV).

In Österreich gibt es ebenfalls gesetzliche Regelungen in Bezug auf die Nutzungsdauer. Speziell für Unternehmen im energiewirtschaftlichen Bereich gibt es für einige Anlagevermögenskategorien spezifische Vorgaben zur Nutzungsdauer. Falls Anlagevermögen durch die spezifischen Vorgaben nicht abgedeckt sind, kann unter Umständen auch die deutsche AfA-Tabelle zur Festlegung der Nutzungsdauer verwendet werden. Die Nutzungsdauern haben dabei einen geringen bis kaum vorhandenen Spielraum (EStR 2000 Rz 3115, Anhang I zu Rz 3115b).

In der Schweiz gibt es ebenso verbindliche Richtlinien für die Abschreibungsdauer. Die Abschreibungsdauern sind für verschiedene Kategorien vorgegeben und umfassen größtenteils eine Toleranzzeitspanne von fünf Jahren (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2021a, S. 15-16).

Für den Vergleich werden Nutzungsdauern von für Netzbetreiber spezifischem Anlagevermögen betrachtet.

Tabelle 23: Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauern von spezifischem Anlagevermögen von Verteilnetzbetreibern in den jeweiligen Ländern nach EStR 2000 (Rz 3115, Anhang I zu Rz 3115b); StromNEV (Anlage 1 zu §6 Abs. 5 Satz 1); Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2021a, S. 15-16)

Kategorie	Betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer		
	Deutschland	Österreich	Schweiz
Freileitung 110-380 kV	40-50	33	55-60
Freileitung 1-30 kV	30-40	20-25	35-40
Freileitung 400 V-1 kV	30-40	20	20-25
Kabel 50-220 kV	40-50	33	35-40
Kabel 1-36 kV	40-45	25	35-40
Kabel 400 V-1 kV	40-45	20	35-40
Betriebsgebäude	50-60	40	30-50
Allgemeine Stationseinrichtungen, Hilfsanlagen (Schutz-, Messeinrichtungen, Fernmess- und Automatanlagen sowie Rundsteueranlagen)	25-30	10-20	10-15
Ortsnetzstationen	30-40	20	30-35
Stationsgebäude	30-50	40	30-50
Transformatoren	30-35	20	30-35
Zähler, Messeinrichtungen	20-25	10-15	20-25
Moderne Messeinrichtungen	13-18	13	10-15
Smart-Meter-Gateway	8-13	10	10-15
Schaltanlagen	30-35	20-25	25-35

Wie sich zeigt, gibt es große Unterschiede in den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern. So sind diese in Deutschland tendenziell länger als in den anderen beiden Ländern. Auch gibt es in Deutschland und der Schweiz einen größeren Spielraum bei den Nutzungsdauern. Österreich hat dagegen tendenziell kürzere Abschreibedauern.

Eine Begründung dafür kann darin liegen, dass in Deutschland und in der Schweiz kalkulatorische Werte herangezogen werden und in Österreich die bilanziellen. So sind die steuerlichen Abschreibungslängen in Deutschland größtenteils kürzer als die vorgesehenen kalkulatorischen Nutzungsdauern (Bundesnetzagentur, 2012, S. 35-36).

2.5.4 Abschreibungsmethode

In Deutschland erfolgt die Berechnung der kalkulatorischen Abschreibung mittels linearer Abschreibung. Weiters gibt es keine halbjährliche Abschreibung, zudem ist nicht die Inbetriebnahme, sondern das Zugangsdatum der Anlage von Bedeutung. Dieses wird unabhängig vom Zeitpunkt immer auf den 01.01. des jeweiligen Jahres festgelegt, womit auch die kalkulatorische Abschreibung beginnt (§6 StromNEV).

In Österreich werden die buchhalterischen Abschreibungen des jeweiligen vorletzten Geschäftsjahres direkt im Kapitalkostenabgleich berücksichtigt. (E-Control, 2018a, S. 13). Die Abschreibung erfolgt grundsätzlich linear (EStR 2000 Rz 3109). Sollte die Inbetriebnahme einer Anlage erst nach dem 01.07. eines Kalenderjahres erfolgen, kann nur eine Halbjahres-Abschreibung angesetzt werden (EStR 2000 Rz 3129).

In der Schweiz ist für die Netzbetreiber eine lineare Abschreibungsmethodik vorgeschrieben. Die Abschreibung startet mit Inbetriebnahme der Anlage. Weiters wird auch zwischen kalkulatorischer und bilanzieller Abschreibung unterschieden. Eine halbjährliche Abschreibung ist nicht direkt vorgesehen (Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2021a, S. 12, 14, 17). Es gibt keine genaue gesetzliche Regelung bezüglich dem Aktivierungszeitpunkt von Anlagen, die ElCom verwendet daher das Datum der technischen Inbetriebnahme, ab diesem hat die kalkulatorische Abschreibung zu erfolgen (ElCom, 2020e, S. 4-6).

2.5.5 Höhe und Berechnung Eigenkapitalverzinsung/WACC

In Deutschland werden den Netzbetreibern die Eigenkapitalkosten, immer bezogen auf das betriebsnotwendige Vermögen, im Rahmen von kalkulatorischen Eigenkapitalzinsen vergütet. Dieses betriebsnotwendige Vermögen ergibt sich durch Aufsummierung der Restwerte des Sach- und Umlaufvermögens sowie des Finanzanlagevermögens. Das Sachvermögen besteht einerseits aus den Restwerten der Neuanlagen, die anhand der ursprünglichen AHK bewertet werden, und andererseits aus den Restwerten der Altanlagen. Bei den Restwerten der Altanlagen wird einmal das Produkt aus dem Fremdkapitalanteil und den zu AHK bewerteten Restwerten plus dem Produkt aus dem Eigenkapitalanteil und den zu Tagesneuwerten bewerteten Restwerten berechnet. Abschließend wird das Fremdkapital und das nicht verzinste Kapital abgezogen (z.B. Rückstellungen, Netzkundenanzahlungen, Baukostenzuschüsse) (§7 Abs. 1-2

StromNEV). Zur Bestimmung der Eigenkapitalverzinsung verwendet die Bundesnetzagentur das Capital Asset Pricing Model. Es wurde für die aktuelle Regulierungsperiode ein Eigenkapitalzinssatz von 6,91 % vor Steuern und 5,64 % nach Steuern für Neuanlagen festgelegt. Zur Berechnung dieser Verzinsung wurde ein risikoloser Zinssatz von 2,49 % auf Basis der Umlaufrendite von festverzinsten Wertpapieren herangezogen und ein Wagniszuschlag von 3,15 % aufgeschlagen, die Marktrisikoprämie liegt bei 3,8 %, der Betafaktor bei 0,83. Der Steuerfaktor beträgt 1,225. Für Altanlagen, das heißt Anlagevermögen, welches vor dem Jahresbeginn 2006 in die Bilanz aufgenommen wurde, gilt dagegen ein um die Teuerungsrate reduzierter Zinssatz von 5,12 % vor Steuern bzw. 4,18 % nach Steuern. Die Eigenkapitalverzinsung hat sich somit im Vergleich zur letzten Regulierungsperiode reduziert, hier betrug die Eigenkapitalverzinsung vor Steuern für Neuanlagen 9,05 % und für Altanlagen 7,14 %. Diese kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung ist nur dann für den Stromverteilnetzbetreiber möglich, wenn im Effizienzvergleich eine Effizienz von 100 % erreicht wurde und wenn die Gesamtkosten des Netzbetreibers maximal der individuellen Erlösobergrenze gleichen. Unbeachtet davon bleibt der Kapitalkostenaufschlag. Zinsen für Fremdkapital werden neutral angerechnet, wenn die Verzinsung angemessen ist. Falls der Eigenkapitalanteil die 40-%-Marke übersteigt, wird der übersteigende Anteil lediglich mit einem marktähnlichen Fremdkapitalzinssatz vergütet. (Bundesnetzagentur, 2016, S. 3-9, 27, 30; Bundesnetzagentur, 2017b).

In Österreich wird der Kapitalkostensatz mittels des WACC-Verfahrens berechnet. Durch das Festlegen eines idealen WACC soll einerseits kein zu starker Investitionsanreiz, der zur Überinvestition führt, und andererseits kein zu geringer Anreiz, der Investitionen unattraktiv macht, gesetzt werden. In der dritten Regulierungsperiode betrug der WACC vor Steuern 6,42 % pro Jahr, in der vierten und aktuellen Regulierungsperiode liegt dieser bei 4,88 % vor Steuern jährlich, falls der geforderten Kapitalstruktur nachgekommen wird (E-Control, 2018a, S. 51-52). Der risikolose Zinssatz wird mit 1,87 % angenommen und der Risikozuschlag für das Fremdkapital beträgt 0,83 %, daher beträgt der Fremdkapitalkostensatz 2,7 %. Die Marktrisikoprämie liegt bei 5 %, das unverschuldete Beta wird auf 0,4 festgelegt und das verschuldete Beta liegt somit bei 0,85. Der Steuersatz beträgt 25 %. Dadurch ergibt sich bei einem Eigenkapitalanteil von 40 % und einem Fremdkapitalanteil von 60 % eine Eigenkapitalverzinsung von 8,16 % vor Steuern sowie 6,12 % nach Steuern. Für neue Investitionen wird ein Zuschlag auf den mit Eigenkapital finanzierten Anteil in Höhe von 0,8 % gewährt, dadurch erhöht sich der

WACC um 0,32 % und beträgt für Neuinvestitionen während der vierten Regulierungsperiode 5,20 %, und die Eigenkapitalverzinsung für solche Anlagen liegt damit bei 8,96 % vor Steuern. Der WACC in der Höhe von 4,88 % pro Jahr wird einem Verteilnetzbetreiber zugestanden, der beim Effizienzvergleich durchschnittlich abgeschnitten hat. Falls der Effizienzwert des Unternehmens über- oder unterdurchschnittlich ist, wird auch der WACC entsprechend angepasst (siehe auch Kapitel 2.2.6 Belohnung bei besonders hoher Effizienz – Supereffizienz) (E-Control, 2018a, S. 11-12, 51-52). Die Verzinsungsbasis besteht aus dem Sachanlage- und immateriellen Vermögen. Dabei werden die bilanziellen Werte verwendet. Davon werden die erhaltenen Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelte abgezogen (§60 Abs. 4 ElWOG 2010). Es wird nur das betriebsnotwendige Vermögen verzinst (E-Control, 2018a, S. 11).

In der Schweiz wird der Kapitalkostensatz WACC jedes Jahr durch die Kalkulation vom Bundesamt für Energie und Beratung durch die ElCom neu bestimmt. Für 2021 liegt der WACC bei 3,83 % (Bundesamt für Energie, 2020). Auch in der Schweiz besteht die Ansicht, dass ein zu geringer WACC die Investitionen in das Stromverteilnetz verringert und damit die Versorgungsqualität bedroht. Der WACC wird auf das kalkulatorische Kapital und auf das Netto-Umlaufvermögen eingesetzt. Die so ermittelten kalkulatorischen Zinsen werden in den Netzentgelten des Netzbetreibers berücksichtigt. Der Fremdkapitalanteil beträgt bei der Berechnung des WACC 60 %, und der Eigenkapitalanteil 40 %. Der Unternehmenssteuersatz liegt bei 18 %. Der risikolose Zinssatz liegt bei 2,5 %. Für die Marktrisikoprämie ergibt sich ein Wert von 5 % (Bundesamt für Energie, 2019, S. 1-3). Für die Bestimmung der einzelnen Komponenten des WACCs gibt es gesetzlich vorgeschriebene Mindestwerte/Maximalwerte (Anhang 1 zu Art. 13 Abs. 3bis StromVV). Der Eigenkapitalkostensatz beträgt daher für 2020 6,96 % vor Steuern. Der risikolose Zinssatz für Fremdkapitalgeber wird mit 0,5 % festgelegt. Dazu wird noch ein Risikozuschlag aufgeschlagen, welcher für das Jahr 2020 bei 1,25 % liegt. Somit ergibt sich ein Fremdkapitalkostensatz von 1,75 %. Der WACC liegt daher bei 3,83 % und lag auch im vorherigen Jahr bei diesem Wert (Bundesamt für Energie, 2019, S. 3).

2.5.6 Eigenkapital- und Fremdkapitalanteil für kalkulatorische Kapitalkosten

In Deutschland wird zur Bestimmung der Kapitalkosten eine Eigenkapitalquote von 40 % und eine Fremdkapitalquote von 60 % festgelegt (Bundesnetzagentur, 2017b).

In Österreich wird von einem Anteil an Eigenkapital von 40 % und einem Anteil an Fremdkapital von 60 % am Gesamtkapital ausgegangen (E-Control, 2018a, S. 52).

In der Schweiz werden zur Berechnung des kalkulatorischen Kapitalkostensatzes ein Eigenkapitalanteil von 40 % und ein Fremdkapitalanteil von 60 % vorgegeben (Anhang 1 zu Art. 13 Abs. 3bis StromVV).

2.5.7 Forschungs- und Entwicklungskosten

Die F&E-Kosten von Stromnetzbetreibern gelten in Deutschland teilweise als nicht beeinflussbare Kosten und unterliegen daher nicht den Zielvorgaben des Anreizsystems. Das umfasst F&E-Kosten, die wegen der nationalen Energieforschungsförderung durchgeführt und genehmigt wurden. Falls diese Kosten zuvor in der Erlösobergrenze beachtet wurden, können diese nicht nochmals geltend gemacht werden. Die Anrechenbarkeit der Forschungskosten ist auf 50 % der Differenz zwischen Forschungsgesamtkosten und der Forschungsförderung begrenzt. Jedes Jahr können Forschungskosten in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden. Nach der Beendigung des Forschungsprojektes erfolgt eine Verwendungsprüfung (§11 Abs. 2 Ziffer 12a, §25a ARegV).

In Österreich erfolgte noch bis zur aktuellen Regulierungsperiode ein Abzug von gewonnenen Fördermitteln. Mit der aktuellen Regulierungsperiode wurde diese Regelung aufgehoben, und von Netzbetreibern eingenommene Fördermittel für Forschung werden nicht kostenreduzierend abgezogen. Dadurch soll weiterhin ein Anreiz bestehen, dass Netzbetreiber für Fördergelder für Forschungsvorhaben ansuchen (E-Control, 2018a, S. 67). Weiters gibt es keine speziellen Regelungen in Bezug auf F&E Kosten, diese werden im Rahmen der regulären Instrumente berücksichtigt (E-Control, 2013a, S. 93, 105).

In der Schweiz können F&E Kosten von Verteilnetzbetreibern von der Regulierungsbehörde anerkannt werden, wenn diese die Netzsicherheit oder die Netzeffizienz steigern. Diese Forschungskosten werden maximal in der Höhe von einem Prozent der gesamten Betriebs- und Kapitalkosten oder zu maximal 500.000 Franken pro Jahr anerkannt. Zudem gibt es eine umfangreiche Dokumentationspflicht für etwaige F&E Projekte (Art. 13b StromVV).

2.5.8 Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investitionsfreundlichkeit des Systems

Für den Bereich Investitionsfreundlichkeit des Systems konnten folgende Gemeinsamkeiten und Unterschiede in der Regulierungssystematik ermittelt werden.

Tabelle 24: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Kapitalkostenabgleich)

Kriterium (Kapitalkostenabgleich)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Kapitalkostenabgleich	Ja	Ja	Nicht direkt
- Kalkulatorische Abschreibung	Ja	Nein, buchhalterische	Ja
- Kalkulatorischen Zinsen	Ja	Ja	Ja
- Kalkulatorischer Zinssatz für Neuanlagen*	4,396 %	5,20 % (inkl. Mark-up)	3,83 %
- Basis sind die AHK	Ja	Ja	Ja
- Basis der Verzinsung sind Restwerte für den Kapitalkostenabgleich	Ja	Ja	Ja

**Für Neuanlagen, die nach dem Basisjahr angeschafft wurden.*

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Der Kapitalkostenabgleich bzw. die Berücksichtigung von Kapitalkosten sind in den drei Ländern sehr ähnlich. In allen drei Ländern werden Investitionen entweder im Rahmen des Kapitalkostenabgleichs oder direkt abgegolten. In der Schweiz erfolgt dies aufgrund des Systems automatisch. Auch werden in allen drei Ländern sinkende Kapitalkosten aufgrund von Abschreibungen mitberücksichtigt. Hier werden in Deutschland statt der kalkulatorischen Verzinsung die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung und der reale Fremdkapitalzinsaufwand herangezogen. In allen drei Ländern werden die AHK als Basis genommen und Restwerte für die Berechnung der kalkulatorischen Zinsen verwendet und die Restwerte zur Berechnung des Kapitalkostenabgleichs bzw. der Kapitalkosten herangezogen.

Kapitalkostenabgleich

Beim Kapitalkostenabgleich besteht die Gefahr, dass Investitionen, die niedrigere Kapitalkosten und dafür höhere Betriebskosten haben, aber dennoch insgesamt kostensparend sind, nicht durch das Regulierungssystem gefördert werden. Dadurch, dass die Betriebskosten erst im Rahmen des nächsten Effizienzvergleiches Berücksichtigung finden, verschiebt sich die Zeitverzugsproblematik von den Kapital- hin zu den Betriebskosten. Betriebskostenintensivere Lösungen werden so tendenziell vor das Kostenprüfungsjahr verschoben (Elsenbast, Perner & Rodgarkia-Dara, 2017, S. 69-70). Der Kapitalkostenaufschlag wird jährlich auch mittels Planwerten für neue Anlagen berechnet, dadurch wird der Zeitverzug zwischen Investition und deren Abbildung in der Erlösobergrenze für Kapitalkosten beseitigt, aber nicht für Betriebskosten (Bundesnetzagentur, 2017c). In Österreich wird dazu der Betriebskostenfaktor zumindest für Netzerweiterungen angewendet (siehe Kapitel 2.4.3 Anpassung der Erlösobergrenze während der Regulierungsperiode). Da in Österreich buchhalterische Werte für die Berechnung des Kapitalkostenabgleiches verwendet werden, ergibt sich hier ebenfalls ein Zeitverzug. Es werden die Werte aus dem zuletzt abgeschlossenen Geschäftsjahr verwendet, dieses liegt in der Regel zwei Jahre zurück und bedeutet, dass z.B. der Kapitalkostenabgleich für 2019 auf den buchhalterischen Werten von 2017 basiert (E-Control, 2018a, S. 13). Dies wird durch die Aufrollung erst nachträglich bereinigt.

Da der Kapitalkostenabgleich in Deutschland das Zeitverzugsproblem zumindest für Kapitalkosten, aber nicht für Betriebskosten löst und in Österreich ebenfalls ein Zeitverzugsproblem aufgrund der Verwendung von bilanziellen Werten besteht, werden die beiden Länder mit Welle beurteilt. In der Schweiz existiert diese Problematik nicht. Sie wird daher in diesem Punkt mit Plus bewertet.

Kalkulatorische Zinsen

Kalkulatorische Zinsen werden in allen drei Ländern berücksichtigt. Der kalkulatorische Zinssatz schwankt hier von Land zu Land, Österreich gewährt hier den höchsten Zinssatz für Neuinvestitionen, dieser gilt während der Regulierungsperiode bis zum nächsten Effizienzvergleich. Die Bewertung der Höhe des Zinssatzes erfolgt im Punkt Eigenkapitalverzinsung/WACC.

Gesamtbewertung im Punkt Kapitalkostenabgleich

Insgesamt ergibt sich für den Punkt Kapitalkostenabgleich eine Bewertung für Deutschland und Österreich mit Welle und für die Schweiz mit einem Plus.

Tabelle 25: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Kalkulatorische Abschreibung)

Kriterium (Kalkulatorische Abschreibung)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Bilanzielle Werte und pagatorische Werte	Kalkulatorisch	Ja	Kalkulatorisch
Berücksichtigung von kalkulatorischer Abschreibung	Ja	Nein, bilanzielle Abschreibung	Ja
Reduktion der Kapitalkosten bei Abschreibungen	Ja	Ja, über Buchhaltung	Ja
Berücksichtigung von neuen Anlagen in der Erlösbergrenze nach Basisjahr	Ja	Ja	Ja
Differenzierung in Alt- und Neuanlagen bei kalkulatorischer Abschreibung	Ja, 2006 als Trennpunkt	Nein	Nein
Basis AHK	Ja	Ja	Ja
Berücksichtigung der Effizienz von Investitionen	Bei nächster Regulierungsperiode	Bei nächster Regulierungsperiode	Nein

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

Im Punkt kalkulatorische Abschreibung gibt es einige Unterschiede, so werden in Deutschland und in der Schweiz kalkulatorische Abschreibungen verwendet, in Österreich wird dagegen die buchhalterische Abschreibung angewendet. Die Folgen des sich dadurch ergebenden Zeitverzuges wurden bereits im Punkt Kapitalkostenabgleich behandelt.

In allen drei Ländern werden kalkulatorische Zinsen und sinkende Anlagenwerte in den Kapitalkosten berücksichtigt, in Österreich erfolgt dies über den sinkenden Buchwert in der Buchhaltung. Zudem werden in allen drei Ländern neue Anlagen in der Erlösobergrenze berücksichtigt. In der Schweiz erfolgt dies automatisch, da betriebsnotwendige Kosten umgehend anerkannt werden. Die Effizienz der Neuanlagen wird in Deutschland und Österreich erst im nächsten Effizienzvergleich berücksichtigt.

Kalkulatorische Werte/Buchhalterische Werte

Kalkulatorische Werte mit klaren Regeln haben hier den Vorteil, dass der Netzbetreiber keine Möglichkeit hat, diese zu beeinflussen (Theobald, Hummel, Gussone & Feller, 2008, S. 23). Es gibt keine buchhalterischen Spielräume, und auch im Rahmen des Effizienzvergleiches ist dadurch eine bessere Vergleichbarkeit gegeben.

Deswegen werden Deutschland und die Schweiz in diesem Punkt mit Plus bewertet, Österreich mit einem Minus.

Trennung in Alt- und Neuanlagen

Lediglich in Deutschland wird eine historisch bedingte Trennung in Alt- und Neuanlagen vorgenommen. Diese Trennung gilt seit der Einführung der Stromnetzentgeltverordnung im Jahr 2005. Die Trennlinie verläuft anhand des Aktivierungsdatums, Neuanlagen sind alle Anlagen mit der Aufnahme in die Bilanz ab dem 01.01.2006 (§6 Abs. 1 StromNEV). In Österreich erfolgt die Trennung bezogen auf die aktuelle Regulierungsperiode, neue Investitionen werden als Neuanlagen gewertet und mit einem anderen Kapitalkostensatz verzinst. Dieser Aspekt wird im Punkt Eigenkapitalverzinsung/WACC behandelt.

Dies wird im Rahmen des Vergleiches nicht näher berücksichtigt.

Berücksichtigung der Effizienz von Neuanlagen

Die Effizienz der Investitionen wird in Deutschland und Österreich erst beim nächsten Effizienzvergleich bei der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt. Falls die Investitionen nicht effizient sind, erhalten die Netzbetreiber einen schlechteren Effizienzwert. In der Schweiz werden dagegen nur die Betriebsnotwendigkeit und die Angemessenheit der Kosten berücksichtigt.

Bedingt durch die nachträgliche Effizienzprüfung kann es passieren, dass Kosten nicht angerechnet werden, wenn diese als ineffizient gelten bzw. dies den Effizienzwert des Netzbetreibers und damit die Erlösobergrenze reduziert. Dies stellt ein Investitionshemmnis dar, insbesondere weil getätigte ineffiziente Investitionen nur schwer behebbar sind (Korte & Gawel, 2015, S. 2). In der Schweiz kann dies aufgrund der fehlenden Effizienzwertermittlung nicht passieren, und die Investitionsfreundlichkeit des Systems leidet nicht, wie in Deutschland oder Österreich, darunter.

Dadurch ergibt sich bei diesem Punkt für Deutschland und Österreich ein Minus, für die Schweiz ein Plus.

Gesamtbewertung im Punkt Kalkulatorische Abschreibung

Bei der gemeinsamen Bewertung der genannten Faktoren im Punkt kalkulatorische Abschreibung ergibt sich für Deutschland eine Welle, für Österreich ein Minus und für die Schweiz ein Plus.

Tabelle 26: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer)

Kriterium (Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Abschreibungsmethode	Linear	Linear	Linear
Neuanlagen Basis AHK	Ja	Ja	Ja
Vorgabe von Nutzungsdauern	Ja	Ja	Ja
Inbetriebnahme für Abschreibung wesentlich	Nein, Zugangsdatum	Ja	Ja
Nutzungsdauer von spezifischem Anlagevermögen	Tendenziell lang	Tendenziell kurz	Tendenziell mittel
Spannweite bei Nutzungsdauer	Ja	Kaum	Ja

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

In allen drei untersuchten Ländern erfolgt die Abschreibung mittels linearer Methode. In Österreich gibt es für bestimmte Wirtschaftsgüter seit dem 01.07.2020 auch die degressive Abschreibung, diese wird hier nicht berücksichtigt (Wirtschaftskammer Österreich, o.J.). Bei Neuanlagen werden für die Abschreibungen in allen drei Ländern die tatsächlichen AHK Herstellungskosten herangezogen. In Österreich ist eine halbjährliche Abschreibung möglich. In Deutschland erfolgt bereits mit dem Zugangsdatum der Anlage die Abschreibung, wobei hier immer vom 01.01. des jeweiligen Jahres ausgegangen wird.

In der Schweiz gibt es keine genaue gesetzliche Regelung, die ElCom verwendet daher das Datum der technischen Inbetriebnahme, ab diesem hat die kalkulatorische Abschreibung zu erfolgen (ElCom, 2020e, S. 4). Zudem gibt es Unterschiede bei der vorgeschriebenen Nutzungsdauer.

Bewertung zu AHK

Das Bewertungsverfahren mit dem wenigsten Aufwand ist die Methode der Bewertung zu den tatsächlichen AHK. Die notwendigen Daten können aus der Bilanz ausgelesen werden. Ein Nachteil ist jedoch, dass bei Anlagen mit langer Abschreibungsdauer die Abschreibungen zu gering ausfallen und kein Anreiz zur Effizienz bei Investitionen gesetzt wird. Dagegen haben Tagesneuwerte bzw. Wiederbeschaffungswerte den Vorteil, dass die Höhe der Abschreibungen eher den wirtschaftlichen Realitäten entspricht als bei einer Bewertung zu AHK. Dafür ist der Berechnungsaufwand höher und es müssen anlagenspezifische Preisindexe verwendet werden (Schäffner, 2007, S. 9-12).

Da bei allen drei Ländern bis auf Deutschland bei Altanlagen die Bewertung zu tatsächlichen AHK zur Anwendung kommt und der Unterschied dadurch gering ist, werden die Länder mit Plus bewertet.

Nutzungsdauer

In allen drei Ländern werden die Nutzungsdauern vorgegeben, wobei diese in Deutschland tendenziell am längsten und in Österreich am kürzesten sind. Auch gibt es in Deutschland und in der Schweiz bei der Festlegung der Nutzungsdauern eine größere Spannweite als in Österreich.

Kürzere Nutzungsdauern ermöglichen den Netzbetreibern in Bezug auf Neuanlagen eine raschere Kapitalrückführung. Dies ist für den Netzbetreiber insbesondere dann wichtig, wenn verstärkte und größere Investitionen notwendig sind (Kurth, 2009, S. 693-694). Durch kürzere Nutzungsdauern werden stärkere Investitionsanreize für Netzbetreiber gesetzt (Dehmel, 2011, S. 279).

Deshalb wird Österreich bei der Nutzungsdauer mit einem Plus bewertet, die Schweiz mit einer Welle und Deutschland mit einem Minus.

Gesamtbewertung im Punkt Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer

Insgesamt ergibt sich im Punkt Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer für Deutschland eine Welle, für Österreich ein Plus und für die Schweiz eine Welle.

Tabelle 27: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (Eigenkapitalverzinsung/WACC)

Kriterium (Eigenkapitalverzinsung/WACC)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Eigenkapitalverzinsung	Ja	Ja	Ja
Eigenkapitalquote begrenzt	Ja, 40 %	Ja, 40 %	Ja, 40 %
Fremdkapitalquote begrenzt	Ja, 60 %	Ja, 60 %	Ja, 60 %
Verzinsung bezogen auf: - betriebsnotwendiges Vermögen	Ja	Ja	Ja
- Neuanlagen/Altanlagen	Ja, Grenze 2006	Ja, Grenze aktuelle Regulierungsperiode	Nein
- Restwerte	Ja	Ja	Ja
WACC vor Steuern	4,396 %*	4,88 %**/ Neuanlage 5,2 %	3,83 %
Eigenkapitalzinssatz vor Steuern	6,91 %	8,16 %**/ Neuanlage 8,96 %	6,96 %
Eigenkapitalzinssatz nach Steuern	5,64 %	6,12 %**/ Neuanlage 6,72 %	5,71 %
Effizienzabhängige Rendite	Nein	Ja	Nein
Altanlagen vor Steuern	5,12 %	Keine Trennung in Alt- und Neuanlagen wie in Deutschland	
Altanlagen nach Steuern	4,18 %		
Risikolose Zinssatz	2,49 %	1,87 %	2,5 %
Risikozuschlag Fremdkapital	Keine Angabe	0,83 %	1,25 %
Fremdkapitalkostensatz	2,72 %	2,7 %	1,75 %
Wagniszuschlag	3,15 %	Keine Angabe	Keine Angabe
Marktrisikoprämie	3,8 %	5 %	5 %
Verschuldetes Beta	0,83	0,85	0,89
Steuer	18,37 %***	25 %	18 %
Verzinsungsbasis	Kalkulatorische Werte: Restwerte des Sachvermögens und Umlaufvermögens - zinsloses Kapital	Bilanzielle Werte: Sachanlagen + immaterielles Vermögen – zinslose Baukostenzuschüsse	Kalkulatorische Werte: betriebsnotwendiges Kapital - Nettoumlaufvermögen

*In Deutschland wird im Rahmen des Kapitalkostenabzugs der tatsächliche Fremdkapitalzinsaufwand angerechnet. Bei Neuanlagen, die nach dem Start der Regulierungsperiode angeschafft wurden, wird ein kalkulatorischer Wert verwendet. Daraus ergibt sich ein WACC von 4,396 % für Neuanlagen.

**Effizienzabhängig, Wert bei durchschnittlicher Effizienz abgebildet.

***Es erfolgte eine Umrechnung des Steuerfaktors von 1,225 in den Steuersatz von 18,37 %.

Gemeinsamkeiten und Unterschiede

In allen drei Ländern wird den Netzbetreibern eine Eigenkapitalverzinsung geboten. Dabei werden der Eigenkapitalanteil auf 40 % und der Fremdkapitalanteil auf 60 % begrenzt. Die Verzinsung bezieht sich dabei immer auf das betriebsnotwendige Vermögen. Die Höhe der Verzinsung ist von Land zu Land unterschiedlich. Auch erfolgt nur in Deutschland eine historisch bedingte Trennung in Alt- und Neuanlagen. Weiters gibt es Unterschiede in den einzelnen Bestandteilen des Verzinsungssatzes und in der Verzinsungsbasis. Die Schweiz ist zudem das einzige der drei Länder, das gesetzliche Unter- und Obergrenzen für die einzelnen Bestandteile des Finanzierungskostensatzes vorsieht.

Die Verzinsungsbasis für die kalkulatorischen Zinsen ist stets das betriebsnotwendige Vermögen. In Deutschland werden die kalkulatorischen Restwerte des Sach- und Umlaufvermögens abzüglich des zinslosen Kapitals verwendet. In Österreich werden dazu bilanzielle Werte genutzt. In der Schweiz kommen ebenfalls kalkulatorische Werte zum Einsatz. In Österreich erfolgt eine spezielle Berücksichtigung von Neuanlagen, diese erhalten eine höhere Verzinsung. Dabei sind Neuanlagen alle Anlagen, die ab dem Beginn der Regulierungsperiode beschafft wurden.

In allen drei Ländern werden die Restwerte zur Berechnung der kalkulatorischen Zinsen herangezogen. Der WACC ist in Österreich am höchsten, insbesondere für Neuanlagen (Anlagen die nach dem Start der Regulierungsperiode angeschafft wurden), wo ein investitionsfördernder Mark-up gewährt wird. Dementsprechend ist auch die Eigenkapitalverzinsung in Österreich am größten, da der Eigenkapitalanteil in allen drei Ländern gleich hoch ist. Auch ohne dem Mark-up liegt die Eigenkapitalverzinsung Österreichs über jener von Deutschland und der Schweiz.

Österreich ist zudem das einzige der drei Länder, das den Netzbetreibern eine effizienzabhängige Rendite gewährt. In Deutschland wird dagegen zwar auch ein Bonus für höhere Effizienz gewährt, dieser ist allerdings ein fixer Betrag. Die Bewertung erfolgt im Bereich der Ausgestaltung des Systems.

Der risikolose Zinssatz ist in Deutschland und in der Schweiz nahezu ident, in Österreich ist dieser etwas geringer. Der Fremdkapitalkostensatz ist dagegen in Deutschland und Österreich nahezu ident und in der Schweiz etwa um ein Prozent geringer. Die Marktrisikoprämie ist in Österreich und in der Schweiz gleich hoch, diese wird in Deutschland etwas geringer angesetzt. Das verschuldete Beta ist in allen drei Ländern ähnlich hoch, Unterschiede gibt es bei der Steuer. Die einzelnen Bestandteile der Verzinsung werden nicht in die Bewertung aufgenommen.

Höhe der Eigenkapitalverzinsung/WACC

Die Festlegung der richtigen Höhe des WACC ist sehr umstritten. Für Branchenvertreter von Netzbetreibern ist der WACC tendenziell zu gering, und die Festlegung eines niedrigen WACC durch die Regulierungsbehörde wird oftmals mit dem Riskieren der Versorgungssicherheit verknüpft (Österreichs E-Wirtschaft, o.J.; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2016b, S. 10-13; Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, 2021b).

Zudem hat die Höhe des WACC einen Einfluss auf die Investitionstätigkeit von Netzbetreibern (Cambini & Rondi, 2010, S. 1, 20). Falls die Eigenkapitalverzinsung zu gering ist und andere Unternehmen mit ähnlicher Risikolage eine höhere Verzinsung bieten, besteht die Gefahr, dass Investoren ihr Kapital von Netzbetreibern abziehen. Dies kann dazu führen, dass der Fremdkapitalanteil steigt und sich dadurch in Verbindung mit minderen Ratings die Fremdkapitalkosten entsprechend verteuern (Einhellig, Herzig, Lares & Rainer, 2016, S. 39).

Tendenziell neigt die Anreizregulierung dazu, einen stärkeren Fokus auf die Kosteneffizienz zu legen als auf die Investitionsförderung. Die Kosten-Plus-Regulierung fokussiert sich wiederum auf die Investitionsförderung, die Kosteneffizienz wird dabei wenig beachtet (Brunekreeft & Meyer, 2016, S. 172). Bedingt durch das Kosten-Plus-System in der Schweiz besteht kein Anreiz für eine höhere Kosteneffizienz, vielmehr besteht ein Anreiz zur Überinvestition und zur ineffizienten Ressourcenverwendung (Brunekreeft, 2000, S. 1-2, 21). Zudem besteht bei der Kosten-Plus-Regulierung ein Anreiz, dass das Unternehmen für die Erbringung der Versorgungsleistung eine besonders hohe Kapitalintensivität aufweist, insbesondere, da die Rendite von der Höhe der Verzinsungsbasis abhängt. Je größer diese ist, desto größer ist auch die Rendite. Auch kann vom Netzbetreiber auch eine besonders hohe Versorgungsqualität gewählt

werden, die nicht notwendig wäre. Die Kosten für die Überinvestitionen werden an die Netzkunden weiterverrechnet. Falls dagegen die gewährte Verzinsung zu gering ausfällt, kann der Investitionsanreiz auch gehemmt werden, weil das Risiko der Investitionen nicht in der Kapitalverzinsung abgebildet wird. Ein Anreiz zur Effizienzsteigerung ist dabei nicht gegeben (Hense & Daniel, 2004, S. 7-8).

Bei der Kosten-Plus-Regulierung werden zwar die Kosten ex post auf Korrektheit geprüft, jedoch werden den Netzbetreibern keine Effizienzziele vorgegeben. Dagegen gibt es einen Anreiz für Netzbetreiber, die Investitionen zu erhöhen und die Netze verstärkt auszubauen, um den Gewinn zu steigern. Es wird aber kein Anreiz gesetzt, effiziente Investitionen zu tätigen (Bundesamt für Energie, 2015, S. 44-45). Der Effekt der Überinvestition bei einem zu hohen Verzinsungssatz wird auch Averch-Johnson-Effekt genannt (E-Control, 2018a, S. 51).

Es liegt ein Trade-off in der Höhe der Eigenkapitalverzinsung/WACC vor, ein höherer WACC fördert Investitionen, erhöht allerdings auch das Risiko der Überinvestition. Deshalb werden in diesem Punkt Deutschland und Österreich mit Plus bewertet, die Schweiz erhält eine Welle. In der Schweiz werden zwar keine Anreize für Effizienzsteigerungen gesetzt, dafür wird aber von allen drei Ländern der geringste WACC angesetzt, sodass der Anreiz zur Überinvestition geringer als in den anderen beiden Ländern ist.

Förderung von Investitionen

Der Mark-up bei Neuanlagen in Österreich erhöht den Anreiz für Investitionen und verbessert damit die Investitionsfreundlichkeit des Regulierungssystems. Der Mark-up stellt eine wirkungsvolle Methode zur Investitionsförderung dar. Jedoch muss bei Gewährung der zusätzlichen Verzinsung das Erfordernis eines volkswirtschaftlichen Zusatznutzens der Investitionen beachtet werden. Zudem sollten für den Netzbetreiber keine ungerechtfertigten Zusatzgewinne entstehen (Elsenbast & Boche, 2013, S. 322). Bei der Setzung von zusätzlichen Investitionsanreizen besteht allerdings ein Trade-off-Problem zwischen der Kosteneffizienz und dem Investitionsanreiz. Eine Best-Practice-Methode in Bezug auf die Investitionsförderung gibt es nicht, und die Investitionsförderungsmaßnahmen müssen auf das vorhandene Regulierungssystem und die Regulierungsziele abgestimmt werden (Elsenbast, 2011, S. 791).

Österreich wird in diesem Punkt mit Plus bewertet, da die Investitionsfreundlichkeit des Systems verbessert wird. Deutschland und die Schweiz werden im Gegensatz dazu mit Welle beurteilt, weil insgesamt gesehen der Einsatz eines Mark-up nicht unumstritten ist.

Gesamtbewertung Eigenkapitalverzinsung/WACC

Insgesamt erhält im Punkt Eigenkapitalverzinsung/WACC Deutschland eine Welle, Österreich ein Plus und die Schweiz ebenfalls eine Welle.

Tabelle 28: Ergebnis des Vergleiches im Bereich Investition (F&E Kosten)

Kriterium (F&E Kosten)	Deutschland	Österreich	Schweiz
Anrechnung von Forschungskosten	Max. 50 % aus der Differenz von Forschungskosten und Förderung	Keine gesonderte Regelung	Bis zur Begrenzung

Sofern die Forschung im Rahmen der staatlichen Energieforschung erfolgt, werden die Forschungskosten in Deutschland als nicht beeinflussbare Kosten anerkannt. Es werden jedoch nur maximal 50 % der Differenz aus Forschungskosten und Förderung auf die Erlösobergrenze angerechnet.

In Österreich gibt es dagegen keine speziellen Regelungen in Bezug auf F&E Kosten, diese werden im Rahmen der regulären Instrumente mitberücksichtigt und sind dadurch keine nicht beeinflussbaren Kosten. Dafür werden lukrierte Fördermittel nicht kostenmindernd berücksichtigt.

In der Schweiz werden die Forschungskosten, wenn auch mit jährlicher Budgetbegrenzung, direkt anerkannt.

Insgesamt ergibt sich für den Punkt F&E Kosten eine Welle für Deutschland und Österreich und für die Schweiz ein Plus, weil hier trotz der Begrenzung der größte Anteil angerechnet werden kann.

Gesamtübersicht über die Bewertung im Bereich Investitionsfreundlichkeit des Systems

Tabelle 29: Bewertung im Bereich Investitionsfreundlichkeit des Systems

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Kapitalkostenabgleich	~	~	+
Kalkulatorische Abschreibung	~	-	+
Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer	~	+	+
Eigenkapitalverzinsung/WACC	~	+	~
F&E Kosten	~	~	+

3 Bewertung

Tabelle 30: Gesamtübersicht über die Bewertung der Regulierungsmodelle in den einzelnen Bereichen

Kriterium	Deutschland	Österreich	Schweiz
Netzkosten			
Einheitlichkeit der Netzentgelte	~	+	~
Elemente der Netzentgelte	~	+	-
Einfluss auf Netzentgelt	+	+	+
Netzanschlusskosten	+	+	+
Ausgestaltung des Systems			
Kostenprüfung	+	~	+
Kostenkategorien	+	+	-
Effizienzvergleich	+	~	-
Erlös-/Betriebskostenobergrenze	+	+	~
Erneuerbare Energie im System	+	+	+
Netzqualität			
Bonus/Malus für Netzqualität	+	-	-
Mindeststandards für Netzqualität	~	-	+
Haftung	+	~	~
Veröffentlichung der Kennzahlen durch Netzbetreiber	+	+	-
Flexibilität des Systems			
Dauer der Regulierungsperiode	+	+	~
Regulierungskonto	+	~	+
Anpassung der Erlös-/Kostenobergrenze während der Regulierungsperiode	+	+	~
Investitionsfreundlichkeit des Systems			
Kapitalkostenabgleich	~	~	+
Kalkulatorische Abschreibung	~	-	+
Abschreibungsmethoden und Nutzungsdauer	~	+	+
Eigenkapitalverzinsung/WACC	~	+	~
F&E-Kosten	~	~	+

Im folgenden Kapitel soll die Bewertung der Regulierungsmodelle dargestellt werden. Weiters werden die Trade-offs bei der Ausgestaltung der Regulierungssysteme aufgezeigt. Anschließend werden die Verbesserungs- und Weiterentwicklungsmöglichkeiten für jedes Land in Bezug auf die Regulierung von Netzbetreibern vorgestellt.

Insgesamt zeigt sich, dass das deutsche und das österreichische Regulierungssystem aufgrund der Verwendung einer Anreizregulierung einander ähnlich sind, dagegen gibt es größere Unterschiede zum Schweizer System, welches das Kosten-Plus-Modell für die Regulierung von Netzbetreibern verwendet.

Weiters liegen einige Trade-offs bei der Ausgestaltung der Regulierungssystematik vor. So liegt bei der Gestaltung der Kostenprüfung ein Trade-off zwischen längeren und kürzeren Prüfungsintervallen vor. Längere Zeiträume zwischen den Prüfungen reduzieren den Regulierungsaufwand für die Regulierungsbehörde, im Gegensatz erhöht sich allerdings die Zeitdauer, bis Investitionen von Netzbetreibern anerkannt und in den Erlösen abgebildet werden können. Dies kann den Anreiz für Investitionen beeinträchtigen.

Ein weiterer Trade-off liegt in der Länge der Regulierungsperiode. Eine längere Regulierungsperiode ermöglicht einen stärkeren Anreiz zur Kosteneffizienz, da die Netzbetreiber bis zum nächsten Effizienzvergleich die Effizienzgewinne behalten dürfen. Falls jedoch die Regulierungsperiode länger dauert, kann dies das Investitionsverhalten von Netzbetreibern negativ beeinflussen und zudem werden die Effizienzgewinne erst später an die Netzkunden weitergegeben. Auch kann das Kostensenkungspotential bei einer längeren Regulierungsperiode schwerer von außen eingeschätzt werden. Es besteht ein Anreiz, Investitionen zu verschieben, da diese erst bei der nächsten Regulierungsperiode berücksichtigt und verzinst werden. Diesem Problem wird in Deutschland und Österreich mittels des Kapitalkostenabgleiches entgegengewirkt. Eine zu kurze Regulierungsperiode setzt hingegen einen geringen Anreiz zur Steigerung der Kosteneffizienz der Netzbetreiber.

Zusätzlich liegt ein Trade-off bei der Festlegung der Höhe der Eigenkapitalverzinsung/WACC für Netzbetreiber vor. Die Höhe ist sehr umstritten und aus der Sicht von Branchenvertretern

tendenziell zu gering. Zudem beeinflusst die Höhe der gewählten Verzinsung die Investitionstätigkeit eines Netzbetreibers. Wenn die Verzinsung zu gering angesetzt wird, besteht die Gefahr, dass Investitionen in einen Netzbetreiber unattraktiv werden und Investoren ihre Gelder abziehen. Ceteris paribus steigt dadurch der Fremdkapitalanteil, und infolgedessen können auch die Fremdkapitalkosten im Zuge schlechterer Ratings steigen. Insbesondere bei der Kosten-Plus-Regulierung kann eine zu hohe Verzinsung zu Überinvestitionen führen, dieser Effekt tritt bei der Anreizregulierung aufgrund des Effizienzvergleiches nicht in dieser Intensität auf. Auch werden die Netzbetreiber ihre Kapitalintensität, auf der die Verzinsung basiert, unnötig erhöhen. Zudem kann dies zu einer ineffizient hohen Versorgungsqualität führen.

Auch liegt ein Trade-off bei der Investitionsförderung zwischen dem Setzen eines Investitionsanreizes und der Kosteneffizienz vor. Zusätzliche Renditen für Neuinvestitionen erhöhen zwar die Investitionsfreundlichkeit des Systems, dennoch sollte hier das Erfordernis des volkswirtschaftlichen Zusatznutzens der Investitionen berücksichtigt werden. Auch sollten keine ungeRechtfertigten Zusatzgewinne für Netzbetreiber entstehen. Zudem gibt es in Bezug auf die Investitionsförderung keine Best-Practice-Methode.

3.1 Deutschland

In Deutschland könnte die Einführung von regional einheitlichen Netzentgelten sinnvoll sein und sollte zumindest geprüft werden. Auch sollte die Anzahl der Elemente der Netzentgelte überdacht werden, um die Transparenz für die Netzkunden zu verbessern.

Insbesondere wäre die Einführung eines Betriebskostenfaktors in Deutschland überlegenswert, um die Zeitverzugsproblematik zwischen Kostenentstehung und Kostenanerkennung bei Betriebskosten zu beheben. Ansonsten könnte ein Anreiz bestehen, kapitalkostenintensive Investitionen zu bevorzugen, die insgesamt betrachtet kostenintensiver sind als andere Investmentmöglichkeiten mit höheren Betriebskosten und geringeren Kapitalkosten.

Auch sollte der Bonus für Netzbetreiber mit einer höheren Effizienz überarbeitet werden, da die derzeitige Variante aufgrund der methodisch einseitigen Betrachtung des DEA-Verfahrens kritisiert wird. Hier ist das österreichische System des effizienzabhängigen Bonus ausgeglichen, zudem wird hierbei darauf geachtet, dass der Bonus – insgesamt betrachtet über alle Netzbetreiber – aufkommensneutral ist.

Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit liegt in der Modifizierung der verwendeten Inflationsentwicklung bei der Erlösobergrenze. Hier sollte geprüft werden, ob ein netzbetreiberspezifischer Index anstatt des Verbraucherpreisgesamtindex die Teuerung für Netzbetreiber besser abbilden könnte. Dadurch wäre es möglich, die sektoralen Produktivitätszugewinne genauer zu berechnen und somit die Zielvorgaben für Netzbetreiber spezifischer ermitteln zu können.

Ein weiterer Punkt betrifft die kalkulatorische Nutzungsdauer, diese ist im Vergleich zu den anderen Ländern, insbesondere im Vergleich zu Österreich, tendenziell länger. Um Investitionen zu fördern, sollte eine Verkürzung bzw. ein anderer Investitionsausgleich angedacht werden.

Zudem könnte die Anerkennung von Forschungs- und Innovationskosten mit einer pauschalen Anerkennung und einer Begrenzung wie in der Schweiz erfolgen, um Innovationen bei gleichzeitiger Verwendungskontrolle zu fördern.

3.2 Österreich

Österreich könnte die Anerkennung von Plan-Kostenwerten für Neuanlagen überdenken. Dadurch würde sich der Zeitverzug zwischen der Kostenentstehung und der Kostenanerkennung verringern und das System investitionsfreundlicher werden. Der Ist-Kosten- und Plan-Kosten-Abgleich könnte wie in den anderen beiden Ländern jährlich über das Regulierungskonto erfolgen.

Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit besteht bei den nicht beeinflussbaren Kosten. Hier sollte die Anerkennung von Weiterbildungskosten angedacht werden, um den Kostendruck zu Lasten von Weiterbildungsmaßnahmen zu verhindern. Dies könnte mittels pauschaler Werte in Abhängigkeit von den Mitarbeiteranzahlen erfolgen oder – wie in Deutschland – generell automatisch.

Zudem sollte der Mindesteffizienzwert überdacht und schrittweise abgesenkt werden, um die Effizianzanreize zu erhöhen.

Zusätzlich sollte wie beim deutschen System die Veröffentlichung von Effizienzwerten überlegt werden. Dadurch ließe sich die Transparenz weiter verbessern. Dadurch könnte auch öffentlicher Druck auf ineffiziente Netzbetreiber aufgebaut und so der Anreiz zur Kostensenkung erhöht werden.

Weiters sollte – wie in Deutschland – die Abbaudauer für Ineffizienzen an die Regulierungsperiode angeglichen werden, um die Kosteneffizienz von Netzbetreibern rascher zu heben.

Auch sollte über ein Bonus-Malus-System nach dem deutschen Vorbild im Bereich der Netzqualität nachgedacht werden. Dadurch könnte ein Anreiz für die optimale Wahl der Versorgungssicherheit gesetzt werden. Die Netzbetreiber könnten dadurch selber entscheiden, ob Maßnahmen zur Versorgungssicherheit sinnvoll und im volkswirtschaftlichen Interesse sind oder ob diese, z.B. in eher entlegenen Regionen, überzogen sind. Zusätzlich könnten – wie in der Schweiz – bei der Ausgestaltung der Mindeststandardanforderungen für die Netzqualität die topologischen und regionalen Herausforderungen mitberücksichtigt werden.

Entsprechende notwendige Daten werden dazu bereits im Rahmen der Anreizregulierung erhoben. Diese könnten mit geringem Aufwand auch für regionale Mindeststandardanforderungen oder in der Kostenobergrenze als Zu- und Abschläge für die Versorgungsqualität verwendet werden.

3.3 Schweiz

In der Schweiz sollte die Einführung von regional einheitlichen Netzentgelten geprüft werden, auch wenn dies, aufgrund der größeren Anzahl von Netzbetreibern im Vergleich zu den anderen beiden Ländern, schwieriger umsetzbar wäre.

Weiters könnte die Transparenz in Bezug auf die Elemente der Netzentgelte verbessert werden. So könnten – wie in Deutschland und Österreich – die Messkosten extra ausgewiesen werden.

Zudem sollte geprüft werden, ob die Netzverluste direkt als Betriebskosten angerechnet werden, da sonst kein Anreiz besteht, diese zu reduzieren. Hier könnte ebenfalls eine gewisse Menge/Betrag vorgegeben werden wie in den anderen beiden Ländern.

Ein weiterer Punkt betrifft die Kostenprüfung. Da die Kosten von Netzbetreibern jährlich geprüft werden und dies mit einem entsprechenden Aufwand verbunden ist, sollte überlegt werden, ob die Einführung einer Anreizregulierung den Regulierungsaufwand tatsächlich erhöhen würde. Hier wäre statt der jährlichen nur noch eine Kostenprüfung in mehreren Jahren notwendig. Es sollte zumindest einheitliche und klare Regeln für den Effizienzvergleich geben, da solche derzeit nicht existieren.

Einen wichtigen Punkt betrifft die Veröffentlichung von Kennzahlen von Netzbetreibern. Diese wurde bisher noch nicht umgesetzt und kann aufgrund von fehlenden gesetzlichen Vorschriften auch nicht erfolgen. Dabei wäre diese für die Sunshine-Regulierung essentiell. Daher sollte die Veröffentlichungspflicht von Kennzahlen rasch umgesetzt werden. Die Veröffentlichungspflicht sollte auch die Versorgungsqualitätskennzahlen umfassen.

Zudem sollte überlegt werden, ob im Rahmen des Vergleiches von Netzbetreibern in der Sunshine-Regulierung die Altersstruktur bereinigt wird, um die Vergleichbarkeit zu verbessern. Dies stellt zwar einen erhöhten Aufwand dar, würde aber die Vergleichsqualität des Systems verbessern.

Weiters sollte die Einführung eines Bonus-Malus-Systems für die Netzqualität nach dem Vorbild Deutschlands überlegt werden. Dadurch könnte ein volkswirtschaftlich sinnvolles Qualitätsniveau erreicht werden. Jedoch muss dabei bedacht werden, dass bei der Kosten-Plus-Regulierung das Hauptproblem in einem geringen Anreiz zur Kosteneffizienz liegt und nicht in einer mangelnden oder zu geringen Versorgungsqualität.

4 Conclusio

Die vorliegende Arbeit untersucht die verschiedenen Stromnetzkostenmodelle und Regulierungssystematiken in der D-A-CH-Region. Dabei werden Unterschiede und Gemeinsamkeiten in den Bereichen Netzkosten, Ausgestaltung des Systems, Netzqualität, Flexibilität des Systems sowie Investitionsfreundlichkeit des Systems festgestellt. Abschließend erfolgt eine Bewertung der wesentlichen Punkte. Zudem werden Trade-offs der Regulierungsausgestaltung ermittelt und die Weiterentwicklungspotentiale der Regulierung der einzelnen Länder aufgezeigt.

Folgende Forschungsfragen werden im Rahmen dieser Arbeit beantwortet:

- Gibt es Gemeinsamkeiten/Unterschiede zwischen den Netzkostenmodellen von Deutschland, Österreich und der Schweiz – und wie sehen diese aus?
- Was können die Länder untereinander von den unterschiedlichen Regulierungssystemen lernen?

Im Bereich der Netzkosten gibt es einige Unterschiede. Österreich ist das einzige der drei Länder, dass Netzbereiche bildet, in denen die Netzentgelte gleich hoch sind und damit unabhängig von Netzbetreibern. Zudem werden in Österreich mehrere Elemente der Netzentgelte explizit ausgewiesen. Dies erfolgt für die Netznutzung, für die Messleistung und für die Netzverluste separat. In Deutschland wird dagegen die Netznutzung und Messleistung und in der Schweiz nur eine einzige Komponente, die Netznutzung gesamt, ausgewiesen.

Weiters gibt es einige Gemeinsamkeiten, so hängt das Netzentgelt von der Spannungsebene und vom Stromverbrauch ab. Die Zeit des Strombezuges spielt in Österreich eine Rolle, in Deutschland und in der Schweiz kann dies der Fall sein. Die Art der Messung hat zudem nur in Deutschland und in Österreich eine verpflichtende Auswirkung auf das Netzentgelt, in der Schweiz ist dies möglich. Nur in Deutschland ist das Netzentgelt für Netzkunden mit einem höheren Verbrauch von den Benützungsstunden abhängig. In allen drei Ländern werden die Kosten für den Netzanschluss und für die Netzbereitstellung an die Netzkunden weiterverrechnet.

Im Bereich der Ausgestaltung des Systems gibt es mehrere Unterschiede. Kostenprüfungen werden in Deutschland und in Österreich nur vor dem Beginn einer Regulierungsperiode durchgeführt, in der Schweiz werden die Kosten dagegen jährlich geprüft. Zudem werden nur in Österreich keine Planwerte bei den Kosten zugelassen, in Deutschland ist dies bei Kapitalkosten und in der Schweiz für bestimmte Ausnahmen möglich. Weiters unterscheidet sich die Kostenbasis für die Kostenprüfung, diese ist in Deutschland und Österreich der Jahresabschluss, in der Schweiz dagegen die konkrete Kostenrechnung selbst.

Unterschiede gibt es auch bei den Kostenkategorien, die Unterscheidung in nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kosten erfolgt nur in Deutschland und Österreich; Deutschland gliedert die Kosten auch noch weiter auf in vorübergehend nicht beeinflussbare und volatile Kosten. Auch ist die Behandlung von Betriebskosten unterschiedlich, diese stehen in Deutschland und Österreich als Budget zur Verfügung, in der Schweiz werden diese bei Betriebsnotwendigkeit direkt an die Netzkunden weiterverrechnet. Zusätzlich unterscheidet sich die Behandlung von Netzverlusten, nur in Deutschland und Österreich wird ein Anreiz gesetzt, diese zu minimieren, in der Schweiz werden die Netzverluste als Betriebskosten gewertet und direkt angerechnet.

Beim Effizienzvergleich gibt es ebenfalls Unterschiede, in Deutschland und Österreich gibt es einen echten Effizienzvergleich mit unternehmensindividuellen Zielvorgaben, in der Schweiz erfolgt nur im Rahmen der Sunshine-Regulierung ein Vergleich. Es kann zwar einen Effizienzvergleich in der Schweiz geben, jedoch gibt es dazu keine klaren gesetzlichen Regeln. Ebenfalls unterscheiden sich die verwendeten Variablen und statistischen Methoden beim Effizienzvergleich. Die Erlös-/Kostenobergrenze wird in Deutschland und Österreich während der Regulierungsperiode angepasst und steht als Budget zur Verfügung, in der Schweiz wird dies aufgrund der Systematik nicht getan. Außerdem unterscheidet sich auch die Zeit für den Ineffizienzabbau und für die Ausgestaltung des Bonus für überdurchschnittlich effiziente Netzbetreiber. Ein Bonus wird nur in Deutschland und in Österreich gewährt.

Es gibt auch einige Ähnlichkeiten in den Punkten Bereinigung von außergewöhnlichen Kosten, der Behandlung der Kapitalkosten, bei der Frage, wer die Kosten prüft, und bei Sanktionen

sowie bei der Auskunftspflicht und Informationspflicht für Netzbetreiber. Weiters gibt es in allen drei Ländern vereinfachte Regulierungsverfahren für kleinere Netzbetreiber.

Im Bereich der Netzqualität treten einige Unterschiede auf. Nur in Deutschland wird ein Bonus-Malus-Anreizsystem für Versorgungsunterbrechungen verwendet. Auch werden nur hier Versorgungsqualitätskennzahlen verpflichtend veröffentlicht. Dagegen werden in Österreich und der Schweiz Mindeststandards in diesem Bereich festgelegt. Die Frage der Haftung für Stromausfälle weist große Ähnlichkeiten auf, wobei Deutschland hierzu eine eigene gesetzliche Regelung geschaffen hat. Wenn die Kennzahl SAIDI zur Bewertung der Versorgungsqualität herangezogen wird, sind alle drei Länder im europäischen Vergleich im Spitzenfeld.

Im Bereich der Flexibilität des Systems sind ebenfalls Unterschiede vorhanden. So ist die Dauer der Regulierungsperiode verschieden, diese ist in Deutschland und in Österreich mit fünf Jahren gleich lang, in der Schweiz beträgt diese, aufgrund der Kosten-Plus-Regulierung, nur ein Jahr. Zudem gibt es auch Unterschiede, welche Abweichungen im Regulierungskonto berücksichtigt werden. Auch ist Österreich das einzige der drei Länder, das mittels Aufrollung Differenzen aus den buchhalterischen Ist-Werten und den prognostizierten Werten ausgleicht. Nur in Deutschland und Österreich wird die Erlös-/Kostenobergrenze an einen Produktivitätsfaktor angepasst. Zusätzlich wird nur in Österreich ein Betriebskostenfaktor angewendet. In allen drei Ländern wird die Inflation entweder in der Obergrenze oder automatisch mitberücksichtigt.

Im Bereich der Investitionsfreundlichkeit des Systems liegen ebenso Unterschiede vor. So wird nur in Deutschland bei Anlagen, die vor dem Basisjahr angeschafft wurden, der echte Fremdkapitalzinsaufwand berücksichtigt. In Österreich und in der Schweiz werden dagegen kalkulatorische Werte angesetzt. Zudem unterscheidet sich die Form der Abschreibung. Hier verwendet nur Österreich die buchhalterische Abschreibung, während Deutschland und die Schweiz die kalkulatorische Abschreibung berücksichtigen. Weiters unterscheidet sich die vorgeschriebene Nutzungsdauer für spezifisches Anlagevermögen von Netzbetreibern. Diese ist in Deutschland tendenziell am längsten und in Österreich tendenziell am kürzesten. Nur in Deutschland wird eine historisch bedingte Trennung in Alt- und in Neuanlagen vorgenommen, diese Trennung bezieht sich auf den Stichtag 01.01.2006. Außerdem unterscheiden sich die

Verzinsungsbasis der drei Länder zur Berechnung der kalkulatorischen Verzinsung und der Verzinsungssatz sowie die einzelnen Komponenten des Verzinsungssatzes. Österreich ist das einzige der drei Länder, das bei der Verzinsung von Neuanlagen einen Mark-up gewährt und eine effizienzabhängige Verzinsung für das regulatorische Anlagevermögen, das zum Jahr der Kostenprüfung vorhanden war, verwendet. Nur in Deutschland und in Österreich erfolgt eine Effizienzbewertung von Neuanlagen im Rahmen des nächsten Effizienzvergleiches, in der Schweiz wird dagegen nur die Betriebsnotwendigkeit geprüft. Zusätzlich unterscheidet sich der Zeitpunkt, ab dem die Abschreibung zu erfolgen hat. Auch gibt es Unterschiede bei der Behandlung von F&E-Kosten.

Gemeinsamkeiten liegen in der Behandlung von Kapitalkosten vor, diese werden in ähnlicher Weise berücksichtigt. Zusätzlich werden in allen drei Ländern die sinkenden Kapitalkosten aufgrund von Abschreibungen beachtet und die AHK als Basis verwendet (ausgenommen Altanlagen in Deutschland). Neue Anlagen nach dem Basisjahr werden in allen drei Ländern mitberücksichtigt. Die Abschreibung wird in allen drei Ländern mittels linearer Abschreibung gebildet. Der Eigen- und Fremdkapitalanteil für die kalkulatorische Verzinsung ist in allen drei Ländern ident und bezieht sich auf betriebsnotwendiges Vermögen.

In der Ausgestaltung der Regulierungssystematik liegen einige Trade-offs vor. Diese treten bei der Häufigkeit der Kostenprüfung, bei der Länge der Regulierungsperiode, bei der Höhe der gewährten Verzinsung und bei der Setzung von Maßnahmen zur Investitionsförderung auf. Hier muss ein Trade-off zwischen Anreizintensität für Kosteneffizienz, Anreizsetzung in Bezug auf die Investitionstätigkeit und Regulierungsaufwand beachtet werden.

Deutschland könnte von den anderen beiden Ländern in einigen Punkten Verbesserungen übernehmen. So könnte das System von Österreich zur Bildung von Netzbereichen geprüft werden. Zudem könnte die Anzahl der Elemente der Netzentgelte überarbeitet werden. Auch sollte die Wiedereinführung des Betriebskostenfaktors überlegt werden, um keine falschen Anreize für kostenintensivere und kapitalintensivere Investitionen zu setzen. Weiters sollte auch der Bonus für besonders effiziente Netzbetreiber überdacht werden, hier könnte von Österreich die effizienzabhängige Verzinsung übernommen werden, die – über alle Netzbetreiber hinweg – aufkommensneutral wäre. Zudem kann überlegt werden, zur Abbildung der

Inflation in der Erlösobergrenze einen netzbetreiberspezifischeren Preisindex zu verwenden, um den Produktivitätsfortschritt genauer berechnen zu können. Auch ist die kalkulatorische Nutzungsdauer im Vergleich zu den anderen beiden Ländern länger, hier sollten eine verkürzte Dauer oder alternative Investitionsförderungsmaßnahmen überlegt werden, um die Investitionsfreundlichkeit des Regulierungssystems zu steigern. Zusätzlich sollte zur Förderung von Forschung und Innovation das System der Schweiz erwogen werden.

Auch Österreich könnte in einigen Punkten von den anderen beiden Ländern lernen. So wäre die Anerkennung von Plan-Kostenwerten für Neuanlagen zu überdenken, um die Zeitverzugsproblematik zwischen der Kostenentstehung und deren Abgeltung zu verringern. Die Plan- und Ist-Kosten Abweichung könnte dann im Rahmen des Regulierungskontos ausgeglichen werden. Auch sollte angedacht werden, die Weiterbildungskosten als nicht beeinflussbare Kosten zu sehen, um hier keinen falschen Spardruck zu setzen. Dies könnte beispielsweise mittels Pauschale pro Mitarbeiter erfolgen. Weiters könnte der Mindesteffizienzwert schrittweise auf das deutsche Niveau gesenkt werden, um den Anreiz zur Kosteneffizienzsteigerung zu verbessern. Ein weiterer Punkt betrifft die Veröffentlichung von Effizienzwerten, diese sollte vom deutschen System übernommen werden, um öffentlichen Druck auf ineffiziente Netzbetreiber aufzubauen. Zudem sollte die Abbaudauer für Ineffizienzen auf die Dauer einer Regulierungsperiode abgesenkt werden, um den Anreiz für Kosteneffizienzsteigerungen zu erhöhen. Außerdem sollte auch nach dem deutschen Modell das Bonus-Malus-System in Bezug auf Versorgungsunterbrechungen überlegt werden, um eine volkswirtschaftlich optimale Qualitätshöhe zu ermöglichen.

Die Schweiz könnte ebenfalls in einigen Bereichen von den anderen beiden Ländern lernen. So sollte auch hier das Bilden von Netzbereichen, trotz der höheren Anzahl an Netzbetreibern, überlegt werden. Auch sollte die Transparenz der Netzentgelte verbessert werden, um die Nachvollziehbarkeit der Netzkosten für die Netzkunden zu verbessern. Weiters sollte – wie in Deutschland und Österreich – ein Anreiz gesetzt werden, Netzverluste zu reduzieren. Diese sollten nicht direkt als Betriebskosten angerechnet werden dürfen. Auch sollte geprüft werden, ob statt der jährlichen Kostenprüfung eine Anreizregulierung mit weniger, aber intensiveren Kostenprüfungen den Regulierungsaufwand tatsächlich erhöhen würde. Zumindest für

größere Netzbetreiber sollte dies angedacht werden, für kleiner Netzbetreiber könnten vereinfachte Verfahren zur Anwendung kommen, die den Regulierungsaufwand nicht erhöhen. Zumindest sollten klare Regeln in Bezug auf den Effizienzvergleich zur Prüfung der Betriebsnotwendigkeit von Kosten festgelegt werden. Zusätzlich sollte rasch die Veröffentlichungspflicht von Kennzahlen von Netzbetreibern entweder durch die Netzbetreiber selbst oder durch die Regulierungsbehörde umgesetzt werden, da dies für die Sunshine-Regulierung von großer Bedeutung ist. Diese Pflicht sollte auch für die Versorgungsqualitätskennzahlen gelten. Um die Vergleichbarkeit von Netzbetreibern zu verbessern, sollte auch angedacht werden, im Rahmen der Sunshine-Regulierung die Altersstruktur zu bereinigen, wie bei den anderen beiden Ländern. Zudem sollte ein Bonus-Malus-System für die Netzqualität nach deutschem Vorbild erwogen werden, um die Versorgungsqualität volkswirtschaftlich gesehen optimal festzulegen.

Weitere Forschungsfelder in Bezug auf die Stromnetzregulierung ergeben sich bei der Betrachtung der Entwicklung der Netzentgelte. Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Effekt der Anreizregulierung auf die Entwicklung der Netzentgelte nicht untersucht und nur illustrativ verglichen. Dies könnte in einem Forschungsprojekt genauer untersucht werden, um festzustellen, welchen Einfluss die Wahl der Regulierungssystematik auf die Entwicklung der Netzentgelte hat. Auch könnte der Einfluss der Regulierungssystematik auf die Netzqualität überprüft werden, eine genaue Analyse dieses Effekts auf die Versorgungsunterbrechungen war aufgrund der verschiedenen und nicht leicht vergleichbaren Daten nicht möglich. Auch könnte überprüft werden, ob eine Anreizregulierung tatsächlich qualitätsmindernde Einflüsse hat und welche Instrumente gegen die Qualitätseinbußen am besten wirken.

5 Literaturverzeichnis

- Ajodhia, V. & Hakvoort, R. (2005): Economic regulation of quality in electricity distribution networks. *Utilities Policy*. 13(3), 211-221.
- Brunekreeft, G. (2000): *Kosten, Körbe, Konkurrenz: Price Caps in der Theorie*. Diskussionsbeitrag. 67, abgerufen am 11.06.2021 unter [<https://www.econstor.eu/obitstream/10419/47643/1/313466505.pdf>].
- Brunekreeft, G. & Meyer, R. (2016): Anreizregulierung bei Stromverteilnetzen: Effizienz versus Investitionen. *Perspektiven Der Wirtschaftspolitik*. 17(2), 172-187.
- Bundesamt für Energie (2004): Organisation der Stromversorgung - Erläuternder Bericht zum Entwurf des Bundesgesetzes über die Stromversorgung (StromVG) vom 30. Juni 2004, abgerufen am 20.05.2021 unter [<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxxvYWQvODI4.html>].
- Bundesamt für Energie (2015): Regulierungsfolgenabschätzung zur Revision Stromversorgungsgesetz (StromVG), abgerufen am 17.05.2021 unter [https://www.seco.admin.ch/dam/seco/de/dokumente/Publikationen_Dienstleistungen/Publikationen_Formulare/Regulierung/Bereitsdurchgef%C3%BChrteRFA/Regulierungsfolgeabsch%C3%A4tzung%20zur%20Revision%20der%20Stromversorgungsgesetz%20.pdf.download.pdf/RFA%20Str].
- Bundesamt für Energie (2019): Erläuterungen zur Berechnung des kalkulatorischen Zinssatzes gemäss Art. 13 Abs. 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV) für das Tarifjahr 2020, abgerufen am 21.05.2021 unter [<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc-kalkulatorischer-zinssatz-gemaess-art-13-abs-3-bst-b-d.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmxxvYWQvOTYyNA==.html>].
- Bundesamt für Energie (2020): WACC – Kalkulatorischer Zinssatz gemäss Art. 13 Abs. 3 Buchstabe b der Stromversorgungsverordnung (StromVV), abgerufen am 06.02.2021 unter

[<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromversorgungsgesetz-stromvg/wacc.html#kw-73706>].

Bundeserwaltungsgericht (2015): Urteil vom 3. Juni 2015 Verfahren A-3170/2013, abgerufen am 02.06.2021 unter [<https://entscheide.weblaw.ch/dumppdf.php?link=03-06-2015-A-1107-2013>].

Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), abgerufen in der Fassung vom 27.07.2021 unter [<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>].

Bundesgesetz über die Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (Energie-Control-Gesetz - E-ControlG), abgerufen in der Fassung vom 27.07.2021 unter [<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007046>].

Bundesgesetz über die Stromversorgung (Stromversorgungsgesetz (StromVG)), abgerufen in der Fassung vom 01.06.2021 unter [<https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de>].

Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010), abgerufen in der Fassung vom 27.07.2021 unter [<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>].

Bundesministerium der Finanzen (o.J.): AfA-Tabellen, abgerufen am 02.06.2021 unter [https://www.bundesfinanzministerium.de/Web/DE/Themen/Steuern/Steuerverwaltung-Steuerrecht/Betriebspruefung/AfA_Tabellen/afa_tabellen.html].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (o.J.a): Regulierung der Netzentgelte, abgerufen am 10.11.2020 unter [<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/wettbewerb-energiebereich-4.html>].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (o.J.b): Bundesnetzagentur, abgerufen am 10.11.2020 unter

[<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Ministerium/Geschaeftsbereich/bundesnetzagentur-bnetza.html>].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (o.J.c): Ein Stromnetz für die Energiewende, abgerufen am 21.11.2020 unter

[<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>].

Bundesnetzagentur (2012): Anlage zu Beschluss BK8-12-0523-11, abgerufen am 10.06.2021 unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2012/2012_bis0999/BK8-12-0523/BK8-12-0523-11_Anlage_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=2].

Bundesnetzagentur (2016): Beschluss BK4-16-160, abgerufen am 03.06.2021 unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2016/BK4-16-0160/BK4-16-0160_Beschluss_Strom_BF_download.pdf?__blob=publicationFile&v=1].

Bundesnetzagentur (2017a): Einführung der Anreizregulierung, abgerufen am 09.11.2020 unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Einfuehrung2009/einfuehrung_anreizregulierung-node.html;jsessionid=534D1A5E274DD7534980773B992FDBA9].

Bundesnetzagentur (2017b): Ermittlung der Netzkosten, abgerufen am 07.12.2020 unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Netzkosten/Netzkostenermittlung_node.html].

Bundesnetzagentur (2017c): Individuelle Erlösobergrenze, abgerufen am 22.12.2020 unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/IndivEOG/IndividuelleEOG_node.html].

Bundesnetzagentur (2017d): Ermittlung des Effizienzwerts, abgerufen am 12.12.2020 unter

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/Effizienzwert/Effizienzwertermittlung_node.html;jsessionid=74A354E45173E8A85F7CE349EE46199F].

- Bundesnetzagentur (2018a): Beschluss BK8-18/0001-A, abgerufen am 15.12.2020 unter
[\[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0001/BK8-18-0001-A_Festlegungsentwurf_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_4-Steller/BK8-18-0001/BK8-18-0001-A_Festlegungsentwurf_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2).
- Bundesnetzagentur (2018b): Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das
 Qualitätselement 2019-2020, abgerufen am 29.12.2020 unter
[\[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/Bericht%20zur%20Bestimmung%20der%20Referenzwerte.pdf?__blob=publicationFile&v=1\]](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/Bericht%20zur%20Bestimmung%20der%20Referenzwerte.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- Bundesnetzagentur (2018c): Beschluss BK4-18-056, abgerufen am 30.12.2020 unter
[\[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2018/BK4-18-0056/BK4-18-0056_Beschluss_download.pdf?__blob=publicationFile&v=3\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2018/BK4-18-0056/BK4-18-0056_Beschluss_download.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
- Bundesnetzagentur (2019a): Beschluss BK9-16/8020V-RK12-16, abgerufen am 08.06.2021
 unter [\[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2016/2016_bis8099/BK9-16-8020/BK9-16-8020V-RK12-16_Beschl_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=1\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK9-GZ/2016/2016_bis8099/BK9-16-8020/BK9-16-8020V-RK12-16_Beschl_download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- Bundesnetzagentur (2019b): Festlegung zur Bestimmung des Qualitätselements, abgerufen
 am 01.09.2021 unter [\[https://www.elektronische-vertrauensdienste.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_5-Steller/BK8-18-02798/BK8-18-02798-81_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3\]](https://www.elektronische-vertrauensdienste.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2018/2018_5-Steller/BK8-18-02798/BK8-18-02798-81_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3).
- Bundesnetzagentur (2020a): Kennzahlen der Versorgungsunterbrechnungen Strom,
 abgerufen am 01.09.2021 unter
[\[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechnungen/Auswertung_Strom/start.html\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechnungen/Auswertung_Strom/start.html).
- Bundesnetzagentur (2020b): Qualitätsregulierung und Q-Element, abgerufen am 31.12.2020
 unter
[\[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/qualitaetselement-node.html\]](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/qualitaetselement-node.html).

Bundesnetzagentur (2020c): Festlegung über die nähere Ausgestaltung und das Verfahren zur Bestimmung des Qualitätselements hinsichtlich der Netzzuverlässigkeit für Elektrizitätsverteilernetze nach dem §§ 19 und 20 ARegV für die Jahre 2021 bis 2023 (Methodikbeschluss), abgerufen am 01.09.2021 unter
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2020/2020_5-Steller/BK8-20-00003_A/BK8-20-00003_A_bis_BK8-20-00007_Festlegung_Methodik_Qualit%C3%A4tselement_Strom_2021-2023_Download_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3].

Bundesnetzagentur (2020d): Tabellarische Auflistung der bundesweiten Kennzahlenentwicklung Strom 2006 bis 2019, abgerufen am 06.12.2020 unter
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KennzahlenVersUnterbr/Kennzahlenentwicklung2006_2019.xlsx?__blob=publicationFile&v=1].

Bundesnetzagentur (2020e): Einzelstörungsdaten der gemeldeten Versorgungsunterbrechnungen, abgerufen am 29. 12 2020 unter
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/KennzahlenVersUnterbr/VersUnterbr2019.xlsx;jsessionid=CA758C90F42EA0D94A488128F5807613?__blob=publicationFile&v=2].

Bundesnetzagentur (2020f): Hinweise zum Verfahren zur Anpassung der Erlösobergrenze aufgrund eines Antrages auf Genehmigung eines Kapitalkostenaufschlags nach § 4 Abs. 4 Nr. 1 i. V. m. § 10a ARegV für die dritte Regulierungsperiode Gas (2018 bis 2022) bzw. Strom (2019 bis 2023), abgerufen am 31.12.2020 unter
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_04_InfoRundschr/42_Hinweise/Download/Hineispapier_KKauf_Strom_Gas%202022.pdf?__blob=publicationFile&v=1].

Bundesnetzagentur (2021): Monitoringbericht 2020, abgerufen am 01. 12 2020 unter
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=6].

Bundesnetzagentur (o.J.a): Anreizregulierung von Strom- und Gasnetzbetreibern, abgerufen am 25.11.2020 unter

- [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/start.html].
- Bundesnetzagentur (o.J.b): Netzentgelt (Strom und Gas), abgerufen am 19.03.2021 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/N/Netzentgelt.html;jsessionid=4E9BCB78242D0F73DD35E1CDB346C215?nn=266668].
- Bundesnetzagentur (o.J.c): Energielexikon, abgerufen am 16.02.2021 unter [<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/Energielexikon/start.html>].
- Bundesnetzagentur (o.J.d): Preise und Rechnungen, abgerufen am 13.05.2021 unter [<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/PreiseRechnTarife/start.html>].
- Bundesnetzagentur (o.J.e): Kostenprüfung, abgerufen am 07.12.2020 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_05_EOG/52_Kostenpruefung/BK8_Kostenpruefung.html].
- Bundesnetzagentur (o.J.f): Wesentliche Elemente der Anreizregulierung, abgerufen am 22.12.2020 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/WesentlicheElemente/elemente_anreizreg-node.html].
- Bundesnetzagentur (o.J.g): Vermiedene Netzentgelte, abgerufen am 29.05.2021 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/67_vermNetzentG/BK8_vermNetzentg.html;jsessionid=BB6152EF55A110B174C415B50C690681].
- Bundesnetzagentur (o.J.h): Regulierungskonto, abgerufen am 10.12.2020 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Regulierungskonto/RegKonto_node.html].
- Bundesnetzagentur (o.J.i): Kapitalkostenabgleich, abgerufen am 02.01.2021 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Kapitalkostenabgleich/KKAuf_node.html].
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2016a): Novelle der Anreizregulierungsverordnung, abgerufen am 09.06.2021 unter [https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20160502_Novelle-ARegV.pdf].

- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2016b): Bewertung: Festlegung der Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetze in der 3. Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur, abgerufen am 07.06.2021 unter [https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170814_EK-Zinsfestlegungen-Strom-und-Gasnetze-3RP.pdf].
- Burger, A. (2008): Stand der Theorie und aktuelle Entwicklungen der Qualitätsregulierung im Stromsektor. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*. 32(2), 110-119.
- Cambini, C. & Rondi, L. (2010): Incentive regulation and investment: Evidence from European energy utilities. *Journal of Regulatory Economics*. 38(1), 1-26.
- CEER (2018): CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply Data update 2015/2016. Ref: C18-EQS-86-03, abgerufen am 18.03.2021 unter [<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c>].
- Czerny, M. (2009): *Die beihilfenrechtliche Beurteilung der staatlichen Finanzierung von Dienstleistungen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse : Unter besonderer Berücksichtigung potentieller Anwendungsfelder im Bereich der Energiewirtschaft*. 1. Auflage 2009. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.
- Dehmel, F. (2011): Anreizregulierung von Stromübertragungsnetzen. Eine Systemanalyse in Bezug auf ausgewählte Renditeeffekte (Doktorarbeit, Universität Eichstätt-Ingolstadt), abgerufen am 11.06.2021 unter [https://opus4.kobv.de/opus4-ku-eichstaett/frontdoor/deliver/index/docId/47/file/Anreizregulierung_StromUeNB_FD_ehmel.pdf].
- Demarmels, S., Schaffner, D., Kolberg, S., Albisser, M., Federspiel, E., Stalder, U., Janoschka, A. & Kellerhals, U. (2018): *Verständliche Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien*. Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.
- Deutsche Bundesbank (2021): Erläuterungen, abgerufen am 03.09.2021 unter [<https://www.bundesbank.de/resource/blob/804068/64b5fb1e492fcc4c5294fc1a342b8710/mL/erlaeuterungen-data.pdf>].
- Diekmann, J., Ziesing, H.-J. & Leprich, U. (2006): Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen, abgerufen am 09.06.2021 unter [https://www.diw.de/documents/dokumentenarchiv/17/44817/diwkompakt_2006-023.pdf].

- E-Bridge Consulting GmbH (2020): Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselements. Im Auftrag der Bundesnetzagentur, abgerufen am 06.01.2021 unter [\[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GutachtenKonzeptQElement.pdf?__blob=publicationFile&v=1\]](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Qualitaetselement/GutachtenKonzeptQElement.pdf?__blob=publicationFile&v=1).
- E-Control (2013a): Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018, abgerufen am 10.11.2020 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf/225b49e0-6534-40e4-afa1-97d83f8eddbde?t=1413905499198\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom.pdf/225b49e0-6534-40e4-afa1-97d83f8eddbde?t=1413905499198).
- E-Control (2013b): Systemnutzungsentgelte Strom 1.1.2013, abgerufen am 07.05.2021 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/vergleich-der-netzebenen-2013-korr.pdf/bd050eef-5e64-4d4c-b18a-0dbdda625487?t=1413906217470\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/vergleich-der-netzebenen-2013-korr.pdf/bd050eef-5e64-4d4c-b18a-0dbdda625487?t=1413906217470).
- E-Control (2015a): Systemnutzungsentgelte Strom SNE-VO 2012 – Novelle 2015, abgerufen am 07. 05 2021 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811585/entgelte-Strom-ab-20150101.pdf/7b10238f-ece6-4c4c-8400-f4ea2707c275?t=1426088892899\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811585/entgelte-Strom-ab-20150101.pdf/7b10238f-ece6-4c4c-8400-f4ea2707c275?t=1426088892899).
- E-Control (2015b): Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich, abgerufen am 06.01.2021 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Ausfall-+und+Stoerungsstatistik+2015_Stromausfallsdauer_E-Control.pdf/7f8bd3ae-951f-45e7-a6d2-a791ed7872e8?t=1467910976176\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Ausfall-+und+Stoerungsstatistik+2015_Stromausfallsdauer_E-Control.pdf/7f8bd3ae-951f-45e7-a6d2-a791ed7872e8?t=1467910976176).
- E-Control (2016): Stromanschluss leicht gemacht, alles wissenswerte zu Netzanschluss & Netzzugang, abgerufen am 18.11.2020 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e?t=1468230491062\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e?t=1468230491062).
- E-Control (2017a): Systemnutzungsentgelte Strom SNE-VO 2012 idF Novelle 2017, abgerufen am 07.05.2021 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/entgelte_Strom_ab_20170101.pdf/5f30e385-27d3-639e-0512-4d1e195c1a5a?t=1483357879687\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/entgelte_Strom_ab_20170101.pdf/5f30e385-27d3-639e-0512-4d1e195c1a5a?t=1483357879687).

- E-Control (2017b): Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich, abgerufen am 06.01.2021 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung+2017+f%C3%BCr+Berichtsjahr+2016_final.pdf/00669328-23a3-35ca-cd07-bbd95a9b1a70?t=1502437241279].
- E-Control (2018a): Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Jänner 2019 - 31. Dezember 2023, abgerufen am 11.11.2020 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Regulierungssystematik_4_Periode_STROM_Dez+2018.pdf/a413df20-00b2-9dca-ba43-4ae52754b27e?t=1562139961156].
- E-Control (2018b): Regulierungssystematik für die Strom-Übertragungsnetzbetreiber 2019, abgerufen am 15.11.2020 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/Regulierungssystematik_Strom-TSO_FINAL+%281%29.pdf/9a0b09ba-aaf8-8760-b156-6bd33854aa75?t=1563368399034].
- E-Control (2018c): Annex zur Regulierungssystematik für die vierte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber, abgerufen am 07.12.2020 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1810784/02a_Annex+zur+Regulierungssystematik+f%C3%BCr+die+vierte+Regulierungsperiode+der+Stromverteilernetzbetreiber.pdf/7925beee-8027-f8ec-97f3-4e9300782a15?t=1576079590872].
- E-Control (2019a): Systemnutzungsentgelte Strom SNE-V 2019, abgerufen am 07.05.2021 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/entgelte_Strom_ab_20190101.pdf/2199ab7d-3f9e-e43c-9c2d-e9ecd3dada38?t=1546870902112].
- E-Control (2019b): Sonstige Marktregeln Strom Kapitel 6, abgerufen am 18.05.2021 unter [<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/20150716-SoMa-6-V3-6.pdf/39973f05-a048-425a-957c-46342f0659fa?t=1512133351998>].
- E-Control (2020a): E-Control: Steigende Stromnetzentgelte für 2020, abgerufen am 17.11.2020 unter [<https://www.e-control.at/konsumenten/stromnetzentgelte-aktuell>].
- E-Control (2020b): Ausfall- und Störungsstatistik für Österreich 2020, abgerufen am 30.12.2020 unter [<https://www.e-control.at>].

control.at/documents/1785851/1811582/AuSD_Ver%C3%B6ffentlichung+2020+f%C3%BCr+Berichtsjahr+2019.pdf/b181c26c-d5f3-24a0-d9f4-61540b0b5583?t=1598593263222].

- E-Control (2021a): Was kostet eine kWh Strom?, abgerufen am 19.11.2020 unter [https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh#:~:text=Unterschiede%20nach%20Wohnort-,Eine%20Kilowattstunde%20Strom%20kostet%20einen%20durchschnittlichen%20Haushalt%20mit%203.500%20kWh,in%20Graz%2018%2C12%20Cent.].
- E-Control (2021b): Systemnutzungsentgelte Strom SNE-V 2018 - Novelle 2021, abgerufen am 07.05.2021 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Systemnutzungsentgelte-Strom-2021.pdf/21467f14-bd4e-9b8f-0eaf-409cc42b6817?t=1608300776907].
- E-Control (o.J.a): Die E-Control und der österreichische Energiemarkt, abgerufen am 24.05.2021 unter [https://www.e-control.at/econtrol].
- E-Control (o.J.b): Netzregulierung, abgerufen am 11.11.2020 unter [https://www.e-control.at/econtrol/themen/netzregulierung].
- E-Control (o.J.c): Netznutzungsentgelt, abgerufen am 15.11.2020 unter [https://www.e-control.at/industrie/strom/strompreis/netzentgelte/netznutzungsentgelt].
- E-Control (o.J.d): Netz und Netzbetreiber in Österreich. Abgerufen am 18. 11 2020 von [https://www.e-control.at/konsumenten/netz-und-netzbetreiber-in-oesterreich].
- E-Control. (o.J.e): Komponenten der Netzentgelte, abgerufen am 15.05.2021 unter [https://www.e-control.at/konsumenten/komponenten-der-strom-und-gasnetzentgelte].
- E-Control (o.J.f): Entgeltermittlungsverfahren, abgerufen am 07.12.2020 unter [https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/entgeltermittlungsverfahren].
- E-Control (o.J.g): Wie werden die Netzentgelte festgelegt?, abgerufen am 16.02.2021 unter [https://www.e-control.at/konsumenten/wie-werden-die-netzentgelte-festgelegt].
- E-Control (o.J.h): Erläuterungen Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der nähere Kostenarten gemäß § 59 Abs. 6 Z 6 ElWOG 2010 idgF bestimmt werden (Strom-NBK-VO), abgerufen am 09.06.2021 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/VO-unbeeinflussbare-Kosten-Strom-

- Erlaeuterungen-Beschluss.pdf/3f0913e0-b0bf-4f89-9032-8a82a51e3b96?t=1413918219479].
- E-Control (o.J.i): Allgemeine Bedingungen Strom, abgerufen am 05.12.2020 unter [https://www.e-control.at/de/recht/allgemeine-bedingungen/allgemeine-bedingungen-strom abgerufen].
- eecomm GmbH (2018): ElCom: Wegweisendes Urteil des Bundesgerichts zu den Energiekosten, abgerufen am 30.08.2021 unter [https://www.ee-news.ch/de/erneuerbare/article/34142/elcom-wegweisendes-urteil-des-bundesgerichts-zu-den-energiekosten].
- Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK (2020): Faktenblatt 1 Änderung Stromversorgungsgesetz (StromVG), abgerufen am 24.05.2021 unter [https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/60853.pdf].
- Einhellig, L., Herzig, A., Lares, S. & Rainer, T. (2016): Eigenkapitalverzinsung bei Netzbetreibern aus Sicht von Investoren. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 66(5), 36-39.
- ElCom (2014): Tätigkeitsbericht der ElCom 2013, abgerufen am 07.05.2021 unter [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2014/06/taetigkeitsberichtderelcom2013.pdf.download.pdf/taetigkeitsberichtderelcom2013.pdf].
- ElCom (2017): Sunshine-Regulierung im Schweizer Strommarkt, abgerufen am 03.12.2020 unter [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2017/Sunshine-Regulierung%20im%20Schweizer%20Strommarkt%20%E2%80%93%20Bericht%20zur%20Umsetzung%20im%20Jahr%202017.pdf.download.pdf/Sunshine-Regulierung%20im%20Schweizer%20Strommarkt%20%E2%80%93%20Bericht%].
- ElCom (2018a): Faktenblatt 2 – Der Schweizer Strommarkt, abgerufen am 05.12.2020 unter [https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/54046.pdf].
- ElCom (2018b): Tätigkeitsbericht der ElCom 2017, abgerufen am 07.05.2021 unter [https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20ElCom%202017.pdf.download.pdf/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20ElCom%202017.pdf].
- ElCom (2018c): Weisung 5/2018 75-Franken-Regel: Neue Schwellenwerte für die Beurteilung der Angemessenheit von Kosten und Gewinn im Energievertrieb in der

Grundversorgung ab dem 1. Januar 2020, abgerufen am 07.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2018/5-2018%20%E2%80%932075-Franken-Regel.pdf.download.pdf/5-2018%20%E2%80%932075-Franken-Regel.pdf>].

ElCom (2019a): Tätigkeitsbericht der ElCom 2018, abgerufen am 04.12.2020 unter
[https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2019/T%e4tigkeitsbericht%20der%20ElCom%202018.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht_ElCom_2018-DE.pdf].

ElCom (2019b): Dokumentation zur Sunshine-Regulierung, abgerufen am 17.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2019/dokumentationzursunshine-regulierung.pdf.download.pdf/Dokumentation%20zur%20Sunshine-Regulierung.pdf>].

Elcom (2019c): Weisung 2/2019 der ElCom. Von Deckungsdifferenzen Netz und Energie aus den Vorjahren, abgerufen am 11.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/Weisungen/2-2019%20-%20Deckungsdifferenzen.pdf.download.pdf/2-2019%20-%20Deckungsdifferenzen.pdf>].

ElCom (2020a): Leicht sinkende Strompreise 2021, abgerufen am 06.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-80288.html>].

ElCom (2020b): Tätigkeitsbericht der ElCom 2019, abgerufen am 14.01.2021 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf.download.pdf/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20ElCom%202019.pdf>].

ElCom (2020c): Verfügung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom Überprüfung der anrechenbaren Energiekosten für die Geschäftsjahre 2009/10 bis 2012/13, abgerufen am 30.08.2021 unter
[https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/verfuegungen_2020/tarife/211-00033%20%C3%9Cberpr%C3%BCfung%20der%20anrechenbaren%20Energiekosten%20f%C3%BCr%20die%20Gesch%C3%A4ftsjahre%202009-10%20bis%202012-13,%2020.08.2020.pdf.download.pdf/211-00033%20%C3%9Cberpr%C3%BCfung%20der%20anrechenbaren%20Energiekosten%]

20f%C3%BCr%20die%20Gesch%C3%A4ftsjahre%202009-10%20bis%202012-13,%2020.08.2020.pdf].

ElCom (2020d): Stromversorgungsqualität 2019, abgerufen am 30.12.2021 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/stromversorgungsqualitaet2019.pdf.download.pdf/Stromversorgungsqualit%C3%A4t%202019.pdf>].

ElCom (2020e): Informationsveranstaltung der ElCom 2020 - Teil 1: Kostenprüfung, abgerufen am 05.06.2021 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2020/Informationsveranstaltung%20der%20ElCom%202020%20-%20Teil%201%20Kostenpr%C3%BCfung.pptx.download.pptx/Informationsveranstaltung%20der%20ElCom%202020%20-%20Teil%201%20Kostenpr%C3%BCfung.pptx>].

ElCom (2021): Rohdaten Tarife 2021, abgerufen am 21.05.2021 unter
[[https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2021/rohdatentarife2021stand03.05.21.xlsx.download.xlsx/Rohdaten%20Tarife%202021%20\(Stand%2003.05.21\).xlsx](https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2021/rohdatentarife2021stand03.05.21.xlsx.download.xlsx/Rohdaten%20Tarife%202021%20(Stand%2003.05.21).xlsx)].

ElCom (o.J.a): Aufgaben, abgerufen am 02.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/die-kommission/aufgaben.html>].

ElCom (o.J.b): Sunshine-Regulierung, abgerufen am 05.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise/sunshine.html>].

ElCom (o.J.c): Strompreise, abgerufen am 15.05.2021 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/strompreise.html>].

ElCom (o.J.d): Wegleitung zum Erhebungsbogen Kostenrechnung für die Tarife 2020 für Verteilnetzbetreiber, abgerufen am 10.12.2020 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2019/ElCom%20Wegleitung%20Kostenrechnung%202020.pdf>].

ElCom (o.J.e): Wegleitung zur Kostenrechnung für die Tarife 2022, abgerufen am 29.05.2021 unter
[<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2021/Wegleitung%20zur%20Kostenrechnung%20Version%202022.pdf.download.pdf/Wegleitung%20zur%20Kostenrechnung%20Version%202022.pdf>].

- Elsenbast, W. (2006): Anreizregulierung in der Gaswirtschaft. *Wirtschaftsdienst*. 86(2), 134-140.
- Elsenbast, W. (2011): Investitionsanreize bei der Regulierung der Energieinfrastruktur. *Wirtschaftsdienst*. 91(11), 784-791.
- Elsenbast, W. & Boche, S. (2013): Investitionsregulierung in Stromverteilnetzen. *Wirtschaftsdienst*. 93(5), 315-322.
- Elsenbast, W., Perner, J. & Rodgarkia-Dara, A. (2017): Was bringt die Anreizregulierung „2.1“?. *Wirtschaftsdienst*. 97(1), 64-70.
- Energiegesetz (EnG), abgerufen in der Fassung vom 01.01.2021 unter [<https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/762/de>].
- Erdmann, G. (2008): War die Strommarkt-Liberalisierung in Deutschland bisher ein Flop?. *Zeitschrift Für Energiewirtschaft*. 32(3), 197-202.
- Erläuterungen zur NetzdienstleistungsVO Strom des Vorstands der E-Control, abgerufen am 30.12.2020 unter [<https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/END-VO+2012+Erl%C3%A4uterungen+endg.pdf/23128572-74d5-439e-a8cf-a0330de9068a?t=1413911682391>].
- Ernst & Young (2020): Auswirkungen des bestehenden regulatorischen Rahmens auf Investitionsentscheidungen der Übertragungsnetzbetreiber, abgerufen am 07.06.2021 unter . [https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/auswirkungen-des-bestehenden-regulatorischen-rahmens-auf-investitionsentscheidungen-der-uebertragungsnetzbetreiber.pdf?__blob=publicationFile&v=4].
- Einkommensteuerrichtlinien 2000 (EStR 2000), abgerufen in der Fassung vom 06.05.2021 unter [<https://findok.bmf.gv.at/findok/resources/pdf/1dc33ada-d323-404e-8bf2-9471ab95a21c/19973.19.1.pdf>].
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021), abgerufen in der Fassung vom 16.07.2021 unter [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html].
- Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)), abgerufen in der Fassung vom 10.08.2021 unter [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html].

- Gewerbesteuergesetz (GewStG), abgerufen in der Fassung vom 25.06.2021 unter [<https://www.gesetze-im-internet.de/gewstg/BJNR009790936.html>].
- Grión, C., Rodríguez, F., Giménez de Urtasum, L. & Borroy, S. (2018): Assessing the contribution of automation to the electric distribution network reliability. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 97, 120-126.
- Grønli, H. & Haberfellner, M. (2002): Mechanismen der Anreizregulierung. *e&i Elektrotechnik und Informationstechnik*. 119(10), 314-318.
- Grossmann, B., Löer, K., Marci, M., Quaranta, A., Ries, M., Zander, W. & Zurwerra, D. (2014): Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz, abgerufen am 05.06.2021 unter [<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/7827> abgerufen].
- Gruppe Grosser Stromkunden (2020): Tarifvergleich einiger grosser Netzbetreiber in der Schweiz, abgerufen am 06.12.2020 unter [<https://stromkunden.ch/?p=1606>].
- Gugler, K., Klien, M. & Schmitt, S. (2012): Wirtschaftswissenschaftliches Gutachten zu Benchmarkingmethoden für die österreichischen Energienetze, abgerufen am 14.12.2020 unter [<https://docplayer.org/82910422-Wirtschaftswissenschaftliches-gutachten-zu-benchmarkingmethoden-fuer-die-oesterreichischen-energienetze.html>].
- Hardach, F. (2010): *Die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze*. 1. Auflage 2010. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.
- Hense, A. & Daniel, S. (2004): Regulatorische Aufgaben im Energiebereich—ein europäischer Vergleich. *WIK Diskussionsbeitrag*. 254, abgerufen am 11.06.2021 unter [<https://www.econstor.eu/bitstream/10419/226868/1/WIK-Diskussionsbeitrag-Nr-254.pdf>].
- Herrmann, B. (2012): Kommunale Strom- und Gaswirtschaft im Zeitalter der Anreizregulierung. In *Stadtwerke. Grundlagen, Rahmenbedingungen, Führung und Betrieb*. 1. Auflage 2012. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG, 285-304.
- Illing, B. (2014): Berechnungsansätze für Netznutzungsentgelte zur Beeinflussung des Lastverlaufs in der Verteilernetzebene, abgerufen am 05.06.2021 unter [http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_gbv_ilm1-2014000253.pdf].

- Köhne, T. & Matz, S. (2010): Die Effizienz deutscher Kompositversicherer – Eine Untersuchung mittels Data Envelopment Analysis. *Zeitschrift für die gesamte Versicherungs-Wissenschaft*. 99(3), 277–317.
- Korte, K. & Gawel, E. (2015): Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung – Problemfelder und Lösungsansätze. *Wirtschaftsdienst*. 95(2), 127-134.
- Korte, K. & Gawel, E. (2018): Räumliche Koordination im liberalisierten Strommarkt: Angemessene Anreize für die Einspeisung. *Wirtschaftsdienst*. 98(1), 60-67.
- Kurth, M. (2009): Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? — Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung. *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung*. 61(6), 679-697.
- Leprich, U., Diekmann, J. & Ziesing, H.-J. (2007): Künftige Netzregulierung als Grundpfeiler einer effektiven Liberalisierung des deutschen Stromsektors. *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung*. 76(1), 87-98.
- Liebe, A., Schmitt, S., Stronzik, M. & Wissner, M. (2017): Gutachten zur Bestimmung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors, abgerufen am 20.01.2021 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Anreizregulierung/Produktivitaetsfaktor/WIK_Gutachten_Prodfaktor_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3].
- Luzerner Zeitung (2020): Travail Suisse wehrt sich gegen vollständige Öffnung des Strommarktes, abgerufen am 07.12.2020 unter [<https://www.luzernerzeitung.ch/news-service/inland-schweiz/travail-suisse-wehrt-sich-gegen-vollstaendige-oeffnung-des-strommarktes-ld.1210380>].
- Mahn, U. (2020): *Anreizregulierung - einfach erklärt*. 2. Auflage 2020. VDE Verlag.
- Müller, C., Growitsch, C. & Wissner, M. (2010): Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, abgerufen am 09.06.2021 unter [https://www.econbiz.de/archiv1/2010/125943_regulierung_investitionsanreize_theorie.pdf].
- Netz Niederösterreich GmbH (2014): Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Netz Niederösterreich GmbH, abgerufen am 05.12.2020 unter [https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/AB-VN_Strom_Netz-NOE_180614.pdf/c50ed62d-5dd4-41bb-b959-bafdcc38e8e0?t=1432826106217].

- Österreichs E-Wirtschaft (o.J.): Fact Sheet Stromnetze benötigen ausreichende Finanzierung, abgerufen am 07.06.2021 unter [https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Factsheets/Factsheet_Stromnetze.pdf].
- Romer, A. (2012): Anreizsysteme für Investitionen während der Regulierungsperiode. *Hohenheimer Schriften: Rechnungswesen-Steuern-Wirtschaftsprüfung*. 2012-2, abgerufen am 07.06.2021 unter [https://www.econstor.eu/bitstream/10419/67394/1/731423275.pdf].
- Rötzel, P. G. (2008): *Regulierung der Qualität im deutschen Stromnetz : Eine alternative Lösung durch Zertifikate*. 1. Auflage 2008. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG.
- Sappington, D. (2005): Regulating Service Quality: A Survey. *Journal of Regulatory Economics*. 27(2), 123-154.
- Schäffner, D. (2007): Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors. *WIK Diskussionsbeitrag*. 293, abgerufen am 10.06.2021 unter [https://www.wik.org/veroeffentlichungen/diskussionsbeitraege/listenansicht-diskussionsbeitraege/detailansicht-diskussionsbeitraege?tx_ttnews%5BbackPid%5D=93&tx_ttnews%5Btt_news%5D=93&cHash=94ced1b3a59048fbec72dfc9ea927f57].
- Schiffer, H.-W. (2011): Wettbewerb und Preise auf dem Strommarkt. *Wirtschaftsdienst*. 91(4), 284-286.
- Schlittler, S. & Flatt, M. (2016): Preissysteme von Energieversorgungsunternehmen, abgerufen am 04.06.2021 unter [https://www.evupartners.ch/evupartners/wp-content/uploads/2016/03/20160330_preissysteme-von-evu_newsletter_def.pdf].
- Schmitt, S. & Stronzik, M. (2015): Die Rolle des generellen X-Faktors in verschiedenen Regulierungsregimen. *WIK Diskussionsbeitrag*. 399, abgerufen am 10.06.2021 unter [https://www.wik.org/uploads/media/WIK_Diskussionsbeitrag_Nr_399.pdf]
- Spitzl, W. (2004): Verteilnetze bestimmen die Versorgungsqualität. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*. 10(121), S. 386-387.
- Stromversorgungsverordnung (StromVV), abgerufen in der Fassung vom 01.06.2021 unter [https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2008/226/de].

- Swissgrid AG (2020): Geschäftsbericht 2019, abgerufen am 06.12.2020 unter [<https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/about-us/investor-relations/annual-reports/swissgrid-annual-report-2019-de.pdf>].
- Teuffer, M. (2020): Liberalisierung des Strommarktes schreitet voran, abgerufen am 05.12.2020 unter [<https://www.energate-messenger.ch/news/201559/liberalisierung-des-strommarktes-schreitet-voran>].
- Theobald, C., Hummel, K., Gussone, P. & Feller, D. (2008): Gutachterliche Äusserung zur Rechtmässigkeit von Vorschriften der Anreizregulierungsverordnung, abgerufen am 03.06.2021 unter [<https://www.bbh-blog.de/wp-content/uploads/2011/06/VKU-Gutachten-Endversion.pdf>].
- Trinkner, U., Mattmann, M., Agrell, P., Bogetoft, P., Moser, A., Sieberichs, M. & Löhr, L. (2019): Effizienzvergleich Verteilernetzbetreiber Strom der dritten Regulierungsperiode (EVS3), abgerufen am 20.11.2020 unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Effizienzvergleich_VNB/3RegPer/Gutachten_EVS3_geschw.pdf?__blob=publicationFile&v=2].
- Trümner, R. & Lerch, S. (2010): Ansatzpunkte für eine Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), abgerufen am 09.06.2021 unter [https://www.boeckler.de/pdf_fof/97559.pdf].
- Van Rossum, K. (2018): Veröffentlichungen nach § 31 ARegV – das Spannungsfeld zwischen Transparenz und Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen. In *Recht und Energie*. De Gruyter, 469-496.
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2014): Stellungnahme zur ECom-Konzeptidee einer Sunshine Regulierung, abgerufen am 28.05.2021 unter [<https://www.strom.ch/de/media/9131/download>].
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2016): Metering Code Schweiz, Anhang 1, abgerufen am 03.06.2021 unter [<https://www.strom.ch/de/media/8179/download>].
- Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2019): Netzanschluss (für alle Netzanschlussnehmer an das Verteilnetz), abgerufen am 15.05.2021 unter [<https://www.strom.ch/de/media/8248/download>].

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2020): Distribution Code Schweiz, abgerufen am 03.06.2021 unter [\[https://www.strom.ch/de/media/11948/download\]](https://www.strom.ch/de/media/11948/download).

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2021a): Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz, abgerufen am 29.08.2021 unter [\[https://www.strom.ch/de/media/13117/download\]](https://www.strom.ch/de/media/13117/download).

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (2021b): Ein Eigentor, abgerufen am 07.06.2021 unter [\[https://www.strom.ch/de/nachrichten/ein-eigentor\]](https://www.strom.ch/de/nachrichten/ein-eigentor).

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (o.J.): Stromnetze, abgerufen am 06.12.2020 unter [\[https://www.strom.ch/de/energiewissen/stromnetze\]](https://www.strom.ch/de/energiewissen/stromnetze).

Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 - SNE-V 2018), abgerufen in der Fassung vom 18.12.2020 unter [\[https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107\]](https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107).

Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012), abgerufen in der Fassung vom 01.07.2013 unter [\[https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/END_VO_Konsolidierte+Fassung+2013.pdf/b3d2b2f6-ff90-40fe-8bac-a81108328060?t=1413909666970\]](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811363/END_VO_Konsolidierte+Fassung+2013.pdf/b3d2b2f6-ff90-40fe-8bac-a81108328060?t=1413909666970).

Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (Niederspannungsanschlussverordnung - NAV), abgerufen in der Fassung vom 23.06.2021 unter [\[https://www.gesetze-im-internet.de/nav/BJNR247710006.html\]](https://www.gesetze-im-internet.de/nav/BJNR247710006.html).

Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV), abgerufen in der Fassung vom 27.07.2021 unter [\[https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html\]](https://www.gesetze-im-internet.de/aregv/BJNR252910007.html).

Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV), abgerufen in der Fassung vom 27.07.2021 unter [\[https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html\]](https://www.gesetze-im-internet.de/stromnev/BJNR222500005.html).

- Wirtschaftskammer Österreich (o.J.): Neue Abschreibemöglichkeiten - Degressive AfA, abgerufen am 05.06.2021 unter [[https://www.wko.at/service/steuern/steuerliche-massnahmen-zum-jahreswechsel.html#:~:text=F%C3%BCr%20Investitionen%20ab%201.7.2020,jeweiligen%20Buchwert%20\(Restbuchwert\)%20anzuwenden.](https://www.wko.at/service/steuern/steuerliche-massnahmen-zum-jahreswechsel.html#:~:text=F%C3%BCr%20Investitionen%20ab%201.7.2020,jeweiligen%20Buchwert%20(Restbuchwert)%20anzuwenden.)].
- Wojciech, L. (2016): Effizienzvergleich, abgerufen am 08.06.2021 unter [http://wdb.fh-sm.de/EnREffizienzvergleich#hn_Effizienzvergleich].
- Worm, H., Leukert, K., Vaterlaus, S., Elsenbast, W., Gysler, M., Kämpfer, F. & Spicher, M. (2015): Ausgestaltungsfragen einer Qualitätsregulierung in der Schweiz, abgerufen am 03.06.2021 unter [<https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8125>].

6 Abstract

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die Netzkostenmodelle und die Regulierungssystematiken von Deutschland, Österreich und der Schweiz miteinander verglichen. Dabei werden die Bereiche Netzkosten, Ausgestaltung des Systems, Netzqualität, Flexibilität des Systems sowie Investitionsfreundlichkeit des Systems untersucht. Es erfolgt eine Bewertung der wesentlichen Punkte. Zudem werden Trade-offs der Regulierungsausgestaltung ermittelt und die Weiterentwicklungspotentiale der Regulierungssystematiken der einzelnen Länder dargelegt. Das Ergebnis des Vergleiches zeigt, dass sich das deutsche und österreichische System – bedingt durch die Anwendung der Anreizregulierung – am ähnlichsten sind. Zum System der Schweiz bestehen größere Unterschiede. Trade-offs müssen in den Bereichen der Häufigkeit der Kostenprüfung, der Länge der Regulierungsperiode, der Höhe der Verzinsung sowie der Investitionsförderungsmaßnahmen beachtet werden. Dabei muss stets zwischen Regulierungsaufwand, Kosteneffizienzanreiz und Investitionsanreiz abgewogen werden.