

Abschlussbericht:

Studie zur Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz

- Kostenbasis und Modell für kleine Netzbetreiber**
- Capex Bereinigung und gleicher Startwert in eine Anreizregulierung**

Zofingen, 17.12.2014
Bearbeitung:

Beat Grossmann
Kevin Lör
Mika Marci
Angelo Quaranta
Micha Ries
Dr. Wolfgang Zander
Daniel Zurwerra

Inhaltsverzeichnis

1	Summary	6
1.1	Ausgangssituation und Zielsetzung.....	6
1.2	Anlageneubewertung.....	7
1.3	Vereinfachte Anreizregulierungsmodelle für kleine Netzbetreiber ..	9
1.4	Fazit	11
2	Ausgangssituation und Zielsetzung der Studie	13
3	Status Quo, Rahmenbedingungen und Besonderheiten in der Schweiz ...	15
3.1	Netzbetreiberstruktur und regulatorische Rahmenbedingungen ..	15
3.2	Kostenrechnungs- und Netzbewertungspraxis	17
3.3	Folgen synthetischer Netzbewertung.....	19
4	Internationale Übersicht von Anreizregulierungssystemen	21
4.1	Aufgabenstellung	21
4.2	Regulierung in Finnland, Schweden und Norwegen	21
4.2.1	Finnland.....	23
4.2.2	Schweden.....	26
4.2.3	Norwegen	28
4.3	Regulierung in Deutschland und Österreich	30
4.3.1	Deutschland	31
4.3.2	Österreich.....	34
4.4	Regulierung in Grossbritannien.....	38
4.5	Zwischenfazit Internationale Übersicht von Anreizregulierungssystemen	39
5	Capex-Bereinigung	41
5.1	Fehlerquellen im Rahmen einer synthetischen Netzneubewertung	43
5.2	Analyse der Daten aus den Erhebungsbögen (EiCom).....	48
5.3	Lösungsoption für die Schweiz: Das Extrapolationsverfahren.....	51
6	Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber	58
6.1	Verfahrensvoraussetzungen und Berücksichtigung der Strukturvielfalt	58

6.2	International verwendete Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber	62
6.2.1	Vereinfachtes Modell mit einer Kostenprüfung.....	62
6.2.2	Tarifführerschaft in Anlehnung an das Österreichische Modell	64
6.3	Kombinationsmodell	65
6.4	Zusätzliche Optionen in Kombination mit Hauptmodellen	67
6.4.1	„Als ob“ Betrachtung, Option für KleinstNB (<100 Kunden oder <200 bzw. < 500 Kunden).....	67
6.4.2	Option der Kooperation, Bildung „virtueller“ Netze	69
6.4.3	Option Treuhändermodell	70
6.5	Modellübersicht	72
6.6	Modellbewertung	72
6.6.1	Effizienz und Preisgünstigkeit.....	72
6.6.2	Anreiz für benötigte Investitionen.....	73
6.6.3	Missbrauchspotential und Verteilungseffekte.....	73
6.6.4	Regulierungsaufwand.....	74
6.6.5	Transparenz	74
6.6.6	Politische Akzeptanz.....	75
6.7	Bewertungsmatrix	75
6.7.1	Effizienz und Preisgünstigkeit.....	76
6.7.2	Anreiz für benötigte Investitionen.....	76
6.7.3	Missbrauchspotential und Verteilungseffekte.....	77
6.7.4	Regulierungsaufwand.....	78
6.7.5	Transparenz	78
6.7.6	Politische Akzeptanz.....	78
6.8	Kombinationsmodell als sinnvolle Basis für die weitere Diskussion	79

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht synthetische Bewertungsverfahren	8
Tabelle 2: Darstellung und Bewertung der Modelle zur vereinfachten Anreizregulierung	12
Tabelle 3: Clusterung der VNB in der Schweiz	16
Tabelle 4: Finnland – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	23
Tabelle 5: Schweden – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	26
Tabelle 6: Norwegen – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	28
Tabelle 7: Deutschland – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	31
Tabelle 8: Österreich – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	35
Tabelle 9: Grossbritannien – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	38
Tabelle 10: Clusterung der Schweizer VNB	48
Tabelle 11: Übersicht zum Netzwert der Schweizer Verteilnetze	49
Tabelle 12: Übersicht synthetische Bewertungsverfahren	53
Tabelle 13: Netzbetreiber mit einem synth. Anteil > 60 %	54
Tabelle 14: Übersicht der Anlageklassen	57
Tabelle 15: Mögliche Clusterung	60
Tabelle 16: Modellübersicht	72
Tabelle 17: Bewertung der einzelnen Modelle	75

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Synthetische Bewertungsmethode	19
Abbildung 2: Datenbasis als Fehlerquelle	43
Abbildung 3: Exemplarische Bandbreite der synthetischen Netzneubewertung	47
Abbildung 4: Exemplarische Zusammensetzung des Tagesneuwerts eines Netzes	48
Abbildung 5: Synthetischer Anteil des Netzwerts	50
Abbildung 6: Prinzip Bild der Kosten- und Erlösentwicklung in der Anreizregulierung	59
Abbildung 7: Kleine Netzbetreiber / Graubünden	69
Abbildung 8: Kleine Netzbetreiber / Wallis	70

Abkürzungsverzeichnis

AHK	Anschaffungs- und Herstellkosten
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BfE	Bundesamt für Energie
CAPEX	Kapitalkosten
CENS	costs of energy not supplied = monetäre Bewertung von Lieferausfällen
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EMG	Elektrizitätsmarktgesetz
EOG	Erlösobergrenze
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KRSV	Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber
MS	Mittelspannung
MWh	Megawattstunden
NBVN-CH	Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz
NS	Niederspannung
OPEX	Betriebskosten
RegB	Regulierungsbehörde
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAV	Sachanlagevermögen
StromVG	Stromversorgungsgesetz
StromVV	Stromversorgungsverordnung
TNW	Tagesneuwert
VNB	Verteilnetzbetreiber
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
WACC	Weighted Average Cost of Capital

1 Summary

1.1 Ausgangssituation und Zielsetzung

In der Schweiz sind derzeit ca. 680 Stromverteilnetzbetreiber tätig, von denen die 91 grössten, ca. 80 % des in den Verteilnetzen gebundenen Anlagevermögens repräsentieren. Alle 680 Netzbetreiber kalkulieren ihre individuellen Netztarife (Netznutzungsentgelte) und legen darüber hinaus gem. Art. 7 StromVV regelmässig zum 31. August eines Jahres der EICom ihre Kostenrechnung vor.

Die derzeitige Regulierung beruht auf dem sogenannten Cost-plus-Prinzip. Die EICom prüft zwar die immanente Richtigkeit und Sachgerechtigkeit der vorgelegten Kostenkalkulation, es existieren jedoch keine direkten Vorgaben hinsichtlich der zu erzielenden Effizienz.

In den nächsten Jahren stehen aus mehreren Gesichtspunkten wesentliche Veränderungen in der Energieversorgung der Schweiz auf der Tagesordnung. Einerseits wird eine vollständige Marktöffnung für alle Kunden angestrebt. Die Netzbetreiber sind dann verpflichtet, allen Marktteilnehmern den Netzzugang diskriminierungsfrei zu gewähren. Andererseits werden mit der Energiestrategie 2050 in der Schweiz neben den Zielen für eine veränderte Erzeugungsstruktur über die Umstellung auf erneuerbare Energien und verstärkte Energieeinsparungen auch Rahmenbedingungen angestrebt, die eine bedarfs- und zeitgerechte Weiterentwicklung der Netze sicherstellen sollen.

Das bisherige Cost-plus-System hält keine systematischen Anreize für eine Effizienzsteigerung vor und bietet überdies, insbesondere wenn keine vertiefte Kostenprüfung erfolgt, das Risiko von Missbrauchspotential. Vor diesem Hintergrund wird in der Schweiz derzeit über die Einführung einer Sunshine-Regulierung und als Weiterentwicklung hierzu eine Anreizregulierung diskutiert.

Das Prinzip der Anreizregulierung beruht auf teilweise von den individuellen Kosten losgelösten Zielvorgaben, die sich an den Kostenstrukturen von hinreichend effizienten Unternehmen orientieren. Die hierfür erforderliche Effizienzmessung ist nur sinnvoll möglich, wenn valide Kosten- und Strukturdaten für die zu vergleichenden Netzbetreiber vorliegen. Valide Ausgangsdaten setzen wiederum voraus, dass die von den Unternehmen benannten Daten intensiv geprüft werden (und somit auch hinreichend vergleichbar sind). Letztere Voraussetzung ist in der Schweiz derzeit jedoch insbesondere aus folgenden Gründen nicht gegeben:

- Die Netzentgeltkalkulation der Unternehmen wird auf Basis des Kostenrechnungstools einer Plausibilitätsprüfung und einem Kennzahlenvergleich durch die EICom unterzogen. Eine vertiefte Prüfung erfolgt nur, wenn Grösse und volkswirtschaftliche Bedeutung des Unternehmens dies aus Sicht EICom nahelegen. Weitere Anlässe sind Beschwerden von Kunden und wenn festgestellte Auffälligkeiten nicht mit dem Netzbetreiber auf einfachem Wege geklärt werden können. Darüber hinaus werden zufällig ausgewählte Stichproben vorgenommen.
- Für nennenswerte Teile des kalkulatorischen Anlagevermögens der Netzbetreiber liegen historisch keine nachgewiesenen Anschaffungs- und Herstellungskosten aus der Anlagenbuchhaltung vor. Ersatzweise wurden diese daher auf Basis der physi-

schen Mengengerüste einer Neubewertung unterzogen. Hier besteht ein erhebliches Potential für eine Falschbewertung dieser Anlagen.

Die intensive Prüfung durch eine vertiefte Prüfungspflicht für die Netzentgeltkalkulation aller Netzbetreiber würde den Regulierungsaufwand sowohl auf Seiten der EICom als auch bei den Netzbetreibern um ein Vielfaches steigern. Auch für das Problem der Verfälschung der Ausgangswerte für den Effizienzvergleich durch die Anlagenneubewertung ist eine aufwandsarme und effektiv kontrollierbare Lösung anzustreben.

1.2 Anlagenneubewertung

Im Durchschnitt haben die grösseren Unternehmen ca. 20 % ihres Anlagevermögens über Neubewertungen ermittelt. Etwa 70 % des neubewerteten Anlagevermögens beziehen sich auf Kabel inklusive der zugehörigen Trassen und entsprechen folglich ca. 14 % des gesamten Anlagevermögens dieser Unternehmen. Gerade in dieser Anlagenklasse wird der Fehler bei den bisherigen Verfahren der Neubewertung als zu hoch eingeschätzt. Der Anteil der neubewerteten Anlagen schwankt darüber hinaus von Netzbetreiber zu Netzbetreiber erheblich. Bei den kleineren Netzbetreibern liegt der Anteil des neubewerteten Anlagevermögens in vielen Fällen deutlich über 20 %.

Eine deutliche Verminderung der Defizite und Fehler bei der Anlagenneubewertung kann durch das sogenannte Extrapolationsverfahren erzielt werden.

Hierbei werden zunächst die spezifischen Investitionskosten einer Anlagenklasse für jedes Werk individuell für die Netzteile ermittelt, bei denen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) vorliegen. Diese müssen für die Anlagengitter, die die Netzbetreiber im Zuge der Kalkulation der Netzentgelte aufstellen müssen, ohnehin aufbereitet und Anlagenklassen zugeordnet werden. Bei den Kabeln sollten Kabel und Trasse hinsichtlich der AHK zusammengefasst betrachtet werden.¹ Auf diese Weise werden die typischen Kosten- und Gebietsstrukturen der Werke, die insbesondere im Tiefbaubereich erheblich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber divergieren können, belastbar und einfach nachvollziehbar berücksichtigt. Alle AHK einer Anlagenklasse und Netzebene werden dabei jahrgangsweise zusammengefasst. Die sich ergebenden AHK aller betreffenden Jahre werden auf den Bewertungsstichtag hochindexiert, so dass sie als Tagesneuwerte miteinander vergleichbar sind.

Anschliessend werden spezifische Werte je Mengeneinheit (ausschliesslich auf Basis der über AHK nachgewiesenen physischen Mengen) der betreffenden Anlageklasse gebildet. Durch Rückindexierung auf die tatsächlichen Baujahre der synthetisch zu bewertenden Anlagen können die spezifischen AHK je Menge, Anlagenklasse, Spannungsstufe und Baujahr ermittelt werden. Die so festgelegten spezifischen Herstellungskosten werden dann via Mengengerüste auch für die nicht über historische AHK nachgewiesenen Netzteile angewandt.

Das Extrapolationsverfahren unterscheidet sich von der bisherigen Praxis der EICom dahingehend, dass zwingend eine Aggregation pro Anlageklasse und Netzebene vorgenommen wird. Eine weitere Differenzierung nach Anlagengruppen wie Kabel unterschiedlichen Quer-

¹ Dies würde eine Anpassung der derzeit unterschiedlichen Abschreibungsdauern implizieren.

schnitts, Bautypen von Trafostationen etc. oder der vom VSE vorgenommenen Systematik findet dabei nicht statt. Umgekehrt wird die Konsistenz mit den im Erhebungsbogen angegebenen Restwerten auf AHK-Basis sichergestellt. Eine Gestaltungsfreiheit der Netzbetreiber hinsichtlich der Auswahl vergleichbarer Rechnungen besteht nicht mehr: Alle nachgewiesenen AHK und die dahinter stehenden Einzelabrechnungen einer Anlagenklasse und Netzebene werden zusammengefasst. Es sind auch keine zusätzlichen Datenaufbereitungen erforderlich. Die Angaben zu den Mischpreisen können unmittelbar aus den ohnehin aufzustellenden Anlagengittern abgeleitet werden.

Durch die Aggregation und durch den Bezug auf die bereits eingereichten Erhebungsbögen kann eine eindeutige und einfache Überprüfbarkeit sichergestellt werden. Damit wird zudem ausgeschlossen, dass seitens der Netzbetreiber eine Auswahl – tatsächlich oder vermeintlich – vergleichbarer abgerechneter Investitionen vorgenommen wird.

	Individuelle Einzelbewertung	EICom 2013	Extrapolationsverfahren	Landesweite Einheitspreise
Differenzierung Anlagen	Betriebsmittelgruppe	Betriebsmittelgruppe	Anlagenklasse Erhebungsbogen	Betriebsmittelgruppe
Preisbasis	Standard-Leistungsverzeichnisse und Ausschreibungen	Auswertung Abrechnungen tatsächlicher Projekte	AHK aus Erhebungsbogen	Festlegung Regulierer
Physische Ausgangsdaten	Detaillierte Mengen speziell Tiefbau	Mengen pro Betriebsmittelgruppe oder Anlagenklasse	Mengen pro Anlagenklasse	Mengen pro Betriebsmittelgruppe
Fehlerquellen und Missbrauchspotential	Preisbasis und physische Ausgangsdaten, Gefahr überhöhter Preise	Auswahl und Auswertung Abrechnungen	gering	Ortsspezifische Kostenstrukturen unberücksichtigt
Zusätzlicher Erhebungsaufwand/ Prüfaufwand	extrem hoch	hoch (bis ggf. sehr hoch)	gering	hoch

Tabelle 1: Übersicht synthetische Bewertungsverfahren

Der zusätzliche Erhebungs- sowie Prüfaufwand bei der individuellen Einzelbewertung und dem EICom Verfahren kann als hoch (bis ggf. sehr hoch) bewertet werden, da eine Prüfung nur auf Basis individueller Daten eines Netzbetreibers stattfinden kann, die gesondert für diesen Zweck aufbereitet wurden. Im Extrapolationsverfahren werden diese Daten aus dem bei allen Netzbetreibern ohnehin zu erstellenden Anlagegitter abgeleitet.

Soweit das Extrapolationsverfahren im Einzelnen nicht anwendbar ist, weil z. B. zu wenig aktivierte Anlagen der jeweiligen Anlagenklasse vorhanden sind, können ergänzend auch spezifische Einheitswerte über Benchmarks vergleichbarer Unternehmen herangezogen werden.

Es ist zu erwarten, dass mittels des Extrapolationsverfahrens die Fehler in der Ausgangsbasis der Kapitalkosten so gering gehalten werden können, dass eine Verfälschung der Effizienzmessung hieraus in vertretbarem Rahmen bleibt. Unbenommen davon ist, dass generell die eingesetzten Effizienzmessverfahren insbesondere bei grossen Strukturunterschieden zwischen den betroffenen Netzbetreibern vor Einführung einer Anreizregulierung kritisch

auf ihre Fehleranfälligkeit hin zu überprüfen sind. Zudem kann es schon zur Verbesserung der Bewertung der Kapitalbasis in einer Cost-plus-Regulierung angewendet werden.

1.3 Vereinfachte Anreizregulierungsmodelle für kleine Netzbetreiber

Auch wenn auf die vollständigen Kostenprüfungen aller der Anreizregulierung unterzogenen Netzbetreiber verzichtet wird, können mit Hilfe pragmatischer Vereinfachungen dennoch Effizianzanreize und eine Begrenzung des Missbrauchspotentials erzielt werden. Allen vorgeschlagenen Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber ist gemeinsam, dass auf die Ermittlung von individuellen Effizienzwerten für kleine Netzbetreiber verzichtet wird. Angewandt wird stattdessen ein Effizienzwert in Anlehnung an den Durchschnitt der geprüften Werke (wie in Deutschland) oder eines sogenannten Tarifführers (wie in Österreich).

Das an die deutsche Praxis angelehnte Modell der „Kostenprüfung“ sieht auch für kleine Netzbetreiber eine vollständige Kostenprüfung vor und ist daher v.a. wegen des hierdurch ausgelösten Regulierungsaufwandes bei den vielen kleinen Netzbetreibern für die Schweiz nachteilig. Über die Ausgestaltung zusätzlicher Regulierungselemente kann hierbei auch der Anreiz für effizienten Netzausbau erhalten werden.

Eine für die Schweiz interessante Variante einer Vereinfachung für kleine Netzbetreiber ist das in Österreich angewandte Modell der „Tarifführerschaft“. Hierbei werden alle Netzbetreiber einer Region zu einem Tarifgebiet mit einheitlichen Netzentgelten in jeder Netzebene zusammengefasst. Zunächst werden die Kosten aller dort tätigen Netzbetreiber addiert und die Tarife durch Umlage der Kosten auf alle Verbraucher im betreffenden Gebiet gebildet. Der Effizienzwert für alle Werke wird auf Basis der Effizienzwerte der in dieser Region dem vollständigen Verfahren unterzogenen Netzbetreiber ermittelt.

Das „Tarifführermodell“ verursacht wegen des Verzichts auf eine vertiefte Kostenprüfung für die kleinen Netzbetreiber einen gegenüber der heutigen Situation nur mässig ansteigenden Aufwand und ist daher als Denkansatz für die Schweiz durchaus attraktiv.

Zudem wird der Anreiz, bei den Kostenkalkulationen gezielt überhöhte Kosten anzugeben, auch für die ungeprüften Werke reduziert, da der jeweilige Netzbetreiber hiervon in Folge der Zusammenlegung aller Kosten einer Region nur in geringem Umfang profitiert. Der Bedarf, zusätzliche Massnahmen zur Vermeidung des Missbrauchs bei der Entgeltkalkulation zu ergreifen, wird dadurch erheblich reduziert. Umgekehrt besteht in diesem Modell ggf. nur ein geringer Anreiz für die Netzbetreiber, z. B. für die Integration Erneuerbarer Energien zu investieren, da sich dies ebenfalls nur in geringem Umfang, d. h. im Verhältnis seiner Grösse zur Gesamtgrösse des Tarifgebietes auf ihre eigenen Netzentgelte auswirkt².

Die im „Tarifführermodell“ vorgenommene regionale Begrenzung der Tarifzone auf Netzbereiche, die überwiegend durch gleiche oder ähnliche geographische Verhältnisse geprägt sind, führt dazu, dass bei den betroffenen Netzbetreiber oft ähnliche Kostensituationen vor-

² Dieser Effekt ist auch davon abhängig, ob sich die Menge der abrechenbaren Entnahmen bzw. Einsparungen im Zuge der Investition erhöht, was nicht systematisch sichergestellt ist.

liegen. Hinzu kommt aber auch, dass die Unternehmensgrößen vergleichbarer sind als in der Schweiz. Verstärkt wird dieser Effekt dadurch, dass grossen urbanen Zentren (z. B. Wien, Linz, Innsbruck etc.) eigene Netzbereiche mit eigenen Tarifen zugewiesen werden. Die Vergleichbarkeit der Kosten ist dennoch auch in Österreich offensichtlich nicht immer gegeben: In einer Tarifzone wurden auf Antrag eines Netzbetreibers durch den Regulierer Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern ermittelt, in einzelnen anderen Tarifbereichen wurden diese zwischen den Netzbetreibern freiwillig vereinbart. In der überwiegenden Zahl der Netzbereiche scheint diese Tarifiermittlung aber in Österreich dennoch gut zu funktionieren. Allein wegen der stark unterschiedlichen Unternehmensgrößen ist davon auszugehen, dass die Strukturunterschiede zwischen den Netzbetreibern in der Schweiz intensiver ausgeprägt sind als in Österreich. Es ist daher nicht auszuschliessen, dass in der Schweiz das Konfliktpotential zwischen den Netzbetreibern eines Tarifgebietes erheblich grösser ist als in Österreich. Bei einer Übertragung auf die Schweiz wäre dies als ein spürbarer Nachteil des „Tarifführermodells“ anzusehen. In den weiteren Überlegungen zu einem für die Schweiz tauglichen Modell ist daher anzustreben, dieses Konfliktpotential zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Das im Rahmen dieser Studie aus den international angewandten Methoden abgeleitete „Kombinationsmodell“ sieht vor, dass nur die Kosten der grossen Netzbetreiber einer vollständigen Prüfung unterzogen werden. Die Kosten der kleinen Netzbetreiber werden wie bisher ohne vertiefte Prüfung gemeldet bzw. erhoben³. Diese geprüften bzw. gemeldeten Kosten werden als Startwerte für die jeweiligen Regulierungsperioden verwendet.

Aufgrund des Verzichts auf eine vollständige vertiefte Kostenprüfung, sollte eine ergänzende standardisierte Kontrolle eingeführt werden. Dies ist mit vertretbarem Aufwand erreichbar. So stehen z. B. in den amtlichen statistischen Daten viele gebietsbezogene Strukturmerkmale zur Verfügung, die mit den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber verknüpfbar sind und die bislang in den Erhebungsbögen für die Netzentgeltkalkulation nicht enthalten sind. Auf diese Weise kann der für eine standardisierte ergänzende Kontrolle notwendige Kennzahlenvergleich (Benchmarking) deutlich verbessert werden. Dieser Schritt lässt sich gut mit der vorgesehenen Einführung der Sunshine-Regulierung kombinieren⁴. Als Unteroption ist zu erwägen, ob ggf. zu Beginn der Anreizregulierung einmalig eine intensivere Kostenprüfung auch der kleineren Netzbetreiber erfolgt, was aber mit einem erheblichen einmaligen Zusatzaufwand verbunden wäre.

Das Modell für kleine Netzbetreiber sollte grundsätzlich kompatibel zur Regulierung der grossen Netzbetreiber ausgestaltet werden. Die Vereinfachungen sollten sich lediglich auf einzelne Elemente bzw. Parameter beziehen. So könnte die Effizienzvorgabe für kleine Netzbetreiber gesetzlich pauschal vorgegeben werden, z. B. dynamisiert unter Bezug auf die

³ Davon ist unbenommen, dass wie bisher bei Auffälligkeiten oder Kundenbeschwerden bzw. stichprobenartig auch die Kosten kleiner Netzbetreiber vertieft geprüft werden können.

⁴ Es ist davon auszugehen, dass die Einführung der Sunshine-Regulierung als Vorstufe der Anreizregulierung zu einer Verbesserung der Qualität der Kostenkalkulation der kleinen Netzbetreiber führt und möglicherweise die letzten Kostenfeststellungen aus der Sunshine-Regulierung als Startwerte für die Anreizregulierung verwendbar sind.

durchschnittliche Effizienz aller grossen Netzbetreiber aus dem vollständigen Verfahren. Um etwaige Windfall Profits aufgrund der nicht stattfindenden Kostenprüfung zu begrenzen, ist eine Intensivierung des Kennzahlenvergleichs aus der Sunshine-Regulierung anzustreben, damit überhöhte Kosten im Einzelfall identifiziert werden können.⁵ Der in Österreich praktizierte Bezug auf die Effizienz eines dem Netzbetreiber zugeordneten Tarifführers (per Netzgebiet oder Strukturklasse) dürfte eher Konfliktpotential beinhalten als ein Bezug auf alle grossen Netzbetreiber.

Der Anpassungsgrad an die Effizienzvorgabe kann in Anlehnung an das Norwegische Modell variabel gestaltet werden. So kann in der ersten Stufe der Zielwert der Kosten für alle Netzbetreiber einheitlich zu x % auf Basis der Effizienzvorgabe und zu den übrigen $(100-x)$ % auf kalkulatorischer Kostenbasis gebildet werden. Der Anpassungsgrad kann in den folgenden Regulierungsperioden gesteigert werden, um der wachsenden Erfahrung der Branche und des Regulierers mit der Anreizregulierung Rechnung zu tragen. Auch können durch diese Vorgehensweise Härten begrenzt werden, indem allen Unternehmen mehr Zeit gegeben wird, ihre Kosten auf das effiziente Mass zu reduzieren. Die Entgeltbildung erfolgt netzbetreiberindividuell abgeleitet aus dem jeweiligen Erlöspfad des Netzbetreibers. Das im Österreichischen Modell bestehende erhebliche Konfliktpotential zwischen Netzbetreibern wird so vermieden.

Ergänzend ist es auch denkbar, dass für Kleinstnetzbetreiber etwa mit weniger als 100 oder 500 Zählpunkten auf eine Kostenkalkulation und Prüfung vollständig verzichtet wird und stattdessen eine reine Erstreckung der Tarife eines Tarifführers vorgenommen wird. Dies würde ca. 30-150 Netzbetreiber betreffen, je nachdem wo die Grenze für diese Kleinstnetzbetreiber gezogen wird. Dieses Element kann mit allen anderen Varianten grundsätzlich kombiniert werden und stellt insofern eine Ergänzung der Hauptvarianten dar.

In allen Vereinfachungsvarianten kann ergänzend auch bei den nicht geprüften Netzbetreibern der Einsatz von zertifizierten Entgeltkalkulatoren oder auch Treuhändern zur Qualitätssicherung der Netzentgeltkalkulation und Begrenzung des Missbrauchspotentials erwogen werden. Auch diese Option ist als Ergänzung für alle dargestellten Varianten tauglich.

1.4 Fazit

Das Extrapolationsverfahren stellt eine einfach handhabbare und prüfbare Option zur Verringerung der Unsicherheiten bei der Netzneubewertung dar. Auf diese Weise lässt sich voraussichtlich auch eine ausreichend genaue Kapitalkostenbasis für einen Effizienzvergleich herstellen.

Ein vereinfachtes System der Anreizregulierung kann auch bei einer Vielzahl kleiner Netzbetreiber in der Schweiz mit vertretbarem Regulierungsaufwand etabliert werden. Die Bandbreite denkbarer Vorschläge wurde in der Studie herausgearbeitet und kann in der weiteren Diskussion noch angepasst und weiter spezifiziert werden.

⁵ Zudem kann eine Option, ins vollständige Verfahren zu wechseln, bedacht werden.

Es werden drei verschiedene Modelle zur Vereinfachung der Schweizer Anreizregulierung für kleine Netzbetreiber vorgeschlagen, wobei das Kombinationsmodell eine für die Schweiz abgeleitete Mischform aus international praktizierten Ansätzen darstellt.

Eine bewertende Übersicht zu den Modellen mit dem Status quo ist Tabelle 2 zu entnehmen. Aus der Sicht des Gutachtens ist für den weiteren Diskussionsprozess eine Orientierung am Kombinationsmodell zu empfehlen.⁶

Elemente der Anreizregulierung	Vereinfachtes Modell mit Kostenprüfung	Tarifführerschaft	Kombinationsmodell	CH-IST
Startwert TOTEX	Kostenprüfung	Erhebung der Kosten	Erhebung der Kosten	Erhebung der Kosten
Effizienzvorgabe	Durchschnittseffizienz grosse NB	Anlehnung (geprüfter) Tarifführer = Vollständige Übernahme Vorgaben	Durchschnittseffizienz grosse NB	Keine
Anpassungsmöglichkeiten	Prinzipiell denkbar analog zum Kombinationsmodell	(regulierte) Konfliktlösung bei Strukturunterschieden kl. NB	Niedrigere Effizienzvorgabe denkbar	-
Ergänzende Elemente	Keine notwendig	Einführung Strukturklassen	Kennzahlenvergleich für selektive Kostenprüfungen	-
Bewertung	Regulierungsaufwand zu hoch	(Zuordnungs-) Konflikte ggf. nicht gut lösbar	Praktikabler Ansatz	Kaum mit AR vereinbar (Keine Effizienzvorgaben)

Tabelle 2: Darstellung und Bewertung der Modelle zur vereinfachten Anreizregulierung

⁶ Zu den weiteren Details einzelner Ausgestaltungselemente wird auf Kapitel 6 verwiesen.

2 Ausgangssituation und Zielsetzung der Studie

In den nächsten Jahren stehen aus mehreren Gesichtspunkten wesentliche Veränderungen in der Energieversorgung der Schweiz auf der Tagesordnung. Einerseits wird eine vollständige Marktöffnung für alle Kunden angestrebt. Die Netzbetreiber sind dann verpflichtet, allen Marktteilnehmern den Netzzugang diskriminierungsfrei zu gewähren. Andererseits werden mit der Energiestrategie 2050 in der Schweiz neben den Zielen für eine veränderte Erzeugungsstruktur über die Umstellung auf erneuerbare Energien und verstärkte Energieeinsparungen auch Rahmenbedingungen angestrebt, die eine bedarfs- und zeitgerechte Weiterentwicklung der Netze sicherstellen sollen.

Diese Entwicklungen haben auch Auswirkungen auf das Regulierungssystem für die Stromverteilnetzbetreiber. Im Rahmen der Wiederaufnahme der Revision StromVG (Stromversorgungsgesetz) erfolgt die Fortsetzung der Diskussion um die Einführung einer Anreizregulierung, da diese relevante ökonomische Vorteile beinhalten kann.⁷ Die bisherige Cost-Plus-Regulierung hält keine systematischen Anreize für eine Effizienzsteigerung bereit und bietet überdies Missbrauchspotential. Vor diesem Hintergrund wird zunächst über die Einführung einer Sunshine-Regulierung und als Weiterentwicklung hierzu sodann eine Anreizregulierung diskutiert.

Die zurzeit als erste Stufe der Veränderung des Regulierungsrahmens diskutierte sogenannte Sunshine-Regulierung sieht vor, einen öffentlich zugänglichen Vergleich der Preise und anderer Kennziffern der Netzbetreiber zu erstellen. Als mögliche Weiterentwicklung dieser Sunshine-Regulierung steht in der Schweiz das Instrument der Anreizregulierung zur Diskussion und Prüfung. Hierbei soll ein pragmatischer Ansatz unter Einschluss von Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber verfolgt werden. Ähnlich wie im europäischen Ausland steht im Zusammenhang mit der Einführung einer Anreizregulierung zusätzlich auch die Frage nach der Behandlung einer sich stark wandelnden Versorgungsaufgabe mit der Folge relativ hoher Neuinvestitionen im Fokus.

Die Anreizregulierung soll Anreize zu Kostensenkungen bei den Betreibern der Stromnetze bringen, um diese sodann ganz oder teilweise an die Verbraucher weiterzugeben. Im Rahmen einer Anreizregulierung ist ausserdem die Vergleichbarkeit der Kapitalkostenbasis für die Effizienzmessung von besonderer Bedeutung. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die hohe Anzahl kleiner und auch kleinster Netzbetreiber in der Schweiz im System der Anreizregulierung Berücksichtigung findet.

Das Bundesamt für Energie hat bei BET Dynamo Suisse (BDS) hierzu eine Studie hinsichtlich der Regulierung kleiner Netzbetreiber in Auftrag gegeben. Es gilt primär pragmatische bzw. vereinfachte Ansätze einer Anreizregulierung für kleine Netzbetreiber zu identifizieren und aufzuzeigen.

⁷ Dies gilt auch unabhängig von einer vollen Marktöffnung, da der Netzbereich ein nicht umgebares natürliches Monopol darstellt. D.h. auch ohne volle Marktöffnung kann eine Reform der Netzregulierung bedacht werden, um Effizianzanreize zu setzen.

Ein zweiter Schwerpunkt dieser Studie stellt eine belastbare Kapitalkostenbasis dar. Wie kann mit vertretbarem Aufwand eine valide Kapitalkostenbasis hergestellt werden, v.a. ohne dass es zu (spürbaren) Kostenerhöhungen für die Endkunden kommt? Auch sollen Vorschläge für die Verbesserung der Bewertung der nicht über nachgewiesene Anschaffungs- und Herstellungskosten erfassten Netzanlagen erarbeitet werden.

Ein vergleichender Blick auf ausgesuchte, europäische Regulierungssysteme soll die Schweizer Diskussion unterstützen und Hinweise auf Systeme und deren Bestandteile liefern, welche ebenfalls in der Schweiz denkbar wären. Es gilt zudem, eine möglichst breite politische Akzeptanz für das Modell einer Anreizregulierung in der Schweiz zu erlangen.

Im Ergebnis einer umsetzbaren Anreizregulierung werden einerseits durch regulierte Kosten und Erlöse Effizienzsteigerungen der Netzbetreiber erwartet und andererseits eine Versorgung, die den künftig benötigten Netzausbau sicherstellt, ohne dabei mögliche Überinvestitionen zu fördern. Diese Ziele sollen durch mehr Kostentransparenz und durch eine schrittweise Erhöhung der Regulierungsintensität erreicht werden.

Nachfolgende Auflistung beschreibt den Aufbau der Studie:



3 Status Quo, Rahmenbedingungen und Besonderheiten in der Schweiz

3.1 Netzbetreiberstruktur und regulatorische Rahmenbedingungen

In der Schweiz sind derzeit rund 680 Stromverteilnetzbetreiber tätig, von denen die 91 grössten, d. h. ca. 13,5 %, die umfassende Version der Kostenrechnung der EICom ausfüllen. Diese 91 Netzbetreiber repräsentieren rund 80 % des in den Verteilnetzen gebundenen Anlagevermögens. Die übrigen rund 590 Werke füllen eine vereinfachte Form der Kostenrechnung aus. Alle 680 Netzbetreiber kalkulieren ihre individuellen Netztarife (Netznutzungsentgelte) und legen gem. Art. 7 StromVV regelmässig zum 31. August des Jahres der EICom ihre Kostenrechnung vor. Jeder Netzbetreiber ist zudem, unabhängig von seiner Grösse, nach Art. 4 StromVV verpflichtet, der EICom jährlich bis zum genannten Zeitpunkt die Begründung einer Erhöhung oder Absenkung der Netztarife zu melden.

Die derzeitige Regulierung beruht auf dem sogenannten Cost-Plus-Prinzip. Die EICom prüft zwar die immanente Richtigkeit und Sachgerechtigkeit der vorgelegten kalkulatorischen Kosten, es existieren jedoch keine systematischen Vorgaben hinsichtlich der zu erzielenden Effizienz. Die Netzentgeltkalkulation wird für alle Netzbetreiber einer Plausibilitätsprüfung und einem Kennzahlenvergleich durch die EICom unterzogen. Eine vertiefte Prüfung erfolgt nicht generell, sondern nur wenn Grösse und volkswirtschaftliche Bedeutung des Unternehmens dies aus Sicht EICom nahelegen, Kundenbeschwerden vorliegen oder Auffälligkeiten auftreten.

Die Regulierung nach dem Cost-Plus-Prinzip beruht darauf, dass für die regulierten Netzbetreiber eine valide Kostenrechnung vorliegt, die aus dem vorhandenen Rechnungswesen in Form einer Finanz- oder ergänzenden betrieblichen Buchhaltung die Netzkosten und deren Umlage auf die Kunden in Form von Netzentgelten ableitet. Die Betriebskosten werden in der Netzentgeltkalkulation meist 1:1 aus der betrieblichen bzw. fiskalischen Buchhaltung übergeleitet. Bei Werken, die sowohl Netzbetreiber sind als auch andere Aktivitäten wie Vertrieb, Erzeugung oder Tätigkeiten ausserhalb der Stromversorgung vornehmen, ist im Rahmen des sogenannten buchhalterischen Unbundlings eine kostenrechnerische Trennung dieser Aktivitäten vorzunehmen. Die für die Netzentgelte relevanten Kapitalkosten werden im Idealfall aus den nachgewiesenen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) der Anlagen über eine kalkulatorische Rechnung ermittelt. Für die Netzentgeltkalkulation werden darauf aufbauend anhand vorgegebener Nutzungsdauern und kalkulatorischer Zinsen sogenannte kalkulatorische Kapitalkosten errechnet, wobei diese Nutzungsdauern von den sonstigen betrieblichen oder fiskalischen Nutzungsdauern abweichen können.

Das StromVG und die StromVV traten zu grossen Teilen Anfang Januar bzw. April 2008 in Kraft.

Nach dem Wortlaut des Gesetzes müssen die Schweizer Verteilnetzbetreiber ihre Netze im Regelfall auf Basis der tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellkosten gemäss der kaufmännischen Anlagenbuchhaltung (AHK) bewerten (Art. 15 Abs. 3 StromVG). Manche Werke haben für alle oder einen Grossteil der Anlagen historische Werte, entweder unmittelbar aus der Anlagenbuchhaltung oder über eine Rekonstruktion auf Basis direkt zuordenbarer Ab-

rechnungen von Baumassnahmen. Sie können jedoch für die Anlagen, bei denen die AHK nicht vorhanden sind, den Netzwert synthetisch berechnen (Art. 13 Abs. 4 StromVV).

Tatsächlich haben derzeit die Schweizer Netzbetreiber in höchst unterschiedlichem Masse die tatsächlichen Anschaffungs- und Herstellkosten ihrer Netzentgeltkalkulation zugrunde gelegt. Wie die nachfolgende Tabelle zeigt, repräsentieren die Cluster 1 & 2 mit den 91 grössten Verteilnetzbetreibern in Summe rund 82 % des gesamten Anschaffungswerts aller Schweizer Verteilnetze. Rund 80 % des gesamten Anschaffungswerts wurde in diesen Clustern anhand vorhandener Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) bewertet. Lediglich rund 20 % des Anschaffungswerts der 91 grössten Verteilnetzbetreiber wurde synthetisch ermittelt. Der Anteil der synthetischen Bewertung ist bei den kleineren Netzbetreibern im Durchschnitt höher, wobei auch in diesen Gruppen eine starke Streuung zu beobachten ist.

Cluster	Anschaffungswert gesamt [MCHF]	Synthetisch ermittelter An- schaffungswert [MCHF]	Synthetischer Anteil
Cluster 1	23'786	4'865	20,5%
Cluster 2	5'411	896	16,6%
Cluster 3	2'345	566	24,2%
Cluster 4	1'993	762	38,2%
Cluster 5	1'592	628	39,4%
Cluster 6	228	122	53,5%
Cluster 7	160	32	20,5%
Total	35'515	7'871	22,2%

Tabelle 3: Clusterung der VNB in der Schweiz (Quelle: ECom, 2014)

Dies ist im Wesentlichen darauf zurückzuführen, dass in der Schweiz historisch die Rechnungslegungspraxis je nach Gesellschaft, Rechtsform und Eigentümerschaft sehr unterschiedlich war. Bei einigen Unternehmen wurden die Investitionen in der Regel aktiviert. Bei anderen wurden die Investitionen jedoch oft beim Jahresabschluss soweit abgeschrieben, als es das Jahresergebnis zulies. Damit wurde auf eine Aktivierung ganz oder teilweise verzichtet, und Sachanlagen direkt im Aufwand verbucht. Die unterschiedlichen Herangehensweisen waren allesamt zulässig; einzelne Kantonsbuchhaltungen arbeiten heute noch so.

Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Vorgehensweise der Netzbetreiber bei der synthetischen Bewertung in der Praxis sehr uneinheitlich ist. Manche Werke haben die zunächst fehlenden Anschaffungs- und Herstellkosten aus alten Abrechnungen von Baumassnahmen ganz oder weitgehend rekonstruiert, so dass für diese Anlagen keine synthetische Bewertung erforderlich war. Für die synthetisch zu bewertenden Anlagen müsste zunächst ein physisches Mengengerüst mit einer Reihe von Angaben wie Alter, zum Bautyp, Tiefbauaufwand, etc. erstellt werden. Da für viele dieser Parameter, wie in Kapitel 0 noch vertieft dargestellt wird, regelmässig keine verlässlichen Basisinformationen vorliegen, enthalten die Mengengerüste eine Vielzahl von Annahmen, die eine erhebliche Bewertungsunsicherheit zur Folge haben. Für die fehlenden AHK haben einige Netzbetreiber verlässlich abgeleitete syntheti-

sche Werte z. B. aus aktuellen Abrechnungen vergleichbarer Projekte ermittelt. Andere Netzbetreiber haben über eine vom VSE vorgeschlagene Methodik⁸ oder werksindividuelle Vorgehensweisen spezifische Neupreise für Anlagentypen hergeleitet und aus diesen über das physische Mengengerüst Tagesneuwerte berechnet.

Im Ergebnis ist für die Schweiz festzustellen, dass die Basis für die Berechnung der kalkulatorischen Kapitalkosten sowohl hinsichtlich des Grades des Nachweises der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten als auch der Methodik der Herleitung von Ersatzwerten für die fehlende Anschaffungs- und Herstellungskosten über eine synthetische Bewertung zwischen den Netzbetreibern sehr stark divergiert.

Ergänzend kommen in der Schweiz die sehr stark unterschiedlichen strukturellen Merkmale hinzu. In der Schweiz sind stark unterschiedliche Kunden- (Verbrauchsdichte) und Gebietsstrukturen (Stadt- vs. Flachland vs. Gebirgszone) anzutreffen. Die Netze sind für die jeweiligen Versorgungsaufgaben ausgerichtet, d. h. den durch die Netzkunden und die Gebietsstruktur definierten Bedarf. Während bei grossen Netzbetreibern sich gebietsstrukturelle Unterschiede zumindest teilweise regional ausgleichen, schlagen diese bei der Vielzahl zum Teil sehr kleiner Netzbetreiber voll auf deren gesamtes Netzgebiet durch. Diese Unterschiede spiegeln sich zwischen den Netzbetreibern stark streuenden Baukosten wider.

3.2 Kostenrechnungs- und Netzbewertungspraxis

In der Vergangenheit gab es wie beschrieben kein einheitliches Vorgehen zur Bewertung der Schweizer Stromverteilnetze. Die Schweizer VNB (Verteilnetzbetreiber) sind gemäss Art. 15 StromVG und Art. 13 StromVV verpflichtet, ihre Netze entsprechend der tatsächlichen, in der Anlagenbuchhaltung aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten zu bewerten. Aufgrund der gesetzlichen Aufbewahrungspflicht von 10 Jahren für Rechnungen, sollten zumindest die historischen Anschaffungswerte seit 1998 vorliegen. Nur für die Anlagen, für die keine historischen Werte vorliegen, ist eine synthetische Bewertung zulässig. Die synthetische Methode ist eine Ausnahmемethode. Daher muss derjenige, der sie anwenden will, nachweisen, dass die Voraussetzungen erfüllt sind. Ihre Anwendung muss gegenüber der EICom differenziert pro Zeitperiode und Anlagekategorien glaubhaft begründet werden⁹. Der Bundesrat hat vor diesem Hintergrund auf den 1. Januar 2009 die StromVV (Stromversorgungsverordnung) dahingehend angepasst, dass vom synthetisch ermittelten Wert ein Abzug von 20 % vorgenommen werden muss¹⁰. Bis dahin musste auf dem synthetisch ermittelten Wert kein Abzug in Kauf genommen werden. In der Praxis ergänzen sich die historische und synthetische Bewertungsmethode. Dem entsprechend wird zur Bewertung der Schweizer Verteilnetze eine Mischung zwischen zwei Bewertungsmethoden angewendet:

- 1.) Bewertung auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten oder auf Basis von direkt zuordenbaren Rechnungen und Jahresbudgets; Bundesgerichtsentscheid vom 03. Juli 2012 (BGE 138 II 465)

⁸ vgl. NBVN-CH, VSE, 2007

⁹ vgl. EICom-Info 2013, S. 8.

¹⁰ StromVV Art.13 Abs. 4; Fassung vom 12.12.2008, in Kraft seit 1.1.2009

- 2.) Synthetische Bewertung der Anlagen ohne historische Werte und ohne direkt zuordenbare Rechnungen (BGE 138 II 465)
- a. Ansatz von Kosten, die über Rechnungen vergleichbarer Bauvorhaben nachgewiesen werden können, Ermittlung der Anschaffungsneuwerte durch Ansatz der ECom-Indices.
 - b. Ansatz der spezifischen Preise nach der VSE-Methode oder über eine sonstige netzbetreiberindividuelle Neukalkulation ermittelte spezifische Preise; Abschlag in Höhe von 20 %; zusätzlich Abschlag auf WACC in Höhe von 1 % für Anlagen, welche vor 2004 in Betrieb genommen und aufgewertet wurden (Art. 31a Abs. 2 StromVV, gültig bis Ende 2013, gemäss Art. 31a Abs. 1 StromVV).

Entsprechend der regulatorischen Vorgaben erfolgt somit eine zweistufige Bewertung. Zunächst werden die Anlagen bewertet, für die die historischen Anschaffungswerte oder direkt zuordenbaren Rechnungen oder Jahresbudgets vorliegen.

Im zweiten Schritt werden die Anlagen, zu denen weder die historischen Anschaffungswerte noch direkt zuordenbare Rechnungen vorliegen, nach dem synthetischen Verfahren neu bewertet. Liegen keine Rechnungen vergleichbarer Bauvorhaben vor, werden in der Praxis die spezifischen Preise des VSE¹¹, alternativ über eine sonstige netzbetreiberindividuelle Neukalkulation ermittelte spezifische Preise angesetzt. Das VSE-Branchendokument empfiehlt einen Abgleich der vom Netzbetreiber getroffenen Preisansätze mit tatsächlich abgerechneten Bauprojekten¹², trifft aber ansonsten keine detaillierte Aussage über die Herleitung der spezifischen Einheitspreise. Als Voraussetzung für diesen Abgleich benennt das VSE Branchendokument „eine genügend grosse Anzahl an Projekten“ und „eine zufällige Auswahl verschiedener Projektgrößen“¹³. Die sonstige netzbetreiberindividuelle Neukalkulation setzt in der Regel auf die Preise der Standard-Leistungsverzeichnisse auf, die Netzbetreiber regelmässig als Rahmenvereinbarungen mit ihren Dienstleistern abschliessen. Ergänzend können insbesondere für seltener neuerrichtete Anlagen wie Schwerpunktstationen die Ergebnisse von einzelnen Ausschreibungen oder sonstige Erfahrungswerte verwendet werden. Anstelle einer tatsächlichen Baustelle werden bei der Neukalkulation spezifischer Preise aus den Leistungsverzeichnissen für das Netzgebiet als typisch eingeschätzte physische Strukturen wie Grabenprofile, Bodenklassen, Grabenoberflächen, Standard-Ausstattung von Trafostationen etc. angesetzt. Um Missbräuchen entgegen zu wirken, wird im Fall der synthetisch ermittelte Netzwert gemäss Art. 13 Abs. 4 StromVV pauschal um 20 % gekürzt. Falls der Netzbetreiber gegenüber der ECom nachweist, dass in seiner konkreten Situation eine geringere Kürzung korrekt ist, wird eine reduzierte Kürzung verwendet.

Wie in Abbildung 1 dargestellt, werden die Anschaffungsneuwerte im Rahmen des synthetischen Verfahrens, ausgehend von den angesetzten Tagesneuwerten, durch Rückindizierung auf das Baujahr abgeschätzt.

Für jede Betriebsmittelgruppe werden die anzusetzenden Nutzungsdauern und die daraus resultierenden Abschreibungsdauern gemäss den von ECom bis dato tolerierten VSE-

¹¹ VSE/AES / Merkur Access II, S. 8 ff.

¹² VSE/AES / NBVN CH 07, S. 18

¹³ ebda

Empfehlungen vorgegeben. Über diesen Zeitraum werden die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten bzw. die synthetisch ermittelten Anschaffungsneuwerte linear abgeschrieben. In dem die kalkulatorischen Abschreibungen abgezogen werden, verbleibt ein Restwert auf dessen Basis die Kapitalzinsen für die Netztarifberechnung ermittelt werden. Der buchhalterische Restwert ist für die Tarifberechnung nicht relevant, da die Abschreibungsregeln für die Tariffkalkulation von denen der Finanz- oder ergänzenden betrieblichen Buchhaltung z. B. hinsichtlich der Abschreibungsdauern abweichen können.

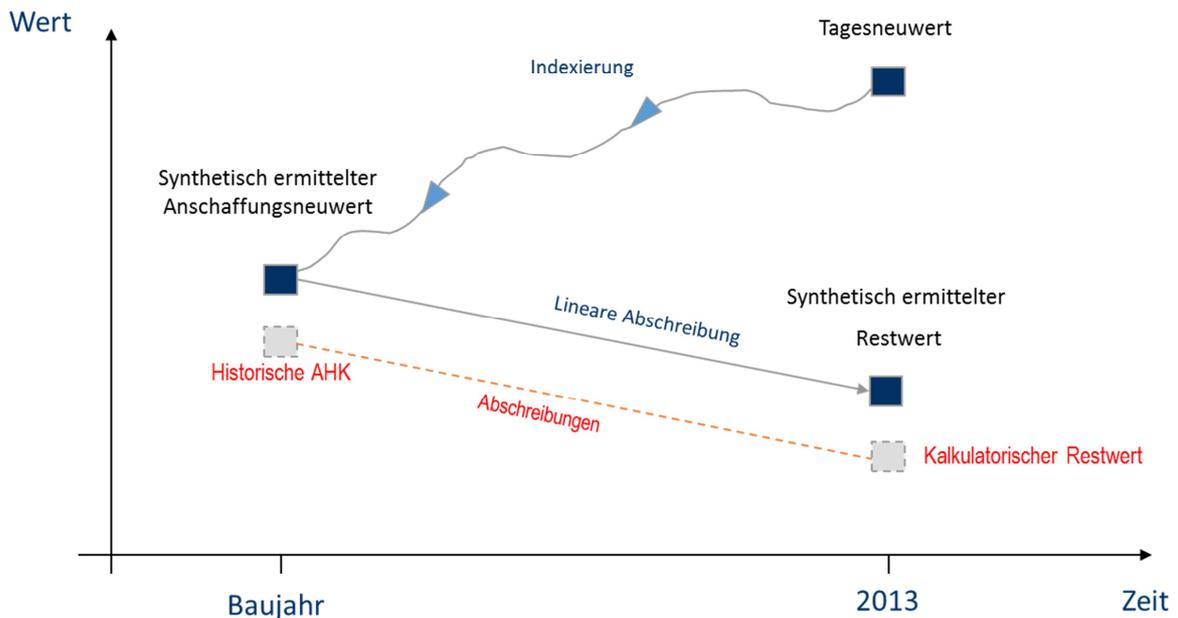


Abbildung 1: Synthetische Bewertungsmethode

Ein weiteres Problem stellt die Abgrenzung der über AHK nachgewiesenen Mengen von den per synthetisches Verfahren bewerteten Anlagen dar. In der kaufmännischen Anlagenbuchhaltung kann in der Regel keine 1:1-Zuordnung der historischen Anschaffungswerte zu den physischen Mengen abgeleitet werden. In Folge dessen können die synthetisch zu bewertenden Anlagen nicht eindeutig von den in den AHK berücksichtigten Anlagen abgegrenzt werden. Daher kann im Rahmen der synthetischen Bewertung nicht ausgeschlossen werden, dass einzelne Anlagen doppelt bzw. gar nicht bewertet werden.

3.3 Folgen synthetischer Netzbewertung

Eine belastbare synthetische Netzbewertung setzt eine hinreichend gute Datenbasis voraus – im Wesentlichen ein detailliertes Mengengerüst mit Angaben zum Baujahr und Typ der Betriebsmittel sowie zum Tiefbauaufwand. In der Regel ist die Datenbasis für eine solche Bewertung unvollständig oder fehlerhaft, es müssen ersatzweise Annahmen getroffen werden, die zu einer Unschärfe in der Bewertung führen. Folglich besteht in hohem Mass die Gefahr einer Überbewertung (bzw. theoretisch auch Unterbewertung) der Netze, was folglich eine Überbewertung (oder auch Unterbewertung) der kalkulatorischen Abschreibungen und Zinsen bedeutet.

Der überwiegende Teil des Netzwertes wird, wie in Kapitel 0 näher erläutert wird, von den Kabeln, insbesondere den Tiefbaukosten, bestimmt. Die spezifischen Tiefbaukosten hängen im Wesentlichen von der Oberflächenstruktur, dem Grabenprofil, der Bodenklasse sowie von dem Mehrverlegungsanteil ab. In den wenigsten Fällen wurden diese Informationen dokumentiert, so dass die für eine korrekte Tiefbaukalkulation notwendigen Angaben in den Mengengerüsten regelmässig fehlen bzw. auf Schätzungen basieren. Daher müssen die Kabelpreise inkl. Tiefbau im Rahmen einer synthetischen Neubewertung in der Regel pauschal angesetzt werden und spiegeln insofern nicht die tatsächlichen historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten wieder. Da kostenmindernde Faktoren, wie z. B. der Mehrverlegungsanteil, oftmals nicht oder nicht ausreichend berücksichtigt werden, werden die Netze im synthetischen Verfahren häufig zu hoch bewertet.

4 Internationale Übersicht von Anreizregulierungssystemen

4.1 Aufgabenstellung

Im Rahmen dieses Untersuchungspunktes soll ein Überblick über unterschiedliche Anreizregulierungssysteme für Verteilnetzbetreiber im europäischen Ausland geschaffen werden. Der Vergleich konzentriert sich auf Länder, die einerseits bereits über eine mehrjährige Erfahrung mit der Anreizregulierung verfügen und andererseits über mit der Schweiz ansatzweise vergleichbare Strukturen verfügen. Ergänzend wurde Grossbritannien mit einer hohen Regulierungsintensität und langer Regulierungspraxis hinzugenommen. In Abstimmung mit dem BFE liegt der Fokus dieser Studie auf den folgenden sechs Ländern:

Extensive Prüfung	Intensive Prüfung	Plankostenverfahren
<ul style="list-style-type: none">• Finnland• Schweden• Norwegen	<ul style="list-style-type: none">• Österreich• Deutschland	<ul style="list-style-type: none">• Grossbritannien

Die Auswahl der Länder beinhaltet drei unterschiedliche Ansätze der Anreizregulierung:

1. Extensive Prüfung auf Basis historischer Kosten (Skandinavien)
2. Intensive Prüfung auf Basis historischer Kosten (Deutschland, Österreich)
3. Regulierung auf Basis von Plankosten (Grossbritannien)

Im Rahmen des Vergleichs unterschiedlicher Anreizregulierungssysteme sollen Ideen für ein geeignetes Schweizer Regulierungssystem gesammelt werden. Der Fokus liegt dabei auf der Capex-Bereinigung und den Möglichkeiten zur Vereinfachung für kleine Netzbetreiber. Für die Untersuchung wurden neben der Analyse der unten zitierten öffentlich verfügbaren Quellen telefonische Interviews mit Mitarbeitern der jeweiligen Regulierungsbehörden geführt.

4.2 Regulierung in Finnland, Schweden und Norwegen

Der Strommarkt und das Stromnetz aller skandinavischen Länder sind im Rahmen des Marktgebietes Nordpool eng miteinander verknüpft. Die Verteilnetzbetreiber sind in den skandinavischen Ländern sehr heterogen in Grösse, Fläche und Absatzdichte. Ausserdem sind die drei zur Untersuchung ausgewählten Länder geprägt von Stadtzentren mit hoher Lastdichte und weitläufigen Gebieten, die von moderater bis spärliche Absatzdichte gekennzeichnet sind. In den skandinavischen Ländern erfolgt die Festlegung der Erlösobergrenze ex ante. Eine Gemeinsamkeit der skandinavischen Regulierungssysteme ist, dass auf Besonderheiten der Netzbetreiber (Grösse oder Absatzdichte) nur gering Rücksicht genommen wird – also z. B. kein vereinfachtes Verfahren für kleine Netzbetreiber vorliegt. Die Regulierungsformel ist für alle Verteilnetzbetreiber eines Landes identisch.

In Skandinavien erfolgt keine intensive Prüfung der kalkulatorischen Kosten. Im Gegensatz zu Österreich und Deutschland manifestiert sich dieser Ansatz im Wesentlichen in zwei Punkten:

- (1) Es findet keine Prüfung der Betriebsnotwendigkeit von Kostenbestandteilen aus der Gewinn- und Verlustrechnung statt. Es wird vielmehr davon ausgegangen, dass jede nicht betriebsnotwendige Ausgabe durch ein effektives Benchmarking behoben wird. Eine vorgeschaltete Prüfung der betrieblichen Relevanz von Ausgabenpositionen ist damit nicht notwendig. Daher liegt im Regulierungssystem von Finnland und Norwegen ein Fokus auf der Entwicklung und der fortlaufenden Kalibrierung des jeweiligen Benchmark-Modells. Finnland hat im Zuge dessen sein eigenes Effizienz-Modell entwickelt¹⁴.
- (2) In Norwegen erfolgt keine gesonderte, kalkulatorische Bewertung des Anlagenvermögens, sondern es wird in der Ermittlung der Kapitalbasis auf handelsrechtliche Buchwerte abgestellt. In Finnland und Schweden wird wiederum ein anderer Weg beschritten. Hier wird der Tagesneuwert¹⁵ auf Basis einer regulatorischen Anlagenpreisliste berechnet. In Finnland wird in einem zweiten Schritt dann der kalkulatorische Restwert ermittelt, der sich aus dem Alter und der Nutzungsdauer der Betriebsmittel ergibt.

Mit der skandinavischen Vorgehensweise wird eine Begrenzung des Regulierungsaufwandes angestrebt. Unterschiede in den betrachteten Ländern liegen weitgehend im regulatorischen Detail, z. B. Berücksichtigung von Verlustenergie, die Verwendung von Benchmarks oder Effizienzziele. Hierauf wird im Folgenden bei den länderspezifischen Betrachtungen näher eingegangen. Vor- und Nachteile von einzelnen Regulierungsdetails werden in Kapitel 6 in direktem Bezug auf die Umsetzbarkeit in der Schweiz näher erläutert.

¹⁴ Stochastic non-smooth Envelopment of Data (StoNED)

¹⁵ In Schweden nach Möglichkeit der TNW, ansonsten stehen andere Bewertungsansätze offen.

4.2.1 Finnland

Finnland - Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis ¹⁶	
Regulator	EMV - Energiamarkkinavirasto
Regulierungsform	Anreizregulierung: ex-ante Erlösobergrenze
Regulierungsperiode	4 Jahre (2012-2015)
Erlösobergrenze	Opex (Benchmark) + Capex (inkl. Verzinsung)
Kapitalbasis	Restwerte des technischen Sachanlagenvermögens auf standardisierte Tagesneuwertbasis und standardisierte Nutzungsdauern; sonstiges Anlagenvermögen nach Buchwerten; sonst. betriebsnotwendige Vermögen ¹⁷ (max. 5 % EOG), und gesetzl. vorgeschriebene Rückstellungen.
Kostenkalkulation	Jährlich
Benchmarking	Individuelles Unternehmensziel (X_{ind}) ¹⁸ nur für beeinflussbare Betriebskosten über Stochastic Non-smooth Envelopment of Data (StoNED) ; Generelles Effizienzziel (X_{Gen}) ¹⁹ : 2,06 %/a.
Verzinsung	WACC (real) 3,03 %; Debt/Equity = 30/70
Tarifikalkulation	Durch den Netzbetreiber
Innovationsanreize	0,5 % Umsatz ²⁰ als Innovationszuschlag (wird grundsätzlich zugestanden)
Qualitätselement	Nach Versorgungsunterbrechungen (bis zu +- 2 % RRoR ²¹)
Kleine Netzbetreiber	Keine Vereinfachung

Tabelle 4: Finnland – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis

¹⁶ Quellen: Festlegung der EMV vom 23.11.2011: Appendix 1 Regulation methods; Präsentation der EMV ohne Datum: Regulation of the energy market in Finland, Nordic Countries and EU; NordREG Bericht von 07.2011: Economic regulation of electricity grids in Nordic countries

¹⁷ Forderungen, Inventar, Finanzanlagen, Kasse

¹⁸ Herleitung siehe Festlegung der EMV vom 23.11.2011: Appendix 1 – Regulation methods, S. 48 Kap. 6.6.1. ff.

¹⁹ "general efficiency target", gemäss Festlegung der EMV vom 23.11.2011: Appendix 1 – Regulation methods, S. 53; ; reflektiert das Produktivitätswachstumspotential der Branche und ist somit vergleichbar mit X_{gen} der Regulierungsformeln in anderen Ländern des Vergleichs

²⁰ Erlöse aus Netznutzung (Turnover from network operations)

²¹ Gewinn des Unternehmens bezogen auf das Eigenkapital (Reasonable rate of return)

Die Finnische Regulierung begann mit dem Finnischen Energiemarkt-Gesetz 1995, in dem vorgegeben wird, dass Verteilnetzbetreiber effizient wirtschaften sollen und die Netztarife sachgerecht (*reasonable*) festzulegen sind. Die Sachgerechtigkeit wurde zunächst ex post anhand des Jahresüberschusses geprüft, bevor im Jahr 2000 mit der Modellierung begonnen wurde. Seit 2005 findet in Finnland die durch die EU vorgegebene²² ex ante Regulierung statt.

Eine „sachgerechte Verzinsung“ resultiert aus der Regulierungsformel (*reasonable rate of return*) und basiert auf den kalkulatorischen Restwerten des technischen Anlagevermögens (siehe hierzu 4.1.1.1), die sich aus den inflationierten (*building cost index - BCI*) Tagesneuwerten ergeben. Die Tagesneuwerte entsprechen den Vorgaben des Regulators und werden entsprechend der BCI jährlich angepasst. Hierbei ist es unerheblich, ob das Netz im Eigentum des Netzbetreibers liegt oder gepachtet wird. Sonstiges Anlagenvermögen, Inventar und Kundenforderungen werden entsprechend der Buchwerte berücksichtigt. Die Summe dieser Positionen bildet die Kapitalbasis.

Die Kapitalbasis wird mit dem WACC (Weighted Average Cost of Capital) multipliziert und ergibt sodann die sog. „sachgerechte Verzinsung“. In Finnland ist der WACC real gerechnet (ohne Inflation), da die Kapitalbasis die Inflation bereits in Gestalt der angepassten aktuellen Tagesneuwerte (via Verrechnung mit dem jeweiligen *building cost index* und *consumer price index*) enthält. Im Rahmen der eigentlichen Regulierung wird die sachgerechte Verzinsung mit dem angepassten Jahresüberschuss verglichen (actual adjusted profit). Der angepasste Jahresüberschuss wiederum ergibt sich aus dem Deckungsbeitrag 1 (EBITDA – operating profit) unter folgenden Anpassungen (mithin auch die Anwendung einer spezifischen Qualitätsregulierung)²³:

- Netto-Veränderungen von vorgelagerten Netzentgelten
- Hinzurechnung von Pachtentgelten
- Abschreibung von Firmenwerten (goodwill)
- Netto-Veränderungen bei den Abschreibungen des Sachanlagevermögens (Incentive to Invest)
- Qualitätselement (+ $DCO_{reference} - DCO_{realized}$; *disadvantage caused by outage*²⁴)
- Anpassung Benchmark (*efficiency incentive*) beeinflussbare operative Kosten²⁵
- Innovationselement
- Kosten für Absicherungsgeschäfte, Finanzanlagen und Steuern

²² Gemäss Artikel 23 (2) a und ff der EU- RICHTLINIE 2003/54/EG; vorgegeben wird die ex-ante-Festlegung der Kalkulationsmethoden. Die ex-ante-Prüfung von Netzentgelten wird zwar empfohlen, ist aber nicht verpflichtend.

²³ Das Benchmarking beschränkt sich auf die OPEX.

²⁴ Qualitativ handelt es sich hier um eine monetäre Bewertung von Lieferausfällen, ähnlich dem Norwegischen Costs of Energy not supplied (CENS).

²⁵ Verlustenergiekosten gelten als nicht beeinflussbare Kosten und sind damit nicht Gegenstand einer Effizienzbewertung. Ceteris paribus führt eine Anstieg der Verlustkosten zu einem Defizit des Vergleichs von *Reasonable rate of return* und Actual adjusted profit. Dieses Defizit findet in der kommenden Regulierungsperiode erlöserhöhende Wirkung (siehe Economic regulation of electricity grids in Nordic countries S.71).

Die Differenz zwischen der sachgerechten Verzinsung und dem angepassten Jahresüberschuss wird – soweit vorhanden - zu den bisherigen Differenzen hinzu addiert und in der nächsten Regulierungsperiode verrechnet. Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber sind in Finnland nicht vorgesehen. Auch wurde dieser Punkt nicht in öffentlich verfügbaren Informationen problematisiert.

4.2.1.1 Capex-Bereinigung

In Finnland werden die Kapitalkosten in jeder Regulierungsperiode neu auf Basis der physischen Mengen und einheitlicher spezifischer Betriebsmittelpreise ermittelt. Hierzu wird ein detailliertes Mengengerüst mit den Betriebsmitteltypen, Mengen und zugehörigen Baujahren erstellt. Diese Mengen werden mit dem vom Regulator vorgegebenen Preiskatalog entsprechenden Tagesneuwerten multipliziert (*replacement value*). Der Restwert ergibt sich aus dem Restwertfaktor (Alter/ Nutzungsdauer), wobei die Nutzungsdauern der Betriebsmittel durch den Regulator vorgegeben werden. Ist das Alter der Betriebsmittel nicht bekannt, werden die Restwerte wie folgt ermittelt:

- (1) Prüfung, ob der vorgelagerte Netzbetreiber ein Anschlussdatum nachweisen kann.
- (2) Ist auch das Anschlussdatum nicht bekannt, wird das Alter pauschal in Höhe von 70 % der Nutzungsdauer angesetzt.

Der finnische WACC ist aus zweierlei Gründen im Vergleich zu dem WACC anderer Regulatoren sehr niedrig:

- a) Es ist eine realer WACC (Inflationsanteil fällt weg, da er auf TNW angewendet wird)
- b) und er ist nach Steuer gerechnet²⁶.

4.2.1.2 Ermittlung des TNW-Anlagenkataloges²⁷

Die Tagesneuwerte für technische Anlagen der Netzwirtschaft werden alle vier Jahre aktualisiert. Diese Aktualisierung erfolgt immer in der Mitte der Regulierungsperiode. Der Regulator EMV beruft eine Arbeitsgruppe aus Mitgliedern des Unternehmensverbands zusammen. Im ersten Schritt überarbeitet die AG die Komponentenliste. Im zweiten Schritt werden die Einheitspreise der Betriebsmittel, differenziert nach Anlagenklassen, ermittelt. Anschliessend erfolgt die Ermittlung der Tiefbau- und Inbetriebnahme-Kosten. Hierzu werden Umfragen bei den Verteilnetzbetreibern vorgenommen. Die Tiefbaukosten für Kabelverlegung werden in vier Grundklassen differenziert: „Easy“ (Ländlich), „Normal“ (Dörflich/Vorort), „Difficult“ (städtisch), „Extremely difficult“ (städtische Zentren). Aus diesen Preiskomponenten resultiert der Tagesneuwert einer Anlagenklasse.

²⁶ In dieser Hinsicht entspricht der finnische WACC allerdings dem Schweizer System

²⁷ Für eine detaillierte Herleitung der Komponenten Rechnung wird auf die Festlegung der EMV vom 23.11.2011: EMV - Regulation methods; S. 10 ff verwiesen.

4.2.2 Schweden

Schweden- Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis²⁸	
Regulator	EI - Energimarknadsinspektionen
Regulierungsform	Anreizregulierung: ex-ante Erlösobergrenze
Regulierungsperiode	4 Jahre (2012-2015)
Erlösobergrenze	EOG= nicht beeinflussbare Kosten, beeinflussbare Kosten versehen mit einem Effizienzziel, Abschreibungen und Kapitalverzinsung.
Kapitalbasis	Grundprinzip ist die „operating capital maintenance“ die dem deutschen Bruttosubstanzerhalt entspricht. Anlagen werden mit Tagesneuwerten (replacement value) bewertet, die Verzinsung ist real. Nur Netzanlagen; andere Kapitalgüter werden bei den Betriebskosten berücksichtigt.
Kostenkalkulation	Jährlich
Benchmarking	Produktivitätsfortschritt bei den beeinflussbaren Kostenanteilen (OPEX): pauschal 1 %/a der EOG von 2010 bis 2015 (X_{gen}); kein X_{ind}
Verzinsung	Der WACC ist real und beläuft sich auf 5,2 %; Debt/Equity = 50/50
Tarifikalkulation	Durch den Netzbetreiber
Innovationsanreize	Keine
Qualitätselement	Minderung des EOG bei Unterschreitung der Soll-Lieferqualität, Erhöhung bei Überschreiten der Soll-Lieferqualität. Maximalwerte: +- 3 % EOG
Kleine Netzbetreiber	Keine Vereinfachungen

Tabelle 5: Schweden – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis

In Schweden wurde das ex post Regulierungsverfahren bis 2011 inkl. eines Benchmarking angewendet. 2012 wurde auf ex ante gewechselt, mit einem pauschalen Effizienzziel 1 % p. a. auf beeinflussbare Opex, ohne Benchmark (Unternehmensvergleich). Zur Bestimmung der effizienten Kosten findet in der gegenwärtigen Regulierungsperiode kein Benchmarking

²⁸ Quellen: NordREG aus 07.2011: Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries; Electricity Act (1997:857)

im herkömmlichen Sinne statt.²⁹ Die Betriebskosten werden aus den durchschnittlichen testierten (*audited*) Jahresabschlusswerten der Jahre 2006 bis 2009 ermittelt und anschliessend auf 2010 inflationiert. Sodann erfolgt eine Trennung in beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Kosten³⁰. Nur die beeinflussbaren Kostenbestandteile werden einem Effizienzziel von 1 %/a während der Regulierungsperiode unterzogen. Die nicht beeinflussbaren Kosten bleiben in voller Höhe erhalten. In Schweden werden die Verlustkosten kurzfristig als nicht beeinflussbar und langfristig als beeinflussbar gesehen. Die Beschaffung von Verlustenergie ist auszuschreiben, um Effizienz zu erreichen.

Die Kapitalkosten resultieren aus der mit dem WACC multiplizierten Kapitalbasis und den Abschreibungen. Die Kapitalbasis ermittelt sich im heutigen System aus Tagesneuwerten. Diese wurden zu Beginn der ex ante Regulierung einmalig neu ermittelt. Um den zugrunde liegenden Katalog³¹ zu erstellen, präsentierte EI zunächst vorläufige Normwerte für Anlagen in 2010. Die Rückmeldung der Netzbetreiber – im Besonderen was die Kosten von Erdkabeln betrifft - wurde in einer späteren Revision berücksichtigt. Die Anpassung der Kapitalbasis fand durch die nachfolgenden, optionalen Bewertungsmethoden statt:

1. Standardwerte auf TNW-Basis (Betriebsmittel x Katalogpreis²⁷, Standard Bewertungsmethode³²). Falls diese Bewertungsmethode nicht möglich sein sollte, erfolgt die Bewertung gemäss der folgenden Methoden mit absteigender Priorität.
2. Historische Anschaffungspreise; daraus Ermittlung der TNW (Rückindizierung über Indices).
3. Buchwerte – diese wurden ohne Anpassungen übernommen.
4. In seltenen Fällen wurden Schätzungen vorgenommen.

Zur Fortschreibung der Kapitalwerte wird ein Inflationsindex der Bauindustrie, welcher vom Statistischen Amt in Schweden (SCB) ermittelt wird, verwendet.

Der WACC wurde zu 5,2 % für die aktuelle Regulierungsperiode fixiert. Die aus den Opex und Capex resultierenden Netzkosten werden entsprechend der Versorgungsqualität angepasst und mit Über- / Untererlösen der Vorjahre verrechnet. Aus dem Ergebnis ergibt sich die Erlösobergrenze (allowed revenue).

Zudem findet auch in Schweden eine spezifische Qualitätsregulierung statt.

²⁹Siehe *Economic regulation of electricity grids in Nordic countries*, S 114 „The regulatory model in use 2012-2015 has a general efficiency target for productivity development. So there has not been any benchmarking of the DSO in order to get a basis for setting individual efficiency targets. For the first regulatory period with ex ante there was a decision by the regulator to only use a general X-factor or efficiency target. The revenue cap for controllable operating cost in real terms will be 1 % lower each year for the period“.

³⁰ Vorgelagerte Netzkosten, Verlustenergie, Regelenergie und Absicherungsgeschäfte

³¹ Enthält ca. 145 Standardwerte für Betriebsmittel bis einschliesslich 24 kV und ca. 500 Standardwerte für Betriebsmittel zwischen 24 und 220 kV.

³² Diese Bewertungsmethode wird grundsätzlich - wo möglich – angewendet. Erst wenn diese nicht möglich sein sollte, kommen die anderen Methoden (2-4) in Frage.

4.2.3 Norwegen

Norwegen- Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis ³³	
Regulator	NVE - Noregs vassdrags- og energidirektorat
Regulierungsform	Anreizregulierung: ex-ante Erlösobergrenze
Regulierungsperiode	5 Jahre (2012-2016)
Erlösobergrenze	Totex; 40 % tatsächliche Kosten; 60 % Normkosten
Kapitalbasis	Buchwerte der Netzanlagen und sonstige technische Anlagen, Grundstücke, Gebäude, Werkzeuge, IT. Gepachtete Anlagen werden in den Betriebskosten berücksichtigt, nicht aber in der RAB. Working Capital wird durch einen Zuschlag von 1 % berücksichtigt. Nutzungsdauern können die Unternehmen bestimmen.
Kostenkalkulation	Jährlich ³⁴
Benchmarking	DEA; Effizienzziele X_{ind} in Gestalt von <i>Normkosten</i> ; Kein X_{gen} ; Totex-Benchmarking (O&M, CAPEX, Verlustenergie und CENS)
Verzinsung	WACC gegenwärtig 6,8 %; Debt/Equity = 60/40
Tarifikalkulation	durch die Netzbetreiber
Innovationsanreize	Keine
Qualitätselement	CENS (costs of energy not supplied) wird innerhalb der EOG beanreizt sowie Kompensationsschema für der lange Ausfälle (über 12 Stunden)
Kleine Netzbetreiber	Keine Ausnahmeregelung

Tabelle 6: Norwegen – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis

Das Energiegesetz in Norwegen wurde im Jahre 1991 verabschiedet. Von 1993 bis 1996 erfolgte eine „rate-of-return“ Regulierung³⁵. 1997 wurde das Erlösobergrenzenmodell für die

³³ Quellen: NordREG 07.2011: Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries

³⁴ Quelle: NordREG 07.2011: Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries, S. 91 „The economic regulation of the network companies is executed by annual determination of revenue caps for each company.“

³⁵ Erik Leknesund (2012) S.2 „In the period from 1993-1996 the regulation was a rate of return (ROR) regulation regime. The firm’s rate of return was compared with the rate decided by NVE and adjusted ex post in cases where the two rates differed. In the subsequent two periods, 1997–2001 and 2002-

Regulierung eingeführt. Seit 2007 wird das heutige Yardstick-Modell verwendet. Die Regulierungsformel ist unter den verglichenen Ländern einzigartig: 40 % der tatsächlichen Kosten (cost base) werden ohne Abzug gewährt, während 60 % aus dem Normkostenmodell (*cost norm*) abgeleitet werden. Diese ergeben die Erlösobergrenze (*revenue cap*). Sie dient dem Netzbetreiber als Basis zur Kalkulation der um Neuanlagen erweiterten (erlaubten) Erlösobergrenze (*allowed return*). Zu der ermittelten Erlösobergrenze werden die Grundsteuer, vorgelagerte Netzentgelte addiert, sowie die aktuellen CENS subtrahiert. Abschliessend werden die neu hinzugenommenen Anlagen verzinst und deren Abschreibungen mit aufgenommen.

Die tatsächlichen Kosten und die Normkosten werden auf Basis der Buchwerte des letzten verfügbaren Jahresabschlusses berechnet (t-2). Hierbei werden die Betriebs- und Wartungskosten (operating & maintenance costs) mit den CENS des abgeschlossenen Wirtschaftsjahres addiert und (auf den aktuellen Zeitpunkt t) inflationiert. Die Verlustenergiemenge wird mit einem aktuellen Referenzpreis verrechnet. Zuletzt kommen die Kapitalkosten als Summe aus Abschreibungen und Kapitalverzinsung dazu. Somit wird die Kostenbasis (*cost base*) kalkuliert. Die Normkosten stellen die effizienten Kosten im Vergleich zu einer zu setzenden Norm dar. Im aktuellen Yardstickansatz bilden die durchschnittlich effizienten Kosten die Norm³⁶. Prinzipiell können aber in der norwegischen Regulierungsform auch andere Kosten, bspw. die Kosten von Unternehmen auf der Effizienzgrenze zu effizienten Kosten, als Norm verwendet werden. Solche Kosten wurden in den ersten beiden Regulierungsperioden als Normkosten verwendet und sichern eine (notwendige) Angleichung der Effizienzwerte.

Eine besondere Variante des Norwegischen Modells stellt die Berechnung der „erlaubten Umsätze“ (*allowed revenue*) der Erlösobergrenze dar. So wird die Erlösobergrenze im Nachgang um neu errichtete Netzanlagen angepasst. Diese Nachberechnung führen die Unternehmen eigenständig durch und das Ergebnis (actual revenue) wird ex post durch den Regulator kontrolliert. Durch diese Vorgehensweise kommt es zu keinem nennenswerten Zeitverzug zwischen Investition und Beginn der Verzinsung. Abweichungen zwischen materialisierten Umsätzen (*collected revenue*) und erlaubten Umsätzen (*allowed revenue*) werden über einen Glättungsmechanismus (*smoothing-process*) mit zukünftigen Erlösobergrenzen verrechnet. Somit werden starke Netzentgeltschwankungen vermieden.

Die berücksichtigten Betriebskosten umfassen hauptsächlich Personal- und Materialkosten des Netzbetriebs. Sonstige Erlöse und damit korrespondierende Kostenpositionen werden abgezogen. Die Verlustenergiekosten ergeben sich aus der Verlustenergiemenge multipliziert mit dem Referenzpreis und sind in der Erlösobergrenze enthalten. Die Verlustkosten sind in den Kosten (Ist- und Normkostenanteil) enthalten. Zudem unterliegen die CENS einem speziellen Anreizsystem innerhalb der Bestimmung der Erlösobergrenze³⁷ und für sehr langfristige Ausfälle gibt es ein zusätzliches Qualitätsregulierungselement.

2006, the model was a revenue cap regulation model... Today's regulation model has been used since 2007“

³⁷ Zielkosten für die CENS sind zu 60% die effizienten CENS und zu 40% die um den (t-2)-Zeitverzug indexierten aktuellen CENS. Die aktuellen CENS werden im Vergleich in Abzug gebracht.

In Norwegen gibt es aufgrund der Grösse und landschaftlichen Vielfalt eine Sonderregelung. Die Netzbetreiber mit den höchsten Netzkosten je kWh erhalten von der Regierung einen Zuschuss, der in Summe (bezogen auf alle Berechtigten) zw. 10 - 60 Mio. NOK (1,4 - 8,5 Mio. ³⁸CHF) beträgt. Die Vergabe erfolgt durch das zuständige Ministerium [*Ministry of Petroleum and Energy (MPE)*].

4.3 Regulierung in Deutschland und Österreich

Den Ländern Deutschland und Österreich ist eine Reihe von regulatorischen Ansätzen gemein, die hier stichpunktartig aufgeführt werden:

- Intensive Prüfung der Sachgerechtigkeit von Betriebskosten.
- Anwendung von zwei Benchmarkingverfahren (DEA in beiden, sowie SFA in D und MOLS in At), jeweils mit Standardwerten und kalkulatorischen Werten. Regulatorisch bindend ist die für den Netzbetreiber vorteilhafteste Variante, hierbei erfolgt die Gewichtung unterschiedlich³⁹.
- Investitions- bzw. Erweiterungsfaktoren, sowie den Betriebskostenfaktor zur Kompensation der Investitionshemmnisse durch die Anreizregulierung.

Für die Schweiz sind insbesondere die Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber interessant:

- In Deutschland werden zwar auch die kleinen Netzbetreiber einer Kostenprüfung unterzogen. Es kommt jedoch zu Vereinfachungen im Hinblick auf den Entfall des Benchmarking und des Qualitätsfaktors.
- In Österreich werden die Kosten der kleinen Netzbetreiber erhoben, aber nicht geprüft. Für die Effizienzbemessung sind die Ergebnisse der Kostenprüfung der grossen Netzbetreiber allein verantwortlich. Hieraus lässt sich eine Tarifführerschaft der Grossen ableiten.

Interessant im Besonderen ist die Praxis in Österreich, wo die Tarife durch die Tarifkommission bindend für alle Netzbetreiber eines jeden Netzbereiches kalkuliert werden. Beantragt ein Netzbetreiber Ausgleichszahlungen, so werden diese im offiziellen Verfahren ebenfalls durch den Regulator bzw. die Tarifkommission kalkuliert und in der SNE-VO jährlich veröffentlicht.

³⁸ Wechselkurs am 17.11.2014: 1 CHF = 7.0293 NOK

³⁹ In Deutschland wird die beste Lösung über alle vier Ergebnisse gewählt, was ein sehr vorsichtiges Vorgehen darstellt. In Österreich wird ein gewichtetes Mittel über die drei angewendeten Modelle für beide Kapitalbasen errechnet und das bessere Ergebnis verwendet.

4.3.1 Deutschland

Deutschland- Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis⁴⁰	
Regulator	BNetzA - Bundesnetzagentur
Regulierungsform	Anreizregulierung: ex-ante Erlösobergrenze
Regulierungsperiode	5 Jahre (2014-2018)
Erlösobergrenze	Opex und Capex (EK-Verzinsung; Abschreibungen; Gewerbesteuer – jeweils kalkulatorische Werte)
Kapitalbasis	Sachanlagen (historische Kosten; bei Altanlagen für EK-Verzinsung auch TNW); Finanzanlagen; Umlaufvermögen; abzgl. zinslose Darlehen und Fremdkapital
Kostenkalkulation	Einmal je Regulierungsperiode, danach Kostenprüfung und Genehmigung von geprüften Kosten; jährlich Anpassung an Inflation und Produktivitätsfortschritt; ggf. Erweiterungsfaktor
Benchmarking	Best of four [DEA und SFA, jeweils gemäss NEV und standardisiert], X gen in 1. Regulierungsperiode 1,25 %, 2. Regulierungsperiode 1,5 %
Verzinsung	Unternehmensindividuelle Kapitalstruktur aber EK-Höchstgrenze von 40 %; EK-Anteil Neuanlagen 9,05 %; EK-Anteil Altanlagen 7,14 %; FK-Anteil und überschüssendes EK 3,98 %. (Zinssätze f.d. 2. Regulierungsperiode 2014 – 2018)
Tarifikalkulation	Durch den Netzbetreiber
Investitionsanreize	Nur durch den Erweiterungsfaktor
Qualitätselement	Qualitätselement nur im vollständigen Verfahren
Kleine Netzbetreiber	Vereinfachtes Verfahren bei weniger als 30.000 Stromkunden; Keine Effizienzmessung; kein Qualitätsfaktor

Tabelle 7: Deutschland – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis

Die deutsche Variante der Anreizregulierung ist, aufgrund der intensiven Prüfung der Kostenbasis eines jeden Netzbetreibers (dem Grund und der Höhe nach), im Vergleich zu anderen Regulierungssystemen mit hohem Aufwand verbunden. Das Ergebnis der Prüfung spie-

⁴⁰ Quellen: Anreizregulierungsverordnung ARegV; Fassung gem. Novelle aus 08.2013

gelt sich in der Erlösobergrenze wieder, die für die Regulierungsperiode angesetzt wird. Die Erlösobergrenze (EOG) wird jährlich entsprechend der Entwicklung des Verbraucherpreisindex und der Zielsetzungen des Erlöspfades durch den zugrunde gelegten Produktivitätsfortschritt und gemäss dem Effizienzwert des Netzbetreibers angepasst. Die Effizienzwerte beziehen sich auf die beeinflussbaren Kosten. Die nicht-beeinflussbaren Kosten werden faktisch durchgereicht. Volatile Kosten wie Verlustkosten unterliegen einem eigenen Anpassungsmechanismus. Im Zuge der Kostenprüfung werden die Verlustmengen in kWh festgestellt und sodann mit einem durch die BNetzA festgestellten Referenzpreis⁴¹ bewertet. Der Referenzpreis rechnet sich jährlich neu, die Mengen hingegen bleiben in der jeweiligen Regulierungsperiode fix. Differenzen zwischen den tatsächlichen Beschaffungskosten und den ansatzfähigen Kosten darf der Verteilnetzbetreiber als Bonus behalten bzw. sind durch den Verteilnetzbetreiber als Malus zu tragen, wodurch der Anreiz zu einer effizienten Verlustenergiebeschaffung entstehen soll.

Im deutschen Regulierungssystem werden Ineffizienzen durch die folgenden drei Massnahmen vermindert:

1. Durch Kostenprüfung (Eliminierung nicht sachgerechter Kosten).
2. Benchmarking der beeinflussbaren Kosten (Festschreibung einer Zieleffizienz und Errechnung des Erlöspfades).
3. Zugrundelegung eines branchenüblichen Produktivitätsfortschritts.

Deutschland geht im Vergleich zu den skandinavischen Ländern und Österreich in der Verzinsung einen Sonderweg. Es wird kein WACC angesetzt. Fremdkapitalzinsen werden als aufwandsgleiche Kosten in der Erlösobergrenze (EOG) berücksichtigt. Eigenkapital bis zu einem Anteil von 40 % wird differenziert nach Alt- und Neuanlagen mit 7,14 % für Alt- und 9,05 % für Neuanlagen verzinst. Überschliessendes Eigenkapital (> 40 %) wird pauschal mit 3,98 % verzinst (Zinssätze f.d. 2. RP 2014 – 2018).

Wie in Österreich werden in Deutschland über den Zeitraum einer Regulierungsperiode Erlösschwankungen in einem Regulierungskonto erfasst. Sollte am Ende der Regulierungsperiode ein Saldo bestehen bleiben, wird dieser für die folgende Periode mit der Erlösobergrenze verrechnet.

Die deutsche Ausprägung der Anreizregulierung birgt durch den langen Zeitverzug zwischen einer Investition und deren Erlöswirksamkeit⁴² die Gefahr, einen zu geringen Anreiz für Investitionen zu setzen. Dem wird bei den Verteilnetzbetreibern durch einen Erweiterungsfaktor gegengesteuert (in der ersten Regulierungsperiode gab es für die Unternehmen im voll-

⁴¹ Festlegung BNetzA: Der Ref.-Preis erfolgt anteilig gewichtet aus Baseload 76% und Peakload 24%. Dabei ist Baseload der tagesgenaue, ungewichteter Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07. t-2 bis 30.06. t-1 gehandelter Phelix-Year Futures (Baseload) für das Lieferjahr t. Peakload ist der tagesgenaue, ungewichtete Durchschnittspreis aller im Zeitraum 01.07. t-2 bis 30.06. t-1 gehandelter Phelix-Year Futures (Peakload) für das Lieferjahr t.

⁴² Seitens BNetzA wird argumentiert, dass in den Erlösen ausreichend Mittel für die Refinanzierung von Investitionen bereitgestellt werden. Allerdings fliessen einer Investition direkt zuordenbare Refinanzierungsmittel in der aktuellen Ausprägung des deutschen Anreizregulierungssystems für Verteilnetzbetreiber erst mit einem Zeitverzug zwischen 2 und 7 Jahren zu.

ständigen Verfahren auch die Möglichkeit einer 1% Investitionspauschale, d. h. nicht für die kleinen Verteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren). Netzbetreiber im vollständigen Verfahren haben zusätzlich die Möglichkeit, sogenannte Investitionsmaßnahmen auf Plankostenbasis zu beantragen⁴³.

Zudem wird, wie in vielen anderen Ländern, den langfristigeren Anreizen zu Unterinvestitionen mit Hilfe eines Qualitätselements entgegen gewirkt. Hierzu werden die zwei Kenngrößen *System Average Interruption Duration Index* (SAIDI) für Niederspannung bzw. dem *Average System Interruption Duration Index* (ASIDI) für Mittelspannung definiert. Auf Basis dieser Kenngrößen erhalten die Netzbetreiber einen Bonus für überdurchschnittliche bzw. einen Malus für unterdurchschnittliche Qualität. Dieses findet aber bei den kleinen Netzbetreibern aus Vereinfachungsgründen keine Anwendung.

Aufgrund des erheblichen administrativen Aufwands der Netzbetreiber im Zuge der Regulierung sollen die kleinen Werke mit weniger als 30.000 angeschlossenen Stromkunden in einem vereinfachten Verfahren über folgende Elemente entlastet werden:

1. Keine Effizienzmessung (pauschaler Effizienzwert für die zweite Regulierungsperiode: 96,14 %)⁴⁴.
2. Im vereinfachten Verfahren gelten pauschal 45 % der ermittelten Gesamtkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Die Ineffizienzen werden nur von 55 % der Gesamtkosten abgebaut.
3. Ändert sich die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nachhaltig, so kann für die bereits getätigten Erweiterungsinvestitionen zwischen den Basisjahren ein Erweiterungsfaktor beantragt werden. Eine darüber hinausgehende Berücksichtigung von Investitionen zwischen den Basisjahren ist für kleine Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren nicht vorgesehen.
4. Keine Anwendung des Qualitätselements

⁴³ Diese Möglichkeit ist jedoch stark eingeschränkt und wird faktisch nur für Hoch- und Höchstspannungsnetze genutzt.

⁴⁴ Bei den 96,14 % handelt es sich um die unterstellte Effizienz auf Basis des gewichteten Durchschnittswertes der Netzbetreiber des vollständigen Verfahrens, d. h. ein Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren muss seine beeinflussbaren Kosten (Anteil 55 %) nominell bis zum Ende der Regulierungsperiode 2 um 3,86 % vermindern.

4.3.2 Österreich

Österreich- Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis ⁴⁵	
Regulator	E-Control
Regulierungsform	Anreizregulierung: ex-ante Betrachtung
Regulierungsperiode	5 Jahre (2014-18)
Erlösobergrenze	Entfällt
Kapitalbasis	Sachanlagenvermögen, Umlaufvermögen und notw. Finanzanlagen, abzgl. Baukostenzuschüsse und etwaiger Firmenwerte. Betriebsmittel werden mit Anschaffungskosten bewertet und über regulatorisch vorgegebene Nutzungsdauern abgeschrieben (gültig ist der kalkulatorische Restwert) ⁴⁶ .
Kostenkalkulation	Kapitalkosten = $RAB \cdot WACC + \text{Abschreibungen} - BKZ$
Benchmarking	Gesamtkosten-Benchmarking jeweils mit kalkulatorischen und mit standardisierten Werten; Best-of-Auswahl der Varianten von DEA (nicht parametrisch) und MOLS; $X_{\text{gen 2. Reg Per}}^{47} = 1,25\%/a$; X_{ind}^{48} aus dem Benchmarking-Prozess;
Verzinsung	WACC = 6,42 %
Tarifkalkulation	Tarife und Ausgleichszahlungen werden vom Regulator für die 14 Netzbereiche ⁴⁹ berechnet und jährlich in der Systemnutzungsentgeltverordnung veröffentlicht.
Innovationsanreize	Aufschlag für Roll-Out-Kosten von Smart-Meter; ansonsten keine weiteren Anreize für Innovation

⁴⁵ Quellen: E-Control Beschluss vom 07.11.2013 „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2014 - 31. Dezember 2018“; „SNE-VO 2012 idF Novelle2014“; „Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 und Energie-Control-Gesetz“.

⁴⁶ Gegebenenfalls werden die Kosten mit Bezug auf das Basisjahr normalisiert, wenn z. B. die angegebenen Kosten im Basisjahr die Kosten in anderen Jahren deutlich übersteigen, werden Durchschnittswerte angesetzt.

⁴⁷ Genereller Produktivitätsfortschritt; E-Control Beschluss vom 07.11.2013 siehe „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2014 - 31. Dezember 2018“, S. 15 ff.

⁴⁸ Unternehmensindividuellen Effizienzvorgabe, siehe E-Control Beschluss vom 07.11.2013 „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2014 - 31. Dezember 2018“, S. 21ff.

⁴⁹ Siehe jeweils gültige SNE-VO: Burgenland, Kärnten, Klagenfurt, Niederösterreich, Oberösterreich, Linz, Salzburg, Steiermark, Graz, Tirol, Innsbruck, Vorarlberg, Wien und das Kleinwalsertal.

Qualitätselement	Gegenwärtig kein Qualitätselement
Kleine Netzbetreiber	Keine Kostenprüfung für kleine Netzbetreiber ⁵⁰ (Tarifführerschaft); erst durch Beantragung von Ausgleichszahlungen.

Tabelle 8: Österreich – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis

Die Kostenprüfung erfolgt für grosse Stromnetzbetreiber auf Basis der pagatorischen Kosten des Basisjahres (zuletzt 2011). Eine Angemessenheitsprüfung erfolgt dem Grunde und der Höhe nach. Es wird zwischen beeinflussbaren und nicht beeinflussbaren Kosten⁵¹ unterschieden. Die beeinflussbaren Kosten unterliegen den generellen und individuellen Effizienzvorgaben. Die Kosten werden nach Feststellung auf den Beginn der Regulierungsperiode hochindiziert.

In Österreich besteht ein zeitlicher Verzug der Refinanzierung von Anlageninvestitionen, da die ansetzbaren Kapitalkosten dem Wert des Basisjahres entsprechen und nur alle 5 Jahre neu ermittelt werden. § 59 (8) EIWOG (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) sieht aber eine Aktivierung der Verzinsungsausfälle im Rahmen des Jahresabschlusses vor. Hierdurch werden diese bei der nächsten Kostenprüfung berücksichtigt. Daneben besteht die Möglichkeit der Aufrollung von Differenzen aus Soll-Ist der operativen Mehrkosten und der nicht beeinflussbaren Kosten aus Investitionen im Vorfeld der Kostenprüfung.

Die kalkulatorischen Kapitalkosten werden in Österreich grundsätzlich aus den in der Anlagenbuchhaltung festgehaltenen Anschaffungs- und Herstellkosten abgeleitet. Soweit die für die Capex-Bewertung die massgeblichen buchhalterischen Anschaffungswerte und -zeitpunkte bei Einführung der Anreizregulierung nicht vorlagen und hierdurch Härtefälle entstanden wären, so konnten diese in pragmatisch abgeschätzt werden. Die Fortschreibung dieser Werte erfolgte in den Folgejahren ausschliesslich auf Basis von Anschaffungs- und Herstellkosten aus der Anlagenbuchhaltung.

Auch in Österreich findet eine Prüfung der buchhalterischen Kosten auf Angemessenheit „dem Grunde und der Höhe nach“ statt. Die geprüften Gesamtkosten gehen nach Abzug der nicht beeinflussbaren Kosten in das Benchmarking ein. Nicht beeinflussbare Kosten, wie Netzverluste gehen nach §59 (6) Nr. 3 EIWOG (2010) i.V.m. §59 (2) EIWOG (2010) nicht in die Effizienzbewertung ein. Das Gesetz schreibt im Falle der Verluste die transparente und diskriminierungsfreie Beschaffung vor. Eine Qualitätsregulierung wird bislang nicht angewendet.

⁵⁰ Absatz in 2008 weniger als 50 GWh.

⁵¹ Vorgelagerte Netzkosten; Verlustenergie; Landesabgaben; Kosten aufgrund von Ausgliederungen im Zuge der Voll liberalisierung.

4.3.2.1 Erweiterungsfaktoren und Umgang mit dem systemimmanenten Zeitverzug

Bei Investitionen in Neuanlagen⁵² im Laufe der Regulierungsperiode kommt es zu einer Änderung der Kapitalbasis und der Betriebskosten, welche regulatorisch bei der Entgeltermittlung berücksichtigt werden müssen. Für diesen Fall greifen der Investitionsfaktor und der Betriebskostenfaktor. Der Betriebskostenfaktor errechnet sich aus den hinzugekommenen Zählpunkten multipliziert mit einem Kostenzuschlag je Zählpunkt, den hinzugekommenen Leitungslängen multipliziert mit den spezifischen Leitungskosten und es wird zusätzlich nach Netzebenen differenziert. Der Investitionsfaktor berücksichtigt die Verzinsung und Abschreibung auf die Neuanlagen. Die hinzugekommenen Anlagen und Betriebskosten gelten für die Regulierungsperiode als effizient.

Der Investitions- und der Betriebskostenfaktor wirken wegen der Zusammenfassung im Netzbereich zunächst auf den gesamten Netzbereich. Der einzelne Netzbetreiber profitiert nur in dem Masse, wie er infolge zusätzlicher Netzkunden und Absatzmengen auch mehr Netzentgelte vereinnahmen kann. Investitionen, die zwar auf den gesamten Netzbereich wirken aber keine Mehrmengen oder zusätzliche Kunden im individuellen Netzgebiet mit sich bringen, z. B. infolge der Integration erneuerbarer Energien, wirken sich für den individuellen Netzbetreiber erlösseitig kaum aus.

Die Korrektur der Netzkosten um den Betriebskostenfaktor und den Investitionsfaktor führt systemimmanent zu einem Zeitverzug von zwei Jahren und wird als Investitionshemmnis gewertet. Dem wird in Österreich durch die Aufrollung der Kostendifferenz in die nächste Regulierungsperiode begegnet. Dies gilt nur für die Jahre nach dem Basisjahr, da die vorherigen Überschreitungen in Form des Betriebskostenfaktors und des Investitionsfaktors berücksichtigt werden. Aufgrund der Abstimmung auf das Basisjahr kommt es zu Schwankungen zwischen Soll- und Ist-Erlösen. Diese werden über das Regulierungskonto ausgeglichen. Der Saldo wird in der folgenden Regulierungsperiode berücksichtigt.

4.3.2.2 Tarifführerschaft

Kleine Netzbetreiber sind in Österreich von der Kostenprüfung ausgenommen. Zunächst stellt dies eine Verminderung der administrativen oder regulatorischen Kosten dar. Die Tarife werden durch die Tarifkommission für einen Netzbereich vorgegeben, auch dies vermindert operative Kosten bei den kleinen Werken.

Nun besteht aber die Möglichkeit, dass ein Netzbetreiber mit den Erlösen auf Basis der veröffentlichten Kosten nicht wirtschaften kann. In diesem Fall muss der Netzbetreiber eine Kostenprüfung beantragen. Um effektiv Ausgleichszahlungen für einen Netzbereich kalkulieren zu können, ohne dass a) die Gesamtkosten sich verändern und b) ohne andere Netzbetreiber zu benachteiligen, erfolgt sodann eine Prüfung aller betroffenen Netzbetreiber und die

⁵² Hierbei handelt es sich um Erweiterungsinvestitionen (Änderung der Versorgungsaufgabe). Ersatzinvestitionen fallen nicht unter diese Regelung siehe E-Control Beschluss vom 07.11.2013: „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2014 - 31. Dezember 2018“; S.85 ff.

Ermittlung entsprechender Ausgleichszahlungen durch die E-Control. Gleichzeitig werden die betroffenen Unternehmen des Netzbereiches auch in Zukunft geprüft⁵³.

Um Letzteres zu vermeiden, ist auch ein inoffizieller Weg unter Vermeidung der Kostenprüfung durch den Regulator möglich. Das betroffene Unternehmen kann sich an den Verband (Österreichs Energie) wenden und eine inoffizielle Ausgleichszahlung unter den Netzbetreibern des Netzbereichs auf den Weg bringen. Die anderen Netzbetreiber können somit eine dauerhafte Kostenprüfung für die Zukunft vermeiden⁵⁴. Diese beiden Verfahren schliessen sich gegenseitig aus.

⁵³ In der Vergangenheit wurde eine derartige Ausgleichszahlung für eines der 14 Tarifgebiete durch den Regulierer festgelegt.

⁵⁴ Über die Häufigkeit der inoffiziell vereinbarten Ausgleichszahlungen liegen keine öffentlich verfügbaren Informationen vor. Offensichtlich wird das System der Tarifführerschaft in Österreich weitgehend akzeptiert. Die Übertragbarkeit auf die Schweiz wird im Kapitel 6 eingegangen.

4.4 Regulierung in Grossbritannien

Grossbritannien- Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis	
Regulator	OFGEM – Office of Gas and Electricity Markets
Regulierungsform	RIIO Revenue = Incentives + Innovation + Output (Anreizregulierung auf Plankostenbasis)
Regulierungsperiode	8 Jahre (2014-2021)
Erlösobergrenze	Wird zwischen Regulator (OFGEM) und dem Netzbetreiber individuell in Gestalt eines Businessplans festgelegt.
Kapitalbasis	Bilanz des Businessplans aus historischen Jahresabschlüssen entwickelt.
Kostenkalkulation	Capex (Lastabhängig; Ersatz; Förderausgaben) beeinflussbare und nicht-beeinflussbare Opex
Benchmarking	Corrected Pooled Ordinary Least Squares (CPOLS) Benchmarking
Verzinsung	WACC 3,8 %
Tarifikalkulation	Durch den Netzbetreiber
Innovationsanreize	Zwischen Netzbetreiber und OFGEM vereinbarte Innovationsziele und fokussierte Mittelverwendung im Businessplan.
Qualitätselement	<i>Interruptions Incentive Scheme</i> belohnt das Erfüllen der gesetzten Qualitätsziele.
Kleine Netzbetreiber	Es gibt nur grosse Netzbetreiber in der Regulierung.

Tabelle 9: Grossbritannien – Grundlagen gegenwärtiger Regulierungspraxis

Die Anreizregulierung herkömmlicher Art (RPI-X) wurde in Grossbritannien bereits in den frühen neunziger Jahren eingeführt. Es gelang bereits Mitte der Neunziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts drastische Reduzierungen der Netzentgelte zu realisieren. Die heutige RIIO-Regulierung zielt weniger auf die Abschöpfung von Monopolrenditen ab, sondern auf ein Instrument zur Beeinflussung der zukünftigen Ausgestaltung der Energieversorgungsnetze. Innerhalb von RIIO wird v.a. die Regulierungsperiode auf acht Jahre verlängert und zusätzliche Elemente können zur Bewertung der Investitionen herangezogen werden. In Grossbritannien wurde die Anzahl der Netzbetreiber im Rahmen der Privatisierung der Stromwirtschaft in 1990 auf einen Übertragungsnetzbetreiber (National Grid) und 14 Verteilnetzbetreiber reduziert. Dies ermöglicht dem Regulator eine intensive Abstimmung der Investitions- und Erlösziele.

Die Reform des bisherigen Anreizregulierungssystems (RPI-X) erfolgte 2010 aufgrund der Erkenntnisse aus der Revisionsuntersuchung RPI-X@20. Im Zuge dieser Untersuchung wurde ein erheblicher Investitionsbedarf in Strom- und Gasnetze festgestellt. Dieser Befund zeigte, dass die Zielrichtung der Regulierung und der gesetzte Anreiz für den Netzbetreiber nicht allein auf die bisher statisch definierte Versorgungsaufgabe liegen darf, sondern dass in zentraler Art und Weise Innovation und ein zukunftsgerichteter Systemausbau gefördert werden muss. Hierbei liegt der Schwerpunkt in der regenerativen und flexiblen Produktion, Speicherung sowie dem intelligenten Transport und der Verteilung von Strom.

Der ex ante Ansatz bleibt bestehen. OFGEM veröffentlicht zu Beginn der Prozedur die sogenannte „*Strategy for Review*“. Anhand dieser Richtlinie entwickeln Netzbetreiber Ihren Vorschlag für den Businessplan in Gestalt des *RIIO Price Control Financial Model*. Im Anschluss erfolgt ein iterativer Angleichungsprozess zwischen Regulator und Netzbetreiber, an dessen Ende ein gemeinschaftlich verabschiedeter Businessplan steht, der die Basis für die Kalkulation der Netzentgelte bzw. der Umsatzerlöse (*Revenues*) für den Zeitraum der Regulierungsperiode darstellt. Die verhältnismässig lange Regulierungsperiode zielt auf eine erhöhte Planungssicherheit für das investierende Unternehmen ab. Aufgrund der Ausrichtung auf zukünftige Investitionen wurde von historischen Kosten auf Plankosten umgestellt. Eine zwischenzeitliche Evaluierung findet nach vier Jahren statt.

4.5 Zwischenfazit Internationale Übersicht von Anreizregulierungssystemen

Eine Untersuchung der Regulierungsansätze in Finnland, Schweden, Norwegen, Deutschland, Österreich und Grossbritannien ergab für die Schweiz eine Reihe von interessanten Ansätzen zum Umgang mit

- a) der hohen Zahl an kleinen und kleinsten Netzbetreibern – hier sollte zur Entlastung sowohl des Regulators als auch des Netzbetreibers eine möglichst pragmatische Vereinfachung zur Anwendung kommen,
- b) der Problematik der Capex-Bereinigung aufgrund von fehlender oder lückenhafter Anlagenbuchhaltung.

Zu a)

Eine umfassende Regulierung mit einer umfangreichen Kostenprüfung für alle Netzbetreiber wie in Deutschland ist wegen des hiermit verbundenen Aufwandes für die Schweiz nur eingeschränkt zu empfehlen. Allerdings sind die grundsätzlichen Vereinfachungsansätze im deutschen Modell vom Prinzip her zu bedenken. Vielversprechender als ein Modell mit einer vertieften Kostenprüfung auch der kleinen Verteilnetzbetreiber ist das Österreichische Modell der Tarifführerschaft. Dieses Modell wurde hier kurz dargestellt. Auf die österreichischen Ansätze wird im Kapitel Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber gesondert eingegangen.

Die skandinavischen Regulatoren sehen kaum Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber vor. Die Anzahl der Netzbetreiber per se ist in den betrachteten nordischen Ländern um Größenordnungen geringer als in der Schweiz. Interessant ist vielmehr der vereinfachte Regulierungsansatz, in dem eine Prüfung der beantragten Netzkosten auf Sachgerechtigkeit entfällt.

Die Abschöpfung etwaiger überhöhter Renditen erfolgt stattdessen gezielt im Benchmarking. Die jährliche Kostenermittlung macht eine Anwendung von Erweiterungsfaktoren o. Ä. entbehrlich.

Zu b)

In mehreren Ländern wurde die Ausgangsbasis zu Beginn der Regulierung eine Bereinigung der Kapitalkostenbasis durchgeführt. Hierbei wurde das Anlagevermögen meist ganz oder teilweise auf Basis der physischen Mengengerüste und regulatorisch festgelegten Einheitspreisen neu bewertet. Nach Start der Anfangsbereinigung erfolgt die Fortschreibung des Anlagevermögens mit Ausnahme von Finnland und mit Modifikationen auch Schweden stets auf Basis der nachgewiesenen Anschaffungs- und Herstellkosten. In Finnland wird in der Mitte jeder Regulierungsperiode das Anlagevermögen auf Basis des Mengengerüsts und mit der Branche abgesprochener Standard-Einheitspreise neu bewertet. Hierzu ist das Betriebsmittel und nach Möglichkeit das Aktivierungsdatum anzugeben. Die Angabe von Anschaffungs- und Herstellungskosten kann aufgrund der Anwendung von standardisierten Tagesneuwerten unterbleiben. Bei Fehlen des Anschaffungsdatums wird eine Standard-Lebensdauer i.H.v. 70 % der Lebensdauer angesetzt. Diese Vorgehensweise setzt voraus, dass landesweit vergleichbare Strukturen vorliegen und die Mengengerüste inkl. der Informationen über den Tiefbauaufwand in belastbarer und nachprüfbarer Form vorliegen. Inwieweit eine derartige Vorgehensweise auf die Schweiz übertragbar ist, wird in Abschnitt 0 näher beleuchtet.

Alle untersuchten Länder verfügen in Ihrer Regulierung über eines oder mehrerer Elemente zur Anreizung von Investitionen oder Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität (jährliche Nachführung der CAPEX, Erweiterungsfaktor, Qualitätselement, Innovationselement, Smart-Grids etc.). Dies ist unverzichtbar, da die Anreizregulierung aufgrund ihrer mehrjährigen Regulierungsperiode ohne derartige Elemente durch den langen Zeitverzug zwischen einer Investition und deren Erlöswirksamkeit ansonsten die Gefahr in sich birgt, einen zu geringen Anreiz für (effiziente) Investitionen zu setzen.

In Grossbritannien wurde die Anreizregulierung herkömmlicher Art (RPI-X) zugunsten der heutigen RIIO-Regulierung abgelöst. Diese zielt nicht so sehr auf die Abschöpfung von Monopolrenditen ab, sondern auf die Beeinflussung der zukünftigen Ausgestaltung der Energieversorgungsnetze. RIIO stellt eine Abkehr von der in anderen Ländern praktizierte Form der Anreizregulierung mit Ihrem Fokus auf historische Kosten und somit auf die historische Versorgungsaufgabe dar. Dieser sehr aufwandsintensive Regulierungsansatz ist bei nur 14 Netzbetreibern wie in Grossbritannien realisierbar, bei einer Vielzahl von z. T. sehr kleinen Verteilnetzbetreibern in der Schweiz kaum sinnvoll vorstellbar.

5 Capex-Bereinigung

Die netzentgeltrelevanten Netzkosten setzen sich aus den Betriebskosten (Opex) und den Kapitalkosten (Capex) zusammen. Die Kapitalkosten bestehen im Wesentlichen aus den auf historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) basierenden Abschreibungen und der aus den ermittelten Restwerten resultierenden Verzinsung. Hierzu muss das Anlagevermögen erfasst und bewertet werden. Da die historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten in vielen Fällen unvollständig und fehlerhaft sind, wird das Anlagevermögen oftmals mit Hilfe von synthetischen Verfahren ermittelt. In der Schweiz wird bislang, wie bereits in Abschnitt 3 erläutert, eine gemischte Bewertungsmethode angewendet. Im ersten Schritt werden die Anlagen bewertet, zu denen die historischen AHK vorliegen. Im zweiten Schritt erfolgt die synthetische Bewertung der Betriebsmittel, zu denen keine historischen AHK vorliegen. Für die synthetische Bewertung werden derzeit von den Schweizer Verteilnetzbetreibern unterschiedliche Einheitspreise angesetzt:

- Durchschnittspreise aus vergleichbaren Bauvorhaben⁵⁵
- Einheitspreise nach VSE-Methodik⁵⁶

Für die Durchschnittspreise aus vergleichbaren Bauprojekten wertet der Netzbetreiber die Abrechnungen von ihm für typisch erachtete Bauvorhaben der jüngeren Vergangenheit aus und errechnet einen inflationsbereinigten Mischpreis aus den abgerechneten Beträgen und den gebauten Mengen Netzlängen, Anzahl Hausanschlüsse etc.. Alternativ kann er auch einzelne Abrechnungen aus der Zeit der Errichtung der neu zu bewertenden Anlagen verwenden. Die Ableitung von Durchschnittspreisen aus vergleichbaren Bauprojekten spiegelt die örtlichen Verhältnisse grundsätzlich wider, der Netzbetreiber kann jedoch durch Auswahl der als Basis verwendeten Abrechnungen das Ergebnis zumindest teilweise steuern.

Das VSE-Branchendokument empfiehlt einen Abgleich der vom Netzbetreiber getroffenen Preisansätze mit tatsächlich abgerechneten Bauprojekten⁵⁷, trifft aber ansonsten keine detaillierte Aussage über die Herleitung der spezifischen Einheitspreise. Als Voraussetzung für diesen Abgleich benennt das VSE Branchendokument „eine genügend grosse Anzahl an Projekten“ und „eine zufällige Auswahl verschiedener Projektgrössen“⁵⁸. Inwieweit diese Methodik fehleranfällig ist oder verlässliche Werte liefert, hängt sehr von der individuellen Ausgestaltung ab. Insofern gilt hier die gleiche Problematik wie bei der unten beschriebenen netzbetreiberindividuellen Neukalkulation. Auf S. 24/25 des VSE-Branchendokuments⁵⁹ werden im Rahmen einer Beispielrechnung exemplarische Einheitspreise für verschiedene Kabeltypen der Mittel- und Niederspannung (mit und ohne Trasse) angegebenen. Diese Preise spiegeln die örtlichen Verhältnisse nur sehr eingeschränkt wieder. Ähnliches gilt für im Dokument „Einheitskosten“ des VSE, das als Beilage zur Branchenempfehlung Netzbewertung beigefügt ist“, wiedergegebenen Standardpreise. In der Beilage „Einheitskosten“ wird im Üb-

⁵⁵ vgl. EICOM-Info 2013

⁵⁶ Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz NBVN-CH Ausgabe 2007

⁵⁷ VSE/AES / NBVN CH 07, S. 18

⁵⁸ ebda.

⁵⁹ VSE/AES / NBVN CH 07, S.25

rigen darauf hingewiesen, dass diese Preise nur dann verwendet werden sollten, wenn keine Daten aus der Buchführung vorhanden sind⁶⁰.

In einzelnen europäischen Ländern wie Finnland und Schweden werden vom Regulierer mit der Branche abgestimmte Standard-Einheitspreise für eine synthetische Anlagenneubewertung verwendet. Durch die Einbindung des Regulierers wird zwar verhindert, dass die Standard-Einheitspreise strukturell überhöht sind, die grundsätzlichen Probleme von landesweit einheitlichen Betriebsmittelpreisen, insbesondere hinsichtlich des stark ortsabhängigen Tiefbauaufwandes, werden hierdurch aber nicht gelöst. Darüber hinaus ist die Abstimmung dieser regulatorisch genehmigten Einheitspreise aufwändig und beinhaltet ein hohes Streitpotential.

Die netzbetreiberindividuelle Neukalkulation setzt meist auf die Preise der Standard-Leistungsverzeichnisse auf, die Netzbetreiber regelmässig als Rahmenvereinbarungen mit ihren Dienstleistern abschliessen. Ergänzend können insbesondere für seltener neuerrichtete Anlagen wie Schwerpunktstationen die Ergebnisse von einzelnen Ausschreibungen oder sonstige Erfahrungswerte verwendet werden. Anstelle eines tatsächlichen Bauvorhabens werden bei der Neukalkulation spezifischer Preise aus den Leistungsverzeichnissen für das Netzgebiet als typisch eingeschätzte physische Strukturen wie Grabenprofile, Bodenklassen, Grabenoberflächen, Standard-Ausstattung von Trafostationen etc. angesetzt. Die örtlichen Verhältnisse können bei dieser Methode grundsätzlich abgebildet werden. Insbesondere im Tiefbaubereich sind bei dieser Vorgehensweise allerdings eine Vielzahl physischer Parameter zu ermitteln oder hilfswise abzuschätzen, was diese Methode - wie unten weiter ausgeführt wird - besonders fehleranfällig macht.

Bei allen derzeit verwendeten synthetischen Verfahren besteht die Gefahr einer nicht unerheblichen Fehlbewertung. Da die Schweizer Verteilnetzbetreiber zudem im Ergebnis sehr unterschiedliche Methoden für die synthetische Bewertung und die hierbei anzusetzenden Preise verwenden, bietet die Bewertungsmethode zudem erhöhtes Missbrauchspotential und führt zu einer Verfälschung des kapitalkostenseitigen Startwerts für eine Anreizregulierung.

Auswertungen der EICom haben gezeigt, dass die Schweizer Verteilnetzbetreiber im Durchschnitt ca. 22 % ihres Anlagevermögens über Neubewertungen ermittelt haben. 70 % des neubewerteten Anlagevermögens, entsprechend ca. 14 % des Gesamtvermögens, beziehen sich auf Kabel inklusive der zugehörigen Trassen. Gerade in dieser Anlagengruppe wird der Fehler bei den bisherigen Verfahren der Neubewertung als zu hoch eingeschätzt. Der Anteil der neubewerteten Anlagen schwankt darüber hinaus von Netzbetreiber zu Netzbetreiber erheblich. Der synthetisch bewertete Netzteil der grossen Werke beträgt im Durchschnitt rund 20 % und liegt damit leicht unter dem landesweiten Durchschnitt. Bei den kleineren Netzbetreibern liegt der Anteil des neubewerteten Anlagevermögens hingegen in vielen Fällen spürbar höher.

Auch wenn wegen der zunehmenden Abschreibung und Ausserbetriebnahme alter Anlagen der Anteil der synthetischen Werte und damit der Fehler in den Kapitalkosten mit der Zeit abnehmen wird, ist zu prüfen, wie die Qualität der Kapitalkostenbasis mit vertretbarem Aufwand verbessert werden kann.

⁶⁰ Einheitskosten, Ausgabe 2007, S. 5. Beilage zum Dokument NBVN-CH Ausgabe 2007

5.1 Fehlerquellen im Rahmen einer synthetischen Netzneubewertung

Die Ergebnisse einer synthetischen Netzneubewertung sind, wie oben bereits erwähnt wurde, grundsätzlich fehlerbehaftet. Im Folgenden werden die wesentlichen Fehlerquellen erläutert. Dabei wird auch auf die besondere Situation in der Schweiz eingegangen.

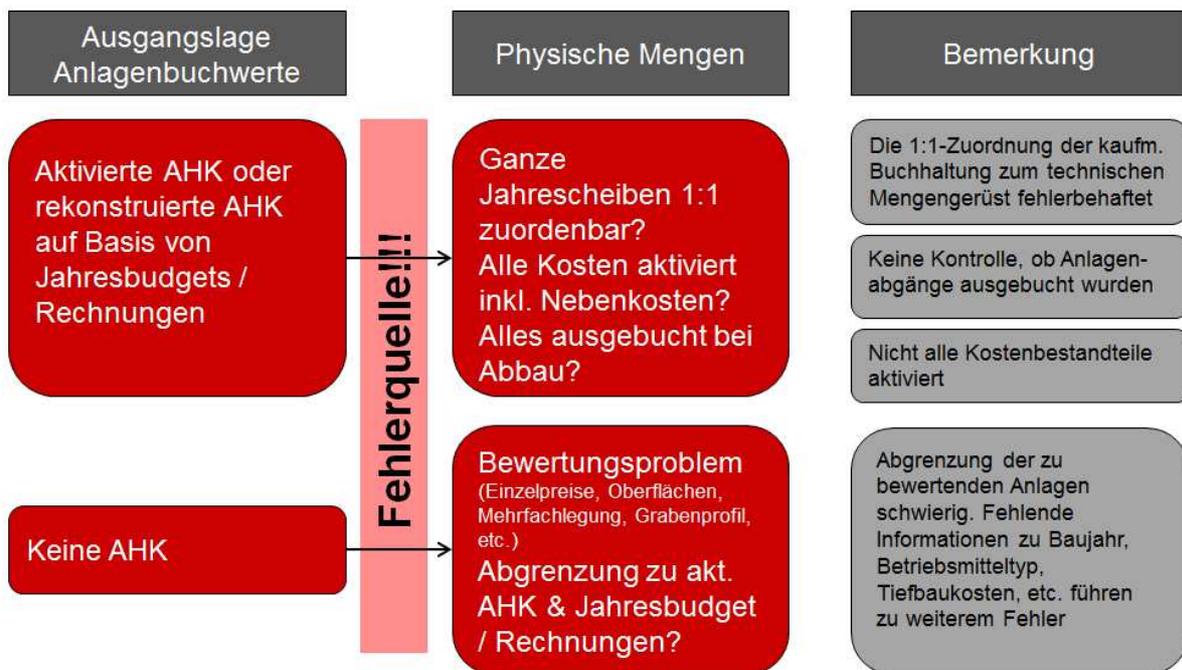


Abbildung 2: Datenbasis als Fehlerquelle

Wie Abbildung 2 zeigt, stellt die Datenbasis die grösste Fehlerquelle im Rahmen einer synthetischen Netzneubewertung gem. StromVV dar. Die synthetische Bewertung basiert auf einem physischen Mengengerüst, das die Mengen, Typen und Baujahre der Betriebsmittel sowie Angaben zum Tiefbauaufwand umfasst. Oftmals ist bereits das Mengengerüst als Basis für die Bewertung unvollständig und fehlerhaft. Im Fall der Schweiz wird zudem lediglich der Netzteil, zu dem keine historischen AHK vorliegen, synthetisch bewertet. Dies erfordert eine Abgrenzung der synthetisch zu bewertenden Anlagen von den Anlagen, die bereits in den AHK erfasst sind, und stellt eine zusätzliche Herausforderung dar.

Die Bewertung basiert also auf den vorhandenen Unterlagen zu den Baukosten⁶¹ und dem technischen Mengengerüst. Die 1:1-Zuordnung der AHK zum technischen Mengengerüst ist

⁶¹ Je nach Rechtsform des Netzbetreibers sind diese Unterlagen unterschiedlich gestaltet: In einigen Rechtsformen existiert eine von Treuhändern geprüfte kaufmännische Anlagenbuchhaltung. Viele Netzbetreiber mit anderer Rechtsform besitzen nur eine betriebliche Buchhaltung, in der die Anlagenbuchhaltung als sog. Anlagengitter mit langer Historie vorhanden ist, während bei anderen Netzbetreibern dieser Gruppe ein Anlagengitter erst im Zuge der Netzentgeltkalkulation im Nachhinein erstellt wurde. Daneben werden in aller Regel im Rahmen der technischen Anlagendokumentation physische Mengengerüste geführt, die meist jedoch nicht mit der kaufmännischen oder betrieblichen Buchhaltung verknüpft sind.

in der Regel nicht eindeutig möglich, so dass die synthetisch zu bewertenden Anlagen nicht eindeutig von den Anlagen abgegrenzt werden können, die bereits in den AHK erfasst sind. Darüber hinaus kann nicht geprüft werden, ob alle Anlagenabgänge ausgebucht wurden. Daher kann nicht ausgeschlossen werden, dass Anlagen doppelt oder gar nicht bewertet werden. Es besteht in erheblichem Mass die Gefahr einer Über- oder Unterbewertung der Netze.

Auch wenn ein korrektes Mengengerüst der elektrischen Betriebsmittel durch eine vollständige physische Bestandsaufnahme der elektrischen Betriebsmittel und entsprechende 1:1-Zuordnung der AHK unterstellt wird, kann mit der Methode der synthetischen Netzneubewertung der tatsächliche, historische Aufwand nur eingeschränkt erfasst werden.

Die häufigsten Fehlerquellen ergeben sich aufgrund nicht eindeutig rekonstruierbarer Angaben bezüglich Baujahr, Mengen und Einheitspreise. Das letzte Element wird insbesondere durch die Anlageklasse Tiefbau beeinflusst. Die Fehlerquellen werden nachfolgend beschrieben.

Alle synthetischen Verfahren beruhen auf dem Prinzip, dass die Tagesneuwerte aus physischen Mengen und spezifischen Einheitspreisen abgeleitet werden. Aus den Tagesneuwerten werden über Indizes Ersatzwerte für die fehlenden Anschaffungs- und Herstellungskosten errechnet. Bei allen bisher verwendeten Methoden der synthetischen Netzneubewertung treten selbst bei korrektem Mengengerüst der elektrischen Betriebsmittel direkt oder indirekt die nachfolgend beschriebenen wichtigsten Fehlerquellen auf.

1.) Einheitspreise:

Bei der Ermittlung der Tagesneuwerte sollte im Idealfall direkt oder über Indizierung das heutige Marktpreisniveau abgebildet werden. Sowohl bei der netzbetreiberindividuellen Neukalkulation als auch bei den Durchschnittspreisen aus abgerechneten Bauvorhaben wird nicht per se das reale Marktpreisniveau abgebildet: Zeitpunkt und Gestaltung der Ausschreibung, Intensität des Bieterwettbewerbs (z. B. erzielbare Rabatte), Leistungstiefe des Dienstleisters (z. B. Übernahme von Planungs- und Koordinationsleistungen, Dokumentation durch den Dienstleister), Beschränkung der einsetzbaren Hersteller etc. können die realisierten Preise erheblich beeinflussen. Auch der Umgang mit und die Höhe von Gemeinkostenzuschlägen können zwischen den verschiedenen Netzbetreibern stark variieren.

Die von VSE verwendete Methodik sieht vor, die aktuellen Preise aus einer breiten Ermittlungsbasis abzuleiten⁶². Inwieweit diese theoretische Vorgabe in den vorgeschlagenen Richtpreisen tatsächlich umgesetzt wurde, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

⁶² NBVN-CH Ausgabe 2007, S. 18

2.) Tiefbau:

Der Tiefbauaufwand ist einer der grössten Kostentreiber bei der Bewertung von Stromnetzen. In diesem Bereich bestehen die grössten Unsicherheiten bezüglich des anzusetzenden Mengengerüsts. Während die Anzahl und die Bauart der elektrischen Betriebsmittel meist bei den Unternehmen im Rahmen der technischen Anlagendokumentation bereits aufbereitet sind oder aus dieser rekonstruiert werden kann⁶³, ist der Tiefbauaufwand und die ihn bestimmenden Parameter wie tatsächliche historische Grabenprofile, der Grabenoberflächen, Bodenklasse, sonstigen Erschwernissen und der Alleinverlegungsgrad in den seltensten Fällen nachvollziehbar dokumentiert. Aus dem Mengengerüst ist z. B. meist nicht ersichtlich, ob alle Kabel in einem Graben gleichzeitig verlegt wurden oder ob der Graben mehrfach aufgerissen werden musste. Der tatsächliche Aufwand für die Oberflächenwiederherstellung im Errichtungszeitpunkt kann heute vielfach nur geschätzt werden, da die Oberflächenstruktur zum Zeitpunkt der Verlegung in der Regel nicht bekannt ist. Ausserdem wurden die Kabel ggfs. im Zuge von Strassenerneuerungsmassnahmen verlegt und die Kosten zur Oberflächenwiederherstellung wurden von der Gemeinde getragen. Diese Fehlerquelle betrifft vor allem die netzbetreiberindividuelle Neukalkulation und die VSE-Methodik, aber auch die Auswahl der vergleichbaren Bauvorhaben für die Ableitung der Durchschnittspreise. Die im VSE-Branchendokument NBVN CH 07, S. 25 genannten, exemplarischen Einheitspreise für Kabeltypen (mit und ohne Trasse) bilden gerade den örtlich sehr stark differierenden Tiefbauaufwand ohnehin nur sehr ungenügend ab. In jedem Fall ist die Grundlage für die Einheitspreise für einen Dritten nicht prüfbar und nachvollziehbar.

3.) Indexreihen:

Zur Ermittlung der Anschaffungsneuwerte werden Indexreihen angesetzt, mit denen die Tagesneuwerte auf das Baujahr der Anlagen zurückindiziert werden. Werden hierbei unterschiedliche Indexreihen verwendet oder die Betriebsmittel nicht einheitlich den Indexreihen zugeordnet, gibt es ggfs. erhebliche Unterschiede in den Netzwerten. In jedem Fall sollten die Indexreihen, wie in der Schweiz geschehen⁶⁴, einheitlich regulatorisch vorgegeben werden.

4.) Aktivierungspraxis:

Bei der Ableitung von Einheitspreisen aus der Anlagenbuchhaltung ist primär von Bedeutung, ob die betreffende Anlage überhaupt aktiviert wurde. Daneben ist aber auch die Frage zu stellen, inwieweit können neben den an dritte Dienstleister gezahlten Aufwendungen bei den Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK) auch Gemeinkostenzuschläge und Eigenleistungen eingebucht werden. Dies ist von den Unternehmen in der Vergangenheit sehr unterschiedlich gehandhabt worden: Oft wurden diese Nebenkosten nicht oder nur teilweise aktiviert, in anderen Fällen vollständig. Daher ist selbst bei den Anlagen, für die die aktivierte AHK vorliegen, nicht unmittel-

⁶³ Dies gilt zumindest für die Gesamtmenge und die grobe Altersstruktur der elektrischen Betriebsmittel, wobei die genaue räumliche Zuordnung der Anlagen v. A. im Bereich der Kabel und welche Kosten dabei angefallen sind, häufig nicht dokumentiert ist.

⁶⁴ Weisung 3/2010 der EICom

bar sichergestellt, dass dies in diesem Sinne die kompletten Anschaffungs- und Herstellkosten sind.

Bei synthetischen Neubewertungen kann die Eigenleistung des Netzbetreibers inkl. der Gemeinkostenumlagen grundsätzlich durch entsprechende Zuschlagsfaktoren auf die Preise von Dienstleistern berücksichtigt werden. Wie bei den Ausführungen zu den Einheitspreisen bereits erwähnt, muss bei der Ableitung der Einheitspreise in allen Methoden darauf geachtet werden, welche Dienstleistungstiefe den Preisen der Dienstleister zugrunde liegt. Liegen den Preisen der Dienstleister z. B. bereits die Übernahme von Planungs- und Regiearbeiten zugrunde, sind hierfür keine Zuschläge bei der Ableitung der AHK gerechtfertigt.

5.) Nutzungsdauern:

Im Rahmen der Netzneubewertung werden Nutzungsdauern für die Anlagengruppen angesetzt. Ähnlich wie bei den Indexreihen können Fehler aus uneinheitlichen Nutzungsdauern und einer unterschiedlichen Zuordnung der Betriebsmittel zu Nutzungsdauern resultieren. In der Schweiz werden einheitlich anzusetzende Nutzungsdauerbandbreiten je Anlagengruppe durch die Richtlinie des VSE⁶⁵ vorgegeben. Innerhalb dieser Bandbreite besteht neben der nicht eindeutigen Zuordnung der Betriebsmittel zu den Nutzungsdauergruppen insofern eine Fehlerquelle für die Anlagenneubewertung.

Als Beispiel aus der Praxis kann hier die Unterteilung zwischen Tiefbau- und Materialkosten (Kabel und Rohre) angeführt werden. Die Nutzungsdauer gemäss VSE für Tiefbau beträgt maximal 60 Jahre und 40 Jahre für Kabel. Einige Netzbetreiber machen diese Trennung nicht und schreiben diese Kosten über die kürzere Nutzungsdauer der Kabel ab. Dies führt zu höheren Abschreibungen und somit temporär⁶⁶ zu höheren Kapitalkosten im Vergleich zu einem Netzbetreiber, der diese Trennung vornimmt.

Die genannten Fehlerquellen führen zur erhöhten Gefahr, dass die Verteilnetze in der Schweiz bzw. die Netzteile, zu denen keine historischen AHK vorliegen, bei einer synthetischen Neubewertung zu teuer oder zu günstig bewertet werden. Dies gilt für alle derzeit angewandten Ausprägungen der synthetischen Neubewertung in der Schweiz. Es ist kaum überprüfbar, ob die von den Netzbetreibern als vergleichbar ausgewählten Baustellen tatsächlich die typischen Kosten widerspiegeln. Die VSE-Methodik und sonstige unternehmensindividuell ermittelte spezifische Preise sind stark von den oben dargestellten Einzelparametern abhängig, die in aller Regel nicht in belastbarer und nachprüfbarer Form vorliegen. So kann heute beispielsweise in der Regel nicht mehr nachvollzogen werden, welche Oberflächen vor 30 Jahren wiederhergestellt werden mussten und welchen Kostenteil die Gemeinde getragen hat. Die im VSE-Branchendokument NBVN CH 07, S. 25 genannten ortsunabhängigen, exemplarischen Einheitspreise für verschiedene Kabeltypen (mit und ohne Trasse)

⁶⁵ KRSV – CH, Ausgabe 2012

⁶⁶ Die Wirkung besteht bis zur vollständigen Abschreibung der Anlage, wird aber mit zunehmendem Alter teilweise durch eine niedrigere Verzinsung infolge des bei kürzeren Abschreibungsdauern niedrigeren Restwertes kompensiert.

berücksichtigen nicht die tatsächlichen örtlichen Verhältnisse. Gleiches gilt auch für etwaige vom Regulierer genehmigte Standard-Einheitspreise.

Am Beispiel eines exemplarischen Referenznetzes soll allein die Auswirkung des Tiefbauaufwands auf die Ergebnisse einer synthetischen Netzneubewertung veranschaulicht werden. Die Einheitspreise, Nutzungsdauern und Indexreihen werden als konstant angenommen. Lediglich der Tiefbauaufwand wird durch unterschiedliche Annahmen bzgl. Grabenprofil, Oberflächenstruktur und Alleinverlegungsgrad variiert. Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse für die drei Varianten „Untergrenze“, Referenz und „Obergrenze“. In der Variante „Untergrenze“ werden ein kleines Grabenprofil (30/70), ausschliesslich unbefestigte Oberflächen und ein Alleinverlegungsgrad von 50 % (im Durchschnitt 2 Kabel je Graben) angenommen. In der Referenz-Variante werden die tatsächlichen Informationen zu den strukturellen Gegebenheiten angesetzt. In der Variante „Obergrenze“ werden ein grosses Grabenprofil (60/80), ausschliesslich bituminierte Oberflächen und ein Alleinverlegungsgrad von 100 % (ein Kabel je Graben) unterstellt. Die Ergebnisse zeigen, dass der synthetisch bewertete Tagesneuwert allein durch Variation der Tiefbaukosten zwischen 70 % und 210 % bezogen auf den Referenzwert liegen kann. Durch Variation weiterer Kostentreiber, z. B. der Einheitspreise, wird die Bandbreite des synthetisch ermittelten Tagesneuwerts noch grösser.

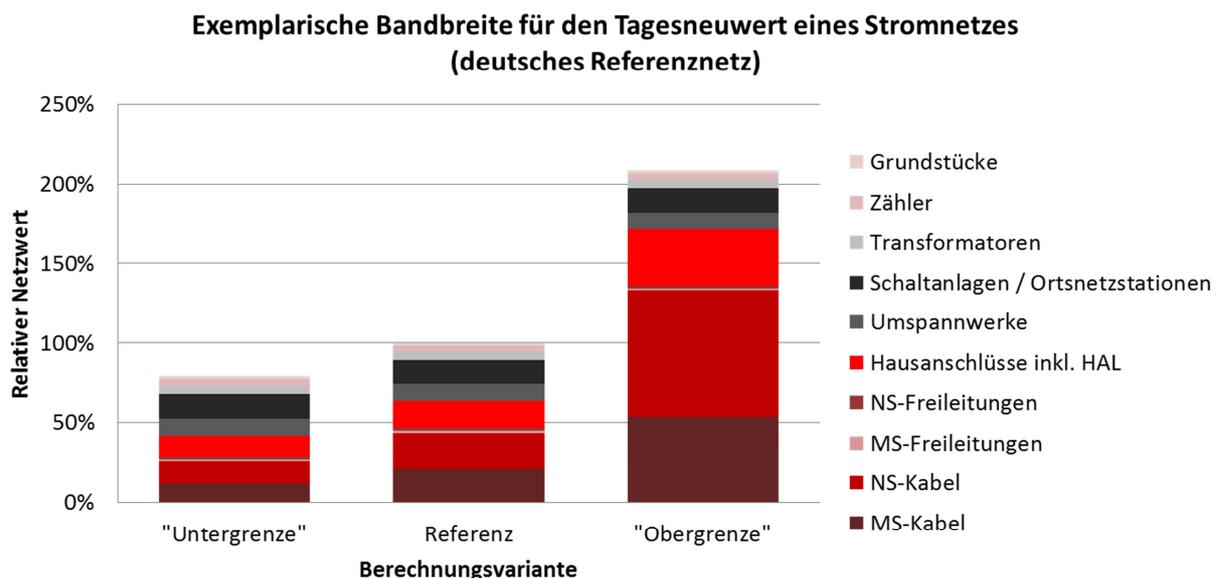


Abbildung 3: Exemplarische Bandbreite der synthetischen Netzneubewertung

Wie bereits erläutert, wird der Netzwert zum überwiegenden Teil von den Kabeln inkl. Tiefbau bestimmt. Abbildung 4 zeigt exemplarisch die Zusammensetzung des Tagesneuwertes für die in Abbildung 3 dargestellte „Referenz-Variante“ des Referenznetzes. In diesem Fall resultieren die Tagesneuwerte aus den hochindizierten, historischen Anschaffungswerten, die in einer überschaubaren Anzahl von Betriebsmittelgruppen erfasst werden. So werden beispielsweise die Kabelverteilerschränke in der Anlagengruppe „Niederspannungskabel“ erfasst. Hausanschlüsse hingegen werden getrennt erfasst. In anderen Werken werden auch diese den Niederspannungskabeln zugeschrieben. Insgesamt bestimmen die Mittelspannungs- und Niederspannungskabel inkl. Hausanschlüsse rund 62 % des Tagesneuwerts des Referenznetzes. Wie im vorhergehenden Abschnitt bereits erläutert wurde, kann der Anteil je

nach örtlicher, struktureller Gegebenheiten auch noch deutlich höher sein. Da die historischen Kostentreiber, insbesondere der Tiefbauaufwand, in der Regel nicht erfasst werden kann, besteht insbesondere bei den Kabeln die Gefahr einer Fehlabschätzung.

Verteilung des Tagesneuwerts (nach Anlagengruppen)

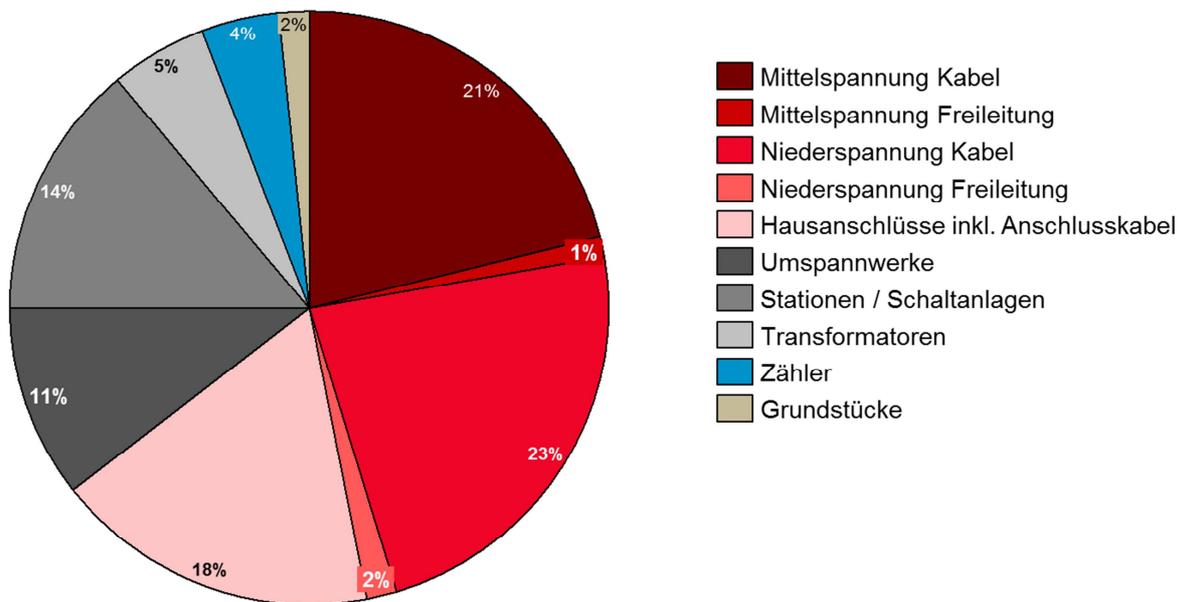


Abbildung 4: Exemplarische Zusammensetzung des Tagesneuwerts eines Netzes

5.2 Analyse der Daten aus den Erhebungsbögen (ECom)

Wie in Kapitel 5.1 erläutert wurde, ist die synthetische Netzneubewertung fehlerbehaftet und führt in der Regel zu einer Unter- bzw. Überbewertung der Schweizer Verteilnetze. Um die Dimension des resultierenden Fehlers abzuschätzen, wurden in Zusammenarbeit mit der ECom die Daten aus den Erhebungsbögen ausgewertet. Zur Analyse der Daten wurden die rund 680 Schweizer VNB dem in Tabelle 10 dargestellten Cluster zugeordnet.

Cluster	Version	Bedingung	Anzahl Netzbetreiber
Cluster 1	Vollversion	Ausspeisung > 500 GWh	31
Cluster 2	Vollversion	Ausspeisung < 500 GWh	60
Cluster 3	Lightversion	> 5.000 Messpunkte	58
Cluster 4	Lightversion	2.000 - 5.000 Messpunkte	128
Cluster 5	Lightversion	500 - 2.000 Messpunkte	253
Cluster 6	Lightversion	100 - 500 Messpunkte	123
Cluster 7	Lightversion	< 100 Messpunkte	27
Total	Voll- und Lightversion		680

Tabelle 10: Clusterung der Schweizer VNB (Quelle: ECom, 2014)

Die Cluster 1 & 2 umfassen die 91 grössten VNB der Schweiz, deren Netzwerke in dem vollständigen Erhebungsbogen erfasst sind. Die Daten aller anderen VNB sind in dem vereinfachten Erhebungsbogen erfasst.

Die Verteilnetze in der Schweiz weisen historische Anschaffungswerte von insgesamt rund 35,5 Mrd. CHF auf. Die Kabel inkl. Trassen haben einen Anschaffungswert von insgesamt rund 20,6 Mrd. CHF und bestimmen damit rund 60 % des gesamten Werts der Schweizer Verteilnetze. Der synthetisch bewertete Anschaffungswert beläuft sich auf rund 7,9 Mrd. CHF bzw. auf rund 22 % des gesamten Anschaffungswerts. Der synthetisch bewertete Anteil der Kabel inkl. Trassen beträgt rund 37 % bzw. rund 5,4 Mrd. CHF. Damit bestimmen die Kabel inkl. Trassen rund 70 % des synthetischen Anschaffungswerts.

Die Anschaffungswerte in Summe und der synthetische Anteil werden in Tabelle 11 entsprechend der vorgenommenen Clusterung zusammengefasst.

Wie Tabelle 11 zeigt, sind die Cluster 1 & 2 mit den 91 grössten VNB von zentraler Bedeutung. Die Netze dieser 91 VNB bestimmen in Summe rund 82 % des gesamten Anschaffungswerts aller Schweizer Verteilnetze. Rund 80 % des gesamten Anschaffungswerts kann anhand vorhandener AHK bewertet werden. Im Durchschnitt wurden lediglich rund 20 % des Anschaffungswerts der 91 grössten VNB synthetisch ermittelt. Ausserdem weisen nur drei Werke aus dem Cluster 1 und 10 Werke aus dem Cluster 2 einen synthetisch bewerteten Anteil von über 60 % auf. Für eine Vielzahl der Werke aus den ersten beiden Clustern liegen die historischen AHK sogar vollständig vor. Die Netze der VNB der Cluster 1 & 2 haben einen durchschnittlichen Restwert von rund 53 %. Nach Anforderung der EICOM sollten zumindest die historischen Anschaffungswerte seit 1998 vorliegen. Daher ist zu erwarten, dass der synthetisch bewertete Restwert überwiegend ältere Anlagen erfasst, somit im Durchschnitt unter 53 % liegt und weniger als 20 % des gesamten Restwerts ausmacht.

Cluster	Anschaffungswert gesamt [MCHF]	Synthetisch ermittelter An- schaffungswert [MCHF]	Synthetischer Anteil
Cluster 1	23'786	4'865	20,5%
Cluster 2	5'411	896	16,6%
Cluster 3	2'345	566	24,2%
Cluster 4	1'993	762	38,2%
Cluster 5	1'592	628	39,4%
Cluster 6	228	122	53,5%
Cluster 7	160	32	20,5%
Total	35'515	7'871	22,2%
davon Cluster 1 - 2	29'197 82%	5'761 73%	19,7%

Tabelle 11: Übersicht zum Netzwert der Schweizer Verteilnetze (Quelle: EICOM, 2014)

Da der Anschaffungswert insgesamt und insbesondere der synthetisch ermittelte Anschaffungswert im Wesentlichen von den Kabeln inkl. Trasse bestimmt wird, wurde der Fokus bei den weiteren Untersuchungen entsprechend auf die Kabel inkl. Trasse gelegt. Die Auswertungen zeigen nur eine geringe Korrelation der Höhe der spezifischen Kabelpreise mit der Höhe des synthetisch bewerteten Anteils. Allerdings haben die Untersuchungen gezeigt, dass die spezifischen Preise je Meter Kabel inkl. Trasse im Durchschnitt deutlich geringer sind als die vom VSE genannten, exemplarischen Einheitspreise⁶⁷. Ein Kabel in der Netzebene 5 (MS) kostet nach der Beispielrechnung des VSE je Meter 226.- CHF inkl. Trasse und ein Meter Kabel in der Netzebene 7 (NS) 191.- CHF. Bei den Netzbetreibern in Cluster 1 & 2 kostete ein Mittelspannungskabel im Durchschnitt lediglich 208.- CHF und ein Niederspannungskabel (inkl. Hausanschlusskabel) nur 106.- CHF.

Die Auswertungen legen nahe, dass die Verteilnetze der Schweizer VNB bei Verwendung der VSE-Methode für Kabel zu hoch bewertet werden, da die pauschal anzusetzenden Kabelpreise erwartungsgemäss teurer sind als die durchschnittlichen tatsächlichen Tagesneuwerte auf Basis der historischen Anschaffungswerte. Wie in Abbildung 5 veranschaulicht ist, wird der synthetische Netzwert zu rund 70 % von den Kabeln inkl. Trasse bestimmt. Alle anderen synthetisch bewerteten Anlagen machen lediglich rund 30 % des synthetischen Restwerts aus.

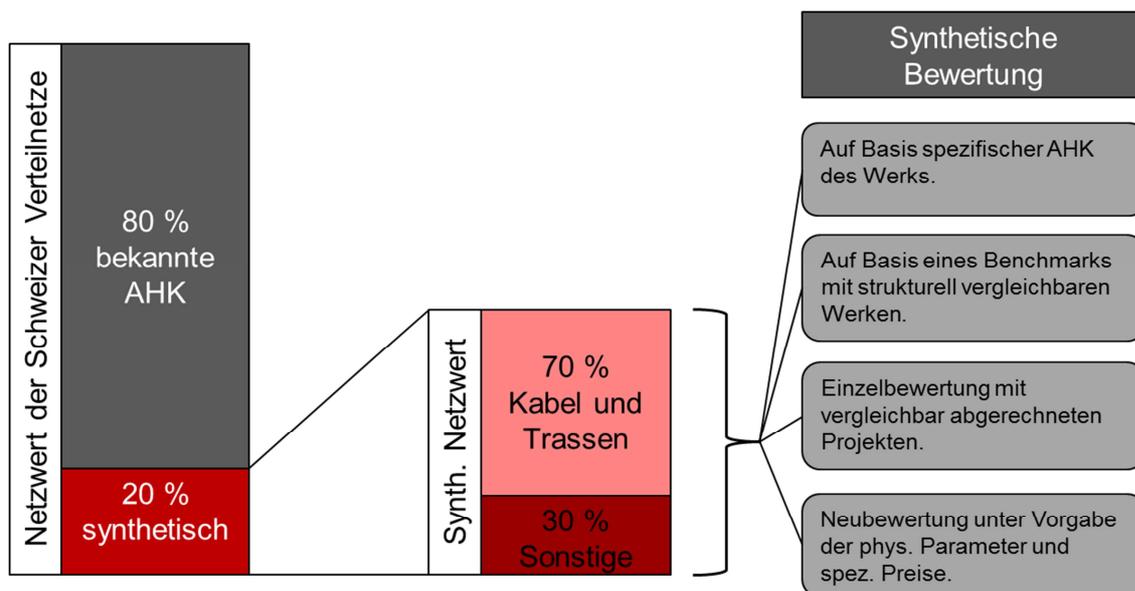


Abbildung 5: Synthetischer Anteil des Netzwerks

Eine wesentliche Schwachstelle der synthetischen Bewertung nach der Schweizer Methode liegt in den anzusetzenden Einheitspreisen. Das Ergebnis der synthetischen Netzneubewertung könnte deutlich verbessert werden, wenn die anzusetzenden Einheitspreise vorzugsweise auf Basis der spezifischen AHK des VNB (Extrapolationsverfahren) oder eines Benchmarks mit strukturell vergleichbaren Werken gebildet werden.

⁶⁷ NBVN CH 07, S. 25

Der Ansatz von Preisen, die auf den spezifischen AHK des VNB basieren, ist transparent und sofern die Voraussetzungen für deren Anwendbarkeit gegeben sind, mit geringem Aufwand verbunden.

5.3 Lösungsoption für die Schweiz: Das Extrapolationsverfahren

Die tatsächlichen historischen Anschaffungswerte können im Rahmen der synthetischen Neubewertung lediglich abgeschätzt werden, da die historischen Kostentreiber, insbesondere der Tiefbauaufwand, i.d.R. nicht bekannt sind. Daher ist der Fehler nicht vollständig zu beseitigen. Durch Anwendung des im Folgenden beschriebenen, sogenannten Extrapolationsverfahrens kann der Fehler jedoch deutlich reduziert werden.

Eine hinreichend genaue synthetische Netzneubewertung setzt eine saubere und vollständige Aufbereitung des physischen Mengengerüsts der elektrischen Betriebsmittel und der historischen AHK zumindest in der Detailliertheit der aktuell in den Erhebungsbögen definierten Anlagenklassen voraus. Die AHK sind 1:1 den physischen Mengen zuzuordnen, um die synthetisch zu bewertenden Anlagen eindeutig abzugrenzen und so auszuschliessen, dass Anlagen doppelt oder gar nicht bewertet werden. Da die 1:1-Zuordnung der AHK zu den physischen Mengen anhand der örtlichen Zuordnung nur mit grossem Aufwand möglich ist, sollte für jede Anlagenklasse vorzugsweise eine Zuordnung nach Baujahren erfolgen. Es wird also unterstellt, dass in einem Jahr entweder alles oder nichts in der jeweiligen Anlagenklasse aktiviert wurde⁶⁸.

Ob bzw. in welchem Umfang in der Vergangenheit alle Kostenbestandteile der Anlagen aktiviert wurden, kann im Nachhinein flächendeckend kaum mehr geprüft und nachvollzogen werden. Generell käme hier in Betracht, pauschale Zuschlagsfaktoren anzusetzen, wenn z. B. die Eigenleistungen für Planung und Bauüberwachung in der Vergangenheit nachweisbar und systematisch nicht aktiviert wurden.

Aus grundsätzlichen Erwägungen heraus kommt eine Korrektur der Nicht-Aktivierung von Eigenleistungen und ähnlichem nur für die Zeit vor Inkrafttreten des StromVG in Betracht: Nicht aktivierte Kostenbestandteile wurden ab dieser Zeit als Betriebskosten in die Netzentgelte einkalkuliert und entsprechend von den Netzkunden gezahlt. Eine nachträgliche Einbeziehung von nicht aktivierten Kostenbestandteilen in die Kapitalkostenbasis bei nach 2008 errichteten Anlagen hätte demgemäss eine unzulässige Doppelverrechnung zur Folge. Die Gerichte lassen bei einer teilweisen Aktivierung vor 2008 eine Korrektur zu. Angesichts der schwierigen Nachprüfbarkeit des Umfangs und der quantitativen Auswirkungen einer nur teilweisen Aktivierung kommt auch in Betracht, diese Unschärfe hinzunehmen und keine Korrektur oder nur ein stark pauschaliertes Korrekturverfahren zuzulassen. Der Aspekt der teilweisen Aktivierung wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Beim Extrapolationsverfahren werden zunächst die spezifischen Tagesneuwerte je Anlagenklasse und Netzebene für jeden Verteilnetzbetreiber individuell für alle Netzteile ermittelt, zu

⁶⁸ Einer Aktivierung gleichzusetzen ist, wenn die AHK anderweitig auf Basis von Jahresbudgets / Abrechnungen für das jeweilige Betrachtungsjahr vollständig rekonstruiert wurden.

denen aktivierte AHK vorliegen. Diese müssen für die Anlagengitter, die die Netzbetreiber im Zuge der Kalkulation der Netzentgelte aufstellen müssen, ohnehin aufbereitet und Anlagenklassen zugeordnet werden⁶⁹. Bei den Kabeln sollten Kabel und Trasse hinsichtlich der AHK zusammengefasst betrachtet werden.⁷⁰ Die Tagesneuwerte ergeben sich durch Indizierung der aktivierten bzw. nachgewiesenen AHK auf das Bewertungsjahr und werden für die jeweilige Netzebene zusammengefasst. Durch Zuordnung der in den AHK erfassten, physischen Mengen ergibt sich der durchschnittliche, spezifische Tagesneuwert aus dem Summen-Tagesneuwert dividiert durch die dahinter stehende, physische Menge.

Das Extrapolationsverfahren unterscheidet sich von der bisherigen Praxis der ECom dahingehend, dass zwingend eine Aggregation pro Anlageklasse und Netzebene vorgenommen wird. Eine weitere Differenzierung nach Anlagengruppen wie Kabel unterschiedlichen Querschnitts, Bautypen von Trafostationen etc. oder der vom VSE vorgenommenen Systematik findet dabei nicht statt. Umgekehrt wird die Konsistenz mit den im Erhebungsbogen angegebenen Restwerten auf AHK-Basis sichergestellt. Eine Gestaltungsfreiheit der Netzbetreiber hinsichtlich der Auswahl vergleichbarer Rechnungen besteht nicht: Alle nachgewiesenen AHK und die dahinter stehenden Einzelabrechnungen einer Anlagenklasse und Netzebene werden zusammengefasst. Es sind auch keine zusätzlichen Datenaufbereitungen erforderlich. Die Angaben zu den Mischpreisen können unmittelbar aus den ohnehin aufzustellenden Anlagengittern abgeleitet werden.

Da dieser spezifische Tagesneuwert auf einem Grossteil der bestehenden Anlagen basiert, werden die typischen Kosten- und Gebietsstrukturen der jeweiligen Werke belastbar und nachvollziehbar berücksichtigt. Eine detaillierte und in der Praxis kaum überprüfbare Aufbereitung der physischen Mengengerüste mit einer hohen Zahl zu erfassender Parameter ist nicht erforderlich. Die im Vergleich mit anderen Verfahren geringere Detailliertheit der Betriebsmittelgruppen – es wird nur nach Anlagenklassen differenziert – ist hinnehmbar, solange nicht die aktuellen Bauweisen der Anlagen zu deutlich höheren spezifischen Kosten führen als die historisch verwendeten Materialien. Durch Ansatz dieser spezifischen Tagesneuwerte werden die Ungenauigkeiten im Rahmen einer synthetischen Netzneubewertung und das hiermit untrennbar verbundene Missbrauchspotential im Ergebnis deutlich reduziert.

Die Ableitung der Mischpreise ist im Übrigen leicht überprüfbar, sofern die Gesamtmengen und die synthetisch neu zu bewertenden Anlagen von den bereits in den AHK erfassten Mengen nachvollziehbar abgegrenzt sind. Als Abgrenzungskriterium bietet sich das Baujahr an, wobei hier je Anlagenklasse differenziert vorgegangen werden kann: Entweder sind in einem Baujahr alle Anlagen erfasst, oder es erfolgte eine synthetische Bewertung für dieses Baujahr. Diese Angaben müssen in den von den Werken für die Netzentgeltkalkulation aufzustellenden Anlagengittern ohnehin nachprüfbar aufbereitet werden.⁷¹

⁶⁹ Auf diese Weise wird auch die Konsistenz der in den Erhebungsbögen angegebenen AHK mit den spezifischen Tagesneuwerten für die synthetische Neubewertung sichergestellt.

⁷⁰ Dies würde ggü. dem Status quo eine Anpassung der Abschreibungsdauern implizieren.

⁷¹ Bislang müssen diese Anlagengitter zwar von allen Netzbetreibern grundsätzlich für die Ableitung der in den Erhebungsbögen einzusetzenden kalkulatorischen Anlagen(rest)werte sowie physischen

	Individuelle Einzelbewertung	EICom 2013	Extrapolationsverfahren	Landesweite Einheitspreise
Differenzierung Anlagen	Betriebsmittelgruppe	Betriebsmittelgruppe	Anlagenklasse Erhebungsbogen	Betriebsmittelgruppe
Preisbasis	Standard-Leistungsverzeichnisse und Ausschreibungen	Auswertung Abrechnungen tatsächlicher Projekte	AHK aus Erhebungsbogen	Festlegung Regulierer
Physische Ausgangsdaten	Detaillierte Mengen speziell Tiefbau	Mengen pro Betriebsmittelgruppe oder Anlagenklasse	Mengen pro Anlagenklasse	Mengen pro Betriebsmittelgruppe
Fehlerquellen und Missbrauchspotential	Preisbasis und physische Ausgangsdaten, Gefahr überhöhter Preise	Auswahl und Auswertung Abrechnungen	gering	Ortsspezifische Kostenstrukturen unberücksichtigt
Zusätzlicher Erhebungsaufwand/Püfaufwand	extrem hoch	hoch (bis ggf. sehr hoch)	gering	hoch

Tabelle 12: Übersicht synthetische Bewertungsverfahren

Das Extrapolationsverfahren ist nicht nur geeignet zur Bewertung der Kabel und Trassen, sondern kann auch für weitere Betriebsmittel wie Freileitungen und Ortsnetzstationen angewendet werden. Das Verfahren setzt jedoch voraus, dass die aktivierten AHK für einen nennenswerten Anteil der jeweiligen Anlagenklasse vorliegen und nicht aus anderen Gründen eine stärkere Differenzierung der Betriebsmittelgruppen als durch die Anlagenklassen vorgegeben sinnvoll ist. Trifft das nicht zu, können hilfsweise auch spezifische Preise über Benchmarks vergleichbarer Unternehmen oder auf Basis heutiger Einkaufspreise ermittelt werden. Über Benchmarks ermittelte spezifische Preise sind vor allem für solche Betriebsmittelgruppen geeignet, bei denen eine geringe Abhängigkeit der Kosten von örtlichen Gegebenheiten vorliegt, beispielsweise Zählern und Transformatoren.

Wie Tabelle 13 zeigt, weisen lediglich 225 der 680 Schweizer VNB bzw. nur 14 der 91 VNB aus dem Cluster 1&2 einen synthetisch bewerteten Anteil von über 60 % auf. Für das Extrapolationsverfahren ist es ausreichend, wenn die historischen AHK für rund 30 % des Netzes vorliegen. Daher kann das Extrapolationsverfahren bei mehr als 455 VNB ohne weitere Datenaufbereitung angewendet werden⁷². Diese 455 VNB bilden die Basis für den Benchmark. Mit Hilfe eines weiteren Benchmarks auf Basis von Strukturkennzahlen können diese VNB strukturell differenziert werden. Hierzu sind u. a. folgende Strukturkennzahlen geeignet:

- Bodenklassen
- Einwohnerdichte
- Hausanschlussdichte

Im Rahmen dieses Benchmarks werden typische Durchschnittspreise für die Betriebsmitteltypen, differenziert nach Anlagenklassen, ermittelt. Ortsabhängige Durchschnittspreise wer-

Mengengerüste werksintern aufgestellt werden. Sie werden derzeit jedoch nur im Fall einer vertieften Prüfung an die EICom übermittelt.

⁷² Bei den Übrigen rund 225 Verteilnetzbetreibern ist der derzeit gemeldete Anteil der nachgewiesenen AHK sehr gering. Inwieweit bei diesen Verteilnetzbetreibern vor dem Hintergrund der Aufbewahrungspflicht für Rechnungen seit mindestens 1999 noch im Nachhinein ein höherer Anteil der AHK über Rechnungen und Jahresbudgets rekonstruiert werden kann, ist nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

den im Rahmen des weiteren Benchmarks in Strukturklassen unterteilt. Damit werden die typischen, ortsabhängigen, strukturellen Kostentreiber in der synthetischen Neubewertung berücksichtigt.

Cluster	Anzahl VNB	Anzahl VNB mit synth. Anteil > 60 %	Anteil mit synth. Anteil > 60 %
Cluster 1	31	3	9,7%
Cluster 2	60	11	18,3%
Cluster 3	58	11	19,0%
Cluster 4	128	48	37,5%
Cluster 5	253	99	39,1%
Cluster 6 & 7	150	53	35,3%
Total	680	225	33,1%

Tabelle 13: Netzbetreiber mit einem synth. Anteil > 60 % [Quelle: ECom, 2014]

Das Extrapolationsverfahren ist insbesondere zur Bewertung der Kabel inkl. Trassen geeignet. In allen anderen Betriebsmittelgruppen können auch andere Verfahren eingesetzt werden, wenn der Bewertungsfehler unter anderem durch Ansatz von im Rahmen eines Benchmarks ermittelten Tagesneuwerten reduziert wird. Die Bewertung der Betriebsmittel im Einzelnen wird im Folgenden kurz erläutert. Eine Übersicht hierzu gibt Tabelle 14.

Kabel & Trassen:

Die Kosten für Kabel und Trassen sind, wie in den vorhergehenden Kapiteln beschrieben, stark ortsabhängig und können mit dem Extrapolationsverfahren bewertet werden. Wie aus Tabelle 13 hervorgeht, ist das Verfahren grundsätzlich für mehr als 455 VNB mit einem synthetischen Anteil unter 70 % anwendbar. Allerdings werden die Anschaffungswerte für Kabel bei den VNB mit dem vereinfachten Erhebungsbogen nicht unterschieden nach Spannungsebenen. Daher wird für diese VNB entweder ein einheitlicher Mischpreis für MS- und NS-Kabel angesetzt, der aus den vorliegenden historischen AHK des jeweiligen VNB resultiert, oder im Rahmen eines Benchmarks ermittelte Einheitspreise, differenziert nach Spannungsebene. Für alle VNB mit einem synthetischen Anteil von über 70 % werden im Rahmen eines Benchmarks auf Basis der VNB, die die umfassende Version der Kostenrechnung der ECom ausfüllen, typische Einheitspreise der Kabel je Spannungsebene ermittelt, die in der synthetischen Neubewertung anzusetzen sind. Auf diese Weise werden die ortsspezifischen, strukturellen Kostentreiber erfasst. Die Gefahr einer Fehlbewertung der Kabel wird dadurch mit geringem Aufwand auf ein Minimum reduziert.

Hausanschlüsse:

Die Kabelhausanschlüsse sind stark ortsabhängig, werden jedoch in der Regel in den spezifischen Kabelpreisen erfasst und müssen daher nicht zwingend separat bewertet werden. Kann der Netzbetreiber nachweisen, dass diese nicht in den Kabeln berücksichtigt werden und in der Historie in einer eigenen Position erfasst wurden, können auch diese über das Extrapolationsverfahren bewertet werden. Liegen hierzu keine historischen AHK in ausrei-

chendem Umfang vor, sind für die Neubewertung spezifische Einheitspreise anzusetzen, die über Benchmarks vergleichbarer Unternehmen oder auf Basis heutiger, standardisierter Einkaufspreise ermittelt werden.

Kabelverteilerschränke (Kabelverteilkabinen NE 7):

Der Tagesneuwert der Kabelverteilerschränke ist bezogen auf den Gesamtwert des Netzes in der Regel zu vernachlässigen. Ausserdem werden die Kabelverteilerschränke häufig in den Niederspannungskabeln erfasst. Daher werden die Kabelverteilerschränke im Rahmen der Netzneubewertung per Extrapolationsverfahren nicht berücksichtigt.

Freileitungen:

Der Anteil der Freileitungen in der Mittel- und Niederspannungsebene ist in der Regel gering. Ausserdem sind die Freileitungen in der Regel überdurchschnittlich alt. Daher ist der Anteil am Restwert des Gesamtnetzes in der Regel sehr gering. Die Kosten für Freileitungen sind im Vergleich zu Kabeln nur wenig ortsabhängig. Freileitungen können grundsätzlich über das Extrapolationsverfahren bewertet werden. Alternativ können über Benchmarks oder auf Basis heutiger Einkaufspreise ermittelte Einheitspreise je Stromkreis angesetzt werden. Hierbei kann zwischen den Holz-, Stahl- und Gittermasten sowie im Niederspannungsnetz zusätzlich Dachständerfreileitungen differenziert werden.

Ortsnetzstationen (Trafostationen NE6 und Maststationen):

Ortsnetzstationen umfassen mit Ausnahme der Transformatoren und abgehenden Leitungen alle in der Station verbauten Anlagenkomponenten. Die Errichtungskosten von Ortsnetzstationen sind abgesehen von den Grundstückskosten eher ortsunabhängig und können alternativ über das Extrapolationsverfahren oder über im Rahmen von Benchmarks ermittelten Preisen für Standardtypen abgeschätzt werden. Wird das Extrapolationsverfahren angewendet, kann nur zwischen den Anlageklassen „Trafostationen NE6“ und „Maststationen“ differenziert werden. Die im Rahmen des Extrapolationsverfahrens ermittelten Einheitspreise bilden einen Mischpreis der verbauten Typen und sollten die heute üblichen Einkaufspreise jedoch nicht überschreiten dürfen. Erfolgt die Bewertung über Einheitspreise, sind die im Rahmen eines Benchmarks ermittelten Einheitspreise für die Standardtypen Maststation (Holz, Stahl oder Beton), in Fremdgebäuden integrierte Station, Kompaktstation und Garagen-Station anzusetzen. Hierbei sind die heute üblichen Bauformen zugrunde zu legen, nicht ein u.U. aufwendiger Nachbau früher verwendeter Technik. Gemauerte Stationen sollten wie Garagenstationen bewertet werden. Einbindungskosten in das bestehende Netz werden in den Standardpreisen nicht berücksichtigt. Die Grundstückskosten sollten separat bewertet werden.

Ortsnetztransformatoren (NE6):

Die Tagesneuwerte der Transformatoren sind ortsunabhängig und eng an die Nennleistung gekoppelt. Von daher kann neben dem Extrapolationsverfahren auch die Neubewertung über im Rahmen von Benchmarks ermittelte Einheitspreise, differenziert nach Leistungsklassen, erfolgen.

Schaltanlagen und Umspannwerke (Unterwerke NE2, NE3, NE4 und NE5):

Schaltanlagen und Umspannwerke sind je nach Bauart sehr unterschiedlich aufgebaut. Die Tagesneuwerte der Schaltanlagen werden massgeblich vom Gebäude, der Nennspannung, der Anzahl der Schaltfelder, der Bauweise (Offen, Metallgekapselt, Freiluft etc.) und der Art der Sammelschienen (Doppel- oder Einfachsammschiene mit oder ohne Längstrennung) bestimmt. Von daher ist das Extrapolationsverfahren nur sinnvoll anwendbar, wenn diese Anlagenklasse weiter nach Betriebsmittelgruppen differenziert wird. Reine Schaltanlagen, d. h. Unterwerke der Netzebenen 3 und 5, können anhand der spezifischen Kosten je Leistungsschaltfeld, allerdings differenziert nach Nennspannung mit vertretbarer Genauigkeit bewertet werden. Bei Umspannwerken (Unterwerke Netzebene 2 und 4)⁷³ beeinflusst neben der Spannungsebene die Leistung der Transformatoren in hohem Masse die Kosten, so dass hier differenziert werden sollte. Darüber hinaus handelt es sich um relativ wenige Anlagen mit z. T. sehr hohen Kosten der Einzelkomponenten. Die Baukosten sind hingegen nur wenig ortsabhängig. Vor diesem Hintergrund ist eine Bewertung auf Basis einer Neubaukalkulation mit heute üblichen Preisen durchaus erwägenswert. Allerdings sollten in diesem Fall die anzusetzenden Einheitspreise vom Regulator genehmigt werden. Differenziert werden Schaltanlagen und Umspannwerken nach Spannungsebene sowie nach Doppel- und Einfach-Sammelschienenanlagen. Die vereinfachte Neubewertung sollte mindestens folgende Einzelkomponenten differenzieren:

- Anzahl Leistungsschaltfelder
- Gebäude nach m³ oder Pauschal je Leistungsschaltfeld
- Fixpreis für Basiseinrichtung wie Eigenbedarf, Fernwirkkopf etc.
- Transformatoren nach Nennspannung und Leistungsgrösse

Der Grundstücksanteil wird gesondert bewertet.

Zähler:

Die Kosten der Zähler sind näherungsweise ortsunabhängig und können über das Extrapolationsverfahren abgeschätzt werden. Hierbei sind die resultierenden Einheitspreise jedoch auf heute übliche Einkaufspreise zu deckeln. Alternativ sind über Benchmarks ermittelte Preise für Standardtypen anzusetzen. Da in der Regel zum überwiegenden Anteil Drehstrom-Eintarif-Zähler verbaut sind, kann – sofern nicht im Einzelfall sehr untypische Verhältnisse vorliegen - vereinfacht einheitlich der heutige Einkaufspreis dieses Zählertypen angesetzt werden.

⁷³ Grundsätzlich können auch innerhalb der Netzebene 3 und 5 Umspannwerke vorhanden sein, wenn dort Netze mit unterschiedlicher Nennspannung betrieben werden. In diesem Fall sind diese wie Umspannwerke der Netzebene 2 und 4 zu behandeln.

Grundstücke:

Die Bewertung der Grundstücke erfolgt auf Basis der AHK. Die Grundstückswerte liegen bei den örtlichen Grundbuchämtern vor.

Die nachfolgende Tabelle fasst die beschriebenen Betriebsmittel je Anlagekategorie zusammen. Die Kabelverteilerschränke werden aktuell im Kostenrechnungstool der EICOM noch separat erfasst. Eine zusätzliche Vereinfachung könnte sich ergeben, wenn diese der Anlagekategorie Kabel zugewiesen würde.

Betriebsmittel	Typ. Anteil am TNW	ortsabhängig	Extrapolation	Benchmark	Einheitspreise
Kabel & Trassen	~ 60 %	ja	ja	ja	nein
Freileitungen	< 5 %	nein	möglich	ja	ja
Hausanschlüsse	<i>in der Regel in den Kabeln erfasst</i>				
Kabelverteilerschränke	<i>in der Regel in den Kabeln erfasst</i>				
Ortsnetzstationen (Trafostationen NE6 und Maststationen)	< 15 %	nein	möglich	ja	ja
Ortsnetztransformatoren (NE6)	~ 5 %	nein	möglich	ja	ja
Schaltanlagen und Umspannwerke (Unterwerke NE2, NE3, NE4 und NE5)	< 15 %	nein	nein	ja	ja
Zähler	< 5 %	nein	möglich	ja	ja

Tabelle 14: Übersicht der Anlageklassen

Der synthetisch bewertete Anschaffungswert ist mit einem Anteil von durchschnittlich rund 22 % am Gesamtwert der Schweizer Verteilnetze begrenzt. 70 % des synthetisch bewerteten Anschaffungswerts bzw. 14 % des Gesamtanschaffungswerts der Schweizer Verteilnetze wird durch die synthetisch bewerteten Kabel und Trassen bestimmt. Durch Anwendung des Extrapolationsverfahrens werden in den ermittelten Einheitspreisen historische Effizienzen und Ineffizienzen sowie ortsabhängige Kostentreiber der Werke berücksichtigt. Daher ist zu erwarten, dass der verbleibende Bewertungsfehler der Kabel und Trassen zu vernachlässigen ist. Der synthetisch bewertete Anschaffungswert aller anderen Betriebsmittel beträgt lediglich 6 % des Gesamtwerts der Schweizer Verteilnetze. Durch Ansatz von über Benchmarks ermittelten Einheitspreisen für Standardtypen wird die Gefahr einer Überbewertung der Anlagen deutlich reduziert. Ausserdem wird durch die 1:1-Zuordnung der AHK zu den physischen Mengen eine Doppel- oder Nicht-Bewertung der Anlagen weitgehend ausgeschlossen.

Mit der beschriebenen Bewertungsmethode ist davon auszugehen, dass eine sachgerechte Kapitalbasis auf pragmatischem Weg mit vertretbarem Aufwand und einer geringen Bewertungsunsicherheit hergestellt wird. Das Missbrauchspotential wird minimiert. Zudem könnte es schon zur Verbesserung der Bewertung der Kapitalbasis in einer Cost-plus-Regulierung angewendet werden.

6 Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber

6.1 Verfahrensvoraussetzungen und Berücksichtigung der Strukturvielfalt

Eine umfassende Regulierung aller Netzbetreiber mit umfangreichen Kostenprüfungsverfahren und sonstigen Anforderungen, würde sowohl den Regulator als auch die Netzbetreiber in hohem Mass in Anspruch nehmen und entsprechende Ressourcen binden. Um den Regulierungsaufwand im Gesamtkontext der Einführung einer Anreizregulierung in der Schweiz zu begrenzen ist es daher erstrebenswert, für die Vielzahl der kleinen Netzbetreiber wie bisher Vereinfachungen im Regulierungssystem vorzusehen.

Eine Anreizregulierung besteht typischerweise aus verschiedenen Elementen, die teilweise unabhängig voneinander gestaltet werden können, zu anderen Teilen aber miteinander gekoppelt sind. Bei der Erarbeitung eines für die Schweiz vorteilhaften (Anreiz-) Regulierungssystems werden im Folgenden diese verschiedenen Elemente differenziert.

In der Anreizregulierung wird dem Netzbetreiber eine Erlösobergrenze für eine Regulierungsperiode von mehreren Jahren vorgegeben, die sich ausgehend von einem Startwert hin zu einem Zielwert am Ende der Regulierungsperiode entwickelt⁷⁴. Der Startwert wird hierbei üblicherweise aus den kalkulatorischen Kosten eines Basisjahres analog zur bisherigen kostenbasierten Regulierung (Cost Plus) ermittelt. Diese kalkulatorischen Kosten können in unterschiedlicher Intensität einer Kostenprüfung unterzogen werden, wobei Vereinfachungen insbesondere für kleine Netzbetreiber vorgesehen werden können. Im Zusammenhang mit den Vereinfachungen bei der Kostenprüfung können standardisierte ergänzende Kontrollen mittels Kennzahlenvergleichen durchgeführt werden, um auffällige Fehler oder übermässige kalkulatorische Kosten zu identifizieren und im Bedarfsfall vertiefte Einzelprüfungen durchzuführen.

Der Zielwert bestimmt sich aus einer Effizienzvorgabe, die aus einer individuellen Effizienzmessung oder alternativ einem Mittelwert oder anderweitigen Festlegungen abgeleitet werden kann. Zum Teil werden für die Zielwertfestlegung in Form eines Anpassungsgrads auch Mischlösungen auf Basis der kalkulatorischen Kosten und einer individuellen Effizienzmessung bzw. Kostenfunktion verwendet.

Die Kostenentwicklung während der Regulierungsperiode wird nur in begrenztem Ausmass im Erlöspfad abgebildet: Zusätzliche Anpassungselemente sind typischerweise für den Inflationsausgleich, starke Investitionserfordernisse durch eine Veränderung der Versorgungsaufgabe oder vom Netzbetreiber nicht beeinflussbare Kosten z. B. aus vorgelagerten Netzen vorgesehen. Darüber hinaus ist teilweise in Regulierungssystemen ein sogenanntes Qualitätselement für die Einhaltung der Versorgungsqualität integriert. Im Übrigen muss der Netz-

⁷⁴ Vereinfachend wird hier davon ausgegangen, dass eine Anreizregulierung auf der Vorgabe von Erlösobergrenzen (Revenue Cap) beruht und nicht direkt die Netznutzungspreise im Fokus der Regulierung stehen (Price Cap). Das hier dargestellte Prinzip des Erlöspfades gilt nicht oder nur eingeschränkt bei einer Yardstick-Regulierung (wie in Norwegen), da der Zielwert unmittelbar ohne Zwischenstufen für die Erlösobergrenze angewendet wird.

betreiber mit den ihm per Erlöspfad vorgegebenen Erlösen zurechtkommen: Mehr- oder Minderkosten gehen zu seinen Lasten bzw. Gunsten. Hierin bietet die Anreizregulierung den Netzbetreibern unmittelbare Chancen für zusätzliche Gewinne aber auch Risiken. Eine Anpassung des Erlöspfades findet erst mit dem Beginn der nächsten Regulierungsperiode statt.

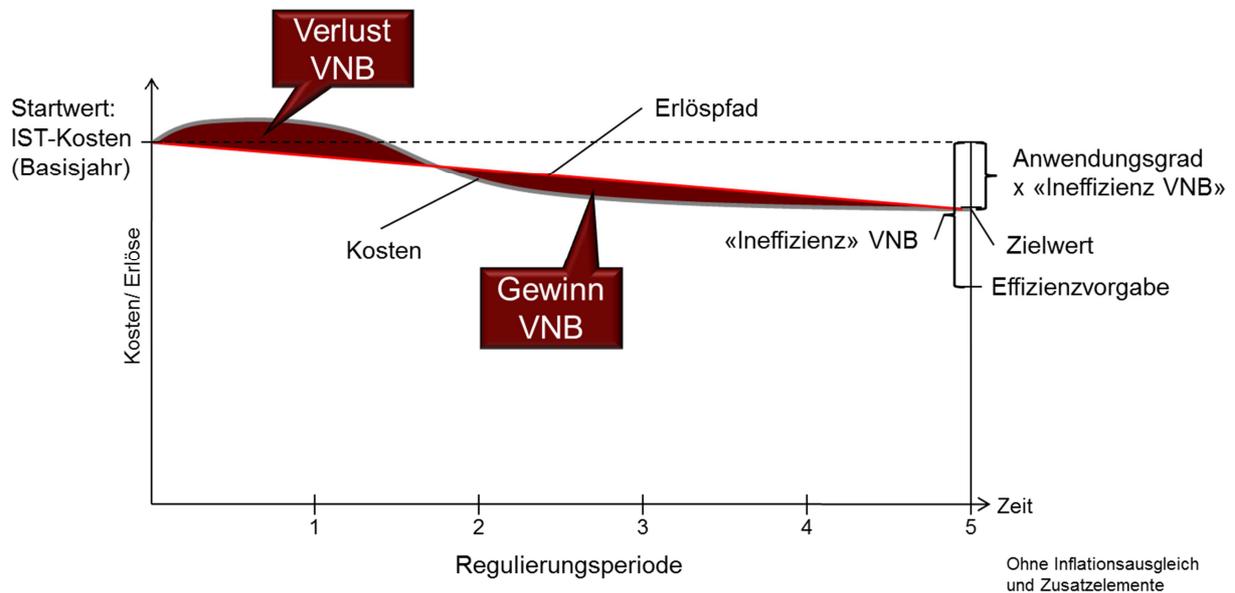


Abbildung 6: Prinzip Bild der Kosten- und Erlösentwicklung in der Anreizregulierung⁷⁵

Das Regulierungssystem für grosse und kleine Netzbetreiber muss aus grundsätzlichen Erwägungen kompatibel sein, d. h. die Grundelemente sollten möglichst identisch sein. Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber beziehen sich demgemäss im Wesentlichen auf die Prüfungsintensität und den Weg zur Festlegung der individuellen Parameter für die Regulierungsformel. Die Unterscheidung zwischen einem vollständigen Verfahren und einem vereinfachten Verfahren gibt Raum für die Definition der Kriterien einer Regulierung mit und ohne Kostenprüfung, bzw. mit weiteren pragmatischen Ansätzen zur Systemvereinfachung. Auch wenn hierbei auf die vollständige Kostenprüfung aller der Anreizregulierung unterzogenen Netzbetreiber verzichtet wird, können mit Hilfe der nachfolgend beschriebenen Vereinfachungen dennoch Effizianzanreize und eine gewisse Begrenzung des Missbrauchspotentials erzielt werden.

Allen vorgeschlagenen Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber ist gemeinsam, dass auf eine Ermittlung von individuellen Effizienzwerten für kleine Netzbetreiber verzichtet wird. Angewandt wird stattdessen der Effizienzwert des Landesdurchschnitts der geprüften Werke (wie in Deutschland oder Schweden) oder eines sogenannten Tarifführers (wie in Österreich) oder eine pauschale gesetzgeberische Festlegung.

⁷⁵ Diese Bild zeigt das grundsätzliche Prinzip einer Anreizregulierung hin zu mehr Kosteneffizienz. Bei zunehmenden Investitionen kann der Zielwert auch über dem Startwert liegen, so die Anreizregulierung Investitionselemente beinhaltet.

Es sind jedoch auch Mindeststandards für Vereinfachungen und Erleichterungen zu definieren. So kann z. B. eine Wahloption für die betroffenen kleinen Werke eingestellt werden: Nimmt der Netzbetreiber das vereinfachte Verfahren an, so kommt er in den Genuss der Vereinfachungen und nimmt gleichzeitig auch die Vor- und Nachteile einer pauschal ermittelten Kosten- oder Effizienzbasis in Kauf. Sind die aus einem vereinfachten Verfahren resultierenden Erlöse hingegen nach Ansicht des Netzbetreibers nicht geeignet, um die tatsächlichen eigenen Kosten zu decken, so kann alternativ das volle Verfahren gewählt werden. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall die Nachweispflicht für eine höhere, kalkulatorisch anerkenungsfähige Kostenbasis. Diese Option hat sodann auch die Teilnahme am Effizienzvergleich und am Kostenprüfungsverfahren zur Folge⁷⁶.

Zunächst einmal muss es aber eine sinnvolle Unterscheidung zwischen den Werken geben, welche an einem vereinfachten Verfahren teilnehmen dürfen und denen, welche diese Möglichkeit nicht offen stehen wird. Am Beispiel Deutschland wird eine Unterscheidung auf Basis der Anzahl der angeschlossenen Netzkunden aufgezeigt: Das vereinfachte Verfahren steht in Deutschland (ähnlich wie in Österreich) kleinen Verteilnetzbetreibern mit weniger als 30.000 Kunden im Strom bzw. weniger als 15.000 Kunden im Gas gemäss § 24 ARegV offen (siehe Kapitel 4.3.1).

Die Unterscheidung für ein einfaches und vollständiges Verfahren in der Schweiz kann ebenfalls auf Basis der Netz- und Kundenstruktur der Schweizer Netze erfolgen. So können die Netzbetreiber bspw. in die nachfolgenden Cluster eingeteilt werden:

Cluster	Cluster Ausprägung (GWh oder Messpunkte)	Anzahl NB	AHK (hist. Werte) [MCHF]
Cluster 1	Absatz > 500 GWh	31	23'786
Cluster 2	Absatz < 500 GWh	60	5'411
Cluster 3	> 5.000 MP	58	2'345
Cluster 4	2.000 - 5.000 MP	128	1'993
Cluster 5	500 - 2.000 MP	253	1'592
Cluster 6	100 - 500 MP	123	228
Cluster 7	< 100 MP	27	160
Total		680	35'515

Tabelle 15: Mögliche Clusterung (Quelle: EICom, 2014)

Derzeit werden die Werke in Cluster 1 & 2 bereits zum Teil vertieft geprüft. Es handelt sich hierbei um rund 13,4 % der Netzbetreiber bei einem regulierten AHK-Volumen in Höhe von 82,2 %.

⁷⁶ Um eine systematische Verfälschung der Vergleichsgruppe und damit eine ungewollte Verschiebung der Effizienzgrenze (Frontier) durch die freiwillige Meldung zu vermeiden, ist separat zu prüfen, ob bzw. in welcher Form das freiwillig teilnehmende Werk in das Effizienzverfahren integriert wird.

Für das vollständige Prüfungsverfahren schlagen wir daher eine Anlehnung an die oben dargestellten Cluster 1 & 2 vor⁷⁷. Bei dieser Auswahl könnte bereits mit relativ geringem Regulierungsaufwand (13,4 % der Netzbetreiber = rund 90 Werke) über 80 % des regulierten Volumens erfasst werden. Auch wäre sichergestellt, dass die für eine Effizienzmessung erforderliche Mindestzahl geprüfter Werke vorläge. Ggf. kann aber die Zahl der Werke im vollständigen Verfahren noch etwas stärker eingegrenzt werden. So haben nach Angaben der EICom etwa 70 Netzbetreiber mehr als 10.000 Messpunkte bei Endkunden. Für ein vereinfachtes Verfahren kämen sodann überwiegend die Werke aus Cluster 3 bis 7 in Frage. Die in Tabelle 15 dargestellte Clusterung ergibt sich aus der Anwendung der vollständigen Erhebungsbögen (Cluster 1 und 2) bzw. der vereinfachten Erhebungsbögen (Cluster 3-7). Alternativ könnte als Kriterium für die Clusterung auch ausschliesslich die Anzahl der Messpunkte inkl. der in den nachgelagerten Netzen angeschlossenen Kunden herangezogen werden.

Nach unseren Erfahrungen bereitet die Kostenkalkulation auch für die kleinen Netzbetreiber generell keine grundsätzlichen Probleme, sie ist ohnehin für eine ordnungsgemässe Geschäftsführung erforderlich. Die regelmässige Kostenerhebung der EICom im Rahmen der bisherigen Cost-Plus-Regulierung hat zu eingeübten Arbeitsabläufen geführt. Die Nachvollziehbarkeit über mehrere Jahre erleichtert eine Beurteilung und Prüfung der Kalkulationen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Unschärfen in der Abgrenzung zu den übrigen Geschäften der Unternehmen bestehen, solange keine konsequente buchhalterische, gesellschaftsrechtliche oder gar eigentumsrechtliche Entflechtung vorliegt.

Besonders zu berücksichtigen ist auch in der Schweiz die Tatsache, dass insbes. bei kleineren Netzbetreibern erheblich stärkere Streuungen der Strukturmerkmale zu erwarten sind, als bei grösseren Netzbetreibern, in denen sich lokale Strukturunterschiede tendenziell ausgleichen⁷⁸. Hinzu kommt, dass kleine Netzbetreiber häufig nur die Niederspannungsebene inkl. der Ortsnetzstationen (Netzebene 6 und 7) bedienen, bzw. nur im geringen Umfang auch die Mittelspannungsnetze vorhalten. Operative Erfahrungen auch in Deutschland und der Schweiz bestätigen den Umstand, dass die Datenlage bzgl. der physischen Daten (Netzlängen etc.) häufig sehr unsicher ist.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass eine individuelle Effizienzmessung einerseits mit noch höheren Ungenauigkeiten behaftet ist als in anderen Ländern und zudem für kleine Netzbetreiber mit einem relativ hohen Aufwand verbunden sein kann. Die Aussagekraft einer individuellen Effizienzmessung für alle Netzbetreiber wäre insoweit erheblich eingeschränkt.

⁷⁷ Für eine aussagefähige Effizienzmessung ist eine Zahl von mindestens 50 geprüften Netzbetreibern mit validen Kosten- und Strukturdaten anzustreben. Bei komplexeren Effizienzmessmethoden wie der SFA sollte eine höhere Zahl valider Ausgangsdatensätze (mind. 90 gem. o.g. Cluster 1 & 2) vorliegen.

⁷⁸ Die starken Strukturunterschiede haben auch zur Folge, dass spezifische Kosten auch bei effizienter Betriebsweise vergleichsweise hohe Bandbreiten aufweisen und pauschale typisierte Kostensätze die individuellen Gegebenheiten in vielen Fällen nur sehr ungenau abbilden können. Dies ist auch bei der Gestaltung von Zusatzelementen z. B. für die Berücksichtigung von Investitionen zu beachten.

Die im Zuge dieser Studie nachfolgend vorgeschlagenen Modelle gehen je nach Intensität der Vereinfachung unterschiedlich auf die aufgezeigten Merkmale der kleinen Netzbetreiber ein und bieten Lösungen auf Basis der gewünschten Regulierungstiefe. Im Folgenden werden andere in Europa verwendete Modellvereinfachungen aus dem Ländervergleich aufgegriffen und auf Ihre Tauglichkeit für die Schweiz hin betrachtet. Hieraus werden durch Kombination international verwendeter Ansätze ein für die Schweiz ausgerichtetes Modell und seine Bausteine abgeleitet. Im Anschluss hieran werden weitere Vereinfachungsoptionen beschrieben, die ergänzend zu den Regulierungsmodellen verwendet werden können und von den eigentlichen Modellvarianten entkoppelt betrachtet werden können. Abschliessend erfolgt eine Bewertung der vorgeschlagenen Varianten.

6.2 International verwendete Vereinfachungen für kleine Netzbetreiber

6.2.1 Vereinfachtes Modell mit einer Kostenprüfung

Ein vereinfachtes Modell mit einer Kostenprüfung wurde zum Teil in Anlehnung an das Deutsche Verfahren abgeleitet. Es beinhaltet eine regelmässig zu Beginn der Regulierungsperiode stattfindende, individuelle Kostenprüfung sowohl der Betriebs- als auch der Kapitalkosten. Voraussetzung ist in diesem Modell ausserdem das buchhalterische Unbundling sowie ein valides Anlagevermögen (CAPEX-Bereinigung).

Der in diesem Modell regulierte Netzbetreiber unterliegt im Vorfeld einer jeden Regulierungsperiode mit einem definierten Fotojahr (Basisjahr) der vollständigen Kostenprüfung, als Basis für die zu Grunde zu legenden Kosten der nächsten Jahre (Dauer der Regulierungsperiode).

Der Netzbetreiber wird nicht am Kosten- oder Effizienzbenchmark teilnehmen. Für ihn wird ein Erlöspfad (Revenue Cap) unter Anwendung der durchschnittlichen Effizienz der grossen Netzbetreiber (siehe die vorab definierten Cluster) gebildet. Der Erlöspfad sieht die Berücksichtigung eines Inflationsausgleichs sowie eine unterstellte Verbesserung der Produktivität vor. Dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten werden im Erlöspfad pauschal angesetzt und nicht in den Abbau der Ineffizienzen einbezogen. Sie werden kostenseitig jährlich als IST-Kosten angepasst.

Investitionen innerhalb der Regulierungsperioden können über ein Zusatzelement abgebildet werden: Eine Lösungsmöglichkeit hierfür ist in Abweichung von der deutschen Praxis - die jährliche wertmässige Nachführung der Zu- und Abgänge, die Capex Anpassung geschieht damit ohne Zeitverzug. Prinzipiell wäre auch die Berücksichtigung der Investitionen auch über den Ansatz aus Mengen x regulatorisch vorgegebenen Standardpreisen denkbar. Dies kann aber mit relevanten Abgrenzungs- und ggf. auch Bewertungsproblemen verbunden sein.⁷⁹ Die zusätzliche Berücksichtigung der Abgänge ohne Zeitverzug unterbindet auch die

⁷⁹. Dies hätte den Vorteil, dass mögliche Preisschwankungen am Markt, durch starke, zeitgleiche Investitionstätigkeit wie auch im Vorfeld zu einem Basisjahr, eliminiert werden können. Der Netzbetreiber wird zudem auf effiziente und kostengünstige Beschaffung achten, wenn ihm nicht ungeprüft jede Rechnung anerkannt wird. Problematisch hieran ist jedoch, dass in aller Regel nicht zwischen Erwei-

für eine Anreizregulierung mit mehrjähriger Regulierungsperiode ansonsten typischen sogenannten Sockeleffekte⁸⁰. Ohne die Zusatzelemente kann es in der Praxis zu einer Konzentration der Bautätigkeit in die Zeit unmittelbar vor den Basisjahren kommen, was zu einer Überhitzung des Marktes für Netzbau und damit einer nicht unerheblichen Verteuerung der Investitionen führen kann. Die v. g. Methoden der Nachführung von Investitionen berücksichtigen innerhalb der Regulierungsperiode nicht oder nur eingeschränkt den Grad der Effizienz der Investitionen. Die in der nachfolgenden Regulierungsperiode erfolgende Effizienzmessung sollte die Effizienz von zwischenzeitlichen Investitionen mit ähnlicher Qualität und Zuverlässigkeit detektieren wie beim ursprünglichen Netz⁸¹.

Jährlich nachgeführt werden generell die Kosten der Inanspruchnahme der vorgelagerten Netzebene sowie ggf. weitere, durch den Netzbetreiber nicht beeinflussbare Kostenbestandteile.

Als weitere Ausgestaltungsoption eines Zusatzelementes für Investitionen kommt der in Deutschland verwendete Erweiterungsfaktor in Frage, der die genehmigten Gesamtkosten mittels einer pauschalen Formel auf Basis der Veränderung physischer Strukturparameter wie Absatz, Kundenzahlen, Netzlängen etc. anpasst. Nach Ablauf der ersten Regulierungsperiode hat sich jedoch gezeigt, dass der Erweiterungsfaktor ungenau wirkt und zudem einen spürbaren Zeitverzug beinhaltet. Bei den starken Strukturunterschieden in der Schweiz ist auch zu beachten, dass pauschale Faktoren die individuellen Verhältnisse der einzelnen Netzbetreiber nur sehr unbefriedigend abbilden könnten.

Die genauere Ausgestaltung des Zusatzelementes für Investitionen ist nicht Gegenstand dieser Studie. Sie ist aber entkoppelt von den übrigen Komponenten dieser Modellvariante, so dass sie hier nicht weiter betrachtet werden muss.

In Deutschland wird die Erlösobergrenze nicht sofort auf die Effizienzvorgabe reduziert, sondern stufenweise in Form eines Erlöspfades über die fünfjährige Regulierungsperiode abgesenkt, so dass am Ende der Regulierungsperiode die Effizienzvorgabe vollständig erreicht wird. Im Mittel wird hierdurch die Erlösobergrenze zu 40 % auf Kostenbasis und zu 60 % auf

terungs- Umbau- und Ersatzinvestition unterschieden werden kann und auch die Abgrenzung zwischen Zuordnung von Investitionen zu Einzelanlagen häufig schwierig und unscharf ist, wodurch die zugrunde liegenden Mengengerüste für die Neuanschaffung oft kaum überprüfbar sind. Vgl. hierzu auch die einführenden Ausführungen in Kapitel 5

⁸⁰ Der Sockeleffekt stellt die Differenz zwischen der in der Erlösobergrenze zugrunde liegenden CAPEX-Basis und den tatsächlichen CAPEX in einem Betrachtungsjahr dar. Dieser Sockeleffekt tritt immer dann auf, wenn ein positiver Cash-Flow-Effekt aus Investitionstätigkeiten besteht. Sind beispielsweise die Investitionen im Betrachtungsjahr kleiner als die in den Umsatzerlösen realisierten kalkulatorischen Abschreibungen, so hat der Netzbetreiber einen Sockeleffekt in seiner Kalkulation. Gleiches geschieht, wenn die kalkulatorischen Restwerte im Betrachtungsjahr kleiner als die kalkulatorischen Restwerte im Basisjahr sind.

⁸¹ Ob zusätzliche Massnahmen zur Berücksichtigung der Effizienz von Investitionen schon in der jeweils laufenden Regulierungsperiode überhaupt erforderlich sind, sollte vor diesem Hintergrund hinterfragt werden. Dieser Aspekt ist jedoch nicht Gegenstand dieses Gutachtens.

Basis der Effizienzvorgabe gebildet⁸². Dies hat im Mittel eine ähnliche Wirkung wie die in Norwegen praktizierte Mischung der Erlösbergrenze aus Ist-Kosten und Effizienzvorgabe.

Das vereinfachte Modell sieht die vollständige Kostenprüfung aller Netzbetreiber vor. Der hiermit verbundene Aufwand ist als erheblicher Nachteil in der Umsetzung mit einer eher kleineren Regulierungsbehörde anzusehen, wenn dieses Modell in unveränderter Form auf die Schweiz übertragen wird.

6.2.2 Tarifführerschaft in Anlehnung an das Österreichische Modell

Das Modell „Tarifführerschaft“ wird in Anlehnung an das Österreichische Modell dargestellt. Die Tarifführerschaft impliziert, dass sich die Erlösregulierung der kleinen Netzbetreiber an die Regulierungsergebnisse von festgelegten grossen Netzbetreibern anlehnt. Diese fungieren insofern als Yardsticks. Die Kosten der grossen Netzbetreiber werden im Zuge eines vollständigen Verfahrens einer Prüfung unterzogen und in einen Effizienzvergleich überführt (Frontieransatz).

Die kleineren Netzbetreiber haben lediglich die Pflicht, ihre Kosten ordnungsgemäss zu melden, die Kosten werden keiner tieferen Prüfung unterzogen.

Je Netzbereich (bundeslandspezifisch) werden die selbst kalkulierten Kosten der kleineren Netzbetreiber mit den geprüften Kosten der grossen Netzbetreiber zusammengeführt. Die Summe der Netzkosten wird sodann je Netzbereich einer Kostenwälzung unter Berücksichtigung der zuvor festgestellten Effizienz (nur grosse Netzbetreiber) und der Netz- und Entnahmestruktur aller Netze des Netzbereichs unterzogen und daraus ein einheitliches Preissystem für alle Netzbetreiber dieses Netzbereichs kalkuliert. Alle Netzbetreiber eines Netzbereichs haben also gleiche Tarife und den gleichen Effizienzpfad.

Die grossen Netzbetreiber (Tarifführer) sind massgeblich für die Effizienzbewertung; die abgeleiteten Ineffizienzen sind gültig für alle Netzbetreiber eines Tarifgebietes. Die Kostenfeststellung und die sich daraus ergebenden Tarife werden bei der Regulierungsbehörde gerechnet. (Optional könnte die Tarifikalkulation an einen Treuhänder übergeben werden, siehe Kapitel 6.4.3.)

Die dem Netzbetreiber sodann vorgegebenen Preise spiegeln am Ende eines Kalenderjahres unter Ansatz der tatsächlich angefallenen Mengen natürlich nicht immer auch die Kostenhöhe wieder, welche der Netzbetreiber eingangs gemeldet hatte. Die betroffenen Netzbetreiber können daher auf Antrag ihre Struktur- oder Kostenunterschiede unter dem Dach eines Verbandes oder aber unter Aufsicht eines legitimierten Treuhänders (als Schiedsrichter oder Obmann) geltend machen. Die zuzuordnenden Kosten- und Strukturklassen stellen in

⁸² Die Absenkung der Erlösbergrenze erfolgt in Deutschland stufenweise auf den Effizienzwert: Im ersten Jahr werden 20 % der als ineffizient detektierten sog. beeinflussbaren Kosten abgesenkt, im zweiten Jahr 40 %, im dritten 60 %, im vierten 80 %. Erst im fünften Jahr wird die volle Absenkung der Erlösbergrenze umgesetzt. Im Mittel über die fünfjährige Regulierungsperiode beträgt die Absenkung somit 60 % der beeinflussbaren Kosten. Bei einer Absenkung über zwei Regulierungsperioden wäre das implizite mittlere Verhältnis 70 % zu 30 %:

diesem Modell somit ein nicht unerhebliches Konfliktpotential dar. Verband oder Treuhänder haben an dieser Stelle eine besondere Schlüsselfunktion. Erzielt man hingegen keine Einigung, werden als Konsequenz sämtliche kleine Netzbetreiber dieses Netzbereiches vom Regulierer geprüft und die Kostenzuordnung wird angepasst.

Ähnlich wie im vereinfachten Modell mit Kostenprüfung wird durch die stufenweise Absenkung des Erlöspfades über die fünfjährige Regulierungsperiode im Mittel die Erlösobergrenze zu 40 % auf Kostenbasis und zu 60 % auf Basis der Effizienzvorgabe gebildet.

Das Modell der Tarifführerschaft verursacht wegen des Verzichts auf eine intensive Kostenprüfung für die kleinen Netzbetreiber einen gegenüber der heutigen Situation nur mässig ansteigenden Aufwand und ist von daher als Denkansatz für die Schweiz prinzipiell attraktiv. Die im Modell der Tarifführerschaft vorgenommene regionale Begrenzung der Tarifzone auf Netzbereiche, die überwiegend durch gleiche oder ähnliche geographische Verhältnisse geprägt sind, führt dazu, dass die betroffenen Netzbetreiber ähnliche Kostensituationen vorfinden. Hinzu kommt aber auch, dass die Unternehmensgrößen vergleichbarer sind als in der Schweiz. Verstärkt wird dieser Effekt dadurch, dass grosse urbane Zentren (z. B. Wien, Linz, Innsbruck etc.) eigene Netzbereiche mit eigenen Tarifen zugewiesen wird. Die Vergleichbarkeit der Kosten ist dennoch auch in Österreich offensichtlich nicht immer gegeben: In einer Tarifzone wurden auf Antrag eines Netzbetreibers durch den Regulierer Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern ermittelt, in einzelnen anderen Tarifbereichen wurden diese zwischen den Netzbetreibern freiwillig vereinbart. In der überwiegenden Zahl der Netzbereiche funktioniert diese Tarifiermittlung aber in Österreich dennoch wohl recht gut. Wenn abweichend von der Österreichischen Situation die Netzbereiche nicht regional gebildet werden, sondern nur Netzbetreiber mit vergleichbaren Netz- und Versorgungsgebietsstrukturen (Strukturklassen) zusammengefasst werden, so wird der Bedarf an Ausgleichszahlungen zwischen den Netzbetreibern zwar voraussichtlich reduziert, allerdings birgt dann die Einteilung der Strukturklassen zusätzliches Konfliktpotential.

Ein leichter Vorteil des Modells der Tarifführerschaft besteht darin, dass die Anzahl der Netztarife deutlich reduziert wird. Dies vereinfacht insofern geringfügig den Markteintritt von neuen Lieferanten. Allein wegen der stark unterschiedlichen Unternehmensgrößen ist demgegenüber davon auszugehen, dass die Strukturunterschiede zwischen den Netzbetreiber in der Schweiz intensiver ausgeprägt sind als in Österreich. Es ist daher nicht auszuschliessen, dass in der Schweiz das Konfliktpotential zwischen den Netzbetreibern eines Tarifgebietes erheblich grösser ist als in Österreich. In den weiteren Überlegungen zu einem für die Schweiz tauglichen Modell ist daher anzustreben, dieses Konfliktpotential zu vermeiden.

6.3 Kombinationsmodell

Die oben betrachteten international angewandten Modelle führen bei einer Übertragung auf die Schweiz entweder zu einem unerwünscht hohen Regulierungsaufwand (vereinfachtes Modell mit Kostenprüfung) oder bergen die Gefahr eines zu hohen Konfliktpotentials zwischen den Netzbetreibern (Tarifführerschaft). Auch ist zu diskutieren, ob insbesondere in der Anfangsphase der Einführung einer Anreizregulierung der Anpassungsgrad der Kosten in Richtung Effizienzvorgabe bereits hoch festgelegt werden soll. Vor diesem Hintergrund ist es

wohl zu überlegen, ob ein Schweizer System der Anreizregulierung etwaige Härten vermeiden sollte.

In einem Kombinationsmodell sollten wie bisher nur die Kosten der grossen Netzbetreiber einer vollständigen Prüfung unterzogen werden. Die Kosten der kleinen Netzbetreiber werden wie beim Tarifführermodell ohne tiefere Prüfung gemeldet bzw. erhoben. Diese geprüften bzw. gemeldeten Kosten werden als Startwerte für die jeweiligen Regulierungsperioden verwendet.

Der Verzicht auf eine vollständige vertiefte Kostenprüfung sollte durch eine Erweiterung der standardisierten ergänzenden Kontrolle flankiert werden. Dies ist mit vertretbarem Aufwand erreichbar. So stehen z. B. in den amtlichen statistischen Daten viele gebietsbezogene Strukturmerkmale zur Verfügung, die mit den Versorgungsgebieten der Netzbetreiber verknüpfbar sind und die bislang in den Erhebungsbögen für die Netzentgeltkalkulation nicht enthalten sind⁸³. Auf diese Weise sind die für eine standardisierte ergänzende Kontrolle notwendigen Kennzahlenvergleiche verbesserbar. Dieser Schritt ist gut mit der vorgesehenen Einführung der Sunshine-Regulierung kombinierbar⁸⁴, da er in etwa den angedachten Anpassungen entspricht. Dem Regulator steht es bei Auffälligkeiten in der ergänzenden Kontrolle wie bisher auch frei, die Kosten der kleinen Netzbetreiber dieses Modells zumindest stichprobenhaft zu prüfen.⁸⁵

Die Effizienzvorgabe für kleine Netzbetreiber kann gesetzlich pauschal vorgegeben werden, z. B. dynamisiert unter Bezug auf die durchschnittliche Effizienz aller grossen Netzbetreiber aus dem vollständigen Verfahren. Um etwaige Windfall Profits aufgrund der nicht stattfindenden Kostenprüfung zu begrenzen, ist eine Intensivierung des Kennzahlenvergleichs aus der Sunshine-Regulierung anzustreben, damit überhöhte Kosten im Einzelfall identifiziert werden können.⁸⁶ Der in Österreich praktizierte Bezug auf die Effizienz eines dem Netzbetreiber zugeordneten Tarifführers (per regional oder nach Strukturklassen definiertem Netzgebiet) dürfte hingegen mehr Konfliktpotential beinhalten als ein Bezug auf alle grossen Netzbetreiber.

Die Anpassung der Erlösobergrenze an den Zielwert sollte für alle Netzbetreiber wie in Österreich oder Deutschland in Form eines Erlöspfades stufenweise über die Regulierungsperiode⁸⁷ erfolgen, so dass am Ende der Regulierungsperiode der Zielwert erreicht wird. Die

⁸³ Hierzu müsste eine Zuordnung des Netzgebietes zu den versorgten Gemeinden erfolgen. In den amtlichen Statistiken sind beispielsweise Informationen zu Flächen, Bevölkerung, Wirtschaftsstruktur, Topographie, Bodenverhältnisse etc. vorhanden.

⁸⁴ Es ist davon auszugehen, dass die Einführung der Sunshine-Regulierung als Vorstufe der Anreizregulierung zu einer Verbesserung der Qualität der Kostenkalkulation der kleinen Netzbetreiber führt und möglicherweise die letzten Kostenfeststellungen aus der Sunshine-Regulierung als Startwerte für die Anreizregulierung verwendbar sind.

⁸⁵ Als Unteroption ist denkbar, zu Beginn der Anreizregulierung einmalig eine intensivere Kostenprüfung auch der kleineren Netzbetreiber durchzuführen, was aber mit einem erheblichen einmaligen Zusatzaufwand verbunden wäre.

⁸⁶ Zudem kann (wie auch in einem vereinfachten Modell mit Kostenprüfung in Anlehnung an die deutsche Praxis) eine Option ins vollständige Verfahren zu wechseln bedacht werden.

⁸⁷ Die Dauer einer Regulierungsperiode liegt üblicherweise zwischen 3 und 8 Jahren.

Höhe des Zielwertes kann über den oben definierten Anpassungsgrad in Anlehnung an das Norwegische Modell variabel gestaltet werden. So kann z. B. in der ersten Stufe der Zielwert der Kosten zu 30 % auf Basis der Effizienzvorgabe und zu den übrigen 70 % auf kalkulatorischer Kostenbasis gebildet werden⁸⁸. Beispielsweise ergäbe sich bei einem Effizienzwert von 90 %, einer Regulierungsperiode von 3 Jahren und einem Anpassungsgrad von 30 % eine Erlösabsenkung von 1 % im ersten, 2 % im zweiten und 3 % im dritten Jahr der Regulierungsperiode⁸⁹. Der Anpassungsgrad kann in den folgenden Regulierungsperioden gesteigert werden, um der wachsenden Erfahrung der Branche und des Regulierers mit der Anreizregulierung Rechnung zu tragen.

Die Entgeltbildung erfolgt netzbetreiberindividuell abgeleitet aus dem jeweiligen Erlöspfad des Netzbetreibers. Das im Modell der Tarifführerschaft bestehende hohe Konfliktpotential zwischen Netzbetreibern wird so vermieden.

Zusatzelemente für Investitionen oder Versorgungsqualität können, wie im Modell Kostenprüfung beschrieben, problemlos in das Modell integriert werden. Die konkrete Ausgestaltung der Zusatzelemente ist weitgehend vom Modell selbst entkoppelt und muss daher hier nicht näher betrachtet werden.

6.4 Zusätzliche Optionen in Kombination mit Hauptmodellen

Nachfolgend schlagen wir zusätzliche Optionen zur Diskussion vor, welche sowohl als eigenes Modell wie auch als Untervariante umgesetzt werden können. Die Struktur der vielen kleinsten Netzbetreibern bietet sich an, diese Werke nochmals gesondert und vereinfacht zu behandeln.

6.4.1 „Als ob“ Betrachtung, Option für KleinstNB (<100 Kunden oder <200 bzw. < 500 Kunden)

Das Cluster der ECom beinhaltet eine Reihe von Werken mit < 100 Kunden oder auch < 200 bzw. < 500 Kunden. Für diese Werke wäre ggf. eine weitere Vereinfachung sinnvoll.

Das Optionsmodell der „als ob Betrachtung“ sieht ebenfalls keine tiefere Kostenprüfung vor.

Als Kostenbasis könnte zunächst eine Erstreckung d. h. Übertragung der zuvor bereits vereinnahmten Erlöse aus der Periode der Sunshine Regulierung dienen (Kostenhöhe der Vorjahre), oder aber der pragmatische Ansatz der bilanziellen Kosten, wenn diese netzspezifisch identifizierbar sind.

Es ist bei dieser Option lediglich die Meldung der Erlöskonten Netz zum jährlichen Abgleich der Kosten und Erlöse von Nöten.

⁸⁸ Dies entspricht einer Absenkung über zwei fünfjährige Regulierungsperioden.

⁸⁹ Der Zielwert der Erlösobergrenze ergibt sich zu 97 % der Ist-Kosten: 30 % Anpassungsfaktor x 90 % Effizienzwert x Ist-Kosten entspricht 27 % der Ist-Kosten; 70 % Ist-Kosten aus dem Anteil (1-Anpassungsfaktor) x Ist-Kosten; die Summe ist 97 %.

Die Kostenwälzung zur Kalkulation der Netztarife wird beim vorgelagerten Netzbetreiber vorgenommen, der kleine Netzbetreiber übernimmt das Preisblatt des vorgelagerten.

Es gilt eine „als ob“- Betrachtung (als ob das Netz < 100 Kunden im Netz des vorgel. NB integriert wäre). Die Entnahmestruktur des kleinen Netzbetreibers wird der Entnahmestruktur des vorgelagerten Netzbetreibers ebenso wie die v. g. Kosten zugeschlagen.

Sofern der vorgelagerte Netzbetreiber nicht selbst relativ wenige Kunden hat, ist davon auszugehen, dass die Kosten des vorgelagerten Netzbetreibers und deren Wälzung auf die Kunden nur marginal von den <100 Kunden des nachgelagerten NB beeinflusst wird. Hierbei handelt es sich um eine *Integrierte Kostenwälzung* = das nachgelagerte Netz wird nicht einzeln als solches, sondern gemeinsam mit den Kunden im vorgelagerten Netz gewälzt.

Unschärfen (wenn messbare Unschärfen überhaupt entstehen) werden in Kauf genommen und über ein periodenübergreifendes Saldierungssystem aufgefangen.

Das eigene Investitions- und Erweiterungsvolumen ist stets mit dem des vorgelagerten Netzbetreibers abgegolten. Es gibt keinerlei weitere Anpassung innerhalb einer Regulierungsperiode. Ein Kosten- und Erlösabgleich ex post wird über Mengen x Preise möglich sein.

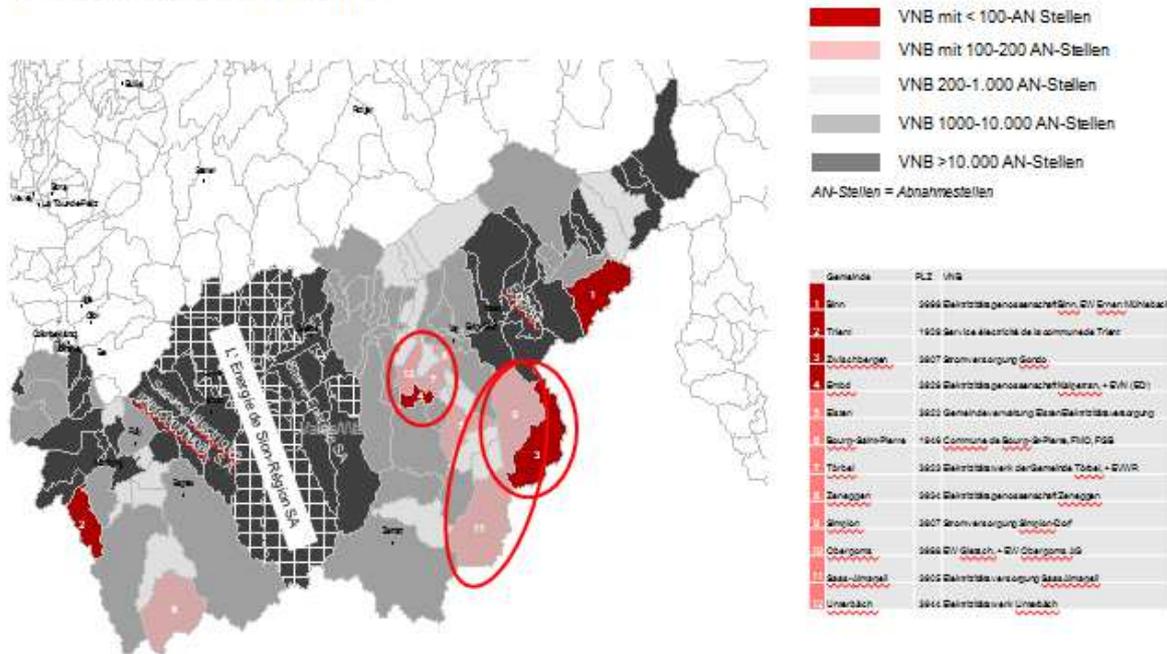
Alternativ wäre auch die reine Tarifübernahme denkbar, ohne Mengen und Kosten in die Kalkulation des vorgelagerten oder benachbarten Netzbetreibers (mit gleicher Tarifstruktur, Preise in den gleichen Netzebenen) zu integrieren. Ein ex post Abgleich entfällt automatisch. Diese Option stellt die mit Abstand einfachste Variante dar.

Ein weiterer Vorteil dieser Option liegt zudem in der Übernahme eines „regulierten“ Tarifniveaus, ohne Prüfung und umfangreiche Datenerhebung bei dem kleinen Netzbetreiber.

einen Regulierungsmanager, der sich um die Regulierungsaufgaben aller in dieser Gemeinschaft zusammengeschlossenen Netze kümmert und die Tarife einheitlich für alle ermittelt. Die Kosten des Regulierungsmanagers werden untereinander verrechnet. Jedes Netz hat den Vorteil, zusätzliche Aufgaben abgeben zu können. Die Kosten eines neuen Mitarbeiters verteilen sich auf viele Schultern. Der Markt profitiert von einer einheitlichen Tarifstruktur.

Beispiel für die fiktive Zusammenlegung mehrerer Netze als ein virtuelles Netz:

Kleine Netzbetreiber/ Wallis



Quellen: Netzbetreiberdaten/ID EICOM, 2014, Eigene Berechnungen AN Stellen BDS, 2013

Abbildung 8: Kleine Netzbetreiber / Wallis (Quelle: BDS, 2014)

Die Karte zeigt die verschiedenen Netzgebiete des Kantons, welche farblich der Grösse nach dargestellt sind. Die sehr kleinen Netzbetreiber (in Rot oder Rosa) können sich zur Tarifikalkulation zu fiktiven Netzgebieten zusammenschliessen und ihre Kosten, wie ihre Mengen in eine gemeinsame Tarifierung überführen. Jeder erhält sodann das gleiche Tarifsystern. Um eventuelle Strukturunterschiede zu berücksichtigen, sollte es den teilnehmenden Netzbetreibern freigestellt sein, untereinander Ausgleichszahlungen zu vereinbaren.

6.4.3 Option Treuhändermodell

Teile der Netzentgeltkalkulation, wie zum Beispiel die Kostenerhebung, Kalkulationen, Kosten- und Erlösabgleich usw., können grundsätzlich einem Treuhänder oder zertifizierten Entgeltkalkulator übertragen werden. In Deutschland wird diese Möglichkeit beispielsweise im Bereich der Testate für die Abrechnung des Erneuerbare Energiegesetzes (EEG) oder Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes, (KWKG) Testate oder auch für sämtliche Unbundling-Jahresabschlüsse genutzt.

Der Schweizer Treuhänder (oder zertifizierter Entgeltkalkulator) sollte als Garant für eine ordnungskonforme Kosten- und Tarifikalkulation stehen. Zu diskutieren ist in diesem Zusammenhang auch, inwieweit Werke verpflichtet werden, Unbundlingabschlüsse, d. h. die buchhalterische Trennung des Netzgeschäfts von den übrigen Bereichen des Unternehmens von Treuhändern erstellen zu lassen. Um mögliche Vorbehalte auszuräumen, könnte zudem durch die EICom eine entsprechend verbindliche Festlegung mit den nötigen Bewertungskriterien erlassen werden, worin die korrekte Kalkulation sowie weitere Details und ein Verhaltenskodex als eine Art Leitfaden festgeschrieben und fixiert sind. Hierbei ist insbesondere auf die Unabhängigkeit des Treuhänders zu achten.

Gleichzeitig gibt es die Möglichkeit der Festlegung einer Pönale, sollten dennoch Unregelmässigkeiten oder bewusste Fehler auftreten oder zumindest befürchtet werden.

Der Treuhänder kann die Tätigkeiten im Auftrag des Netzbetreibers durchführen oder alternativ die ihm durch das Werk vorgelegte Kalkulation prüfen und zertifizieren.

Die Einschaltung eines Treuhänders oder zertifizierten Entgeltkalkulators kann die formelle Korrektheit der Kosten- und Netzentgeltkalkulation sicherstellen. Die materielle Prüfung der Angemessenheit der erhobenen Kosten im Rahmen einer vertieften Prüfung im Vollständigen Verfahren oder eines Kennzahlenvergleichs im vereinfachten Verfahren wird dadurch allerdings nicht entbehrlich. Die Kombination der Tätigkeit des Treuhänders mit einem verbesserten Kennzahlenvergleich kann aber das dem vereinfachten Verfahren immanente Missbrauchspotential gegenüber der heutigen Situation verbessern.

6.5 Modellübersicht

Die einzelnen Modelle und Optionen wurden nachfolgend in einer Übersicht zusammengestellt:

Elemente der AnReg		Vereinfachtes Modell mit Kostenprüfung	Tarifführerschaft	Kombinationsmodell	CH - IST
		(turnusmäßig), ohne indiv. Effizienzmessung eigene Preise	Übertragung des Effizienzwertes des Tarifführers einheitliche Preise	Vereinfachte Kostenprüfung, ohne indiv. Effizienzmessung eigene Preise	Status Quo
Startwert (Totex)	Gr. NB Kl. NB	Prüfung Prüfung	Prüfung Erhebung	Prüfung Erhebung	Erhebung Erhebung
Effizienzvorgabe (Regulierungspfad)	Gr. NB Kl. NB	Prüfung Standard	Prüfung Übernahme	Prüfung Standard	-- --
Anwendungsgrad	Gr. NB	100%	100%	Variabel	--
Effizienzvorgabe	Kl. NB	100%	100%	Variabel	--
Investitionen	Gr. NB	Prüfung ¹	indirekt	Prüfung ¹	Prüfung
	Kl. NB	Prüfung ¹	indirekt	Erhebung ¹	Erhebung
Ergebnis / Tarifgebiete	Gr. NB	ohne Einheitliche Preise	einheitliche Preise für alle	ohne Einheitliche Preise	ohne Einheitliche Preise
	Kl. NB	ohne Einheitliche Preise	einheitliche Preise für alle	ohne Einheitliche Preise	ohne Einheitliche Preise
ergänzende Kontrolle der kalkulatorischen Kosten	Kl. NB	nicht erforderlich	geringe Erfordernis	erforderlich, Preis- und Strukturvergleich	--
zusätzliche Anpassungen	Gr. NB	div. (dnbKA, Invest.)	div. (dnbKA, Invest.)	div. (dnbKA, Invest.)	div. (dnbKA, Invest.)
	Kl. NB	div. (dnbKA, Invest.)	nicht sinnvoll	div. (dnbKA, Invest.)	div. (dnbKA, Invest.)
Option "Als ob Wälzung"	Kl. NB	bei sehr kleinen NB möglich	entfällt	bei sehr kleinen NB möglich	
Option "fiktive Netzgebiete"	Kl. NB	möglich	entfällt	möglich	
Option "Treuhandmodell"	Kl. NB	möglich	entfällt	möglich	
Option "Treuhandmodell"	RegB	möglich	möglich	möglich	

¹ unter Berücksichtigung zusätzlicher Elemente in der Regulierungsformel

Tabelle 16: Modellübersicht

6.6 Modellbewertung

Die verschiedenen Modelle und Ansätze werden in einer Einzelbewertung gegenüber gestellt. Nachfolgende Kriterien werden dabei berücksichtigt:

6.6.1 Effizienz und Preisgünstigkeit

Ein effizienter und preisgünstiger Netzbetreiber erfüllt die vorgegebene Versorgungsaufgabe mit minimalen Kosten. Die Versorgungsaufgabe wird definiert durch die Struktur des Netzgebietes und externe Anforderungen wie beispielsweise die Versorgungsqualität. Elemente der Versorgungsaufgabe sind z. B. die Anzahl und Zusammensetzung der zu versorgenden Kunden inkl. Einspeiser, die Hausanschlüsse, die Leistungen und Abnahme- bzw. Einspeisemengen, weitere Gebietsstrukturen wie die Fläche, Bevölkerungsdichte, Topographie und ähnliches. Preisgünstigkeit liegt vor, wenn diese Versorgungsaufgabe mit im Vergleich zu ähnlich strukturierten Netzbetreibern niedrigen Preisen bereitgestellt wird. Neben den eigenen Kosten sind hierfür auch Kosten für Nutzung vorgelagerter Netze und ähnliches zu betrachten. Die Aspekte Effizienz und Preisgünstigkeit gehen weitgehend synchron, können aber auch auseinanderfallen, wenn die Effizienzbetrachtung sich nur auf die eigenen Kosten ohne vorgelagerte Netznutzung und ähnliches bezieht. Preisgünstigkeit beinhaltet im Übr-

gen auch, dass bzw. in welchem Masse niedrige Kosten infolge effizienter Betriebsweise auch an die Netznutzer weitergegeben werden.

Ein Netzbetreiber kann die Versorgungsaufgabe in unterschiedlicher Qualität und Nachhaltigkeit erfüllen. Zu unterscheiden sind hierbei die Aspekte der Qualitätsregulierung, d. h. der Gesichtspunkte wie beispielsweise Versorgungszuverlässigkeit, Spannungsqualität, Kundenservice und Umweltfreundlichkeit des Betriebs.

Unter dem Gesichtspunkt der Effizienz und Preisgünstigkeit ist der Anreiz zu bewerten, die Netzkosten auf ein möglichst effizientes Mass zurückzuführen und diese Kostenreduktion sofort oder zu einem späteren Zeitpunkt an die Netzkunden ganz oder teilweise weiterzugeben. Der Anreiz zur Kostenreduktion kann auf die Betriebskosten und auch die Investitionen wirken. Es kann sich auf die Kosten des eigenen Netzes bzw. die Intensität der Nutzung vorgelagerter Netze beziehen. Gelingt dem Netzbetreiber diese Reduzierung der Kosten, so hat dies in dem Masse Auswirkungen auf die Netztarife und indirekt auch die integrierten Endpreise der Verbraucher, wie diese Kostensenkungen an die Endkunden weitergegeben werden.

6.6.2 Anreiz für benötigte Investitionen

Die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers wird neben den in Kapitel 6.6.1 benannten Aspekten auch durch seine Investitions- und Ausbaupflichtungen definiert. Darüber hinaus ist zu beachten, dass diese Versorgungsaufgabe durch die Anforderungen der Integration erneuerbarer Energien im Rahmen der Energiestrategie 2050 oder einem aus sonstigen Gründen wachsenden Bedarf sich dynamisch entwickeln und somit im Zeitablauf starken Veränderungen unterworfen sein kann. Es ist also von Interesse, ob ein ausreichender Anreiz besteht, die Netze für eine sich verändernde Versorgungsaufgabe aus- bzw. umzubauen oder sie gar „smart“, also beobachtbar und steuerbar zu machen. Der Anreiz zur Kostenreduktion kann auf die Betriebskosten und auch auf die Investitionen direkt wirken. Es kann sich auf die Kosten des eigenen Netzes und auf die Intensität der Nutzung vorgelagerter Netze beziehen.

6.6.3 Missbrauchspotential und Verteilungseffekte

Vereinfachungen führen stets dazu, dass in einem Regulierungsregime nicht alle auftretenden Einzelaspekte berücksichtigt werden können. Dabei kann ein Spannungsfeld zwischen Komplexität und Verursachungsgerechtigkeit auf der einen Seite und Vereinfachungen und Transparenz auf der anderen Seite entstehen. Ein auf Vereinfachungen berufender Regulierungsrahmen kann somit stets auch Nährboden für Missbrauchspotential und Verteilungseffekte, die sogenannten Windfall-Losses und –Profits sein.

Ein Missbrauchspotential liegt vor, wenn die Gefahr besteht, dass regelwidriges Verhalten durch das Regulierungsregime nicht aufgedeckt wird. Im Rahmen der Entgelthöhenregulierung kann Missbrauchspotential sich darin manifestieren, dass höhere (kalkulatorische) Kosten geltend gemacht werden, als sie tatsächlich nach den Kalkulationsregeln entstanden sind. Missbräuchliches Verhalten kann sich dabei auch diskriminierend auswirken, wenn anderen Sparten des eigenen Unternehmens günstigere Konditionen der Netznutzung oder

des Netzzugangs gewährt werden als deren Wettbewerber. In beiden Missbrauchsaspekten spielt das korrekte buchhalterische Unbundling eine wichtige Rolle. Werden beispielsweise Kosten aus anderen Sparten wie der Wasserversorgung in die Stromversorgung eingerechnet, so ist dies ein kostentreibender Missbrauch. Werden hingegen Kosten des eigenen Stromvertriebs in die Netzentgelte verlagert, so ist dies zudem diskriminierend gegenüber anderen Vertrieben⁹⁰.

Das System der Anreizregulierung sieht vor, dass der Netzbetreiber entsprechend dem schrittweisen zu erreichenden Effizienzziel anteilig die für die effiziente Erfüllung der Versorgungsangabe notwendigen Kosten bzw. die tatsächlich Kosten als Erlöse vereinnahmen kann. Wenn das Regulierungssystem darüber hinausgehend auch bei regelkonformem Verhalten Mehr- oder Mindererlöse verursacht, liegen Verteilungseffekte vor, die auch als Windfall-Losses und -Profits bezeichnet werden. Verteilungseffekte entstehen durch Vereinfachungen und Pauschalierungen. Beispielsweise kann ein hoher pauschaler Normkostensatz für ein Anlagengut dazu führen, dass die tatsächlichen Kosten des Netzbetreibers systematisch und regelmässig niedriger liegen. Die in Kapitel 6.4.1 dargestellte Option für Kleinst-Netzbetreiber, die Tarife des vorgelagerten Netzbetreibers ohne eigene Kostenprüfung zu übernehmen, kann dazu führen, dass der betroffene Netzbetreiber mehr oder weniger als seine tatsächlichen Kosten erlöst.

Da ein Regulierungssystem prinzipiell darauf abzielen sollte, dem Netzbetreiber nur die erforderlichen bzw. tatsächlich angefallenen Kosten (jeweils anteilig) zu erstatten, sind Verteilungseffekte unerwünschte Nebeneffekte, die minimiert werden sollten.

6.6.4 Regulierungsaufwand

In diesem Kriterium wird der Aufwand bei Unternehmen und Behörden zur Abwicklung der Entgelthöhenregulierung betrachtet. Je höher die Anforderung an die Genauigkeit und an die Regulierungsintensität, desto stärker muss der Netzbetreiber geprüft und beobachtet werden. Kann man hingegen mit einer etwas schwächeren Regulierungsintensität leben, so lassen sich über Vereinfachungen, welche im Zuge dieser Studie untersucht werden, Ressourcen und Kosten sowohl beim Netzbetreiber, als auch beim Regulator sparen, bzw. der Aufwand entsteht erst gar nicht.

6.6.5 Transparenz

In diesem Kriterium wird die Nachvollziehbarkeit des Regulierungssystems für die Netznutzer und Netzbetreiber bewertet. Die Transparenz fördert neben der Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit auch den Wettbewerb in der Energiebelieferung und Energieerzeugung. Da ein Regulierungssystem und damit auch die Anreizregulierung letztendlich auch gute Rahmenbedingungen für den Wettbewerb bieten sollen, ist die Förderung des Wettbewerbs ein wichtiges Kriterium für die Auswahl des Regulierungsmodells.

⁹⁰ Dieses Missbrauchspotential ist keine Besonderheit der Anreizregulierung, sondern ist bereits im heutigen Cost-Plus-System zu überwachen.

6.6.6 Politische Akzeptanz

Die Akzeptanz des eingesetzten Regulierungssystems bei den verschiedenen Akteuren kann entscheidenden Anteil an der erfolgreichen Umsetzung der Anreizregulierung haben. Die Akzeptanz neuer Bedingungen kann auf Netznutzer- und Netzbetreiberseite erheblich auseinanderfallen. Während der Verbraucher klare und transparente Strukturen benötigt und am Ende stets auf die Preisgünstigkeit achten wird, hängt die Akzeptanz auf Seiten der Netzwirtschaft eher bei der Frage des Aufwandes und der finanziellen Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber.

Die Veränderung des Regulierungssystems kann zudem in unterschiedlicher Intensität Vor- bzw. Nachteile für die Netznutzer und Netzbetreiber bringen. Vor diesem Hintergrund wird auch die politische Akzeptanz eines veränderten Regulierungssystems bei den betroffenen Akteuren unterschiedlich ausfallen. Eine Akzeptanz von Nachteilen wird allenfalls dann möglich sein, wenn ein Regulierungssystem als sinnvoll, fair und transparent empfunden wird.

6.7 Bewertungsmatrix

Die einzelnen Bewertungskriterien werden in der folgenden Matrix zusammengefasst:

Elemente der AnReg	Vereinfachtes Modell mit Kostenprüfung	Tarifführermodell	Kombinationsmodell	CH - IST Status Quo
Effizienz und Preisgünstigkeit) ¹	++/o	+	+	-
Anreiz für benötigte Investitionen) ¹	+	-	+	+
Missbrauchspotential und Verteilungseffekte	++/o	o	o	-
Regulierungsaufwand	-	+	+	+
Transparenz	+/o	-	o	--
Politische Akzeptanz in der Netzwirtschaft	-	-	+	o
Politische Akzeptanz beim Verbraucher	+	+	+/o	-

Bewertet werden generell nur die Auswirkungen auf die kleinen Netzbetreiber

)¹ Voraussetzung: Zusatzelemente in der Regulierungsformel

Benotungssystem:	
--	sehr geringe Erfüllung des Kriteriums
-	geringe Erfüllung des Kriteriums
o	mittlere Erfüllung des Kriteriums
+/o	mittlere bis hohe Erfüllung des Kriteriums
+	hohe Erfüllung des Kriteriums
++/o	hohe bis sehr hohe Erfüllung des Kriteriums
++	sehr hohe Erfüllung des Kriteriums

Tabelle 17: Bewertung der einzelnen Modelle

6.7.1 Effizienz und Preisgünstigkeit

Das „vereinfachte Modell mit Kostenprüfung“ erwirkt durch die regelmässig, periodisch anfallenden Kostenprüfungen eine überdurchschnittliche Bewertung. Es erzielt jedoch hinsichtlich des Anreizes zur Kostensenkung nicht die maximale Bewertung, da durch den fehlenden individuellen Effizienzwert nicht in vollem Masse wie im vollständigen System über den Effizienzwert einer etwaigen Ineffizienz entgegengewirkt wird. Über Zusatzelemente zum Beispiel für die Versorgungsqualität (Qualitätselement in der Regulierungsformel) können im „vereinfachten Modell mit Kostenprüfung“ aber noch individuelle Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden.

Das „Tarifführermodell“ ist wegen der unvollständigen Kostenprüfung bei den kleinen Netzbetreibern hinsichtlich der Anreize für Kostensenkung etwas schlechter als das „Modell Kostenprüfung“, kompensiert diesen Nachteil jedoch durch die stark disziplinierende Wirkung der Preisgleichheit innerhalb des Tarifgebietes: Ein Netzbetreiber profitiert nur wenig von überhöhten eigenen Kosten und hat eine hohe Schwelle, über freiwillige Ausgleichzahlungen zwischen den Netzbetreibern Mehrerlöse zu erzielen. Infolge der Preisgleichheit im Tarifgebiet können hier unmittelbar keine ausreichenden individuellen Anreize für die Qualität der Erfüllung der Versorgungsaufgabe gesetzt bzw. Unterschiede aus unterschiedlichen Versorgungsaufgaben berücksichtigt werden. Dies wäre nur über zusätzliche Zahlungsströme neben den Netzentgelten z. B. über separate Fonds möglich.

Das „Kombinationsmodell“ schneidet in diesem Aspekt etwas schlechter als die beiden erstgenannten Modelle ab, da hier die disziplinierende Wirkung gleicher Preise im Tarifgebiet fehlt. Durch standardisierte ergänzende Kontrollen der Kostenkalkulation über Kennzahlenvergleiche kann dieser Nachteil nur teilweise kompensiert werden. Wird ein niedriger respektive höherer Anpassungsgrad gewählt, d. h. nur ein geringer respektive grösserer Teil des Zielwertes für die Kosten über die Effizienzvorgabe bestimmt und der grössere Teil durch die Ist-Kosten, wird die Anreizwirkung zur Kosteneffizienz entsprechend reduziert respektive erhöht. Zusatzelemente für die Versorgungsqualität sind hier jedoch gut integrierbar.

Der Ist-Zustand als reine Cost-Plus-Regulierung bietet nur sehr geringe Anreize zur Kosteneffizienz, zumal die Prüfungsintensität bei den kleinen Netzbetreibern sehr niedrig ausgeprägt ist. Auch besteht kein finanzieller Anreiz, die Versorgungsaufgabe in besonders guter Qualität zu erfüllen.

6.7.2 Anreiz für benötigte Investitionen

Über das in der Regulierungsformel zu integrierende Element der jährlichen Nachführung von Investitionen während der Regulierungsperiode können im „vereinfachten Modell mit Kostenprüfung“ individuelle Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden. Die Gefahr einer investitionshemmenden Wirkung der Anreizregulierung kann entgegengewirkt werden, wenn über Zusatzelemente kalkulierbare Anreize für Investitionen gegeben werden und ein Zeitverzug für die Refinanzierung vermieden bzw. über andere Mechanismen ausgeglichen wird.

Im „Tarifführermodell“ werden über Zusatzelemente auch Investitionen innerhalb der Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze für das gesamte Netzgebiet berücksichtigt, dies hat

aber nur indirekt Auswirkungen auf die Erlöse des einzelnen Netzbetreibers, wenn sich gleichzeitig auch die Absatzmengen und damit die abrechenbaren Netzentgelte in gleicher Weise erhöhen. Infolge der Preisgleichheit im Tarifgebiet können individuelle Anreize für Investitionen aufgrund sich unterschiedlich entwickelnder Versorgungsaufgaben, z. B. aus der Integration erneuerbarer Energien, nicht gesetzt werden. Dies wäre nur über zusätzliche Zahlungsströme neben den Netzentgelten, z. B. über separate Fonds, möglich.

Im „Kombinationsmodell“ wären durch die individuelle Kostenberücksichtigung hingegen Zusatzelemente für starke Investitionserfordernisse während der Regulierungsperiode genauso gut integrierbar wie im vereinfachten Modell mit Kostenprüfung.

Die aktuelle Cost-Plus-Regulierung bietet eine recht sichere Grundlage für die Refinanzierung von Investitionen und ist hinsichtlich der Anreizwirkung für Investitionen insofern förderlich. Allerdings besteht wenig Anreiz, diese Investitionen hinsichtlich Effizienz zu optimieren.

6.7.3 Missbrauchspotential und Verteilungseffekte

Hinsichtlich der Vermeidung von Missbrauchspotential schneidet das „vereinfachte Modell mit Kostenprüfung“ mit seiner vollständigen Kostenprüfung am besten ab, erreicht aber wegen des fehlenden individuellen Effizienzwertes nicht die volle Bewertung.

Das Modell „Tarifführermodell“ bietet wegen der geringeren Prüfungsintensität Mitnahmeeffekte, denen allerdings die indirekte Selbstkontrolle seitens der Gemeinschaft der Netzbetreiber gegenübersteht, die durch die Preisgleichheit hervorgerufen wird. Diese Preisgleichheit ermöglicht aber umgekehrt Netzbetreibern mit günstigerer Gebietsstruktur leicht Verteilungseffekte (Windfall Profits), die nur durch die Option der Ausgleichszahlung zwischen Netzbetreibern eingedämmt wird. Die Nutzung der Option der Ausgleichszahlung wird dadurch erschwert, dass eine Informationsasymmetrie zwischen dem bzw. den grösseren und den kleineren Netzbetreibern eines Tarifgebietes bestehen kann⁹¹. Es muss sichergestellt werden, dass für alle Netzbetreiber die Kriterien transparent und nachvollziehbar sind und Marktmacht bzw. Asymmetrien im Informationszugang nicht zu Diskriminierungen zwischen Netzbetreibern führen. Verteilungseffekte können dadurch reduziert werden, dass die Tarifgebiete nicht nach regionalen Kriterien sondern auf Basis vergleichbarer Strukturmerkmale gebildet werden.

Das „Kombinationsmodell“ eröffnet durch die fehlende intensive Kostenprüfung ein nicht unerhebliches Missbrauchspotential je grösser der Anteil der Ist-Kosten am Zielwert ist. Andererseits treten abweichend vom „Tarifführermodell“ keine durch Gleichpreisigkeit induzierten Mitnahmeeffekte auf. Auch kann das Missbrauchspotential durch verbesserte standardisierte ergänzende Kostenkontrollen eingedämmt werden.

⁹¹ Die Informationsasymmetrie kann darin bestehen, dass der grosse Netzbetreiber den Hauptteil des Netzbereiches umfasst und dadurch Kosten- und Versorgungsstrukturen des gesamten Netzbereichs gut abschätzen kann. Wenn er gleichzeitig vorgelagerter Netzbetreiber ist, verfügt er darüber hinaus auch über Informationen zu nachgelagerten Netzbetreiber, z. B. deren Laststruktur u. Ä. Der kleine Netzbetreiber hat diesen Einblick in die Gesamtstruktur des Netzbereichs nicht aus eigenem Wissen.

Die Ist-Situation bietet durch die fehlende intensive Kostenprüfung erhebliches Missbrauchspotential, weist allerdings keine nennenswerten Mitnahmeeffekte auf.

6.7.4 Regulierungsaufwand

Hier erhält das „Modell Kostenprüfung“, bedingt durch regelmässige Kostenerhebungen und weitere Effekte, wie die regelmässige Nachführung der Investitionen, eine deutlich negative Bewertung. Das „Tarifführermodell“ und das „Kombinationsmodell“ bieten durch den Verzicht auf die individuelle Effizienzmessung und die geringe Intensität der Kostenprüfung für kleine Netzbetreiber einen kaum höheren Regulierungsaufwand als das heutige Cost-Plus-System, was positiv zu bewerten ist.

6.7.5 Transparenz

Beim „Tarifführermodell“ besteht die Gefahr, dass eine intensive Kontroverse zwischen den Netzbetreibern eines Tarifgebietes verbunden mit der oben bereits beschriebenen Informationsasymmetrie zwischen grossen und kleinen Netzbetreibern um eine strukturbedingte Ausgleichszahlung auftritt. Letztere Gefahr würde durch eine strukturorientierte Bildung von Tarifgebieten zwar gemindert, jedoch würde die Zuteilung zu den strukturorientierten Tarifgebieten selbst zum Konfliktpunkt. Diese Vorgänge bringen eine Komplexität in das Regulierungssystem, bei der nur schwierig eine ausreichende Transparenz für alle Beteiligten herzustellen ist. Auch der Umstand, dass der Effizienzwert des Tarifführers eines Netzgebietes auf die übrigen Netzbetreiber angewandt wird, würde als willkürlich und somit intransparent empfunden. Diese Aspekte werden nur in geringem Masse dadurch kompensiert, dass die Preisgleichheit im Tarifgebiet den Markteintritt für neue Händler vereinfacht. Das „Tarifführermodell“ schneidet im Saldo dieses Aspektes daher negativ ab.

Das „vereinfachte Modell mit Kostenprüfung“ ist wegen der höheren Prüfungsintensität transparenter als das „Kombinationsmodell“ bei dem die Transparenz durch die Verbesserung der ergänzenden Kontrolle mittels Ausweitung der Kennzahlenvergleiche besser zu bewerten ist als die Ist-Situation.

Das Kombinationsmodell schneidet im mittleren Bereich ab, da es einerseits wegen der fehlenden intensiven Kostenprüfung keine Transparenz erzeugt, andererseits jedoch durch den erweiterten Kennzahlenvergleich über die gebietsbezogenen Strukturmerkmale wiederum ein „Mehr“ an Transparenz im direkten Vergleich zur heutigen Situation bietet. Die „Ist-Situation“ ist wegen der fehlenden, intensiven Kostenkontrolle sowie der fehlenden Kontrolle sehr intransparent.

6.7.6 Politische Akzeptanz

6.7.6.1 Politische Akzeptanz in der Netzwirtschaft

Die Eingriffstiefe ist im „vereinfachten Modell mit Kostenprüfung“ durch die vollständige Kostenprüfung hoch, dagegen sind Missbrauchs- und Diskriminierungspotentiale gering. Auf Seiten der Netzbetreiber wird dieses Modell daher keine hohe Akzeptanz erreichen.

Das „Tarifführermodell“ verursacht zwar weniger Regulierungsaufwand, wird aber wegen der oben bereits beschriebenen Gefahr des Konfliktes zwischen Netzbetreibern eines Tarifgebietes dort auf wenig Akzeptanz stossen.

Die Eingriffstiefe beim „Kombinationsmodell“ ist wegen des geringen Regulierungsaufwandes und der Option der Einstellung eines geringen Anpassungsgrades geringer, daher dürfte hier ein geringerer Widerstand seitens der Netzbetreiber zu erwarten sein. Aus Sicht der Unternehmen wird zudem die eigene individuelle Kosten- und Versorgungsstruktur besser berücksichtigt. Auch bieten sich für die Netzbetreiber insbesondere bei einem niedrig angesetzten Anpassungsgrad recht gute Chancen, während der Regulierungsperiode erzielte Kosteneinsparungen für sich zu behalten.

Die Beibehaltung des Status Quo weist zwar die geringste Eingriffstiefe aus, ist aber für die anvisierte Marktöffnung wegen der erkannten Mängel tendenziell unzureichend.

6.7.6.2 Politische Akzeptanz beim Verbraucher

Durch die vollständige Kostenprüfung im „vereinfachten Modell mit Kostenprüfung“ ist die Regulierungsintensität recht hoch, wodurch dieses Modell auf Seiten der Netznutzer auch wegen der daraus zu erwartenden tendenziell niedrigeren Tarife auf eine hohe Akzeptanz stossen wird.

Das „Tarifführermodell“ verursacht weniger Regulierungsaufwand insbesondere durch die einheitlichen Tarifgebiete. Bei den Netznutzern kann das „Tarifführermodell“ wegen der sich daraus ergebenden reduzierten Anzahl von Netzentgeltsystemen auf eine positive Akzeptanz stossen.

Die Eingriffstiefe beim „Kombinationsmodell“ ist wegen der fehlenden Tarifangleichung etwas geringer als beim „Tarifführermodell“ zu bewerten. Auf Grund der gleichbleibend hohen Zahl von Netztarifen könnten die Netznutzer hier etwas geringere Vorteile als beim „Modell Tarifführerschaft“ sehen.

Die Beibehaltung des Status Quo weist zwar die geringste Eingriffstiefe aus, ist aber für die anvisierte Marktöffnung wegen der erkannten Mängel auch aus Verbrauchersicht tendenziell unzureichend, insbesondere weil er nicht sicher sein kann, dass der Netztarif auf Basis effizienter Kosten ermittelt wurde.

6.8 Kombinationsmodell als sinnvolle Basis für die weitere Diskussion

Die im Kapitel 6.7 vorgenommene Abwägung der Vor- und Nachteile der verschiedenen denkbaren Modelle legt nahe, für die weitere Diskussion um die Einführung und Ausgestaltung einer Anreizregulierung in der Schweiz das Kombinationsmodell zugrunde zu legen, vgl. hierzu auch die nachfolgende Tabelle 18, welche wichtige Eigenschaften der Alternativen nochmals zusammen fasst.

Elemente der Anreizregulierung	Vereinfachtes Modell mit Kostenprüfung	Tarifführerschaft	Kombinationsmodell	CH-IST
Startwert TOTEX	Kostenprüfung	Erhebung der Kosten	Erhebung der Kosten	Erhebung der Kosten
Effizienzvorgabe	Durchschnittseffizienz grosse NB	Anlehnung (geprüfter) Tarifführer = Vollständige Übernahme Vorgaben	Durchschnittseffizienz grosse NB	Keine
Anpassungsmöglichkeiten	Prinzipiell denkbar analog zum Kombinationsmodell	(regulierte) Konfliktlösung bei Strukturunterschieden kl. NB	Niedrigere Effizienzvorgabe denkbar	-
Ergänzende Elemente	Keine notwendig	Einführung Strukturklassen	Kennzahlenvergleich für selektive Kostenprüfungen	-
Bewertung	Regulierungsaufwand zu hoch	(Zuordnungs-) Konflikte ggf. nicht gut lösbar	Praktikabler Ansatz	Kaum mit AR vereinbar (Keine Effizienzvorgaben)

Tabelle 18: Zusammenfassung der wesentlichen Elemente der Modelle und Eignung für die Schweiz

Die konkrete Ausgestaltung ist dann auch im Zusammenhang mit der Diskussion um das Modell für die grossen Verteilnetzbetreiber noch zu präzisieren und ggf. zu modifizieren. Ergänzend können die im Abschnitt 6.4 dargestellten Zusatzoptionen mit in die Modellgestaltung einbezogen werden.

Literaturverzeichnis

Conrad Munz (2010); Entwicklung der Kostenrechnung in der Elektrizitätswirtschaft, Bulletin 9/2010, electrosuisse.

EI 1997; Electricity Act (1997:857)

EICom (2013); Informationsveranstaltung der EICom 2013

E-Control (2013); „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber 1. Januar 2014 - 31. Dezember 2018“;

E-Control (2011); SNE-VO 2012 idF Novelle

EMV (2011) EMV; Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity distribution network operations and high-voltage distribution network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015

Erik Leknesund (2012); Regulated and cost efficient?

Europäische Union (2003); EU Richtlinie 2003/54/EG

Nordreg (2011); Economic regulation of electricity grids in Nordic countries

OFGEM (2010); Handbook for implementing the RIIO model

Roger W. Sonderegger; Betriebliche Steuerung von kommunalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Universität St. Gallen, 2010

VSE (2012); KRSV – CH, Ausgabe 2012 Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz; Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber der Schweiz

VSE (2007); Merkur Access II, Einheitskosten, Beilage zum Dokument NBVN-CH Ausgabe 2007

VSE (2007); NBVN CH 07 Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz; Netzbewertung von Verteilnetzen der Schweiz

StromVV, Stand 01.03.2013

StromVG, Stand 01.07.2012

Auszug aus dem Urteil der II. öffentlich-rechtlichen Abteilung i.S. BKW FMB Energie AG und BKW Übertragungsnetz AG gegen swissgrid ag und Eidgenössische Elektrizitätskommission EICom (Beschwerde in öffentlich-rechtlichen Angelegenheiten) 2C_25/2011 / 2C_58/2011 vom 3. Juli 2012.