



Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz

Kostenrechnungsschema Gestehungskosten

Branchensystematik für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung

KRSG – CH 2018

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
Association des entreprises électriques suisses
Associazione delle aziende elettriche svizzere

Telefon +41 62 825 25 25, Fax +41 62 825 25 26, info@strom.ch, www.strom.ch



Impressum und Kontakt

Herausgeber

Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10, Postfach
CH-5001 Aarau
Telefon +41 62 825 25 25
Fax +41 62 825 25 26
info@strom.ch
www.strom.ch

Autoren der Ausgabe 2013

Vorname Name	Firma	Funktion
Rolf Meyer	IBAAarau	Präsident Kommission Kostenrechnung
Cédric Christmann	EBM	Leiter Task Force und Mitglied Kommission Kostenrechnung
Markus Balmer	BKW	Mitglied Task Force
Gerd Bühler	Axpo	Mitglied Kommission Kostenrechnung
Lionel Boson	CKW	Mitglied Task Force
Christine Döbeli	ewz	Mitglied Kommission Kostenrechnung und Task Force
Thomas Hammel	EBM	Mitglied Task Force
Marco Heer	CKW	Mitglied Kommission Kostenrechnung
Lilian Heimgartner	Swissgrid	Mitglied Kommission Kostenrechnung
Harald Henggi	BKW	Mitglied Kommission Kostenrechnung
Claudius Kobel	BKW	Mitglied Task Force
Niklaus Mäder	VSE	Fachsekretär Kommission Kostenrechnung
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Mitglied Kommission Kostenrechnung
Angela Krainer	Axpo	Mitglied Task Force
Karl Resch	EKZ	Mitglied Kommission Kostenrechnung
Peter Ruesch	SIG	Mitglied Kommission Kostenrechnung und Task Force
Marcel van Zijl	VSE	Fachsekretär Kommission Kostenrechnung
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied Kommission Kostenrechnung

Beratung und Unterstützung

Markus Flatt, EVU Partners AG

Autoren der Revisionen 2017 und 2018

Vorname Name	Firma	Funktion
Andrea Müller	Werke am Zürichsee	Präsidentin Kommission Kosten und Finanzen
Mauro Braghetta	Azienda Elettrica Ticinese	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Cédric Christmann	EBM	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Christine Döbeli	ewz	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Marco Heer	CKW	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Oliver Junker	Axpo Power	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Niklaus Mäder	VSE	Fachsekretär Kommission Kosten und Finanzen



Marion Marty	Services Industriels de Lausanne	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Stephan Trösch	Energie Thun	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Manuel Trösch	BKW Energie	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Marc Wüst	IB Wohlen	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen
Willy Zeller	Groupe E	Mitglied Kommission Kosten und Finanzen

Verantwortung Kommission

Für die Pflege und die Weiterentwicklung des Dokuments zeichnet die VSE-Kommission Kosten und Finanzen verantwortlich.



Chronologie

Datum	Kurzbeschreibung
Frühling 2009 Sommer 2009	Erarbeitung Erstfassung Branchenempfehlung durch Task Force Vernehmlassungen in der Branche über den Kanal der Gruppierungen
4. März 2010	Genehmigung durch Vorstand VSE
Juni – Oktober 2012	Überarbeitung Fassung vom 4. März 2010 durch Task Force
Oktober 2012 – März 2013	Überarbeitung Fassung vom 4. März 2010 durch Kommission Kostenrechnung
März-April 2013	Vernehmlassung innerhalb der Branche
3. Juli 2013	Genehmigung durch VSE-Vorstand
September 2016 – Februar 2017	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Februar – März 2017	Vernehmlassung bei VSE-Branchenmitgliedern, Interessengruppierungen und Kommissionen
10. Mai 2017	Genehmigung durch VSE-Vorstand
November 2017 -Januar 2018	Überarbeitung durch Kommission Kosten und Finanzen
Februar – März 2018	Vernehmlassung bei VSE-Branchenmitgliedern, Interessengruppierungen und Kommissionen
2. Mai 2018	Genehmigung Version 2018 durch VSE-Vorstand

Das Dokument wurde unter Einbezug und Mithilfe von VSE und Branchenvertretern erarbeitet.

Der VSE verabschiedete das aktuelle Dokument am 2. Mai 2018.

Druckschrift Nr. 1016 /d, Ausgabe 2018

Copyright

© Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE

Alle Rechte vorbehalten. Gewerbliche Nutzung der Unterlagen ist nur mit Zustimmung vom VSE/AES und gegen Vergütung erlaubt. Ausser für den Eigengebrauch ist jedes Kopieren, Verteilen oder anderer Gebrauch dieser Dokumente als durch den bestimmungsgemässen Empfänger untersagt. Die Autoren übernehmen keine Haftung für Fehler in diesem Dokument und behalten sich das Recht vor, dieses Dokument ohne weitere Ankündigungen jederzeit zu ändern.



Inhaltsverzeichnis

Vorwort	6
Einleitung	7
1. Grundlagen.....	9
1.1 Rechtliche Grundlagen und Praxis der EICom	9
1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung	9
1.1.2 Energiegesetz (EnG) und Energieförderverordnung (EnFV)	10
1.1.3 Weisung der EICom und deren Würdigung	10
1.1.4 Praxis der EICom bei der Kostenzuordnung	11
1.2 Anwendungsbereich.....	11
1.2.1 Akteure und Definitionen	11
1.2.2 Auslandsgeschäfte	13
1.2.3 Langfristige Bezugsverträge	14
1.2.4 Elektrizität aus Grosswasserkraftwerken.....	14
1.2.5 Handel.....	14
1.2.5.1 Back-to-Back-Verträge	15
1.2.6 Energiequalitäten	16
1.2.7 Belieferung von Energieversorgungsunternehmen	17
2. Wertschöpfungsstufen Energie	17
2.1 Produktion	18
2.2 Einkauf	19
2.3 Vertrieb.....	19
2.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen.....	20
3. Grundsätze der Kostenermittlung und -zuordnung	20
3.1 Allgemeines.....	20
3.2 Kostenschema Gestehungskosten	21
3.3 Gestehungskosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen	23
3.3.1 Gestehungskosten Produktion.....	23
3.3.2 Gestehungskosten Einkauf.....	27
3.3.3 Gestehungskosten Vertrieb	29
4. Kostenträgerstruktur.....	31
5. Bestimmung des angemessenen Gewinns.....	32
5.1 Gesetzliche Grundlage.....	32
5.2 Gewinnbestimmung	32
5.3 EICom-Praxis	33
6. Deckungsdifferenzen	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Kostenzuteilung gemäss EICom-Durchschnittspreismethode	11
Abbildung 2	Wertschöpfungsstufen Energie	18
Abbildung 3	Empfohlene Kostenträgerstruktur Energie Grundversorgung	31

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Zeitlicher Geltungsbereich der Branchenempfehlung	8
Tabelle 2	Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)	22



Vorwort

Beim vorliegenden Dokument handelt es sich um ein Branchendokument des VSE. Es ist Teil eines umfassenden Regelwerkes für die Elektrizitätsversorgung im offenen Strommarkt. Branchendokumente beinhalten branchenweit anerkannte Richtlinien und Empfehlungen zur Nutzung der Strommärkte und der Organisation des Energiegeschäftes und erfüllen damit die Vorgabe des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) sowie der Stromversorgungsverordnung (StromVV) an die Energieversorgungsunternehmen.

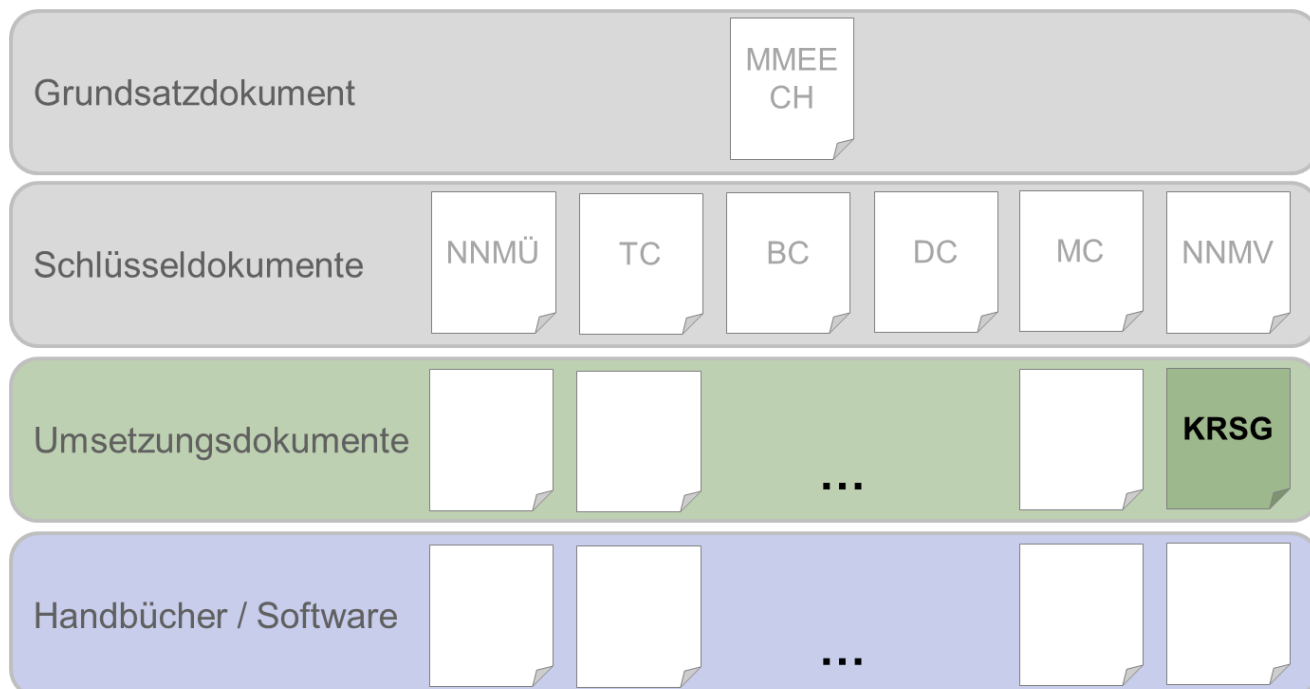
Branchendokumente werden von Branchenexperten im Sinne des Subsidiaritätsprinzips ausgearbeitet, regelmässig aktualisiert und erweitert. Bei den Bestimmungen, welche als Richtlinien im Sinne des StromVV gelten, handelt es sich um Selbstregulierungsnormen.

Die Dokumente sind hierarchisch in vier unterschiedliche Stufen gegliedert

- Grundsatzdokument: Marktmodell Elektrische Energie (MMEE)
- Schlüsseldokumente: Netznutzungsmodell für die Übertragungsnetze (NNMÜ), Transmission Code (TC), Balancing Concept (BC), Distribution Code (DC), Metering Code (MC), Netznutzungsmodell für die Verteilnetze (NNMV)
- Umsetzungsdokumente
- Handbücher / Software

Beim vorliegenden Dokument Kostenrechnungsschema Gestehungskosten handelt es sich um ein Umsetzungsdokument.

Dokumentstruktur



Einleitung

Das Stromversorgungsgesetz (Bundesgesetz über die Stromversorgung vom 23. März 2007, SR 734.7, StromVG) ist in der Absicht entstanden, den Strommarkt in der Schweiz analog zu den Ländern der EU zu öffnen. Aus politischen Erwägungen wurde vom Parlament eine Öffnung in zwei Schritten beschlossen. In der aktuellen ersten Phase der Marktöffnung haben Endverbraucher mit einem Jahresverbrauch über 100 MWh die Möglichkeit des freien Netzzuganges. Die übrigen Endverbraucher sowie Endverbraucher, die auf den freien Netzzugang verzichten, befinden sich in der Grundversorgung (Art. 6 Abs. 1 StromVG). Im Bereich der Grundversorgung sind nicht «Lieferanten» oder «Händler» für die Belieferung verantwortlich, sondern diese Rolle kommt von Gesetzes wegen dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber zu.

Die Lieferung von Grundversorgungsenergie erfolgt integral, d.h. Netz und Energie, auf der Basis eines sogenannten «Elektrizitätstarifs» mit getrenntem Ausweis von Netznutzungsentgelt, Energielieferung und Abgaben und Leistungen ans Gemeinwesen (Art. 6 Abs. 3 StromVG). Der Elektrizitätstarif der Grundversorgung ist reguliert, wobei als Grundlage für die Festlegung der zulässigen Höhe der Tarife die Kosten der Netznutzung und der Energielieferung zu ermitteln sind.

Die Ermittlung der Kosten für die Netznutzung wird in der VSE-Branchenempfehlung Kostenrechnungsschema für Verteilnetzbetreiber (KRSV) beschrieben.

Hauptaufgabe der vorliegenden VSE-Branchenempfehlung Kostenrechnungsschemas Gestehungskosten (KRSG) ist es vor diesem Hintergrund, eine Anleitung zur Bestimmung der Höhe der Gestehungskosten der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung und zur Erstellung der gesetzlich vorgeschriebenen Kostenträgerrechnung für den Tarifbestandteil der Energielieferung zu geben.

Nicht Gegenstand des Dokuments ist die Berechnung der Gestehungskosten im Zusammenhang mit der Marktprämie nach Art. 30 EnG.

Die vorliegende Ausgabe der Branchenempfehlung stützt sich auf das geltende Recht mit Stand 1. Januar 2018. Sie berücksichtigt das Bundesgerichtsurteil 2C_681/2015, 2C_682/2015, welches u. a. eine Beurteilung zur EICom-Auslegung von Art. 6 Abs. 5 StromVG («Durchschnittspreismethode») beinhaltet. Zudem berücksichtigt sie die Bestimmungen der Energiestrategie 2050 - insbesondere Art. 31 EnG, welche es erlaubt, Elektrizität aus bestimmten Grosswasserkraftwerken von der Durchschnittspreismethode auszunehmen und direkt der Grundversorgung zuzurechnen. Die Weisungen und Mitteilungen der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (EICom) vom April 2018¹ sind noch nicht berücksichtigt.

Nicht berücksichtigt sind die Änderungen der rechtlichen Bestimmungen infolge der vom Parlament im Dezember 2017 verabschiedeten Strategie Stromnetze. Bei dieser wurde insbesondere folgender neuer Art. 6 Abs. 5bis StromVG beschlossen: «Soweit die Betreiber der Verteilnetze die festen Endverbraucher mit Elektrizität aus erneuerbaren Energien beliefern, dürfen sie bis zum Auslaufen der Marktprämie nach Artikel 30 des Energiegesetzes vom 30. September 2016 die Gestehungskosten dieser Elektrizität in die Tarife einrechnen und müssen Preisvorteile nach Absatz 5 nicht miteinrechnen. Dieses Recht gilt nur für Elektrizität aus Erzeugungskapazitäten im Inland abzüglich allfälliger Unterstützungen. Der Bundesrat regelt die Einzelheiten und kann Ausnahmen vorsehen.»

¹ EICom-Mitteilung vom 10. April 2018 «Marktprämie und Grundversorgung gemäss Artikel 31 des Energiegesetzes», EICom-Mitteilung vom 3. April 2018 «Fragen und Antworten zur Energiestrategie 2050», EICom-Weisung 2/2018 vom 10. April 2018 «Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung», EICom-Weisung 3/2018 vom 10. April 2018 «WACC Produktion».



Die vorliegenden Ausführungen gelten für die Tarife ab 1. Januar 2018 und bis zu dem Inkrafttreten der Gesetzesbestimmungen der Strategie Stromnetze oder anderen relevanten Änderungen der Rechtslage. Für die Nachkalkulation der Tarife bis 31. Dezember 2017 wird dagegen auf die Ausgabe 2017 der vorliegenden Branchenempfehlung verwiesen.

	Tarife 2017 (Nachkalkulation in 2018)	Tarife 2018 (Nachkalkulation in 2019)	Tarife 2019
Geltende Rechtslage	Bundesgerichtsurteil 2C_681/2015, 2C_682/2015	Bundesgerichtsurteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 und Energiesstrategie 2050 (insb. Art. 31 EnG)	abhängig vom Zeit- punkt Inkrafttreten Strategie Stromnetze
Massgebende Aus- gabe der Branchen- empfehlung KRSG	Ausgabe 2017	Ausgabe 2018 (vorliegende Ausgabe)	

Tabelle 1 Zeitlicher Geltungsbereich der Branchenempfehlung



1. Grundlagen

1.1 Rechtliche Grundlagen und Praxis der ECom

- (1) Nachfolgend werden die wichtigsten rechtlichen Grundlagen und die Weisung der ECom zusammengefasst (nicht vollständig).

1.1.1 Stromversorgungsgesetz und -verordnung²

- (1) **Art. 6 StromVG** regelt die Lieferpflicht und die Tarifgestaltung für die Grundversorgung im Grundsatz. Absatz 1 definiert die Grundversorgung als das Treffen der erforderlichen Massnahmen zur jederzeitigen Lieferung der gewünschten Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen an feste Endverbraucher (weniger als 100MWh Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte) und an Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten. Die Verteilnetzbetreiber werden verpflichtet,
 - für feste Endverbraucher pro Kundengruppe mit gleichartiger Verbrauchscharakteristik und gleicher Spannungsebene, einen einheitlichen, für ein Jahr festen Elektrizitätstarif festzulegen und diesen nach Netznutzung, Energielieferung, Abgaben und Leistungen an Gemeinwesen aufzuschlüsselt zu veröffentlichen (Abs. 3).
 - für den Tarifbestandteil der Energielieferung eine separate Kostenträgerrechnung zu führen (Abs. 4).
 - die Preisvorteile aus ihrem freien Netzzugang anteilmässig an die festen Endverbraucher weiterzugeben (Abs. 5).
- (2) **Art. 12 StromVG** verpflichtet die Netzbetreiber in Bezug auf die Grundversorgung mit Elektrizität zur jährlichen Veröffentlichung der Elektrizitätstarife (Abs. 1) sowie zur transparenten und vergleichbaren Rechnungsstellung (Abs. 2). Die Energielieferung ist dabei auf der Rechnung getrennt auszuweisen.
- (3) **Art. 4 StromVV** präzisiert die Angemessenheit der Tarife im Sinne von Art. 6 Abs. 1 StromVG sowie die Pflichten der Netzbetreiber im Zusammenhang mit der separat zu führenden Kostenträgerrechnung für die Energielieferung. Gemäss Abs. 1 muss sich der Tarifanteil für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung an den Gestehungskosten einer effizienten Produktion und an langfristigen Bezugsverträgen der Verteilnetzbetreiber orientieren. Im Übrigen verpflichtet Art. 4 StromVV die Verteilnetzbetreiber zur Begründung von Erhöhungen und Senkungen der Elektrizitätstarife gegenüber den Endverbrauchern mit Grundversorgung (Abs. 2) sowie im Falle von Erhöhungen auch gegenüber der ECom (Abs. 3).
- (4) **Art. 19 StromVV** sieht vor, dass die ECom neben den Netznutzungstarifen und -entgelten auch die Elektrizitätstarife mittels Effizienzvergleichen überprüft (Abs. 1) und im Fall von ungerechtfertigten Gewinnen entsprechende Tarifsenkungen bei den Netzbetreibern verfügt (Abs. 2). Im Rahmen der Effizienzvergleiche hat die ECom mit den betroffenen Kreisen zusammenzuarbeiten, die nicht beeinflussbaren Unterschiede sowie den Amortisierungsgrad zu berücksichtigen und internationale Vergleichswerte in die Überprüfung miteinzubeziehen.

² Stand vom 1. Januar 2018.



1.1.2 Energiegesetz (EnG) und Energieförderverordnung (EnFV)³

- (1) **Art. 31 EnG** sieht vor, dass Berechtigte für Grosswasser-Marktprämien die Gestehungskosten derjenigen Menge, die sie in der Grundversorgung maximal verkaufen könnten, in die Grundversorgungstarife einrechnen dürfen (Abs. 3).
- (2) **Art. 108 Abs. 2 EnFV** hält fest, dass die Berechtigten von diesem Recht erstmals für das Jahr 2018 und letztmals für das Jahr 2022 Gebrauch machen dürfen.

1.1.3 Weisung der EICom und deren Würdigung

- (1) Die EICom hat für die Kostenermittlung der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung am 14. Mai 2012 die Weisung 3/2012 «Gestehungskosten und langfristige Bezugsverträge gemäss Artikel 4 Absatz 1 Stromversorgungsverordnung» erlassen.⁴ Nachfolgend wird auf diese Weisung eingegangen. Zu anderen Aussagen der EICom, insbesondere in konkreten Verfügungen, wird jeweils in den Kapiteln zu den betreffenden Themen eingegangen.
- (2) Gemäss der Weisung 3/2012 der EICom gehören zu den anrechenbaren Gestehungskosten die Betriebs- und Kapitalkosten einer leistungsfähigen und effizienten Produktion sowie Abgaben. Das von der EICom verwendete Gestehungskostenschema enthält aus Sicht des VSE folgende grundlegende Mängel und ist unvollständig:
 - Das Gestehungskostenschema der EICom verweist vom Wortlaut her nur auf die Wertschöpfungsstufe der Produktion. Die anteiligen Kosten für den Einkauf und für den Vertrieb im Zusammenhang mit der Grundversorgung werden nicht explizit miteinbezogen.
 - Die Definitionen zentraler Begriffe fehlen, z.B. langfristige Bezugsverträge. In dieser Branchenempfehlung sind daher in Kap. 1.2 unten entsprechende Begriffs- und Inhaltsdefinitionen enthalten.
- (3) In dieser Branchenempfehlung wird der Begriff «Gestehungskosten» in einer erweiterten Auslegung verwendet, d. h., dass zu den reinen Produktionskosten und denen für langfristige Bezugsverträge auch die sonstigen Kosten eines Energieversorgungsunternehmens zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe hinsichtlich der Belieferung der Endverbraucher mit Energie hinzuzurechnen sind. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten für Einkauf und Vertrieb. Nicht zu berücksichtigen sind demgegenüber alle mit dem Verteilnetzbetrieb zusammenhängenden Kosten. Aus diesen Überlegungen resultieren Gestehungskostenarten folgender Wertschöpfungsstufen, die in vorliegender Branchenempfehlung verwendet werden (ausführlicher Kap. 2 unten):
 - Produktion (inkl. Partnerwerke)
 - Einkauf
 - Vertrieb
- (4) Explizit äussert sich die EICom in der Weisung 3/2012 zur Berechnung der kalkulatorischen Kapitalkosten. Der Zinssatz soll den Risiken der Stromproduktion angemessen Rechnung tragen und den individuellen Verhältnissen, z.B. der konkreten Finanzierungsstruktur, angepasst werden können.

³ Stand vom 1. Januar 2018.

⁴ Diese Weisung geht von einer Situation aus, in welcher die Marktpreise über den Gestehungskosten der Produktion liegen.



1.1.4 Praxis der ECom bei der Kostenzuordnung

- (1) Gemäss der sogenannten Durchschnittspreismethode der ECom sind die gesamten Kosten der eigenen Stromproduktion und der Strombeschaffung am Markt im Verhältnis zur Absatzmenge in kWh zwischen Endverbrauchern mit Grundversorgung und Kunden am freien Markt aufzuteilen. Demnach ist es nicht zulässig, den Bedarf der Endverbraucher mit Grundversorgung in erster Linie durch eigene Produktion zu entsprechenden Kosten zu decken (vgl. Abbildung 1). Die Durchschnittspreismethode basiert auf einer Interpretation von Art. 6 Abs. 5 StromVG durch die ECom.

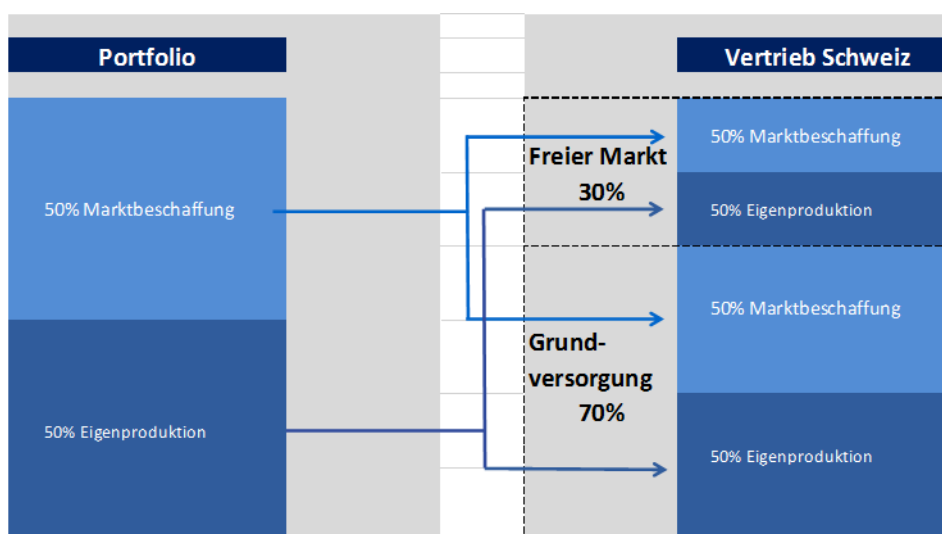


Abbildung 1 Kostenzuteilung gemäss ECom-Durchschnittspreismethode

- (2) Das Bundesgericht hat diese Durchschnittspreismethode als gesetzmässig bestätigt (Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016 von Roll Casting AG gegen Centralschweizerische Kraftwerke AG).
- (3) Der Entscheid des Bundesgerichts hat jedoch zahlreiche Umsetzungsfragen offengelassen. Die vorliegende Branchenempfehlung gibt entsprechende Empfehlungen ab. Hierzu wird jeweils in den Kapiteln zu den betreffenden Themen eingegangen.
- (4) Der Entscheid des Bundesgerichts wurde mit Inkrafttreten der Gesetzesänderungen der Energiestrategie 2050 in Bezug auf Grosswasserkraft revidiert (vgl. 1.2.4 unten).

1.2 Anwendungsbereich

1.2.1 Akteure und Definitionen

- (1) **Endverbraucher** sind Kunden, welche Elektrizität für den eigenen Verbrauch kaufen. Ausgenommen hiervon ist der Elektrizitätsbezug für den Eigenbedarf eines Kraftwerks sowie für den Antrieb von Pumpen in Pumpspeicherkraftwerken (Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG).
- (2) **Feste Endverbraucher** sind Endverbraucher mit weniger als 100MWh Jahresverbrauch pro Verbrauchsstätte. Sie haben keinen Anspruch auf Netzzugang.



- (3) **Endverbraucher mit Grundversorgung** sind feste Endverbraucher und Endverbraucher, die auf den Netzzugang verzichten (Art. 2 Abs. 1 lit. f StromVV). Der Verteilnetzbetreiber muss die erforderlichen Massnahmen treffen, ihnen jederzeit die gewünschte Menge an Elektrizität mit der erforderlichen Qualität und zu angemessenen Tarifen liefern zu können.
- (4) **Freie Endverbraucher** sind Endverbraucher, die von ihrem Recht auf Netzzugang Gebrauch machen respektive bereits Gebrauch gemacht haben. Sie sind von der Grundversorgung im Sinn von Art. 6 StromVG ausgenommen. Eine Regulierung der Preise und der anrechenbaren Gestehungskosten nach StromVG findet hier nicht statt.⁵
- (5) **Produzenten** unterliegen der Gestehungskostenregelung von Art. 4 Abs. 1 StromVV grundsätzlich nicht. Aus Sicht des VSE betrifft sie einen Produzenten bzw. dessen Eigentümer in zwei Fällen:
- Das Kraftwerk oder die Kraftwerksgesellschaft ist im direkten Eigentum oder unter der Kontrolle eines Energieversorgungsunternehmens mit Grundversorgungsauftrag.
 - Das Kraftwerk ist als Partnerwerk ausgestaltet und mindestens ein Energieversorgungsunternehmen mit Grundversorgungsauftrag ist daran beteiligt. In diesem Fall ist/sind diese Energieversorgungsunternehmen als (Mit-)Eigentümer gemäss Ziffer 5 der EICOM-Weisung 3/2012 verpflichtet, seine/ihre Kosten aufgrund der partnerschaftlichen Eigenproduktion unabhängig von der Eigentümerstruktur an seine Endverbraucher mit Grundversorgung anteilig weiterzugeben. Für die übrigen Eigentümer ist die vorliegende Branchenempfehlung bzw. die Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV aus Sicht des VSE nicht anzuwenden.

In sämtlichen übrigen Fällen von unabhängigen Produzenten ohne Grundversorgungsauftrag ist die vorliegende Branchenempfehlung bzw. die Gestehungskostenregelung von Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV aus Sicht des VSE nicht anzuwenden.

- (6) **Eigene Anlagen im Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung** (Art. 19ff. EnG), d.h. Kraftwerke bzw. Produktionsgesellschaften des EVU mit Grundversorgungsauftrag, fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV. Die produzierte Elektrizität gilt dabei als Strom ohne Herkunftsnachweis, da der ökologische Mehrwert durch die Einspeiseprämie vergütet wird.
- (7) **Eigene Anlagen im Einspeisevergütungssystem ohne Direktvermarktung, einschliesslich KEV-Anlagen, die nicht in die Direktvermarktung gewechselt haben**, (Art. 19ff. EnG) fallen nicht unter den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV
- (7) **Eigene Anlagen mit Investitionsbeitrag oder Einmalvergütung** (Art. 24ff. EnG) fallen in den Anwendungsbereich von Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV.
- (8) **Rücklieferer:** Kosten gemäss Art. 15 EnG für die Abnahme von Energie von dezentralen Produktionsanlagen Dritter ausserhalb des Einspeisevergütungssystems können grundsätzlich als Gestehungskosten für die Grundversorgung angerechnet werden. Unter diese Produktionsanlagen fallen auch Anlagen Dritter, welche einen Investitionsbeitrag erhalten.

⁵ «Derjenige Teil des Produktions- und Handelsportfolios, welcher nicht für die Grundversorgung verwendet wird, untersteht mithin auch nicht der Regulierung von Art. 6 StromVG. Ein Netzbetreiber ist in diesem Bereich in seiner Tarif-/Preisgestaltung frei» (EICOM-Verfügung 211-00008 vom 22. Januar 2015 in Sachen Repower AG und Repower Schweiz AG).



Gemäss Art. 15 Abs. 3 EnG richtet sich die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach den vermiedenen Kosten des Netzbetreibers für die Beschaffung gleichwertiger Elektrizität, bei Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen nach dem Marktpreis zum Zeitpunkt der Einspeisung.

Gemäss Art. 12 EnV richtet sich die Vergütung für Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach den Kosten des Netzbetreibers für den Bezug gleichwertiger Elektrizität bei Dritten sowie den Gesteuerungskosten der eigenen Produktionsanlagen; die Kosten für allfällige Herkunftsnachweise werden nicht berücksichtigt. Die Gleichwertigkeit bezieht sich auf die technischen Eigenschaften der Elektrizität, insbesondere auf die Energiemenge und das Leistungsprofil sowie auf die Steuer- und Prognostizierbarkeit. Bei der Vergütung für Elektrizität aus fossil und teilweise fossil befeuerten Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen ergibt sich der Marktpreis gemäss Art. 12 EnV aus den Stundenpreisen am Spotmarkt im Day-ahead-Handel für das Marktgebiet Schweiz.

Gemäss einem im Auftrag des VSE erstellten Rechtsgutachten ist die Vorgabe von Art. 12 EnV, wonach sich die Vergütung für erneuerbare Energie auch nach den Gesteuerungskosten der eigenen Produktionsanlagen richtet, nicht gesetzeskonform.⁶

Die Rückspeisevergütung stellt allein das Entgelt für «Graustrom» dar. Die Entschädigung des ökologischen Mehrwertes mittels Kauf von Herkunftsnachweisen erfolgt separat und ist freiwillig.

- (9) **Verteilnetzbetreiber** sind von dieser Branchenempfehlung in ihrer Rolle als Energielieferant für Endverbraucher mit Grundversorgung betroffen. Der Verteilnetzbetreiber unterliegt in dieser Rolle den Vorschriften von Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV. Verteilnetzbetreiber, die keine Endverbraucher mit Grundversorgung beliefern, unterliegen diesen Vorschriften nicht.

Auf das Verhältnis des Verteilnetzbetreibers mit seinen unabhängigen vorgelagerten Netzbetreibern bzw. Energielieferanten ist Art. 6 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV nicht anwendbar, da die Verteilnetzbetreiber keine Endverbraucher darstellen und deshalb selber keinen Anspruch auf Grundversorgung haben.

- (10) **Unabhängige Energielieferanten** ohne Grundversorgungsauftrag und reine Stromhändler unterstehen den Regelungen von Art. 4 Abs. 1 StromVV nicht.

1.2.2 Auslandsgeschäfte

- (1) Beteiligungen an Kraftwerksgesellschaften im Ausland, entsprechende Bezugsverträge (vgl. Kap. 2.1 unten) oder Tätigkeiten im Ausland sind von der Regelung gemäss Art. 6 Abs. 5 StromVG und der Gesteuerungskostenregelung gemäss Art. 4 Abs. 1 StromVV nur insofern betroffen, als eine physische Lieferung des Stroms in die Schweiz zu Versorgungszwecken erfolgt. Dies bedingt entsprechende Grenzkapazitäten. Wird der Strom im Ausland abgesetzt oder wird der Strom durch ausländische Vergütungsmodelle, wie zum Beispiel in Deutschland von den Einspeisevergütungen nach Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vergütet, finden sie bei der Ermittlung der Gesteuerungskosten keine Berücksichtigung, da sie nicht im Zusammenhang mit der Belieferung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen und einem anderen Geschäftszweck dienen.

⁶Dr. Stefan Rechsteiner Ann Sofie Benz: Gutachten «Gesetzeskonformität der Rückspeisevergütung gemäss Verordnungsentwurf zur Energiestrategie 2050 (Art. 13 Abs. 1 E-EnV) vom 13. April 2017 erstattet im Auftrag von Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE.



- (2) Die Produktion aus Grenzkraftwerken kann unabhängig der tatsächlichen Netzsituation im Minimum im Umfang des schweizerischen Anteils gemäss staatsvertraglicher Länderquote zur Ermittlung der Gestehungskosten in der Grundversorgung anteilig berücksichtigt werden.

1.2.3 Langfristige Bezugsverträge

- (1) Als «langfristige Bezugsverträge» im Sinne von Art. 4 Abs. 1 StromVV und der Ziffer 6 der Weisung 3/2012 der EICom werden nach der Interpretation des VSE alle Energieverträge zur physischen Strombeschaffung verstanden, die eine längerfristige Geschäftsbeziehung regeln. Als «sonstige Beschaffungsverträge» werden alle Vereinbarungen zur physischen Beschaffung von Energie verstanden, die jedoch nicht auf eine längerfristige Geschäftsbeziehung ausgelegt sind.

1.2.4 Elektrizität aus Grosswasserkraftwerken

- (1) Elektrizität aus Grosswasserkraftwerken, die die Bestimmungen von Art. 30f. EnG und der zugehörigen Verordnungsartikel erfüllen, darf in vollem Umfang der Grundversorgung zugerechnet werden und muss nicht in die Berechnung der Gestehungskosten gemäss Durchschnittspreismethode einbezogen werden.
- (2) Welches EVU die Elektrizität aus einem Grosswasserkraftwerk in seine Grundversorgung einrechnen darf, bestimmt sich wie folgt (vgl. Art. 30 Abs. 2 EnG und Art. 88 Abs. 3 EnFV):
 - Dieses Recht steht zuerst dem Anlagenbetreiber zu.
 - Wird das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten vom Eigner getragen, steht diesem das entsprechende Recht zu, sofern der Betreiber die Risikotragung bestätigt.
 - Andere Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben anstelle des Eigners das entsprechende Recht, wenn diese das Risiko nicht gedeckter Gestehungskosten tragen, beispielsweise aufgrund eines Bezugsvertrags zu Gestehungskosten oder ähnlichen Konditionen. In diesem Fall muss der Eigner die Risikotragung bestätigen. Nicht eingerechnet werden kann der Elektrizitätsbezug, welcher auf einem Vertrag beruht, der seit dem 1. Januar 2016 und auf kurze oder mittlere Sicht abgeschlossen wurde.
- (3) Diese Zurechnung zur Grundversorgung ist gemäss Art. 108 Abs. 2 EnFV zeitlich begrenzt auf die Jahre 2018 bis 2022. Eine spätere Verrechnung über die Deckungsdifferenzen ist nach Auffassung des VSE zulässig, sofern die Kosten in den genannten Jahren angefallen sind.

1.2.5 Handel

- (1) Die Handelstätigkeit umfasst die Ausführung von Handelsgeschäften an den verschiedenen Strom- und Zertifikatsmärkten. Unter Handelsgeschäften werden vor allem Abschlüsse über die physische Lieferung von Strom oder Zertifikaten, wie auch die rein finanzielle Absicherung (z.B. durch Futures) verstanden. Die Handelstätigkeiten werden sowohl an der Börse (z.B. EPEX-Spot, EEX) als auch über den ausserbörslichen Handel (OTC, Broker, etc.) abgewickelt. Damit kann eine Handelstätigkeit z.B. der Verkauf einer Kraftwerksposition am Terminmarkt sein oder der Kauf einer Position im Day-Ahead-Markt sein.
- (2) Im Folgenden werden Beispiele für wesentlichste Handelsfelder genannt:



- Der Ausgleich von offenen Positionen im Auftrag des Einkaufs. Dazu zählen einerseits der Verkauf «überschüssiger» Energie, die aufgrund einer Long-Position entsteht, und andererseits der Ausgleich einer offenen Short-Position zur Gewährleistung der Versorgungspflicht.
 - Handelsgeschäfte mit Lieferort im Ausland, analog zur Produktion (vgl. Kapitel 1.2.2 oben).
 - Tätigkeiten im Rahmen des Eigenhandels, welcher im eigenen Namen und auf eigene Rechnung des Unternehmens zwecks Erzielung von Handelsgewinnen durchgeführt wird und somit in keinerlei Verbindung mit der Energiebelieferung von Endverbrauchern steht. Er erfüllt damit lediglich den Charakter einer Transformation, welche nicht den Besitz oder die Nutzung einer Bestandsposition als Ziel hat, sondern ihre Vermarktung zur Gewinnerzielung. Somit besitzt der Eigenhandel keine Versorgungsfunktion.
 - Bewirtschaftung des eigenen Produktionsparks oder im Auftrag Dritter, im In- und Ausland.
 - Optimierung von Risikopositionen für andere Wertschöpfungsstufen.
- (3) Der Handel kann als interner Dienstleister gegenüber der Produktion, dem Einkauf, dem Vertrieb und gegenüber dem Netz (Netzverluste) auftreten. Dadurch wird auch die Transparenz der internen Wertflüsse und der Kostenrechnung erhöht.
- (4) Der reine nicht-verbraucherbezogene Kauf und Verkauf von Strom (derivativer Charakter jedoch partiell mit physischer Erfüllung) an einer Börse oder Over-the-counter (OTC), sei dies in Form von Forwards, Derivaten oder Ähnlichem, ist bei der Kostenbestimmung der Energielieferung an Endverbraucher in der Grundversorgung nicht zu berücksichtigen. Dies aus folgenden Gründen:
- Es handelt sich bei der jeweiligen Gegenpartei an einer Börse oder einer OTC-Gegenpartei nicht um einen Endverbraucher i.S.v. Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG. Es handelt sich bei diesen Energiemengen um solche, welche die Gegenpartei erwirbt bzw. absetzt, um sie ihrerseits (direkt oder indirekt) an einen Endverbraucher abzusetzen (ausführlicher vgl. 1.2.7 unten).
 - Der Einbezug dieser Energiemengen aus Handelsgeschäften in die massgebliche Energiebilanz würde dazu führen, dass dieselbe Energie einen mehrfachen Einfluss auf den Durchschnittspreis haben würde.
 - Soweit keine physische Erfüllung vorliegt, wird kein Netzzugang in Anspruch genommen, weshalb Art. 6 Abs. 5 StromVG nicht zur Anwendung kommt, welcher Preisvorteile aufgrund des freien *Netzzugangs* zum Inhalt hat.
- (5) Relevant für die Kosten der Energielieferung in der Grundversorgung sind somit lediglich die Handelstätigkeiten, die im Zusammenhang mit der Belieferung von Endverbraucher in der Schweiz getätigt werden (zur Ausnahme der Handelsgeschäfte für Back-to-Back-Verträge vgl. 1.2.5.1 unten). Diese Handelsgeschäfte können auch Absicherungsgeschäfte umfassen. Diese Handelstätigkeiten werden in der Wertschöpfungsstufe Einkauf abgebildet (vgl. 2.2 unten).

1.2.5.1 Back-to-Back-Verträge

- (1) Als Back-to-back-Verträge werden Energielieferverträge an Endverbraucher definiert, nach deren Abschluss der direkte Lieferant bei einem Vorlieferanten umgehend spezifische Energiebezugsverträge abschliesst. Sinn und Zweck des Geschäfts ist die Absicherung gegen Marktpreisschwankungen während der Vertragsdauer. Der direkte Lieferant selbst trägt dabei ausser dem Ausfallrisiko kaum weitere Risiken. Der Einkaufspreis und die Einkaufsmenge sind ex-ante betrachtet bis auf die Vertriebsmarge für die vereinbarte Periode (ein bis mehrere Jahre) gleich dem Verkaufspreis und der Verkaufsmenge.



- (2) Back-to-Back-Verträge sind nach Ansicht des VSE von der Kostenzuordnung gemäss Durchschnittspreismethode auszunehmen, da hier der direkte Lieferant als «Zwischenhändler» auftritt und lediglich Energie im Auftrag spezifischer Endverbraucher beschafft. Eine Rechtsprechung diesbezüglich besteht jedoch nicht, insbesondere waren solche Geschäfte nicht Gegenstand im Verfahren des Bundesgerichtsurteils 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016.

1.2.6 Energiequalitäten

- (1) Gemäss Art. 4 EnV muss für jede an Endverbraucher gelieferte kWh die Stromkennzeichnung nachgewiesen werden. Stromlieferung in der Grundversorgung ohne Herkunftsnachweis ist somit nicht mehr zulässig. Die entsprechenden Kosten für das Grundprodukt sind nach Ansicht der Branche Gestehungskosten der Grundversorgung.
- (2) In der nicht rechtskräftigen Verfügung 211-00016 vom 17. November 2016 betreffend ewb hat die EICom festgehalten, dass die EICom zuständig zur Überprüfung von Ökostromprodukten ist, weil
- Der Begriff des Elektrizitätstarifs gemäss Art. 22 StromVG sämtliche Tarifelemente umfasst, welche ein Endverbraucher mit Grundversorgung schlussendlich zu bezahlen hat (d.h. Ökostromprodukte = angemessene, kostenbasierte Elektrizitätstarife gemäss Art. 6 Abs. 1 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV);
 - dadurch, dass Endverbraucher mit Grundversorgung innerhalb der Grundversorgungsprodukte ökologische Energieprodukte wählen, sie nicht auf dem freien Markt sind;
 - nur durch die Erfassung sämtlicher Tarifbestandteile der Schutz der Endverbraucher mit Grundversorgung sichergestellt werden kann.
- (3) Der VSE beurteilt die Zuständigkeit der EICom in diesem Bereich anders. Der Bereich der Qualitätszertifikate und der Vermarktung des ökologischen Mehrwerts eigener Produktionsanlagen ist aus Sicht des VSE nicht reguliert. Sofern seitens des Energieversorgungsunternehmens ein Grundversorgungstarif mit Berücksichtigung besonderer Stromqualitäten angeboten wird, so können diese einerseits durch entsprechend erworbene Zertifikate und andererseits durch die Festlegung eines entsprechenden Produktionsmixes realisiert werden. Das Angebot eines solchen Tarifes im Rahmen der Grundversorgung ist aus Sicht des VSE im Sinne der Nachhaltigkeit durchaus zu begrüssen und auch im Interesse von Politik, Gesellschaft und Umwelt. Es sollte daher im Ermessen des einzelnen Energieversorgungsunternehmens liegen, inwieweit die resultierenden «Qualitätskosten» in die Ermittlung der Gestehungskosten für die Belieferung von Endverbrauchern mit Grundversorgung mit Strom berücksichtigt werden oder nicht. Die Bewertungsgrundlage im Falle der Berücksichtigung sollten zum einen die Erwerbskosten der Qualitätszertifikate und zum anderen im Falle des Vorhandenseins eigener Produktionsanlagen alle Kosten sein, die im Zusammenhang mit der Sicherstellung der entsprechenden Qualitäten entstehen.
- (4) Dem Energieversorgungsunternehmen ist es aus Sicht des VSE daher auch freizustellen, inwiefern es wählbare Aufpreis- oder Mehrwertprodukte im Rahmen oder ausserhalb der Grundversorgung anbietet. Im Falle von für die Kunden frei wählbaren Zusatz- oder Mehrwertprodukten unterstehen entgegen der Praxis der EICom die Zusatz- oder Mehrwertprodukte aus Sicht des VSE nicht der Regulierung.



1.2.7 Belieferung von Energieversorgungsunternehmen

- (1) Aus den Erwägungen des Bundesgerichts im Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016 ergibt sich, dass sich die Durchschnittspreismethode auf eine anteilmässige Zuordnung der Energiemengen und der entsprechenden Kosten zwischen festen und freien Endverbrauchern bezieht.⁷ Energieversorgungsunternehmen zählen nicht zu Endverbrauchern i.S.v. Art. 4 Abs. 1 lit. b StromVG (vgl. 1.2.1 (1) oben), da sie keine Energie zum eigenen Verbrauch einkaufen, sondern diese beziehen, um sie ihrerseits an Endverbraucher oder andere Energieversorgungsunternehmen abzugeben. Insofern sind Energiemengen und entsprechende Beschaffungskosten für die Belieferung von Energieversorgungsunternehmen, einschliesslich Nachliegern, nicht für die anteilmässige Weitergabe eines allfälligen Preisvorteils gemäss Art. 6 Abs. 5 StromVG zu berücksichtigen.
- (2) Die ECom vertritt u. a. in der Verfügung 211-00008 vom 22. Januar 2015 in Sachen Repower AG und Repower Schweiz AG jedoch die Auffassung, dass bei der anteilmässigen Mengen- und Kostenzuordnung gemäss Durchschnittspreismethode Grundversorgung, freie Endkunden, Nachlieger und Netz für Wirkverluste zu berücksichtigen sind (Ziff. 58, 1. Satz). Nach Meinung des VSE gehen die Erwägungen des Urteils des Bundesgerichts vor.

2. Wertschöpfungsstufen Energie

- (1) Neben den im Rahmen der Produktion entstehenden Kosten sowie den Kosten für langfristige Bezugsverträge sind zur Ermittlung der Grundversorgungstarife die in einem Energieversorgungsunternehmen darüber hinaus anfallenden Kosten zur Durchführung der erforderlichen Einkaufsaktivitäten sowie der Aktivitäten zur Betreuung der Endverbraucher mit Grundversorgung und des diesbezüglichen Vertriebes zu berücksichtigen. Die entsprechenden Prozesse sind für ein Energieversorgungsunternehmen zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe unabdingbar. Auch die zugehörigen Betriebs- und Kapitalkosten im Vertrieb sind aus den mit Endverbrauchern getätigten Umsätzen zu decken und müssen daher bei der Tarifgestaltung ebenfalls berücksichtigt werden. Erfolgt dies nicht, so ist die Wirtschaftlichkeit von Energieversorgungsunternehmen beeinträchtigt. Unter Berücksichtigung vorgenannter Aspekte wird Art. 4 Abs. 1 StromVV insbesondere hinsichtlich des Begriffes «Orientierung an den Gestehungskosten» seitens des VSE dahingehend interpretiert, dass die Kosten einer effizienten Produktion und von langfristigen Bezugsverträgen in jedem Falle bei der Kalkulation der Tarife für die Grundversorgung heranzuziehen sind. Die übrigen Kosten eines Energieversorgungsunternehmens, die zur Erfüllung seiner Versorgungsaufgabe und zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit anfallen, sind aber ebenfalls zu berücksichtigen. Dies im Gegensatz zu einer wörtlichen Auslegung der aktuell gültigen Weisung 3/2012 der ECom, wonach zur Ermittlung der Grundversorgungstarife lediglich die im Rahmen der Produktion entstehenden Kosten anzusetzen wären, allerdings im Einklang mit der gegenwärtigen Praxis der ECom in ihren Verfügungen.
- (2) Zur Sicherstellung der Grundversorgung mit Energie im Sinne von Art. 6 StromVG sind, neben der Netzinfrastruktur zur Übertragung und Verteilung, je nach Energieversorgungsunternehmen die folgenden Wertschöpfungsstufen relevant: Die Produktion und/oder der Einkauf von zusätzlichen Strommengen bei Drittproduzenten oder am Markt sowie der Vertrieb des Stroms an die Endverbraucher. Da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Verteilnetzbereiche gemäss Art. 10 StromVG mindestens buchhalterisch von den übrigen Tätigkeitsbereichen entflechten müssen, konzentriert

⁷ Vgl. Bundesgerichtsurteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016, Überschrift Kapitel 5 «Aufteilung der Kosten auf Grundversorgung und freie Endverbraucher», sowie Erläuterung 5.2.3 «... Wie diese Preisvorteile dann auf die verschiedenen Gruppen von Endkonsumenten aufgeteilt werden, richtet sich nicht nach Abs. 4, sondern nach Abs. 5 von Art. 6.» [Eigene Hervorhebung].



sich das vorliegende Kostenrechnungsschema ausschliesslich auf die «Wertschöpfungsstufen Energie».



Abbildung 2 Wertschöpfungsstufen Energie

- (3) Ein einzelnes Energieversorgungsunternehmen mit Grundversorgungsauftrag kann dabei auf allen oder nur auf einzelnen Wertschöpfungsstufen tätig sein und ist in seiner Organisation frei. Einzelne Elemente der Wertschöpfungskette können als Dienstleistung bei Dritten eingekauft oder an Dritte ausgelagert werden. Energieversorgungsunternehmen, welche eine Wertschöpfungsstufe nicht betreiben, müssen die Ausführungen im entsprechenden Kapitel dieses Dokuments nicht beachten.

2.1 Produktion

- (1) Die Kosten der Produktion von Strom in eigenen Kraftwerken sowie der mit Partnern gemeinsam betriebenen Partnerkraftwerke werden im vorliegenden Kostenrechnungsschema in der Wertschöpfungsstufe Produktion abgebildet. Nicht miteinbezogen werden KEV-Anlagen (vgl. 1.2.1 oben).
- (2) Als Gestehungskosten der Produktion werden alle Kosten eines Kraftwerkes loco Klemme verstanden. Sie umfassen alle aufwandsgleichen Kosten mit direktem oder indirektem ursächlichem Zusammenhang mit der Erzeugung, kalkulatorische Kosten (wie z.B. Kosten für Gratis- oder Vorzugsenergielieferungen) und kalkulatorische Kapitalkosten für das betriebsnotwendige Vermögen. Sie werden bei gleichzeitiger Strom- und Wärmeproduktion mengengewichtet berücksichtigt, d. h. es werden lediglich die anteiligen Stromproduktionskosten in die Gestehungskostenermittlung aufgenommen.
- (3) Weisen Marktprämien-Berechtigte die entsprechende Grosswasserkraft-Produktion der Grundversorgung zu, sind aus Gründen der Nachweisbarkeit die Gestehungskosten dieser Anlagenkategorie separat zu erfassen.
- (4) Die Kosten von Partnerwerken fallen anteilig den Beteiligungsverhältnissen und/oder der Energiebezüge der Partner an. Die Kostenrechnung orientiert sich dabei an den gleichen Grundsätzen wie diejenige von eigenen Kraftwerken gemäss (2).
- (5) Die Kosten von Beteiligungen fallen gemäss Jahresrechnung resp. Beteiligungsverhältnis an. Diese sind im Kostenrechnungsschema der Wertschöpfungsstufe Produktion zuzuordnen, wenn der Bezug der anteiligen Strommengen kostenbasiert erfolgt. Dies kann auch für kostenbasierte Langfristverträge der Fall sein.
- (6) Einmalige Investitionskostenbeiträge bei baulichen Massnahmen sind zu passivieren und analog zur Abschreibungsdauer der betroffenen Anlagen aufzulösen.
- (7) Investitionsbeiträge und Einmalvergütungen gemäss Art. 24ff EnG sind zu passivieren und analog zur Abschreibungsdauer der betroffenen Anlagen aufzulösen.



- (8) Das ganze Produktionsportfolio der Energie wird an die nachgelagerte Wertschöpfungsstufe «Einkauf» abgegeben. Die entsprechende Disposition der für die Grundversorgung erforderlichen Energiemengen und -qualitäten erfolgt auf dieser Stufe.

2.2 Einkauf

- (1) In der Wertschöpfungsstufe Einkauf fallen sämtliche zusätzlich zu Produktion notwendigen Beschaffungs- und Dispositionskosten für die benötigte Energiemenge zur Belieferung der Endverbraucher eines Energieversorgungsunternehmens an. Dies beinhaltet insbesondere die Kosten aus langfristigen Bezugsverträgen (gemäss der Definition in Kap. 1.2.3 oben), die Kosten sonstiger Beschaffungsverträge und die Kosten allfälliger weiterer Beschaffungen am freien Markt für die Belieferung der Endverbraucher. Im Unterschied zur kostenbasierten Produktion sind diese Verträge oftmals marktpreisbasiert ausgestaltet und haben in erster Linie zum Ziel, eine Short-Position (offene Position) auszugleichen, um die jederzeitige Sicherstellung der physischen Lieferung an die eigenen Endverbraucher gewährleisten zu können.
- (2) Dieser Ausgleich einer offenen Short-Position kann dabei anhand unterschiedlicher Beschaffungsstrategien vorgenommen werden. So kann sich ein Energieversorgungsunternehmen bspw. für eine Vollversorgung entscheiden und damit zu jeder Stunde die von ihm benötigte Strommenge von seinem Vorlieferanten beziehen. Diese «Sorglosigkeit» ist im Vergleich zu anderen Beschaffungsstrategien normalerweise mit einem höheren Beschaffungspreis verbunden. Eine andere Strategie zum Ausgleich einer Short-Position besteht darin, eine strukturierte Beschaffung vorzunehmen. Dies beinhaltet die Beschaffung unterschiedlicher Standardstromhandelsprodukte zu unterschiedlichen Zeitpunkten bei gleichzeitiger Deckung des Restbedarfs am Spotmarkt. Aufgrund der Komplexität und des dazu notwendigen Fachwissens wird in der Regel der eigene oder ein externer Handel mit der operativen Umsetzung dieser Strategie beauftragt.
- (3) Des Weiteren sind auch die Kosten für Ausgleichsenergie, die Kosten der Energie von dezentralen Produktionsanlagen (vgl. Kap. 1.2.1) sowie die zur Bewirtschaftung angefallenen Gemeinkosten in der Gesteungskostenkalkulation zu berücksichtigen. Allfällige Kosten/Erlöse für andere Aktivitäten dieser Wertschöpfungsstufe eines Energieversorgungsunternehmens werden vom Versorgungsgeschäft und somit von der Gesteungskostenkalkulation abgegrenzt.

2.3 Vertrieb

- (1) Der Vertrieb stellt den direkten Kontakt zum Endverbraucher (Kundendienst, Produktmanagement, Produkt- und Preiskommunikation, Abrechnung, etc.) sicher. Er betreut und berät die unterschiedlichen Kundensegmente, gestaltet neue Produkte und zusätzliche Dienstleistungen, entwickelt diese weiter und stellt zumeist auch den Tagesbetrieb in den Bereichen Energiedatenmanagement (wie z.B. Mutationen, Fahrplan) und Abrechnung sicher. Je nach Auftrag und Strategie des einzelnen Energieversorgungsunternehmens fördert er zudem auch die Energieeffizienz u. ä. oder führt Kundeninformationsmassnahmen durch. Kundenspezifische und freiwillig angebotene Dienstleistungen sind mit deren Erlösen und Kosten von den Gesteungskosten abzugrenzen.
- (2) Leistungen des Energievertriebs sind kostenmässig vom Netzvertrieb abzugrenzen. Zudem ist darauf zu achten, dass Marktleistungen, d.h. Leistungen an freie Endverbraucher auch in der Kostenrechnung klar von den erforderlichen Leistungen für die Endverbraucher mit Grundversorgung abgegrenzt werden.



2.4 Schnittstellen der Wertschöpfungsstufen

- (1) Es wird empfohlen, die Gestehungskosten für jede einzelne Wertschöpfungsstufe einzeln zu ermitteln.
- (2) Die Beziehungen zwischen den Wertschöpfungsstufen lassen sich am effizientesten durch ein geeignetes Portfoliomodell auflösen. Das in dieser Branchenempfehlung vorgeschlagene Verfahren zur Ermittlung der Gestehungskosten basiert daher auf einem solchen. Es besitzt folgenden grundsätzlichen Aufbau:
 - Für jede Wertschöpfungsstufe (Produktion, Einkauf und Vertrieb) wird ein Portfolio definiert, in welchem die jeweiligen Mengen zu Strombezug und Stromabgabe nach Quellen und Senken aggregiert sowie bewertet sind.
 - Zudem werden die Beziehungen zwischen den Portfolios berücksichtigt, so dass eine Übergabe von bewerteten Mengen von einem Portfolio zum nächsten möglich ist.
- (3) Wesentliches Strukturmerkmal des Portfoliomodells ist die Abgrenzung und Unabhängigkeit der Wertschöpfungsstufen. Im Einzelnen bedeutet dies, dass auf Ebene der Produktion keine Zuordnung produzierter Strommengen zu Abnehmergruppen, insbesondere nicht zu Endverbraucher, erfolgt, sondern diese nach Abzug des Eigenbedarfes vollständig an die Wertschöpfungsstufe Einkauf zur Vermarktung und Bewirtschaftung übergeben werden. Im Rahmen des Einkaufs werden diese ggf. mit weiteren am Markt beschafften Mengen zusammengeführt. Dann erfolgt ebenfalls auf Ebene des Einkaufs die Festlegung, welche Mengen an den Handel, den Vertrieb, das Netz (Wirkverluste) oder die Produktion (Eigenbedarf, Pumpenergie) abgegeben werden sollen. Die Wertschöpfungsstufe Vertrieb bezieht die zur Belieferung der Endverbraucher benötigten Mengen vollständig von der Wertschöpfungsstufe Einkauf. Auf Stufe Vertrieb erfolgt dann auch die konkrete Zuordnung der insgesamt beschafften Mengen zu einzelnen Kunden- und Produktgruppen. So erfolgt die Zuordnung von Grosswasserkraft-Produktion gemäss Art. 31 EnG (vgl. 1.2.4 oben) an grundversorgte Kunden auf dieser Stufe. Mit diesem Ansatz wird auf jeder Wertschöpfungsstufe die erforderliche unternehmerische Flexibilität gewahrt sowie der Tatsache Rechnung getragen, dass auf jeder Stufe unterschiedliche Marktregeln und darauf aufbauende Geschäftsmodelle greifen.
- (4) In jedem Portfolio werden die Energiekosten vollständig ermittelt. Dies ist erforderlich, um die jeweiligen Teilmengen, die über die Wertschöpfungsstufen hinweg von einem Portfolio zu einem anderen übergeben werden, korrekt bewerten zu können.

3. Grundsätze der Kostenermittlung und -zuordnung

3.1 Allgemeines

- (1) Im Unterschied zur Bestimmung der anrechenbaren Netzkosten im Sinne von Art. 15 StromVG fehlen entsprechende Vorgaben zur Ermittlung der Gestehungskosten der Energielieferung der Grundversorgung auf Stufe Gesetz und Verordnung. Die einzigen Vorgaben auf Gesetzes- und Verordnungsstufe stammen aus Art. 6 Abs. 5 StromVG und Art. 4 Abs. 1 StromVV (vgl. 1.1.1 oben).
- (2) Aus Sicht des VSE ist es angemessen und sinnvoll, die Grundsätze und Prinzipien des vom VSE empfohlenen Kostenrechnungsschemas für Verteilnetzbetreiber (KRSV-CH) soweit möglich zu über-



nehmen und auf diese zu verweisen. Die grundsätzlichen Empfehlungen zur Führung der Kostenrechnung als Vollkostenrechnung, zur Abgrenzung und zur Gliederung der Kostenrechnung sind in Analogie zum Netz auch für die Bestimmung der Gestehungskosten der Energielieferung für die Grundversorgung anwendbar. Die sachlichen Abgrenzungen zwischen der Finanz- und der Kostenrechnung sind analog zur Bestimmung des KRSV-CH vorzunehmen.⁸ Die Wertermittlung der einzelnen Kostenpositionen erfolgt aus betriebswirtschaftlicher Sicht unter Einbezug von kalkulatorischen Kostenelementen.

- (3) Für die Bestimmung der Gestehungskosten sind alle relevanten Kosten gemäss vorne beschriebenen Wertschöpfungsstufen zu berücksichtigen. Weitere Leistungen auf den einzelnen Wertschöpfungsstufen, z.B. das Angebot von Regelenergie für die Systemdienstleistungen der Swissgrid durch die Produktion oder das Angebot von frei wählbaren Zusatzprodukten durch den Vertrieb sind mit den entsprechenden Kosten und den jeweiligen Erlösen sachgerecht und nachvollziehbar abzugrenzen.
- (4) Die Kostenrechnung wird anhand von Plan- bzw. Budgetwerten zum Zweck der Tarifikalkulation erstellt. Zum Zweck der Nachkalkulation wird sie anhand der Ist-Werte geführt.
- (5) Das Geschäftsjahr kann vom Energieversorgungsunternehmen frei bestimmt werden. Neben dem Kalenderjahr kann insbesondere auch das hydrologische Jahr verwendet werden. Im Falle von unterschiedlichen Geschäftsjahren bei Beteiligungsgesellschaften oder Partnerwerken ist die entsprechende zeitliche Abgrenzung der Kosten und Erlöse sicherzustellen.

3.2 Kostenschema Gestehungskosten

- (1) Die Herleitung der einzelnen Kostenarten soll in vergleichbarer Art und Weise zu den Kostenarten-gruppen im Netzbereich gemäss den Empfehlungen des KRSV-CH erfolgen.
- (2) Aus vorliegenden Gründen empfiehlt der VSE den betroffenen Energieversorgungsunternehmen mit Grundversorgungsauftrag die Abbildung des nachstehenden Gestehungskostenschemas zur Ermittlung der vollständigen Gestehungskosten für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung. Das Schema orientiert sich weitgehend am Schema der anrechenbaren Kostenelemente im Bereich Netze gemäss KRSV.⁹ Das Schema bildet die Kostenstruktur der relevanten Kostenträger pro Wertschöpfungsstufe ab. Die Kostenartengruppen können sich aus Primär- und Sekundärkosten zusammensetzen. Sekundärkosten können via Leistungsverrechnung und Umlagen entstehen. Die Prinzipien der Schlüsselung von Gemeinkosten gemäss Art. 7 Abs. 5 StromVV¹⁰ sind sinngemäss anzuwenden.
- (3) Das folgende Kostenschema dient als Orientierung. Es muss nicht zwingend in diesem Detaillierungsgrad ermittelt werden und kann unternehmensspezifisch abweichen. Kosten, die zum Beispiel der Position Beschaffungskosten zugewiesen wurden, können bei Verteilnetzbetreibern ohne Produktion der Position Einkauf zugeordnet werden. Die Kostengruppen pro Wertschöpfungsstufe bilden primär Rollen und nicht Organisationseinheiten eines Unternehmens ab.

⁸Vgl. Kapitel 4.1 des KRSV-CH 2018.

⁹Vgl. Kapitel 4.3 des KRSV-CH 2018.

¹⁰Gemäss Art. 7 Abs. 5 StromVV müssen Gemeinkosten über verursachergerechte Schlüssel zugeordnet werden. Die zu Grunde liegenden Schlüssel müssen sachgerecht, nachvollziehbar und schriftlich festgehalten sein sowie dem Grundsatz der Stetigkeit entsprechen.



Kostengruppen pro Wertschöpfungsstufe		Produktion	Einkauf	Vertrieb
		3.3.1	3.3.2	3.3.3
100	Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen			
100.1	Kalkulatorische Abschreibungen	X		
100.2	Kalkulatorische Zinsen	X		
200	Betriebskosten			
200.1	Anlagenbetrieb	X		
200.2	Instandhaltung der Anlagen	X		
200.3	Eigenbedarf	X		
200.4	Pumpspeicherbetrieb	X		
200.5	Ausgleichsenergie	X	X	
200.6	Einstauersatz	X		
200.7	Auflösung / Bildung Rückstellungen	X		
200.8	Übrige Betriebskosten	X		
300	Beschaffungskosten			
300.1	Beschaffung bei Partnerwerken / Beteiligungen	X		
300.2	Langfristige Bezugsverträge	X	X	
300.3	Beschaffung Börse / OTC / Einkauf		X	
300.4	Beschaffungsnebenkosten / Disposition		X	
600	Verwaltungs- und Vertriebskosten			
600.1a	Management, Verwaltung	X	X	X
600.2	Vertriebskosten			X
600.3	Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens	X	X	X
600.4	Sonstige Kosten	X	X	X
700	Direkte Steuern			
700.1	Aufwandgleiche direkte Steuern	X	X	X
700.2	Kalkulatorische direkte Steuern	X	X	X
700.3	Kapitalsteuern	X	X	X
800	Abgaben			
800.1	Konzessionsabgaben	X		
800.2	Wasserzinsen	X		
800.3	Gratis- und Vorzugsenergielieferungen / Naturalleistungen	X		
900	Sonstige Erlöse			
900.1	Kostenbeiträge	X		
900.2	Sonstige Erlöse	X		X

Tabelle 2 Kostenschema Gestehungskosten (Übersicht)



3.3 Gestehungskosten der einzelnen Wertschöpfungsstufen

- (1) Nachstehend werden die einzelnen Kostenarten pro Wertschöpfungsstufe gemäss der Übersicht in Tabelle 2 beschrieben. Die Erläuterungen beschränken sich auf die wesentlichen Positionen, sind beispielhaft und nicht abschliessend.

3.3.1 Gestehungskosten Produktion

100 Kalkulatorische Kapitalkosten der Anlagen

100.1 Kalkulatorische Abschreibungen

Die Methode der kalkulatorischen Abschreibung der Produktionsanlagen ist im Unterschied zum Netzbereich nicht vom Gesetz- bzw. Verordnungsgeber definiert. Gemäss ECom-Weisung 3/2012 erfolgen die kalkulatorischen Abschreibungen linear über den jeweils kürzeren Zeitraum von wirtschaftlicher Nutzungsdauer oder Konzessionsdauer auf der Basis von Anschaffungswerten. Diese können sowohl Sachanlagen wie auch immaterielle Anlagen (z.B. Bezugsrechte oder einmalige Verleihgebühren) umfassen.

100.2 Kalkulatorische Zinsen

Produktionsanlagen

Die kalkulatorischen Zinsen bei Produktionsanlagen werden auf den Anlagenrestwerten (inkl. Gebäude und Land) berechnet.

Anlagen im Bau

Anlagen im Bau (AiB) stellen analog zu den bereits betriebenen Anlagen betriebsnotwendiges Vermögen dar. Die kalkulatorischen Zinsen der AiB werden auf den aufgelaufenen Kosten der noch nicht abgeschlossenen Investitionen berechnet. Anzahlungen für Anlagen sind ebenfalls als AiB oder als Teil des Nettoumlaufvermögens zu verzinsen (vgl. Position 600.3).

Partnerwerke

Analog zu den eigenen Produktionsanlagen (inkl. AiB) sind auch die gemeinschaftlich mit Partnern betriebenen Anlagen in Partnerwerken zu verzinsen. Die kalkulatorische Verzinsung erfolgt anhand des Beteiligungsverhältnisses auf der Basis der anteiligen Restwerte des Anlagevermögens der Partnerwerke und auf dessen anteiligen betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen.

Immaterielle Rechte und/oder Beteiligungen

Auch Beteiligungen und/oder immaterielle Rechte aus Bezugsrechten oder Bezugsverträgen sind aktivierbar und stellen betriebsnotwendiges Anlagevermögen dar. Die aus Stromlieferverträgen bestehenden Bezugsrechte können auch als Derivate bilanziert werden. Entsprechende Vermögenswerte sind ebenfalls zu verzinsen.

200 Betriebskosten

200.1 Anlagenbetrieb

Die Kosten für den Anlagenbetrieb bestehen aus Material, Fremd- und Eigenleistungen für insbesondere folgende Aktivitäten:



- Betrieb und Steuerung der Produktionsanlagen, insbesondere Leittechnik
- Betriebsmessung und Messdatenmanagement
- Fahrplanerstellung
- Betriebssicherheit
- Qualitätssicherung
- Projektierung und Planung
- Kalkulatorische Kapitalkosten von Informatik, Messwesen, Geräten, Gebäuden, etc., welche für den Anlagenbetrieb notwendig sind

200.2 Instandhaltung der Anlagen

Die Kosten für die Instandhaltung der Produktionsanlagen umfassen Material, Fremdleistungen und Eigenleistungen für Inspektionen, Wartung, Instandsetzung, Störungsbehebungen und Ersatz.

200.3 Eigenbedarf

Die Energiekosten für den Eigenbedarf von Strom zum Betrieb der Produktionsanlagen werden vom Einkauf zu Bezugsmengen verrechnet. Der Bezugspreis basiert auf der Bezugsqualität der Energie. Werden mehrere Energiequalitäten für den Eigenbedarf genutzt, ergibt sich der Bezugspreis aus dem Bezugsmix.

200.4 Pumpspeicherbetrieb

Kosten der Pumpenergie stehen in direktem Zusammenhang mit der Energieproduktion. Sie fallen beim Einkauf als effektive Kosten an. Der Bezugspreis ergibt sich aus den Bezugsmengen bewertet zu den Beschaffungskosten für die entsprechende Energiequalität.

200.5 Ausgleichsenergie

Kosten, welche einer Bilanzgruppe (z.B. Kraftwerkseinheit) bei Abweichung von Fahrplänen belastet werden.

200.6 Einstauersatz

Als Entschädigung für entnommenes Wasser an Kraftwerksunterlieger ist in der Regel Energie zu liefern. Die Ersatzenergielieferung an Unterlieger ist Bedingung, dass das eigene Kraftwerk produzieren darf.

Die Kosten für diese Energie sind mit Marktpreisen anzusetzen.

200.7 Auflösung / Bildung Rückstellungen

Zuweisungen bzw. Auflösungen von Rückstellungen für Betriebsrisiken gemäss individueller Risikobewertung sind in den Gestehungskosten kostensteigernd bzw. kostenmindernd zu berücksichtigen.

Zuweisung bzw. Auflösung von Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbaukosten der Anlage sind in den Gestehungskosten kostensteigernd bzw. kostenmindernd zu berücksichtigen.



200.8 Übrige Betriebskosten

Übrige Betriebskosten im Zusammenhang mit für die Produktion notwendigen Anlagen und Leistungen sind beispielsweise

- Kosten für Mieten, Benützungsschädigungen und Leasing
- Baurechtszinsen, Kulturschäden, Entschädigung für Nutzungsrechte
- Prämien für Haftpflicht-, Vermögens- und Sachversicherungen

300 Beschaffungskosten

300.1 Beschaffung bei Partnerwerken / Beteiligungen

Eine eigentliche Beschaffung aus fremden Quellen ist auf der Stufe Produktion nicht vorgesehen, sie findet über den Einkauf statt. Jedoch ist es üblich, die (nicht konsolidierten) anteiligen Produktionskosten der Partnerwerke als Beschaffungskosten der Produktion in die Gesteuerungskostenberechnung des Versorgers miteinzubeziehen.

Die Partnerwerke können hierfür eine Kostenrechnung nach den gleichen Grundsätzen wie die eigenen Kraftwerke erstellen oder sich auf die Jahresrechnung abstützen.

Wird vereinfachend auf die Finanzrechnung bzw. die Jahresrechnung abgestützt, sind die notwendigen Korrekturen, wie beispielsweise die Abschreibungen, der Finanzaufwand, die Steuern und die ausgewiesenen Gewinne der Partnerwerke, vorzunehmen, da diese aus unternehmenspolitischen und steuerlichen Gesichtspunkten dargestellt werden.

Die kalkulatorischen Kapitalkosten der Partnerwerke (Abschreibungen, Kapitalverzinsung, Steuern) sind analog zu eigenen Produktionsanlagen neu zu ermitteln. Umgekehrt sind die effektiv in der Finanzrechnung des Partnerwerks verrechneten Abschreibungen, Steuern, Gewinne und der Finanzaufwand heraus zu rechnen. Die kalkulatorische Verzinsung wird anteilmässig bereits in Position 100.2 berücksichtigt. In Position 300.1 werden die übrigen aufwandgleichen Kosten sowie die kalkulatorischen Abschreibungen der Partnerwerke ausgewiesen.

300.2 Langfristige Bezugsverträge

Die effektiven Beschaffungskosten aufgrund langfristiger Bezugsverträge können analog zu Partnerwerken der Produktion zugeordnet werden. Im Falle deren Aktivierbarkeit ist die Verzinsung dieser Vermögenswerte in Position 100.2 sichergestellt.

600 Verwaltungskosten

600.1a. Management, Verwaltung

Anteilige Kosten für Geschäftsleitung, Sekretariat, Rechnungswesen, Mahn- und Inkassowesen, Controlling, Personalwesen, Rechtsdienst, Informatik, interne Post, Telefonzentrale, anteilige Raumkosten, kalk. Kapitalkosten für Verwaltungsinfrastruktur, Bank- und Postgebühren, übrige Gebühren, Debitorenverluste, Verbandsbeiträge, Geschäftsbericht, Kommissions- und Verbandsarbeit, Unternehmenskommunikation, etc. Die Aufzählung ist nicht abschliessend.



600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens

Kalkulatorischer Zins auf dem betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögen der Produktion.

600.4 Sonstige Kosten

Sonstige Kosten der Produktion sind insbesondere Finanzierungsnebenkosten, wie Fremdwährungseffekte bei ausländischen Beteiligungen, Emissionskosten/Disagios von Anleihen, Bankspesen, Kommissionen; Kosten für Forschung und Entwicklung etc.

700 Direkte Steuern

700.1 Aufwandgleiche direkte Steuern

Ertragssteuern der relevanten Gesellschaften, die effektiv im Geschäftsjahr angefallen sind und anteilig der Produktion belastet werden (ex post-Betrachtung). Bei der Ex ante-Berechnung kann eine Abschätzung auf vergangenen Ist-Werte und voraussichtlichen Entwicklungen vorgenommen werden.

700.2 Kalkulatorische direkte Steuern

Alternativ zu aufwandgleichen, direkten Steuern können ausgehend von der WACC-Formel und unter Annahme eines Finanzungsverhältnisses und einer Fremdkapitalrisikoprämie aus dem betriebsnotwendigen Vermögen und dem mittleren Steuersatz die anteiligen kalkulatorischen Steuern angesetzt werden.

700.3 Kapitalsteuern

Allfällige, anteilige Kapitalsteuern auf Stufe Produktion sind separat auszuweisen.

800 Abgaben

800.1 Konzessionsabgaben

Mit jährlichen Konzessionsabgaben der Produzenten zugunsten des Gemeinwesens (Gemeinden, Kantone) wird das Recht entschädigt, auf öffentlichem Grund und Boden eine Produktionsanlage zu errichten und zu betreiben (Entgelt für gesteigerten Gemeingebrauch). Im Fall von einmaligen Konzessionsabgaben können diese analog zu den betreffenden Anlagen aktiviert und über die Konzessionsdauer abgeschrieben werden.

800.2 Wasserzinsen

Der Wasserzins ist die Abgeltung zugunsten des Gemeinwesens (Gemeinden, Kantone) der Nutzung der Wasserkraft, die zur Energieerzeugung genutzt wird.

800.3 Gratis- und Vorzugsenergielieferungen / Naturalleistungen

Alternativ oder ergänzend zu monetären Abgaben wird den Gemeinden und Kantonen als Entschädigung der Konzession oft Gratis- bzw. Vorzugsenergie geliefert. Diese Gratis- bzw. Vorzugsenergie



wird zu Gestehungskosten (inkl. anteilige Verwaltungs- und Vertriebsgemeinkosten) bewertet und als Abgabe verrechnet.

Dasselbe gilt für Entschädigungen in Form von Naturalleistungen wie Unterhaltsarbeiten an Strassen, Wald, etc.

Falls die Lieferung von Gratis- und Vorzugsenergie auch bedeutet, dass die Konzedenten keine Netznutzungskosten zu tragen haben, so sollen diese hier belastet werden. Der entsprechende Betrag ist bei den Netzkosten kostenmindernd zu erfassen.

900 Sonstige Erlöse

900.1 Kostenbeiträge

Allfällige Kostenbeiträge, z.B. für betriebliche Massnahmen im Bereich der Renaturierung gemäss Gewässerschutz- bzw. Fischereigesetz, sind hier den Gestehungskosten gegenzurechnen. Dasselbe gilt für Einspeiseprämien für eigene Kraftwerke in der Direktvermarktung (Art. 21 EnG). Nicht zu erfassen sind Marktprämien für Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen (Art. 30f. EnG), da diese nur für die die Grundversorgung übersteigende Menge ausbezahlt werden.

Einmalige Investitionskostenbeiträge bei baulichen Massnahmen sind dagegen zu passivieren und analog zur Abschreibungsdauer der betroffenen Anlagen aufzulösen.

900.2 Sonstige Erlöse

Sonstige Erlöse der Produktion, die sich im Rahmen der Kalkulation der Produktionskosten kostenmindernd auswirken, sofern diese nicht schon in den Positionen 100 bis 700 in Abzug gebracht wurden. Dies wären zum Beispiel Honorare für Ingenieursleistungen, Beratungen, Erlöse aus Bau- und Wartungsarbeiten für Dritte, Betriebsführungen für Dritte, Vermietung von Material, gemeinsamer Einkauf von Material, anteilige Mahngebühren, Verzugszinsen, Rückerstattungen von früher bezahlten und in die Gestehungskosten eingerechneten SDL-Kosten etc.

3.3.2 Gestehungskosten Einkauf

200.5 Ausgleichsenergie

Siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

300 Beschaffungskosten

300.2 Langfristige Bezugsverträge

Einkaufskosten (aus den Bezugsverträgen) sind in dieser Höhe anrechenbare Kosten. Diese sind anteilig bei der Belieferung der Endverbraucher in der Grundversorgung zu berücksichtigen.



300.3. Beschaffung Börse / OTC / Einkauf

Die effektiv für die Belieferung von Endverbrauchern (mit Ausnahme von Back-to-Back-Verträgen) angefallenen Kosten für den Kauf von Energie an der Börse oder OTC sind dieser Höhe anzusetzen.

Darunter fallen auch Kosten für den Einkauf von Ausgleichsenergie sowie Opportunitätskosten bei Beschaffung von Ausgleichsenergie über dem tatsächlich eintretenden Bedarf. Basis für die Ermittlung der aus Handelsgeschäften mit OTC-Partnern und Börsen resultierenden Energiekosten sollten im Rahmen der Vorkalkulation zunächst die vereinbarten Arbeitsentgelte sein.

Leistungsbezogene Vergütungsbestandteile könnten in ihrer wahrscheinlich fallenden Höhe geschätzt und dann den Arbeitskosten hinzu addiert werden. Gleiches gilt für sonstige Preisbestandteile. Ebenfalls hinzuzurechnen bei grenzüberschreitendem Handel sind die entstehenden Grenzkapazitätskosten.

300.4 Beschaffungsnebenkosten / Disposition

Für den Einkauf von Energie am Markt bzw. für die Verhandlung und den Abschluss von Beschaffungsverträgen fallen neben den Kosten für die Energie auch Beschaffungsnebenkosten an. Diese Kosten sind anteilig anzusetzen.

Die anteiligen Betriebskosten der mit dem Einkauf betrauten Personen sowie die kalkulatorischen Kapitalkosten deren Infrastruktur, insbesondere der eingesetzten Energiedatenmanagementsysteme sind zu berücksichtigen.

600 Verwaltungskosten

600.1a. Management, Verwaltung

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens

sofern Gewinn aufgrund Verzinsung des Kapitals berechnet, vgl. 5.2 unten

Für den Geschäftszweck Einkauf ist insbesondere Umlaufvermögen in Form liquider Mittel betriebsnotwendig. Das generierte Einkaufsvolumen bedingt in der Regel einen hohen Bestand an gebundenen Mittel im Umlaufvermögen. Besonderer Beachtung bedarf die Bewertung der offenen Positionen aus Einkaufsgeschäften, aus Absicherungsgeschäften und aus Fremdwährungstransaktionen, sofern die entsprechenden Positionen der Versorgung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen. Das Umlaufvermögen ist so hoch zu bemessen, dass sämtliche Schwankungen und Eventualitäten des Geschäfts mit entsprechenden Mitteln abgefangen und bewältigt werden können. Dabei sind die realistischer Weise zu erwartenden Zahlungseingänge aus dem Stromabsatz an Endkunden zu berücksichtigen. Die jederzeitige Zahlungsfähigkeit muss gewährleistet sein.

Dieses eingesetzte Kapital ist mit einem für die spezifischen Einkaufs- und Handelsrisiken adäquaten Kapitalkostensatz (WACC) zu verzinsen. Für die Herleitung des Zinssatzes vgl. 1.1.3 (4) oben.



600.4 Sonstige Kosten

Insbesondere Finanzierungsnebenkosten, wie Bankspesen, etc.

700 Direkte Steuern

700.1 Aufwandgleiche direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.2 Kalkulatorische direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.3 Kapitalsteuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

3.3.3 Gestehungskosten Vertrieb

600 Verwaltungs- und Vertriebskosten

600.1a Management, Verwaltung

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

600.2 Vertriebskosten

Die zentralen Kosten dieser Wertschöpfungsstufe sind die Vertriebskosten. Diese umfassen insbesondere folgende, nicht abschliessend aufgezählte Aktivitäten: Produktentwicklung, Pricing, Channel Management, Produktkommunikation, Aufbau und Anwendungen von IT-Applikationen zu Kundenbetreuung, Kundenservice-Centers, Messdatenverarbeitung und Fakturierung, Aufwendungen für gesetzliche Pflichten wie Stromkennzeichnung, kalkulatorische Kapitalkosten für Vertriebsinfrastruktur.

600.3 Kalkulatorische Verzinsung des Nettoumlaufvermögens sofern Gewinn aufgrund Verzinsung des Kapitals berechnet, vgl. 5.2 unten

Vertriebstätigkeit benötigt flüssige Mittel für den Einkauf der Energie und deren Vorfinanzierung bis zum Zahlungseingang. Das eingesetzte Kapital, das für die sichere Geschäftsabwicklung benötigt und eingesetzt wird, ist mit dem WACC zu verzinsen.

Es muss immer ausreichend Liquidität vorhanden sein, um als Unternehmen mit Grundversorgungsauftrag zahlungsfähig zu sein und die Energie vorfinanzieren zu können. Dabei sind die realistischer Weise zu erwartenden Zahlungseingänge aus dem Stromabsatz an Endkunden zu berücksichtigen. In der Bemessung der Höhe des betriebsnotwendigen Nettoumlaufvermögens müssen alle Geschäftsfälle – sprich mögliche Risiken – berücksichtigt werden. Ein Zahlungsausfall oder erhöhte Einkaufskosten durch Schwankungen an den Märkten oder im Wechselkurs muss in der Liquiditätsplanung beachtet werden. Die unternehmensnotwendige Bedeutung, ausreichender



Liquidität eingeplant zu haben und vorzuhalten, gilt insbesondere, wenn Kraftwerke ausfallen und die fehlende Produktion für die Grundversorgung eingekauft werden muss. Gemäss Art. 6 StromVG besteht die Pflicht der jederzeitigen Versorgung. Deshalb müssen entsprechend liquide Mittel für den Eintrittsfall bereitgehalten werden. Während die direkten Kostenfolgen (z.B. höhere Beschaffungskosten) in den Folgejahren abgewickelt werden, bindet die Vorhaltung Mittel bzw. Vermögen. Das Nettoumlaufvermögen zur Sicherstellung der Versorgungspflicht ist als gesetzliche Vorgabe betriebsnotwendig und daher zu verzinsen.

600.4 Sonstige Kosten

Zum Beispiel Beiträge an Vertriebspartnerschaften, etc.

700 Direkte Steuern

700.1 Aufwandgleiche direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.2 Kalkulatorische direkte Steuern

siehe oben Wertschöpfungsstufe Produktion

700.3 Kapitalsteuern

Allfällige, anteilige Kapitalsteuern auf Stufe Vertrieb sind separat auszuweisen.

900 Sonstige Erlöse

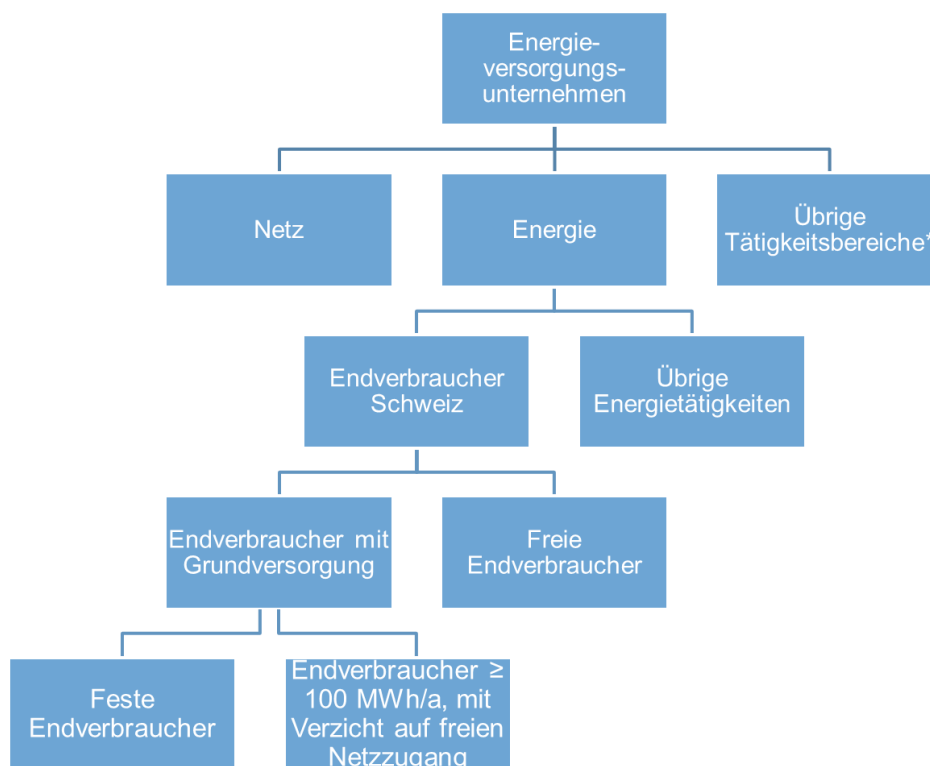
900.2 Sonstige Erlöse

Erlöse, die sich im Rahmen der Kalkulation der Vertriebskosten kostenmindernd auswirken, sofern diese nicht schon in den Positionen 600 und 700 in Abzug gebracht wurden, wie etwa Rückerstattungen von Lieferanten, Beiträge von Vertriebspartnern oder Dienstleistungen für Dritte.



4. Kostenträgerstruktur

- (1) Gemäss Art. 6 StromVG hat das Energieversorgungsunternehmen für die Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung eine Kostenträgerrechnung zu führen. Zur konkreten Ausgestaltung der Kostenträgerrechnung äussern sich weder der Gesetzgeber noch die EICom. Im KRSV empfiehlt der VSE für die Kosten und Erlöse der Energie der Grundversorgung aus praktischen Gründen mindestens zwei separate Kostenträger (Versorgungsenergie für feste Endverbraucher sowie für Endverbraucher mit Verzicht auf Netzzugang). Analog zur Netznutzung ist die weitere Detaillierung in Energieproduktgruppen bzw. Energieprodukte unternehmensspezifisch festzulegen.¹¹



* z. B. Hausinstallationsgeschäft, Telekommunikation, Gas, nicht zwingend vorhanden.

Abbildung 3 Empfohlene Kostenträgerstruktur Energie Grundversorgung

- (2) Um die Durchschnittspreismethode der EICom umzusetzen, ist ein primärer Kostenträger «Endverbraucher Schweiz» zu führen. Diesem sind die Kosten, die im Zusammenhang mit der Belieferung von Endverbrauchern in der Schweiz stehen, zuzuordnen, sowie die entsprechenden Energiemengen.
- (3) Dem anderen primären Kostenträger «Übrige Energietätigkeiten» sind nach Auffassung des VSE Kosten und Energiemengen aus insbesondere folgenden Geschäften zuzuordnen:
- Back-to-Back-Verträge (vgl. 1.2.5.1 oben),
 - Belieferung anderer Energieversorgungsunternehmen (vgl. 1.2.7 oben),
 - Auslandsgeschäfte ohne Bezug zur Belieferung von Schweizer Endverbraucher (vgl. 1.2.2 oben)

¹¹ Vgl. Kapitel 6.2 KRSV-CH 2018.



- Handelsgeschäfte ohne Bezug zur Belieferung von Schweizer Endverbraucher (vgl. 1.2.5 oben)
- (4) Innerhalb des primären Kostenträgers «Endverbraucher Schweiz» erfolgt anschliessend die Kostenschlüsselung zwischen den Kostenträgern «Energie Endverbraucher mit Grundversorgung» und dem Kostenträger «Energie freie Endverbraucher» grundsätzlich im Verhältnis zur abgesetzten Energiemengen (Durchschnittspreismethode).
 - (5) Direkt dem Kostenträger «Energie Endverbraucher mit Grundversorgung» zugewiesen werden dürfen die Kosten und Energiemenge der Elektrizität aus Grosswasserkraftanlagen, sofern die in Kap. 1.2.4 oben beschriebenen Voraussetzungen erfüllt sind.
 - (6) Zur Abbildung des internen Werteflusses im Sinne des Portfoliomodells (vgl. Kap. 2.4 oben) ist es möglich, zusätzlich zu dem regulatorisch zwingenden Kostenträger auf Stufe des Vertriebs auch Vorkostenträger der vorgelagerten Wertschöpfungsstufen vorzusehen. Solche Vorkostenträger ermöglichen die transparente Abbildung sämtlicher Wertschöpfungsstufen mit entsprechenden, internen Verrechnungspreisen zu geplanten bzw. effektiven Gestehungskosten.
 - (7) Ökologische Mehrkosten (Beschaffung Herkunftsnachweise, erworbene Zertifikate) können in der Regel nicht direkt einem Kostenträger gemäss Abbildung 3 zugewiesen werden. Sie werden ebenfalls vom Vertrieb den einzelnen Produkten – in Abhängigkeit der Absatzmenge - zugeordnet. Die Zuteilung der «Qualitätskosten» für die Abnahme erneuerbarer Energie von eigenen Produktionsanlagen erfolgt analog.

5. Bestimmung des angemessenen Gewinns

5.1 Gesetzliche Grundlage

- (1) Für die Grundversorgung mit Energie gibt es weder im Gesetz noch auf Stufe der Verordnung eine explizite Regelung zum angemessenen Gewinn. Einerseits muss der Gewinn aber im Einklang mit den Regulierungsgrundsätzen für die Grundversorgung stehen (Art. 6 StromVG; Art. 4 StromVV). Andererseits ist der Zweck des StromVG zu beachten: Voraussetzungen für eine sichere Elektrizitätsversorgung und einen wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt sowie Rahmenbedingungen für die Erhaltung und Stärkung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Elektrizitätswirtschaft.

5.2 Gewinnbestimmung

- (1) Ein angemessener Gewinn für die Grundversorgung mit Energie entsteht auf jeder vorhandenen Wertschöpfungsstufe und kann grundsätzlich auf verschiedene Arten – je nach vorhandenen Wertschöpfungsstufen – berechnet werden:
 - Angemessene Verzinsung des Kapitals: In der Wertschöpfungsstufe Produktion sind mit der Eigenproduktion, Partnerkraftwerken aber auch möglichen langfristigen Bezugsverträgen beträchtliche finanzielle Mittel gebunden. Auf dieser kapitalintensiven Wertschöpfungsstufe ist eine risikogerechte Verzinsung des gebundenen Eigenkapitals anzuwenden. Analog dem Stromnetz, ist das regulatorisch und betriebswirtschaftlich anerkannte WACC-Modell zu verwenden. Die Ermittlung der angemessenen, risikogerechten Entschädigung muss repräsentativ für das regulierte Unternehmen sein. Die unternehmerischen Risiken in der Produktion sind dabei



grundsätzlich höher als im Netz, was mit einem höheren Risikozuschlag im WACC-Modell manifestiert wird. Grundsätzlich werden dabei die unternehmensindividuellen und technologiespezifischen Gegebenheiten sowie die eigene Finanzierungsstruktur (Eigen- und Fremdkapitalanteil) berücksichtigt. Der Gesetzgeber als auch die Regulierungsbehörde verzichtet auf die Festlegung eines bestimmten Satzes.

- Bei den übrigen Wertschöpfungsstufen (Einkauf, Vertrieb) erfolgt die Festlegung des Gewinnes in der Regel mit einem Zuschlag auf den Selbstkosten einer effizienten Beschaffung für die Grundversorgung. Alternativ kann auch bei diesen Wertschöpfungsstufen das WACC-Modell verwendet werden, allerdings ist dies aufgrund der oftmals geringen Kapitalintensität bei diesen Tätigkeiten nicht zu empfehlen.

5.3 ECom-Praxis

- (1) Aufgrund der fehlenden expliziten gesetzlichen Regelung hat die ECom in den ersten Jahren nach Inkrafttreten des StromVG die sogenannte 95/150-Franken-Regel entwickelt, um auf einfache Art und Weise eine Beurteilung der angemessenen Kosten inklusive Gewinn im Energievertrieb an Endverbraucher in der Grundversorgung zu ermöglichen.
- (2) Berechnung: Die Anzahl Rechnungsempfänger¹² multipliziert mit 95/150 CHF ergeben einen Schwellenwert bzw. Richtwert. Dem gegenüber stehen die ECom-Reporting-Positionen (Formular 5.2):
 - Verwaltungs- und Vertriebskosten
 - Sonstige Kosten der Energielieferung
 - Gewinn des Vertriebes
- (3) Folgen bei Unter-/Überschreitung von 95/150 CHF pro Rechnungsempfänger (Aufgreifkriterium, Schwellenwert) gemäss ECom-Teilverfügung 957-08-141 vom 15. April 2013 (Ziff. 123):
 - Sind die Kosten und der Gewinn kleiner 95 CHF, finden in der Regel keine Kostenüberprüfung statt.
 - Sind die Kosten kleiner als 95 CHF, Kosten und Gewinn aber grösser, wird der Gewinn reduziert, bis Kosten und Gewinn diesem Wert entspricht.
 - Sind die Kosten grösser als 95 CHF, findet in der Regel eine Kostenüberprüfung statt. Dabei ist nachzuweisen, dass die geltend gemachten Vertriebskosten aufgrund struktureller Gegebenheiten gerechtfertigt sind.
 - Liegen Kosten und Gewinn über 150 CHF pro Rechnungsempfänger, so wird diese Summe auf 150 CHF gekürzt.
- (4) Im Urteil 2C_681/2015, 2C_682/2015 vom 20. Juli 2016 hat das Bundesgericht im konkreten Fall die Kürzung der ECom auf 150 CHF (vgl. oben (3), 4. Bulletpoint) gestützt, da die Beschwerdeführerin nicht dargelegt hat, dass und inwiefern in ihrem Fall die effektiven Kosten über 150 CHF liegen. Das Bundesgericht hat dabei festgehalten, dass es zumindest sehr erklärungsbedürftig sei, wenn ein Verteilnetzbetreiber Vertriebskosten aufweist, die mehr als das Doppelte des Medians (d.h. 150 CHF) betragen (Ziff. 6.4.1 f.).

¹² Ein Rechnungsempfänger wird von der ECom definiert als ein Endverbraucher an einer Verbrauchsstätte. Die Anzahl der Messpunkte spielt dabei keine Rolle.



- (5) Zu den Folgen der Über-/Unterschreiten des Grenzwertes von 95 CHF besteht keine letztinstanzliche Beurteilung. Nach Ansicht des VSE kann eine Kürzung von Kosten und Gewinn auf 95 CHF, falls die Kosten unter 95 CHF, Gewinn und Kosten aber über 95 CHF liegen (vgl. oben (3), 2. Bulletpoint), zu unsachgemässen Ergebnissen führen. Insbesondere kann die Gleichheitsgebot bzgl. Energieversorgungsunternehmen mit Kosten unter 95 CHF und solchen mit Kosten über 95 CHF verletzt sein, da zweitgenannte unter Umständen einen höheren Gewinn erzielen dürfen.

6. Deckungsdifferenzen

- (1) Als Deckungsdifferenz bezeichnet man die in der Nachkalkulation ermittelte Differenz zwischen den tatsächlichen Gestehungskosten (Ist-Kosten) und dem angemessenen Gewinn einerseits und den tatsächlich erzielten Erlösen (Ist-Erlöse) andererseits.
- (2) Nach Auffassung der ECom sind bei der Energielieferung an Endverbraucher mit Grundversorgung Deckungsdifferenzen zu führen. Die Frage, ob eine entsprechende Pflicht besteht, ist nicht letztinstanzlich geklärt. Die Vorgehensweise erläutert die ECom in Bezug auf den Netzbereich in der Weisung 1/2012 «Deckungsdifferenzen aus den Vorjahren» sowie in adjustierten Formularen in der Kostendeklaration, in denen die Deckungsdifferenzen Energie separat ausgewiesen werden müssen.
- (3) Salden, für welche eine zukünftige Verpflichtung zur Rückerstattung besteht (Überdeckungen), muss das Energieversorgungsunternehmen nach dieser Auffassung per Bilanzstichtag zu Lasten der Erlöse in der Grundversorgung passivieren oder bei Unsicherheit im Sinne einer Eventualverbindlichkeit auf die mögliche Rückerstattungspflicht hinweisen. Salden zu Gunsten des Netzbetreibers (Unterdeckungen) können aktiviert werden, sofern das Energieversorgungsunternehmen die Deckungsdifferenz zu einem späteren Zeitpunkt tatsächlich an die Endverbraucher mit Grundversorgung verrechnet.
- (4) Aktivierte oder passivierte Deckungsdifferenzen werden für die Zeitperiode des Auftretens bis zur Berücksichtigung in einer zukünftigen Tarifperiode mit dem jeweils gültigen WACC verzinst.

